



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS E ENERGIA**

**Análise e Detecção de Falhas no Enrolamento de
Transformadores de Potência - Modelagem, Simulação e
Validação de Métodos**

Elliton Otávio Silva Ribeiro Brandão

Itajubá - 2026

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS E ENERGIA**

Elliton Otávio Silva Ribeiro Brandão

**Análise e Detecção de Falhas no Enrolamento de
Transformadores de Potência - Modelagem, Simulação e
Validação de Métodos**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto (ISEE)

Coorientador: Prof. Dr. Gustavo Paiva Lopes (ISEE)

Itajubá - 2026

À Alessandra, minha mulher, Alê.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, a Deus, pela força, proteção, sabedoria e pelas incríveis pessoas que colocou e manteve presente em minha vida.

À minha esposa e companheira, Alessandra, que esteve sempre ao meu lado sendo meu porto seguro, incentivadora e parceira, e cuja força e coragem me mantiveram motivado todos os dias.

Aos meus pais, minha sogra, irmãos, cunhadas, sobrinhos e sobrinha, pelo incentivo, apoio e amor incondicional ao longo de toda essa jornada.

Ao meu amigo e orientador, Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto, pela orientação, "paciência", disponibilidade e valiosas contribuições ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Gustavo Paiva Lopes, pelas valiosas discussões e sugestões que lançaram luz sobre diversos desafios enfrentados no decorrer das atividades desta pesquisa.

Aos Professores Dr. Jalberth Fernandes de Araújo e Dr. Wilson Cesar Santana, membros da banca examinadora, pela disponibilidade em avaliarem esta dissertação e pelas contribuições que certamente enriqueceram este trabalho.

À toda a equipe do Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá, Lat-Efei, em especial aos técnicos Cleython, João e Nivaldo, e aos colegas Thallia e Thiago, pelo apoio, colaboração, troca de conhecimentos e auxílio durante as atividades experimentais.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, bem como aos seus docentes e servidores, pelo suporte institucional e pelo ambiente propício à formação acadêmica.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro e incentivo à pesquisa.

E a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho, o meu mais sincero agradecimento.

"Quem desconfia, fica sábio!"

(João Guimarães Rosa)

RESUMO

Os transformadores de potência constituem-se como um dos mais importantes e onerosos componentes de um sistema elétrico. A presença de falhas nesses equipamentos, por sua vez, pode comprometer diretamente a eficiência e confiabilidade do circuito ao qual pertencem. A análise e detecção de falhas incidentes, especialmente as falhas nos enrolamentos, que somam mais de 50% das ocorrências, é crucial para a garantia da operação confiável dos transformadores e do setor elétrico. Diante disso, essa dissertação apresenta uma revisão bibliográfica acerca desses equipamentos, principais componentes e falhas, uma revisão e validação dos principais métodos de detecção das falhas entre espiras e fase-terra. Além disso, é apresentada uma revisão dos principais modelos de simulação reportados na literatura e propõe-se um modelo computacional no ambiente do "ATPDraw" que permite a modelagem desses equipamentos, sob a incidência de falhas no enrolamento, a partir de parâmetros determinados por meio de ensaios elétricos ou advindos de suas dimensões físicas. A modelagem foi realizada com base nos resultados de ensaio a vazio e ensaio de curto-circuito, e a verificação da fidelidade da modelagem à realidade foi realizada com base em comparações entre os resultados simulados com ensaios elétricos realizados em transformadores nos quais faltas nos enrolamentos possam ser inseridas. Para os métodos de detecção, foram usados o ensaio de resposta em frequência, o ensaio de relação de transformação e o ensaio de tensão impulsiva. Esses foram realizados nos transformadores com falhas de diferentes intensidades simuladas e foi verificada a capacidade desses testes em evidenciar as ocorrência das falhas. Os resultados apontam uma elevada eficiência do ensaio de resposta em frequência em detectar falhas de diferentes intensidades e em transformadores de diferentes filosofias construtivas. Já para os ensaios de relação de transformação e tensão impulsiva, há condições que limitam sua eficiência, e restringem sua aplicação generalizada. O modelo proposto, em adição, apresentou uma elevada proximidade com os resultados reais, mas apresentou dificuldades em representar equipamentos cujo enrolamentos são divididos em discos. O trabalho, dessa forma, contribui para o estado da arte de análise e detecção precoce de falhas no enrolamento de transformadores de potência, fornece um método de modelagem capaz de simular transformadores com falhas entre espiras e fase-terra, e executa a validação de certos métodos na detecção dessas ocorrências. A dissertação, além do mais, expõe os principais impactos da divisão em discos do enrolamento nos resultados dos testes considerados e as limitações que essa filosofia construtiva acarreta.

Palavras-chave: ATPDraw. Falhas entre espiras. Falhas fase-terra. FRA. Tensão Impulsiva. Transformadores de Potência. TTR.

ABSTRACT

Power transformers are one of the most important and expensive components of an electrical system. Faults in these devices can directly compromise the efficiency and reliability of the circuit to which they belong. Analysis and detection of incident faults, especially winding faults, which account for more than 50% of occurrences, are crucial to ensuring reliable operation of transformers and the electrical sector. Therefore, this dissertation presents a literature review on these devices, their main components and faults, a review and validation of the main methods for detecting turns-to-turn and phase-to-ground faults. In addition, a review of the main simulation models reported in the literature is presented and a computational model in the ATPDraw environment is proposed that allows modeling of these devices under the incidence of winding faults, based on parameters determined through electrical tests or derived from their physical dimensions. The modeling was performed based on the results of open-circuit and short-circuit tests, and the fidelity of the model to reality was verified by comparing the simulated results with electrical tests performed on transformers in which winding faults could be introduced. For detection methods, frequency response testing, transformation ratio testing, and impulse voltage testing were used. These were performed on transformers with simulated faults of different intensities, and the ability of these tests to highlight the occurrence of faults was verified. The results indicate a high efficiency of the frequency response test in detecting faults of different intensities and transformers of different construction philosophies. However, for the transformation ratio and impulse voltage tests, there are conditions that limit their efficiency and restrict their widespread application. In addition, the proposed model showed a high degree of proximity to the real results but presented difficulties in representing equipment whose windings are divided into disks. This work therefore contributes to the state of the art in the analysis and early detection of faults in power transformer windings, provides a modeling method capable of simulating transformers with turns-to-turn and phase-to-ground faults, and validates certain methods for detecting these occurrences. Furthermore, the dissertation exposes the main impacts of winding disk division on the results of the tests considered and the limitations that this constructive philosophy entails.

Keywords: ATPDraw. Impulse voltage. FRA. Phase-to-ground faults. Power transformers. TTR. Turn-to-turn faults.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Lista de Figuras

1	Esquema básico de um transformador de potência - Núcleo e Enrolamentos.	22
2	Exemplo da bucha de um transformador - Desenho em corte [11].	24
3	Exemplo da aplicação de radiadores em transformadores de potência [17].	25
4	Exemplo de falha nos enrolamentos de um transformadores de potência [31].	28
5	Exemplo de falha nos contatos fixos de comutador de derivação sob carga [17].	31
6	Exemplo de falha no tap capacitivo de uma bucha de alta tensão [14].	33
7	Representação esquemática de um transformador de potência (a) sadio, (b) com ocorrência de falta entre espiras e (c) com ocorrência de falta fase-terra.	37
8	Triângulo de Duval - zonas de falta [53].	40
9	Resposta em frequência em uma fase do enrolamento AT de um transformador em condições normais (curva em preto) e defeituosas (curva em vermelho) - Escala de frequência logarítmica de 1 kHz a 1 MHz [58].	41
10	Resposta em frequência em uma fase do enrolamento AT de um transformador em condições normais (curva em preto) e defeituosas (curva em vermelho) - Escala de frequência logarítmica de 4 kHz a 60 kHz [58].	42
11	Resposta em frequência simulada de um circuito RLC [62].	43
12	Comportamento da dispersão do fluxo magnético em um transformador saudável e sob falta nos enrolamentos [65].	44
13	Circuito modelo para análise da resposta da corrente frente a um impulso de tensão [75].	49
14	Circuito esquemático do modelo de transformadores para análise em frequência nominal.	55
15	Diferentes tipos de curvas de magnetização e <i>loops</i> de histerese [106].	57
16	Representação geral do núcleo ferromagnético [96].	58
17	Análise por elementos finitos em transformadores de potência [109], [110].	60
18	Representação de um transformador monofásico [113], [114].	61
19	Circuito equivalente para representação pelo modelo <i>Saturable Transformer</i> no <i>software</i> "ATPDraw"[31].	66
20	Representação externa do núcleo de um transformador em conjunto com o modelo <i>BCTRAN</i> [99].	67
21	Modelo <i>Hybrid</i> - Matriz de impedância, núcleo e matriz de capacitância [114].	69

22	<i>Setup</i> de medições de Capacitâncias em um Transformador Monofásico de Dois Enrolamentos[98].	74
23	Resposta da corrente em um enrolamento após aplicação de um impulso de tensão [75].	75
24	Transformadores utilizados em testes e coleta de dados.	79
25	Dados de Placa dos Transformadores Empregados nos Ensaios.	81
26	Resultados do Ensaio de Curto-Circuito.	82
27	Configuração e resultados do ensaio a vazio.	83
28	Registros dos Ensaio de Medição de Capacitâncias.	84
29	Circuito construído no <i>software</i> 'ATPDraw' para execução das simulações.	84
30	Modelagem do transformador sadio na rotina BCTRAN.	84
31	Modelagem do transformador sob falta na rotina BCTRAN.	87
32	Ensaio de Resposta em Frequência.	88
33	Comparação entre as respostas em frequência simulada e medida - Transformador 01 sadio.	89
34	Comparação entre as respostas em frequência - Transformador 01 e Transformador 02.	90
35	Comparação entre as respostas em frequência para faltas entre espiras - Transformador 01.	91
36	Comparação entre as respostas em frequência para faltas fase-terra - Transformador 02.	91
37	Transformador 01 - Comparação resposta em frequência para faltas entre espiras.	92
38	Transformador 01 - Comparação resposta em frequência para faltas fase-terra.	93
39	Comparação entre as respostas em frequência simuladas para faltas entre espiras - Transformador 01.	94
40	Comparação entre as respostas em frequência simuladas para faltas fase-terra - Transformador 02.	94
41	Comparação entre as respostas em frequência simulada e medida - Transformador 02 sadio.	95
42	Transformador 02 - Comparação resposta em frequência faltas entre espiras de baixa magnitude.	98
43	Transformador 02 - Comparação resposta em frequência para faltas entre espiras de alta magnitude.	99
44	Comparação entre as respostas em frequência para faltas fase-terra - Transformador 02.	100

45	Comparação entre as respostas em frequência simuladas para faltas fase-terra - Transformador 02.	100
46	Ensaio de Relação de Transformação.	104
47	Circuitos considerados para análise do TTR.	109
48	Análise da influência da impedância capacitiva, X_c , no resultado simulado da relação de transformação.	116
49	Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Formas de ondas da corrente.	119
50	Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Detalhes dos primeiros pulsos de corrente.	120
51	Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Formas de ondas da tensão.	120
52	Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Forma de onda da corrente.	121
53	Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Detalhes do primeiro pulso de corrente.	121
54	Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Forma de onda da tensão.	122
55	Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Formas de ondas da corrente.	124
56	Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Detalhes dos primeiros pulsos de corrente.	125
57	Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Formas de ondas da tensão.	125
58	Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Forma de onda da corrente.	126
59	Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Detalhes do primeiro pulso de corrente.	126
60	Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Forma de onda da tensão.	127
61	Comparação da forma de onda da corrente entre falta fase-terra e falta entre espiras em 115 volts.	129

LISTA DE TABELAS

Lista de Tabelas

1	Codificação das Proporções de Gases segundo o Método de Roger [52]. . . .	38
2	Classificação das Falhas segundo a codificação do Método de Roger [52]. . . .	39
3	Distribuição de espiras ao longo do enrolamento dos transformadores utilizados nos ensaios.	80
4	Resultados coletados e calculados com os ensaios nos transformadores de potência.	82
5	Resultados coletados com o ensaio a vazio - Curva de Saturação do Núcleo. .	85
6	Curtos considerados para ensaios nas condições de falhas.	86
7	Resultados coletados para o ensaio de TTR em cada tap - Transformador 01.	102
8	Resultados coletados para o ensaio de TTR em cada tap - Transformador 02.	103
9	Resultados coletados para o ensaio de TTR - Alimentação do Enrolamento sob Falta - Transformador 01.	105
10	Resultados coletados para o ensaio de TTR - Alimentação do Enrolamento Sadio - Transformador 01.	108
11	Resultados simulados para a relação de transformação - Transformador 01. .	110
12	Resultados coletados para o ensaio de TTR - Alimentação do Enrolamento sob Falta - Transformador 02.	111
13	Resultados coletados para o ensaio de TTR - Alimentação do Enrolamento Sadio - Transformador 02.	112
14	Resultados simulados para a relação de transformação - Transformador 02. .	113
15	Matriz de Rastreabilidade - Objetivos x Metodologia x Resultados x Conclusões - Parte 01.	136
16	Matriz de Rastreabilidade - Objetivos x Metodologia x Resultados x Conclusões - Parte 02.	137
17	Matriz de Rastreabilidade - Objetivos x Metodologia x Resultados x Conclusões - Parte 03.	138
18	Matriz de Rastreabilidade - Objetivos x Metodologia x Resultados x Conclusões - Parte 04.	139

Sumário

1	Introdução	14
1.1	Justificativa	17
1.2	Objetivos	18
1.3	Estrutura do Trabalho	19
1.4	Principais Contribuições	20
2	Fundamentação Teórica	21
2.1	Transformadores de Potência	21
2.1.1	Principais Falhas	26
2.1.1.1	Enrolamentos (20 - 60% das ocorrências)	28
2.1.1.2	Comutador de Derivação sob Carga (10 - 45% das ocorrências)	30
2.1.1.3	Buchas (10 - 15% das ocorrências)	32
2.1.1.4	Tanque (5 - 20% das ocorrências)	34
2.1.1.5	Núcleo (2 - 10% das ocorrências)	35
2.1.2	Ocorrência e Detecção de Falhas Entre Espiras e Fase-Terra	36
2.1.2.1	Análise dos Gases Dissolvidos no Líquido Isolante	37
2.1.2.2	Análise da Resposta em Frequência	40
2.1.2.3	Análise da Dispersão do Fluxo Magnético	44
2.1.2.4	Análise por meio de Redes Neurais Artificiais	45
2.1.2.5	Ensaio de Relação de Transformação - TTR	46
2.1.2.6	Ensaio de Tensão Impulsiva	47
2.1.2.7	Outros Métodos baseados em Tensão e Corrente	49
2.2	Modelagem de Transformadores de Potência	52
2.2.1	Modelagem de Transformadores de Potência na Literatura	54
2.2.1.1	Modelo para Frequência Fundamental	54
2.2.1.2	Não Linearidade no Núcleo	55
2.2.1.3	Modelo para análise em altas frequência	58
2.2.2	Modelagem de Faltas Entre Espiras e Fase-Terra	60
2.2.3	ATPDraw	65
2.2.3.1	<i>Ideal Transformer</i>	65
2.2.3.2	<i>Saturable Transformer</i>	65
2.2.3.3	<i>BCTRAN</i>	67
2.2.3.4	<i>Hybrid Model</i>	68
2.2.4	Modelo Geral	69

2.2.4.1	Resistências e Indutâncias	70
2.2.4.2	Capacitâncias	72
2.2.4.3	Núcleo Ferromagnético	76
3	Setup Experimental e Simulações de Falhas Entre Espiras e Fase-Terra	78
3.1	Análise da Resposta em Frequência e Validação do Modelo de Simulação . .	88
3.1.1	Transformador 01	88
3.1.2	Transformador 02	94
4	Deteção dos Curtos Circuitos Entre Espiras e Fase-Terra	101
4.1	Relação de Transformação	101
4.1.1	Transformador 01	104
4.1.2	Transformador 02	111
4.2	Impulso de Tensão	117
4.2.1	Transformador 01	118
4.2.2	Transformador 02	124
5	Conclusões	131
5.1	Considerações Finais	131
5.2	Investigações Futuras	134
5.3	Publicação Técnico-Científica	135
5.4	Matriz de Rastreabilidade	136

1 Introdução

O desenvolvimento do sistema de suprimento elétrico brasileiro, por meio de grandes centros de geração, sucedeu-se de forma a aproveitar os recursos naturais disponíveis, nas localidades em que esses estivessem. Em acréscimo, como as maiores localidades de consumo não se alocaram de maneira semelhante, os sistemas de transmissão tornaram-se extremamente necessários para interligar os centros geradores aos centros consumidores, vide a significativa distância entre a geração e a carga. Os sistemas de geração, transmissão e distribuição, que compõem esse sistema elétrico, são interligados entre si, normalmente, por subestações. Essas subestações, por sua vez, possuem vários equipamentos elétricos de exatidão que lidam com alta tensão, altas correntes e alta potência, além de realizarem várias operações de manobra para manter o sistema estável, confiável e seguro.

Os transformadores de potência, por exemplo, são equipamentos presentes nessas subestações, e constituem-se como um dos equipamentos mais importantes e onerosos de um sistema elétrico. Esses, em adição, estão constantemente sujeitos às intempéries ambientais e a eventos não desejados no sistema elétrico, como surtos de tensão, provocados por descargas atmosféricas, ou manobras, elevadas correntes, provenientes de falhas em outras partes do sistema, ou no próprio transformador, elementos corrosivos, entre outros. Nesse contexto, a manutenção da estabilidade, confiabilidade e segurança do setor elétrico depende diretamente da detecção precoce de falhas e do monitoramento adequado desses equipamentos.

Os transformadores de potência, em maiores detalhes, apresentam em sua composição mais simples, o núcleo magnético, os enrolamentos de cobre, o tanque com o meio isolante, as buchas de interligação e os elementos de arrefecimento [1]. Os condutores são afetados por eventuais sobrecargas e situações de curto-circuito aos quais o sistema elétrico está sujeito e que, além de esforços térmicos, produzem esforços eletromecânicos. O meio isolante dos condutores, por sua vez, está sujeito ao envelhecimento precoce, afetados pelas condições de temperatura, umidade, teor de oxigênio e acidez e é um elemento que limita a vida útil do transformador [2]. As buchas de interligação podem sofrer com avarias devido à entrada de água ou de umidade, com danificações do invólucro e com a deposição de contaminantes que comprometem o isolamento.

Em acréscimo, o tanque que armazena o meio isolante pode apresentar falhas devido à corrosão e envelhecimento. O sistema de arrefecimento, por sua vez, na maior parte das vezes, em transformadores de potência, é constituído por óleo [2], o qual, além de ser nocivo para o meio ambiente, constitui um risco para a segurança de bens e pessoas por possibilitar a origem de incêndios e explosões. Os sistemas de arrefecimento que empregam o ar como dissipador de calor, por outro lado, não apresentam risco de incêndio ou explosão e contam com menores

custos de inspeção e manutenção [3], entretanto, além de serem de dimensões superiores para uma mesma potência, são mais pesados e produzem maiores ruídos sonoros quando em funcionamento do que os transformadores a óleo. Os ruídos associados ao funcionamento desses equipamentos, além de representarem um incômodo, levantam questões sobre vibrações que podem comprometer o revestimento isolante dos condutores por choques mecânicos.

Ressalta-se, além do mais, que a vida útil do transformador está intimamente ligada à vida útil de sua isolação [2], o qual, por sua vez, depende da integridade elétrica e da resistência do isolador. Forças eletromagnéticas durante a operação, reações químicas devido ao aumento de temperatura, operação em níveis de tensão superiores à nominal e contaminação do óleo por partículas sólidas durante o processo de fabricação são algumas das razões que intensificam esses mecanismos de envelhecimento [1]. O envelhecimento dos componentes dos transformadores pode acarretar diversos tipos de falhas, entre as quais, pode-se destacar as falhas entre espiras e as falhas fase-terra nos enrolamentos. Nesse trabalho, os termos falhas, faltas, curto-circuitos, defeito, ou similares, irão se referir majoritariamente à falhas nos enrolamentos. Essas falhas, em geral, decorrem de algumas fragilidades no isolamento dos condutores ou do próprio transformador. E essas fragilidades, por sua vez, podem ser causadas por sobretensões oriundas de descargas atmosféricas, comutações, sobrecargas ou pela presença de harmônicos de alta intensidade.

As falhas nos enrolamentos, em adição, podem afetar desde uma pequena quantidade de espiras até uma parte significativa dos condutores e, a depender da proporção entre o número de voltas da bobina primária e o número de voltas da bobina secundária em curto, essas ocorrências podem provocar alterações quase imperceptíveis na corrente de alimentação [4]. Ainda que essas variações na corrente de suprimento sejam pequenas, falhas envolvendo poucas espiras geralmente apresentam baixa impedância, o que resulta na circulação de correntes acima do esperado para a quantidade de espiras envolvidas [5]. Se não forem detectadas nos instantes iniciais, desse modo, essas falhas podem causar elevação de temperatura no enrolamento e deslocamento das espiras devido às forças eletrodinâmicas geradas pelas correntes de curto-circuito, provocando a fusão das espiras afetadas e a propagação da falha para espiras vizinhas, comprometendo todo o enrolamento [4], [6].

Diante desse cenário, a modelagem de transformadores de potência em *softwares* de simulação computacional, surge como uma ferramenta relevante para a análise do impacto dessas falhas no funcionamento do equipamento e para a avaliação de métodos de detecção. Por outro lado, essa modelagem ainda representa um grande desafio na literatura [7], [8], [9]. A representação adequada desses equipamentos depende de diversos fatores, como a topologia do núcleo, a configurações dos enrolamentos e as características lineares e não lineares, dependentes, ou não, da frequência, de certas estruturas, além do método de modelagem dessas

falhas nos enrolamentos. Definir de um modelo de simulação que seja capaz de reproduzir, com eficácia, o comportamento do transformador com curto entre espiras ou entre fase e terra nos enrolamentos pode ser útil na simulação de eventos cuja reprodução em laboratório seja significativamente árdua.

De forma paralela, a proposição de métodos capazes de detectar a ocorrência de falhas no enrolamento de transformadores de potência é fundamental para garantir a confiabilidade e a continuidade da operação desses equipamentos. Falhas entre espiras, ou entre fase e terra, podem evoluir rapidamente para defeitos mais graves, levando à degradação acelerada do isolamento, danos estruturais e até ao comprometimento da saúde do equipamento. Como transformadores são componentes críticos, de alto custo e cuja substituição exige longos prazos, a detecção precoce permite ação corretiva planejada, reduzindo riscos operacionais, evitando interrupções inesperadas e minimizando impactos econômicos. Além disso, se verificada a eficácia desses métodos de diagnóstico, esses podem contribuir para aprimorar estratégias de manutenção preditiva, aumentar a vida útil dos ativos e fortalecer a segurança do sistema elétrico como um todo.

Diversos métodos têm sido empregados para o diagnóstico de transformadores de potência, como o ensaio de resposta em frequência, a análise de gases dissolvidos no líquido isolante bem como outras técnicas baseadas na medição de grandezas elétricas terminais, incluindo corrente, tensão. Embora esses métodos sejam amplamente utilizados e eficazes na indicação de anormalidades no equipamento, ainda há limitações significativas quanto à capacidade de caracterizar, com precisão, a natureza e a localização da falha, em especial quando esta ocorre nos enrolamentos. Diante dessa lacuna, este trabalho se propôs a avaliar a capacidade de diferentes métodos de diagnóstico, incluindo os ensaios de relação de transformação (TTR), tensão impulsiva e resposta em frequência (FRA), em detectar e caracterizar falhas entre espiras e falhas fase-terra em enrolamentos de transformadores de potência, levando-se em conta divergências construtivas desses equipamentos.

Os resultados coletados apontaram que apenas o ensaio de resposta em frequência conseguiu uma eficácia na detecção das falhas consideradas em todos os transformadores ensaiados, independente da presença, ou não, de divisão em discos do enrolamento. Para os ensaios de relação de transformação e tensão impulsiva, evidenciou-se que há condições que limitam suas respectivas capacidades de detectar as falhas no enrolamento, envolvendo desde método de execução do ensaio, como a própria característica construtiva do transformador. Para o ensaio de relação de transformação, por exemplo, evidenciou-se que caso o ensaio seja executado alimentando-se o enrolamento sob falta, o comportamento dos dados coletados não acompanha o esperado pela relação entre a quantidade de espiras resultantes, desconsiderando-se as espiras em curto. Já para o ensaio de tensão impulsiva, notou-se que para o transformador

cujo enrolamento é dividido em discos, as alterações nas formas de ondas da corrente e da tensão são significativamente reduzidas, dificultando a identificação de padrões de divergências provocados por essas falhas no enrolamento.

Além dos breves resultados mencionados, outras situações também receberam destaques e estão descritas em detalhes ao longo do desenvolvimento dessa dissertação. De modo geral, entretanto, todos os métodos propostos apresentaram resultados efetivos na detecção das falhas consideradas sob determinadas condições. Além do mais, o trabalho desenvolvido permitiu a interpretação mais aguçada para os resultados dos ensaios considerados, esclareceu as principais divergências introduzidas pela característica construtiva de divisão do enrolamento em discos, e possibilitou um maior esclarecimento acerca do impacto das falhas entre espiras e fase-terra no enrolamento de transformadores. Pelas discussões realizadas, ademais, espera-se que essa pesquisa possa contribuir significativamente para o fortalecimento do status da arte da análise e detecção precoce de falhas no enrolamento de transformadores de potência.

1.1 Justificativa

Os transformadores de potência operam continuamente sob condições adversas de campos eletromagnéticos, temperatura e intempéries ambientais, além de estarem sujeitos às situações que os solicitam significativamente, como sobretensões, descargas atmosféricas e correntes de curto-circuito, por exemplo. Uma vez que anomalias nesse equipamento podem comprometer o fornecimento de energia e os indicadores de qualidade e disponibilidade, e considerando as estatísticas de que cerca de 50% das falhas nos transformadores ocorrem nos enrolamentos e que tais ocorrências geram custos adicionais às concessionárias de energia, métodos de detecção que sejam capazes de detectar, com antecedência, a presença de falhas incipientes em transformadores de potência são extremamente úteis ao setor elétrico.

Apesar dos avanços nos mecanismos de detecção de falhas entre espiras e entre fase e terra em transformadores, a detecção precoce de falhas que envolvam pequenas parcelas dos enrolamentos e que possam ser implementados sem a necessidade da movimentação do equipamento até laboratórios, ainda permanece um desafio técnico de grande relevância. Os métodos tradicionalmente empregados, como a análise de gases dissolvidos no líquido isolante e a proteção diferencial, embora úteis, podem apresentar limitações quanto à sensibilidade à falhas incipientes, à capacidade de implementação em campo e à eficiência em definir com precisão a localidade das falhas eventualmente detectadas. Além do mais, a depender da complexidade dos métodos propostos, a dificuldade de reprodução em laboratório das condições necessárias para sua validação pode também ser um limitante.

Nesse sentido, a presente pesquisa justifica-se pela necessidade de uma revisão crítica e abrangente acerca de transformadores de potência e suas principais falhas, falhas entre espiras

e entre fase e terra e seus principais métodos de detecção e de modelos que consigam simular com precisão o comportamento desses equipamentos, considerando uma eventual condição de falha. A proposição de uma modelagem para transformadores de potência com base em parâmetros coletados por meio de ensaios elétricos e a partir de informações construtivas, em acréscimo, será fundamental para subsidiar o desenvolvimento e a avaliação dos métodos de detecção precoce e não invasivos das falhas mencionadas. Além do mais, a comparação entre o modelo computacional a ser proposto e ensaios elétricos realizados em transformadores com falhas nos enrolamentos será fundamental para a validação do modelo e dos métodos propostos bem como para garantir a possibilidade de simulação de condições cuja reprodução em laboratório seja significativamente árdua.

Em acréscimo, a proposição, execução e validação de diferentes métodos de detecção de falhas no enrolamento, bem como uma discussão acerca das especificidades de cada um desses métodos, com suas limitações e aplicabilidades, permite a criação de acervo técnico sobre o impacto das falhas entre espiras, ou entre fase e o terra, nos resultados para os ensaios propostos. Além disso, a aferição da capacidade de métodos diversos, que em geral são aplicados para outros propósitos, em detectar essas falhas em enrolamentos permite uma melhor compreensão da forma como essas ocorrências impactam nos resultados desses testes, e oferece tanto técnicas adicionais de investigação acerca da integridade desse componente como uma capacidade mais aguçada de interpretar os resultados desses ensaios elétricos.

1.2 Objetivos

Apresentada a relevância do trabalho, definem-se os objetivos da pesquisa, os quais consistem em analisar e detectar falhas no enrolamento de transformadores de potência, por meio de modelagem, simulações e validação de certos métodos direcionados a esse fim. De forma mais específica, tem-se os seguintes objetivos:

- Estabelecer, a partir da literatura técnica e científica, os principais mecanismos de falhas entre espiras e falhas fase-terra em enrolamentos de transformadores de potência, bem como as limitações dos métodos de diagnóstico tradicionalmente empregados;
- Demonstrar a capacidade de um modelo computacional de transformadores, no ambiente de simulação do *software* "ATPDraw", em representar o comportamento do equipamento sob condições normais e em presença de falhas nos enrolamentos, destacando as principais dificuldades inerentes à modelagem e os ensaios que permitiram essa construção ;
- Avaliar o desempenho de diferentes métodos de ensaio elétrico quanto à sua sensibilidade

à detecção de falhas entre espiras e fase-terra nos enrolamentos de transformadores de potência;

- Comparar os métodos analisados quanto à sua robustez para evidenciar falhas entre espiras e falhas fase-terra, considerando a influência de diferentes características construtivas dos enrolamentos;
- Analisar o impacto de divergências construtivas, em especial a configuração dos enrolamentos em discos, na resposta dos métodos de diagnóstico baseados em grandezas terminais;
- Validar as conclusões obtidas por meio da comparação com dados experimentais e com resultados reportados na literatura técnica pertinente.

1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado da forma como se segue: a fundamentação teórica, a qual abrange toda a seção 2, é composta por uma revisão bibliográfica sobre os principais tópicos associados ao tema central do trabalho. Na subseção 2.1, revisa-se os transformadores de potência, em especial as principais falhas que ocorrem nesses equipamentos, com enfoque nas falhas entre espiras e fase terra, bem como os principais métodos de detecção dessas falhas nos enrolamentos. A subseção 2.2, por sua vez, dedica-se a elencar na literatura os principais modelos de simulação de transformadores de potência e as especificidades de cada um deles. Essa subseção estende-se também a modelos de modelagem de falhas entre espiras e entre fase e terra. Por fim, a subseção é finalizada com a definição de um modelo geral que será capaz de representar transformadores de potência com extensão para a modelagem de falhas nos enrolamentos, apontando os principais parâmetros necessários para a simulação e a forma de determiná-los, seja por meio de ensaios elétricos, seja a partir das dimensões físicas do equipamento ou com base em valores típicos.

A Seção seguinte, por sua vez, apresenta o *setup* experimental empregado para o desenvolvimento desse trabalho, com a apresentação dos transformadores a serem utilizados, suas características e os resultados para os ensaios de caracterização nesses realizados. Nessa Seção também é apresentado o modelo de simulação proposto e a validação para com os dados coletados com os equipamentos reais. Uma vez que foi utilizada o ensaio de resposta em frequência para validação do modelo, essa seção também se estende a apresentar a capacidade desse ensaio em evidenciar a ocorrência de falhas nos enrolamentos.

Em sequência, na seção 4, são apresentados os resultados para a capacidade de detecção das falhas mencionadas dos outros dois métodos propostos para esse fim: o ensaio de relação

de transformação e o ensaio de tensão impulsiva. As principais conclusões dessa pesquisa, a proposição de eventuais estudos adicionais que possam auxiliar na melhor compreensão de certos fenômenos observados e a indicação da produção técnico-científica possibilitada por esse estudo é realizada na Seção 5.

1.4 Principais Contribuições

Esta seção apresenta as principais contribuições desta dissertação, as quais decorrem da análise sistemática de falhas entre espiras e falhas fase-terra em enrolamentos de transformadores de potência, considerando tanto aspectos construtivos quanto diagnósticos. Destacam-se, dentre as contribuições fundamentais:

- Proposição e implementação de um modelo no ATPDraw para simulação de falhas entre espiras e fase-terra com parâmetros obtidos por ensaios/placa;
- Estudo comparativo e validação experimental da capacidade dos ensaios de resposta em frequência, relação de transformação e tensão impulsiva na detecção de falhas nos enrolamentos de transformadores;
- Avaliação da capacidade do método de resposta em frequência em detectar e diferenciar entre falhas entre espiras e falhas entre discos;
- Identificação do impacto da divisão em discos dos enrolamentos de transformadores na interpretação dos resultados dos ensaios de relação de transformação e tensão impulsiva;
- Definição de diretrizes de interpretação e dos limites de aplicabilidade dos métodos considerados.

2 Fundamentação Teórica

O objetivo dessa seção é expor os fundamentos teóricos que pautarão as discussões deste trabalho. Na Seção 2.1 será apresentada uma exposição acerca dos transformadores de potência que compõem o sistema interligado nacional, expondo os principais modelos construtivos, as aplicações e principais componentes. Na seção 2.1.1, em maiores detalhes, vez estabelecidas as principais partes componentes de um transformador, serão discutidas as principais falhas nesses equipamentos reportadas na literatura técnica. O enfoque maior será dado nas falhas nos enrolamentos, destacando, principalmente, na seção 2.1.2, em falhas entre espiras e falhas fase-terra envolvendo parcelas do enrolamento. Além da exposição acerca dessas falhas nos enrolamentos, a seção também apontará os principais métodos presentes na literatura que permitem a detecção precoce dessas ocorrências, apresentando os detalhes, especificidades e aplicações de cada um deles.

Após o estabelecimento das características técnicas e construtivas dos transformadores de potência, o enfoque da seção 2.2 será na modelagem, para simulação, desses equipamentos. Essa seção conterá os principais modelos empregados na literatura e suas respectivas aplicações em diversas análises, na seção 2.2.1, e os modelos de simulação que permitem englobar faltas entre espiras e fase-terra, na seção 2.2.2.

2.1 Transformadores de Potência

Uma vez que são capazes de realizar uma transformação de tensão entre dois pontos do sistema elétrico sem afetar a potência transmitida, a aplicação dos transformadores de potência é indispensável [10]. O sistema de suprimento elétrico em corrente contínua de Thomas A. Edison, por exemplo, o qual transmitia energia elétrica com baixas tensões, necessitava de um fluxo de altas correntes para garantir o suprimento de uma quantidade significativa de potência. Essas correntes elevadas, por sua vez, causavam quedas de tensão excessivas e perdas intensas nas linhas de transmissão, limitando a área de atendimento de uma estação geradora [10]. Em um sistema interligado, desse modo, no qual os centros de consumo ficam distantes das unidades geradoras, a transmissão apenas torna-se interessante, técnica e financeiramente, quando realizada em elevados níveis de tensão.

Um transformador, em maiores detalhes, por mais simples que seja, envolve em seu projeto três elementos ativos: o núcleo ferromagnético e dois enrolamentos, os quais terão distinção pelas suas condições de serviço e níveis de tensão de operação [1], conforme representado na Figura 1. O enrolamento que recebe a alimentação é chamado de enrolamento primário, enquanto que, aquele conectado à carga alimentada, recebe o nome de enrolamento secundário. Em relação ao princípio de funcionamento, o enrolamento primário é percorrido pela corrente

injetada pela fonte de alimentação, e a circulação dessa corrente provoca a indução de fluxos magnéticos, os quais são propagados pelo núcleo e induzirão, nos terminais do segundo enrolamento, uma tensão diretamente proporcional à tensão que alimenta o enrolamento primário [1]. Essa proporcionalidade recebe o nome de relação de transformação e está, desconsiderando as perdas elétricas e magnéticas, relacionada com a relação entre o número de espiras que compõem cada um dos enrolamentos.

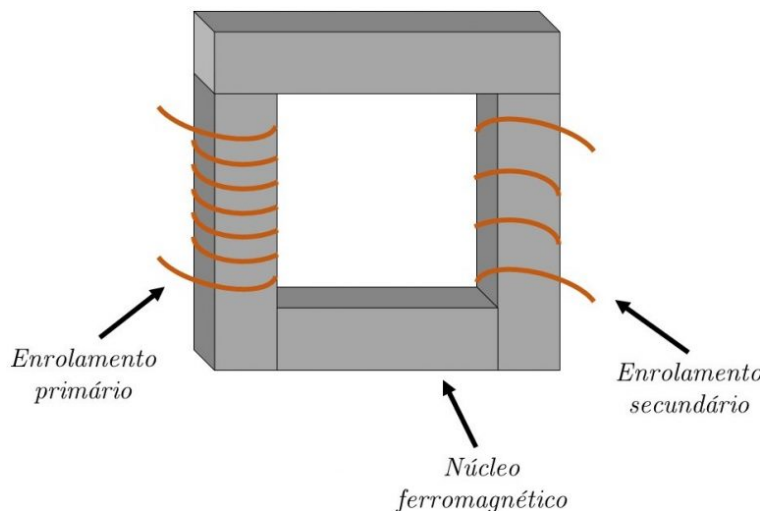


Figura 1: Esquema básico de um transformador de potência - Núcleo e Enrolamentos.

Em relação aos componentes fundamentais, o núcleo magnético, em geral, é feito de algum material com elevada permeabilidade magnética, com o objetivo de impor o mínimo de relutância possível no caminho do fluxo magnético. Além disso, para impedir que esse fluxo induza correntes no próprio núcleo, levando ao sobreaquecimento do material, é comum que esse seja fabricado a partir da sobreposição de lâminas, isoladas entre si por uma camada de material isolante [11]. A separação entre o núcleo e os enrolamentos, e entre os enrolamentos primário e secundário, em adição, também é realizada por um meio isolante, o qual define a isolamento do transformador. Esse meio isolante, em maiores detalhes, pode ser sólido, como papel impregnado com óleo ou resinas, líquido, como óleo vegetal ou mineral, ou gasoso, como o gás SF_6 . A escolha do meio isolante é função da aplicação do equipamento e das condições em que esse irá operar.

Uma vez que o núcleo magnético está constantemente sob efeito de campos eletromagnéticos, este pode experimentar vibrações constantes durante o funcionamento do transformador. O campo magnético, em maiores detalhes, devido ao efeito magnetostriativo, produz pequenas e sucessivas alterações na estrutura do material ferromagnético, o que, quando associado à atuação da força de Lorentz, ocasiona as vibrações do núcleo [12], [13]. Eventuais folgas na estrutura do componente ocasionadas por erros durante a confecção do instrumento, ou pro-

venientes do envelhecimento do equipamento, podem intensificar a presença dessas vibrações [1].

Os enrolamentos que compõem o transformador também estão sujeitos a essas vibrações [13]. Esses, em maiores detalhes, consistem em bobinas de fio condutor, geralmente em cobre ou em alumínio, envoltos por material isolante, em geral do tipo verniz, e enrolados em camadas ao redor do núcleo. Além do dielétrico do próprio condutor, cada camada de enrolamento é segregada com algum isolamento, como, por exemplo, papel, papel impregnado com óleo ou resinas sintéticas. Esse isolamento entre camadas é importante pois o potencial submetido a cada enrolamento é distribuído ao longo de suas espiras. Dessa forma, em camadas sobrepostas, pode haver diferenças de potenciais significativas, a depender do nível de tensão do transformador [11].

Além dos enrolamentos projetados para o nível de tensão de operação nominal do equipamento, alguns transformadores de potência apresentam enrolamentos adicionais que permitem uma variação de tensão, dentro de uma faixa específica, durante sua vida útil. Esse dispositivo recebe o nome de comutador de derivação, e pode, ou não, operar enquanto o equipamento está energizado, a depender do projeto construtivo do transformador [14]. A variação do "tap" garante que o equipamento continue a operar, sem solicitações adicionais de seu isolamento, durante sobretensões de longa duração. O funcionamento dos comutadores que operam sob carga consiste em uma interação entre componentes elétricos e mecânicos que permitem a mudança da relação de tensão sem a circulação de elevadas correntes e a formação de arcos elétricos [11], [14].

A conexão desses enrolamentos com o sistema elétrico, por sua vez, se dá através dos terminais do transformador. Entretanto, por questões de segurança operacional, a parede externa, na qual esses terminais estão dispostos, opera aterrada. Devido a isso, faz-se necessário um isolamento entre os terminais de conexão e a carcaça do equipamento, entre terminais de fases diferentes e entre os terminais primário e secundário. Esse isolamento se dá através das buchas, exemplificada na Figura 2, as quais cumprem a função de conectar os enrolamentos internos do transformador com o sistema elétrico sem comprometer a segurança operacional do equipamento. De modo geral, há quatro partes principais das buchas, sendo elas o isolamento externo, que pode ser de porcelana, vidro ou de resina, o condutor interno, o grampo de conexão com o sistema e eventuais acessórios [15]. As buchas, em acréscimo, podem ser do tipo condensivo ou não condensivo, a depender se possuem, ou não, algum controle de distribuição do campo elétrico [16]. As de corpo condensivo, também chamadas de capacitivas, são as mais comumente empregadas em transformadores de grande porte e apresentam como isolamento papel impregnado com óleo, papel impregnado com resina ou papel colado com resina [11], [14], [15].

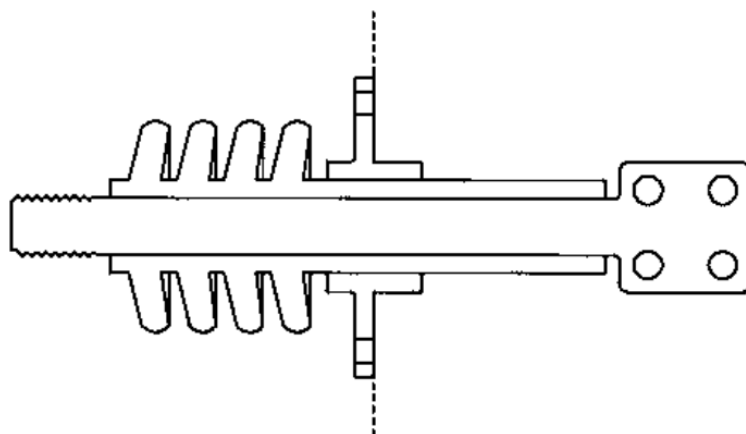


Figura 2: Exemplo da bucha de um transformador - Desenho em corte [11].

Nos transformadores com isolamento em líquido isolante, o líquido garante, além do isolamento dos elementos ativos do equipamento, o resfriamento das partes condutoras [1]. O método mais simples e mais empregado em transformadores de pequeno volume de líquido é o projeto de tanque selado, no qual o núcleo e os enrolamentos ficam constantemente imersos e há um volume de ar acima da superfície do óleo [11]. Esse volume de ar, ou de algum gás, em maiores detalhes, é previsto para permitir que o óleo se expanda no interior do tanque, quando aquecido, sem ocasionar elevações significativas de pressão [11]. Embora o método de tanque selado seja vantajoso devido à sua simplicidade e baixa necessidade de manutenção, transformadores que demandam grandes volumes de líquido isolante, e são previstos para operar sob temperaturas extremas, exigem um volume de gás agigantado, tornando esse método impraticável [11], [14].

A principal alternativa ao método de tanque selado é o projeto do tanque conservador. O transformador com essa configuração apresenta o tanque principal completamente preenchido e um reservatório de menor volume montado acima desse tanque [1]. Em geral, o conservador é preenchido até a metade com o líquido isolante e com algum gás na segunda metade. O gás do conservador cumpre a mesma função que o gás presente no tanque principal no método de tanque selado. O conservador, em adição, é conectado ao tanque principal por um tubo que recebe o nome de "pescoço de ganso", devido à sua curvatura, a qual garante a redução do fluxo de convecção de óleo entre os dois reservatórios [11]. A presença do conservador, desse modo, permite a expansão segura do volume de óleo do transformador provocada por variações de temperatura a que o equipamento é eventualmente submetido [14].

O conservador, além do espaço adicional para expansão do líquido isolante, fornece também superfícies de contato adicionais. Essas possibilitam maiores trocas de calor com o meio e um resfriamento mais eficaz do equipamento. Em pequenos transformadores, em geral, a

própria superfície do tanque é suficiente para garantir a operação dentro dos limites térmicos. Entretanto, naqueles de porte superior, por sua vez, faz-se necessário bancos de radiadores para fornecer resfriamento suficiente [11]. Os radiadores, exemplificados na Figura 3, em maiores detalhes, consistem em extensões metálicas, em formas de tubos ou de placas, que elevam a área de troca de calor entre o óleo aquecido pelos enrolamentos e o meio externo. A circulação desse líquido isolante por essas placas, ou dutos, dá-se pelo processo de convecção térmica [11].

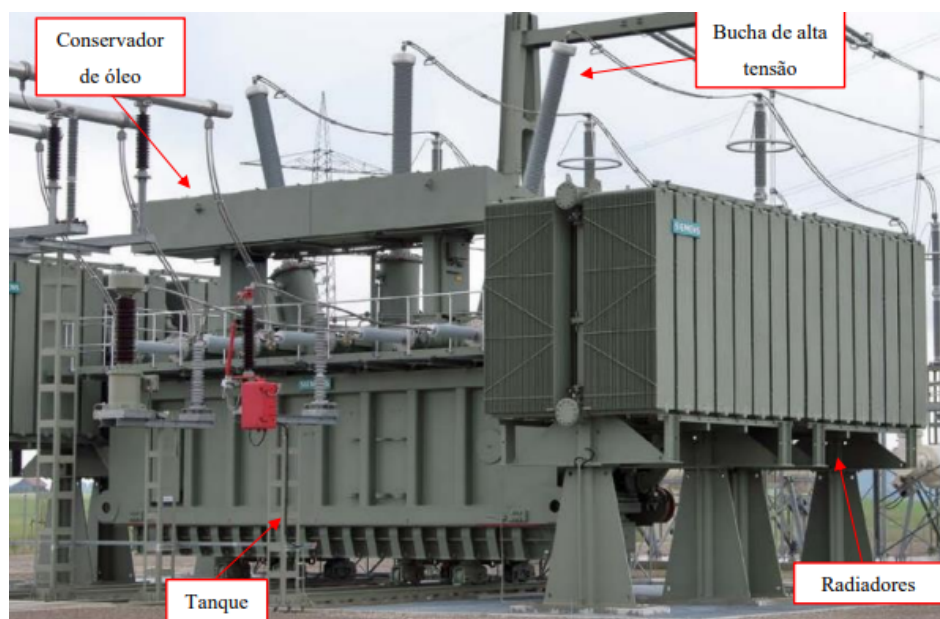


Figura 3: Exemplo da aplicação de radiadores em transformadores de potência [17].

Além da aplicação de radiadores, que oferece um resfriamento do tipo natural, o resfriamento dos enrolamentos do transformador pode se suceder de outras maneiras. Diferentes aplicações definem diferentes formas de resfriamento, as quais serão nomeadas por siglas com base na filosofia adotada. O resfriamento realizado unicamente pelos radiadores com circulação natural de ar, por exemplo, é denominado ONAN ("*Oil Natural, Air Natural*"). O uso de ventiladores para auxiliar na circulação de ar define o resfriamento do tipo ONAF ("*Oil Natural, Air Forced*"). O emprego de motobombas, com atuação conjunta aos ventiladores, determina o resfriamento do tipo OFAF ("*Oil Forced, Air Forced*"). Há, em acréscimo, os sistemas de óleo dirigido diretamente nas bobinas, o chamado ODAF ("*Oil Duct Air Forced*"). Existem também trocadores de calor que utilizam água como meio refrigerante juntamente com o ar ambiente, e esses recebem o nome de OWAF ("*Oil Water Forced Air Forced*") [11], [14].

Além das especificidades de componentes de cada equipamento, os transformadores de potência também se diferenciam a partir de suas aplicações. Em centros geradores, por

exemplo, no qual o nível de tensão de saída das unidades geradoras é da faixa de 15 a 30 kV [10], os transformadores cumprem a função de elevar esses níveis de tensão aos níveis apropriados para a transmissão. Esses equipamentos recebem o nome de transformadores elevadores. Do ponto de vista construtivo desses equipamentos, em geral, as bobinas de baixa tensão, as quais são denominadas enrolamentos primários e os níveis de tensão podem chegar até 30 kV, são envoltas mais próximas do núcleo. Já os enrolamentos secundários, com tensões de até 500 kV, referenciados como de alta tensão, são envoltos sobre o enrolamento primário, na parte mais externa [14]. Além disso, é comum que não tenham comutadores de "tap" que operem sob carga e que as derivações estejam presentes nos enrolamentos de alta tensão [14].

Ao longo da transmissão, nas subestações de passagem, e ou de derivação, os transformadores empregados recebem o nome de transformadores de transmissão. Esses, em maiores detalhes, podem ter até três enrolamentos e apresentam, em geral, comutadores de tensão sob carga nos enrolamentos de alta tensão [14]. Os níveis de tensão costumam ser de até 765 kV, para os enrolamentos primários, de até 500 kV, para os secundários, e de 13.8 kV, ou de 69 kV, para os terciários, quando presentes [14]. Esses enrolamentos terciários, em maiores detalhes, apresentam potência reduzida e são empregados como fonte de alimentação de cargas de serviços auxiliares e, ou, equipamentos de compensação de reativo nas subestações em que estão presentes [18].

Por fim, ao mais distante dos centros geradores, estão presentes os transformadores de distribuição. Esses, por sua vez, são equipamentos de menor porte empregados para reduzir os níveis de tensão da subtransmissão e distribuição aos níveis de alimentação dos consumidores finais [14]. Costumam apresentar unicamente dois enrolamentos, com comutador de tensão a vazio nos enrolamentos de alta tensão, e níveis de tensão de até 34 kV, no primário, e de até 400 V, na baixa tensão [14]. Embora de baixa ocorrência, os transformadores de distribuição também podem apresentar um terceiro enrolamento, o qual é destinado ao equilíbrio de cargas, controle de harmônicos ou para o fornecimento de um ponto de neutro para o sistema [18].

Uma vez estabelecidas as principais características construtivas e modos de aplicação dos transformadores de potência, e sabendo que esses estão entre os equipamentos mais onerosos de um sistema elétrico de potência [19], pode-se estender a análise às principais ocorrências de falhas que envolvem tais dispositivos. Essa análise é realizada nas subseções em sequência.

2.1.1 Principais Falhas

Dada a apresentação dos principais componentes de um transformador de potência na Seção 2.1, pode-se deduzir que as principais ocorrências de falhas nesses equipamentos serão

de origem térmica, mecânica ou elétrica [20]. Essas falhas, em maiores detalhes, podem ter incidência interna ou externa ao equipamento e ser causadas, a título de exemplo, pela degradação natural do isolamento, fruto do envelhecimento do transformador, ou pela solicitação excessiva provocada por uma descarga atmosférica [20]. Erros de fabricação ou má conduta durante o transporte e a instalação, em acréscimo, também podem levar a ocorrências precoces de falhas, tal como danos ao isolamento dos enrolamentos, contaminação do meio isolante e deslocamento do núcleo magnético [21]. As ocorrências de determinadas falhas, inclusive, caso não sanadas de imediato, podem comprometer outras partes do equipamento e provocar novos tipos de danos [22].

Em condições normais de operação, o transformador opera continuamente sob estresse térmico, mecânico, químico e eletromagnético [23]. O fluxo de corrente pelos enrolamentos, por exemplo, provoca o aquecimento do cobre, o qual é dissipado pelo meio isolante do equipamento. Em transformadores com isolamento a óleo, em maiores detalhes, o aquecimento do líquido pode levar à sua oxidação e a reações que, a longo prazo, podem ocasionar a formação de ácidos, aldeídos, cetonas, peróxidos, álcool e gases [22]. O fluxo magnético induzido por essas correntes, em adição, provoca vibrações no núcleo e nos enrolamentos [13], as quais podem levar ao deslocamento das lâminas do núcleo e a danos na isolação dos enrolamentos. Essas possibilidades de falhas justificam as estatísticas que apontam que mais de 70% das falhas em um transformador de potência ocorrem na estrutura interna do equipamento [23].

Além das estruturas internas, existem falhas que podem ocorrer nos acessórios dos transformadores e que podem comprometer a operação segura do equipamento [23]. Dentre os acessórios, pode-se citar, como exemplo, o relé de Buchholz, o indicador de nível de óleo, o dispositivo de alívio de pressão e o sistema de resfriamento forçado [24]. Esses acessórios mecânicos se dedicam a evidenciar eventuais distúrbios na operação nominal do transformador de potência e a retirá-lo de operação caso sejam evidenciados distúrbios baseados no fluxo do líquido isolante, no nível de óleo, na pressão interna do tanque do equipamento ou na temperatura dos enrolamentos. Eventuais falhas nesses dispositivos, desse modo, podem levar o equipamento a operar por longos períodos de tempo sob condições que comprometam a sua vida útil [23], [25].

Diversos trabalhos se empenharam em apresentar uma distribuição estatística das ocorrências de falhas em transformadores de potência [20], [23], [26], [27], [28]. Embora os bancos de dados empregados em cada um dos trabalhos diverjam entre si, é possível definir os cinco principais componentes nos quais as eventuais falhas incidem na maioria das ocorrências. São estes: os enrolamentos, o comutador de derivação sob carga, as buchas e terminais, o tanque e o núcleo. Na sequência, trata-se, em detalhes, das principais ocorrências apresentadas na literatura acerca de falhas incidentes nessas partes de um transformador de potência.

2.1.1.1 Enrolamentos (20 - 60% das ocorrências)

Os enrolamentos constituem um dos dois componentes ativos de um transformador de potência [1], sendo fundamentais para a concepção e operação desses equipamentos [11]. A ocorrência de falhas nesses componentes, exemplificada na Figura 4, é apontada como a mais comum dentre as ocorrências de defeitos em transformadores [20], [27], [28]. Além das estatísticas retratadas nos trabalhos mencionados, a norma IEEE C37.91-2000 [29] aponta que mais de 50% do número total de falhas em transformadores de potência reportadas entre 1955 e 1988 ocorreram nos enrolamentos desses equipamentos. Tamaña incidência deve-se às solicitações constantemente impostas a esses componentes, sejam de origem térmica, elétrica, magnética ou mecânica [30].



Figura 4: Exemplo de falha nos enrolamentos de um transformadores de potência [31].

De modo geral, as falhas nos enrolamentos de um transformador serão resultado da degradação da isolação que reveste o cabo condutor, ou do material que oferece isolação entre os condutores e outras estruturas metálicas, sejam outros enrolamentos ou a própria carcaça do equipamento [30]. A degradação desse isolamento, por sua vez, pode ser resultado do envelhecimento natural do transformador ou de solicitações excessivas sobre este, provocadas por surtos de tensão na rede, operação em sobrecarga, curto-circuitos próximos à instalação, vibrações excessivas, entre outros [20], [27], [28]. A degradação do material isolante que reveste os cabos condutores será responsável pela ocorrência de curtos entre parcelas do enrolamento, as chamadas faltas entre espiras, e, quando ocorre em conjunto com a degradação do isolamento do transformador, favorece a ocorrência de curtos entre um ponto do enrolamento e o terra, ou entre fases [30].

Em relação ao envelhecimento natural do transformador e à degradação da sua isolação, bem como à degradação da isolação dos cabos condutores, vista a quantidade de variáveis que determinam, simultaneamente, esse processo, é difícil determinar a condição do ativo e

o grau de progressão dessa atividade [32]. A temperatura do meio dielétrico, por exemplo, é um parâmetro crítico nesse processo, uma vez que apresenta elevado potencial de alterar as propriedades mecânicas e elétricas do material isolante [32]. Estudos e experiências de campo, por sinal, mostram que um aumento de 7 °C acima da temperatura operacional esperada é capaz de reduzir, em até 50%, a vida útil do ativo [32]. A umidade, em acréscimo, também é capaz de reduzir a resistência à ruptura dielétrica do meio isolante, além de influenciar a decomposição da cadeia molecular e acelerar o processo de envelhecimento da celulose, afetando as propriedades de isolamento [32]. Nos equipamentos que operam ao ar livre, o impacto dessas intempéries torna-se ainda mais acentuado.

Além do envelhecimento natural do isolamento, esse pode ter sua capacidade de isolamento comprometida devido a ocorrências de eventos externos ao equipamento. As descargas atmosféricas e manobras no sistema, por exemplo, podem impor sobretensões e sobrecorrentes aos enrolamentos do transformador que ultrapassem a capacidade de isolamento dos isolantes presentes e comprometam a sua operação [33], [34]. As sobrecorrentes, em adição, a depender de suas intensidades, podem exercer forças eletromagnéticas nas espiras dos enrolamentos e causar deformações e compressões mecânicas [35], [36], as quais podem danificar o material isolante impregnado nos condutores e facilitar a ocorrência de falhas entre espiras. Em acréscimo, vibrações excessivas no núcleo também são capazes de provocar deformações mecânicas nas estruturas dos enrolamentos e favorecer a incidência de falhas [12].

Em adição às possibilidades de falhas devido aos eventos aos quais o transformador está sujeito durante a operação, há também a possibilidade de má concepção de projetos e desvios durante suas execuções que acarretem erros de construção e conseqüente ocorrência de falhas em seus enrolamentos. Os cabos condutores que constituem esses enrolamentos, por exemplo, durante o processo produtivo, são moldados para atingir o diâmetro requisitado e recebem, em seqüência, a aplicação de diversas camadas de verniz isolante. O processo de trefilagem, no entanto, o qual é responsável por essa redução do diâmetro dos fios, está sujeito à ocorrência de erros que provoquem deformações e irregularidades nos condutores [37]. A aplicação de verniz nos fios deformados pode resultar em uma distribuição imperfeita do material isolante, provocando o surgimento de regiões de baixa isolamento e imperfeições que gerem más distribuições de campos elétricos e o surgimento de pontos quentes nos enrolamentos [38]. Além do mais, a utilização dos cabos condutores com regiões de baixa isolamento facilita a ruptura dielétrica durante eventos que solicitem em excesso o transformador.

Nos transformadores isolados a óleo, ou com papel impregnado a óleo, em maiores detalhes, o processo de preenchimento é realizado em altas temperaturas e em alta pressão [39]. A alta temperatura garante uma redução da viscosidade do óleo para facilitar o escoamento e a penetração eficaz no papel, além de contribuir para um controle de umidade, enquanto a

pressão elevada impede a formação de bolhas que comprometam a qualidade do isolamento. Durante esse processo, dessa forma, qualquer contaminação, ou a introdução de umidade, pode comprometer toda a isolação do transformador [1]. Naqueles em que o volume de óleo é muito exagerado, por questões práticas, o deslocamento do tanque se sucede em separado do líquido isolante, e o preenchimento costuma ser realizado com o equipamento já instalado em campo. A dificuldade de aplicar, nesse contexto, as condições ideais para a realização da operação pode comprometer a vida útil do equipamento.

Além da construção, o transporte e a instalação também são decisivos para a garantia da operação segura e confiável dos enrolamentos do transformador, visto que impõem ao equipamento vibrações, impactos e esforços mecânicos devido a movimentos bruscos, choques e desequilíbrios. A instalação, em maiores detalhes, quando não realizada de forma suave, pode provocar o deslocamento de parcelas do enrolamento e danos à camada isolante dos condutores, facilitando a ocorrência de falhas ou danificando permanentemente o equipamento. Em sequência, uma vez instalado, o transformador é comissionado, visando verificar a integridade do equipamento, a adequação deste às normas sob as quais foi projetado e construído e o funcionamento conforme para permitir a energização. Embora os ensaios de comissionamento sejam essenciais para garantir a energização segura do equipamento, quando não realizados por uma equipe tecnicamente capacitada, podem comprometer sua operação.

Em primeiro lugar, ensaios inadequados, ou realizados de forma imprecisa, podem não detectar falhas incidentes nos enrolamentos, como deformações ou deslocamentos axiais, e levar a falhas durante a operação do transformador [40]. Por outro lado, testes de comissionamento realizados incorretamente, como o ensaio de medição das resistências de enrolamento, por exemplo, podem representar riscos aos condutores que compõem o equipamento. Em maiores detalhes, a não desmagnetização adequada do núcleo após a realização do teste realizado em correntes contínuas pode acarretar a retenção de um alto nível de fluxo residual. Esse, por sua vez, pode ocasionar a circulação de elevadas correntes durante a partida ("correntes de *inrush*") as quais podem afetar o desempenho e a vida útil dos condutores [41], [42]. A circulação dessas correntes elevadas, em adição, pode induzir forças eletromagnéticas de alta intensidade e levar a deformações nos enrolamentos, comprometendo suas integridades e levando a danos em potencial [43].

2.1.1.2 Comutador de Derivação sob Carga (10 - 45% das ocorrências)

Os comutadores de derivação sob carga (OLTC - "*On-Load Tap Change*") são apontados na literatura como um dos principais componentes sob os quais incidem as falhas em transformadores de potência [20], [23], [26], [27], [28]. Um exemplo de falha nesses componentes, provocada pela fusão de um dos contatos físicos é apresentada na Figura 5. Esses

componentes são fundamentais para a operabilidade dos transformadores, sendo responsáveis por regular os níveis de tensão durante a operação do equipamento. Além disso, os OLTCs são as únicas partes móveis em transformadores e, por conta disso, estão suscetíveis, principalmente, a falhas mecânicas e desgaste ao longo do tempo. O princípio de funcionamento dos comutadores de derivação, em maiores detalhes, baseia-se na troca de taps durante um estado energizado e, devido a isso, deve impedir a perda e ou a alteração abrupta de carga do sistema durante a operação de comutação [44].

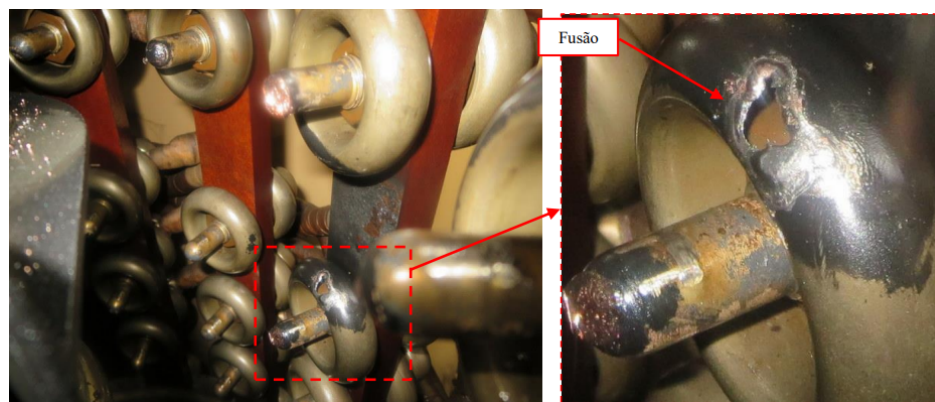


Figura 5: Exemplo de falha nos contatos fixos de comutador de derivação sob carga [17].

Para evitar a alteração abrupta, que pode acarretar a circulação de elevadas correntes, há a previsão de uma impedância de transição, na forma de um resistor ou reator, que executa uma ponte entre taps adjacentes com o propósito de transferir a carga de um ponto para o outro sem interrupção ou mudança apreciável na corrente de carga [44]. Além dos contatos principais de cada tap, há a previsão de alguns componentes importantes ao OLTC: a chave de carga, estrutura mais solicitada durante a operação de comutação, na qual está presente a impedância de transição e que opera imersa em líquido isolante separado do transformador; o sistema de acionamento motorizado, o qual também opera em separado do transformador e realiza as operações de comutação; e a chave seletora, composta de contatos fixos e móveis, que se conecta a cada tap [14].

Dadas as configurações fundamentais dos comutadores de derivação, percebe-se que as principais falhas nesse componente dão-se por desgastes nos contatos e falhas no mecanismo de comutação [45], [46]. O uso contínuo dessas estruturas, principalmente em sistemas que operam frequentemente ou sob altas correntes, intensifica a solicitação térmica nas peças metálicas e favorece o desgaste das superfícies de contato. Uma vez desgastadas, essas oferecem resistência adicional, provocando aquecimento excessivo e possibilidade de falhas de comutação [46]. Esses erros, em adição, também podem ser causados por defeitos mecânicos, falhas no atuador e desgaste das partes móveis, como engrenagens e molas e, quando ocor-

rem, podem resultar em sobrecarga ou retirada do transformador de operação pelo sistema de proteção.

Além disso, pode-se destacar falhas no sistema de isolamento do OLTC e incoerências no controle das operações. A longo prazo, por exemplo, constantes operações e solicitações excessivas no sistema de isolamento podem acelerar o processo de envelhecimento do material isolante e ocasionar uma diminuição irreversível nos desempenhos físico-químicos e dielétricos [47]. O isolamento comprometido pode dificultar a extinção de eventuais arcos elétricos que surjam durante comutações e intensificar a deterioração dos contatos metálicos. Em relação a distúrbios no controle das comutações, por sua vez, instabilidades de tensão recorrentes e problemas de oscilação no sistema elétrico podem sobrecarregar o controle de um OLTC e dificultar sua correta operação.

Em aplicações que há elevada quantidade de comutação durante a operação, em acréscimo, os OLTCs exigem manutenção recorrente. O mecanismo acionado pelo motor, por exemplo, necessita ser limpo e lubrificado e os controles inspecionados e testados. Os contatos móveis, por sua vez, devem ser inspecionados periodicamente e substituídos em caso de desgastes ou corrosão [11]. Os contatos da chave de carga, como são os componentes mais solicitados, exigem revisão ainda mais frequente e, uma vez que operam imersos em óleo, o líquido isolante deve ser trocado periodicamente para evitar o acúmulo significativo de carbono ou outros subprodutos gerados pelas reações químicas provocadas pelos arcos elétricos frequentemente provocados durante comutações [11].

2.1.1.3 Buchas (10 - 15% das ocorrências)

As falhas incidentes nas buchas do transformador, visto que essas fazem a interligação entre os enrolamentos internos e o sistema no qual o equipamento está conectado, podem impedir a operacionalidade desse e comprometer a confiabilidade do sistema. A Figura 6, por exemplo, apresenta os danos ocasionados no tap capacitivo de uma bucha de um transformador de alta tensão por conta de um curto-circuito. As ocorrências nesse componente, em maiores detalhes, podem ser do tipo incidentes ou terminais, a depender do impacto que essas geram. A falha incidente é aquela que, antes de progredir para uma falha terminal, é detectada por algum método de diagnóstico. Em geral, essas podem ser corrigidas por um baixo custo e um breve intervalo de tempo de inatividade, não acarretando em consequências sérias para o transformador. As falhas terminais, por sua vez, representam uma perda completa da capacidade de serviço da bucha, acarretando danos significativos ao transformador, podendo resultar em explosões e incêndios e grandes danos colaterais. Além disso, como provocam paradas forçadas e não planejadas, geram custos diretos e indiretos de alta magnitude.



Figura 6: Exemplo de falha no tap capacitivo de uma bucha de alta tensão [14].

As ocorrências de falhas em buchas podem advir de problemas térmicos, mecânicos e dielétricos. Segundo [15], por exemplo, sobreaquecimento e pontos quentes destacam-se como a principal causa dessas incidências e podem ser provocados por vibrações do transformador ou variações constantes de carga que solicitam em excesso o material isolante das estruturas, provocando danos ao papel isolante e ao óleo dentro da bucha. Esses danos ao meio isolante sólido, em acréscimo, podem provocar sua expansão de volume e conseqüente bloqueio dos canais de óleo, o que prejudica a dissipação de calor e acelera o envelhecimento do isolamento. Em relação às falhas mecânicas, por sua vez, essas podem ser provocadas, por exemplo, por vedações mal realizadas que podem levar à perda de óleo e expor os condutores ao ar e a partículas externas que favoreçam a ocorrência de *flashovers* [48]. Conforme reportado em [15], por exemplo, erros de vedação levaram à explosão da bucha de um transformador em 2009 e à conseqüente retirada de operação de um montante de cargas superior a 150 MW.

Além de falhas nas vedações, o próprio ciclo térmico do transformador durante sua operação pode provocar estresses mecânicos nas buchas do equipamento, levando à fadiga dos isoladores. Além do mais, como operam sob a ação das intempéries ambientais, as buchas podem ser danificadas por forças externas, como impacto físico, ou danos acidentais durante o transporte e eventuais manutenções. Em adição, a instalação dos cabos aos terminais da bucha também pode ser fonte de falhas. Quando realizadas sem equipamentos adequados para medição do torque de conexão, pode haver apertos excessivos que geram tensões mecâ-

nicas nas buchas e aceleram o seu envelhecimento. Conexões folgadas, por outro lado, podem resultar em maus contatos elétricos e conseqüente aquecimento dos terminais, bem como favorecer movimentação e vibrações constantes, o que também pode facilitar a ocorrência de danos precoces ao componente.

Por fim, como as buchas cumprem a função de isolar as altas tensões de operação dos terminais do transformador do tanque aterrado do equipamento, a incidência de falhas dielétricas pode comprometer esse isolamento. Defeitos de fabricação, como bolhas de ar no óleo isolante ou má disposição de papéis, e condições adversas de operação, como sobretensões na rede, contaminação superficial significativa ou umidade no ar elevada, por exemplo, podem facilitar a ocorrência de descargas parciais e *flashovers* internos e externos à bucha. A permanência dessas incidências pode provocar estresses elétricos e mecânicos que favoreçam a ocorrência de outras falhas e, quando presentes por longos períodos, podem inutilizar por completo o componente, provocando, inclusive, sua explosão [15].

2.1.1.4 Tanque (5 - 20% das ocorrências)

O tanque de um transformador de potência, presente nos equipamentos isolados a óleo, cumpre a função de conter o líquido isolante, além de garantir sua proteção contra fatores externos [11]. As falhas de ordem elétrica que eventualmente ocorrem internamente ao equipamento impõem diversas solicitações ao óleo isolante, podendo provocar sua decomposição química e produção de gases, formando bolhas de alta temperatura e elevada pressão [49]. Essa condição, por sua vez, pode comprometer a estrutura do tanque dos transformadores e, caso as proteções previstas não retirem esse equipamento de operação, levá-lo à ruptura e ao vazamento de óleo e gás. A mistura de gás hidrocarboneto com o ar, entretanto, pode ser inflamável em altas temperaturas, gerando um alto risco de incêndios e explosões. A título de exemplo, estatísticas coletadas pelo *China Electric Power Research Institute* nos últimos 20 anos apontam que a probabilidade de incêndio em um transformador ao redor do mundo está entre 0,04 e 0,25%/ano [49].

Condições ambientais adversas também facilitam a incidência de falhas nos tanques dos transformadores de potência. A exposição contínua a um ar com elevada umidade, salinidade significativa ou contaminado por substâncias químicas, por exemplo, pode acelerar a corrosão da estrutura, tornando ainda mais fácil a ruptura perante condições internas anormais. A exposição a choques mecânicos durante o transporte, vibrações excessivas durante a operação ou problemas com soldas durante a fabricação, além disso, oferece um risco de ocorrer fissuras nas superfícies do tanque. A presença dessas fissuras, por sua vez, além de causar vazamentos de óleo e a entrada de contaminantes, compromete a resistência mecânica da estrutura e interfere diretamente no sistema de resfriamento do transformador, visto que

diminui a quantidade de líquido isolante e dificulta a circulação do óleo pelo equipamento.

Frente a susceptibilidade à ocorrência de falhas internas que provoquem solicitações excessivas no tanque do transformador, como arcos internos, curtos-circuitos e sobretensões, a garantia de operação segura e confiável dos transformadores é oferecida pelos sistemas de proteção que, em geral, estão previstos para detectar e responder a essas condições. A válvula de alívio de pressão, por exemplo, cumpre a função de proteger o transformador de pressão interna excessiva, normalmente causada por acúmulo de gases provenientes de falhas internas. A presença de grandes quantidades de gases, em acréscimo, também pode levar à retirada de operação pela atuação do relé de Buchholz. Essas mesmas falhas podem, em adição, elevar a temperatura do óleo e dos enrolamentos, e a detecção dessas anormalidades é prevista pelos sensores de temperatura internamente dispostos. Esses sensores podem, a depender do nível de sobreaquecimento, acionar eventuais sistemas de resfriamento forçado ou retirar o equipamento de operação.

Dada a função dessas proteções, falhas nos mecanismos de acionamento desses dispositivos podem impedir a detecção de condições anormais e manter a operação do transformador mesmo sob condições indevidas, solicitando em excesso a estrutura do tanque. A presença de sujeira, detritos, sedimentos ou corrosão, por exemplo, pode impedir a atuação da válvula de alívio de pressão. Cabos mal conectados, ou conectados incorretamente durante a instalação, podem impedir a transmissão do comando de abertura do relé de Buchholz aos disjuntores do sistema. A parametrização indevida das temperaturas de *pickup* do sistema de proteção contra aquecimentos excessivos pode levar o transformador a operar em temperaturas superiores às quais foi projetado para funcionar. Desse modo, dada a função do tanque de um transformador, a quantidade de fatores que influenciam, direta ou indiretamente, a sua integridade e a exposição à qual esse componente opera continuamente, é essencial que a fabricação, a instalação, o comissionamento e a manutenção preventiva sejam realizadas devidamente para garantir a operação segura e eficaz do tanque e do transformador.

2.1.1.5 Núcleo (2 - 10% das ocorrências)

As falhas no núcleo do transformador são apontadas na literatura como uma das menos frequentes [20], [26], [27], [28]. Esses tipos de ocorrência, em maiores detalhes, geralmente são de origem térmica, provocadas principalmente devido ao superaquecimento por correntes parasitas, e mecânica, fruto de vibrações excessivas e impactos externos. A presença dessas correntes parasitas, em adição, é resultado da ação de campos magnéticos alternados sob o material ferromagnético. Uma vez que essa ação é prevista, o núcleo é comumente projetado pela sobreposição de lâminas isoladas entre si, que reduzem a área propícia a sofrer com a indução de correntes. Erros no processo de fabricação que comprometam o isolamento entre

essas lâminas, ou o deslocamento desse isolamento durante a operação, entretanto, podem levar à circulação de correntes mais elevadas do que o esperado, ocasionando o sobreaquecimento. O núcleo submetido a um aquecimento excessivo por longos períodos pode ocasionar danos de maior magnitude ao transformador, prejudicando ainda mais o isolamento entre lâminas, dos enrolamentos e do próprio equipamento.

Durante a operação, além do mais, surtos de corrente, ou sobretensões, podem impor elevado estresse ao núcleo, causando deformação física do material e comprometimento de sua isolação. O comprometimento dessa isolação, por sua vez, mesmo que localizado, é capaz de criar superfícies maiores para a indução de correntes parasitas e provocar o surgimento de pontos quentes que criarão um efeito avalanche até o comprometimento de todo o componente. Fatores mecânicos, em adição, são capazes de engatilhar esse mesmo processo. As vibrações resultantes do efeito magnetostriativo, por exemplo, também podem causar o deslocamento da isolação e o surgimento dos pontos quentes. Esses, em acréscimo, podem ser resultantes de danos na estrutura do núcleo que alterem a distribuição das linhas de campo e provoquem a sua concentração e a indução de correntes de altas magnitudes. Embora menos incidentes, falhas no núcleo do transformador podem comprometer todo o funcionamento do equipamento, visto que esse constitui-se como um dos componentes fundamentais e está em contato direto com outras estruturas indispensáveis, como os enrolamentos e o isolamento do transformador.

2.1.2 Ocorrência e Detecção de Falhas Entre Espiras e Fase-Terra

Visto a importância da integridade dos enrolamentos para o correto funcionamento dos transformadores de potência [11], e considerando que a grande maioria das falhas incidentes nesses equipamentos ocorre nesses componentes [20], [27], [28], é fundamental analisar em maiores detalhes essas ocorrências. Em acréscimo, uma vez que as falhas envolvendo pequenas quantidades de espiras ou faltas do tipo fase-terra em pontos muito próximos do potencial de terra dos enrolamentos apresentam elevada dificuldade de serem detectadas [50], será dado um maior enfoque a esses tipos de faltas. Essas, em maiores detalhes, referem-se à ocorrência de um curto-circuito nos enrolamentos do transformador. Esses curtos podem suceder entre parcelas do enrolamento ou entre pontos do enrolamento e o potencial de terra. A Figura 7 representa um transformador de dois enrolamentos operando de forma sadia, 7a, com incidência de uma falta fase-terra no enrolamento secundário, 7b, e com incidência de uma falta entre espiras no enrolamento secundário, 7c.

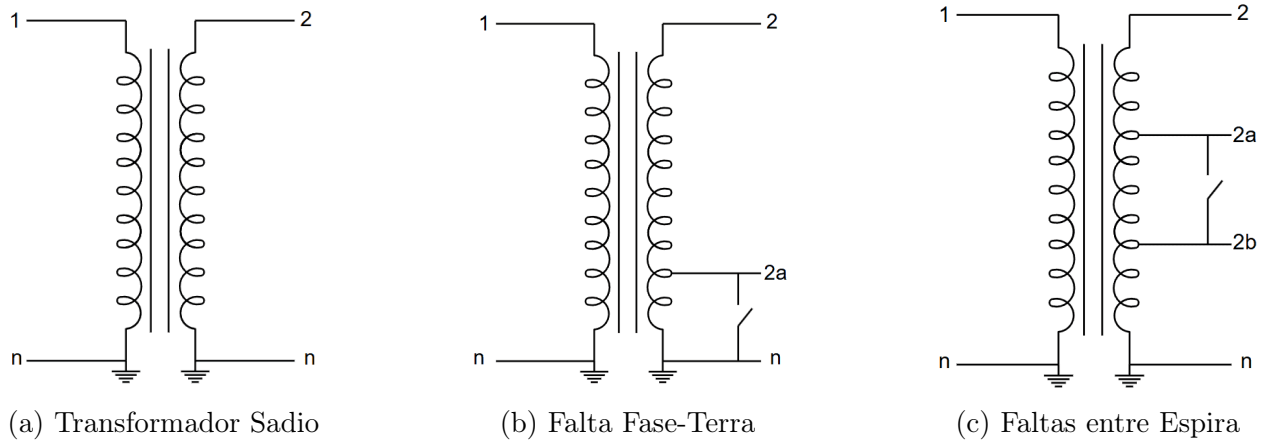


Figura 7: Representação esquemática de um transformador de potência (a) sadio, (b) com ocorrência de falta entre espiras e (c) com ocorrência de falta fase-terra.

As falhas entre espiras ou fase-terra são comumente causadas por alguma fragilidade da isolação dos condutores ou do próprio transformador, a qual pode ser resultado de sobretensões provenientes de descargas atmosféricas e comutações, sobrecargas e componentes harmônicos de elevada intensidade. A ocorrência dessas faltas pode comprometer uma grande parcela do enrolamento ou apenas algumas espiras e, conseqüentemente, em relação à proporção do número de voltas da bobina primária para o número de voltas da bobina secundária em curto, provocar alterações imperceptíveis na corrente de alimentação [4]. Embora as alterações na corrente de suprimento sejam insignificantes, as faltas que envolvem pequenas quantidades de espiras costumam ter baixa impedância, o que acarreta a circulação de correntes superiores às esperadas para aquela quantidade de enrolamento [5]. A permanência da falta, especialmente nessas circunstâncias, pode causar elevação de temperatura da bobina e deslocamento das espiras devido à ação de forças induzidas pelas correntes de curto, levando à fusão e expansão da falha para espiras adjacentes e comprometimento de todo o enrolamento caso não sejam detectadas nos primeiros instantes [4], [6].

2.1.2.1 Análise dos Gases Dissolvidos no Líquido Isolante

Visto que faltas entre espiras são consideradas uma das falhas mais prováveis nos enrolamentos de transformadores [6], vários métodos são apresentados na literatura para identificá-las. A análise de gases dissolvidos em óleo (DGA - "*Dissolved Gas Analysis*"), por exemplo, é uma das primeiras ferramentas desenvolvidas para diagnósticos de falhas internas em transformadores de potência [51]. Este método, em maiores detalhes, é baseado na análise de gases dissolvidos no líquido isolante (óleo de hidrocarbonetos, em geral). A constante solicitação elétrica, térmica e mecânica acarreta, a longo prazo, a decomposição desses hidrocarbonetos

e a geração de diversos produtos gasosos, os quais, uma vez dissolvidos em óleo mineral, reduzem a sua rigidez dielétrica. A presença de falhas internas nos transformadores, por sua vez, intensifica essa decomposição e acelera a geração dos produtos gasosos. Os principais gases normalmente gerados são o acetileno (C_2H_2), o etileno (C_2H_4), o metano (CH_4), o hidrogênio (H_2) e o etano (C_2H_6) [51].

A proporção de concentração desses gases, por sua vez, é empregada para distinguir entre uma condição de operação normal e um eventual defeito interno ao equipamento [51]. Na literatura, diferentes metodologias são empregadas para associar uma condição anormal às proporções entre as concentrações dos gases. O método das razões de Roger [52], por exemplo, baseia-se nas seguintes proporções: $\frac{CH_4}{H_2}$, (R_1), $\frac{C_2H_6}{CH_4}$, (R_2), $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$, (R_3), e $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$, (R_4). A partir dessas razões, em maiores detalhes, esse método codifica cada possibilidade e classifica o tipo de falta a depender dessa codificação. As Tabelas 1 e 2 apresentam, respectivamente, os códigos e a classificação das faltas segundo o método das razões de Roger. A título de exemplo da leitura das tabelas, observa-se que uma análise de óleo que retorna uma razão entre as concentrações de metano e de hidrogênio e entre as concentrações de etileno e etano entre 1.0 e 3.0, aponta a circulação de correntes de falta nos enrolamentos do transformador analisado, podendo indicar, inclusive, uma falha entre espiras.

Razão de Gás	Faixa da Proporção	Código
R_1	Não maior que 0,1	5
	Entre 0,1 e 1,0	0
	Entre 1,0 e 3,0	1
	Não menor que 3,0	2
R_2	Menor que 1,0	0
	Não menor que 1,0	1
R_3	Menor que 1,0	0
	Entre 1,0 e 3,0	1
	Não menor que 3,0	2
R_4	Menor que 0,5	0
	Entre 0,5 e < 3,0	1
	Não menor que 3,0	2

Tabela 1: Codificação das Proporções de Gases segundo o Método de Roger [52].

R_1	R_2	R_3	R_4	Tipo de Falta
0	0	0	0	Decomposição Natural do Líquido Isolante
1 – 2	0	0	0	Pequeno sobreaquecimento - não maior que $150^{\circ}C$
1 – 2	1	0	0	Leve sobreaquecimento - entre $150^{\circ}C$ e $200^{\circ}C$
0	1	0	0	Leve sobreaquecimento - entre $200^{\circ}C$ e $300^{\circ}C$
0	0	1	0	Sobreaquecimento geral dos Condutores
0	0	0	1	<i>Flashover</i>
1	0	1	0	Correntes de circulação nos enrolamentos
1	0	2	0	Correntes circulantes no núcleo e no tanque
0	0	1 – 2	1 – 2	Arco elétrico sem consequência elétrica
0	0	2	2	Arco elétrico com consequência elétrica
5	0	0	0	Centelhamento contínuo para potencial flutuante
5	0	0	1 – 2	Descargas parciais com trilhamentos

Tabela 2: Classificação das Falhas segundo a codificação do Método de Roger [52].

Outros métodos também empregam essa razão entre as concentrações desses gases já mencionados para apontar as principais falhas possíveis de estarem presentes no transformador. O Triângulo de Duval [53], representado na Figura 8, por exemplo, é capaz de apontar a presença de descargas parciais (PD), descargas de arco de baixa e alta energia (D1 e D2) e falhas térmicas de baixa, média e alta intensidade (T1, T2 e T3). Apesar da elevada eficácia reportada na literatura, o método de Duval limita-se ao levar em consideração apenas três gases combustíveis disponíveis para análise, o que restringe a capacidade de apontar outros modos de falhas [54].

O método de Roger, e outros métodos de análise de óleo, como o de Duval, por exemplo, destacam-se pela característica quantitativa e independência do volume de óleo do transformador. Entretanto, uma vez que estimam o contexto interno do equipamento, o qual está sujeito a condições adversas, como envelhecimento natural do óleo ou defeitos de fabricação do isolante, esses métodos podem levar a interpretações errôneas ou não serem capazes de evidenciar uma ocorrência indesejada. A ocorrência de falhas de baixa magnitude, ou com ação recente, por exemplo, pode não provocar uma produção de gases suficiente para conclusões assertivas. Além disso, a coleta do óleo para análise exige a retirada do equipamento de operação, o que pode comprometer a confiabilidade do sistema em determinadas situações.

Portanto, tais métodos não são confiáveis para determinar com precisão a localização da falha ou para evidenciar, com certeza, a ocorrência de uma falta no enrolamento do transformador. Além do mais, não são aplicáveis a todos os transformadores, como os do isolamento a seco, por exemplo.

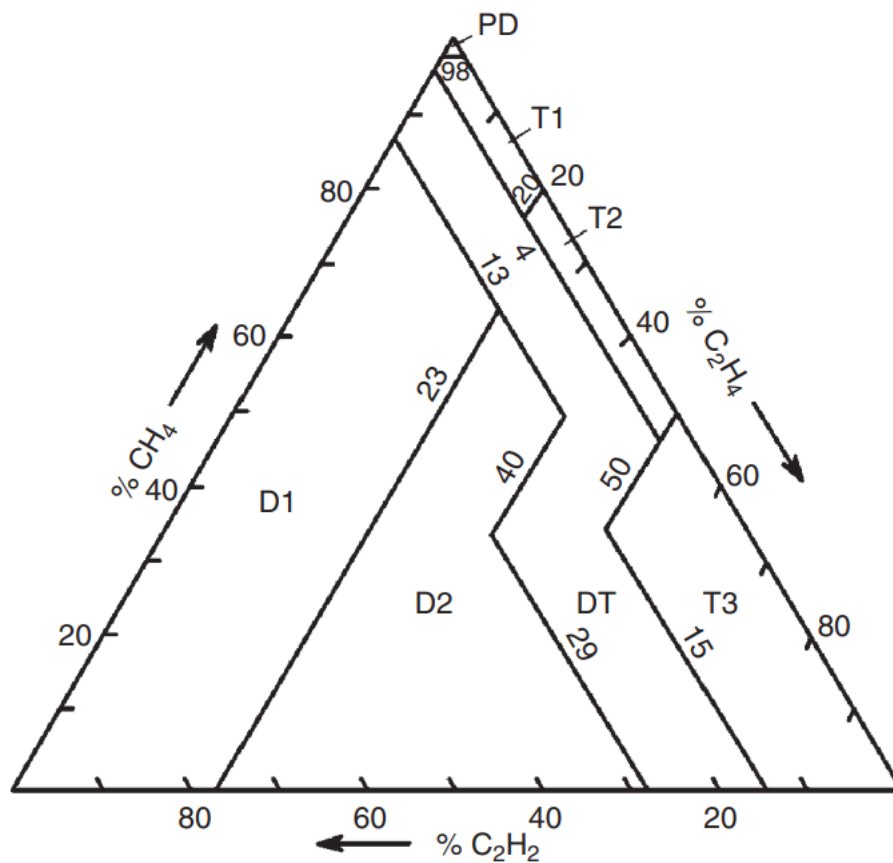


Figura 8: Triângulo de Duval - zonas de falta [53].

2.1.2.2 Análise da Resposta em Frequência

Além da análise de gases dissolvidos em líquido isolante, a análise de resposta em frequência (FRA - "*Frequency Response Analysis*") também é capaz de apontar deslocamentos dos enrolamentos e faltas entre espiras [51], [55], [56]. A FRA é um método comparativo, de modo que deve ser obtida a assinatura inicial de um transformador saudável, a qual é única para cada equipamento, e empregar essa primeira análise em comparações com respostas futuras, coletadas em manutenções regulares, as quais, em geral, sucedem-se após eventos externos de impacto significativo, como curto-circuito, transporte ou realocação do transformador, por exemplo [55]. A técnica, em maiores detalhes, consiste na medição da impedância dos enrolamentos do transformador com uma entrada senoidal de baixa tensão, variando-se,

em uma ampla faixa, a frequência do sinal. Para aplicações em transformadores antigos sem registros anteriores de FRA, abordagens alternativas têm investigado a possibilidade de realizar comparações entre fases de um mesmo transformador ou a comparação entre unidades de um mesmo lote, significativamente semelhantes [56]. O acompanhamento da resposta em frequência em transformadores antigos a partir da comparação de duas medições sucessivas também pode ser capaz de observar a progressão de certas faltas antes dessas tornarem-se terminais.

A resposta em frequência é influenciada pelos elementos distribuídos que formam o equipamento, incluindo as capacitâncias entre as espiras de um enrolamento, ou de enrolamentos diferentes, e as indutâncias próprias e mútuas dos enrolamentos [56], [57]. Dessa forma, uma vez que uma falta entre espiras é capaz de alterar a capacitância e a indutância própria e mútua do enrolamento sob falta, a resposta de um enrolamento defeituoso divergirá em relação à resposta do transformador sadio [56]. A título de exemplo, a Figura 9 apresenta a resposta em frequência característica de um transformador sadio e do mesmo equipamento sob ocorrência de uma falta entre espiras. Com base no exposto, pode-se observar que, na faixa média de frequência (entre 10 e 100 kHz), há uma divergência clara no padrão das formas de onda. A Figura 10, por sua vez, expõe um recorte da forma de onda na faixa média de frequência, entre 4 kHz e 60 kHz, apontando de maneira ainda mais clara a divergência reportada [58].

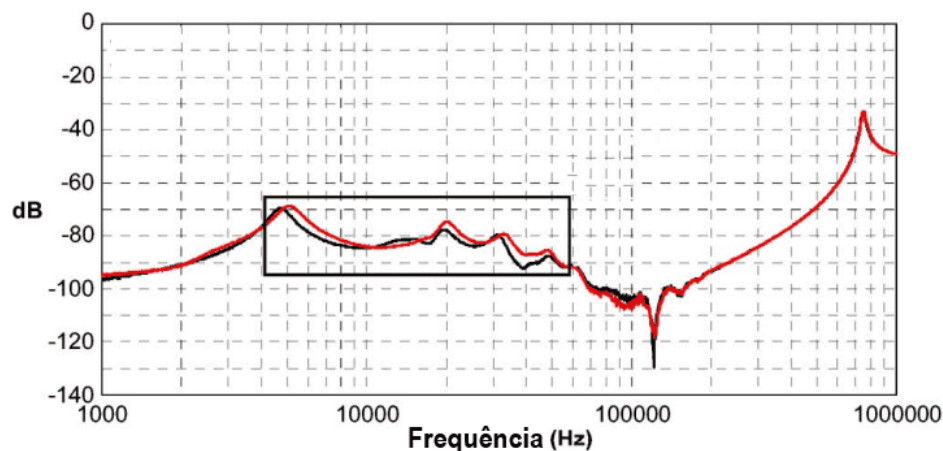


Figura 9: Resposta em frequência em uma fase do enrolamento AT de um transformador em condições normais (curva em preto) e defeituosas (curva em vermelho) - Escala de frequência logarítmica de 1 kHz a 1 MHz [58].

A resposta em frequência de um transformador, em adição, dependerá também da conexão do equipamento durante o ensaio. De acordo a norma IEEE STD. C57.149-2012 [59], assim como segundo CIGRE WG A2.26 [60] e IEC 60076-18 [61], há quatro configurações diferentes

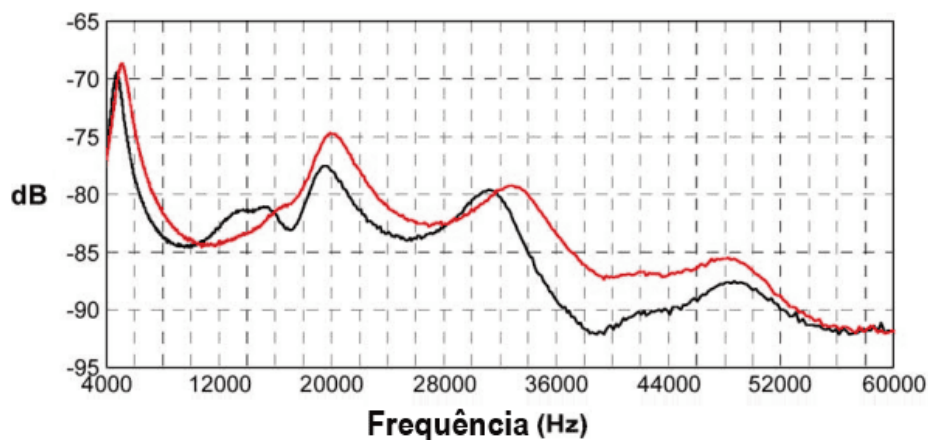


Figura 10: Resposta em frequência em uma fase do enrolamento AT de um transformador em condições normais (curva em preto) e defeituosas (curva em vermelho) - Escala de frequência logarítmica de 4 kHz a 60 kHz [58].

que podem ser usadas para realizar a medição FRA, sendo elas o teste de circuito aberto, o teste de curto-circuito, o teste de interenrolamento capacitivo e o teste de interenrolamento indutivo. De modo geral, as principais diferenças entre cada método está nos componentes que terão maior ou menor enfoque durante o ensaio [62].

Durante a medição com circuito aberto, por exemplo, as propriedades do núcleo influenciam significativamente nas primeiras faixas de frequência e geralmente auxiliam na detecção de modos de falha que afetam o circuito magnético do transformador [59], [62]. Esse ensaio, além disso, é executado com todos os demais enrolamentos não alimentados em aberto [59]. A medição com curto-circuito, por sua vez, executada com todos os demais enrolamentos não alimentados em curto, elimina a influência do núcleo magnético, e oferece informações acerca da reatância e resistência dos enrolamentos [59], [62].

Os ensaios de interenrolamento capacitivo e indutivo, em maiores detalhes, dedicam-se à investigar a resposta em frequência da isolamento e da indutância entre enrolamentos diferentes. Em relação à configuração para ensaio, os pontos de ensaio são o início de dois enrolamentos distintos e o teste é realizado com os outros terminais flutuando, no interenrolamento capacitivo, e aterrados, no indutivo. A medição capacitiva, uma vez que é realizada entre dois enrolamentos isolados, é influenciada significativamente pela distribuição física, elétrica e dielétrica desses. A medição indutiva, por outro lado, é influenciada predominantemente pela indutância mútua entre os enrolamentos [59].

A interpretação da resposta em frequência pode ser dividida em diferentes faixas de frequência, conforme a norma IEEE C57.149 [59] e IEC 60076-18 [61]. Embora não exista um limite específico de frequência que delimite cada uma das regiões, as normas apontam padrões

que são influenciados majoritariamente por determinados componentes de um transformador. Como será aprofundado em seções futuras, um transformador pode ser representado por meio de um circuito composto por resistências, indutâncias, capacitâncias e indutâncias mútuas.

Cada um desses elementos do circuito está relacionado à geometria física do enrolamento do equipamento [63] e irá influenciar de formas específicas na resposta em frequência. Logo, quaisquer alterações no enrolamento afetarão a rede RLC equivalente, e, conseqüentemente, a resposta em frequência original [64]. A resposta em frequência simulada de um circuito RLC simples, por exemplo, é mostrada na Figura 11 [62], no qual, a resistência do enrolamento contribui para a linha horizontal, a indutância para a inclinação negativa nas regiões de baixa e média frequência e o efeito capacitivo, devido ao isolamento do enrolamento, afeta a inclinação positiva nas regiões de média e alta frequência. Em um transformador, a relação entre cada um dos componentes será significativamente mais complexa, mas o impacto na resposta em frequência ainda seguirá um padrão semelhante ao observado na Figura 11.

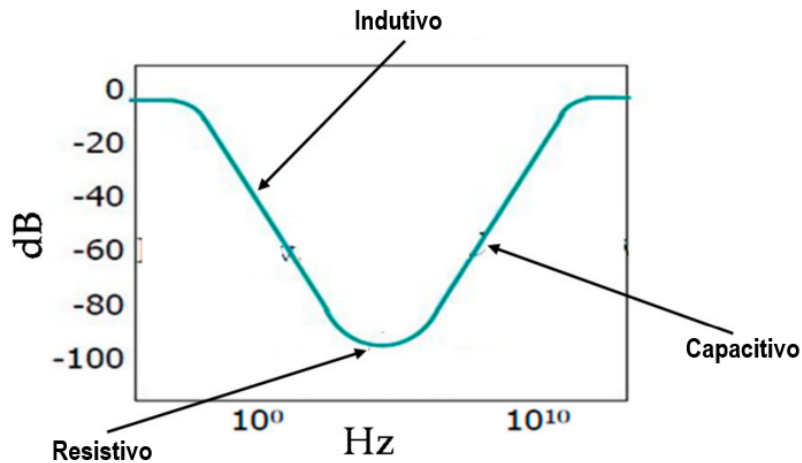


Figura 11: Resposta em frequência simulada de um circuito RLC [62].

Embora o método de resposta em frequência tenha apresentado elevada capacidade de detecção de falhas internas em transformadores de potência, [51], [55], [56], algumas limitações reportadas na literatura ainda restringem uma aplicação generalizada dessa ferramenta para detecção de certas faltas. Curtos-circuitos de baixa impedância entre espiras, por exemplo, podem não causar grandes variações no comportamento de resposta em frequência quando comparadas à resposta do transformador sadio. A presença de eventuais ruídos elétricos durante a realização do ensaio, em adição, pode alterar a resposta em frequência e levar a falsas interpretações. O método FRA convencional, além do mais, carece da retirada do equipamento de operação, o que pode oferecer empecilhos para sua aplicação em certas instalações [58]. Métodos recentes, por outro lado, apontam para a empregabilidade da FRA

com o transformador em operação, entretanto, os ruídos advindos do próprio funcionamento do equipamento ainda dificultam resultados precisos para uma ampla faixa de frequência [58]. Por fim, mesmo nos casos em que a resposta em frequência identifique, com exatidão, divergências com relação à resposta fundamental, há dificuldades em se determinar o local exato da falha ou em se garantir, com certeza, que essas sejam nos enrolamentos [51].

2.1.2.3 Análise da Dispersão do Fluxo Magnético

Projetos mais recentes de transformadores, além do mais, podem apresentar bobinas de busca de fluxo magnético, os quais atuam como sensor para medição do fluxo disperso pelo equipamento, o qual também pode ser usado para detectar faltas nos enrolamentos [56]. O comportamento do fluxo magnético disperso no transformador, em maiores detalhes, apresenta um padrão devidamente definido e, em geral, em transformadores saudáveis, flui principalmente através do núcleo [56]. Quando ocorrem faltas nos enrolamentos, entre espiras ou dos enrolamentos para o terra, há uma dispersão maior do fluxo magnético e linhas de fluxo podem ser evidenciadas sob o tanque, o meio isolante e outros enrolamentos. Em [65], por exemplo, a simulação de um transformador de potência em um *software* do método dos elementos finitos apresenta o comportamento do fluxo nas condições saudáveis e defeituosas, conforme mostrado na Figura 12, evidenciando a maior dispersão na condição de falta.

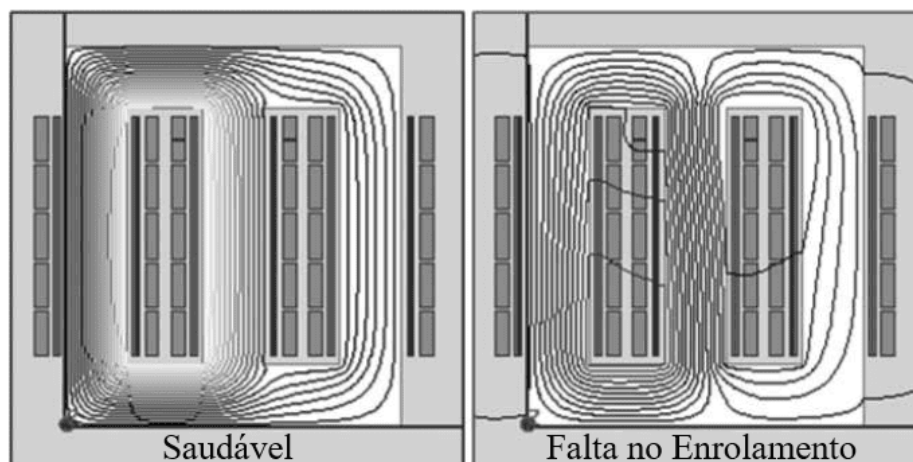


Figura 12: Comportamento da dispersão do fluxo magnético em um transformador saudável e sob falta nos enrolamentos [65].

O método baseado na análise do fluxo magnético disperso pelo transformador é significativamente preciso, quando comparado a outros métodos de diagnóstico de falhas [56]. Entretanto, esse método exige a presença das bobinas de busca de fluxo, que atuarão como sensores, e, nos casos em que essas não são inseridas durante o projeto do equipamento, sua

inserção é altamente invasiva, podendo acarretar falhas severas e comprometer a operação do transformador. Essas bobinas de busca, em maiores detalhes, são fixadas ao redor dos enrolamentos e, na ocorrência de uma falha entre espiras, ocorre dispersão de fluxo, e esse, ao atravessá-las, induz tensão, que diverge da condição natural de um transformador saudável, no qual essa tensão é basicamente nula [56]. A aplicação desses sensores, por sua vez, acarreta a necessidade de isolamento entre esses e os enrolamentos e entre esses e o tanque, de forma que sua instalação em transformadores já em operação pode não ser possível devido à limitação imposta pelo volume do equipamento [56]. Além do mais, a grande maioria da literatura técnica acerca desse método restringe-se à análises teóricas ou resultados de simulação, o que limita a conclusão sobre a eficácia real de tal aplicação.

2.1.2.4 Análise por meio de Redes Neurais Artificiais

A aplicação de redes neurais artificiais (ANN - "*Artificial Neural Network*") na detecção de falhas entre espiras em transformadores de potência também é reportada na literatura [66], [67], [68]. As ANNs, em maiores detalhes, consistem em uma técnica de inteligência artificial que é aplicada, nesse caso, na identificação, classificação e diagnóstico de falhas internas aos transformadores, com base em dados coletados a partir de sensores diversos, medições elétricas e até mesmo imagens. A capacidade de detecção de uma eventual falha por uma rede neural se dá após essa receber um "treinamento" com base em um conjunto de dados de falhas já identificadas. Durante esse processo, a rede correlaciona as entradas fornecidas pelos sensores com o tipo e a gravidade da falha reportada. Dessa forma, quando em operação, sempre que evidencia, a partir das entradas, condições semelhantes às fornecidas pelo seu banco de dados, a rede é capaz de avaliar e discriminar uma condição de falha.

As redes neurais, em maiores detalhes, podem se basear em diversas grandezas do transformador de potência para efetuar as análises de condições sadias, ou não, de operação, como temperatura, tensão, corrente, gases dissolvidos no líquido isolante, pressão interna do transformador, entre outros. Em [66], por exemplo, uma rede neural treinada a partir de sinais elétricos e térmicos específicos apresentou uma elevada eficácia na identificação precoce da degradação do isolamento dos enrolamentos e ocorrência de falhas entre espiras. Já em [67], por sua vez, a detecção de uma condição de faltas foi baseada no monitoramento de grandezas elétricas terminais e do discernimento, pelas redes neurais, de mudanças sutis que sinalizassem suas ocorrências. Em adição, a rede neural reportada [68], a qual se baseia em análise de gases dissolvidos no líquido isolante, apresentou uma eficiência significativa na detecção de condições de falhas internas.

A aplicação de redes neurais na detecção de falhas internas em transformadores de potência, entretanto, ainda enfrenta alguns desafios importantes. O treinamento dessas redes, por

exemplo, exige uma grande quantidade de dados devidamente definidos. No caso de falhas entre espiras, uma vez que essas podem variar significativamente em tipo, localização, intensidade e impacto no desempenho do equipamento, pode ser demasiadamente difícil distinguir entre condições sadias e condições de falha e construir uma base de dados suficiente para a capacitação das redes neurais. A própria operação de forma "*online*" pode levar a falsas interpretações devido às variações contínuas na condição de operação dos transformadores, seja em nível de carga, de temperatura ou de umidade, por exemplo, e tais alterações podem influenciar os sinais de monitoramento e provocar falsos positivos.

2.1.2.5 Ensaio de Relação de Transformação - TTR

A ocorrência de falhas entre espiras, ou entre espiras e o terra, uma vez que alteram o número de espiras que efetivamente atuam na transformação de tensão do equipamento, afetará também a própria relação de transformação do equipamento. O ensaio de relação de transformação (TTR - "*Turn Transformer Ratio*"), dessa forma, também pode ser capaz de evidenciar a ocorrência de falhas nos enrolamentos. Esse ensaio, em maiores detalhes, mede a relação entre o número de espiras de dois enrolamentos que operam em diferentes níveis de tensão, bem como suas possíveis derivações [69]. Em caso de derivações para alteração de sua relação de transformação, o ensaio deve ser realizado para todas essas derivações e para todo o enrolamento [69]. O ensaio, mais detalhadamente, conforme disposições normativas, deve ser realizado em nível de tensão menor ou igual à nominal, em frequência nominal ou superior [69], e com o equipamento sem carga [70].

Alguns métodos normativos para verificação da relação de transformação recomendam a utilização de dois voltímetros, lidos simultaneamente, para medir a tensão de ambos os enrolamentos durante o ensaio, e definem a relação como a relação entre as duas leituras [71]. Os enrolamentos podem ser energizados por qualquer um dos enrolamentos, a um nível de tensão suficiente para excitar o núcleo sem risco de saturação. No entanto, deve-se observar que a energização do enrolamento de baixa tensão pode induzir altos níveis de tensão nos enrolamentos de alta tensão e, conseqüentemente, dificultar a medição com equipamentos de medição convencionais. Portanto, é mais comum que o ensaio de TTR seja realizado alimentando os enrolamentos de alta tensão.

Com as leituras dos dois voltímetros, sendo V_h a tensão no enrolamento de alta tensão e V_l , a no enrolamento de baixa tensão, a relação de espiras do transformador pode ser dada pela Eq. (1),

$$TTR = \frac{V_h}{V_l} = \frac{N_h}{N_l}, \quad (1)$$

em que N_h e N_l referem-se ao número de voltas em cada um dos enrolamentos.

As normas internacionais [69], [72] determinam, para esta relação de transformação medida em ensaio realizado com o transformador sem carga, para todas as derivações, uma tolerância máxima de 0,5% em relação àquela especificada na placa de identificação. Essa porcentagem de incerteza é dada de acordo com a Eq. (2).

$$\Delta_{incerteza} \% = \left| \frac{r_{medida} - r_{placa}}{r_{medida}} \right| \times 100\%, \quad (2)$$

em que r_{medida} e r_{placa} correspondem à relação medida e à indicada na placa de identificação, respectivamente [69], [72].

A existência de faltas entre espiras e entre fases e terra, portanto, resultará em uma redução no número de espiras do enrolamento em que a falta ocorre e, conseqüentemente, de acordo com a Eq.(1), uma alteração no resultado do TTR. Alterações superiores à incerteza normativa, comprometerão à operação do equipamento, e se realizada uma comparação entre os resultados coletados com o equipamento sob falha e nos ensaios realizados em fábrica, ou durante o comissionamento do transformador, poderão indicar a ocorrência de falhas nos enrolamentos. À priori, dada a relação apresentada na Eq.(1), a intensidade na alteração na relação de transformação será proporcional à extensão da falha nos enrolamentos.

2.1.2.6 Ensaio de Tensão Impulsiva

O ensaio de impulso de tensão também podem ser aplicados na detecção de falhas nos enrolamentos, conforme exposto em [73], [74]. Em maiores detalhes, como demonstrado em [75], as capacitâncias, resistências e indutâncias equivalentes dos enrolamentos do transformador influenciam diretamente o comportamento da corrente de um enrolamento excitado por um impulso de tensão. Assim, mudanças na estrutura do enrolamento e conseqüentes modificações dessas grandezas equivalentes serão refletidas nessas respostas ao impulso, tornando o ensaio de tensão impulsiva também um método para detecção de falhas entre espiras e fase-terra.

O ensaio de tensão impulsiva, em maiores detalhes, é classificado como um ensaio dielétrico, e tem a capacidade de verificar a integridade de todo o sistema de isolamento do transformador e é realizado pela aplicação de um degrau de tensão nos terminais de um enrolamento. O segundo terminal do enrolamento sob ensaio deve ser aterrado juntamente com os terminais dos enrolamentos não ensaiados e são comumente mensuradas a tensão aplicada e a corrente que flui do ponto para o terra [76]. Embora seja aplicado para validar a integridade do sistema de isolamento, o comportamento da corrente que flui pelo transformador durante a aplicação da tensão impulsiva é função das capacitâncias série e *shunts*, indutâncias e resistências do enrolamento. Dessa forma, alterações na integridade do enrolamento influ-

enciarão a resposta à tensão impulsiva, de modo que, a priori, esse ensaio também poderia ser empregado para evidenciar a ocorrência de falhas nessa estrutura.

Em [75], é exposto a forma como cada característica do enrolamento influencia na corrente que responde a um pulso de tensão. Do apresentado, considerando-se as simplificações realizadas, mostrou-se que a corrente de surto tem três componentes principais. A primeira delas, refere-se ao um pulso inicial de corrente, o qual tem influência majoritária das capacitâncias *shunts* e série do enrolamento. Esse pulso, em acréscimo, está associado ao fato de o pulso de tensão apresentar frequências significativamente elevadas, de modo que, nesse primeiro momento, as capacitâncias mostram-se como um caminho de baixíssima impedância, que favorece a propagação desse pulso inicial. A segunda componente, em maiores detalhes, carrega informações, principalmente, da indutância equivalente do enrolamento e reflete-se na resposta como uma rampa de corrente. O terceiro termo, por fim, está associado a comportamentos oscilatórios e são influenciados tanto por fatores capacitivos como indutivos. O resultante dessas três componentes resulta na forma de onda para a corrente apresentada na Figura 23.

Para evidenciar esse comportamento da corrente frente à um impulso de tensão, o trabalho desenvolvido em [75], constrói um enrolamento representado por um modelo de rede dividido em três seções a partir de elementos concentrados. Esse modelo, mostrado na Figura 13, é composto pelas capacitâncias em série e em paralelo do enrolamento (C_s e C_g , respectivamente), juntamente com as indutâncias próprias e mútuas (L e L_{ij} , respectivamente) e por uma resistência, R , em série. Para o circuito apresentado, desconsiderando perdas resistivas e as devidas simplificações, a expressão para a corrente que flui pelo enrolamento excitado pelo impulso de tensão tem, no domínio da frequência, a forma representada na Eq.(3).

$$i_L(s) = \frac{1}{2} \frac{9C_g C_s^2 + 6C_s C_g^2 + C_g^3 + 2C_s^2}{3C_s^2 + C_g^2 + 4C_s C_g} + \frac{1}{s^2 L_{eq}} + \frac{K_1}{K_2 s^2 + 1} + \frac{K_3}{K_4 s^2 + L_{eq}}, \quad (3)$$

em que $K_1 = \frac{C_g^2}{2(C_s + C_g)}$, $K_2 = (L - L_{13})(C_s + C_g)$, $K_3 = \frac{(2C_s L_{13} - C_g L - 2C_s L_{12} - 2C_g L_{12})^2}{(3C_s + C_g)(2L_{eq})}$, $K_4 = (L^2 + LL_{13} - 2L_{12}^2)(3C_s + C_g)$ e $L_{eq} = 3L + 4L_{12} + 2L_{13}$.

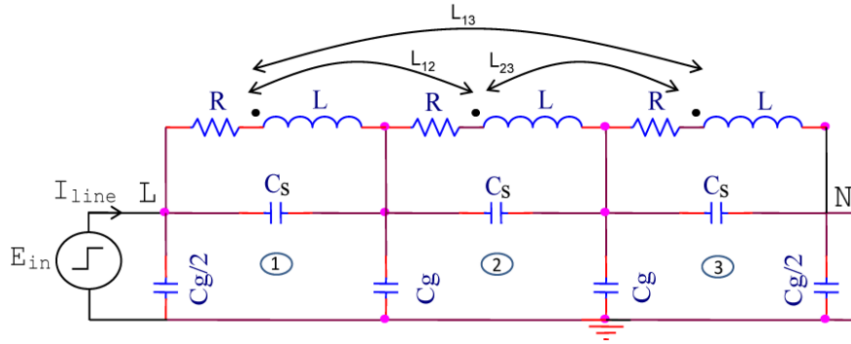


Figura 13: Circuito modelo para análise da resposta da corrente frente a um impulso de tensão [75].

A partir da expressão apresentada, nota-se que há um termo independente de s , composto unicamente por fatores capacitivos, o qual estará associado, no domínio da frequência, ao pulso inicial de corrente; um termo dependente de $\frac{1}{s^2}$, que estará associado, no domínio do tempo, a uma rampa de corrente, e composto unicamente de fatores indutivos; e dois termos dependentes tanto de capacitâncias como indutâncias, proporcionais a $\frac{1}{s^2+a^2}$, que estará associado a componentes oscilatórias no domínio do tempo. A ocorrência de curtos entre espiras, ou fase-terra, portanto, uma vez que alteram o padrão das indutâncias, capacitâncias e resistências do enrolamento no qual incidem, serão capazes de modificar a resposta dessa corrente frente a um surto transitório de tensão.

2.1.2.7 Outros Métodos baseados em Tensão e Corrente

A ocorrência de uma falta nos enrolamentos de um transformador provoca alterações na estrutura interna do equipamento, bem como mudanças nas tensões e correntes terminais do transformador [51], [56], [77], [78], [79], [80], [81]. Dessa forma, alguns métodos de detecção de falhas internas baseiam-se na análise das tensões e correntes de alimentação a fim de identificar condições adversas de operação. A comparação entre as correntes que "entram" e as que "saem" do transformador durante sua atividade, por exemplo, pode fornecer informações acerca da ocorrência de faltas internas que estejam demandando correntes adicionais e é a base do princípio de funcionamento das funções diferenciais comumente empregadas nos estudos de proteção de transformadores de potência [24]. Esse comparativo realizado a partir das correntes de fase, entretanto, apenas é capaz de detectar, segundo a literatura [56], [79], faltas que envolvam mais de 10% do enrolamento.

Alguns métodos baseiam-se no mesmo princípio, porém, efetuando a comparação comentada entre as correntes de sequência negativa [51], [56], [77], [78], [79]. A empregabilidade dessa metodologia baseia-se no fato de que as faltas entre espiras são faltas assimétricas e,

mesmo aquelas que envolvem pequenas parcelas do enrolamento, ainda terão componentes de sequência negativa consideráveis quando comparadas com condições nominais de operação. A sensibilidade dos métodos baseados em corrente de sequência negativa, em maiores detalhes, pode ser capaz de detectar faltas que envolvam porcentagens menores que 3% dos enrolamentos [56]. De forma semelhante, a literatura também aponta a existência de métodos que se baseiam nesse desequilíbrio de correntes em uma condição de falta, porém, a partir da análise da corrente de neutro, a qual também terá dimensões superiores em condições adversas. Os resultados de laboratório apresentados em [80], a título de exemplo, evidenciaram a eficácia da metodologia na detecção de falhas nos primeiros estágios.

No que se refere a estudos de proteção de transformadores, em maiores detalhes, o elemento diferencial de fase tradicional é comumente aplicado para a detecção de faltas internas em transformadores, no entanto, conforme comentado, esta função de proteção não possui sensibilidade suficiente para atuação em caso de faltas entre espiras e faltas fase-terra, especialmente em condições nas quais o equipamento opera sob elevado nível de carga [82]. O emprego do elemento diferencial baseado na corrente de neutro e de sequência negativa, dessa forma, eleva a sensibilidade da proteção baseada no método diferencial e elimina significativamente a dependência da condição prévia de operação. Alguns trabalhos apontam para a possibilidade de detecção de falhas até mesmo nos casos em que essas envolvem apenas 1% do enrolamento [83].

Entretanto, é comum que os métodos baseados em correntes diferenciais sejam mais aplicados em sistemas de proteção de transformadores de potência, e não necessariamente em sistemas de monitoramento. Além do mais, mesmo nas aplicações em que se encontram, tais metodologias estão sujeitas a variações entre as correntes que "entram" e as que "saem" do equipamento e que não estão relacionadas com a ocorrência de falhas internas. A energização do transformador e a circulação das elevadas correntes de "*inrush*", por exemplo, também provocam a presença dessas correntes de sequência negativa e zero, que podem interferir no monitoramento [84]. A presença de componentes harmônicos, em adição, especialmente a de ordens ímpares, também pode acarretar falsas interpretações [84].

Em adição, ressalta-se que a empregabilidade de métodos de detecção baseados em tensões e correntes terminais é significativamente vantajosa, dado seu reduzido custo de implementação, uma vez que as grandezas terminais já são monitoradas em instalações convencionais. Além disso, podem ser implementados de forma "*online*", oferecendo um monitoramento contínuo e em tempo real ao transformador. A operação contínua de tais métodos, além disso, oferece uma maior confiabilidade e respostas mais rápidas ao sistema de detecção de falhas, garantindo uma operação mais segura ao equipamento.

A deterioração do isolamento dos cabos condutores ocasionados por fatores térmicos ou

mecânicos, em adição, podem favorecer o surgimento de microcavidades no isolador ou provocar deformações no enrolamento que contribuam para a concentração de linhas de campos em certas regiões [30]. A presença dessas microcavidades e, ou, dessa concentração de campo elétrico pode produzir tensões locais que superem o limiar de ionização do isolante e gerem as chamadas descargas parciais [85]. O teste de medição de descarga parcial, nesse sentido, poderia indicar a ocorrência de falhas nos enrolamentos de certos equipamentos e de fato tem sido empregado nos últimos anos para avaliar a condição dos enrolamentos de motores, geradores e transformadores [85], [86], [87].

Nesse trabalho, entretanto, a avaliação dos métodos de detecção de falhas a serem propostos terá como base a simulação de falhas no enrolamento de transformadores a partir da aplicação de curtos-circuitos entre os taps desses equipamentos. Dessa forma, como não haverá impacto na estrutura interna dos enrolamentos nem no isolamento dos transformadores, não espera-se que hajam descargas parciais provocadas pelas falhas analisadas. Devido a isso, esse método não será avaliado nesse estudo e será tema de avaliações futuras.

2.2 Modelagem de Transformadores de Potência

A modelagem de transformadores de potência em *softwares* de simulação computacional ainda é um grande desafio na literatura [7], [8], [9]. Diferentes topologias de núcleo, configurações de enrolamento diversas e características lineares e não lineares, dependentes, ou não, da frequência, são alguns dos aspectos que tornam essa modelagem complexa e específica a cada análise. Nenhum dos modelos de transformadores atualmente em uso nesses *softwares* é capaz de representar todos os fenômenos transitórios e de contemplar todas as faixas de frequência dos sinais aos quais esses equipamentos estão sujeitos. Nesse sentido, o nível de detalhes necessário para construir o modelo de um transformador dependerá do tipo de estudo específico para o qual ele está sendo utilizado [31].

Além do nível de detalhamento do modelo, a memória do sistema computacional empregada e o tempo demandado para execução da simulação também serão fatores importantes [31]. De modo geral, a simulação de um transformador será eficaz desde que não simplifique demasiadamente nem exceda o nível de detalhe obrigatório para um conjunto específico de requisitos, necessite de parâmetros reduzidos e fáceis de serem obtidos, demande recursos computacionais razoáveis e seja capaz de reproduzir os comportamentos esperados para o equipamento simulado [31]. Os parâmetros para simulação, em maiores detalhes, devem basear-se nas especificações de projeto do transformador, mais focados nas informações que possam ser retiradas dos ensaios de aceitação em fábrica ou da placa do equipamento, visto que alguns parâmetros de projeto podem não estar disponíveis por consistirem em informações proprietárias que não são divulgadas [31].

A capacidade das simulações de retornar os comportamentos esperados para o transformador, por sua vez, também pode representar um desafio, especialmente quando os fenômenos observados são significativamente específicos e há reduzida quantidade de informações acerca deles na literatura. É bastante comum, nesse sentido, que as simulações, antes de analisarem os fenômenos específicos de interesse, analisem os sinais gerais de operação do equipamento, como energização, operação em regime nominal, resposta a oscilações de carga e outros, de modo a verificar a adequação do modelo simulado ao transformador. Além disso, é importante que o aspecto de interesse na simulação seja minimamente conhecido, a fim de garantir que a resposta do modelo seja suficientemente fidedigna na faixa de frequência na qual os efeitos investigados se sucedem.

No que se refere à faixa de frequência na qual os fenômenos de interesse de investigação se sucedem, é significativamente laborioso aplicar uma representação aceitável que represente todos os fenômenos transitórios possíveis em um sistema de energia em um mesmo modelo. Desse modo, embora seja comum que um ou mais modelos sejam válidos para uma mesma

faixa de frequência, há na literatura uma classificação com relação à aplicação de cada um desses [9], [88]. Protótipos que se baseiam em sinais transitórios de baixa frequência, por exemplo, embora sejam os mais indicados para a análise de impedância de curto-circuito ou no levantamento de curvas de saturação de núcleos magnéticos, não são capazes de retornar resultados adequados ou permitir conclusões assertivas para análises de acoplamento capacitivo [9]. Da mesma forma, embora modelos que se baseiam em sinais transitórios de frente muito rápida sejam adequados para analisar esse efeito de acoplamento capacitivo, são incapazes de simular efeitos de perdas no núcleo ou de correntes parasitas [9].

O *software* empregado na simulação também se apresenta como um fator decisivo, uma vez que impacta diretamente na confiabilidade, na integralidade e na eficácia dos resultados e conclusões da simulação. As características da ferramenta e o método de implementação da simulação irão influenciar a qualidade da representação do transformador e a excelência dos resultados, garantindo que esses representem os comportamentos do próprio equipamento e não oscilações advindas da implementação da simulação. Ferramentas mais avançadas, por exemplo, permitem a modelagem detalhada da geometria do equipamento, e em análise de fluxo magnético e saturação do núcleo, tais fatores são cruciais para simulações realistas [89]. Métodos baseados em circuitos e métodos de elementos finitos, em adição, são capazes de fornecer resultados altamente fidedignos a medições físicas em caso de análise de falhas internas [90].

O uso de *softwares* baseados em simulações em tempo real, além do mais, permite o cálculo preciso de parâmetros fundamentais, como densidade de fluxo magnético, perdas no núcleo e outros, além de serem capazes de simular a ocorrência de falhas, representando o transitório entre as condições sadias e as não sadias. Essas simulações, inclusive, são frequentemente validadas por medições reais, aumentando a confiabilidade dessas ferramentas [91], [92]. É importante destacar, entretanto, que nem todos os fenômenos de interesse podem ser investigados em *softwares* de elevada precisão, vista a limitação e especificidade de cada um deles. Dessa forma, mais importante que a precisão de *softwares* específicos, é a capacidade de bem representar os componentes de um transformador naqueles que permitem modelagens genéricas.

O *software ATPDraw*, por exemplo, fornece um ambiente gráfico para o ATP-EMTP bastante intuitivo, permitindo aos usuários configurar visualmente modelos de sistemas de energia e simplificando o processo de modelagem e simulação. A representação gráfica de componentes e a possibilidade do uso da linguagem *MODELS* em blocos personalizados, agiliza a modelagem de sistemas complexos, como transformadores, falhas em componentes, esquemas de proteção e monitoramento, e outros [31], [93], [94], [95]. Em relação à modelagem de transformadores de potência, torna-se interessante apresentar os principais modelos e

aplicações reportados na literatura.

2.2.1 Modelagem de Transformadores de Potência na Literatura

Conforme comentado anteriormente, a simulação de um transformador de potência requer uma modelagem aceitável que leve em consideração todos os componentes do sistema no qual o equipamento está inserido e avalie a faixa de frequência associada ao evento sob análise. Na literatura, há algumas representações que podem ser consideradas em diferentes análises e que serão abordadas a seguir.

2.2.1.1 Modelo para Frequência Fundamental

A representação de um transformador de potência na frequência fundamental é dada pela modelagem dos enrolamentos primários e secundários, bem como do ramo magnetizante do equipamento [10], [11]. Uma vez que os efeitos transitórios e os fenômenos de alta frequência podem ser desprezados durante o regime nominal, o transformador é modelado de forma simplificada, usando parâmetros equivalentes baseados em testes de campo, como resistência e indutância dos enrolamentos primários e secundários, e informações acerca do ramo magnetizante [96]. O ramo magnetizante, além do mais, apenas é esquematizado para representar as perdas elétricas e magnéticas no núcleo, não sendo eficaz na representação de fenômenos associados à inicialização do transformador, por exemplo.

A determinação dos parâmetros para confecção do modelo para frequência fundamental é realizada por ensaios elétricos no transformador a ser modelado. As perdas no núcleo ferromagnético, por exemplo, são determinadas no ensaio a vazio. O nome do ensaio vem do fato de este ser realizado com os terminais secundários em aberto, uma vez que essas perdas estão presentes independentemente da existência, ou não, de cargas conectadas ao equipamento. As impedâncias de dispersão dos enrolamentos, em adição, podem ser definidas a partir dos ensaios de curto-circuito e medição da resistência dos enrolamentos.

O modelo para frequência nominal permite análises de diversas grandezas importantes durante a operação em regime nominal do transformador de potência. Tensões terminais, quedas de tensão sob carga, correntes de excitação e de carga em diferentes condições operacionais, impedância equivalente e a relação de transformação são algumas das possibilidades de investigação abrangidas por esse modelo. Estudos de eficiência de transformadores também podem ser realizados considerando-se o modelo em questão, o qual permite, por exemplo, análises das perdas no cobre e no ferro. O comportamento de outras quantidades de regime permanente, em adição, também pode ser analisado, como fluxo e dispersão magnética e a presença de harmônicos na rede.

A Figura 14 apresenta o esquemático do circuito representante de um transformador de potência para análises em frequência nominal de operação. No esquemático, R_1 e L_1 representam a resistência e a indutância dos enrolamentos primários, respectivamente, R_2' e L_2' , a resistência e a indutância dos enrolamentos secundários referenciados aos níveis primários de tensão e corrente, e R_c e X_m a resistência e a impedância de dispersão do núcleo ferromagnético [96].

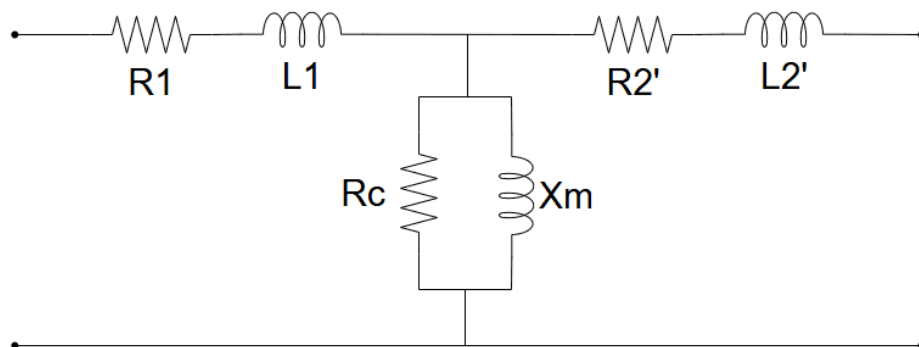


Figura 14: Circuito esquemático do modelo de transformadores para análise em frequência nominal.

Certas aplicações, além disso, podem necessitar da inclusão de capacitâncias adicionais em modelos de investigação baseados na frequência fundamental. A empregabilidade desses componentes é representar as capacitâncias (isolamento) próprias dos enrolamentos, as mútuas entre os enrolamentos diferentes e entre esses e o potencial de terra. Os valores dessas capacitâncias para simulação podem ser obtidos através de ensaios de resistências de isolamento do equipamento [97] e, caso sejam incluídas as capacitâncias séries dos enrolamentos, essas também precisam ser estimadas [98]. A determinação dos valores dessa capacitância pode ser realizada por aproximações a partir das dimensões físicas dos enrolamentos ou por meio de ensaios de descargas disruptivas.

2.2.1.2 Não Linearidade no Núcleo

Em materiais ferromagnéticos, a relação entre a densidade de fluxo magnético e a intensidade do campo que a provoca não apresenta um comportamento linear para todos os valores de campo magnético. Dessa forma, a partir de uma certa intensidade, grandes variações de campo não provocam um aumento proporcional na densidade do fluxo. Essa não linearidade observada nesses materiais é responsável por diversos fenômenos, como saturação magnética e histerese. A saturação magnética, em maiores detalhes, refere-se ao comportamento do material ferromagnético em atingir um ponto no qual a maioria dos domínios magnéticos encontra-se alinhada, não suportando elevações significativas da densidade de fluxo, mesmo

com um aumento grandioso da intensidade do campo. A histerese, por sua vez, refere-se ao fenômeno de não retorno a uma condição de densidade de fluxo nula quando na presença de campos magnéticos cíclicos, devido à constante presença de orientações residuais dos domínios magnéticos.

Essa condição de não linearidade, em adição, é observada em todo e qualquer projeto de um transformador de potência, vide a necessidade de evitar a operação em uma condição de saturação, uma vez que isso pode corroborar para a alteração da relação de transformação do equipamento, bem como para estimar devidamente as perdas magnéticas e prever, com certeza, a eficiência do transformador. Operações em condições não previstas e aquém das projetadas podem solicitar em excesso certos componentes do equipamento, elevar significativamente a corrente de magnetização, impor harmônicos de ordens ímpares e sobreaquecer os enrolamentos e o próprio núcleo. Disso, logo, surge a importância de bem dimensionar e simular os comportamentos não lineares do transformador de potência.

A simulação da não linearidade do núcleo ferromagnético para simulações de fenômenos transitórios pode ser realizada pela concepção de circuitos equivalentes, com componentes puramente lineares atualizados ao longo do tempo de simulação, ou então, por componentes com comportamentos não lineares. Esses parâmetros podem ser resistências, as quais representam as perdas de excitação e no ferro, indutâncias, que simulam a possibilidade de saturação e histerese magnética, e capacitâncias, que podem estar presentes em análises de operação em condições de sobressaturação, por exemplo [99], [100]. A representação das perdas no núcleo por uma resistência não linear, embora contrarie as informações obtidas nos ensaios de perdas a vazio em um primeiro momento, é justificada pela dependência das correntes parasitas de frequências não fundamentais que eventualmente passem pelo equipamento durante fenômenos transitórios.

Em geral, apenas a variação do campo magnético durante a operação nominal já é capaz de induzir correntes parasitas no ferro [99]. Entretanto, à medida que a frequência varia, a distribuição do fluxo na laminação do núcleo também se altera. Em altas frequências, por sua vez, o fluxo ficará confinado a uma fina camada próxima à superfície da laminação, cuja espessura será tão menor quanto maior for a frequência, elevando a densidade de correntes parasitas e as perdas por elas causadas. Desse modo, tanto as indutâncias, que representam a magnetização do caminho do ferro, quanto as resistências, que representam, também, as perdas por correntes parasitas, serão dependentes da frequência [99], [101].

A modelagem efetiva de um núcleo ferromagnético pode suceder-se de várias formas a depender dos fenômenos de interesse de investigação. A construção da curva que correlaciona o campo com a densidade de fluxo magnético a partir de dados experimentais, ou tabelas do fabricante, por exemplo, pode ser aproximada por funções matemáticas, as quais podem

ser polinomiais, hiperbólicas e diferenciais, ou por uma composição de regiões lineares com diferentes inclinações [102]. A complexidade de cada uma dessas representações será dada pela necessidade e importância da saturação magnética nos fenômenos a serem investigados e pela disponibilidade de recursos computacionais e facilidade de implementação.

Certas investigações de fenômenos eletromagnéticos, em adição, carecem, além da modelagem da saturação, da captura do comportamento de histerese do núcleo ferromagnético. Embora existam na literatura diversas abordagens para a modelagem desse fenômeno [103], [104], [105], ainda há algumas dificuldades relacionadas à complexidade de representação e à determinação dos parâmetros envolvidos na descrição dos mecanismos de magnetização [99]. Essa dificuldade advém do fato de que, para cada valor de campo magnético, existe uma infinidade de magnetizações possíveis, dependendo da forma como esse campo atuou sobre o material ferromagnético antes de chegar ao valor de interesse. Dessa forma, a caracterização completa do comportamento do material sob ação desse fenômeno deve ser capaz de considerar não apenas o laço principal de histerese, mas também as inúmeras curvas associadas, conforme apresenta a Figura 15[106].

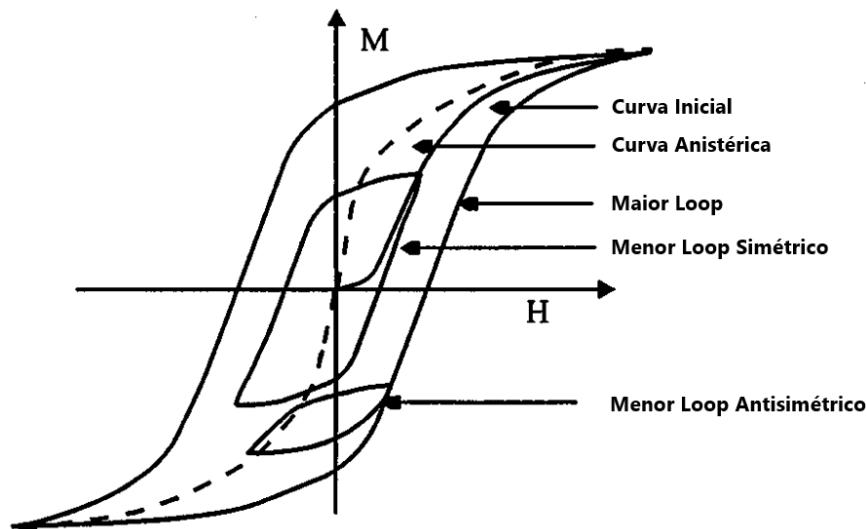


Figura 15: Diferentes tipos de curvas de magnetização e *loops* de histerese [106].

A representação dessas curvas, em adição, será necessária tal qual for a necessidade específica de cada análise. É evidente, além do mais, que cada modelo irá utilizar determinados pressupostos teóricos que irão limitar, ou não, o seu desempenho e a sua aplicabilidade. Na revisão feita em [106], por exemplo, quatro distintos modelos são apresentados, expondo as considerações teóricas de cada um deles, as principais aplicabilidades, as especificidades abrangidas, ou não, as restrições de uso e o custo computacional de implementação. Dessa forma, a definição do modelo a ser empregado na modelagem dos fenômenos de histerese pode

se basear, entre outros, em fatores como o mecanismo de magnetização, as causas responsáveis pela histerese, os parâmetros físicos necessários para a implementação ou a possibilidade de simulação de eventos reversíveis e de processos de desmagnetização, por exemplo. Representações menos detalhadas, por outro lado, representam o fenômeno de histerese apenas como uma perda resistiva dependente da frequência [96]. Destaca-se, portanto, que ainda não há um modelo universal adequado para todos os tipos de materiais e que abranja todos os fenômenos possíveis [106].

A presença do fluxo magnético alternado atuando sobre o núcleo ferromagnético, além de ser responsável pelo fenômeno de histerese, também provocará a indução de correntes parasitas nas chapas metálicas que compõem o material [96]. A representação geral do núcleo do transformador, dessa forma, será tal que comporte o fenômeno de saturação magnética, o fenômeno de histerese e as perdas por correntes parasitas. Em [96], por exemplo, o circuito apresentado na Figura 16 é usado para representar esse comportamento do núcleo, sendo L a indutância não linear associada à saturação, R_h a resistência dependente da frequência associada às perdas por histerese e R_e a resistência, também dependente da frequência, associada às perdas por correntes parasitas.

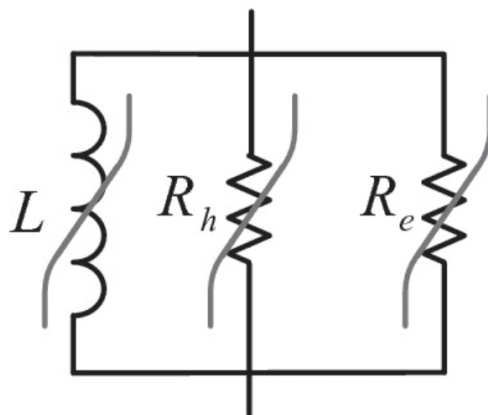


Figura 16: Representação geral do núcleo ferromagnético [96].

2.2.1.3 Modelo para análise em altas frequência

Transformadores de potência também estão constantemente sujeitos a transitórios de alta frequência, como descargas atmosféricas, chaveamentos, perdas de carga e outros. Dessa forma, o dimensionamento dos componentes do equipamento deve ser devidamente realizado de modo a garantir a operação segura e eficaz do transformador. A representação eficaz desse equipamento, em fases de projetos, para considerar tais eventos difere significativamente dos

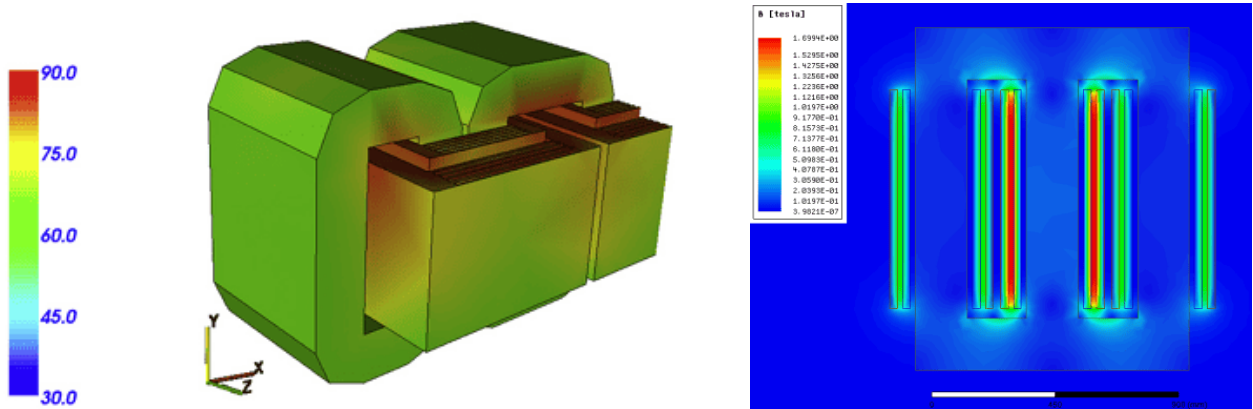
modelos convencionais já mencionados, pois certas considerações podem ser desprezadas em altas frequências e outras necessitam ser consideradas [96]. Os principais impactos desses fenômenos incluem, por exemplo, a dependência de certas perdas da frequência, a indução de correntes parasitas e a alteração de certas propriedades dos materiais na presença de correntes e tensões de alta frequência.

A operação em alta frequência, por sinal, é capaz de introduzir perdas adicionais devido à ocorrência do efeito "*skin*" e da dependência da frequência das perdas do núcleo. Em adição, capacitâncias parasitas e indutâncias de dispersão tornam-se proeminentes em altas frequências, e essas podem ser desconsideradas em análises de frequência nominal [107]. Certos parâmetros, além do mais, como a permissividade elétrica e a permeabilidade magnética de certos materiais ferromagnéticos, também podem ser dependentes da frequência e o comportamento do núcleo pode ser alterado perante tais eventos transitórios. A operação em alta frequência, em acréscimo, também pode ocasionar aquecimentos localizados e intensificar as perdas de origem térmica do transformador [108].

Em [107], são apresentadas algumas considerações de projetos que geralmente são importantes em equipamentos que operam em alta potência e em alta frequência. Essas considerações permeiam, entre outros, a seleção do material do núcleo ferromagnético e a escolha do enrolamento e de sua isolação. Para a modelagem desses equipamentos, [107] também aponta a importância da consideração das perdas adicionais, das capacitâncias parasitas e da possibilidade da elevação da temperatura durante a operação. A modelagem de transformadores de potência para análises em alta frequência tem representações diversas na literatura, porém, o método dos elementos finitos ("*FEM - Finite Element Method*") é a técnica mais amplamente empregada para estimar o comportamento dos materiais nessas condições, sendo capaz de considerar a complexidade geométrica dos enrolamentos, do núcleo e dos demais materiais magnéticos do transformador [96]. O FEM, em maiores detalhes, tem como princípio de funcionamento a resolução de equações diferenciais parciais em variáveis diversas, em análises bi ou tridimensionais.

A representação da geometria tende a ser a etapa mais complexa da modelagem por elementos finitos e pode ser realizada em duas ou três dimensões, incluindo, ou não, a representação do núcleo, dos enrolamentos, do tanque, do isolamento e de outros componentes [109]. Uma vez estabelecida a geometria do transformador, deve ser incluída, também, a propriedade dos materiais que compõem o equipamento a ser modelado e que irá interagir com a geometria dimensionada. Essas propriedades, por sua vez, serão responsáveis por modelar a dependência entre o comportamento do transformador e as frequências elevadas advindas de fenômenos transitórios. Nesse tipo de análise, diversos enfoques podem ser dados, como, por exemplo, a distribuição de campo magnético, a concentração de linhas de campo elétrico, sur-

gimento de forças eletromagnéticas nos enrolamentos, eventuais aquecimentos e outros [109], [110], [111]. A Figura 17 expõe alguns exemplos de representações reportadas na literatura com base na análise por elementos finitos.



(a) Distribuição de temperatura na parte ativa de um transformador [109]

(b) Densidade de Fluxo Magnético de dispersão [110]

Figura 17: Análise por elementos finitos em transformadores de potência [109], [110].

2.2.2 Modelagem de Falhas Entre Espiras e Fase-Terra

A discussão acerca da modelagem das falhas nos enrolamentos do transformador será realizada considerando que tal modelagem será realizada no *software* "ATPDraw", de modo que algumas especificidades desta ferramenta serão abrangidas. Em primeiro lugar, destaca-se que o modelo a ser empregado para o transformador de potência será baseado na representação matricial das resistências e indutâncias dos enrolamentos, e na inclusão dos componentes que retratam as capacitâncias entre os enrolamentos e entre esses e o terra. Em adição, o núcleo ferromagnético será modelado a partir de componentes resistivos e indutivos não lineares. Em relação às matrizes de resistências e de indutâncias, essas serão baseadas nos ensaios de circuito aberto e de curto-circuito e representarão o equivalente terminal do equipamento [112], [113]. O efeito capacitivo também deve ser considerado, uma vez que os enrolamentos, fabricados em material condutor, são separados de outros enrolamentos, ou de outras estruturas metálicas, por materiais isolantes, como verniz, óleo e papel, formando capacitâncias internas no transformador [114]. Essas capacitâncias, por sua vez, não podem ser negligenciadas em análises realizadas em certas faixas de frequência ou em transformadores de elevada classe de tensão, nos quais o efeito capacitivo é mais intenso [114].

De modo geral, baseado em [113] e [114], um transformador monofásico de dois enrolamentos pode ser representado da forma apresentada na Figura 18, no qual as resistências e indutâncias dos enrolamentos são inseridas pelas matrizes $[R]$ e $[L]$, conforme exposto nas

Equações 4 e 5. Destaca-se que, na representação apresentada, R_H e L_H representam a resistência e indutância própria do enrolamento de alta tensão, ao passo que R_X e L_X , a resistência e indutância própria do enrolamento de baixa. O termo L_{HX} , o qual é igual a L_{XH} , por sua vez, carrega as informações acerca da indutância mútua entre os dois enrolamentos. Os termos C_{HG} , C_{XG} e C_{HX} , em adição, representam a capacitância entre o enrolamento de alta e o terra, entre o enrolamento de baixa e o terra e entre os dois enrolamentos, respectivamente, e C_H e C_X as capacitâncias séries desses. Ressalta-se que as capacitâncias entre os enrolamentos e o terra foram divididas em duas parcelas. Essas capacitâncias, em maiores detalhes, representam a existência de partes metálicas que operam em potenciais distintos e que são separadas por algum isolamento, o qual pode ser o meio isolante do próprio transformador e, ou, a cobertura em verniz dos enrolamentos.

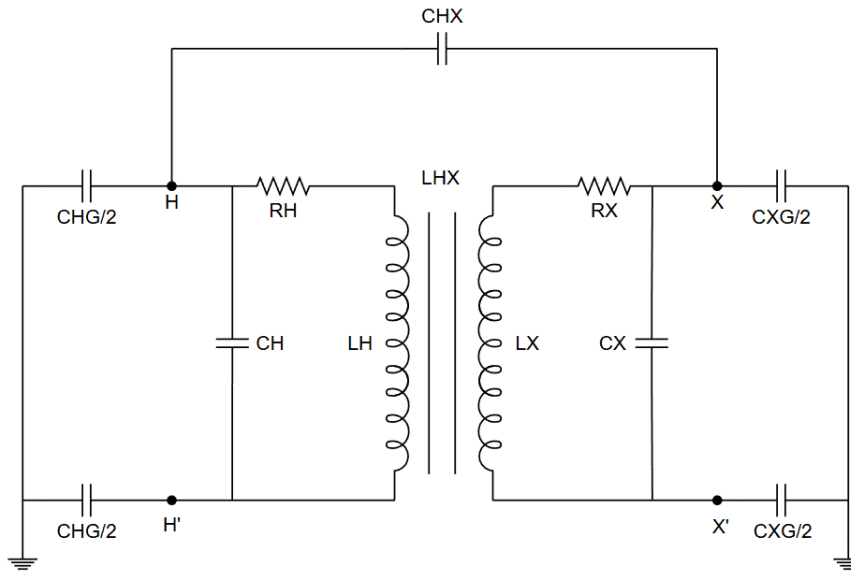


Figura 18: Representação de um transformador monofásico [113], [114].

$$R = \begin{bmatrix} R_H & 0 \\ 0 & R_X \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$L = \begin{bmatrix} L_H & L_{HX} \\ L_{XH} & L_X \end{bmatrix} \quad (5)$$

A representação do núcleo em uma modelagem do transformador esquematizado pelas matrizes apresentadas pode ser realizada pela conexão de elementos que reproduzem os comportamentos de perdas e de não linearidade esperados por esse componente. Em transformadores trifásicos, além dos componentes que representem as não linearidades e perdas, existe a necessidade de modelar também relutância a fluxos de sequência zero [114], [115]. Em um

transformador monofásico, desse modo, a modelagem deverá considerar as indutâncias não lineares, que representam a curva de magnetização do material, e as resistências que carregam as informações acerca das perdas presentes no núcleo, por efeito *Joule* e por histerese. Embora essas perdas dependam da frequência [99], [101], a modelagem aqui desenvolvida irá considerar apenas as perdas em frequência fundamental e terão comportamento não linear para representar a influência da tensão nas perdas do núcleo, tendo como base fundamental os resultados do ensaio a vazio.

Conforme apresentado na Figura 7, a diferença fundamental entre o transformador sadio e o transformador sob falta entre espiras ou entre espiras e a terra está localizada nos enrolamentos sob falta e no "caminho" adicional introduzido pela sua ocorrência. Dessa forma, a representação de um transformador no qual incide esse tipo de falha deve considerar as divergências introduzidas por essas na modelagem dos enrolamentos e na modelagem desses novos "caminhos" [113], [116]. A metodologia a ser adotada nesta dissertação será baseada na representação matricial do transformador a ser modelado. Os enrolamentos de um transformador monofásico podem ser representados, matricialmente, por uma matriz 2×2 , a qual resume as resistências e indutâncias de cada um dos enrolamentos e as indutâncias mútuas entre eles [113], [116]. Essa matriz será composta pela soma de uma matriz $[R]$, diagonal, na qual os elementos representam as resistências de cada um dos enrolamentos, e uma matriz $[L]$, que representa, nos elementos da diagonal, as indutâncias próprias de cada um dos enrolamentos, e nos demais, a indutância mútua entre eles, conforme exposto nas Eqs. (4) e (5).

Para o transformador sob falta entre fase e terra, conforme exposto na Figura 7b, a representação matricial para o equipamento será dada pelas Eqs. (6) e (7). Os elementos das novas matrizes poderão ser deduzidos com base nas informações do transformador sadio a partir das condições de consistência, dispersão e proporcionalidade [112], [116]. Para isso, define-se b como sendo a porcentagem do enrolamento sob falta e $a = 1 - b$. Dessa forma, R_{2a} e R_{2b} serão fornecidas pelas Eqs. (8) e (9). Para determinar as indutâncias próprias e mútuas das novas parcelas do enrolamento sob falta, deve-se definir o fator de dispersão de fluxo entre os enrolamentos primários e secundários, σ_{12} , o qual é definido na Equação 10, o fator de dispersão de fluxo entre as duas parcelas dos enrolamentos, σ_{ab} , definido pela Eq. (11) e o fator k , dado pela razão $\frac{a}{b}$ [116].

$$R_{FaltaFaseTerra} = \begin{bmatrix} R_1 & 0 & 0 \\ 0 & R_{2a} & 0 \\ 0 & 0 & R_{2b} \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$L_{FaltaFaseTerra} = \begin{bmatrix} L_1 & L_{12a} & L_{12b} \\ L_{2a1} & L_{2a} & L_{2a2b} \\ L_{2b1} & L_{2b2a} & L_{2b} \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$R_{2a} = a R_2 \quad (8)$$

$$R_{2b} = b R_2 \quad (9)$$

$$\sigma_{12} = 1 - \frac{L_{12}^2}{L_1 L_2} \quad (10)$$

$$\sigma_{ab} = a \sigma_{12} \quad (11)$$

Realizadas tais definições, ter-se-á as grandezas apresentadas nas Eqs. (12)-(16) [116].

$$L_a = \frac{L_2}{\frac{1}{k^2} + \frac{2\sqrt{1-\sigma_{ab}+1}}{k}} \quad (12)$$

$$L_b = \frac{L_2}{k^2 + 2k\sqrt{1-\sigma_{ab}+1}} \quad (13)$$

$$L_{ab} = \frac{L_2 \sqrt{1-\sigma_{ab}}}{(k + \frac{1}{k}) + 2\sqrt{1-\sigma_{ab}}} \quad (14)$$

$$L_{2a1} = \left(\frac{k}{1+k} \right) L_{21} \quad (15)$$

$$L_{2b1} = \left(\frac{1}{1+k} \right) L_{21} \quad (16)$$

Para o transformador sob falta entre espiras, conforme exposto na Figura 7c, a representação matricial para o equipamento será dada pelas Eqs. (17) e (18). Para determinar os novos componentes dessas matrizes, define-se a como sendo a porcentagem do enrolamento disposto antes do primeiro ponto de falta, b como sendo a porcentagem do enrolamento sob falta e $c = 1 - a - b$. Dessa forma, R_{2a} , R_{2b} e R_{2c} serão fornecidas pelas Eqs. (19) - (21). Para determinar as indutâncias próprias e mútuas das novas parcelas do enrolamento sob falta, deve-se definir o fator de dispersão de cada parcela dos enrolamentos secundários, σ_{ab} , σ_{bc} e σ_{ac} , segundo as Eqs. (22) - (24) e os fatores k , dado pela razão $\frac{b}{a}$ e k' , dado pela razão

$\frac{c}{a}$ [116].

$$R_{FaltaEntreEspiras} = \begin{bmatrix} R_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_{2a} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_{2b} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{2c} \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$L_{FaltaFaseTerra} = \begin{bmatrix} L_1 & L_{12a} & L_{12b} & L_{12c} \\ L_{2a1} & L_{2a} & L_{2a2b} & L_{2a2c} \\ L_{2b1} & L_{2b2a} & L_{2b} & L_{2b2c} \\ L_{2c1} & L_{2c2a} & L_{2c2b} & L_{2c} \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$R_{2a} = a R_2 \quad (19)$$

$$R_{2b} = b R_2 \quad (20)$$

$$R_{2c} = c R_2 \quad (21)$$

$$\sigma_{ab} = a \sigma_{12} \quad (22)$$

$$\sigma_{bc} = b \sigma_{12} \quad (23)$$

$$\sigma_{ac} = c \sigma_{12} \quad (24)$$

Realizadas tais definições, ter-se-á as grandezas apresentadas nas Eqs (25)-(30) [116]:

$$L_{2a} = \frac{L_2}{1 + k^2 + (k')^2 + 2 \left(k \sqrt{1 - \sigma_{ab}} + k' \sqrt{1 - \sigma_{ac}} + \sqrt{k k'} \sqrt{1 - \sigma_{bc}} \right)} \quad (25)$$

$$L_{2b} = k^2 L_{2a} \quad (26)$$

$$L_{2c} = (k')^2 L_{2a} \quad (27)$$

$$L_{2a2b} = k \sqrt{1 - \sigma_{ab}} L_{2a} \quad (28)$$

$$L_{2a2c} = (k') \sqrt{1 - \sigma_{ac}} L_{2a} \quad (29)$$

$$L_{2b2c} = \sqrt{k k'} \sqrt{1 - \sigma_{bc}} L_{2a} \quad (30)$$

Já para as indutâncias mútuas entre cada parcela do enrolamento secundário e o enrolamento primário, sabendo que esses não estão envoltos na mesma perna do material ferro-

magnético [112], tem-se o exposto pelas Eqs. (31)-(33).

$$L_{2a1} = \frac{L_{21}}{1 + k + k'} \quad (31)$$

$$L_{2b1} = \frac{L_{21}}{1 + \frac{1}{k} + \frac{k'}{k}} \quad (32)$$

$$L_{2c1} = \frac{L_{21}}{1 + \frac{1}{k'} + \frac{k}{k'}} \quad (33)$$

Com a dedução dessas grandezas, torna-se possível a simulação de falhas fase-terra e entre espiras nos enrolamentos de um transformador. A próxima seção, 2.2.4, dessa forma, tem a função de resumir o modelo geral para simulação de um transformador de potência e de falhas nos enrolamentos desse equipamento, ressaltando-se as formas de se adquirir, por meio de ensaios elétricos, as principais grandezas demandadas para efetivar a modelagem.

2.2.3 ATPDraw

Antes da proposição do modelo geral de simulação é importante discutir a cerca do *software* "ATPDraw", no qual esse modelo será implementado, tratando-se os principais modelos de transformadores disponíveis e suas respectivas restrições.

2.2.3.1 Ideal Transformer

Esse modelo de representação de um transformador considera um equipamento ideal, sem perdas no enrolamento e no núcleo, na ausência de saturação e com um acoplamento magnético perfeito, atuando apenas como um elemento de transformação de tensão e corrente, e mantendo a conservação de potência do circuito. A parametrização desse modelo dá-se pela definição da relação de transformação n , do equipamento, definida pela razão entre a tensão primária e secundária do dispositivo. Em geral, esse modelo é empregado em simulações nas quais não se almeja analisar propriedades específicas do transformador mas apenas executar um ajuste nos níveis de tensão em um circuito ou realizar um isolamento funcional entre partes distintas de um sistema. O modelo trifásico, por sua vez, é composto pela associação de três transformadores ideais monofásicos interligados em Y - Y.

2.2.3.2 Saturable Transformer

Esse modelo foi originalmente desenvolvido para transformadores monofásicos com N enrolamentos, tomando como base o conhecido circuito equivalente ilustrado na Figura 19. O enrolamento primário é representado por um ramo desacoplado, contendo a resistência e

mentos, devido à ocorrência de uma indutância negativa no circuito em estrela [31].

2.2.3.3 *BCTRAN*

O modelo *BCTRAN* é baseado em uma representação matricial dos efeitos de dispersão do transformador. Esses efeitos, em maiores detalhes, podem ser representados pela equação de estado estacionário, utilizando a matriz de impedância de ramo para elementos mutuamente acoplados, conforme Eq. (34).

$$[V] = [R] \cdot [I] + [L] \cdot [dI/dt] \quad (34)$$

na qual $[R]$ e $[L]$ sintetizam as resistências e indutâncias equivalentes do equipamento, e podem ser obtidas a partir dos ensaios fundamentais de curto-circuito e a vazio.

Os efeitos de saturação e histerese também podem ser simulados a partir desse modelo a partir da linearização e inclusão desses na descrição matricial. Entretanto, certas imprecisões e erros de simulação já foram observados nessa abordagem [31]. Outra opção, dessa forma, seria a conexão de elementos não lineares nos terminais do enrolamento mais próximo do núcleo, conforme mostrado na Figura 20 [99]. Embora esse núcleo conectado externamente não seja topologicamente correto, ele pode ser aceitável em muitos casos. Entretanto, é importante destacar que essa representação não permite a consideração de quaisquer detalhes relacionados à topologias específicas do núcleo.

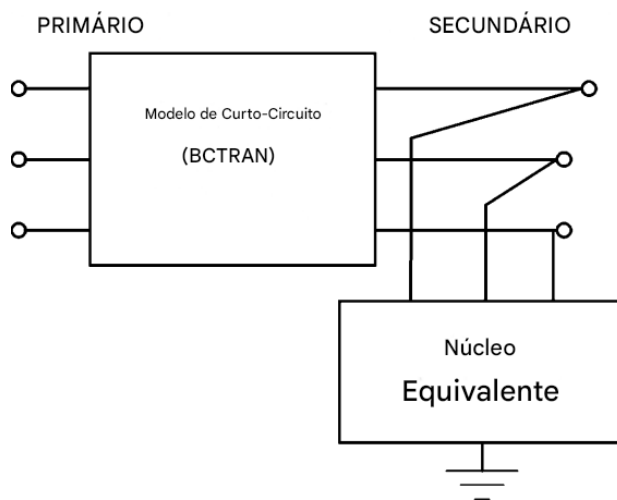


Figura 20: Representação externa do núcleo de um transformador em conjunto com o modelo *BCTRAN* [99].

2.2.3.4 *Hybrid Model*

O modelo "*Hybrid*" é baseado em uma combinação de alguns outros modelos para representar de forma mais fidedigna transformadores trifásicos. De modo geral, esse modelo compromete-se a utilizar as matrizes $[R]$ e $[L]$ para representar as indutâncias de fugas e acoplamentos núcleo-bobina, representar de forma topologicamente correta o núcleo ferromagnético, introduzir a dependência da frequência das resistências dos enrolamentos e incluir os efeitos capacitivos do transformador [114]. Em maiores detalhes, as matrizes $[R]$ e $[L]$ são obtidas de formas semelhantes ao discutido para o modelo *BCTRAN* e algumas peculiaridades do núcleo e de efeitos capacitivos são inseridos. Nesse modelo, o efeito pelicular, causado pela distribuição não uniforme do campo magnético devido às correntes que fluem dentro do condutor, e o efeito de proximidade, fruto dos campos magnéticos externos gerados pela corrente nos condutores circundantes, também são considerados a partir da dependência da resistências dos enrolamentos da frequência [114].

O núcleo ferromagnético, em adição, é analisado separadamente para cada parte de sua estrutura: as pernas (*legs*) e os jugos (*yokes*), que conectam essas pernas. Cada uma dessas estruturas são representadas por um indutor não linear, que representará as não linearidades associadas aos fenômenos de saturação e histerese, e por uma resistência que sintetiza as perdas no ferro. O fluxo magnético de sequência zero, presente em transformadores trifásicos cujos núcleos apresentam quatro ou cinco pernas, são representados por indutores adicionais. Os indutores não lineares mencionados, em maiores detalhes, são representados a partir da curva de magnetização $\lambda \times i$, obtida a partir das características construtivas de cada estrutura do núcleo [114], dados experimentais ou valores típicos.

Os efeitos capacitivos, por sua vez, aparecem nas capacitâncias existentes entre estruturas metálicas que operam em níveis de tensão distintos. Dessa forma, deve-se representar as capacitâncias entre cada terminal e o terra, entre diferentes fases e entre cada terminal de alta tensão com os de baixa. Essas capacitâncias podem ser obtidas a partir de ensaios elétricos ou com base em informações relacionadas ao *desing* dos equipamentos [114]. Com a matriz de impedância, os detalhes do núcleo e das capacitâncias, tem-se o circuito resumido na Figura 21.

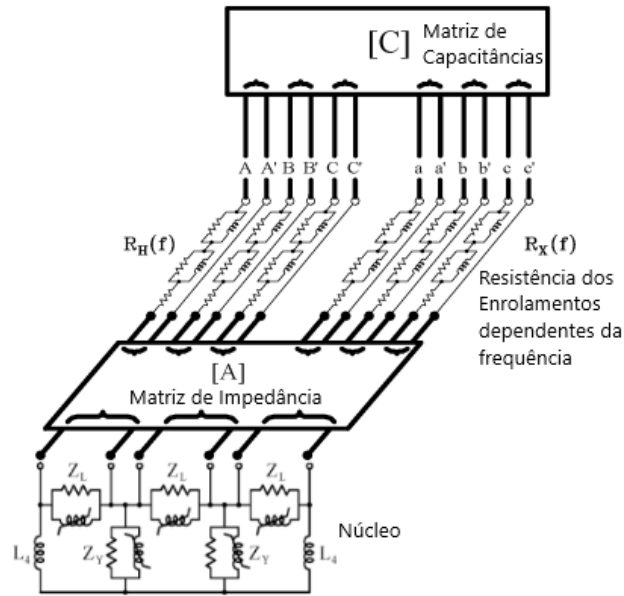


Figura 21: Modelo *Hybrid* - Matriz de impedância, núcleo e matriz de capacitância [114].

No "ATPDraw", para empregar esse modelo, deve-se informar as características principais do equipamento, como número de enrolamentos, tipo de núcleo, frequência, tensões e potências nominais, tipo de conexão e eventuais defasamentos angulares. Com relação as resistências, indutâncias, capacitâncias e informações do núcleo, pode-se optar por parametrizar com parâmetros de *desing*, com resultados de ensaios elétricos ou com valores típicos. Os resultados de ensaios elétricos pertinentes são os teste de curto-circuito, o teste a vazio e os valores coletados para as capacitâncias entre os enrolamentos e o terra e entre diferentes fases. Nesse trabalho, o modelo de simulação desenvolvido foi baseado majoritariamente no modelo "Hybrid", com certas limitações para bem representar transformadores monofásicos.

2.2.4 Modelo Geral

A modelagem completa do transformador de potência monofásico de dois enrolamentos, conforme exposto nas seções anteriores, pode ser resumida segundo a Figura 18. A adoção pelo modelo discutido, com a representação matricial das resistências e indutâncias, foi considerada por ser capaz de representar tanto o equipamento sadio como na presença de falhas no enrolamento. Na literatura estudada, nenhum outro modelo apresentava essa peculiaridade. O modelo considerado nesse trabalho, além do mais, abordará também a modelagem do núcleo ferromagnético e a representação das capacitâncias, também pouco presente na literatura juntamente com a representação das falhas nos enrolamentos. As discussões a seguir dedicam-se a esclarecer a forma como cada uma das quantidades apresentadas na Figura 18 serão adquiridas.

2.2.4.1 Resistências e Indutâncias

Na modelagem matricial, tem-se, baseado nas informações expostas na Figura 18, as grandezas expostas nas Eqs. (4) e (5). A possibilidade de construção das matrizes apresentadas, entretanto, é comprometida pelo acesso, ou não, aos dados característicos do equipamento a ser modelado. Dessa forma, é fundamental discutir a cerca de métodos de aquisição desses dados e dos principais ensaios elétricos capazes de fornecê-lo.

A matriz de resistência, em primeiro lugar, baseia-se nas resistências dos enrolamentos, as quais podem ser adquiridas por ensaios de medição das resistências dos enrolamentos. A medição dessas resistências é significativamente sensível à presença das indutâncias dos condutores enrolados, motivo pelo qual o ensaio é realizado em corrente contínua [118]. O nível dessa corrente, entretanto, se muito elevado, pode representar riscos aos condutores que compõem o equipamento por aquecimentos excessivos, como também afetar os resultados coletados devido à alteração da resistência em função da temperatura. O nível dessa corrente também pode magnetizar inadequadamente o núcleo e acarretar a retenção de um alto nível de fluxo residual [41], [42]. Em transformadores nos quais se têm acesso aos resultados dos testes de aceitação em fábrica, ou dos ensaios de comissionamento, esses valores podem ser aproveitados, desde que o tempo de operação do equipamento não seja muito elevado e tais valores ainda representem, com precisão, o equipamento.

A resistência equivalente dos enrolamentos do transformador também pode ser determinada pelo ensaio de curto-circuito. No ensaio de curto-circuito, um dos enrolamentos é curto-circuitado e, então, aplica-se uma tensão nas bobinas do outro enrolamento, de forma que circule corrente nominal na bobina curto-circuitada. Para realizar o ensaio em níveis mais baixos de corrente, é comum que esse ensaio seja realizado alimentando-se a alta tensão. Nessa nova condição, são mensuradas a tensão, corrente e potência drenadas pelo curto, sendo estas, respectivamente, denominadas de V_{SC} , I_{SC} e P_{SC} (SC advém de "*short-circuit*") [118]. Com base nessas medições, a magnitude da resistência e indutância equivalente série, referida no primário do transformador, pode ser calculada de acordo com as Eqs. (35) e (36).

$$R_{eq} = \frac{P_{SC}}{I_{SC}^2}, \quad (35)$$

$$L_{eq} = \left(\sqrt{\left(\frac{V_{SC}}{I_{SC}}\right)^2 - R_{eq}^2} \right) \frac{1}{2\pi 60} \quad (36)$$

A definição da indutância equivalente será importante para dimensionar as indutâncias de cada um dos enrolamentos. Com base em [119], um enrolamento de N espiras envoltas sobre uma perna de um núcleo ferromagnético do tipo janela, de permeabilidade μ , com seção

transversal de área A , e comprimento médio l terá indutância dada segundo a Eq. (37).

$$L = \frac{N^2 \mu A}{l}. \quad (37)$$

Desse modo, um transformador de dois enrolamentos, com um núcleo ferromagnético do tipo janela, com cada um dos enrolamentos envoltos em uma das pernas, haverá uma relação entre as indutâncias próprias conforme expresso na Eq. (38).

$$\frac{L_1}{L_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2. \quad (38)$$

A indutância equivalente mensurada pelo ensaio de curto-circuito também carregará informações acerca da indutância mútua, embora essa seja muitas vezes desconsiderada nesse ensaio [119]. Dessa forma, pode-se escrever:

$$L_{eq} = L_1 + L'_2 - 2L_{12} \quad (39)$$

Na qual L'_2 refere-se à indutância secundária referenciada a níveis primários. As informações acerca de L_{12} podem ser oferecidas pelo ensaio a vazio, o qual, em maiores detalhes, é realizado aplicando-se tensão nominal em um dos dois enrolamentos do transformador com o terminal oposto em aberto. Por facilidade e segurança, é comum que esse ensaio seja realizado aplicando-se tensão aos enrolamentos de baixa tensão. Na configuração descrita, são medidos os valores de tensão, corrente e potência drenada do circuito de alimentação, respectivamente denominados de V_{OC} , I_{OC} e P_{OC} (OC advém de "*open-circuit*") [118]. Do ensaio realizado alimentando-se a baixa tensão, ter-se-á as seguintes relações:

$$R_m = \frac{P_{OC}}{I_{OC}^2} \quad (40)$$

$$L_m = \left(\sqrt{\left(\frac{V_{OC}}{I_{OC}} \right)^2 - R_m^2} \right) \frac{1}{2\pi 60}. \quad (41)$$

Tem-se também que, para o ensaio a vazio realizado alimentando-se os terminais de menor tensão, $L_m = L_2 + L_{12}$. Como $L_{12} \gg L_2$ é comum que seja realizada a simplificação $L_m = L_{12}$ [119], porém, neste trabalho será considerado o caso geral.

Desse modo, considerando-se as relações entre L_2 e L_1 , e os resultados dos ensaios des-

critos, ter-se-á:

$$L_{eq} = 2 \left[L_2 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 - L_{12} \right], \quad (42)$$

$$L_m = L_2 + L_{12}. \quad (43)$$

Logo, com base no sistema de equações para L_2 e L_m , pode-se verificar que a matriz $[L]$ de indutâncias pode ser composta pelos elementos descritos pelas Eqs. (44), (45) e (46).

$$L_2 = \frac{L_{eq} + 2 L_m}{2 \left[\left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 + 1 \right]}, \quad (44)$$

$$L_1 = L_2 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2, \quad (45)$$

$$L_{12} = L_m - L_2. \quad (46)$$

2.2.4.2 Capacitâncias

As capacitâncias que aparecem entre os enrolamentos e as estruturas aterradas e outros enrolamentos do transformador, por sua vez, conforme esquematizado na Figura 18, serão incluídas externamente e poderão ser divididas em duas ou mais parcelas, de modo a considerar os efeitos causados pela dispersão uniforme dessas capacitâncias ao longo das estruturas. As capacitâncias séries dos enrolamentos, que surgem entre blocos de espiras em um mesmo enrolamento, em adição, também terão essa representação externa. As capacitâncias entre estruturas, denominadas C_{HG} , C_{XG} e C_{HX} , representando, respectivamente, a capacitância entre o enrolamento de alta e o terra, entre o enrolamento de baixa e o terra e entre os dois enrolamentos, podem ser mensuradas em ensaios dielétricos. Com base no Apêndice 1 de [98], essas capacitâncias podem ser mensuradas da forma como se descreve a seguir.

Para realizar o procedimento, são necessárias uma fonte de tensão contínua, que alimentará o circuito com tensão V_0 , uma capacitância cujo valor já é conhecido, C_0 , e um dispositivo para medição de tensão. Destaca-se que, como essas capacitâncias estão presentes entre a estrutura do enrolamento e as estruturas aterradas do transformador e entre os enrolamentos, a corrente capacitiva não flui através do enrolamento. Por isso, o efeito capacitivo estará presente mesmo quando a conexão do neutro for deixada desconectada e o enrolamento estiver "flutuando"[98]. Por isso, essa configuração será adotada nos ensaios. Com tais configurações e aparatos, realizam-se quatro medições:

- Aplica-se a tensão contínua V_0 aos enrolamentos de alta tensão, com a capacitância C_0 inserida em série entre a fonte de tensão e o terminal alimentado. Mede-se a tensão no

ponto de conexão do capacitor C_0 com o terminal de alta. A medição é realizada com o enrolamento secundário em curto-circuito e conectado ao tanque do transformador (Figura 22a);

- Aplica-se a tensão contínua V_0 aos enrolamentos de baixa tensão, com a capacitância C_0 inserida em série entre a fonte de tensão e o terminal alimentado. Mede-se a tensão no ponto de conexão do capacitor C_0 com o terminal de baixa. A medição é realizada com o segundo enrolamento em curto-circuito e conectado ao tanque do transformador (Figura 22b);
- Aplica-se a tensão contínua aos enrolamentos de alta tensão, sem empregar a capacitância C_0 . Mede-se a tensão no terminal não alimentado (Figura 22c);
- Aplica-se a tensão contínua aos enrolamentos de baixa tensão, sem empregar a capacitância C_0 . Mede-se a tensão no terminal não alimentado (Figura 22d);

Com base nessas medições, ter-se-ão as relações entre as tensões mensuradas apresentadas nas Eqs. (47) - (50).

$$C_{HL} = C_0 \frac{V_4}{V_1} \frac{V_0 - V_1}{V_0}, \quad (47)$$

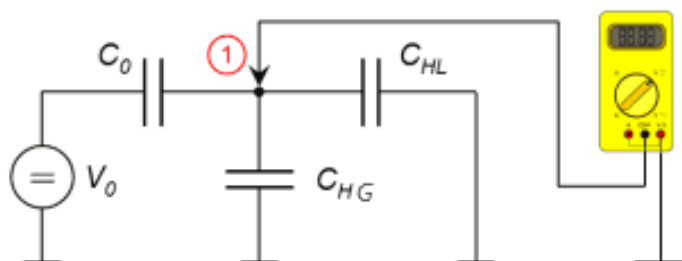
$$C_{HL} = C_0 \frac{V_3}{V_2} \frac{V_0 - V_2}{V_0}, \quad (48)$$

$$C_H = C_0 \frac{V_0 - V_4}{V_4} C_{HL}, \quad (49)$$

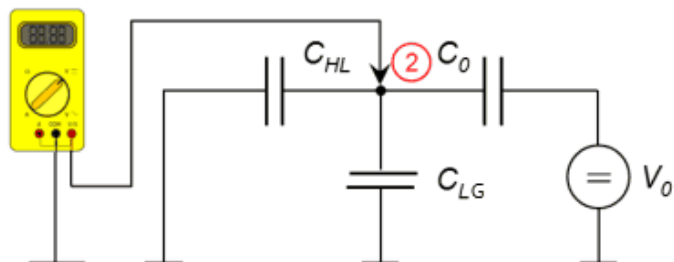
$$C_L = C_0 \frac{V_0 - V_3}{V_3} C_{HL}. \quad (50)$$

As duas equações apresentadas para C_{HL} advêm dos dois conjuntos de medições (medições n° 1 e 4) e (medições n° 2 e 3). Os valores obtidos a partir desses dois conjuntos de medições devem ser idênticos ou significativamente próximos. Caso diverjam, recomenda-se utilizar um valor médio, e caso a divergência seja pronunciada, repetir os ensaios [98]. Com os valores adquiridos, a representação dessas capacitâncias na simulação pode ser feita com mais de um componente, cujos valores, quando considerados o efeito total, retornem as grandezas mensuradas.

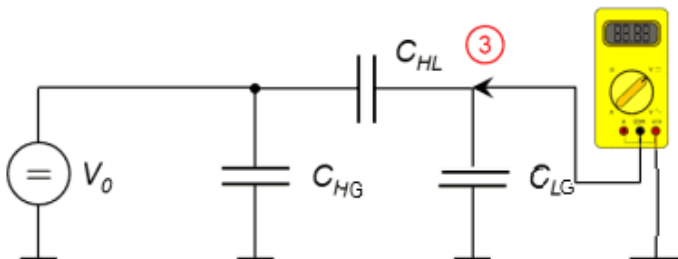
Para as capacitâncias série de cada um dos enrolamentos, será empregada a abordagem apontada por [75]. Durante a aplicação de um impulso de tensão em um enrolamento, a resposta da corrente que flui através desse terá três comportamentos principais, sendo um pulso associado à sua capacitância equivalente, uma oscilação pronunciada associada aos elementos indutivos e, finalmente, uma rampa, a qual tem influência do comportamento indutivo e capacitivo resultante do enrolamento, conforme apresentado na Figura 23 [75].



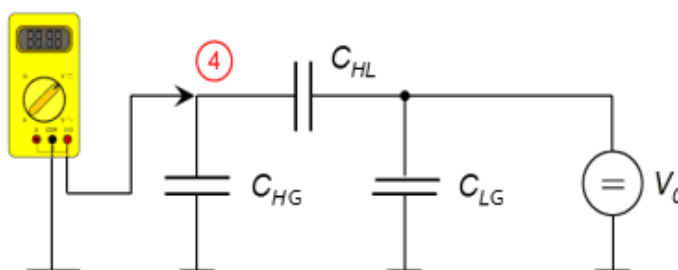
(a) Medição n°1 - Ensaio de Capacitâncias [98].



(b) Medição n°2 - Ensaio de Capacitâncias [98].



(c) Medição n°3 - Ensaio de Capacitâncias [98].



(d) Medição n°4 - Ensaio de Capacitâncias [98].

Figura 22: *Setup* de medições de Capacitâncias em um Transformador Monofásico de Dois Enrolamentos[98].

Dada a dependência exclusiva entre a capacitância equivalente do enrolamento e o primeiro pulso de corrente após a aplicação de um pulso de tensão, Ref. [75] aponta que essa capacitância equivalente pode ser mensurada segundo a Eq. (51),

$$C_{eq} = \frac{\int_0^{t_1} i_L dt}{e(t_1) - e(0)}, \quad (51)$$

na qual i_L corresponde à corrente que flui através do enrolamento que recebe o pulso de tensão, $t = 0$, ao instante em que se inicia o primeiro pulso de corrente, $t = t_1$, ao instante em que esse pulso se finaliza, e $e(t)$ à tensão aplicada sobre o enrolamento. Essa capacitância equivalente pode ser escrita em função da capacitância série, C_s , e *shunt*, C_g , do enrolamento, conforme apresentado pela Eq. (52) [75], [120].

$$C_{eq} = \sqrt{C_s C_g} \coth \sqrt{\frac{C_g}{C_s}}. \quad (52)$$

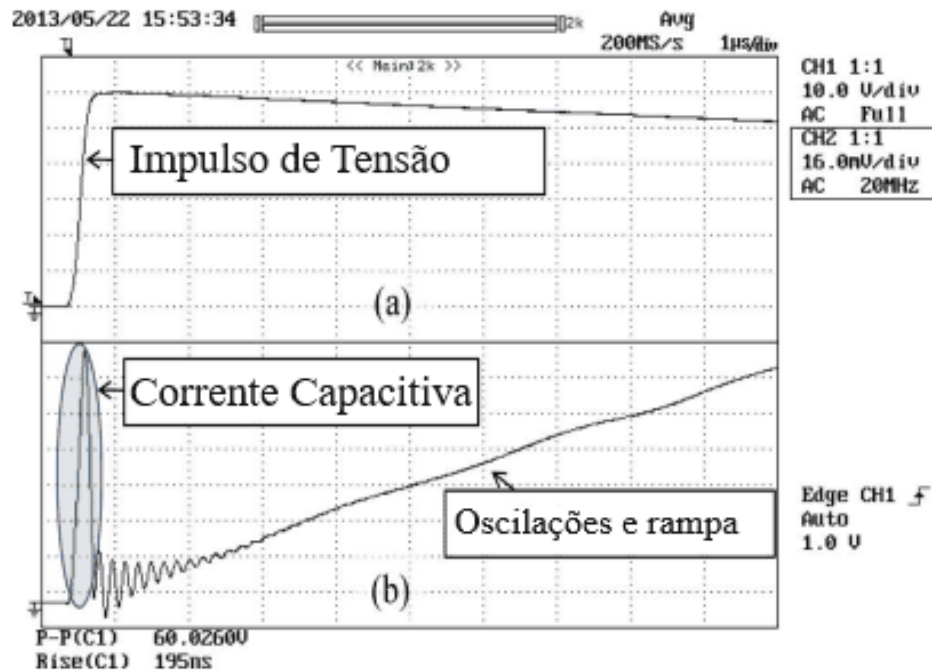


Figura 23: Resposta da corrente em um enrolamento após aplicação de um impulso de tensão [75].

A capacitância C_g , por sua vez, é calculada a partir da impedância em frequência, Z , medida em uma banda igual à frequência da primeira ressonância detectada na varredura em frequência (a intensidade da banda na qual ocorre essa primeira ressonância, em geral, é baixa, da ordem de centenas ou poucos *kilo-hertz*). Ao realizar a medição dessa impedância em baixas frequências, C_s irá oferecer uma impedância muito alta e uma corrente insignificante fluirá através dela. O ensaio, em adição, é realizado com a segunda extremidade do enrolamento flutuando, de modo que as indutâncias também não influenciem no resultado mensurado. A capacitância C_g será então dada por:

$$C_g = \frac{1}{2\pi f |Z|}. \quad (53)$$

2.2.4.3 Núcleo Ferromagnético

Por fim, é importante apontar como o núcleo ferromagnético, o qual também será modelado pela inclusão de componentes externos, terá seu comportamento retratado na modelagem. O núcleo ferromagnético, em maiores detalhes, é responsável por propagar o fluxo eletromagnético induzido pela tensão dos enrolamentos primários aos enrolamentos secundários, garantindo a operação do transformador. As características do material, como área das seções das pernas e dos jugos, o comprimento de cada parte da estrutura, a permeabilidade magnética dessas terão influência na forma como essa propagação ocorrerá. Da Lei de Faraday [121], tem-se que o fluxo que se propagará pelo material ferromagnético, aqui chamado de ϕ , é dado segundo a relação expressa na Eq. (54), em que $v(t)$ é a tensão aplicada sob os enrolamentos.

$$v(t) = \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (54)$$

Os modelos de indutores não lineares padrão disponíveis no ATPDraw são modelados a partir da curva $\phi \times i_t$ característica da não linearidade do material ferromagnético. As divergências entre os modelos existentes no ATP, conforme apontado em [122], estão na quantidade de pontos disponíveis para a construção da curva que representa a não linearidade do núcleo e na capacidade de representar, ou não, as perdas no ferro [122]. Por outro lado, o ensaio a vazio executado em diversos níveis de tensão, conforme já comentado, permite a construção da relação tensão \times corrente de magnetização \times perdas no núcleo. Desse modo, considerando-se que a tensão seja tal que $v(t) = V_p \cos(\omega t)$ e o fluxo magnético, conseqüentemente, seja dado por $\phi = \frac{V_p}{\omega} \sin(\omega t)$, a não linearidade do núcleo pode ser modelada considerando a relação entre os valores da corrente de excitação e o valor *rms* do fluxo magnético, dado por $\frac{V_{prms}}{\omega}$. Uma vez que a não linearidade das perdas será modelada por uma resistência não linear, e o ensaio a vazio será realizado em diversos níveis de tensão, a representação fidedigna da não linearidade do núcleo será de melhor qualidade se executada pelo componente "indutor não linear tipo 93"[122].

A não linearidade das perdas no núcleo, por sua vez, pode ser representada também com base nos ensaios a vazio realizado em diferentes níveis de tensão. A potência mensurada no ensaio a vazio, P_{OC} , será dada pelas perdas no enrolamento alimentado somadas com as perdas no núcleo. A partir dessa potência P_{OC} , então, uma vez que a resistência dos enrolamentos já serão conhecidas a partir dos ensaios já descritos, poder-se-á determinar a resistência equivalente que concentra as perdas no núcleo, R_{eqn} , a qual terá uma característica não linear. No "ATPDraw", em maiores detalhes, resistências não lineares são representadas pela construção da curva $i(t) \times v(t)$. Logo, uma vez determinada R_{eqn} , segundo a Eq. (55), dada a corrente de magnetização para cada nível de tensão, os pares $(i(t), v(t))$ serão obtidos

segundo a Eq. (56) .

$$R_{eqn} = \frac{P_{OC}}{I_{OC}^2} - R_2 \quad (55)$$

$$(I_{OC}, I_{OC} \times R_{eqn}) \quad (56)$$

Portanto, em resumo, a representação do indutor não linear será realizada pela construção da curva que correlaciona a corrente que o percorre, i , com o fluxo magnético induzido por essa corrente, ϕ . A representação do resistor não linear, por sua vez, será realizada pela construção da curva que correlaciona a corrente que o percorre, i , dada a tensão v aplicada sobre ele. A relação entre i e ϕ e entre i e v será construída a partir dos dados coletados nos ensaios a vazio do transformador realizados em diferentes níveis de tensão.

3 Setup Experimental e Simulações de Falhas Entre Espiras e Fase-Terra

A investigação acerca dos métodos capazes de evidenciar presença de falhas nos enrolamentos será conduzida em transformadores com acesso a múltiplos pontos em seus enrolamentos. Desse modo, a partir da execução de curtos-circuitos entre esses taps simulam-se a ocorrência de falhas entre espiras e entre fase e o terra. Para isso, foram utilizados dois transformadores monofásicos e dois enrolamentos. O primeiro, a ser chamado Transformador 01, possui 8245 espiras no enrolamento de alta tensão distribuídas uniformemente no mesmo corpo, sem divisões em discos. Além disso, o equipamento tem acesso a 14 derivações.

O segundo equipamento, a ser chamado de Transformador 02, possui 8244 espiras no enrolamento de alta tensão, as quais são divididas em seis discos com igual quantidade de espiras em cada um deles. Este possui 12 pontos de acesso ao enrolamento, seis deles dentro do primeiro disco e os demais no início e no final de cada disco. Ambos os dispositivos possuem 136 espiras no enrolamento de baixa tensão, uma tensão nominal de 13337 V e 220 V e uma potência nominal de 5 kVA. A Fig. 24 mostra a disposição dos enrolamentos primários dos dois transformadores, e a Tabela 3 mostra o número de espiras entre cada derivação. A Fig. 25 apresenta as placas de dados de cada um dos transformadores. Para o Transformador 01, mostrado na Fig. 24b, os espaços adicionais na disposição dos enrolamentos representam a divisão em disco do equipamento.

Conforme apresentado na Seção 2.2, os ensaios necessários para coleta dos dados fundamentais à modelagem de um transformador de potência no *software* "ATPDraw" são:

- Resistência dos Enrolamentos;
- Ensaio a vazio;
- Ensaio de curto-circuito;
- Medição das capacitâncias;
- Ensaio de impulso de tensão.

É importante ressaltar que a metodologia de modelagem discutida anteriormente considera um enrolamento distribuído ao longo de um único corpo, sem divisões em discos. As capacitâncias entre discos, as indutâncias mútuas entre cada parcela, nesse sentido, não serão consideradas. Logo, uma vez que os ensaios são realizados em relação aos terminais do equipamento, a modelagem terá uma representação equivalente dos elementos internos do

transformador, e pode não ser capaz de representar de forma fidedigna eventuais fenômenos cujas causas sejam essas características não representadas.

As Tabelas 4 e 5 sintetizam os resultados coletados com os ensaios mencionados e executados nos transformadores empregados nesse estudo, bem como os resultados calculados a partir desses dados. As Figs. 26 e 27 sintetizam as configurações e os principais resultados dos ensaios de curto-circuito e a vazio. A Fig. 28, por sua vez, apresenta a configuração de ensaio para a medição das capacitâncias shunts dos transformadores. A Tabela 5, em maiores detalhes, resume os resultados do ensaio a vazio importantes para construir a modelagem do núcleo ferromagnético.

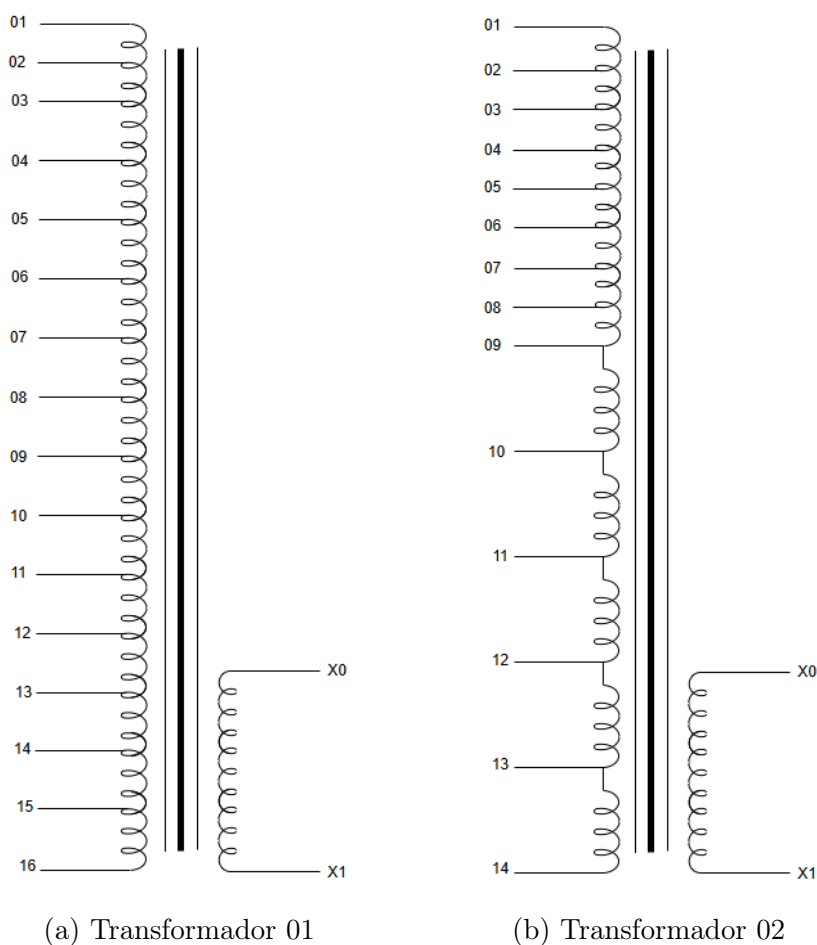


Figura 24: Transformadores utilizados em testes e coleta de dados.

Por meio desses dados, foi possível executar a modelagem dos dois transformadores no *software* "ATPDraw". A Figura 29 evidencia a configuração do circuito construído no *software* e aponta suas principais características. Ressalta-se que as chaves que simulam as condições de falhas apenas estão presentes nas simulações em que seus respectivos modos de falhas forem ser consideradas. Além disso, o núcleo ferromagnético, para a análise de

resposta em frequência, foi removido do circuito, visto que a medição com os enrolamentos não alimentados em curto, elimina a influência do núcleo magnético, e oferece apenas informações acerca dos enrolamentos [59], [62]. A modelagem do próprio transformador pela rotina BCTRAN também é apresentada na Figura 30. Para validação do modelo construído, foi empregado, para fins de comparação, os resultados para a resposta em frequência para a condição nominal de operação de cada um dos transformadores.

Transformadores			
Transformador 01		Transformador 02	
Seção	N° de Espiras	Seção	N° de Espiras
01-02	224	01-02	114
02-03	435	02-03	115
03-04	435	03-04	114
04-05	435	04-05	115
05-06	435	05-06	229
06-07	395	06-07	229
07-08	879	07-08	229
08-09	901	08-09	229
09-10	870	09-10	1314
10-11	870	10-11	1314
11-12	870	11-12	1314
12-13	449	12-13	1314
13-14	421	13-14	1314
14-15	445	-	-
15-16	118	-	-

Tabela 3: Distribuição de espiras ao longo do enrolamento dos transformadores utilizados nos ensaios.



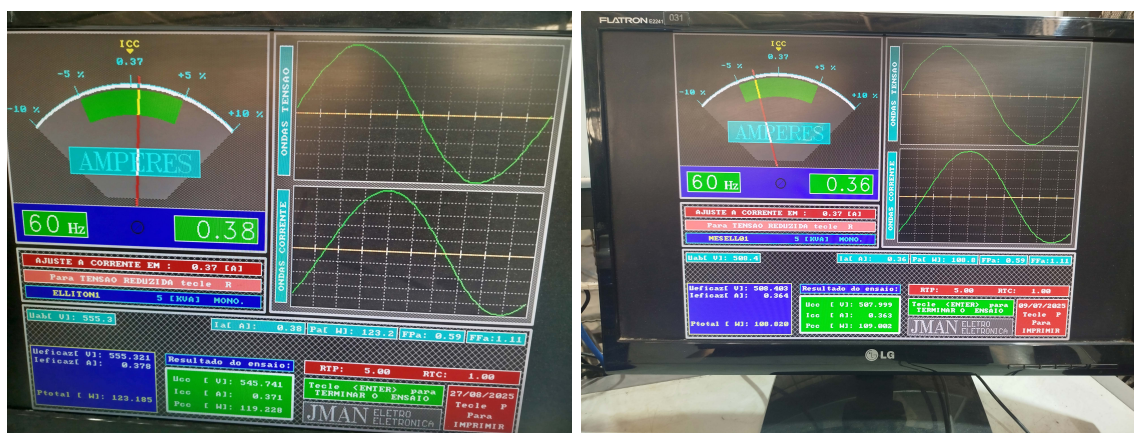
(a) Dados de placa - transformador 01

(b) Dados de Placa - Transformador 02

Figura 25: Dados de Placa dos Transformadores Empregados nos Ensaios.

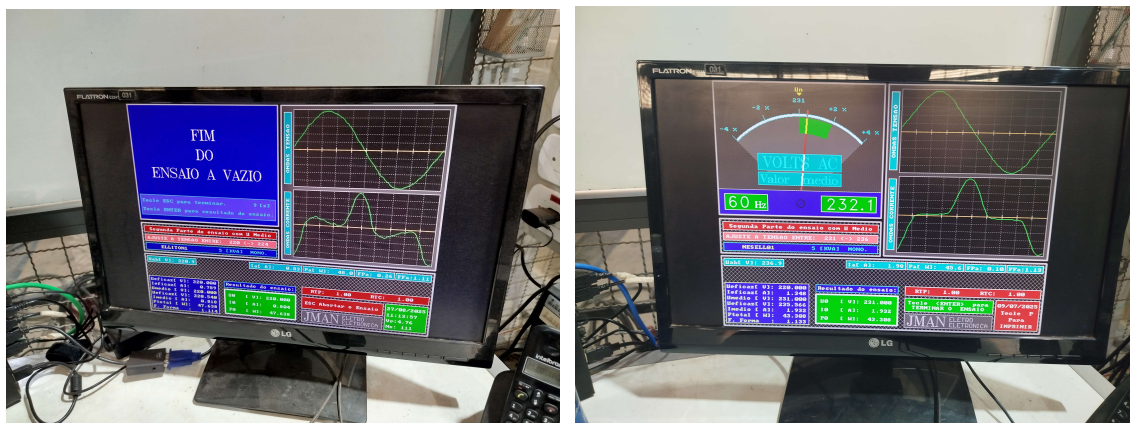
Resultados Coletados e Calculados			
Grupo de Ensaio	Parâmetro	Transformador 01	Transformador 02
Resistência dos Enrolamentos	R_H [Ω]	492,449	520,741
	R_X [Ω]	0,08932	0,09228
Ensaio a Vazio e de Curto-Circuito	P_{OC} [W]	43,308	47,638
	V_{OC} [V]	231,00	220,00
	I_{OC} [A]	1,932	0,804
	P_{SC} [W]	109,002	119,228
	V_{SC} [V]	507,999	545,741
	I_{SC} [A]	0,363	0,371
	L_H [mH]	1161,0727	2570,0172
	L_X [mH]	0,3160	0,6993
Capacitâncias	C_{HL} [pF]	1,4	0,84
	C_H [pF]	610,6	3158,1
	C_L [pF]	403,6	380,3
Ensaio de Tensão Impulsiva	C_{sH} [pF]	0,29	1,9

Tabela 4: Resultados coletados e calculados com os ensaios nos transformadores de potência.



(a) Resultado do ensaio de curto-circuito - transformador 01. (b) Resultado do ensaio de curto-circuito - transformador 02.

Figura 26: Resultados do Ensaio de Curto-Circuito.



(a) Resultados do ensaio a vazio no transformador 01.

(b) Resultados do ensaio a vazio no transformador 02.



(c) Configuração de ensaio

Figura 27: Configuração e resultados do ensaio a vazio.



(a) Configuração de ensaio - registro 01.



(b) Configuração de ensaio - registro 02.

Figura 28: Registros dos Ensaio de Medição de Capacitâncias.

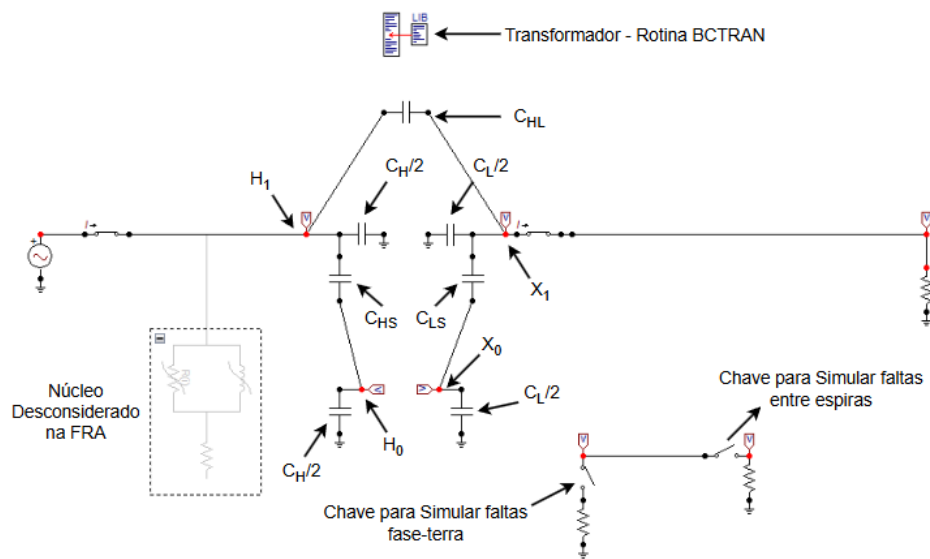


Figura 29: Circuito construído no *software* 'ATPDraw' para execução das simulações.

```

File Edit Character Done Help
$VINTAGE, 1,
  USE RL
  1Prim-1Prim-N
  2Secn-1Secn-N
$VINTAGE, -1,

```

R_H	ωL_H	
492.373000000000	437714.09158607	
	0.0	ωL_{HX}
.08932000000000	119.12211039131	
R_X	ωL_X	

Figura 30: Modelagem do transformador sadio na rotina BCTRAN.

Resultados Coletados e Calculados					
Transformador 01			Transformador 02		
$V_{SC}[V]$	$I_{SC}[A]$	$P_{SC}[W]$	$V_{SC}[V]$	$I_{SC}[A]$	$P_{SC}[W]$
51,837	0,079	1,978	48,806	0,086	2,769
63,402	0,085	2,903	56,491	0,094	3,649
70,034	0,087	3,486	65,398	0,104	4,823
77,541	0,091	4,256	77,101	0,119	6,592
89,834	0,098	5,675	86,068	0,130	8,174
98,259	0,103	6,702	94,522	0,141	9,734
111,152	0,110	8,512	106,171	0,154	11,861
122,176	0,118	10,227	113,897	0,163	13,502
127,998	0,123	11,188	123,626	0,174	15,445
140,193	0,136	13,331	133,007	0,184	17,677
145,905	0,144	14,415	142,900	0,193	20,237
158,201	0,175	16,937	153,270	0,200	23,004
164,062	0,202	18,227	157,381	0,202	24,243
175,142	0,300	20,838	167,172	0,206	26,894
185,968	0,459	23,627	179,937	0,229	30,889
188,545	0,507	24,295	189,248	0,286	34,070
200,392	0,763	28,178	192,645	0,315	35,394
204,443	0,875	29,169	195,919	0,350	36,803
210,055	1,035	31,172	202,327	0,438	39,620
214,240	1,162	33,385	205,673	0,492	41,211
218,044	1,290	34,890	211,288	0,597	43,989
223,535	1,487	37,330	213,400	0,642	45,047
229,251	1,701	40,267	218,399	0,753	47,838
233,971	1,889	42,050	223,931	0,889	50,989
237,468	2,034	43,651	229,221	1,044	53,510
242,037	2,224	46,773	232,058	1,120	55,383
248,445	2,508	50,431	239,764	1,349	60,963
252,196	2,674	53,531	242,111	1,421	63,063

Tabela 5: Resultados coletados com o ensaio a vazio - Curva de Saturação do Núcleo.

Como também foram modeladas as condições de falhas, é importante evidenciar quais falhas foram consideradas, como essas foram introduzidas no modelo e como esse foi vali-

dados. Dessa forma, para as condições de falhas entre espiras, conforme já mencionado, foram realizados curtos-circuitos entre taps ao longo do enrolamento. Para as falhas fase-terra, por sua vez, foi realizada a conexão de um curto entre certos taps e o referencial (H_0). A Tabela 6 evidencia quais curtos foram considerados e a porcentagem do enrolamento que esses representam. A Figura 31, por sua vez, apresentam a forma como o transformador sob falta foi modelado pela rotina BCTRAN. A validação das simulações de condições de falhas também foi realizada pela comparação entre as respostas em frequência mensuradas e as simuladas para as condições de falhas consideradas.

Falhas Simuladas					
Faltas Fase-Terra					
Transformador 01			Transformador 02		
Taps Curto-Circuitados	N° de Espiras	% do Enrolamento	Taps Curto-Circuitados	N° de Espiras	% do Enrolamento
Tap 01 - Tap 02	224	2,717%	Tap 01 - Tap 02	115	1,383%
Tap 01 - Tap 03	659	7,993%	Tap 01 - Tap 03	229	2,778%
Tap 01 - Tap 04	1094	13,269%	Tap 01 - Tap 05	458	5,556%
Tap 01 - Tap 05	1524	18,484%	Tap 01 - Tap 09	1374	16,667%
-	-	-	Tap 01 - Tap 10	2748	33,333%
Faltas Entre Espiras					
Transformador 01			Transformador 02		
Taps Curto-Circuitados	N° de Espiras	% do Enrolamento	Taps Curto-Circuitados	N° de Espiras	% do Enrolamento
Tap 06 - Tap 07	395	4,791%	Tap 04 - Tap 05	114	1,383%
Tap 07 - Tap 08	879	10,661%	Tap 06 - Tap 07	229	2,778%
Tap 07 - Tap 09	1780	21,589%	Tap 05 - Tap 07	458	5,556%
Tap 07 - Tap 10	2650	32,141%	Tap 09 - Tap 10	1374	16,667%
Tap 07 - Tap 12	4390	53,244%	Tap 09 - Tap 11	2748	33,333%

Tabela 6: Curtos considerados para ensaios nas condições de falhas.

File Edit Character Done Help			
§VINTAGE, 1,			
USE RL			
	R_{Ha}	ωL_{Ha}	
	443.135700000000	354548.41418472	
1P1 P-N	0.0	39343.472902033	ωL_{Hab}
2S1 S-A	R_{Hb} 49.237300000000	4377.1409158607	ωL_{Hb}
	0.0	6490.4322109127	ωL_{HaX}
3S-A S-N	0.0	721.15913454586	ωL_{HbX}
	R_x 0.089320000000	119.12211039131	ωL_x
§VINTAGE, -1,			

(a) Modelagem do transformador sob falhas fase-terra na rotina BCTRAN.

File Edit Character Done Help			
§VINTAGE, 1,			
USE RL			
	R_{Ha}	ωL_{Ha}	
	465.018944444444	390430.16193943	
1Prim-1S-prtA	0.0	5709.1764818214	ωL_{Hab}
2S-prtAS-prtB	R_{Hb} 6.8086513828239	83.699770039230	ωL_{Hb}
	0.0	17227.690436373	ωL_{Hac}
3S-prtBPrim-N	0.0	252.24206392840	ωL_{Hbc}
	R_{Hb} 20.545404172730	762.13419416450	ωL_{Hc}
	0.0	6810.9473818220	ωL_{HaX}
4Secn-1Secn-N	0.0	99.723606669369	ωL_{HbX}
	0.0	300.92035696722	ωL_{HaX}
	R_x 0.089320000000	119.12211039131	ωL_x
§VINTAGE, -1,			

(b) Modelagem do transformador sob falhas entre espiras na rotina BCTRAN.

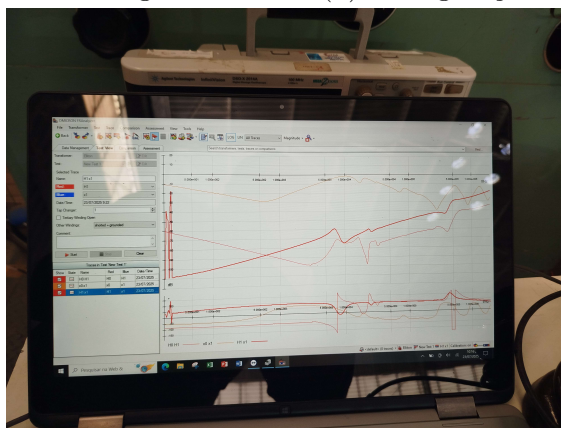
Figura 31: Modelagem do transformador sob falta na rotina BCTRAN.

Com a modelagem do transformador executada, foram simuladas as respostas em frequência para todas as condições consideradas no estudo: com o equipamento sadio e na presença de falhas nos enrolamentos. A Fig. 32 expõem a configuração de ensaio considerada no ensaio de FRA. Para execução dos ensaios foi empregado o equipamento FRAnalyzer da *OMICRON*, com uma varredura em frequência de 10 Hz a 20 MHz. Uma vez que a validação do modelo proposto será realizada com base nos resultados de resposta em frequência, essa validação será construída na subseção seguinte, a qual também abordará a eficiência do método de resposta em frequência na detecção de falhas nos enrolamentos de transformadores de potência. Destaca-se que na avaliação das divergências entre a condição sadia e as situações de falhas consideradas, foi usada uma abordagem qualitativa, a partir da análise visual das formas de ondas.



(a) Configuração de ensaio - registro 01.

(b) Configuração de ensaio - registro 02.



(c) Resultados coletado com o ensaio de FRA.

Figura 32: Ensaio de Resposta em Frequência.

3.1 Análise da Resposta em Frequência e Validação do Modelo de Simulação

3.1.1 Transformador 01

O Transformador 01, conforme já comentado, apresenta seu enrolamento distribuído ao longo de um único corpo, sem divisões em discos. As capacitâncias série do enrolamento, nesse sentido, com base em [123], [124], serão significativamente menores quando comparadas a transformadores cujos enrolamentos possuam número de espiras semelhantes, porém divididos em discos. Essa capacitância inferior refletir-se-á na resposta em frequência em uma menor magnitude em regiões de alta frequência e menos picos ressonantes também nesse espectro. Para o transformador sadio, a resposta em frequência simulada no modelo desenvolvido em comparação com a medida do equipamento é apresentada na Figura 33. Para a análise das respostas em frequência, será considerado o trabalho desenvolvido em [125], no qual define-se

três regiões: região de baixa frequência ($LF < 2 \text{ kHz}$); região de média frequência ($2 \text{ kHz} < MF < 20 \text{ kHz}$); e região de alta frequência ($HF > 20 \text{ kHz}$).

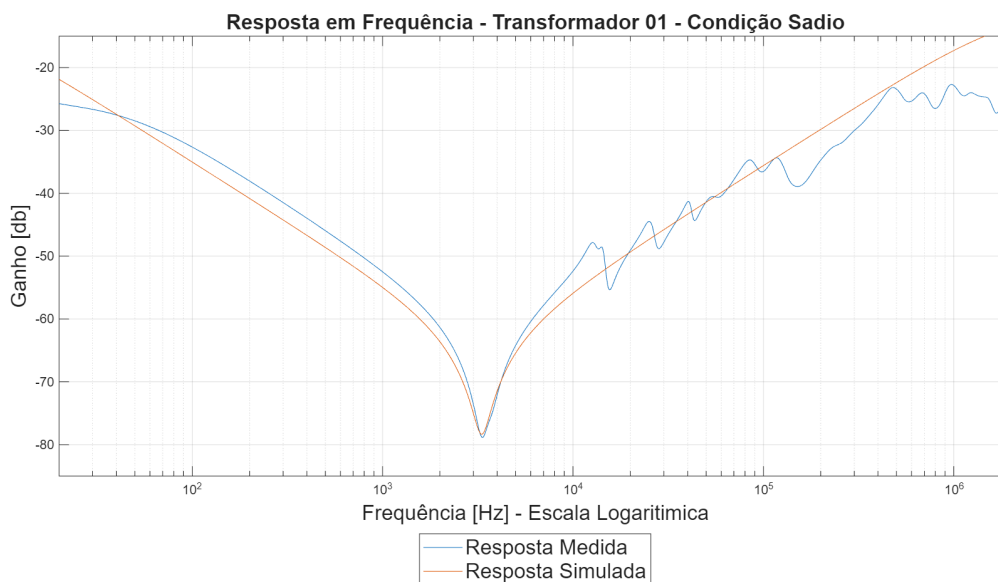


Figura 33: Comparação entre as respostas em frequência simulada e medida - Transformador 01 sadio.

Conforme pode ser observado, a resposta em frequência simulada para o Transformador 01 aproxima-se significativamente da resposta coletada a partir dos ensaios, especialmente no pico ressonante principal. Essa semelhança aponta para a capacidade da modelagem com elementos concentrados em bem representar transformadores cujos enrolamentos não sejam divididos em discos. Os pequenos picos de ressonâncias observados na região de alta frequência, embora não presentes na resposta simulada, apresentam magnitudes bastante reduzidas e não diferem de forma expressiva da simulação. Esses picos, em maiores detalhes, advêm da presença de capacitâncias distribuídas ao longo de todo o enrolamento, ainda que menores nesse caso, que são desprezadas com a representação por elementos concentrados.

É interessante comparar, em adição, as respostas em frequência dos transformadores 01 e 02, cujas características operacionais são praticamente idênticas e alteram-se apenas na forma de organizar o enrolamento. Dada as características semelhantes de número de espiras, relação de transformação, classe de isolamento, e outras, espera-se que as características de indutâncias e resistências, representadas nas faixas de baixa e média frequência da resposta em frequência, sejam bastante próximas. Espera-se também, em adição, que dada a presença de capacitância adicionais entre os discos, a magnitude da resposta em frequência nas regiões de alta frequência seja mais pronunciada no Transformador 02, além da presença de picos ressonantes adicionais nessa faixa de frequência devido à divisão axial das indutâncias ao

longo do enrolamento. A Figura 34 apresenta essa comparação e evidencia exatamente as divergências esperadas.

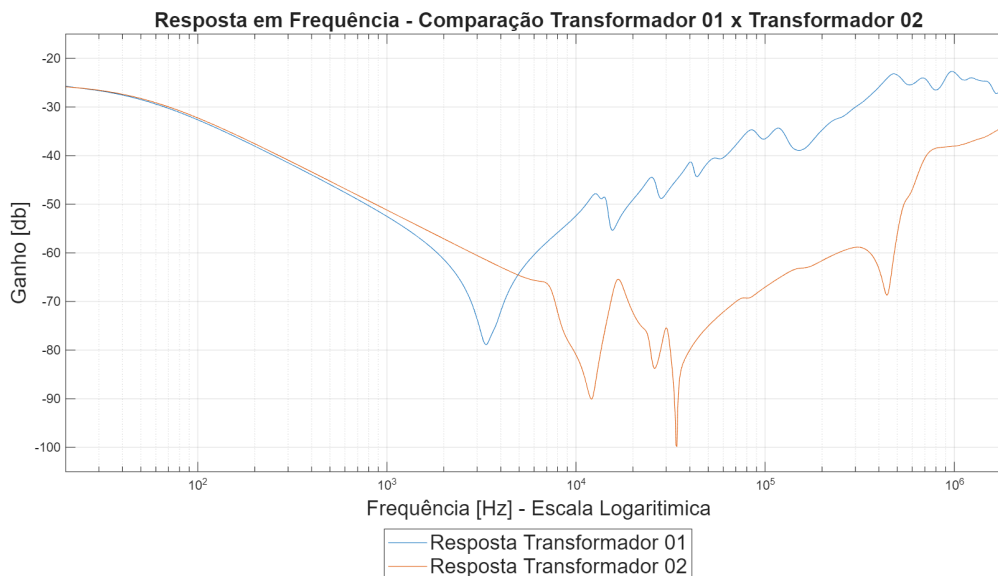


Figura 34: Comparação entre as respostas em frequência - Transformador 01 e Transformador 02.

Nas condições de falhas entre espiras e fase-terra, conforme apontado em [62], [125], ocorre uma redução nas componentes indutiva e resistiva dos enrolamentos devido à porção de espiras em curto-circuito. Similarmente, ocorre uma redução na impedância equivalente. Assim, espera-se observar um incremento da magnitude para as regiões de baixa e média frequência. Espera-se ainda que quanto maior a intensidade da falha, mais pronunciadas sejam as alterações evidenciadas nas respostas em frequência. Como nesse caso não há divisões ao longo do enrolamento, em adição, não se esperam alterações de grande magnitude para as capacitâncias série e *shunts* do enrolamento, de modo que as mudanças para a região de alta frequência da resposta coletada não são previstas [62]. As Figuras 35 e 36 comparam as respostas em frequência coletadas para diferentes condições de falhas entre espiras e fase-terra, respectivamente, envolvendo desde um número reduzidos de voltas à grandes parcelas do enrolamento, e a condição sadia do transformador. Evidencia-se, conforme expectativas, que as alterações mais significativas ocorrem nas faixas de baixa e média frequência e para as regiões de alta, não são observadas grandes mudanças.

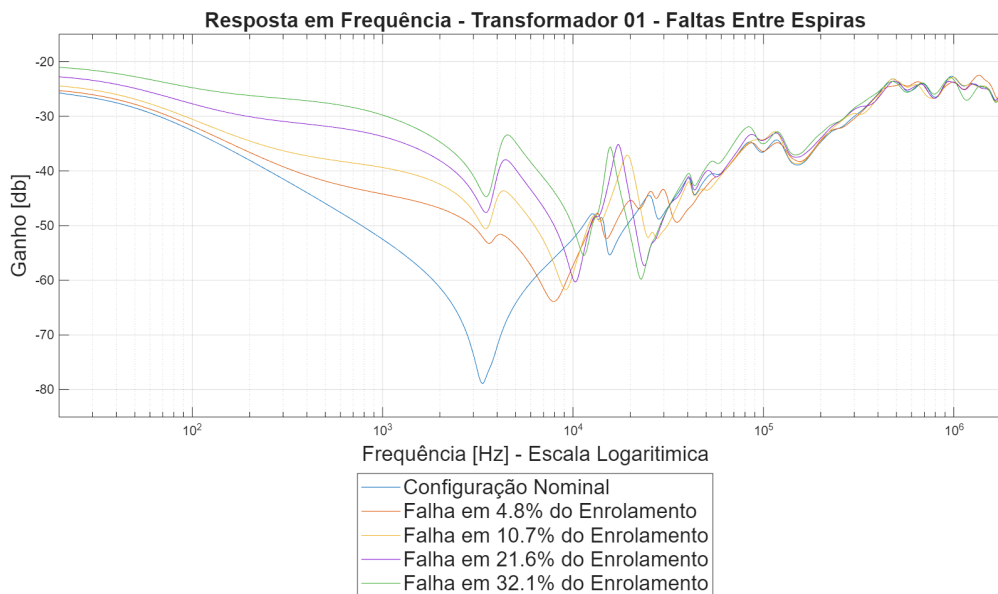


Figura 35: Comparação entre as respostas em frequência para faltas entre espiras - Transformador 01.

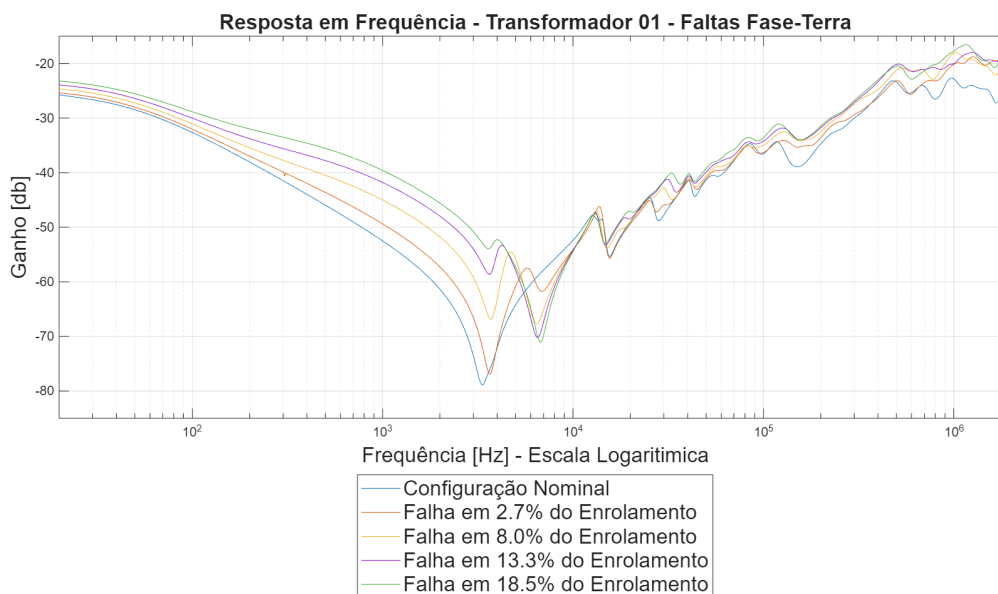
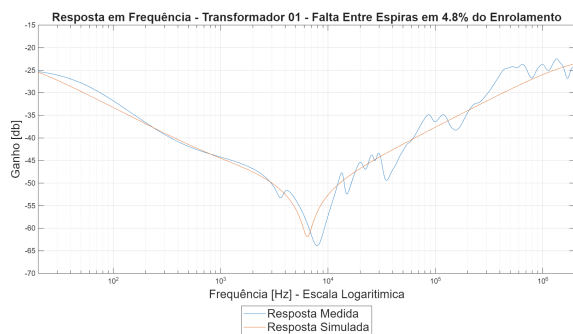


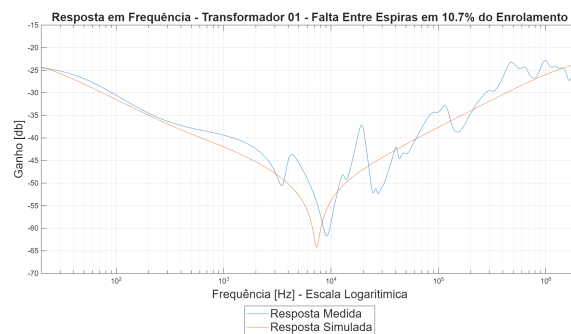
Figura 36: Comparação entre as respostas em frequência para faltas fase-terra - Transformador 02.

O modelo proposto para o Transformador 01, respondeu de forma muito satisfatória. Nas Figuras 39 e 40, por exemplo, observa-se a comparação entre as respostas simuladas e as medidas no equipamento para as diferentes condições de falhas entre espiras e fase-terra. Nota-se que, para a ressonância principal do equipamento, o modelo foi bastante fiel ao transformador modelado. Os picos ressonantes adicionais presentes na resposta medida, especialmente os

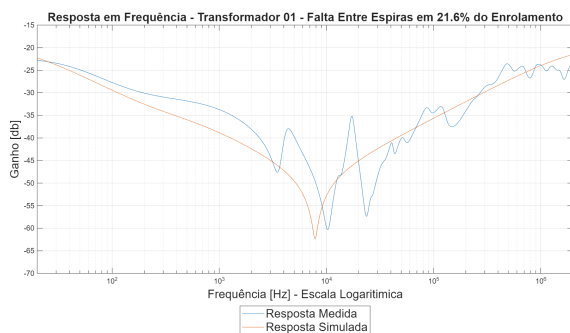
presentes nas faixas de alta frequência, conforme já anunciado na comparação com o transformador sadio, advêm da representação concentrada das capacitâncias série e *shunts* que, na prática, estão distribuídas ao longo de todo o enrolamento. Ressalta-se, entretanto, que os picos ressonantes observados não divergem de forma significativa da resposta simulada, e não impedem a validação do modelo para a representação de transformadores cujo enrolamentos não sejam divididos em panquecas, tanto para a condição nominal de operação quanto para situações de falhas entre espiras e fase-terra. As Figuras ?? e ?? expõem o comportamento progressivo das respostas em frequência para diferentes condições de falhas. Nota-se que o comportamento progressivo acompanha o observado nas medições executadas, com alterações mais presentes nas regiões de baixa e média frequência.



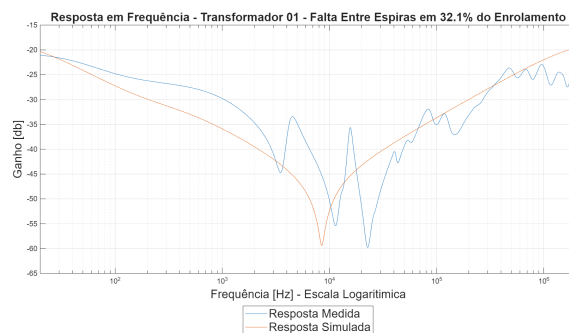
(a) Falta em 4.8% do enrolamento.



(b) Falta em 10.7% do enrolamento.



(c) Falta em 21.6% do enrolamento.

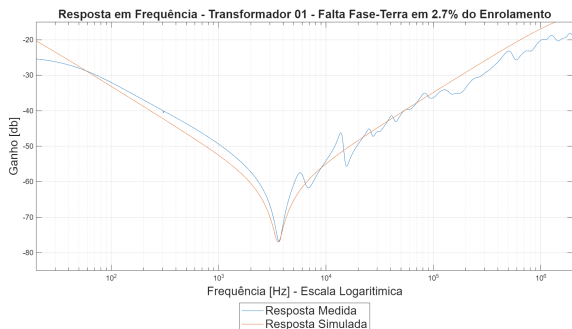


(d) Falta em 32.1% do enrolamento.

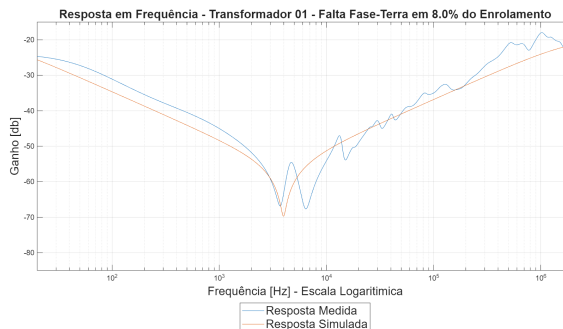
Figura 37: Transformador 01 - Comparação resposta em frequência para falhas entre espiras.

Para a condição de falha entre espiras envolvendo 32.1% do enrolamento, observa-se que há uma divergência um pouco mais pronunciada entre o comportamento do pico ressonante principal medido e simulado. É importante destacar, entretanto, que nas condições de falhas os resultados dos ensaios evidenciam uma tendência de surgimento de um segundo pico ressonante, o qual se intensifica tanto quanto maior a intensidade da falha. Esse pico ressonante aparece sempre na região de alta frequência e pode estar associado à uma alteração no perfil capacitivo do equipamento, visto que na condição de falha entre espiras, uma parcela maior

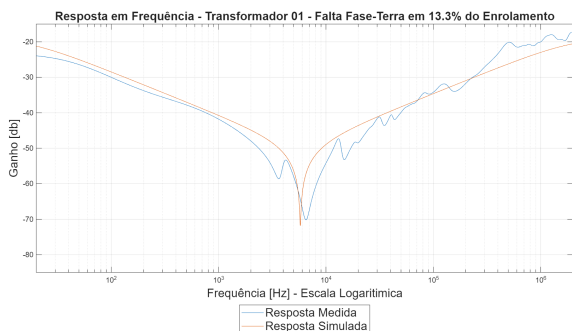
do enrolamento passa operar sob um mesmo nível de tensão. Uma vez que a representação das impedâncias capacitivas do transformador foi realizada por elementos concentrados, uma incerteza para certos fenômenos é esperada do modelo. Dessa forma, pode-se atribuir essa divergência mais pronunciada para essa condição às limitações do modelo ocasionadas pela representação concentrada de certos parâmetros. A eficácia do método proposto de modelagem, contudo, dada todas as demais condições analisadas, ainda se mantém.



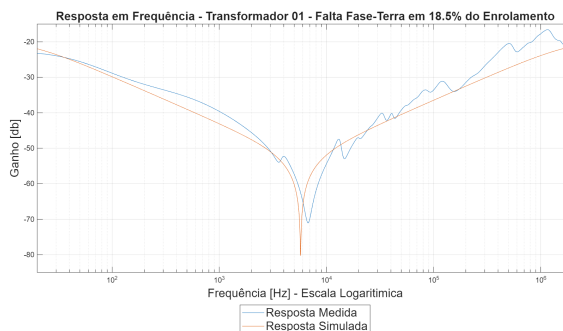
(a) Falta em 2.7% do enrolamento.



(b) Falta em 8.0% do enrolamento.



(c) Falta em 13.3% do enrolamento.



(d) Falta em 18.5% do enrolamento.

Figura 38: Transformador 01 - Comparação resposta em frequência para faltas fase-terra.

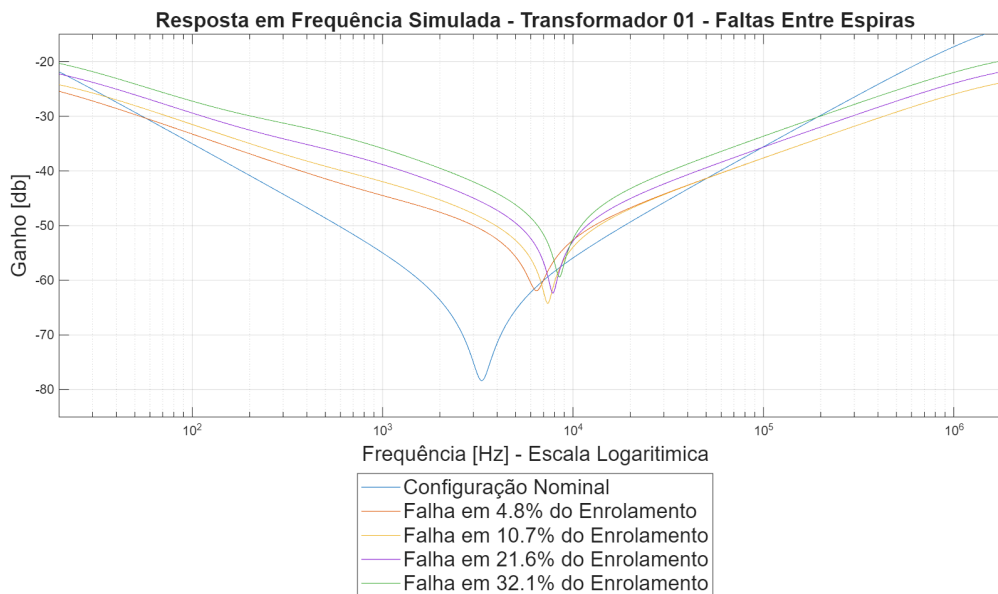


Figura 39: Comparação entre as respostas em frequência simuladas para faltas entre espiras - Transformador 01.

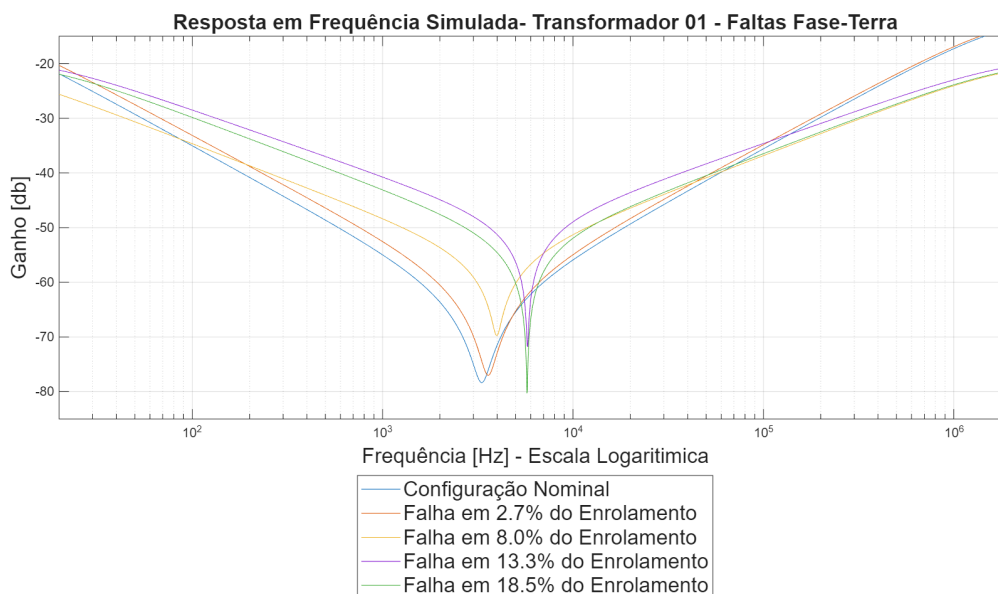


Figura 40: Comparação entre as respostas em frequência simuladas para faltas fase-terra - Transformador 02.

3.1.2 Transformador 02

Já para o Transformador 02, o qual apresenta seu enrolamento dividido em discos, a representação terminal do equipamento pode não ser suficiente para considerar as indutâncias mútuas entre diferentes discos e entre esses e o segundo enrolamento bem como as capacitân-

cias entre os discos. Da mesma forma, a representação em um único elemento equivalente de todas as capacitâncias entre cada disco e as demais estruturas metálicas do transformador podem ser insuficientes para considerar a ocorrências de eventuais fenômenos em determinadas faixas de frequência. Para o transformador sadio, a resposta em frequência simulada em comparação com a medida do equipamento é apresentada na Figura 41.

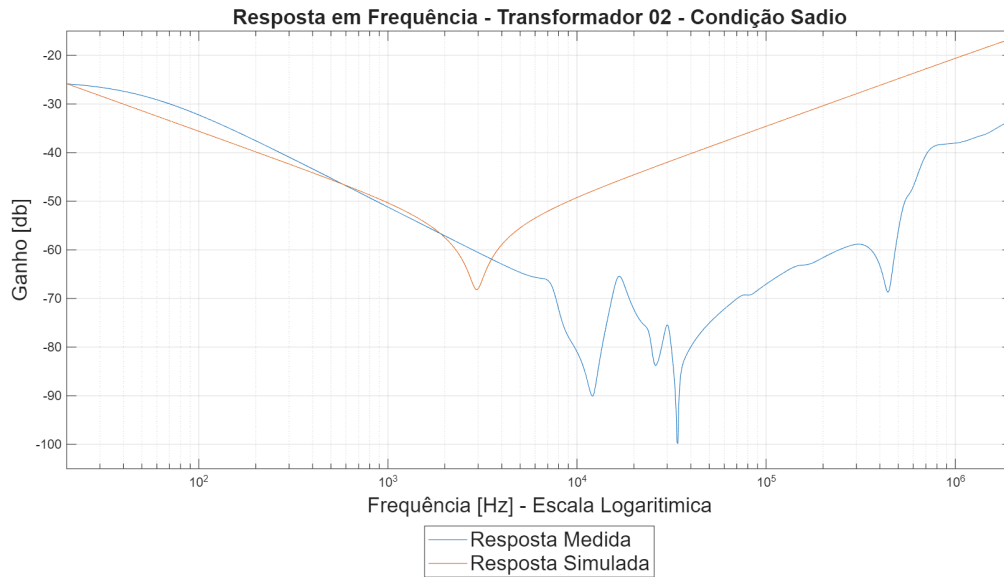


Figura 41: Comparação entre as respostas em frequência simulada e medida - Transformador 02 sadio.

Conforme pode ser observado, a resposta em frequência simulada para o Transformador 02 difere da resposta coletada a partir dos ensaios. Essas divergências são significativamente mais intensas na região de alta frequência, região influenciada majoritariamente pelas capacitâncias do equipamento. Observa-se, portanto, que a modelagem com elementos concentrados pode ser falha na representação de transformadores nos quais os enrolamentos são divididos em discos. Os picos de ressonâncias observados na região de alta frequência reforçam que o enrolamento dividido em discos é mais sensível a fenômenos de alta frequência devido a presença das capacitância entre cada um dos discos [123], e entre esses e o terra, e a divisão axial das indutâncias do enrolamento. A presença dessas capacitâncias e indutâncias locais podem ser responsáveis por formar circuitos ressonantes que resultem nos múltiplos pontos ressonantes observados na resposta em frequência. Ademais os resultados indicam que, de fato, enrolamentos divididos em discos apresentam capacitâncias séries significativamente maiores, conforme já indicado em outras literaturas [123], [124].

Para as condições de falhas entre espiras e fase-terra, por sua vez, a expectativa é que ocorra uma elevação na magnitude da resposta em frequência para as regiões de baixa e média frequência, com essa elevação sendo tão maior quanto a intensidade da falha. É

importante ressaltar que a divisão do equipamento em discos também influenciará a resposta em frequência para as condições de falhas. Espera-se que faltas entre espiras em parcelas do enrolamento que envolvam grandes partes de um disco, ou mais do que um, alterem também as capacitâncias série e *shunts* do enrolamento, de modo a afetar também a região de alta frequência da resposta coletada [62].

A Figura 42a compara as respostas em frequência coletadas para duas condições de falhas entre espiras, envolvendo um número reduzidos de voltas, e a condição sadia do transformador. Evidencia-se as alterações nas faixas média frequência e a pequenas alterações para às regiões de baixa e alta frequência. A Figura 42b, por sua vez, compara as respostas simuladas para essas mesmas condições. Nota-se que as divergências entre as respostas são pronunciadas, e devem-se à incapacidade do modelo proposto em representar de forma fidedigna os elementos distribuídos no enrolamento devido à presença da divisão em discos. Apesar das divergências, entretanto, observa-se que as alterações na resposta em frequência ocorrem, da mesma forma, na região de média frequência, conforme esperado a partir da literatura técnica. Dessa forma, evidencia-se a capacidade do modelo proposto em representar de forma coerente a ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento.

Para falhas entre espiras que envolvem parcelas mais significativas do enrolamento, chegando a abranger discos inteiros, a literatura aponta para uma alteração no impacto dessas faltas na resposta em frequência. Segundo [62], [125], por exemplo, faltas entre discos alteram de forma muito mais pronunciada as capacitâncias série do enrolamento, afetando, também, às regiões de alta frequência. Conforme pode ser observado na Figura 43a, por exemplo, para situações de falhas que envolvem parcelas mais significativas do enrolamento dividido em discos, há uma alteração muito mais pronunciada na resposta em frequência para as regiões de alta frequência, conforme esperado. De forma evidente, uma vez que essas faltas também afetam às indutâncias e resistências do enrolamento, as alterações na região de baixa e média frequência mantém-se e também são mais pronunciadas quando comparadas às condições de falhas que envolvem menor quantidade de espiras.

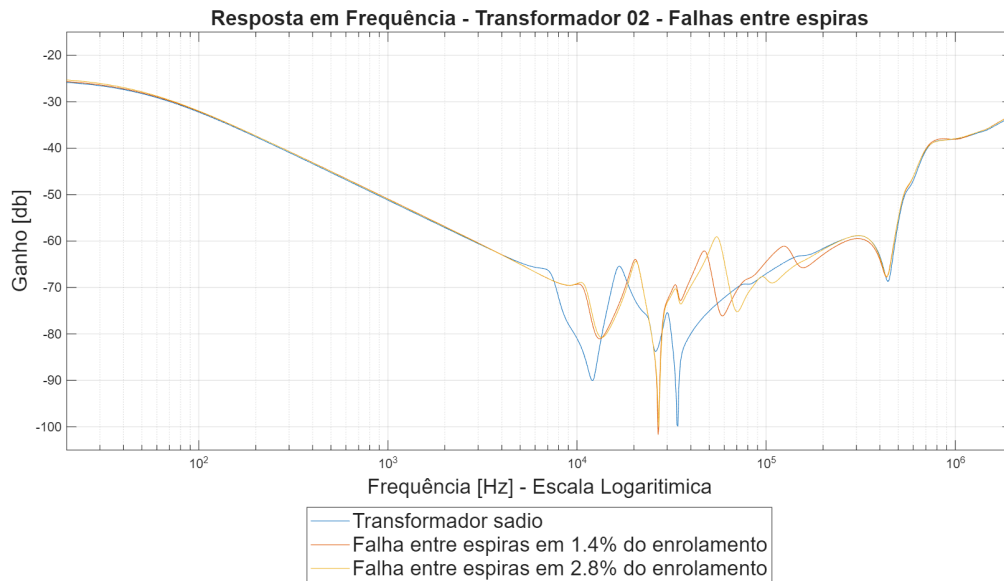
Com relação às simulações para os tipos de falhas que envolvem discos inteiros, o modelo proposto, conforme já mencionado, considera um enrolamento contínuo, sem divisões em discos, de modo que é incapaz de considerar tais ocorrências. É possível observar na Figura 43b, por exemplo, que o comportamento para a resposta em frequência segue a mesma tendência já mencionada para as falhas entre espiras de baixa magnitude, com uma alteração muito mais pronunciada nas regiões de média frequência.

A ocorrência de faltas fase-terra também pode ser analisada de forma semelhantes às faltas entre espiras. De modo geral, toda falha envolvendo parcela do enrolamento irá "retirar" de operação uma quantidade de espiras e o impacto que a parcela removida terá na resposta

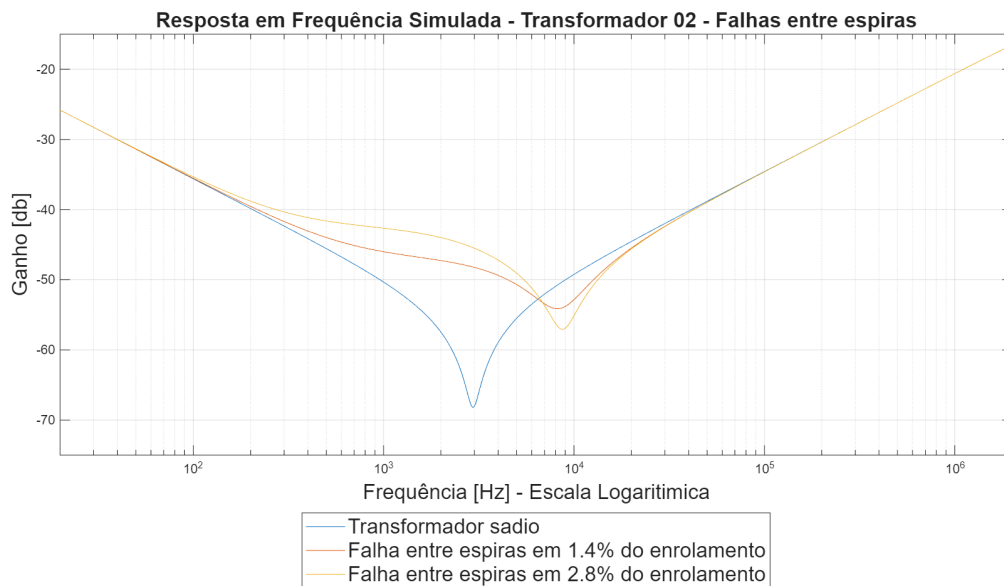
em frequência dependerá da quantidade de espiras comprometidas. Falhas fase-terra que envolvem pequenas quantidades de voltas, por exemplo, reduzirão, majoritariamente, parcelas resistivas e indutivas do enrolamento. O impacto dessas reduções ocorrerão na primeira parcela descendente e no pico ressonante principal da resposta em frequência [62], ou então, nas regiões de baixa e média frequência. Já para falhas que envolvam quantidades significativas de espiras de um enrolamento que tem divisão em discos, quando atingirem a separação entre dois discos, removerão também às capacitâncias série do enrolamento presente entre esses. A alteração na característica capacitiva do enrolamento, por sua vez, afetará também a região de alta frequência da resposta em frequência [62]. Essas ocorrências podem ser evidenciadas na Figura 44, a qual apresenta um comparativo entre as respostas em frequências para diferentes intensidades de falhas fase-terra.

De forma análoga, o modelo proposto não é capaz de representar de forma fidedigna os tipos de falhas que envolvem discos inteiros, uma vez que considera um enrolamento contínuo, sem divisões em discos. É possível observar na Figura 45, por exemplo, que o comportamento para a resposta em frequência simulada segue sempre uma mesma tendência, com alterações muito mais pronunciadas nas regiões de baixa e média frequência.

De modo geral, os resultados mostram que as falhas entre espiras e entre discos apresentam comportamentos diferentes na resposta em frequência dos transformadores, confirmando a eficácia da técnica na caracterização e identificação de defeitos internos. A capacidade de distinguir entre essas condições reforça o potencial da FRA como ferramenta de diagnóstico em aplicações de monitoramento e manutenção de transformadores de potência. No caso de falhas entre espiras, os componentes indutivos e resistivos do enrolamento são reduzidos, resultando em uma diminuição da impedância equivalente. Esses efeitos resultaram em um aumento de magnitude nas regiões de baixa e média frequência. Para falhas entre discos, os efeitos mais significativos foram observados nas regiões de frequência média e alta, resultantes de alterações na capacitância e na indutância mútua entre os discos. Os resultados, além do mais, apontaram para uma incapacidade do modelo proposto na modelagem fidedigna de transformadores cujos enrolamentos sejam divididos em discos. A concentração dos elementos capacitivos distribuídos em elementos equivalentes mostrou-se inadequado na caracterização do equipamento para análises em frequência, especialmente em efeitos que envolvam frequências mais elevadas.

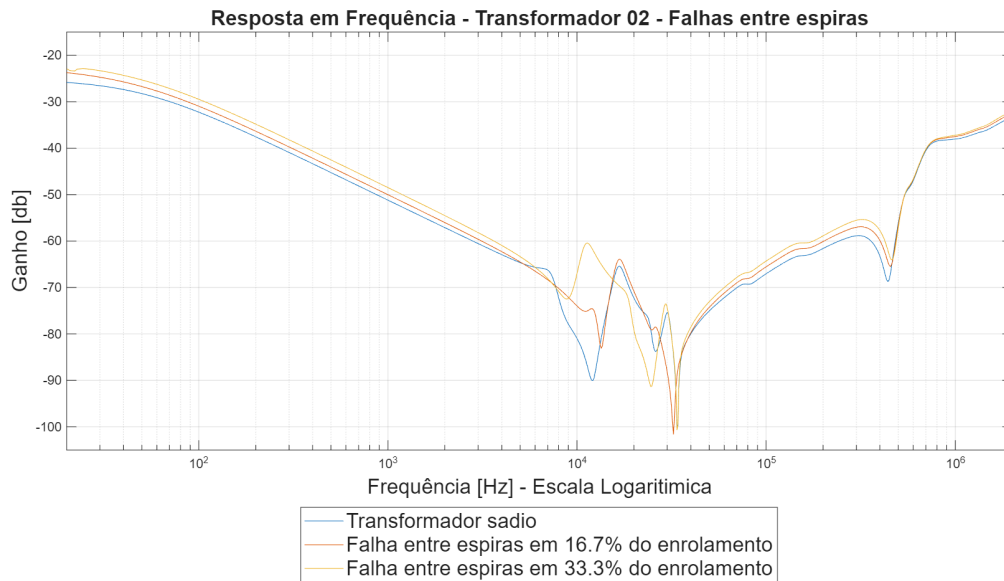


(a) Resposta em frequência para faltas entre espiras de baixa magnitude - Transformador 02.

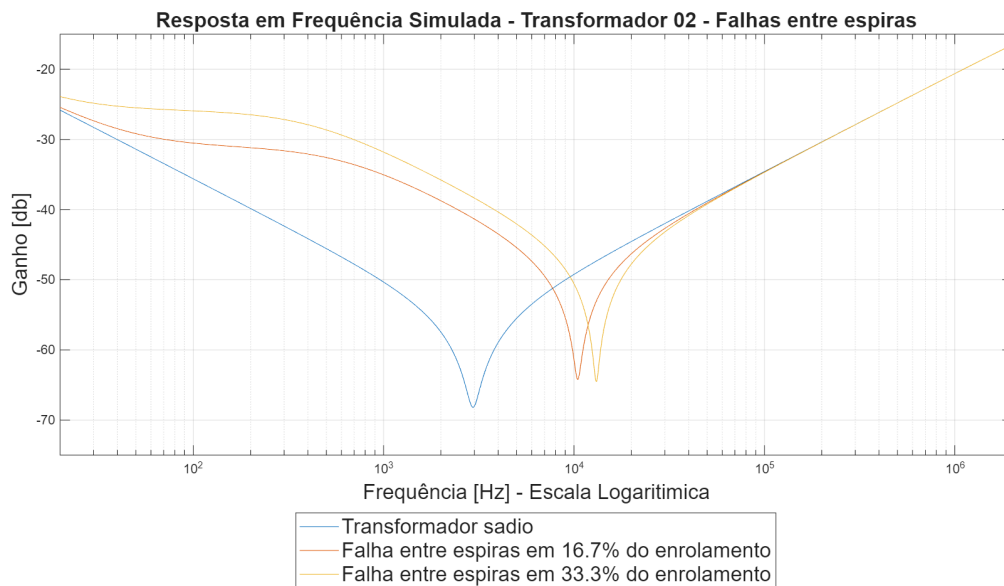


(b) Resposta em frequência simulada para faltas entre espiras de baixa magnitude - Transformador 02.

Figura 42: Transformador 02 - Comparação resposta em frequência faltas entre espiras de baixa magnitude.



(a) Resposta em frequência para faltas entre espiras de alta magnitude - Transformador 02.



(b) Resposta em frequência simulada para faltas entre espiras de alta magnitude - Transformador 02.

Figura 43: Transformador 02 - Comparação resposta em frequência para faltas entre espiras de alta magnitude.

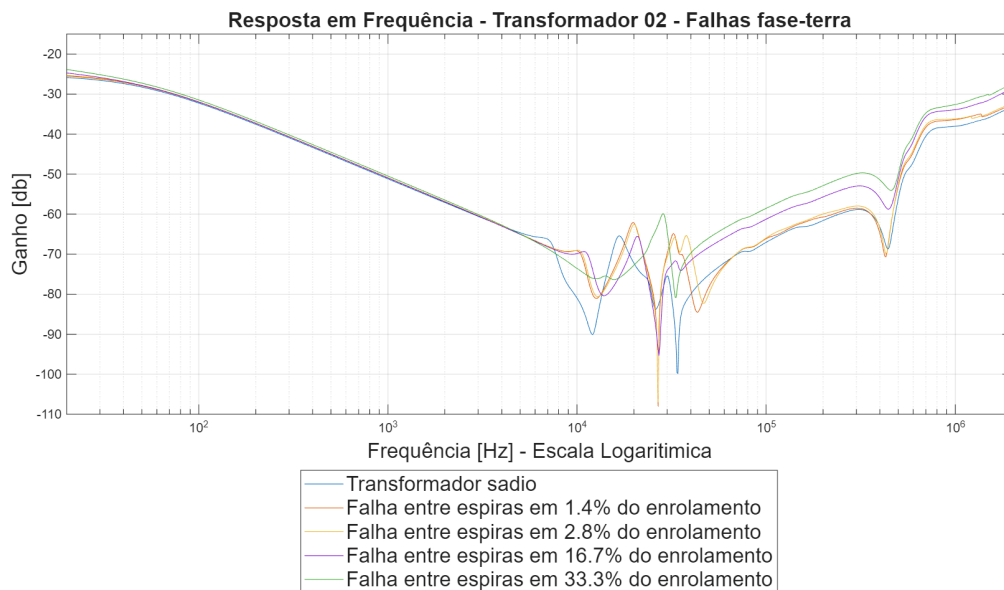


Figura 44: Comparação entre as respostas em frequência para faltas fase-terra - Transformador 02.

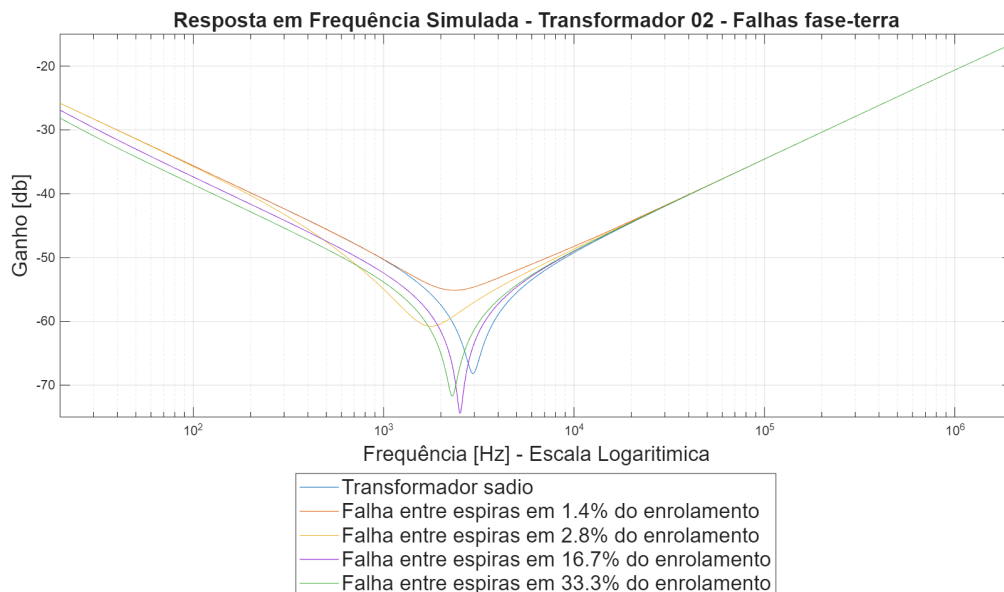


Figura 45: Comparação entre as respostas em frequência simuladas para faltas fase-terra - Transformador 02.

4 Detecção dos Curtos Circuitos Entre Espiras e Fase-Terra

Além da análise da resposta em frequência do transformador, também foram empregados, como métodos de detecção da ocorrência de falhas nos enrolamentos, o ensaio de relação de transformação e o ensaio de tensão impulsiva. As subseções seguintes concentram-se em discutir os resultados e principais conclusões obtidas com esses ensaios.

4.1 Relação de Transformação

O ensaio de relação de transformação, conforme discussões prévias, é baseado na relação entre as tensões primária e secundária do transformador, relação essa que pode ser expressa também pela razão entre o número de espiras de cada um dos enrolamentos, vide Eq. (1). As recomendações normativas acerca desse ensaio não determinam qual enrolamento deve ser alimentado para obter-se as duas tensões necessárias à definição da relação de transformação, limitando-se a especificar que a tensão de ensaio deve ser igual, ou menor, que a nominal para o enrolamento alimentado [118]. Dessa forma, pode-se executar o teste alimentando-se tanto o enrolamento de alta como o de baixa tensão. É comumente usada a alimentação dos terminais de alta tensão, visto que, se feito ao contrário, as tensões induzidas nos terminais não alimentados poderão ter magnitude muito significativa, a depender da relação de transformação do equipamento. Nesse trabalho, o ensaio de TTR será executado com a presença de falhas em um dos enrolamentos, de modo que se torna interessante executá-lo das duas formas, alimentando-se o enrolamento sob falta e também o enrolamento saudável, a fim de comparar o impacto dessas ocorrências nos resultados nas duas possibilidades.

As recomendações normativas [69], [72], além do mais, definem, como tolerância máxima para divergência em relação aos dados de placa, o valor 0,5%, e esse parâmetro foi empregado para avaliar a capacidade do método na detecção das falhas. Nos equipamentos empregados nesse estudo, a menor intensidade de falha possível de ser executada é de 1,4%, de forma que as expectativas para os resultados coletados é uma divergência superior à tolerância normativas em todos os casos. Antes da apresentação dos resultados do ensaio de relação de transformação para as condições de falhas, expõem-se, nas Tabelas 7 e 8, os resultados para essa relação para cada um dos taps, mas sem a presença de falhas. A Fig. 46 apresenta a configuração de ensaio adotada para execução dos ensaios de TTR. É possível observar, que na ausência de falhas, a distribuição da tensão ao longo do quantitativo de espiras entre cada taps coincide com o esperado a partir dos dados de placa e da Eq. 1, evidenciando a integridade do enrolamento nos dois transformadores.

TTR para cada tap - Transformador 01			
Condição	TTR Esperado	TTR Medido	Erro
Tap 01 - Tap 02	1,64706	1,64716	0,006%
Tap 01 - Tap 03	4,84559	4,84576	0,003%
Tap 01 - Tap 04	8,04412	8,04384	0,003%
Tap 01 - Tap 05	11,20588	11,23697	0,277%
Tap 01 - Tap 06	14,44118	14,44198	0,006%
Tap 01 - Tap 07	17,34559	17,34659	0,006%
Tap 01 - Tap 08	23,80882	23,80138	0,031%
Tap 01 - Tap 09	30,43382	30,41442	0,064%
Tap 01 - Tap 10	36,83088	36,80612	0,067%
Tap 01 - Tap 11	43,22794	43,17818	0,115%
Tap 01 - Tap 12	49,62500	49,56888	0,113%
Tap 01 - Tap 13	52,92647	52,86078	0,124%
Tap 01 - Tap 14	56,02206	55,95304	0,123%
Tap 01 - Tap 15	59,29412	59,25718	0,062%
Tap 01 - Tap 16	60,625	60,56925	0,092%

Tabela 7: Resultados coletados para o ensaio de TTR em cada tap - Transformador 01.

TTR para cada tap - Transformador 02			
Condição	TTR Esperado	TTR Medido	Erro
Tap 01 - Tap 02	0,84559	0,84488	0,084%
Tap 01 - Tap 03	1,68382	1,68220	0,097%
Tap 01 - Tap 04	2,52941	2,52616	0,129%
Tap 01 - Tap 05	3,36765	3,36410	0,105%
Tap 01 - Tap 06	5,05147	5,04643	0,100%
Tap 01 - Tap 07	6,73529	6,72990	0,080%
Tap 01 - Tap 08	8,41912	8,41428	0,058%
Tap 01 - Tap 09	10,10294	10,09544	0,074%
Tap 01 - Tap 10	20,20588	20,23929	0,165%
Tap 01 - Tap 11	30,30882	30,27861	0,100%
Tap 01 - Tap 12	40,41176	40,38768	0,060%
Tap 01 - Tap 13	50,51471	50,52109	0,013%
Tap 01 - Tap 14	60,61765	60,74430	0,209%

Tabela 8: Resultados coletados para o ensaio de TTR em cada tap - Transformador 02.



(a) Configuração de ensaio - registro 01.

(b) Configuração de ensaio - registro 02.



(c) Configuração de ensaio - registro 03.

Figura 46: Ensaio de Relação de Transformação.

4.1.1 Transformador 01

A Tabela 9, apresenta os resultados coletados para a relação de transformação da condição nominal e das condições de falhas no enrolamento para o Transformador 01, com o ensaio

executado alimentando-se os terminais de alta tensão, ou seja, os terminais do enrolamento sob falta. Na Tabela, são apresentados as condições de curto, relatando quais *taps* foram curtos-circuitados; o número de espiras curto-circuitadas; o TTR esperado, que se refere à relação de transformação considerando-se a porcentagem do enrolamento sob falta; o TTR medido, resultado do ensaio; o erro do valor esperado em relação ao valor nominal e; o erro da relação medida em relação a relação nominal. O cálculo das incertezas foi executado conforme Eq.(2).

TTR - Alimentação do Enrolamento sob Falta - Transformador 01					
Faltas Entre Espiras					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Esperado	TTR Medido	Erro Esperado	Erro Medido
Condição Nominal	0	60,62500	60,56925	0,000%	0,092%
Tap 06 - Tap 07	395	57,72059	60,84820	5,032%	0,314%
Tap 07 - Tap 08	879	54,16176	60,94128	11,933%	0,367%
Tap 07 - Tap 09	1780	47,53676	61,09332	27,533%	0,519%
Tap 07 - Tap 10	2650	41,13971	61,09835	47,364%	0,767%
Faltas Fase-Terra					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Esperado	TTR Medido	Erro Esperado	Erro Medido
Tap 01 - Tap 02	224	58,97794	62,11058	2,793%	2,392%
Tap 01 - Tap 03	659	55,77941	61,69561	8,687%	1,735%
Tap 01 - Tap 04	1094	52,58088	61,25559	15,299%	1,029%
Tap 01 - Tap 05	1524	49,38235	60,70629	22,767%	0,134%

Tabela 9: Resultados coletados para o ensaio de TTR - Alimentação do Enrolamento sob Falta - Transformador 01.

A partir dos dados apresentados, é possível observar que a relação de transformação para condições de falhas no enrolamento, mensurada alimentando-se o enrolamento sob falta, não acompanha o esperado a partir de uma análise prévia da relação reportada na Eq. (1). Nota-se, por exemplo, que a relação de transformação, além de não se reduzir conforme a quantidade de enrolamento curto-circuitada, em todas as medições mantém-se superior à relação nominal de transformação do equipamento. É importante, entretanto, considerar a forma como o ensaio foi realizado: alimenta-se o enrolamento de alta tensão e mede-se a tensão induzida nos terminais do enrolamento de baixa tensão. Com parcelas do enrolamento de alta tensão em curto, a princípio, o quantitativo do enrolamento que participa efetivamente

da transformação é reduzido, de forma que, alimentando-se o equipamento com uma mesma tensão, quanto maior a quantidade de espiras envolvidas no curto, menor será a tensão induzida no enrolamento de baixa tensão. Dessa forma, dada a Eq. (1), se V_h se mantém constante e V_l se reduz, quanto maior a porcentagem do enrolamento sob curto, maior será a relação entre essas tensões e maior será a relação de transformação.

Entretanto, é importante observar que mesmo com a relação de transformação se elevando com a presença dos curtos no enrolamento, a taxa de crescimento do TTR não acompanha a quantidade de espiras em curto, o que poderia inicialmente se concluir a partir da explicação acima. Destaca-se, contudo, que o ensaio é executado em baixa tensão, e ao alimentar o enrolamento sob falta, mesmo que a maior parte da corrente percorra o curto realizado, o enrolamento principal do transformador permanece alimentado, de forma que há também um fluxo de corrente por esse "caminho", mesmo que pequeno. Da Tabela 5, pode-se observar que a corrente de magnetização do núcleo em baixa tensões é significativamente reduzida, de forma que pode-se esperar que esse fluxo reduzido de corrente pela parcela do enrolamento em curto é suficiente para que essa também participe, mesmo que de forma menos significante, na transformação de tensão, também induzindo tensão no enrolamento secundário. Dessa forma, mesmo que a tensão nos terminais de baixa tensão seja menor que esperada, essa hipótese é capaz de justificar o motivo pelo qual a taxa de incremento do TTR não acompanha a porcentagem de falta no enrolamento.

É fundamental observar, em acréscimo, que essa condição do transformador leva à resultados que podem ser significativamente ludibriantes e perigosos. Para a condição de falta fase-terra realizada pelo curto dos *taps* 01 e 05, por exemplo, na qual há a presença de um curto em 1524 espiras, se realizado o ensaio de relação de transformação alimentando-se os terminais de alta tensão, os resultados permitiriam concluir que os enrolamentos do transformador encontravam-se integralmente saudáveis, uma vez que a relação de transformação encontrar-se-ia dentro dos limites aceitáveis pelas recomendações normativas, com um incerteza de 0,134%. Ademais, ao levar em consideração que a execução do ensaio de relação de transformação com alimentação pelos terminais de alta tensão é o mais praticado para evitar a indução de altas tensões no segundo enrolamento, e que os enrolamentos de alta tensão apresentam uma quantidade de espiras maior que os demais, sofrendo de uma maior exposição à possibilidade de ocorrência de falhas, pode-se concluir acerca do risco desse teste, se executado da forma mencionada, em apresentar resultados incoerentes com a realidade do equipamento.

Algumas normas [71] dedicam-se a apresentar alguns ensaios que comumente são empregados para confirmar a integridade do transformador quando instalado em campo durante ensaios de comissionamento. O objetivo desses ensaios de comissionamento, em maiores de-

talhes, é confirmar que as estruturas internas do equipamento, como enrolamentos, núcleo, terminas e outros, não foram danificados durante transporte e instalação em campo. Em geral, esses ensaios têm seus resultados comparados com os valores coletados durante os testes de aceitação em fábrica (TAF), e servem de base para garantir uma energização segura do equipamento. Dentre esses ensaios, podem ser citados o ensaio de relação de transformação, o ensaio de resistência dos enrolamentos e o ensaio de resistência de isolamento. É importante destacar, que dentre esses, os resultados para o teste da resistência dos enrolamentos não contêm recomendações normativas para os valores coletados, de forma que, em campo, esses são apenas comparados com os resultados dos TAF.

Nesse sentido, é importante evidenciar que falhas de baixa magnitude entre espiras podem variar de forma não invasiva o resultado para a resistência dos enrolamentos, de modo que as divergências observadas na comparação entre os valores para essas resistências e os resultados do TAF podem ser consideradas frutos das incertezas dos equipamentos empregados nos dois ensaios e a falha pode não ser detectada. A possibilidade do TTR também não ser capaz de evidenciar essa ocorrência, se executado alimentando-se o enrolamento sob falta, pode levar a situações em que a o transformador seja aprovado nos ensaios de comissionamento e a energização seja autorizada mesmo com o equipamento contendo falhas em seu enrolamento. Se não detectadas pelo sistema de proteção logo no início, a presença desse tipo de falha pode levar ao comprometimento de um maior número de espiras e do próprio isolamento do transformador.

Para fins de comparação, o ensaio de relação de transformação foi executado também alimentando-se os terminais de baixa tensão, enrolamento saudável, e lendo-se a tensão nos terminais de alta tensão. Os resultados estão resumidos na Tabela 10.

A partir dos novos dados apresentados, é possível observar que a relação de transformação, quando executada alimentando-se o enrolamento sem falhas, no caso do Transformador 01, reduz-se de forma significativamente mais acentuada que a quantidade de espiras em curtos. Para seguir com a análise dos quantitativos envolvidos nessa situação, realizou-se uma análise matemática dos fenômenos envolvidos, com base nos circuitos construídos e apresentados na Figura 47. A resolução desses circuitos pode ser executada, desconsiderando-se efeitos capacitivos, conforme a Eq. (57), para as faltas fase-terra, e a Eq.(58), para faltas entre espiras. Nas equações, sendo x um enrolamento, ou uma parcela de um enrolamento, R_x referir-se-á a resistência desse enrolamento, L_x , a sua indutância própria, L_{xy} , a indutância mútua entre esse e o enrolamento y , V_x a tensão aplicada, ou lida, em seus terminais e I_x , a corrente que o percorre.

TTR - Alimentação do Enrolamento Sadio - Transformador 01					
Faltas Entre Espiras					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Esperado	TTR Medido	Erro Esperado	Erro Medido
Tap 06 - Tap 07	395	57,72059	53,36269	5,032%	13,609%
Tap 07 - Tap 08	879	54,16176	45,73434	11,933%	32,559%
Tap 07 - Tap 09	1780	47,53676	34,45689	27,533%	75,944%
Tap 07 - Tap 10	2650	41,13971	25,55923	47,364%	137,194%
Faltas Fase-Terra					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Esperado	TTR Medido	Erro Esperado	Erro Medido
Tap 01 - Tap 02	224	58,97794	55,25136	2,793%	9,726%
Tap 01 - Tap 03	659	55,77941	46,64272	8,687%	29,977%
Tap 01 - Tap 04	1094	52,58088	40,00464	15,299%	51,545%
Tap 01 - Tap 05	1524	49,38235	34,18281	22,767%	77,355%

Tabela 10: Resultados coletados para o ensaio de TTR - Alimentação do Enrolamento Sadio - Transformador 01.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_a \\ V_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (R_1 + j\omega L_1) & j\omega L_{1a} & j\omega L_{1b} \\ j\omega L_{1a} & (R_a + j\omega L_a) & j\omega L_{ab} \\ j\omega L_{1b} & j\omega L_{ab} & (R_b + j\omega L_b) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_a \\ I_b \end{bmatrix} \quad (57)$$

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (R_1 + j\omega L_1) & j\omega L_{1a} & j\omega L_{1b} & j\omega L_{1c} \\ j\omega L_{1a} & (R_a + j\omega L_a) & j\omega L_{ab} & j\omega L_{ac} \\ j\omega L_{1b} & j\omega L_{ab} & (R_b + j\omega L_b) & j\omega L_{bc} \\ j\omega L_{1c} & j\omega L_{ac} & j\omega L_{bc} & (R_c + j\omega L_c) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (58)$$

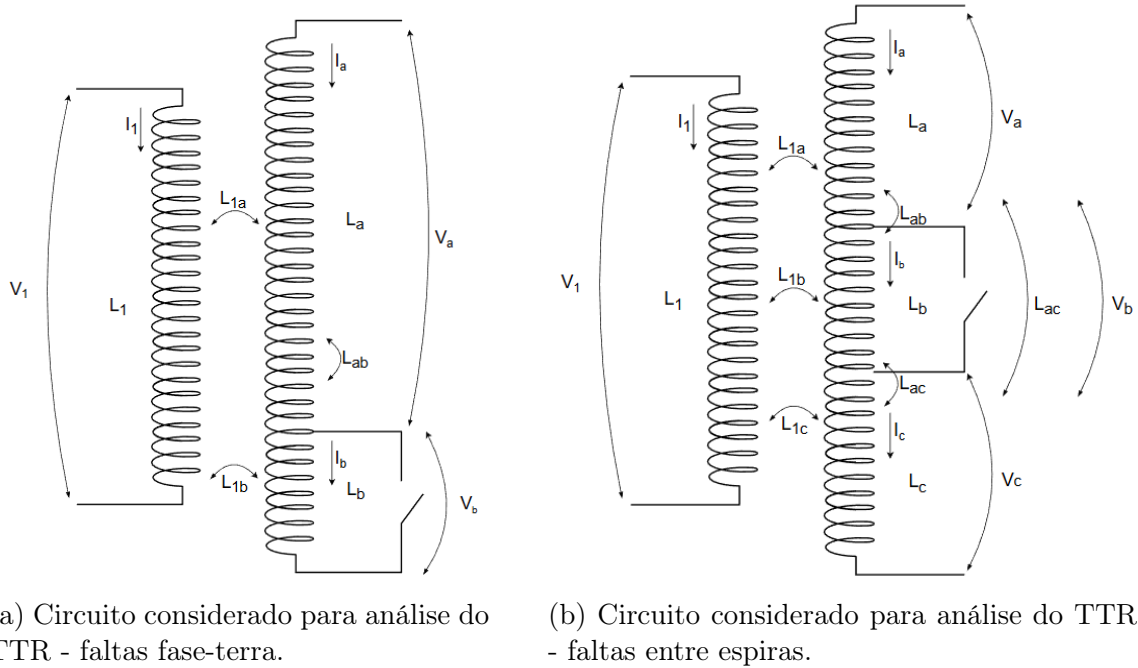


Figura 47: Circuitos considerados para análise do TTR.

Destaca-se, em adição, que na configuração considerada, o ensaio de TTR é executado aplicando-se uma tensão conhecida, $E \angle 0^\circ$, nos enrolamentos de baixa tensão e fazendo a leitura da tensão induzida, V_s , nos terminais de alta tensão, com o transformador à vazios. Dessa forma, serão válidas as seguintes igualdades durante a ocorrência da falha fase-terra: $V_1 = E \angle 0^\circ$, $I_a = 0$, $V_b = 0$ e $V_s = V_a$. Já durante a ocorrência de falhas entre espiras, serão válidas as seguintes igualdades: $V_1 = E \angle 0^\circ$, $I_a = 0$, $I_c = 0$, $V_b = 0$ e $V_s = V_a + V_c$. Dada tais considerações, no sistema de equações apresentado na Eq. (57) tem-se três equações e três variáveis (V_a , I_1 e I_b), e para o sistema de equações apresentado na Eq. (58), quatro equações e quatro variáveis (V_a , V_c , I_1 e I_b), de modo que suas resoluções tornam-se triviais, uma vez conhecidas as matrizes de impedâncias em cada um dos casos. A relação de transformação, por sua vez, será dada pela razão entre V_s e E .

Dessa forma, considerando o modelo matemático apresentado nas Eqs.(57) e (58), as espiras curto-circuitadas formam um circuito fechado no qual é induzida uma corrente devido ao fluxo imposto pelo enrolamento primário. Essa corrente, por sua vez, induzem um fluxo contrário àquele que à induz, e esse fluxo subtrai-se do fluxo principal que induz tensão nos enrolamentos secundários, de forma que o fluxo resultante, que de fato irá atuar na indução de tensão na(s) parcela(s) sadia(s) do enrolamento, fica menor do que o gerado pelo enrolamento primário, reduzindo a tensão induzida no secundário a níveis menores que o esperado considerando-se unicamente a relação entre espiras resultante. Esse fato, em adição, pode ser observado, no equacionamento matemático, no fator aditivo que depende da

indutância mútua entre a(s) parcela(s) sadia(s) e em curto do enrolamento secundário e da corrente de curto.

A análise teórica dessas falhas também foi realizada, considerando-se os valores medidos e calculados para as resistências e indutâncias de, e entre, cada parcela dos enrolamentos, conforme discutido nas Seções 2.2.2 e 2.2.4.1, e a modelagem presente nas Eqs.(57) e (58). A Tabela 11 resume os resultados simulados em comparação com os resultados medidos em ensaio. A partir dos dados apresentados para a simulação da relação de transformação considerando o Transformador 01, é possível observar que tanto para faltas entre espiras quanto para faltas fase-terra, os resultados simulados aproximam dos valores medidos com o ensaio de TTR. Além disso, embora os resultados não sejam idênticos, observa uma tendência comum nos dois conjuntos de dados, com a relação de transformação reduzindo-se mais do que o esperado pela relação entre a quantidade de espiras resultantes, e um incremento na intensidade dessa redução quanto maior a quantidade de espiras em curto. Essa similaridade entre os resultados aponta para uma eficácia do modelo em representar o comportamento do transformador em condições de falhas. Além disso, as divergências observadas, apesar de diminutas, podem ser justificadas pelo cálculo dos elementos a partir de ensaios terminais, os quais carregam os erros associados aos ensaios e as incertezas dos equipamentos de medição, e as simplificações consideradas na modelagem.

TTR - Transformador 01 - Resultados Simulados					
Faltas Entre Espiras					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Medido	TTR Simulado	Erro Medido	Erro Simulado
Tap 06 - Tap 07	395	53,36269	55,71233	13,609%	8,814%
Tap 07 - Tap 08	879	45,73434	49,71901	32,559%	21,931%
Tap 07 - Tap 09	1780	34,45689	39,38183	75,944%	53,936%
Tap 07 - Tap 10	2650	25,55923	30,96399	137,194%	95,785%
Faltas Fase-Terra					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Medido	TTR Simulado	Erro Medido	Erro Simulado
Tap 01 - Tap 02	224	55,25136	57,83777	9,726%	4,815%
Tap 01 - Tap 03	659	46,64272	52,39514	29,977%	15,703%
Tap 01 - Tap 04	1094	40,00464	46,99687	51,545%	28,993%
Tap 01 - Tap 05	1524	34,18281	41,86386	77,355%	44,809%

Tabela 11: Resultados simulados para a relação de transformação - Transformador 01.

4.1.2 Transformador 02

De forma análoga, a Tabela 12, apresenta os resultados coletados para a relação de transformação da condição nominal e das condições de falhas no enrolamento para o Transformador 02, com o ensaio executado alimentando-se os terminais de alta tensão, ou seja, os terminais do enrolamento sob falta. A partir dos dados apresentados, é possível observar que a relação de transformação para condições de falhas no enrolamento, quando mensurada alimentando-se o enrolamento sob falta, de modo análogo aos resultados analisados para o Transformador 01, não acompanham o esperado a partir de uma análise prévia da relação reportada na Eq. 1. Nota-se que, novamente, a relação de transformação, além de não se reduzir conforme a quantidade de enrolamento curto-circuitada, em todas as medições mantém-se superior à relação nominal de transformação do equipamento. A justificativa para o ocorrido, conforme já anunciado, baseia-se no fato de que, mesmo com a presença da falta, todo o enrolamento é alimentado e contribui para a indução da tensão secundária e na forma como a Eq. 1 é calculada para essa condição de falta.

TTR - Alimentação do Enrolamento sob Falta - Transformador 02					
Faltas Entre Espiras					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Esperado	TTR Medido	Erro Esperado	Erro Medido
Nominal	0	60,61765	60,74430	0,000%	0,208%
Tap 04 - Tap 05	115	59,77941	60,89583	1,411%	0,448%
Tap 06 - Tap 07	229	58,93382	61,70596	2,866%	1,755%
Tap 05 - Tap 07	458	57,25000	62,84533	5,891%	3,537%
Tap 09 - Tap 10	1374	50,51471	62,13819	20,010%	2,439%
Tap 09 - Tap 11	2748	40,41176	60,93130	50,013%	0,307%
Faltas Fase-Terra					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Esperado	TTR Medido	Erro Esperado	Erro Medido
Tap 01 - Tap 02	115	59,77206	60,81196	1,423%	0,311%
Tap 01 - Tap 03	229	58,93382	61,15480	2,866%	0,870%
Tap 01 - Tap 05	458	57,25000	62,20197	5,891%	2,539%
Tap 01 - Tap 09	1374	50,51471	64,39967	20,010%	5,865%
Tap 01 - Tap 10	2748	40,41176	64,60908	50,013%	6,229%

Tabela 12: Resultados coletados para o ensaio de TTR - Alimentação do Enrolamento sob Falta - Transformador 02.

É importante destacar novamente, que essa condição do transformador leva à resultados que podem ser significativamente ludibriantes e perigosos. Nesse caso, por exemplo, para a condição de falta entre espiras envolvendo um curto em um terço do enrolamento, se realizado o ensaio de relação de transformação alimentando-se os terminais de alta tensão, os resultados permitiriam concluir que os enrolamentos do transformador se encontravam integralmente saudáveis, uma vez que a relação de transformação encontrar-se-ia dentro dos limites aceitáveis pelas recomendações normativas, com uma incerteza bastante reduzida de 0,307%. O ensaio de relação de transformação também foi executado alimentando-se os terminais do enrolamento sadio de baixa tensão e os resultados estão resumidos na Tabela 13.

TTR - Alimentação do Enrolamento Sadio - Transformador 02					
Faltas Entre Espiras					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Esperado	TTR Medido	Erro Esperado	Erro Medido
Tap 04 - Tap 05	115	59,77941	58,04043	1,411%	4,449%
Tap 06 - Tap 07	229	58,93382	56,27895	2,866%	7,718%
Tap 05 - Tap 07	458	57,25000	54,86961	5,891%	10,485%
Tap 09 - Tap 10	1374	50,51471	48,79624	20,010%	24,236%
Tap 09 - Tap 11	2748	40,41176	40,43034	50,013%	49,944%
Faltas Fase-Terra					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Esperado	TTR Medido	Erro Esperado	Erro Medido
Tap 01 - Tap 02	115	59,77206	58,45238	1,423%	3,713%
Tap 01 - Tap 03	229	58,93382	56,59758	2,866%	7,112%
Tap 01 - Tap 05	458	57,25000	55,10540	5,891%	10,012%
Tap 01 - Tap 09	1374	50,51471	55,54511	20,010%	9,141%
Tap 01 - Tap 10	2748	40,41176	43,67230	50,013%	17,820%

Tabela 13: Resultados coletados para o ensaio de TTR - Alimentação do Enrolamento Sadio - Transformador 02.

A partir dos novos dados apresentados, é possível observar que a relação de transformação, quando executada alimentando-se o enrolamento sem falhas, acompanha, na maioria das condições, o esperado a partir de uma análise prévia da relação reportada na Eq. (1). Nota-se, entretanto, que a relação de transformação, reduz-se de forma mais acentuada que a quantidade de espiras em curto, para certos casos e que, além disso, para as falhas fase-terra

de alta magnitude, a relação de transformação fica superior ao esperado, considerando-se o montante de enrolamento envolvido na falha. Para seguir com a análise dos quantitativos envolvidos nessa situação, considera-se a análise matemática dos fenômenos envolvidos, com base nos sistemas de equações construídos e apresentados na Eq. (57), para as faltas fase-terra, e na Eq.(58), para faltas entre espiras. A Tabela 14 resume os resultados simulados em comparação com os resultados medidos em ensaio.

Relação de Transformação - Transformador 02 - Resultados Simulados					
Faltas Entre Espiras					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Medido	TTR Simulado	Erro Medido	Erro Simulado
Tap 04 - Tap 05	114	58,04043	59,13671	4,449%	2,513%
Tap 06 - Tap 07	229	56,27895	57,70721	7,718%	5,052%
Tap 05 - Tap 07	458	54,86961	54,83942	10,485%	10,546%
Tap 09 - Tap 10	1374	48,79624	43,72589	24,236%	38,643%
Tap 09 - Tap 11	2748	40,41176	29,98765	49,944%	102,159%
Faltas Fase-Terra					
Condição de Curto	N° de Espiras	TTR Medido	TTR Simulado	Erro Medido	Erro Simulado
Tap 01 - Tap 02	115	58,45238	59,13751	3,713%	2,511%
Tap 01 - Tap 03	229	56,59758	57,70748	7,112%	5,052%
Tap 01 - Tap 05	458	55,10540	54,83062	10,012%	10,564%
Tap 01 - Tap 09	1374	55,54511	43,49418	9,141%	39,381%
Tap 01 - Tap 10	2748	43,67230	28,90827	17,820%	109,707%

Tabela 14: Resultados simulados para a relação de transformação - Transformador 02.

Em primeiro lugar, nota-se que para curtos que envolvem pequenas quantidades de espiras, em especial as três primeiras condições de curtos consideradas, tanto para faltas entre espiras quanto para faltas fase-terra, os resultados simulados aproximam substancialmente dos valores medidos com o ensaio de TTR. Nota-se, desse modo, que a redução da relação de transformação em níveis superiores ao esperado considerando-se a porcentagem de espiras em curto é prevista pelo modelo matemático da análise do circuito e pode ser explicado teoricamente. A saber, as espiras em curtos formam um circuito fechado no qual é induzida uma corrente devido ao fluxo imposto pelo enrolamento primário. As correntes que circulam nessas espiras em curto, por sua vez, induzem um fluxo contrário àquele que às induzem, e esse fluxo subtrai-se do fluxo principal que induz tensão nos enrolamentos secundários. Dessa

forma, o fluxo resultante, que de fato irá atuar na indução de tensão na(s) parcela(s) sadia(s) do enrolamento, é menor do que o gerado pelo enrolamento primário, de forma que a tensão induzida no secundário se torna menor que a tensão esperada considerando-se unicamente a relação entre espiras resultante. Esse fato, em adição, pode ser observado, no equacionamento matemático, no fator aditivo que depende da indutância mútua entre a(s) parcela(s) sadia(s) e em curto do enrolamento secundário e da corrente de curto, conforme apresentado nas Eqs.(59) e (60).

$$V_s = L_{a1} I_1 + L_{ab} I_b \quad (59)$$

$$V_s = (L_{a1} + L_{c1}) I_1 + (L_{ab} + L_{bc}) I_b \quad (60)$$

Por outro lado, também é possível observar que os resultados coletados para os curtos que envolvem quantidades significativas de espiras divergem dos valores esperados pela modelagem teórica. Para a condição de falha fase-terra envolvendo quantidades maiores de espiras, inclusive, além de não ser inferiores ao valor esperado com base apenas na relação entre as espiras resultante, os resultados do TTR atingem valores superiores ao esperado. Nota-se que a principal divergência entre as três primeiras condições de curto e essas últimas está no fato que a parcela do enrolamento em curto envolve, no mínimo, um disco completo. Esse fato elude para a possibilidade de fatores adicionais, não considerados na modelagem, serem incluídos na situação em que um, ou mais, discos é/são curto-circuitado(s) por completo(s). Pela modelagem apresentada, considerando que a indução de tensão na(s) parcela(s) sadia(s) do enrolamento pelo fluxo induzido pelo enrolamento primário ocorra conforme esperado, os fatores capazes de influenciar na tensão resultante nos terminais secundários são a indutância mútua entre a(s) parcela(s) sadia(s) e em curto e a corrente de curto.

A influência provocada pela indutância mútua, em maiores detalhes, embora possa ser capaz de alterar o impacto na tensão induzida pelo fluxo primário, não é capaz de alterar o sentido dessa influência, visto que, por representar uma quantidade física, terá sempre magnitude positiva. Dessa forma, uma vez que nas condições de curtos de baixa magnitude ocorre uma redução na tensão induzida pelo primário, e para as condições de curtos mais intensos essa tensão passa a ser majorada, considerando que os fatores que envolvem a indutância mútua e a corrente de curto são os únicos responsáveis por essas alterações, essa mudança de tendência dos resultados estará associada às variações na corrente de curto, a qual pode ter magnitude alterada. Do modelo proposto, a corrente de curto poderá ser escrita, tanto para a condição de falha entre espiras quanto fase terra, conforme a Eq.(61),

$$I_b = -j \frac{\omega L_{1b}}{Z_1 Z_b + \omega^2 L_{1b}^2} V_1, \quad (61)$$

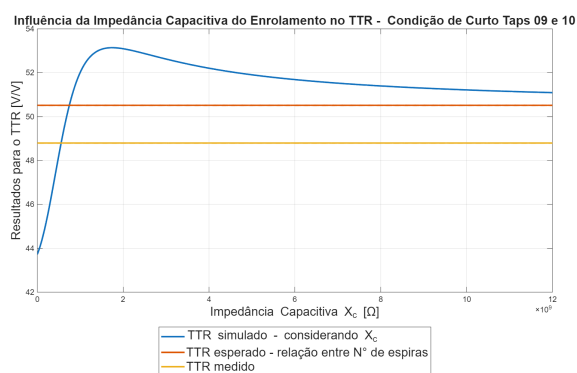
na qual $Z_1 = (R_1 + j\omega L_1)$ e $Z_b = (R_b + j\omega L_b)$. Dada a expressão para a corrente de curto, dentre os fatores capazes de alterá-la, desconsideram-se a tensão V_1 , uma vez que essa manteve-se em um mesmo patamar em todas as condições de curto analisadas; a impedância Z_1 , visto que o enrolamento de baixa tensão não sofreu alterações nas análises executadas; e L_{1b} , uma vez que os ensaios de resposta em frequência apontaram para uma boa consistência no método de modelagem das falhas entre espiras, permitindo concluir que o cálculo para essas indutâncias mútuas é consistente. Nesse sentido, pode-se apontar a impedância da parcela do enrolamento sob falta como a grandeza imprecisa no modelo proposto.

Nas discussões anteriores acerca dos resultados do ensaio de resposta em frequência, e conforme literatura técnica, já foi evidenciado que a capacitância série de um enrolamento dividido em discos é superior à de um enrolamento conciso. Essas capacitâncias adicionais, em maiores detalhes, advêm dos isolamentos mais robustos entre discos adjacentes que não estão presentes em enrolamentos concisos. Dessa forma, pode-se apontar, por hipótese, que ao desconsiderar os fatores capacitivos na construção do modelo, altera-se de maneira significativa a impedância do enrolamento sob falta, em especial nas condições em que discos inteiros são curtos-circuitados. A alteração dessa impedância reflete na corrente de curto e conseqüentemente na tensão induzida nos terminais do enrolamento secundário. A fim de considerar esse fator capacitivo, a modelagem matemática foi refeita, considerando-se dessa vez $Z_b = R_b + j(\omega L_b - X_c)$, na qual X_c refere-se à impedância capacitiva série do enrolamento.

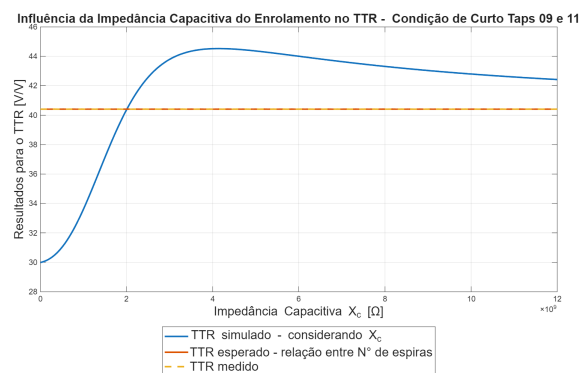
A modelagem matemática realizada sob essa nova ótica revelou que, de fato, para determinados valores de X_c , os valores de TTR simulados coincide com os valores medidos, justificando, inclusive, os resultados coletados acima do esperado. A Figura 48, por exemplo, apresenta a relação entre o resultado para o TTR e os valores de X_c para as condições de falhas que obtiveram resultados bastantes divergentes da expectativa inicial, e evidencia que existem valores dessa impedância capacitiva para os quais a relação de transformação do equipamento coincide com os valores medidos, em todas as condições de falhas. É possível observar, em acréscimo, que o valor para essa impedância capacitiva para o qual o resultado simulado do TTR se aproxima do valor medido é tão maior quanto a quantidade de discos em curto, o que vai de encontro com a possibilidade de a capacitância série entre discos influenciar nos resultados. Os resultados dessa modelagem, portanto, corroboram a hipótese apresentada, verificando que essa é capaz de justificar o comportamento observado para os resultados do ensaio de TTR.

Os resultados simulados para as condições de falhas no Transformador 01 também corroboram a hipótese proposta para justificar os resultados coletados com o ensaio de relação de transformação para o Transformador 02. Em maiores detalhes, no caso analisado do Trans-

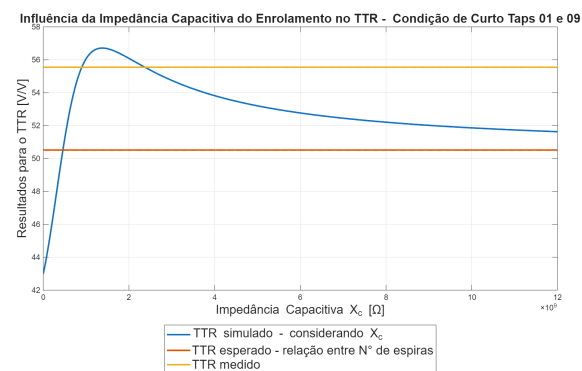
formador 01, a ausência de divisões em discos e a construção do enrolamento em um único corpo conciso, reduzem significativamente as capacitâncias existentes entre discos e consequentemente as capacitâncias série do enrolamento, de modo que o modelo simplificado, que desconsidera fatores capacitivos, é capaz de bem representar os fenômenos que ocorrem no transformador durante a incidência das falhas consideradas. Dessa forma, dada que a principal divergência entre os dois transformadores consiste na divisão, ou não, do enrolamento de alta tensão em discos, considerando os resultados para a resposta em frequência para os dois equipamentos e a evidência de uma capacitância série muito mais acentuada no Transformador 02, e vide o resultado das simulações realizadas na análise de TTR, pode-se considerar a hipótese proposta para justificar as divergências nos resultados para o ensaio de relação de transformação satisfatória e condizente com as observações evidenciadas.



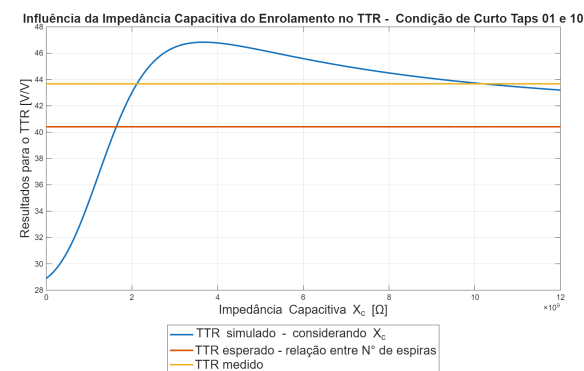
(a) Relação TTR vs. X_c - Falta entre os Taps 09 e 10.



(b) Relação TTR vs. X_c - Falta entre os Taps 09 e 11.



(c) Relação TTR vs. X_c - Falta entre os Taps 01 e 09.



(d) Relação TTR vs. X_c - Falta entre os Taps 01 e 10.

Figura 48: Análise da influência da impedância capacitiva, X_c , no resultado simulado da relação de transformação.

Acerca do ensaio de relação de transformação e sua capacidade de evidenciar a ocorrência de falhas no enrolamento, alguns pontos devem ser destacados. Em primeiro lugar, salienta-se

que, se executado alimentando-se o enrolamento defeituoso, o ensaio de TTR pode apresentar resultados que indiquem a presença de falhas de menor magnitude ou até mesmo mascarem a presença dessas. Conforme apresentado, houve situação de falha em um terço do enrolamento para a qual os resultados para a relação de transformação não divergiram em mais que 0.5% das indicações de placa. As falhas consideradas, inclusive, apontaram a possibilidade de situações semelhantes a essa ocorrerem tanto para falhas entre espiras como para faltas fase-terra. Em adição, também é importante evidenciar a possibilidade do ensaio de TTR, mesmo na condição em que é executado alimentando-se o enrolamento sadio, de apresentar resultados inconsistentes com a quantidade de espiras em curto, tanto elevando a expectativa de falha como, no pior dos casos, a atenuando. Conforme discutido, em transformadores nos quais os enrolamentos apresentam divisão em discos, efeitos capacitivos introduzidos por essa característica construtiva, podem, por hipótese, alterar de forma significativa os resultados do ensaio de relação de transformação, e induzir a falsas conclusões.

Nesse sentido, dada as possibilidades de se concluir erroneamente sobre a integridade de um enrolamento a partir dos resultados do ensaio de relação de transformação, seja qual for a forma como esse é executado, torna-se dificultoso indicá-lo como capaz de detectar, sozinho, falhas no enrolamento de um transformador, mesmo que seja capaz de o fazê-lo em certas condições. Embora existam recomendações normativas que apontem esse ensaio como um dos métodos indicados para confirmar a integridade do transformador quando instalado em campo durante ensaios de comissionamento, é importante que esse ensaio seja acompanhado de ensaios adicionais, em especial daqueles com capacidade mais aguçada de detectar falhas nos enrolamentos, como a resposta em frequência. Em adição, conforme já mencionado, é comum que os ensaios de comissionamento se baseiem unicamente em uma comparação entre seus resultados e os valores coletados durante os testes de aceitação em fábrica (TAF) para confirmar, ou não, a integridade do equipamento. Desse modo, se empregado o ensaio de TTR junto com uma quantidade reduzida de ensaios, ou em um conjunto de testes com pouca capacidade de detecção de falhas nos enrolamentos, podem haver situações em que até mesmo falhas de alta magnitude não sejam detectadas.

4.2 Impulso de Tensão

As subseções seguintes comprometem-se a expor os resultados coletados com o ensaio de impulso de tensão nos transformadores nos quais foram simulados a ocorrência de falhas em seus enrolamentos. Destaca-se que na avaliação das divergências entre a condição sadia e as situações de falhas consideradas, foi usada uma abordagem qualitativa, a partir da análise visual das formas de ondas.

4.2.1 Transformador 01

Para os curtos considerados no Transformador 01, as Figuras 49, 50, 51, 52, 53 e 54 exibem o comportamento medido para a corrente e tensão para a condição nominal, e diferentes condições de falhas no enrolamento, tanto para falhas entre espiras como fase-terra, respectivamente. Além do mais, é exposto em maiores detalhes o pulso inicial de corrente para cada uma das condições medidas. Das formas de ondas apresentadas, nota-se, em primeiro lugar, a grande divergência entre a condição sadia do equipamento e as demais condições de falhas, bem como a divergência entre diferentes intensidades de falhas, para todas as grandezas analisadas. Ao considerar a filosofia construtiva do enrolamento de alta tensão do Transformador 01, alguns pontos devem ser destacados.

Em primeiro lugar, da Tabela 4, nota-se que a indutância equivalente do enrolamento de alta tensão do Transformador 01, L_H , é significativamente superior à do Transformador 02. Dessa forma, ao considerar que a quantidade de espiras dos enrolamentos de alta tensão dos dois transformadores é basicamente a mesma, bem como suas dimensões físicas e classe de isolamento, e sabendo que essa indutância equivalente é dada pelo somatório da autoindutância de cada uma das espiras e das mútuas entre cada uma dessas e o restante do enrolamento, conforme regra da consistência resumida na Eq.(62) [112], pode-se deduzir que as indutâncias mútuas entre cada espira e o restante do enrolamento no Transformador 02 é inferior a essa mesma grandeza para o Transformador 01, o que aponta, por hipótese, um maior acoplamento magnético entre cada espira e o restante do enrolamento nesse equipamento.

$$L_{eq} = \sum_{i=1}^N L_{ii} + 2 \sum_{j=1, j \neq i}^N \sum_{i=1}^N L_{ij} \quad (62)$$

Em adição, destaca-se que a impedância capacitiva do Transformador 01 é significativamente menor quando comparado ao Transformador 02, conforme pode ser observado na comparação entre as respostas em frequência para os dois equipamentos na faixa de alta frequência. Essa capacitância menos presente nesse equipamento pode ser associada à construção do enrolamento em um único corpo, sem divisões em discos, de forma que a capacitância equivalente será dada pela associação em série de todas as pequenas capacitâncias série que existe entre cada par de espiras e pelas capacitâncias *shunts* entre o enrolamento e as demais estruturas metálicas do transformador. Essa configuração, por sua vez, resulta em um valor diminuto para a impedância capacitiva, quando comparado à situações em que está presente também a capacitância série entre discos, e torna o equivalente capacitivo mais dependente das capacitâncias *shunts* do que das capacitâncias série existentes entre cada par de espiras.

Conforme elucidado pela Eq.(3), essa capacitância influenciará, majoritariamente, o pri-

meiro pulso de corrente, o que pode ser, de fato, observado nas formas de onda apresentadas. Para as faltas entre espiras, por exemplo, nota-se que para o Transformador 01, o primeiro pulso de corrente atinge valores muito maiores que o observado para o Transformador 02 (a ser apresentado), o que também se justifica pela menor magnitude da impedância capacitiva do equipamento. Em adição, é possível observar que não há divergências significativas entre os picos de corrente coletados para diferentes condições de curto, o que está associada à essa maior dependência da impedância capacitiva das capacitâncias *shunts*.

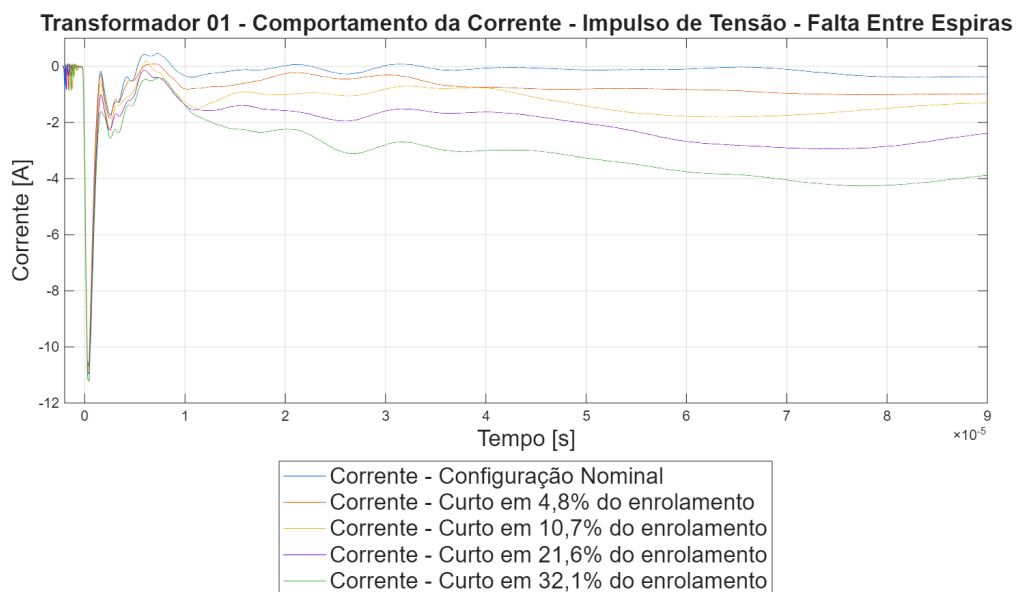


Figura 49: Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Formas de ondas da corrente.

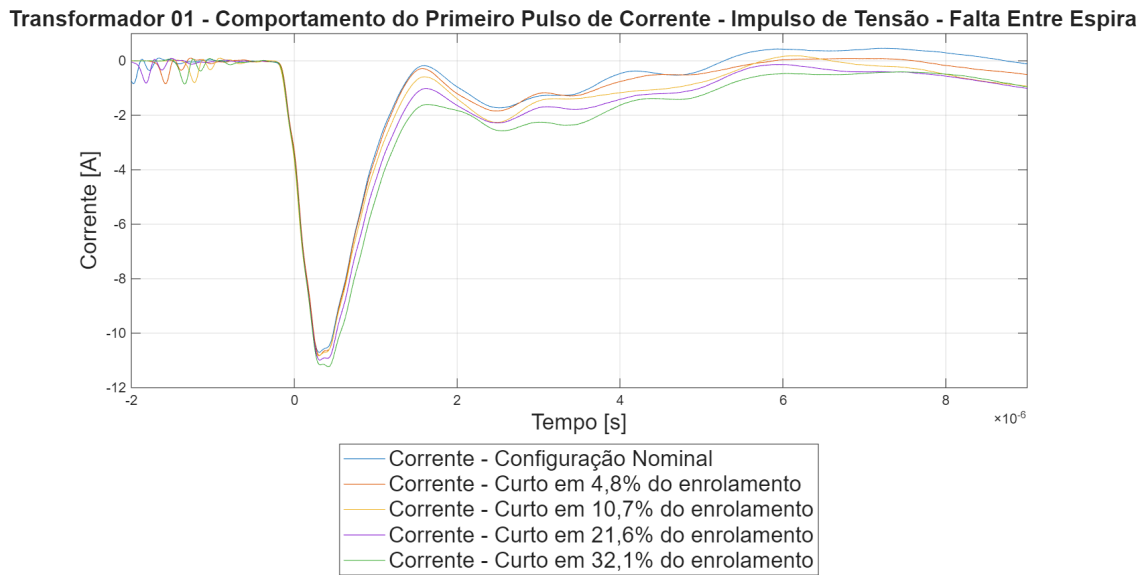


Figura 50: Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Detalhes dos primeiros pulsos de corrente.

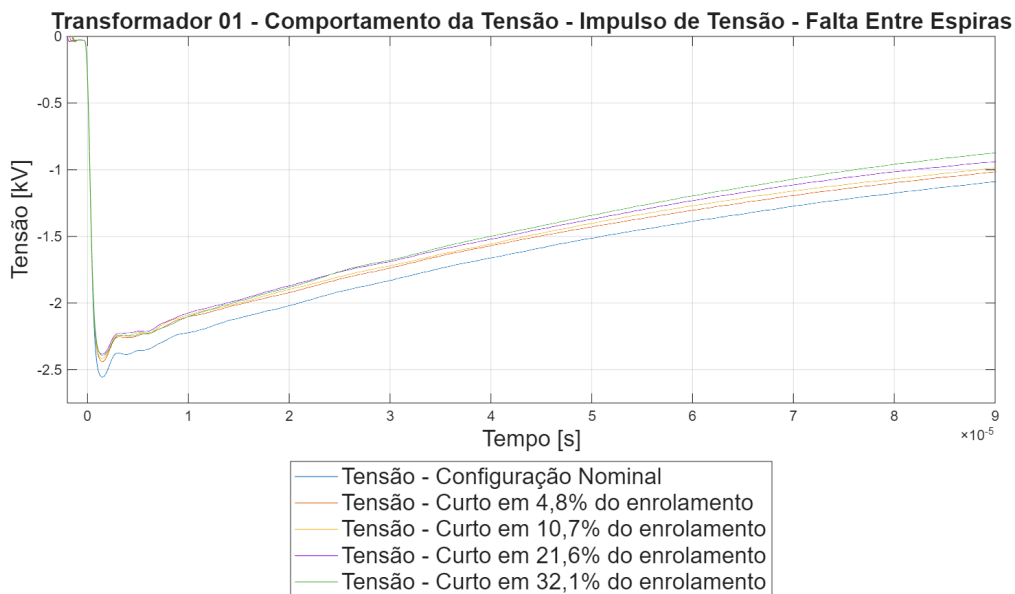


Figura 51: Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Formas de ondas da tensão.

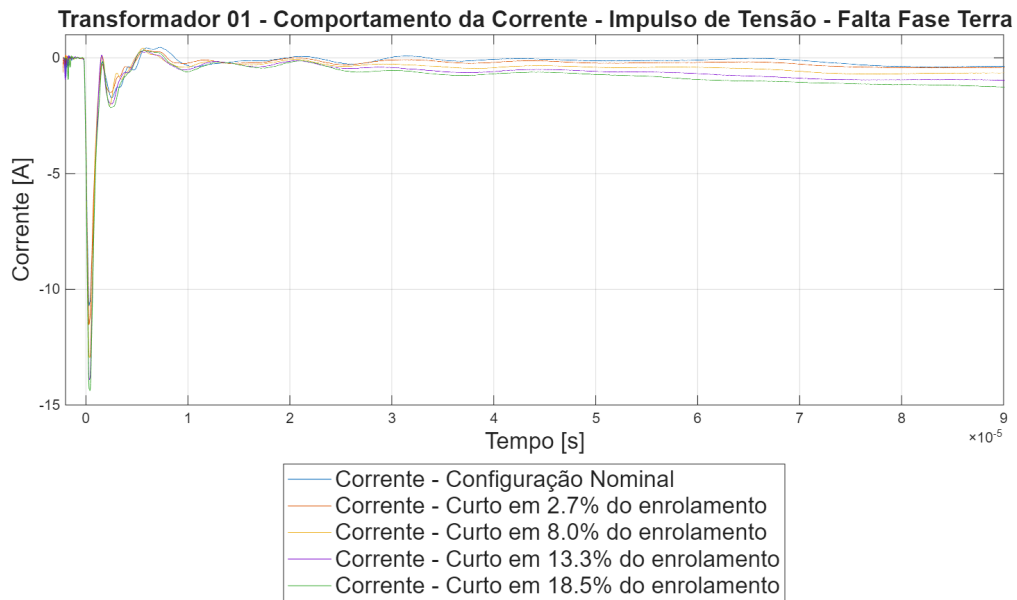


Figura 52: Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Forma de onda da corrente.

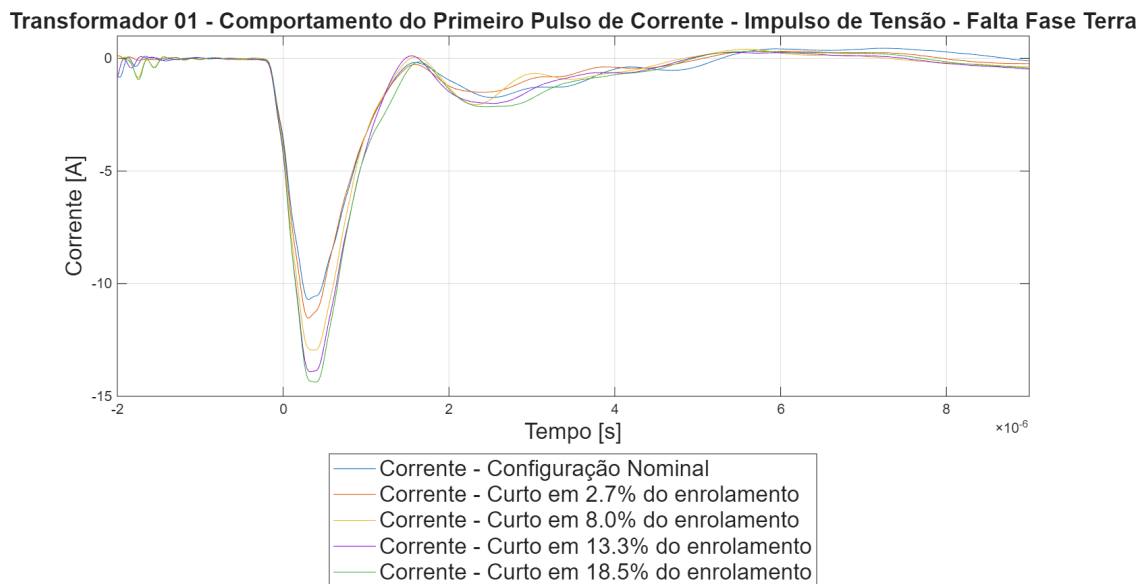


Figura 53: Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Detalhes do primeiro pulso de corrente.

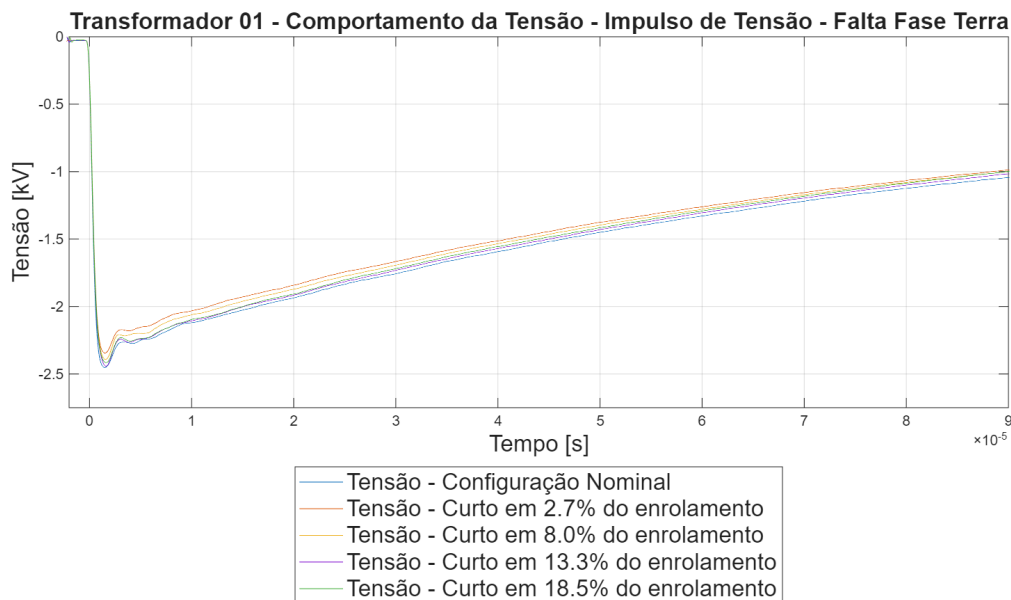


Figura 54: Resposta do Transformador 01 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Forma de onda da tensão.

A hipótese do maior acoplamento indutivo entre cada espira e o restante do enrolamento, por sua vez, pode ser corroborada pela influência muito mais nítida da ocorrência das falhas entre espiras no enrolamento na cauda da corrente, quando comparado com o observado para o primeiro transformador. Esse maior acoplamento seria responsável por alterar de forma significativa a indutância equivalente do enrolamento sob falta quando uma parcela das espiras é retirada de operação, visto que essas espiras não influenciariam apenas por sua respectiva autoindutância, mas também pela mútua entre essas e o restante do enrolamento. Nota-se, em maiores detalhes, que quanto maior a intensidade da falha, maior a elevação visualizada na cauda da corrente, o que se explica pela menor impedância, nesse caso indutiva, que se opõem à circulação dessa corrente.

Uma vez que a potência do surto de tensão é mantida, sempre que há elevação na corrente, seja no primeiro pulso, seja na cauda, há uma redução nos valores da tensão, o que também é observado. Para as falhas entre espiras, destaca-se que o ensaio de tensão impulsiva apresenta uma eficácia significativa na detecção de alterações na rede RLC do enrolamento, visto que são observadas mudanças nítidas para a forma de onda da tensão e da corrente, e para essa última, tanto no primeiro pulso como na cauda. Além do mais, evidencia que essa sensibilidade aguçada está presente mesmo para condições de falhas que envolvam quantidades reduzidas de espiras, com percentuais menores que 5% do enrolamento.

Para as falhas fase-terra, por sua vez, a mesma tendência para o comportamento da corrente e tensão é observado, mas algumas divergências merecem destaque. Em primeiro lugar, evidencia-se que o primeiro pulso de corrente assume valores ligeiramente maiores

para falhas fase-terra, quando comparados com a situação de falhas entre espiras. No caso da falha fase-terra, há uma mudança no ponto referencial de terra o qual pode ser capaz de suprimir algumas capacitâncias presentes entre o ponto de terra e o início do enrolamento, de forma que mesmo curtos pequenos já sejam capazes de alterar, de forma mais intensa, a relação entre as capacitâncias *shunts* e séries que influenciam no primeiro pulso de corrente, resultando em valores ligeiramente mais elevados.

No caso das falhas fase-terra, além do mais, observa-se que as alterações na forma de onda da cauda de corrente entre diferentes condições de curtos são significativamente menores. Essa evidência pode ser justificada também pela maior indutância equivalente do transformador e um possível maior acoplamento indutivo entre cada espira e o restante do enrolamento. No caso das falhas entre espiras, há o acoplamento entre a parcela em curto e outras duas parcelas do enrolamento, uma vez que a posição da falha está localizada no interior do enrolamento. Para as falhas fase-terra, por outro lado, esse acoplamento só é observado entre a parcela em curto e uma outra seção do enrolamento, visto que, nesse caso, a seção em curto está em uma das extremidades. Essa divergência pode indicar um menor acoplamento entre as seções extremas do enrolamento e o restante, e ser responsável pelas divergências menos significativas observadas. Ademais, uma vez que as alterações na corrente são menores nesse caso, as alterações na tensão também o serão, conforme evidenciado.

Nesse caso, os resultados apontam que, para o transformador cujo enrolamento sob falta é construído de forma concisa, sem divisão em discos, o ensaio de tensão impulsiva pode, sim, ser capaz de evidenciar a ocorrência de falhas entre espiras e entre fase e terra, vide a presença de divergências nítidas entre as formas de ondas coletadas para a condição sadia e para as condições de faltas que comprometem parcelas diferentes do enrolamento. Observa-se, além do mais, que essas divergências podem ser observadas tanto na região do primeiro pulso de corrente, como na região da cauda e também na forma de onda de tensão, o que diminuem as chances de serem associadas às alterações no isolamento do transformador. É importante, destacar, entretanto, que para as falhas fase-terra, as alterações observadas são menos significativas, tanto para a corrente como para a tensão, o que pode, a depender da intensidade da falha, dificultar a visualização das divergências presentes. Além do mais, as principais divergências observadas nesses tipos de falhas estão no primeiro pulso de corrente, o qual está associado, principalmente, a uma relação entre as capacitâncias *shunts* e série do enrolamento, de forma que essas mudanças podem ser facilmente atribuídas à envelhecimentos no isolamento do equipamento, demandando de ensaios adicionais para concluir, com certeza, acerca da presença dessas falhas no enrolamento.

4.2.2 Transformador 02

De forma semelhante, para os curtos considerados no Transformador 02, as Figuras 55, 56, 57, 58, 59 e 60, expõem o comportamento para a corrente e tensão para a condição nominal, e diferentes condições de falhas no enrolamento, tanto para falhas entre espiras como fase-terra, respectivamente. Além do mais, é exposto em maiores detalhes o pulso inicial de corrente para cada uma das condições medidas. Para interpretação das formas de ondas coletadas, importante relembrar que esse transformador tem seu enrolamento dividido em discos, e devido a isso, observa-se uma capacitância série muito mais acentuada, conforme indicado pela resposta em frequência do equipamento. Além disso, uma vez que a principal divergência entre esse e o segundo transformador está na divisão em discos do enrolamento, pode-se apontar que essa capacitância série adicional advém da região entre discos.

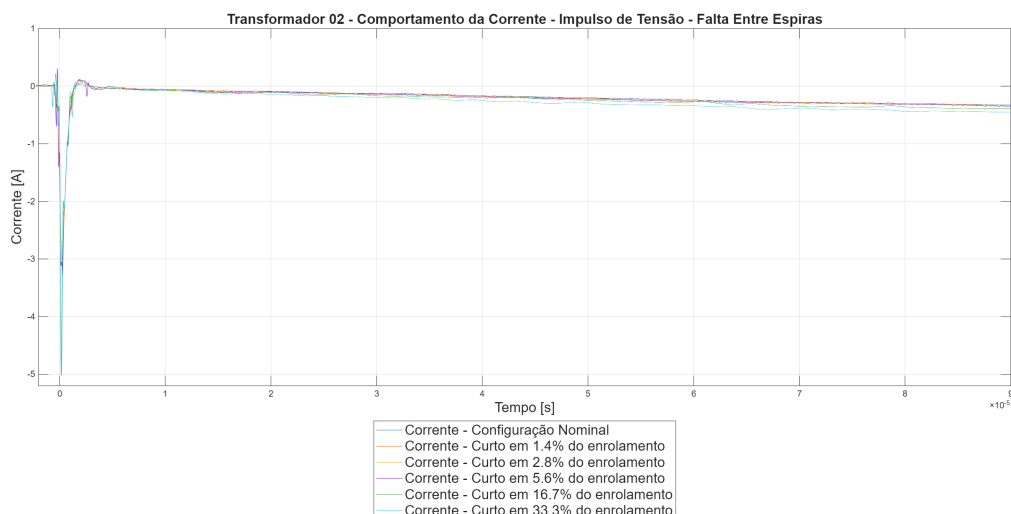


Figura 55: Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Formas de ondas da corrente.

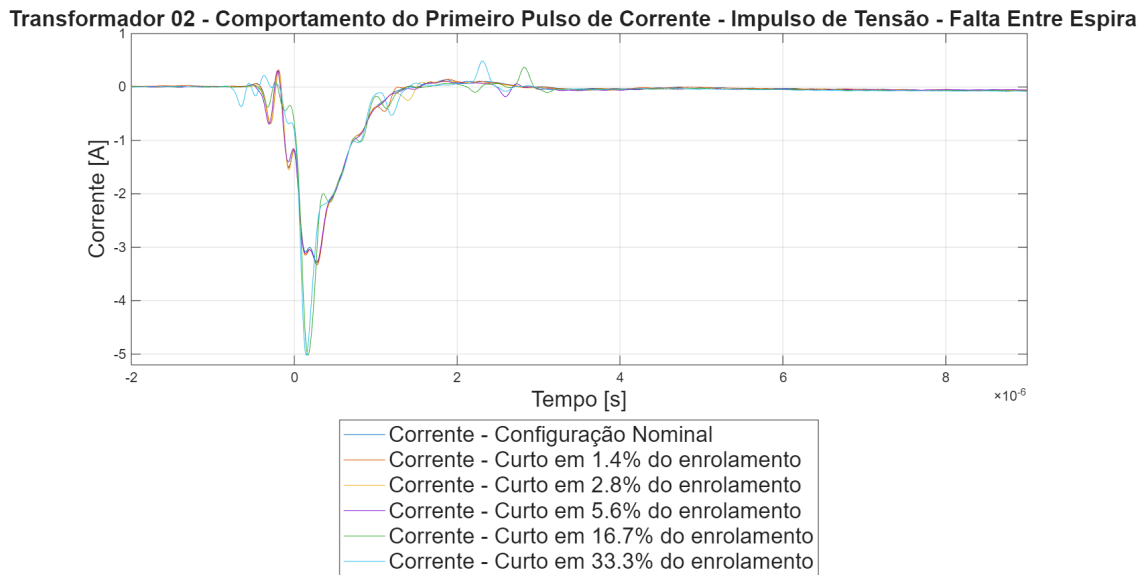


Figura 56: Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Detalhes dos primeiros pulsos de corrente.

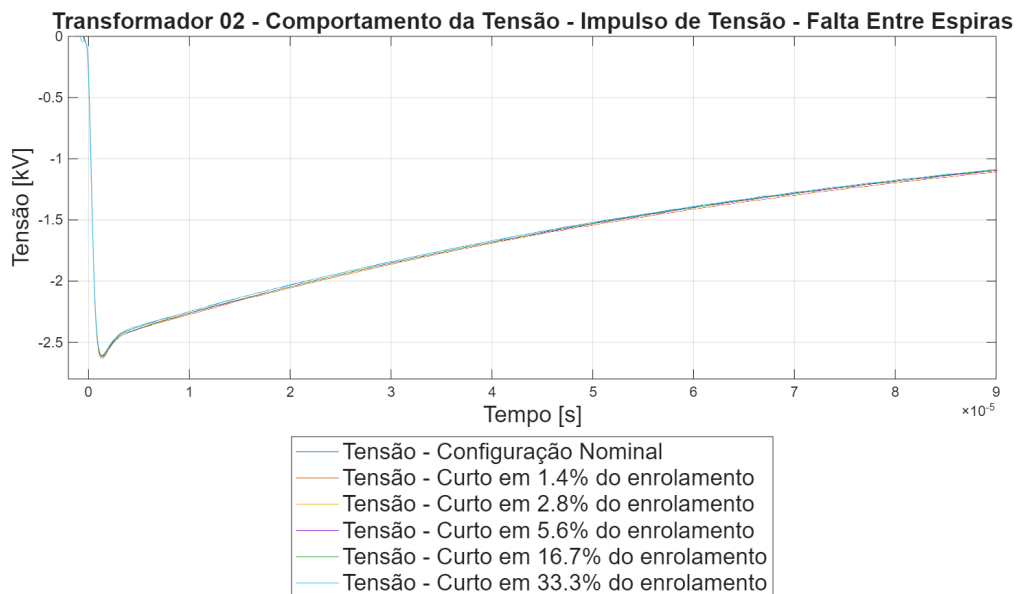


Figura 57: Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas entre espiras no enrolamento ao impulso de tensão - Formas de ondas da tensão.

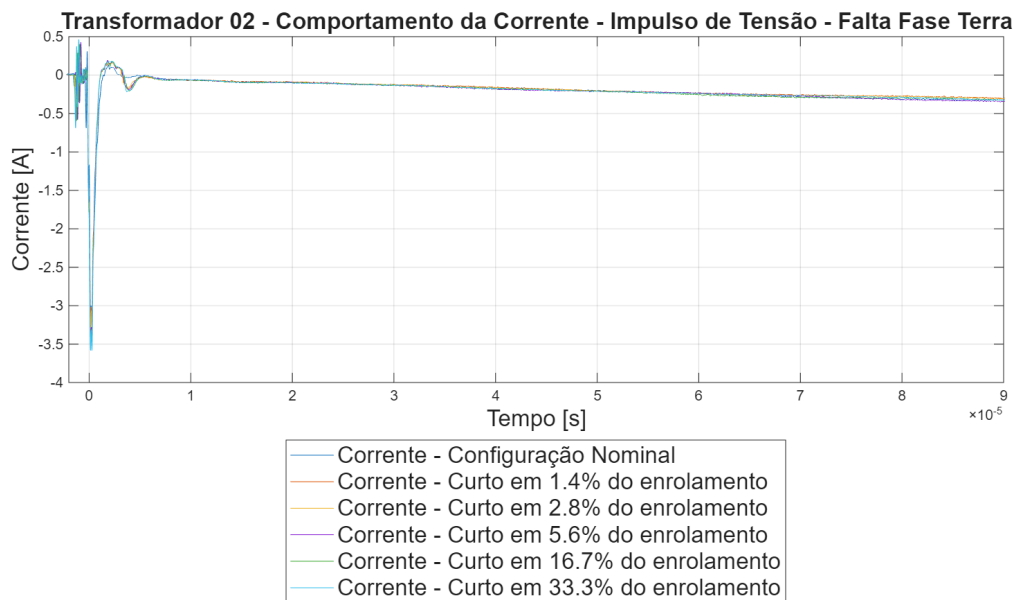


Figura 58: Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Forma de onda da corrente.

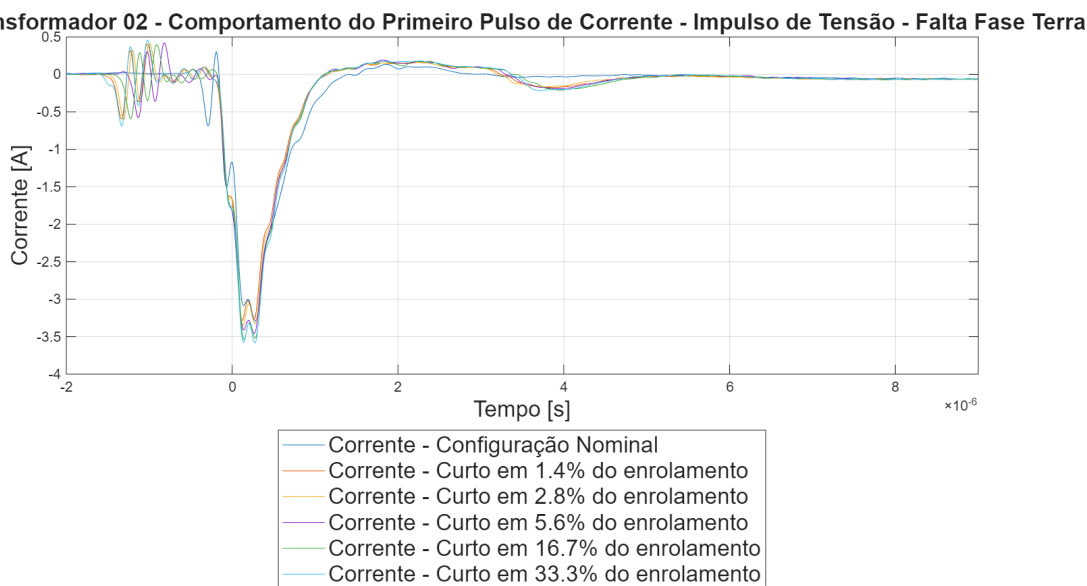


Figura 59: Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Detalhes do primeiro pulso de corrente.

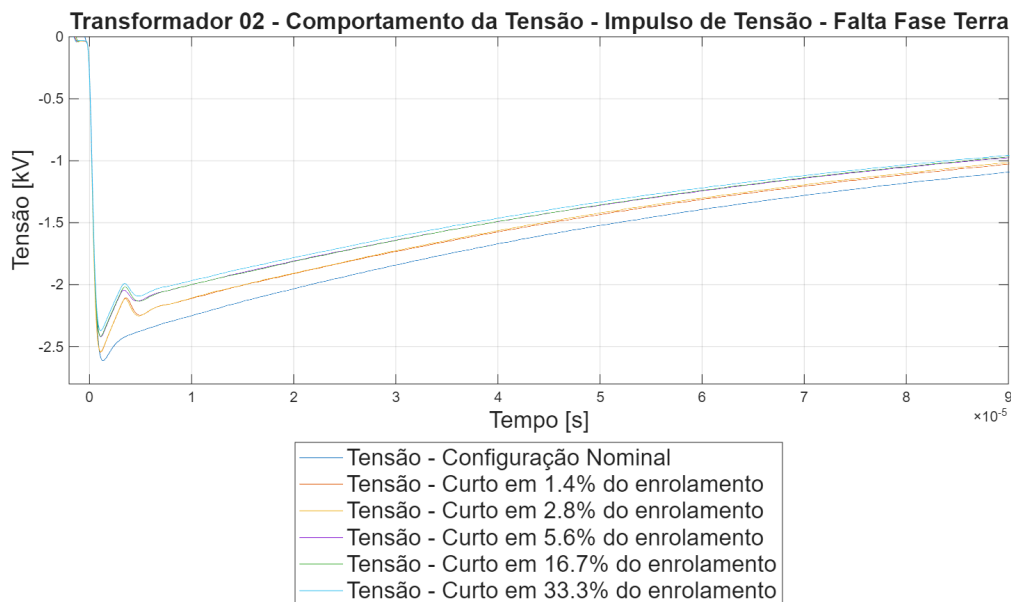


Figura 60: Resposta do Transformador 02 com ocorrência de falhas fase-terra no enrolamento ao impulso de tensão - Forma de onda da tensão.

Com relação às formas de ondas nota-se que para as condições de falhas entre espiras que envolvem quantidades reduzidas de voltas, e nas quais essas espiras estão todas dentro de uma mesma panqueca (três primeiras condições de falha), não há alterações significativas no comportamento da corrente em relação à condição sadia do enrolamento. A partir do exposto na Eq.(3), alterações no primeiro pico de corrente estarão associadas aos fatores capacitivos, e uma vez que as maiores parcelas dessas capacitâncias estão localizadas na região entre discos, não se espera observar mudanças significativas de capacitância nos curtos considerados, de modo que, de fato, as alterações para a corrente no primeiro pico devem ser diminutas, conforme de fato ocorre. Para a cauda da corrente, em adição, pela mesma equação, nota-se que a indutância equivalente é a que mais corrobora para as possíveis alterações. Entretanto, conforme discutido, uma vez que o acoplamento entre cada espira e o restante do enrolamento é diminuto no caso do Transformador 02, o impacto nessa indutância equivalente será dada, majoritariamente, pela indutância própria da parcela do enrolamento em curto, de forma que, para falhas de baixa intensidade, as alterações serão menos impactantes.

Já para as falhas que envolvem discos inteiros, ou mais do que um único disco (duas últimas condições de falha), espera-se que as alterações nas capacitâncias do enrolamento sejam muito mais evidentes, uma vez que as capacitâncias entre discos serão incluídas no curto e retiradas do circuito principal. Com essa redução da capacitância série, além do mais, espera-se uma elevação na capacitância equivalente e, conseqüentemente, uma redução na impedância capacitiva. A redução dessa impedância, por sua vez, fará com que o pulso inicial de corrente seja superior ao observado na condição sadia do enrolamento, ou nas condições

de falhas menos invasivas, conforme, de fato, é observado. Os curtos em parcelas maiores do enrolamento, em acréscimo, influenciarão de forma mais intensa, a sua indutância, de modo que se pode esperar mudanças mais perceptíveis na cauda de corrente nessas situações. Como a indutância se reduz, visto que uma parcela significativa do enrolamento é retirada de operação, a corrente tende a se elevar, como é observado. Em acréscimo, como a potência do pulso se mantém, elevações na corrente resultarão em um afundamento de tensão, conforme também é observado.

Para as falhas fase-terra, a expectativa era que o comportamento observado para a corrente e tensão se aproximasse do visualizado para as falhas entre espiras. Dessa forma, para a corrente, era esperada uma elevação do primeiro pulso de corrente, tão mais acentuada quanto maior a intensidade da falha, uma elevação sutil na cauda da corrente para faltas de baixa intensidade e um crescimento mais pronunciados para falhas envolvendo pelo menos um disco. Já para a tensão, a expectativa era que, sempre que a corrente se elevasse, para manutenção da energia envolvida no pulso, houvesse uma redução na tensão. Os dados coletados e expostos nas Figuras 59 e 60, entretanto, evidenciam que tanto o primeiro pulso de corrente como a tensão, variam de forma mais significativa entre diferentes condições de falhas do que o observado para as condições de faltas entre espiras.

Embora difira do observado para as falhas entre espiras, essas ocorrências podem estar associadas à configuração introduzida pela incidência de uma falha que envolva o referencial de terra. Conforme já discutido, as mudanças sutis na corrente no caso das falhas entre espiras devem-se à elevada capacitância entre discos e a diminuta indutância mútua entre pequenas quantidades de espiras e o restante do enrolamento. No caso da falha fase-terra, entretanto, a mudança no ponto referencial de terra pode ser capaz de suprimir algumas capacitâncias presentes entre o ponto de terra e o primeiro disco, de forma que mesmo curtos pequenos já sejam capazes de alterar, de forma mais intensa, a relação entre as capacitâncias *shunts* e séries que influenciam no primeiro pulso de corrente. As mudanças mais evidentes nesse primeiro pulso de corrente, bem como essa possível redução nas capacitâncias localizadas próximo ao ponto de neutro do enrolamento que recebe o pulso de tensão, seriam capazes de alterar a forma como a tensão impulsiva se distribui ao longo do enrolamento, e modificá-la de forma mais intensa.

A cauda da corrente, por outro lado, uma vez que é governada majoritariamente pelas indutâncias do enrolamento, não seria tão influenciada por essa alteração nas capacitâncias próximos ao terra do transformador, de forma que as divergências entre diferentes condições de falhas manteriam-se pequenas, como no caso das falhas entre espiras. Embora hipotética, essa possibilidade dos curtos entre certos *taps* e o neutro de suprimir algumas capacitâncias próximas ao ponto de terra pode ser evidenciada na divergência entre os picos de corrente

em falhas fase-terra e entre espiras que envolvem uma quantidade semelhante de voltas. É possível observar na Figura 61, por exemplo, que o pulso de corrente para uma falha fase-terra que envolve 115 espiras atinge valores superiores ao observado para um curto entre espiras que envolve essa mesma quantidade de espiras. O fato do pico de corrente ser maior, indica uma impedância capacitiva menor, e pode indicar que a quantidade de capacitâncias em série diminuiu, o que corrobora a hipótese levantada para os fenômenos observados.

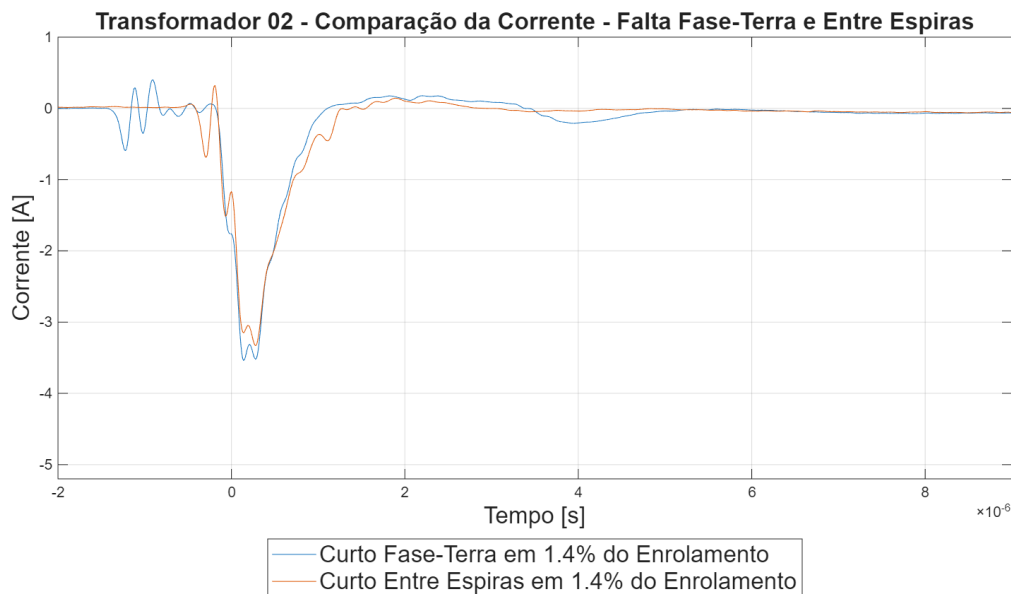


Figura 61: Comparação da forma de onda da corrente entre falta fase-terra e falta entre espiras em 115 voltas.

De modo geral, os resultados apontam que para o transformador cujo enrolamento sob falta é dividido em discos, o ensaio de tensão impulsiva pode não ser capaz de evidenciar a ocorrência de falhas entre espiras, vide a reduzida divergência entre as formas de ondas coletadas para a condição sadia e para as condições de faltas que comprometem parcelas diferentes do enrolamento. Nota-se, por exemplo, que quando comparadas as formas de onda da corrente da condição sadia e da condição de falha que envolve 33,3% do enrolamento, as divergências são bastante reduzidas, especialmente na região da cauda. O primeiro pulso de corrente, por outro lado, no qual as alterações da forma de onda são mais evidentes, está associado, principalmente, a uma relação entre as capacitâncias *shunts* e série do enrolamento, de forma que as alterações observadas podem ser facilmente atribuídas à envelhecimentos no isolamento do equipamento, demandando de ensaios adicionais para concluir acerca da presença das falhas no enrolamento.

Para a falha fase-terra, contudo, embora a análise das formas de ondas da corrente igualmente não permita afirmar com segurança acerca da ocorrência de falhas, é observado uma

alteração significativa na forma de onda da tensão, acompanhada de uma manutenção da condição de corrente. Essa alteração, deve-se, possivelmente, à alteração do ponto referencial pela ocorrência da falha entre determinado ponto do enrolamento e o terra e pela consequente supressão de certas capacitâncias séries que se localizam entre o ponto de neutro e o primeiro disco do enrolamento. Essa alteração na forma de onda da tensão, a qual se sucede por um afundamento do valor de pico e da cauda da onda, é visível e tão mais intensa quanto maior a quantidade de espiras em curto, o que facilmente indicaria uma condição de "redução" do enrolamento, apontando para ocorrência de faltas nessa estrutura do equipamento.

De modo geral, portanto, há possibilidade de se concluir erroneamente sobre a integridade de um enrolamento a partir dos resultados do ensaio de tensão impulsiva, especialmente nos casos em que o enrolamento sob falta adota uma filosofia construtiva de divisão em discos. Mesmo para os transformadores com enrolamentos concisos, sem essas divisões, há condições de falhas que podem induzir a outros tipos de falhas, em especial, falhas de isolamento. Dessa forma, destaca-se, também para esse ensaio, a necessidade de ser acompanhado de ensaios adicionais caso o interesse principal seja a detecção de falhas no enrolamento. Apesar da recomendação, é importante ressaltar, que mesmo sendo ensaio mais aplicado à validação do isolamento do equipamento, o teste de tensão impulsiva apresentou uma elevada a sensibilidade para detectar alterações no enrolamento nas situações de falha entre espiras em enrolamentos concisos, vide as divergências nítidas nas formas de onda da corrente e da tensão, mesmo em situações de pequena intensidade de falha, quando comparadas com a condição sadia.

5 Conclusões

5.1 Considerações Finais

Esse trabalho dedicou-se a realizar uma revisão da literatura acerca da modelagem de transformadores de potência e sobre a ocorrência das falhas entre espiras e fase-terra nos enrolamentos desse equipamento. Além disso, visou definir um modelo geral para a simulação dessas falhas, no ambiente "*ATPDraw*", de tal modo que os parâmetros necessários para a modelagem pudessem ser alcançados por meio de ensaios elétricos terminais. Em acréscimo, baseado nesse levantamento bibliográfico, era de interesse a proposição e validação de diferentes métodos capazes de evidenciar a ocorrência de falhas entre espira e fase-terra no enrolamento de transformadores.

Das discussões executadas, evidenciou-se que a ocorrência de falhas nos enrolamentos dos transformadores constitui uma das falhas mais comum nesses equipamentos, chegando a representar até 60% das ocorrências, segundo certos autores. Destaca-se como responsáveis por essa elevada contribuição desses tipos de falhas a degradação, natural ou forçada por condições adversas de operação, do isolamento que reveste o cabo condutor, ou do material que oferece isolação entre os condutores e outras estruturas metálicas, a má concepção em projeto e execuções inadequadas e a instalação e comissionamento descabidos. Dentre essas ocorrências, as falhas entre espiras e fase-terra merecem certo destaque visto as suas capacidades de provocar alterações quase que imperceptíveis na corrente de alimentação, quando comprometem parcelas pequenas do enrolamento, ao mesmo passo que mantém uma circulação de correntes significativas em quantidades reduzidas de espiras. A permanência de faltas nessas circunstâncias, conforme discutido, pode causar elevação de temperatura da bobina, deslocamento das espiras devido à ação de forças induzidas pelas correntes de curto e a fusão e expansão da falha para espiras adjacentes.

Em relação à modelagem de transformadores de potência, evidenciou-se que diversos modelos na literatura se dedicam a realizar a simulação de certos eventos em diversos *softwares*, mas pouco existe sobre a modelagem desses equipamentos quando na ocorrência de falhas entre espiras, ou entre fase e terra, nos enrolamentos. O modelo apresentado, por sua vez, com base na análise comparativa dos resultados para a resposta em frequência, mostrou-se bastante confiável para simular essas ocorrências, especialmente em transformadores cujo enrolamento não apresentava divisões em discos. No caso do transformador cujo enrolamento apresentava essa divisão, evidenciou-se que as simulações divergem de forma significativa dos resultados coletados por meio de ensaios, especialmente pelo fato da modelagem basear-se na representação por elementos concentrados das capacitâncias do equipamento, não represen-

tando, de forma fidedigna, a existência de capacitâncias distribuídas entre discos. Dos resultados, notou-se que as principais divergências com relação ao modelo proposto concentraram-se na região de alta frequência, a qual é justamente influenciada majoritariamente por elementos capacitivos.

Os resultados do ensaio de resposta em frequência, em adição, também foram importantes para evidenciar as principais divergências existentes entre os transformadores empregados no estudo, os quais apresentavam como diferença construtiva unicamente a divisão, ou não, do enrolamento em discos. Da comparação das respostas em frequência, observou-se que nas regiões de baixa e média frequência, os resultados foram bastante similares. Uma vez que essas faixas de frequência são influenciadas majoritariamente pelas características indutivas e resistivas do equipamento, a similaridade reproduz a igualdade existentes em número de espiras, relação de transformação e classe de isolamento. Por outro lado, vide a presença de capacitância adicionais entre os discos, a magnitude da resposta em frequência nas regiões de alta frequência foi significativamente mais pronunciada no transformador cujo enrolamento apresentava essa divisão em discos. Observou-se também, em acréscimo, a presença de picos ressonantes adicionais nessa última faixa de frequência, atribuídos à divisão axial das indutâncias ao longo do enrolamento. Essas divergências, verificadas pela análise da resposta em frequência foi bastante útil na interpretação dos resultados dos outros testes executados.

O ensaio de resposta em frequência, em adição, foi aplicado também para evidenciar a ocorrência das falhas entre espiras e entre fase e terra. De modo geral, os resultados evidenciaram a eficácia desse método na caracterização e identificação de defeitos internos, bem como sua capacidade de diferenciar entre falhas entre espiras e falhas entre discos. No caso de falhas entre espiras, em maiores detalhes, os componentes indutivos e resistivos do enrolamento são reduzidos, resultando em uma diminuição da impedância equivalente. Esses efeitos resultaram em um aumento de magnitude nas regiões de baixa e média frequência. Já para falhas entre discos, os efeitos mais significativos foram observados nas regiões de frequência média e alta, resultantes de alterações na capacitância e na indutância mútua entre os discos. De modo geral, observa-se que o método de análise da resposta em frequência foi eficaz na detecção de todas as condições de curto, até daqueles envolvendo quantidades inferiores a 1,5% do enrolamento.

Para o ensaio de relação de transformação e sua capacidade de evidenciar a ocorrência de falhas no enrolamento, por sua vez, salienta-se que, se executado alimentando-se o enrolamento defeituoso, o teste de TTR pode apresentar resultados que indiquem a presença de falhas de menor magnitude ou até mesmo mascarem a presença dessas. Conforme apresentado, houve situação de falha em um terço do enrolamento para a qual os resultados para a relação de transformação não divergiram em mais que 0,5% das indicações de placa. As

falhas consideradas, inclusive, apontaram a possibilidade de situações semelhantes a essa ocorrerem tanto para falhas entre espiras como para faltas fase-terra. Em adição, também é importante evidenciar a possibilidade do ensaio de TTR, mesmo na condição em que é executado alimentando-se o enrolamento sadio, de apresentar resultados inconsistentes com a quantidade de espiras em curto, tanto elevando a expectativa de falha como, no pior dos casos, a atenuando. Além do mais, em transformadores nos quais os enrolamentos apresentam divisão em discos, efeitos capacitivos introduzidos por essa característica construtiva, podem, por hipótese, alterar de forma significativa os resultados do ensaio de relação de transformação, e induzir a falsas conclusões.

Ao longo da discussão acerca dos resultados do ensaio de relação de transformação, em adição, foi analisado o circuito resultante das condições de curto simuladas e a solução para esse foi proposta. Essa solução, por sua vez, baseava-se nas indutâncias próprias e mútuas de cada seção do enrolamento sob falta, e foi empregado o cálculo proposto no modelo de simulação considerado para essas indutâncias. No caso do transformador que não apresentava divisões em discos, o qual não apresenta os elementos capacitivos de grande magnitude e se aproximava mais do circuito analisado, observou-se que os resultados coletados com o ensaio se aproximavam significativamente dos calculados com a análise de circuito executada, acreditando o cálculo proposto para as indutâncias consideradas e o modelo de simulação das falhas no enrolamento dos transformadores. As divergências observadas entre os dois resultados, em acréscimo, podem facilmente ser atribuídas ao cálculo dos elementos a partir de ensaios terminais, os quais carregam os erros associados aos ensaios e as incertezas dos equipamentos de medição, e às simplificações consideradas na modelagem.

Por fim, para o ensaio de tensão impulsiva, notou-se que os resultados também divergiram entre os transformadores considerados. No transformador cujo enrolamento apresentava divisões em discos, evidenciou-se que a resposta da corrente à tensão impulsiva não variava significativamente entre diferentes condições de falhas, e que as principais divergências se concentravam no primeiro pulso de corrente, tanto para as falhas entre espiras como para as falhas fase-terra. Esse resultado foi atribuído ao menor acoplamento indutivo entre pequenas parcelas do enrolamento e o restante desse e à concentração da capacitância série do enrolamento nas regiões entre discos. Os resultados apontam que curtos que envolviam discos inteiros apresentavam variações mais intensas, tanto para o primeiro pulso como na região da cauda da corrente, o que estaria associado às alterações maiores devido à supressão das capacitâncias entre os discos curto-circuitados e a maior influência na indutância do enrolamento. Para a falha fase-terra, além do mais, foram observadas alterações mais significativas na forma de onda da tensão, mesmo com uma manutenção da condição de corrente. Essa alteração, deve-se, possivelmente, à supressão de certas capacitâncias séries que se localizam

entre o ponto de neutro e o primeiro disco do enrolamento e uma alteração na distribuição da tensão ao longo das espiras.

Já para o transformador cujo enrolamento sob falta é construído de forma concisa, sem divisão em discos, o ensaio de tensão impulsiva pode, sim, ser capaz de evidenciar a ocorrência de falhas entre espiras e entre fase e terra, vide a presença de divergências nítidas entre as formas de ondas coletadas para a condição sadia e para as condições de faltas que comprometem parcelas diferentes do enrolamento. Observa-se, além do mais, que essas divergências podem ser verificadas tanto na região do primeiro pulso de corrente, como na região da cauda e também na forma de onda de tensão, o que diminuem as chances de serem associadas às alterações no isolamento entre os enrolamentos e a carcaça do transformador. É importante, destacar, entretanto, que para as falhas fase-terra, as alterações observadas são menos significativas, tanto para a corrente como para a tensão, o que pode, a depender da intensidade da falha, dificultar a visualização das divergências presentes. Além do mais, as principais divergências observadas nesses tipos de falhas estão no primeiro pulso de corrente, o qual está associado, principalmente, a uma relação entre as capacitâncias *shunts* e série do enrolamento, de forma que essas mudanças podem ser facilmente atribuídas à envelhecimentos no isolamento do equipamento, demandando de ensaios adicionais para concluir, com certeza, acerca da presença dessas falhas no enrolamento.

Desse modo, o trabalho permitiu verificar que a detecção das falhas entre espiras e entre fase e terra nos enrolamentos de transformadores apenas é possível, para todos os cenários considerados e em todos os transformadores ensaiados, a partir da análise da resposta em frequência. Para os ensaios de relação de transformação e de tensão impulsiva existem situações que podem dificultar a conclusão assertiva acerca da existência da falha e que necessitam ser consideradas. Além do mais, as investigações evidenciaram que a divisão, ou não, do enrolamento em discos impacta de forma significativa os resultados desses ensaios e que a sapiência acerca dessas divergências construtivas é crucial na correta interpretação dos resultados. O método de simulação dessas falhas pelo modelo proposto, em adição, não é capaz de considerar essas características construtivas e investigações adicionais devem ser consideradas para incluir a representação dessas especificidades. De modo geral, considera-se que o trabalho contribuiu de forma significativa para o estado da arte acerca de falhas nos enrolamentos de transformadores e métodos de detecção.

5.2 Investigações Futuras

Com base nas discussões executadas nessa dissertação, destacam-se algumas recomendações para trabalhos futuros.

- Proposição de métodos de medição das capacitâncias séries entre discos em enrolamentos que adotam essa metodologia construtiva;
- Proposição de métodos de medição das indutâncias mútuas entre diferentes parcelas do enrolamento para validação do método empregado nessa dissertação para o cálculo dessas indutâncias;
- Construção de um modelo de simulação de transformadores com falhas no enrolamento a partir da rotina *BCTRAN* que seja capaz de representar a divisão em discos desses enrolamento bem como a capacitância série entre discos;
- Proposição de ensaios capazes de validar, com maior precisão, a hipótese proposta para o comportamento verificado para os resultados do teste de relação de transformação no transformador cujo enrolamento é dividido em discos;
- Proposição métodos de avaliação da capacidade do teste de medição de descargas parciais em detectar falhas entre espiras e fase-terra;
- Investigação acerca da possibilidade de executar o teste de resposta em frequência com o equipamento em operação, propondo métodos de reduzir a influência de eventuais interferências;
- Proposição métodos baseados em sinais terminais que sejam capazes de detectar falhas entre espiras e entre fase e terra e que possam ser implementados com o equipamento em operação;
- Avaliação da capacidade dos métodos validados nessa dissertação em detectar falhas intermitentes nos enrolamentos de transformadores.

5.3 Publicação Técnico-Científica

Como resultado da pesquisa desenvolvida ao longo desse mestrado, publicou-se o seguinte artigo em congresso internacional:

- Brandão, E. O. S. R. and Neto, E. T. W. and Lopes, G. P. "Influence of Turn-to-Turn and Disk-to-Disk Faults on the Frequency Response of a Transformer", 2026 11th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE), 2026.

5.4 Matriz de Rastreabilidade

Com o intuito de tornar explícita a relação entre os objetivos específicos estabelecidos para esta dissertação, facilitar a compreensão do encadeamento lógico da pesquisa e evidenciar o grau de atendimento dos objetivos propostos a partir dos principais resultados obtidos, apresenta-se uma tabela-síntese.

Matriz de Rastreabilidade			
Objetivo	Metodologia	Resultados	Conclusão
Estabelecer os mecanismos de falhas nos enrolamentos.	Revisão Bibliográfica.	Degradação natural, ou forçada por condições adversas de operação, do isolamento que reveste o cabo condutor, ou do material que oferece isolamento entre os condutores e outras estruturas metálicas; má concepção em projeto e execuções inadequadas; e instalação e comissionamento descabidos.	Mecanismos de falha nos enrolamentos multifatoriais, com origem principal na degradação do isolamento, potencializada por condições adversas de operação e por deficiências de projeto, execução, instalação e comissionamento.
Demonstrar a capacidade de um modelo computacional em representar o equipamento sob condições normais e em presença de falhas nos enrolamentos.	Modelagem no <i>software</i> "ATPDraw".	O modelo proposto reproduz de forma satisfatória a resposta em frequência para transformadores sem divisão em discos, apresentando divergências significativas, concentradas em altas frequências, quando aplicado a transformadores com enrolamentos divididos em discos.	A modelagem baseada em elementos concentrados é adequada para a simulação de falhas em transformadores sem divisão em discos, porém apresenta limitações relevantes na representação de efeitos capacitivos distribuídos, o que compromete sua aplicação a transformadores com enrolamentos divididos em discos.

Tabela 15: Matriz de Rastreabilidade - Objetivos x Metodologia x Resultados x Conclusões - Parte 01.

Matriz de Rastreabilidade			
Objetivo	Metodologia	Resultados	Conclusão
Avaliar o desempenho de métodos de ensaio quanto à sua sensibilidade à detecção de falhas nos enrolamentos de transformadores.	Aplicação dos métodos FRA, TTR e tensão impulsiva no transformador com diferentes condições de falhas.	O ensaio de FRA apresentou elevada eficácia na detecção de falhas nos enrolamentos, com capacidade de distinguir falhas entre espiras e falhas entre discos. O ensaio de TTR mostrou-se dependente da forma de execução do ensaio, e os ensaios de TTR e de tensão impulsiva apresentaram sensibilidade fortemente influenciada pela filosofia construtiva do transformador.	O ensaio de FRA apresenta maior robustez e sensibilidade para a detecção e caracterização de falhas em enrolamentos de transformadores. Os métodos de TTR e de tensão impulsiva possuem aplicabilidade condicionada ao procedimento de ensaio e às características construtivas do equipamento, limitando sua confiabilidade e aplicabilidade.
Comparar os métodos analisados quanto à sua capacidade em evidenciar falhas entre espiras e falhas fase-terra.	Análise das aplicações e restrições dos métodos FRA, TTR e tensão impulsiva.	O ensaio de FRA apresentou elevada eficácia na detecção de falhas. O ensaio de TTR demonstrou eficácia reduzida se executado com alimentação do enrolamento sob falha, além de ser influenciado pelas capacidades introduzidas pela divisão do enrolamento em discos. O ensaio de tensão impulsiva, mostrou-se eficaz apenas no transformador cujo enrolamento não apresentava divisão em discos.	Dentre os métodos analisados, o ensaio de FRA é o mais adequado para evidenciar e diferenciar falhas entre espiras e falhas fase-terra em enrolamentos de transformadores. Os métodos de TTR e de tensão impulsiva apresentam limitações relevantes associadas às condições de aplicação e às características construtivas do equipamento, restringindo sua efetividade em cenários mais gerais.

Tabela 16: Matriz de Rastreabilidade - Objetivos x Metodologia x Resultados x Conclusões - Parte 02.

Matriz de Rastreabilidade			
Objetivo	Metodologia	Resultados	Conclusão
Analisar o impacto da divisão em discos do enrolamento na resposta dos métodos de diagnóstico considerados.	Comparação das respostas dos métodos FRA, TTR e tensão impulsiva nos transformadores com e sem a divisão em discos do enrolamento.	A divisão do enrolamento em discos reduz o impacto das falhas nas características indutivas e capacitivas identificadas pelo ensaio de FRA, com alterações menos evidentes nas regiões de baixa e alta frequência e maior sensibilidade concentrada na faixa de média frequência. Para o TTR, verificou-se menor acoplamento indutivo do enrolamento e a introdução de capacitâncias série entre discos, resultando em variações menos pronunciadas e, no caso de falhas envolvendo discos inteiros, em respostas inconsistentes com a severidade da falha. Para o ensaio de tensão impulsiva, quando considerada a divisão em discos, as alterações mostraram-se menos evidentes na região da cauda da onda, concentrando-se nos instantes iniciais do impulso nos casos de falhas que envolviam pelo menos um disco.	A divisão do enrolamento em discos exerce influência significativa na resposta dos métodos de diagnóstico analisados, atenuando ou redistribuindo as assinaturas elétricas associadas às falhas e, conseqüentemente, reduzindo a sensibilidade e a interpretabilidade dos ensaios de TTR e de tensão impulsiva. O método de FRA ainda permanece informativo, desde que a análise seja direcionada às faixas de frequência mais sensíveis e a configuração construtiva seja considerada.

Tabela 17: Matriz de Rastreabilidade - Objetivos x Metodologia x Resultados x Conclusões - Parte 03.

Matriz de Rastreabilidade			
Objetivo	Metodologia	Resultados	Conclusão
Validar as conclusões obtidas por meio da comparação com dados experimentais com resultados reportados na literatura técnica pertinente.	Revisão bibliográfica, síntese dos resultados e análise comparativa.	A divisão em discos do enrolamento introduz capacidades série adicionais e reduz o acoplamento indutivo do enrolamento, comportamento já apontado na literatura técnica. Esses efeitos refletiram-se, neste trabalho, na menor influência das falhas nos resultados do ensaio de FRA, concentrando as alterações em faixas específicas de frequência, bem como na resposta dos ensaios de relação de transformação e de tensão impulsiva. Observou-se, adicionalmente, que falhas envolvendo discos inteiros resultaram em respostas inconsistentes no ensaio de TTR, e nas principais divergências observadas no primeiro pulso de corrente no ensaio de tensão impulsiva.	A filosofia construtiva de divisão do enrolamento em discos exerce influência significativa sobre a sensibilidade e a confiabilidade dos métodos de diagnóstico analisados, podendo mascarar ou alterar as assinaturas associadas às falhas nos enrolamentos. Assim, a interpretação dos resultados dos ensaios deve considerar as características construtivas do transformador, sob pena de conclusões imprecisas quanto à severidade e ao tipo de falha.

Tabela 18: Matriz de Rastreabilidade - Objetivos x Metodologia x Resultados x Conclusões - Parte 04.

Referências

- [1] K. Karsai, L. Kiss e D. Kerényi, *Large Power Transformers*. Elsevier Science Ltd, 1987.
- [2] J. Singh, S. Singh e A. Singh, “Distribution transformer failure modes, effects and criticality analysis (FMECA),” *Engineering Failure Analysis*, v. 99, pp. 180–191, 2019, ISSN: 1350-6307.
- [3] I. A. Metwally, “Failures, Monitoring and New Trends of Power Transformers,” *IEEE Potentials*, v. 30, n. 3, pp. 36–43, 2011.
- [4] G. B. Kliman, W. J. Premerlani, R. A. Koegl e D. Hoeweler, “Sensitive, On-Line Turn-to-Turn Fault Detection in AC Motors,” *Electric Machines & Power Systems*, v. 28, n. 10, pp. 915–927, 2000.
- [5] A. Firm, *Network Protection & Automation Guide*. ALSTOM, 2002.
- [6] M. Al-Shaher e M. Saied, ““Recognition and Location of Transformer Winding Faults Using Input Impedance”,” *J. Electric Power Components and Systems*, 35:pp 785-802, 2007, v. 35, pp. 785–802, jan. de 2007.
- [7] B. Gustavsen, “Wide band modeling of power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 1, pp. 414–422, 2004.
- [8] E. Bjerkan, “High frequency modeling of power transformers - Stresses and diagnostics,” tese de dout., Faculty of Information Technology, Matematics, Electrical Engineering, Faculty of Information Technology, Matematics e Electrical Engineering, mai. de 2005.
- [9] B. A. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, D. L. Stuehm e J. Mitra, “Hybrid Transformer Model for Transient Simulation—Part I: Development and Parameters,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 1, pp. 248–255, 2007.
- [10] S. Chapman, *Fundamentos de Máquinas Eléctricas - 5ed.* AMGH Editora, 2013, ISBN: 9788580552072.
- [11] J. Winders, *Power Transformers: Principles and Applications* (Power Engineering (Willis)). CRC Press, 2002.
- [12] B. Zhang, N. Yan, J. Du, F. Han e H. Wang, “A Novel Approach to Investigate the Core Vibration in Power Transformers,” *IEEE Transactions on Magnetics*, v. 54, n. 11, pp. 1–4, 2018.

- [13] H. Jingzhu, L. Dichen, L. Qingfen, Y. Yang e L. Shanshan, “Electromagnetic vibration noise analysis of transformer windings and core,” *IET Electric Power Applications*, v. 10, n. 4, pp. 251–257, 2016.
- [14] R. Bechara, “Análise de Falhas em Transformadores de Potência,” diss. de maestr., Escola Politécnica de São Paulo, São Paulo -Sp, 2010.
- [15] H. I. Septyani, I. Arifianto e A. P. Purnomoadi, “High voltage transformer bushing problems,” em *Proceedings of the 2011 International Conference on Electrical Engineering and Informatics*, 2011, pp. 1–4.
- [16] M. Milasch, *Manutencao de transformadores em liquido isolante*. E. Blucher, 1984.
- [17] L. F. Tamura, “Análise de falhas e vida útil de transformadores de potência por meio de estudo de casos,” Tese Doutoral em Sistemas de Potência, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.
- [18] S. Frontin et al., *Equipamentos de Alta Tensão, Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas - High Voltage Equipments - Technology, Characteristics, Testing and Specifications*. 2013, ISBN: 978-85-88041-09-7.
- [19] M. Akbari, P. Khazaei, I. Sabetghadam e P. Karimifard, “Failure modes and effects analysis (FMEA) for power transformers,” nov. de 2013.
- [20] C. AJ, M. Salam, Q. Rahman, F. Wen, S. Ang e W. Voon, “Causes of transformer failures and diagnostic methods – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, pp. 1442–1456, 2018, ISSN: 1364-0321.
- [21] J. Singh e S. Singh, “Transformer Failure Analysis: Reasons and Methods,” *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, 2016.
- [22] V. A. Thiviyanathan, P. J. Ker, Y. S. Leong, F. Abdullah, A. Ismail e M. Zaini Jamaludin, “Power transformer insulation system: A review on the reactions, fault detection, challenges and future prospects,” *Alexandria Engineering Journal*, v. 61, n. 10, pp. 7697–7713, 2022, ISSN: 1110-0168.
- [23] J. Faiz e R. Heydarabadi, “Diagnosing power transformers faults,” *Russian Electrical Engineering*, v. 85, pp. 785–793, dez. de 2015.
- [24] “IEEE Guide for Protecting Power Transformers,” *IEEE Std C37.91-2021 (Revision of IEEE Std C37.91-2008)*, pp. 1–160, 2021.
- [25] E. B. B. M. de Araújo, “Análise FMEA para transformadores de alta potência,” diss. de maestr., Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba – Brasil, 2018.

- [26] M. Wang, A. Vandermaar e K. Srivastava, “Review of condition assessment of power transformers in service,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, v. 18, n. 6, pp. 12–25, 2002.
- [27] F. Haghjoo e H. Mohammadi, “Planar Sensors for Online Detection and Region Identification of Turn-to-Turn Faults in Transformers,” *IEEE Sensors Journal*, v. 17, n. 17, pp. 5450–5459, 2017.
- [28] C. d. J. Ribeiro, A. P. Marques, C. H. B. Azevedo, D. C. P. Souza, B. P. Alvarenga e R. G. Nogueira, “Faults and defects in power transformers - a case study,” em *2009 IEEE Electrical Insulation Conference*, 2009, pp. 142–145.
- [29] “IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers,” *IEEE Std C37.91-2000 (Revision of IEEE Std C37.91-1985)*, pp. 1–85, 2000.
- [30] N. Asadi e H. M. Kelk, “Modeling, Analysis, and Detection of Internal Winding Faults in Power Transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 6, pp. 2419–2426, 2015.
- [31] A. A. Ceceña, “Transformer modeling ATP : internal faults & high-frequency discretization,” tese de dout., Michigan Technological University, 2011.
- [32] M. Arshad, S. Islam e A. Khaliq, “Power transformer aging and life extension,” em *2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2004, pp. 498–501.
- [33] S. T. Jan, R. Afzal e A. Z. Khan, “Transformer Failures, Causes & Impact,” em *International Conference Data Mining, Civil and Mechanical Engineering*, 2015, pp. 49–52.
- [34] M. Florkowski, J. Furgał, M. Kuniewski e P. Pająk, “Overvoltage Impact on Internal Insulation Systems of Transformers in Electrical Networks with Vacuum Circuit Breakers,” *Energies*, v. 13, n. 23, 2020, ISSN: 1996-1073.
- [35] Z. Li, Z. Hao, C. Yan, Y. Dang, H. Xu e B. Zhang, “Deformation simulation and analysis of power transformer windings,” em *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2016, pp. 1445–1449.
- [36] J. Gui, W. Gao, K. Tan e S. Gao, “Deformation analysis of transformer winding by structure parameter,” em *Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (Cat. No.03CH37417)*, vol. 1, 2003, 487–490 vol.1.
- [37] P. J. S. Guedes, “Single Machine Scheduling and Sequencing: Case Study,” diss. de maestr., Universidade da Beira Interior, 2018.

- [38] C. Gezegin, O. Ozgonenel e H. Dirik, “A Monitoring Method for Average Winding and Hot-Spot Temperatures of Single-Phase, Oil-Immersed Transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 5, pp. 3196–3203, 2021.
- [39] C. Krause, “Power transformer insulation – history, technology and design,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, v. 19, n. 6, pp. 1941–1947, 2012.
- [40] Z. Wu et al., “A New Testing Method for the Diagnosis of Winding Faults in Transformer,” *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 69, n. 11, pp. 9203–9214, 2020.
- [41] C. Huo, Y. Wang, Z. Zhao e C. Liu, “Residual Flux Measurement of the Single-Phase Transformer Based on Transient Current Method,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, v. 30, n. 4, pp. 1–5, 2020.
- [42] A. Aghazadeh, E. Hajipour, K. Li e S. Azizi, “Mitigating the Inrush Current of V/V Transformers Using Railway Conditioners,” *IEEE Access*, v. 12, pp. 50 885–50 897, 2024.
- [43] W. Ge, C. Zhang, Y. Xie, M. Yu e Y. Wang, “Analysis of the Electromechanical Characteristics of Power Transformer under Different Residual Fluxes,” *Energies*, v. 14, n. 24, 2021, ISSN: 1996-1073.
- [44] D. Dohnal, “On-load Tap Changers for Power Transformers,” em *MR Knowledge Base*, 2012.
- [45] S. Al-Ameri, M. F. M. Yousof, H. Ahmad, M. Alsubari e M. A. Talib, “Examining faulty transformer tap changer using frequency response analysis,” em *2017 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM)*, vol. 1, 2017, pp. 259–262.
- [46] H. Cao, X. Wu, J. Zhou, X. Zhao e J. Zhou, “Research Progress on Mechanical Fault Diagnosis of On-load Tap Changer Based on Vibration Analysis,” em *2021 IEEE International Conference on Power Electronics, Computer Applications (ICPECA)*, 2021, pp. 948–951.
- [47] C. Chen, G. Li, X. Zhao, B. He, Y. Gao e R. Liao, “Investigation on Compatibility of Insulating Materials in On-Load Tap Changer with Insulating Oil,” em *2023 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*, 2023, pp. 1–4.
- [48] A. Mikulecky, “Transformer Bushings – Failure Case Studies,” *Journal of Energy - Energija*, v. 61, n. 1-4, pp. 149–159, 2012.

- [49] Z. Qiu, X. Luo, S. Ji e Y. Jia, “Study on the internal pressure characteristics of transformers and the effect of tank thickness under arc faults,” *Journal of Physics: Conference Series*, v. 2917, n. 1, p. 012013, dez. de 2024.
- [50] N. Farzin, M. Vakilian e E. Hajipour, “Transformer Turn-to-Turn Fault Protection Based on Fault-Related Incremental Currents,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 34, n. 2, pp. 700–709, 2019.
- [51] N. C. Joshi e R. Thapliyal, “Transformer Internal Winding Faults Diagnosis Methods: A Review,” 2013.
- [52] R. R. Rogers, “IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis,” *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, v. EI-13, n. 5, pp. 349–354, 1978.
- [53] M. Duval, “A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, v. 18, n. 3, pp. 8–17, 2002.
- [54] A. G. d. C. Menezes, “Árvores de decisão para diagnóstico de falhas incipientes em transformadores de potência: novas perspectivas e revisão do Triângulo de Duval,” diss. de mestr., Universidade Federal do Piauí, Teresina - PI, 2022.
- [55] J. Nosratian Ahour, S. Seyedtabaii e G. B. Gharehpetian, “Determination and localisation of turn-to-turn fault in transformer winding using frequency response analysis,” *IET Science, Measurement & Technology*, v. 12, n. 3, pp. 291–300, 2018.
- [56] M. Mostafaei, J. Faiz, P. A. Venikar e M. S. Ballal, “Turn-to-turn fault monitoring methods in electrical power transformers—State of the art,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 28, n. 12, e2644, 2018.
- [57] M. Tahir, S. Tenbholen e S. Miyazaki, “Analysis of Statistical Methods for Assessment of Power Transformer Frequency Response Measurements,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 2, pp. 618–626, 2021.
- [58] V. Behjat, A. Vahedi, A. Setayeshmehr, H. Borsi e E. Gockenbach, “Diagnosing Shorted Turns on the Windings of Power Transformers Based Upon Online FRA Using Capacitive and Inductive Couplings,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 4, pp. 2123–2133, 2011.
- [59] “IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers,” *IEEE Std C57.149-2012*, pp. 1–72, 2013.
- [60] P. transformers e reactors (A2), *Mechanical-condition assessment of transformer windings using Frequency Response Analysis (FRA)*, CIGRE WG A2.26, 2008.

- [61] *Power transformers - Part 18: Measurement of frequency response*, IEC 60076-18, 2012.
- [62] S. M. Al-Ameri, M. S. Kamarudin, M. F. M. Yousof, A. A. Salem, A. A. Siada e M. I. Mosaad, “Interpretation of Frequency Response Analysis for Fault Detection in Power Transformers,” *Applied Sciences*, v. 11, n. 7, 2021, ISSN: 2076-3417.
- [63] S. Banaszak, K. M. Gawrylczyk e K. Trela, “Frequency Response Modelling of Transformer Windings Connected in Parallel,” *Energies*, v. 13, n. 6, 2020, ISSN: 1996-1073.
- [64] M. Bagheri, S. Nezhivenko, B. T. Phung e T. Blackburn, “Air Core Transformer Winding Disk Deformation: A Precise Study on Mutual Inductance Variation and Its Influence on Frequency Response Spectrum,” *IEEE Access*, v. 6, pp. 7476–7488, 2018.
- [65] F. Haghjoo e M. Mostafaei, “Flux-based method to diagnose and identify the location of turn-to-turn faults in transformers,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 10, n. 4, pp. 1083–1091, 2016.
- [66] L. Zhang, G. Sheng, N. Zhou, Z. Ni e X. Jiang, “Incipient interturn fault detection for ONAN power transformers using electrothermal characteristic fusion analysis,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 18, n. 9, pp. 1871–1884, 2024.
- [67] S. Bhowmick e S. Nandi, “Online Detection of an Interturn Winding Fault in Single-Phase Distribution Transformers Using a Terminal Measurement-Based Modeling Technique,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 2, pp. 1007–1015, 2015.
- [68] A. Kaur, Y. S. Brar e L. G., “Fault detection in power transformers using random neural networks,” *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, v. 9, n. 1, pp. 78–84, 2019, ISSN: 2722-2578.
- [69] “IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers,” *IEEE Std C57.12.90-2021 (Revision of IEEE Std C57.12.90-2015)*, pp. 1–119, 2022.
- [70] A. Razzaq, F. Yousof, S. Al-Ameri, M. Talib e A. Jber Mshkil, “Interpretation of Inter-Turn Fault in Transformer Winding Using Turns Ratio Test and Frequency Response Analysis,” *International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications*, pp. 218–225, jan. de 2022.
- [71] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), *NBR 5356-1: Transformadores de Potência Parte 1: Generalidades*, São Paulo - SP, ago. de 2025.
- [72] “IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers,” *IEEE Std C57.12.00-2021*, pp. 1–74, 2022.

- [73] G. Karady, M. Reta-Hernandez, F. Amarh e G. McCulla, “Improved technique for fault detection sensitivity in transformer impulse test,” em *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, vol. 4, 2000, 2412–2416 vol. 4.
- [74] E. Al-Ammar, G. G. Karady e H. J. Sim, “Novel Technique to Improve the Fault Detection Sensitivity in Transformer Impulse Test,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 2, pp. 717–725, 2008.
- [75] S. Pramanik e L. Satish, “Time-Domain Approach to Estimate Series Capacitance of an Isolated Phase Winding of a Transformer,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 4, pp. 1939–1945, 2014.
- [76] ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, *NBR 5356-3: Transformadores de potência – Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e distâncias de isolamento no ar*, Norma Brasileira, IEC 60076-3:2013 (IDT), Rio de Janeiro, 2021.
- [77] K. Solak, F. Mieske e S. Schneider, “Negative-sequence current integral method for detection of turn-to-turn faults between two parallel conductors in power transformers,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 141, p. 108 124, 2022, ISSN: 0142-0615.
- [78] N. Farzin, M. Vakilian e E. Hajipour, “Transformer Practical Turn-to-Turn Fault Detection Performance using Negative Sequence and Space Vector-Based Methods,” em *2019 International Conference on Protection and Automation of Power System (IPAPS)*, 2019, pp. 1–6.
- [79] D. Zacharias e R. Gokaraju, “Prototype of a Negative-Sequence Turn-to-Turn Fault Detection Scheme for Transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 1, pp. 122–129, 2016.
- [80] M. S. Ballal, H. M. Suryawanshi, M. K. Mishra e B. N. Chaudhari, “Interturn Faults Detection of Transformers by Diagnosis of Neutral Current,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 3, pp. 1096–1105, 2016.
- [81] N. Farzin, M. Vakilian e E. Hajipour, “Transformer Turn-to-Turn Fault Protection Based on Fault-Related Incremental Currents,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 34, n. 2, pp. 700–709, 2019.
- [82] F. Magrin e G. R. e Ricardo Abboud, “Modelagem de Transformadores no RTDS Para Simulação de Faltas Entre Espiras e à Terra,” em *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc*, 2020.

- [83] B. Kasztenny, N. Fischer e H. J. Altuve, “Negative-sequence differential protection - principles, sensitivity, and security,” em *2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2015, pp. 364–378.
- [84] B. Taj, A. Mahmoudi e S. Kahourzade, “Comparison of low-impedance restricted earth fault protection in power- transformer numerical relays,” *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, v. 5, pp. 2458–2474, dez. de 2011.
- [85] S. Tetrault, G. Stone e H. Sedding, “Monitoring partial discharges on 4-kV motor windings,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 35, n. 3, pp. 682–688, 1999.
- [86] M. A. Rahman, “Identification of partial discharge sources and their location within high voltage transformer windings,” tese de dout., University of Southampton, jun. de 2014.
- [87] M. R. Hussain, S. S. Refaat e H. Abu-Rub, “Overview and Partial Discharge Analysis of Power Transformers: A Literature Review,” *IEEE Access*, v. 9, pp. 64 587–64 605, 2021.
- [88] I. C. on Large High Voltage Electric Systems Working Group Internal Overvoltages, *Guidelines for Representation of Network Elements when Calculating Transients* (Brochures thématiques: International Conference on Large High Voltage Electric Systems). CIGRÉ, 1990.
- [89] A. A. Suvorov, A. S. Gusev, M. V. Andreev, N. Y. Ruban e R. A. Ufa, “Software and hardware tools of the real-time power three- phase transformers simulation in electric power systems,” 2018.
- [90] S. R. Pordanjani, M. Naïdjate, N. Bracikowski, M. Fratila, J. Mahseredjian e A. Rezaei-Zare, “Electromagnetic Modeling of Transformers in EMT-Type Software by a Circuit-Based Method,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 37, n. 6, pp. 5402–5413, 2022.
- [91] Z. Junfen, “Modeling and Simulation of Electronic Power Transformer Based on Power System Analysis Software Package,” *Water Resources and Power*, 2014.
- [92] M. Feng, C. Gao, J. Xu, C. Zhao e G. Li, “Modeling for Complex Modular Power Electronic Transformers Using Parallel Computing,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 70, n. 3, pp. 2639–2651, 2023.
- [93] K. A. Tavares e K. M. Silva, “On modeling and simulating the differential protection of power transformers in ATP,” em *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, 2012, pp. 1–6.

- [94] L. Wang, S. Zhou, Q. Liu e Y. Huang, “Joint Simulation of High Voltage Line Fault Based on ATPdraw and MATLAB,” em *2023 3rd International Conference on New Energy and Power Engineering (ICNEPE)*, 2023, pp. 800–805.
- [95] L. Resende e E. Silveira, “Modeling of Electrical Protection Functions of Hydropower Plants Using the ATP,” *IEEE Latin America Transactions*, v. 14, n. 3, pp. 1265–1270, 2016.
- [96] B. Vahidi e R. A. Naghizadeh, *Principles and Modeling of the Power Transformers*. Springer Nature Singapore, 2023.
- [97] U. Massaro e R. Antunes, “Electrical Transient Interaction between Transformers and Power System - Brazilian Experience,” *International Conference on Power Systems Transients (IPST2009)*, jun. de 2009.
- [98] *High-Frequency Transformer and Reactor Models for Network Studies - Part C: Grey Box Models*, CIGRE JWG A2/C4.52, 2023.
- [99] J. Martinez e B. Mork, “Transformer modeling for low- and mid-frequency transients - a review,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 2, pp. 1625–1632, 2005.
- [100] A. Gaudreau, P. Picher, L. Bolduc e A. Coutu, “No-load losses in transformer under overexcitation/inrush-current conditions: tests and a new model,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 4, pp. 1009–1017, 2002.
- [101] J. Avila-Rosales e F. L. Alvarado, “Nonlinear Frequency Dependent Transformer Model for Electromagnetic Transient Studies in Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-101, n. 11, pp. 4281–4288, 1982.
- [102] A. A. Tavares, “Análise de máquinas de indução com rotor em gaiola considerando saturação magnética e harmônicos,” tese de dout., Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2020.
- [103] M. Chiampi, D. Chiarabaglio e M. Repetto, “A Jiles-Atherton and fixed-point combined technique for time periodic magnetic field problems with hysteresis,” *IEEE Transactions on Magnetics*, v. 31, n. 6, pp. 4306–4311, 1995.
- [104] P. Alotto, P. Girdinio e P. Molfino, “A 2D finite element procedure for magnetic analysis involving non-linear and hysteretic materials,” *IEEE Transactions on Magnetics*, v. 30, n. 5, pp. 3379–3382, 1994.
- [105] K. Muramatsu, N. Takahashi, T. Nakata, M. Nakano, Y. Ejiri e J. Takehara, “3-D time-periodic finite element analysis of magnetic field in non-oriented materials taking into account hysteresis characteristics,” *IEEE Transactions on Magnetics*, v. 33, n. 2, pp. 1584–1587, 1997.

- [106] F. Liorzou, B. Phelps e D. Atherton, “Macroscopic models of magnetization,” *IEEE Transactions on Magnetics*, v. 36, n. 2, pp. 418–428, 2000.
- [107] G. Salinas, Á. Giménezy, J. A. Oliver e R. Prieto, “Design Guidelines for High-Power and High-Frequency Transformers,” em *2019 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2019, pp. 1423–1429.
- [108] Z. Cai, Q. Liu, B. Chen e R. Zhan, “Analysis of Electromagnetic and Temperature Characteristics of Multi-Winding and High-Frequency Power Transformers,” em *2023 International Applied Computational Electromagnetics Society Symposium (ACES-China)*, 2023, pp. 1–3.
- [109] M. A. Tsili, E. I. Amoiralis, A. G. Kladas e A. T. Souflaris, “Power transformer thermal analysis by using an advanced coupled 3D heat transfer and fluid flow FEM model,” *International Journal of Thermal Sciences*, v. 53, pp. 188–201, 2012, ISSN: 1290-0729.
- [110] L. Medeiros et al., “Finite Element Analysis applied to Electromagnetic Forces calculation on Power Transformers,” mai. de 2021.
- [111] E. Bjerkan e H. Høidalen, “High frequency FEM-based power transformer modeling: Investigation of internal stresses due to network-initiated overvoltages,” *Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 11, pp. 1483–1489, 2007, Selected Topics in Power System Transients - Part II, ISSN: 0378-7796.
- [112] P. Bastard, P. Bertrand e M. Meunier, “A transformer model for winding fault studies,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 2, pp. 690–699, 1994.
- [113] M. A. Abd-Elaziz, E. A. Badran e M. M. I. El-Shmot, “A general approach for internal faults representation of three-phase three-winding transformers in EMTP-ATP,” *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, v. 2, pp. 4140–4148, 2013.
- [114] B. A. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, D. L. Stuehm e J. Mitra, “Hybrid Transformer Model for Transient Simulation—Part I: Development and Parameters,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 22, n. 1, pp. 248–255, 2007.
- [115] J. Wang e R. Lascu, “Zero sequence circuit of three-legged core type transformers,” em *2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2009, pp. 188–213.
- [116] Darwish, Taalab e Labana, “Step-by-Step Simulation of Transformer Winding Faults for Electromagnetic Transient Programs,” em *2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2006, pp. 177–182.
- [117] *ATP - Alternative Transients Program: Rule Book*, Canadian/American EMTP User Group, 1992.

- [118] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), *NBR 5356-1: Transformadores de potência imersos em líquido isolante – Parte 1: Generalidades*, Rio de Janeiro: ABNT, de 2025.
- [119] A. Fitzgerald, C. Kingsley e S. Umans, *Electric Machinery* (McGraw-Hill higher education). McGraw-Hill, 2003, ISBN: 9780073660097.
- [120] B. Heller e A. Veverka, *Surge Phenomena in Electrical Machines*. Iliffe Books Ltd., 1968.
- [121] A. E. Fitzgerald, C. K. Jr. e S. D. Umans, *Máquinas Elétricas*, português, 6^a ed. Porto Alegre: Bookman, 2006, ISBN: 978-85-363-0550-5.
- [122] N. Chiesa e H. Høidalen, “Modeling of nonlinear and hysteretic iron-core inductors in ATP,” v. 1, p. 12, 2007, European EMTP-ATP Conference.
- [123] *High-Frequency Transformer and Reactor Models for Network Studies - Part A: White-box models*, CIGRE JWG A2/C4.52, 2023.
- [124] M. Gunawardana, F. Fattal e B. Kordi, “Very Fast Transient Analysis of Transformer Winding Using Axial Multiconductor Transmission Line Theory and Finite Element Method,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 34, n. 5, pp. 1948–1956, 2019.
- [125] M. Tahir e S. Tenbohlen, “A Comprehensive Analysis of Windings Electrical and Mechanical Faults Using a High-Frequency Model,” *Energies*, v. 13, n. 1, 2020.