



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WELLINGTON BEZERRA DE ARAÚJO JÚNIOR

**A VISIBILIDADE DO PROCESSO DE DEGRADAÇÃO DO TRANSFORMADOR DE  
POTÊNCIA ATRAVÉS DA ANÁLISE DE SUA FTA**

Recife

2020

WELLINGTON BEZERRA DE ARAÚJO JÚNIOR

**A VISIBILIDADE DO PROCESSO DE DEGRADAÇÃO DO TRANSFORMADOR DE  
POTÊNCIA ATRAVÉS DA ANÁLISE DE SUA FTA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

**Área de concentração:** Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

Coorientador: Prof. Dr. Cícero Mariano Pires dos Santos.

Recife

2020

Catálogo na fonte  
Bibliotecário Gabriel Luz, CRB-4 / 2222

A663v Araújo Júnior, Wellington Bezerra de.  
A visibilidade do processo de degradação do transformador de potência através da análise de sua FTA / Wellington Bezerra de Araújo Júnior – Recife, 2020.  
146 f.: figs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.  
Coorientador: Prof. Dr. Cícero Mariano Pires dos Santos.  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco.  
CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.  
Inclui referências e apêndice.

1. Engenharia Elétrica. 2. Transformador de potência. 3. Análise de falhas. 4. Manutenibilidade. 5. Análise de árvore de falhas. 6. Teoria de Dempster-Shafer. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de (Orientador). II. Santos, Cícero Mariano Pires dos (Coorientador). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG / 2021 - 117

WELLINGTON BEZERRA DE ARAÚJO JÚNIOR

**A VISIBILIDADE DO PROCESSO DE DEGRADAÇÃO DO TRANSFORMADOR DE  
POTÊNCIA ATRAVÉS DA ANÁLISE DE SUA FTA**

Dissertação apresentada ao Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco,  
como requisito parcial para a obtenção do  
título de Mestre em Engenharia Elétrica

Aprovada em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Cícero Mariano Pires dos Santos (Coorientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Otoni Nóbrega Neto (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. André Marques Cavalcanti (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus por estar comigo em todos os momentos como um verdadeiro pilar na adversidade.

A todo o apoio, carinho e dedicação dado pelos meus pais, Marcia Maria Soares de Araújo e Wellington Bezerra de Araújo, bem como minha irmã Mylenna Lethycia Bezerra de Araújo. Agradeço especialmente aos meus avós Francisco Soares e Maria das Neves, in memoriam, que estiveram comigo durante o início deste trabalho sendo fonte de imenso carinho e força.

Ao Professor Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino pela condução, apoio e orientação durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Professor Dr. Cícero Mariano Pires dos Santos pela orientação do trabalho, o conhecimento compartilhado e por sua dedicação, agradeço muito pelo grande conhecimento técnico compartilhado durante nossas conversas e também pela motivação e incentivo que foram essenciais para dar continuidade a este trabalho.

Agradeço ao apoio financeiro oferecido pela Coordenação de Aperfeiçoamento de pessoal de Nível Superior (CAPES), apoio que foi de grande importância.

## RESUMO

A dissertação analisa as possibilidades de falha de um transformador de potência imerso em líquido isolante, ativo de relevante importância em instalações de transmissão e distribuição, por conseguinte, trata-se de um item de extrema importância para o sistema elétrico de potência, onde sua falha implica, em geral, em graves consequências como interrupções no fornecimento de energia e prejuízos financeiros. As análises das falhas consideram um banco de dados internacional envolvendo 21 países, cerca de 167.000 transformadores-ano, durante o período de 1996 a 2010. O objetivo principal deste trabalho é contribuir para dar maior visibilidade ao processo de desenvolvimento das falhas através da aplicação da FTA – Fault Tree Analysis e da teoria da evidência de Dempster-Shafer. A aplicação de outras ferramentas como o diagrama de Ishikawa sintetizam informações sobre os modos de falha dos transformadores de potência, importantes para o projeto, já em sua fase inicial, e que agregam, também, melhorias ao desenvolvimento de ações de manutenção e gerenciamento de transformadores de potência. A Teoria da evidência permite o tratamento das incertezas associadas ao problema. A árvore desenvolvida irá contribuir para a otimização de indicadores de manutenibilidade, confiabilidade, qualidade e produtividade deste ativo e, conseqüentemente, para a melhoria do gerenciamento do mesmo.

Palavras-chave: Transformador de potência. Análise de falhas. Manutenibilidade. Análise de árvore de falhas. Teoria de Dempster-Shafer.

## **ABSTRACT**

This work analyzes the possibilities of failure of a liquid-immersed power transformer an important asset in transmission and distribution installations, therefore, it is an equipment of extreme importance for the electrical power system, where its failure generally implies serious consequences such as interruptions in the supply of energy and financial losses. Fault analysis consider an international database involving 21 countries, about 167,000 transformers-years, during the period from 1996 to 2010. The main objective of this work is to contribute to the fault development process through the application of FTA - Fault Tree Analysis and Dempster-Shafer's theory of evidence. The application of other tools such as the Ishikawa's diagram synthesize information about the failure modes of the power transformers, important for the project, already in its initial phase, and which also add improvements to the development of maintenance and management actions for power transformers. The evidence theory allows the treatment of uncertainties associated with the problem. The developed tree will contribute to the optimization of maintainability, reliability, quality and productivity indicators of this asset and, consequently, to the improvement of its management.

Keywords: Power transformer. Failure Analysis. Maintainability. Fault Tree Analysis. Dempster-Shafer Theory.

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 - Modelo a ser considerado na pesquisa.....  | 15 |
| Figura 2 - Interferência carga-resistência.....   | 18 |
| Figura 3 - O risco.....   | 19 |
| Figura 4 - Passos para a análise de falhas através da FTA.....  | 20 |
| Figura 5 - Estrutura do diagrama de causa e efeito. ....  | 22 |
| Figura 6 - Exemplo de árvore de falhas. ....  | 24 |
| Figura 7 - Curva de condição de vida do transformador. ....   | 27 |
| Figura 8 - Partes construtivas do transformador de potência.....  | 29 |
| Figura 9 - Estrutura química da celulose.....   | 31 |
| Figura 10 - Processos de degradação da celulose .....   | 33 |
| Figura 11 - Diagrama de Ishikawa da isolação do transformador. ....   | 37 |
| Figura 12 - Triângulo 1 de Duval.....   | 44 |
| Figura 13 - Método do triângulo 4 de Duval. ....  | 46 |
| Figura 14 - Método do triângulo 5 de Duval. ....  | 47 |
| Figura 15 - Pentágono 1 de Duval.....   | 47 |
| Figura 16 - Pentágono 2 de Duval.....   | 48 |
| Figura 17 - Árvore de falhas do transformador.....  | 50 |
| Figura 18 - Transposição de condutores no cabo do enrolamento. ....   | 52 |
| Figura 19 - Disposição das bobinas no enrolamento tipo camada. ....   | 53 |
| Figura 20 - Enrolamento tipo camada. ....   | 53 |
| Figura 21 - Disposição das bobinas no enrolamento tipo hélice. ....   | 54 |
| Figura 22 - Enrolamento tipo hélice.....  | 54 |
| Figura 23 - Disposição das bobinas no enrolamento tipo disco. ....  | 55 |
| Figura 24 - Enrolamento tipo disco.....   | 55 |
| Figura 25 - Forças axiais e radiais nos enrolamentos do transformador.....  | 58 |
| Figura 26 - Deformação nos enrolamentos do transformador, (a) Deformação livre, (b) Deformação forçada, (c) Deformação livre (vista lateral).59 |    |
| Figura 27 - Falha mecânica nos enrolamentos de um autotransformador de 400 MVA – 400/230 kV. ....   | 59 |
| Figura 28 - Falha mecânica nos enrolamentos de um transformador. ....   | 60 |
| Figura 29 - Espiralamento de um enrolamento do transformador. ....  | 61 |
| Figura 30 - Deslocamento dos condutores ( <i>tilting</i> ). ....  | 61 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 31 - Ocorrência de deslocamento dos condutores do enrolamento. ....  | 62  |
| Figura 32 - Deslocamento axial das bobinas ( <i>telescoping</i> ). .....  | 62  |
| Figura 33 - Deslocamento axial das bobinas ( <i>telescoping</i> ). .....  | 63  |
| Figura 34 - Deformação dos condutores entre espaçadores radiais. ....   | 64  |
| Figura 35 - Danos no terminal de alta tensão de transformador monofásico<br>de 155 MVA, classe de tensão 550 kV. .... | 66  |
| Figura 36 - Parte ativa danificada de transformador trifásico de 418 MVA,<br>classe de tensão 550 kV. ....            | 66  |
| Figura 37 - Falha na região superior do enrolamento de alta tensão do<br>transformador. ....                          | 67  |
| Figura 38 - Diagrama de Ishikawa para degradação dos enrolamentos. ....   | 73  |
| Figura 39 - Árvore de falhas dos enrolamentos. ....   | 75  |
| Figura 40 - Carbonização da isolação sólida de terminais. ....  | 77  |
| Figura 41 - Tipos construtivos do núcleo. ....  | 78  |
| Figura 42 - Diagrama de Ishikawa do núcleo. ....  | 80  |
| Figura 43 - Árvore de falhas do núcleo. ....  | 81  |
| Figura 44 - Esquema de uma bucha não-condensiva. ....   | 84  |
| Figura 45 - Esquema de uma bucha condensiva tipo papel impregnado com<br>óleo. ....                                   | 85  |
| Figura 46 - Esquema de uma bucha condensiva tipo papel impregnado com<br>resina. ....                                 | 85  |
| Figura 47 - Diagrama de Ishikawa da bucha condensiva. ....  | 87  |
| Figura 48 - Capacitâncias C1 e C2 da bucha de núcleo condensivo. ....   | 90  |
| Figura 49 - Árvore de falhas da bucha condensiva. ....  | 93  |
| Figura 50 - Árvore de falhas do tanque principal. ....  | 97  |
| Figura 51 - Desenho esquemático de um radiador. ....  | 99  |
| Figura 52 - Bomba utilizada para circulação de óleo. ....   | 100 |
| Figura 53 - Desenho esquemático de um ventilador. ....  | 100 |
| Figura 54 - Árvore de falhas do sistema de resfriamento. ....   | 101 |
| Figura 55 - Sistema de respiração livre. ....   | 103 |
| Figura 56 - Sistema de preservação isolado externo. ....  | 103 |
| Figura 57 - Sistema de preservação isolado interno. ....  | 104 |
| Figura 58 - Diagrama de Ishikawa da perda de estanqueidade do<br>transformador. ....                                  | 105 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 59 - Sequência de chaveamento do comutador sob carga resistivo. ...   | 106 |
| Figura 60 - Sequência de chaveamento em comutador sob carga tipo reator.     | 106 |
| Figura 61 - Árvore de falhas do comutador sob carga. ....                    | 108 |
| Figura 62 - Localização das falhas em transformadores de potência. ....      | 111 |
| Figura 63 - Análise da árvore de falhas a partir da teoria da evidência..... | 124 |
| Figura 64 - Representação do intervalo de crença.....                        | 125 |
| Figura 65 - Modelo de avaliação de desempenho do equipamento. ....           | 126 |
| Figura 66 - Modelo para diagnóstico do transformador.....                    | 127 |

## LISTA DE TABELAS

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 – Símbolos usuais na construção da FTA. ....   | 21 |
| Tabela 2 – Número de probabilidade de eventos básicos. ....                                   | 25 |
| Tabela 3 – Valores de $A(1/h)$ em função da umidade e oxigênio. ....                          | 32 |
| Tabela 4 – Valores de $E(kJ/mol)$ em função da umidade e oxigênio. ....                       | 32 |
| Tabela 5 – Propriedades do óleo isolante. ....  | 34 |
| Tabela 6 – Variáveis de estado da isolação sólida. ....                                       | 39 |
| Tabela 7 – Variáveis de estado da isolação líquida. ....                                      | 39 |
| Tabela 8 – Falhas básicas. ....   | 41 |
| Tabela 9 – Subtipos de falhas. ....   | 42 |
| Tabela 10 – Método dos gases chave. ....  | 42 |
| Tabela 11 – Tabela de interpretação de DGA. ....  | 43 |
| Tabela 12 – Indicação de falhas através de óxidos de carbono. ....                            | 43 |
| Tabela 13 – Método do Triângulo 1 de Duval. ....  | 45 |
| Tabela 14 – Método do triângulo 4 de Duval. ....  | 45 |
| Tabela 15 – Método do triângulo 5 de Duval. ....  | 46 |
| Tabela 16 – Valores típicos de gases dissolvidos no óleo. ....                                | 49 |
| Tabela 17 – Valores típicos para taxa de crescimento dos gases. ....                          | 49 |
| Tabela 18 – Valores de referência para gases dissolvidos no óleo. ....                        | 49 |
| Tabela 19 – Valores de referência para taxa de variação de gases<br>dissolvidos no óleo. .... | 49 |
| Tabela 20 – Origem de transitórios em sistemas de potência. ....                              | 67 |
| Tabela 21 – Limites de elevação de temperatura. ....  | 69 |
| Tabela 22 – Formas de ocorrência de descargas parciais em transformadores. ....               | 71 |
| Tabela 23 – Eventos básicos da árvore de falhas dos enrolamentos. ....                        | 76 |
| Tabela 24 – Valores limites das variáveis de estado. ....                                     | 77 |
| Tabela 25 – Eventos básicos da árvore de falhas do núcleo. ....                               | 82 |
| Tabela 26 – Aspectos construtivos de buchas condensivas. ....                                 | 86 |
| Tabela 27 – Limites superiores de temperatura. ....   | 88 |
| Tabela 28 – Limites de variação do valor de placa do fator de potência. ....                  | 91 |
| Tabela 29 – Gases produto da decomposição da isolação. ....                                   | 92 |
| Tabela 30 – Eventos básicos da árvore de falha das buchas condensivas. ....                   | 94 |
| Tabela 31 – Eventos básicos da árvore de falhas do tanque. ....                               | 98 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 32 – Classificação dos meios de resfriamento. ....                    | 99  |
| Tabela 33 – Eventos básicos da árvore de falhas do sistema de resfriamento.  | 102 |
| Tabela 34 – Eventos básicos da árvore de falhas do comutador sob carga. .    | 109 |
| Tabela 35 – Conjuntos mínimos de corte.....                                  | 110 |
| Tabela 36 – Probabilidade de ocorrência dos eventos.....                     | 112 |
| Tabela 37 – Probabilidade de ocorrência dos eventos.....                     | 112 |
| Presença de trincas/fissuras AMB01 e AMB02 .....                             | 112 |
| Tabela 38 – Probabilidade de ocorrência dos eventos EH01 e EH02.....         | 113 |
| Tabela 39 – Probabilidade de ocorrência dos eventos da árvore de falhas. ... | 113 |
| Tabela 40 – Variáveis de estado associadas aos eventos básicos.....          | 115 |
| Tabela 41 – Recomendações associadas a probabilidade de falha dos eventos.   | 116 |
| Tabela 42 – Construção da função massa de probabilidade. ....                | 128 |

## SUMÁRIO

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO .....</b>                                     | <b>14</b> |
| 1.1      | Objetivo .....  | 14        |
| 1.2      | Metodologia .....   | 15        |
| 1.3      | Estrutura do trabalho .....                                 | 16        |
| <b>2</b> | <b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>                          | <b>17</b> |
| 2.1      | Introdução.....   | 17        |
| 2.2      | Árvore de Falhas .....                                      | 19        |
| 2.3      | Incerteza em árvores de falhas .....                        | 25        |
| <b>3</b> | <b>ANÁLISE DE FALHAS DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA .....</b> | <b>27</b> |
| 3.1      | Isolação .....  | 30        |
| 3.1.1    | <i>Isolação sólida.....</i>                                 | <i>31</i> |
| 3.1.2    | <i>Isolação líquida.....</i>                                | <i>33</i> |
| 3.1.3    | <i>Condição de vida da isolação.....</i>                    | <i>36</i> |
| 3.1.4    | <i>Análise dos gases dissolvidos no óleo .....</i>          | <i>40</i> |
| 3.1.5    | <i>Falhas e defeitos detectáveis através do DGA.....</i>    | <i>41</i> |
| 3.1.6    | <i>Níveis de concentração de gás em serviço .....</i>       | <i>48</i> |
| 3.2      | Considerações do Capítulo.....                              | 50        |
| <b>4</b> | <b>PARTE ATIVA DO TRANSFORMADOR .....</b>                   | <b>52</b> |
| 4.1      | Enrolamentos .....  | 52        |
| 4.1.1    | <i>Capacidade de resistir a curto circuito.....</i>         | <i>56</i> |
| 4.1.2    | <i>Sobretensões e fenômenos transitórios .....</i>          | <i>64</i> |
| 4.1.3    | <i>Suportabilidade térmica e Carregamento .....</i>         | <i>68</i> |
| 4.1.4    | <i>Descargas parciais .....</i>                             | <i>69</i> |
| 4.1.5    | <i>Enxofre corrosivo.....</i>                               | <i>71</i> |
| 4.1.6    | <i>Condição de vida dos enrolamentos.....</i>               | <i>72</i> |
| 4.1.7    | <i>Saída dos enrolamentos e conexões.....</i>               | <i>77</i> |
| 4.2      | Núcleo .....  | 78        |
| <b>5</b> | <b>COMPONENTES ACESSÓRIOS.....</b>                          | <b>83</b> |
| 5.1      | Buchas condensivas.....                                     | 83        |
| 5.2      | Tanque principal .....                                      | 95        |
| 5.3      | Sistema de resfriamento.....                                | 98        |
| 5.4      | Sistema de preservação do óleo isolante .....               | 102       |

|          |   |            |
|----------|---|------------|
| 5.5      | Comutadores .....   | 105        |
| <b>6</b> | <b>ANÁLISE QUALITATIVA E QUANTITATIVA DA ÁRVORE DE FALHAS .....</b>   | <b>110</b> |
| 6.1      | Análise quantitativa.....   | 110        |
| 6.2      | Avaliação dos resultados.....   | 114        |
| <b>7</b> | <b>MÉTODO PARA ANÁLISE DA CONDIÇÃO DE VIDA DO TRANSFORMADOR .....</b>   | <b>118</b> |
| 7.1      | A Teoria de Dempster-Shafer.....  | 118        |
| 7.2      | Propagação de grau de crença .....  | 120        |
| 7.3      | Aplicação da propagação de incertezas na árvore de falhas .....   | 124        |
| 7.4      | Um modelo para análise da condição de vida do transformador .....   | 125        |
| 7.5      | Considerações do capítulo .....   | 129        |
| <b>8</b> | <b>CONCLUSÃO.....</b>   | <b>131</b> |
|          | <b>REFERÊNCIAS.....</b>   | <b>133</b> |
|          | <b>APÊNDICE A - APLICAÇÃO DA FERRAMENTA DOS CINCO PORQUÊS NA ANÁLISE DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....</b> | <b>141</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

O transformador de potência imerso em líquido isolante é um equipamento elétrico de extrema importância para o sistema elétrico. Ele se faz presente nos diversos níveis de tensão do sistema elétrico de potência, desde as subestações elevadoras de geração, transmissão e distribuição até as indústrias consumidoras permitindo o controle de tensão nos níveis adequados ao longo do sistema de distribuição de energia. A falta de capacidade de funcionar, que é interpretada como falha, pode gerar consequências graves como interrupções no fornecimento de energia, explosões e prejuízos financeiros para as transmissoras, distribuidoras de energia e grandes centros de carga. No âmbito da transmissão, a indisponibilidade do transformador de potência resulta em custos elevados devido à parcela variável (PV). A análise das falhas nos transformadores de potência é essencial para o gerenciamento de sua vida útil. Sendo o ativo de maior valor agregado em uma instalação de transmissão e distribuição, o projeto, especificação e operação do transformador de potência deve ter um viés voltado para sua confiabilidade e manutenibilidade, que asseguram uma certa disponibilidade. O investimento em engenharia de manutenção e monitoramento de transformadores de potência se justifica dado a importância deste atributo no gerenciamento da vida útil do transformador, e, portanto, na aplicação de técnicas preditivas.

### 1.1 OBJETIVO

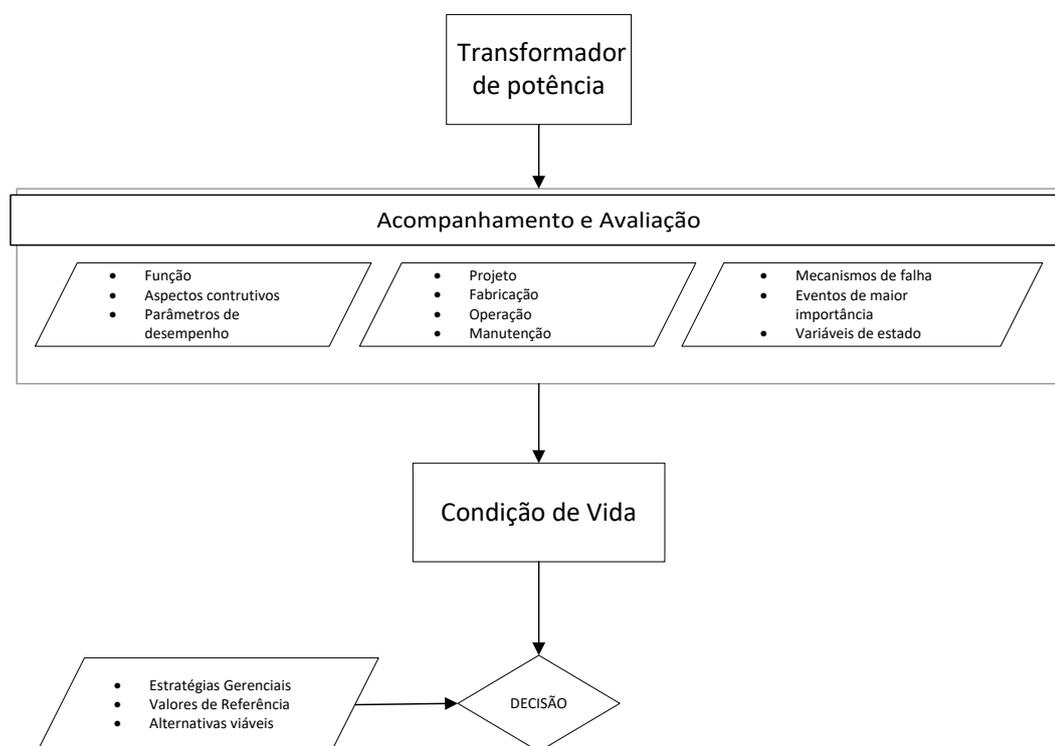
Neste trabalho, serão aplicadas técnicas de análise de falhas que auxiliam no gerenciamento da vida útil de transformadores de potência. As condições de carga e estresses operativos, bem como o projeto, fabricação, operação e manutenção serão considerados. O objetivo geral deste trabalho é aplicar a técnica de análise de falhas através da árvore de falhas no ciclo de vida do transformador de potência junto com a teoria da evidência de Dempster-Shafer (SHAFER, 1976). Os objetivos específicos são: Discutir sobre falhas elétricas, mecânicas e químicas nos componentes do transformador de potência, sintetizar informações a respeito de valores referenciais, ensaios e monitoramento de variáveis de estado do transformador que agregam ao desenvolvimento de ações de manutenção e gerenciamento de transformadores de potência imersos em líquidos isolantes. O objetivo geral é obter uma base de

elementos que auxiliam na tomada de decisão no âmbito da manutenção de transformadores para acompanhamento da sua condição de vida.

## 1.2 METODOLOGIA

Tendo-se o foco centrado na condição de vida do transformador de potência, considera-se a metodologia da Figura 1 utilizada no decorrer da dissertação. Considera-se no bloco de acompanhamento e avaliação, o levantamento de informações relativas aos aspectos construtivos, subcomponentes, parâmetros de performance e características de operação. Fatores de projeto, fabricação, operação e manutenção devem ser considerados de forma que se obtenha uma representação da condição de vida do equipamento. Os elementos de degradação, mecanismos de falha e elementos-chave que podem conduzir a falhas devem ser devidamente considerados, para tal será utilizada a análise de árvore de falhas.

Figura 1 – Modelo a ser considerado na pesquisa



Fonte: O autor, 2020.

A partir das variáveis de estado, índices e parâmetros de desempenho obtidos, deve-se considerar um modelo matemático para diagnóstico da condição de vida do

transformador de potência através do tratamento de combinação e agregação de evidências oriundas de testes e inspeção e representação das incertezas associadas. Tal modelo deve contribuir para a análise de ações necessárias considerando os valores referenciais e a estratégia gerencial associada ao gerenciamento da vida útil do transformador de potência.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 reúne conceitos chave para a análise de falhas, bem como a metodologia de análise de falhas através da árvore de falhas. No Capítulo 3, são apresentados os elementos associados a análise de falhas do transformador de potência e o estudo da condição de vida da isolação do transformador. Nos Capítulos 4 e 5 são analisadas as falhas dos componentes do transformador e como resultado são construídas as subárvores de falhas associadas. A análise qualitativa e quantitativa da árvore de falhas é realizada no Capítulo 6. O Capítulo 7 discorre sobre a análise da condição de vida do transformador a partir da árvore de falhas do transformador e a teoria da evidência de Demspster-Shafer. O Capítulo 8 apresenta a conclusão e os principais resultados obtidos. O Apêndice A apresenta a aplicação da metodologia dos porquês na análise de falhas em transformadores.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O objetivo deste Capítulo é apresentar alguns conceitos fundamentais para a análise de falhas em sistemas complexos, bem como apresentar a metodologia de análise de falhas através da árvore de falhas (FTA-*Fault Tree Analysis*).

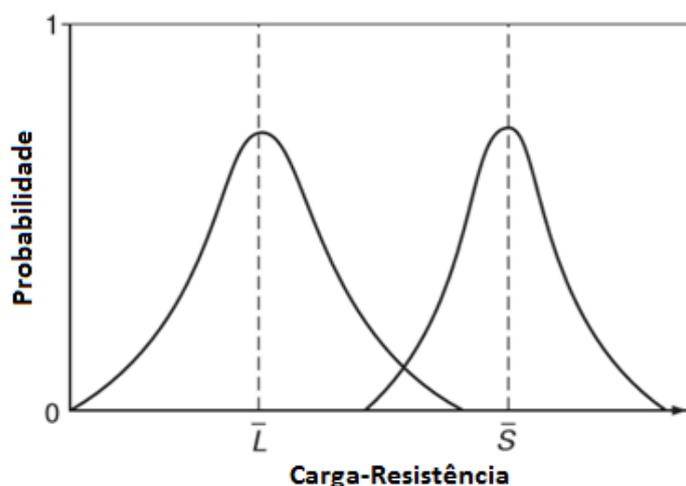
### 2.1 INTRODUÇÃO

Equipamentos elétricos, como o transformador de potência, são sistemas complexos de engenharia de grande importância para a transmissão e distribuição de energia elétrica. A falha desses equipamentos resulta em grandes prejuízos financeiros para as companhias de transmissão e os grandes centros de carga.

A disponibilidade, que é uma combinação entre a confiabilidade e a manutenibilidade de um equipamento, é a capacidade de um equipamento estar em condições de executar uma certa função em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua confiabilidade, manutenibilidade e suporte de manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados (ABNT,1994).

Estudos voltados para evitar a ocorrência de falhas são de extrema importância, para determinar providências cujo o alvo é o aumento da disponibilidade de sistemas complexos. O processo de degradação se origina nas sobrecargas impostas durante a operação do equipamento. Os estresses ou mecanismos de degradação, que podem ser de origem mecânica, elétrica, de agressões ambientais e solicitações eletromagnéticas, refletem na curva de condição de vida do equipamento. Quando o estresse ultrapassa a resistência do equipamento a falha ocorrerá (SANTOS, 2012). Na figura 2, encontram-se as curvas de distribuição de probabilidade da Carga (L) e da Suportabilidade (ou Resistência) (R). A distância entre o valor médio da carga  $\bar{L}$  e o valor médio da suportabilidade  $\bar{R}$  representam a margem de segurança definida durante a fase de projeto, a área onde as curvas se sobrepõem indica uma região de risco de falha do equipamento (O'CONNOR, 2012). O estresse e a degradação deslocam as curvas de carga e resistência de modo a diminuir essa margem e conseqüentemente aumentar a região de risco de falha. A interferência Carga-Resistência é uma análise probabilística que auxilia na determinação da confiabilidade do equipamento e na severidade da carga.

Figura 2 – Interferência Carga-Resistência

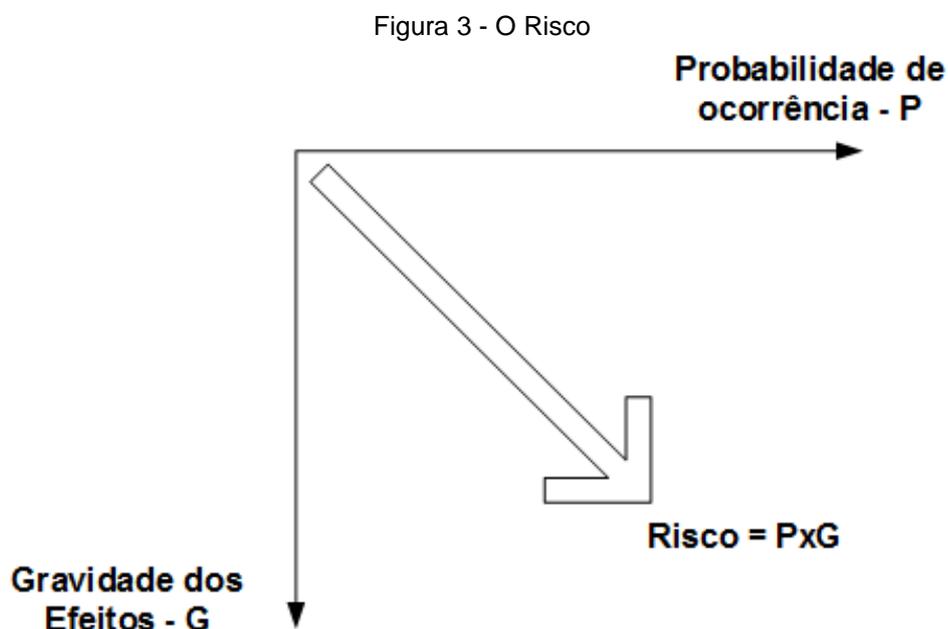


Fonte: O'Connor, 2012.

A combinação de efeitos através dos quais as falhas são detectadas são chamados de modos de falha (SANTOS, 2012). Entre os modos de falha, encontram-se o fenômeno de fadiga, fratura, choque, corrosão, ruptura de ligação elétrica, desgaste dos contatos, curto-circuito, descargas elétricas, sobretensão, agressões ambientais e sobre temperatura (MONCHY, 1989). As falhas também podem ter origem no projeto, fabricação, transporte e montagem do equipamento. Alguns critérios de especificação de um equipamento, como solicitações mecânicas e elétricas, são importantes e quando desconsiderados podem levar o equipamento a falhar durante sua operação (O'CONNOR, 2012).

Um fator importante na análise de falhas de equipamentos é o conceito de risco. O risco é o efeito da incerteza nos objetivos, a identificação, análise e gestão do risco tem o objetivo de alcançar metas de desempenho econômico, operacional, de saúde, de segurança e ambiental, a depender dos objetivos da organização. No contexto de engenharia de confiabilidade, a gestão de risco está associada aos eventos que interferem no estado de operação do item, a identificação e priorização dos riscos constitui uma parte importante nos processos de decisão na área de confiabilidade e manutenibilidade. O risco é o produto da probabilidade de um evento ocorrer e a gravidade de seus efeitos (SANTOS, 2012), conforme registrado na equação 1 e ilustrado na figura 3.

$$\text{Risco} = \text{Probabilidade} \times \text{Gravidade} . \quad (1)$$



Fonte: Santos, 2012.

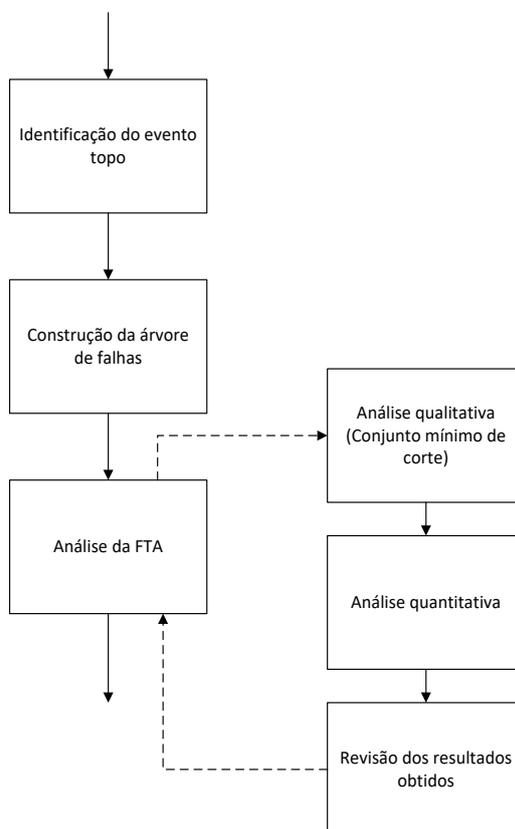
## 2.2 ÁRVORE DE FALHAS

A árvore de análise de falhas é um método sistemático de análise de falhas utilizado na modelagem e avaliação de sistemas complexos, onde pode-se identificar e representar os eventos que resultam na falha de um item graficamente (SANTOS, 2012). A análise da FTA inicia-se com a determinação de um efeito da falha do sistema como evento topo e sua causa e descrita através das relações lógicas entre eventos e falhas de níveis inferiores. Esta abordagem também é conhecida como top-down, pois parte do evento topo (evento de interesse) em busca das causas raízes do evento. A FTA se mostra útil para identificar falhas em sistemas complexos, incluir falhas humanas na análise de sistemas, localizar eventos mais relevantes para a falha de um sistema e realizar uma análise quantitativa da probabilidade de falha (SANTOS, 2012).

O método consiste na determinação de um evento topo e na construção de um diagrama usando portas lógicas para associar eventos básicos ao evento topo. A análise qualitativa consiste na simplificação da estrutura lógica através da álgebra booleana e análise das combinações mínimas de eventos básicos que são necessárias e suficientes para a causa do evento topo. A análise quantitativa consiste

no cálculo da importância dos eventos básicos e da probabilidade de ocorrência do evento topo (SANTOS, 2012). A figura 4 mostra os passos necessários para conduzir um estudo através da FTA:

Figura 4 - Passos para a análise de falhas através da FTA

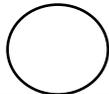
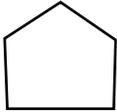
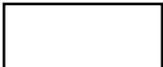
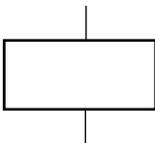
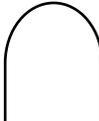
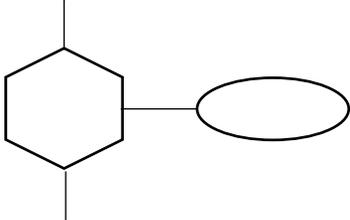


Fonte: Adaptado de BLANCHARD; VERMA; PETERSON, 1995

O primeiro passo consiste na determinação do evento topo. O evento topo é o evento para o qual será determinada a probabilidade de falha, ele pode ser definido como a falha de um sistema ou um modo de falha que demande um detalhamento específico.

Em seguida o desenvolvimento da árvore de falhas se dá através das causas de primeiro nível hierárquico que contribuem para o evento topo, e assim por diante, até que se obtenha o maior detalhamento possível dos eventos que contribuem para o evento topo. Para construção do diagrama lógico, uma série de símbolos são utilizados para representação dos eventos, conforme a tabela 1.

Tabela 1 – Símbolos usuais na construção da FTA

| Símbolo   | Descrição   |
|---|---|
|    | Evento básico: Evento que representa o final do processo de análise dedutiva e não requer maior desenvolvimento.              |
|    | Evento não desenvolvido: Evento estatisticamente dependente de outros eventos de menor nível, mas que não estão desenvolvidos |
|    | Evento normal: Evento que é normalmente esperado de ocorrer.  |
|    | Evento topo: Evento que se constitui na falha descrita pela árvore  |
|    | Evento intermediário: Combinação de eventos de nível inferior que contribui para a ocorrência do evento de nível superior.    |
|   | Porta OR: O evento de nível superior ocorrerá se qualquer dos eventos de nível inferior ocorrer.                              |
|  | Porta AND: O evento de nível superior ocorrerá se todos os eventos de nível inferior ocorrerem.                               |
|  | Porta inibida: O evento somente ocorrerá se determinadas condições forem satisfeitas.   |

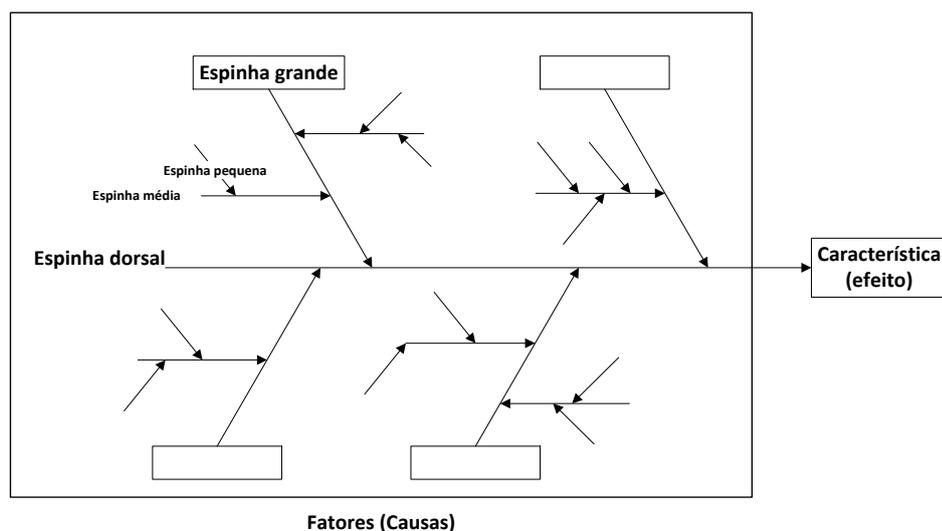
Fonte: Adaptado de SANTOS, 2012.

O detalhamento da FTA depende do conhecimento do equipamento ou sistema em estudo e de todos os eventos envolvidos e suas interconexões. O conhecimento do projeto e das condições de operação do equipamento, também são essenciais, erros humanos de operação e manutenção também devem ser considerados e representados na árvore de falhas (VESELY, 2002). Algumas metodologias como a análise da causa raiz da falha e o diagrama de Ishikawa são úteis na obtenção das relações múltiplas de causas e efeitos presentes no diagrama de árvore de falhas.

A análise da causa raiz de falha, também conhecida como a Metodologia dos Porquês consiste na análise de um evento através do questionamento do por quê da ocorrência repetidamente até chegar a causa raiz da falha. Utiliza-se a resposta da pergunta anterior como a pergunta seguinte até que se chegue no nível máximo de detalhamento, identificando assim a causa raiz da falha.

O diagrama de Ishikawa, também conhecido como diagrama de causa e efeito, é uma metodologia sistemática de representação gráfica da relação entre uma característica da qualidade de um produto, ou uma falha, e os fatores associados (SANTOS, 2012). A característica (efeito) estudada é representada por um retângulo posicionado a direita e os fatores (causas) são representados por um conjunto de setas do lado esquerdo, semelhantes a uma espinha de peixe, como mostra a Figura 5.

Figura 5 - Estrutura do Diagrama de Causa e Efeito



Fonte: SANTOS, 2012.

As espinhas grandes representam as causas primárias, em algumas abordagens são utilizados como causas primárias: matéria prima, máquinas, medidas, meio-ambiente, mão-de-obra, método. As espinhas medias são as causas secundárias e as espinhas pequenas as causas terciárias que afetam a característica estudada. O procedimento para construção do diagrama de Ishikawa pode ser descrito pela definição do maior número possível de causas que possam afetar o efeito estudado e o arranjo das causas de forma sistemática através da estrutura de espinhas (SANTOS, 2012). O diagrama de Ishikawa é útil na identificação de causas para a estrutura da árvore de falhas.

O passo 3 da metodologia da FTA consiste na análise da árvore de falhas. A análise da árvore de falhas tem o objetivo de validar a estrutura construída no passo 2 extrair o máximo de informação quantitativa/qualitativa da árvore através da análise de confiabilidade (BLANCHARD; VERMA; PETERSON, 1995).

O objetivo da análise qualitativa da árvore de falhas é elucidar a estrutura da FTA através da simplificação dos eventos em grupos que proporcionam a falha do sistema, determinar partes críticas do sistema em análise através dos eventos básicos e gerar recomendações (VESELY, 2002). A análise qualitativa da árvore de falhas é realizada essencialmente através dos conjuntos mínimos de corte descritos a seguir (BLANCHARD; VERMA; PETERSON, 1995).

Um conjunto de corte é uma combinação de eventos básicos que, quando ocorrem, resultam na ocorrência do evento topo. O conjunto mínimo de corte é o conjunto de eventos básicos que, quando ocorrem, causam a falha do sistema, mas quando qualquer evento desse conjunto não ocorre, o sistema não falha (VESELY, 2002). O conjunto mínimo de corte representa todos os caminhos pelos quais os eventos básicos podem resultar no evento topo (VESELY, 2002).

Os conjuntos mínimos de corte podem ser determinados através da álgebra booleana. A estrutura da FTA é formada por relações booleanas entre os eventos básicos e suas portas lógicas que resultam no evento topo. A simplificação booleana utiliza as regras da álgebra booleana a fim de obter uma expressão para o evento topo do tipo:

$$T = M_1 + M_2 + \dots + M_k \quad (2)$$

T é o evento topo e  $M_k$  são os conjuntos mínimos de corte. O conjunto mínimo de corte tem a forma:

$$M_k = X_1 * X_2 * \dots * X_n \quad (3)$$

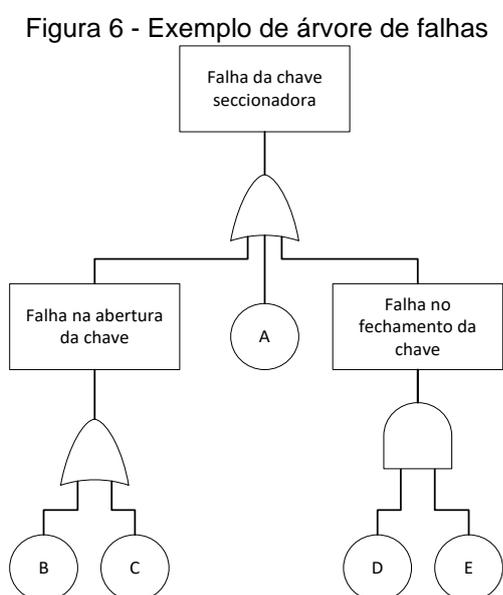
Onde  $X_n$  são os eventos básicos que formam o conjunto mínimo de corte.

A análise quantitativa da árvore de falhas visa obter resultados numéricos relevantes da árvore a partir de informações sobre os eventos básicos. A análise utiliza a probabilidade, ou a curva de distribuição de probabilidades, de cada evento básico e as relações booleanas de sua estrutura para obter a probabilidade do evento de topo. A curva de distribuição de probabilidades dos eventos básicos pode ser obtida

através de um banco de dados histórico de falhas do sistema ou através da probabilidade extraída do conhecimento especializado (SANTOS, 2012).

O último passo consiste em uma revisão dos resultados obtidos pela análise da FTA, se os valores de probabilidade do evento topo são inaceitáveis é necessário revisar a estrutura da árvore e os eventos básicos (BLANCHARD; VERMA; PETERSON, 1995).

A título de exemplo será demonstrada a seguir a análise da árvore de falhas simplificada ilustrada na figura 6, de uma chave seccionadora.



Fonte: O autor, 2020.

A tabela 2 mostra o número de probabilidade de ocorrência dos eventos básicos, bem como suas descrições.

Tabela 2 – Número de probabilidade de eventos básicos

| Evento                       | Código | Probabilidade de ocorrência |
|------------------------------|--------|-----------------------------|
| Perda de isolamento          | A      | 0,001                       |
| Fusão dos contatos           | B      | 0,005                       |
| Deformação mecânica na chave | C      | 0,005                       |
| Erro de regulagem da chave   | D      | 0,05                        |
| Erro de operação da chave    | E      | 0,01                        |

Fonte: O autor, 2020.

Utilizando a álgebra booleana, têm-se a probabilidade de ocorrência do evento topo dada pela equação 4:

$$T = A + (B + C) + (D * E) \quad (4)$$

Analisando a equação 4 pode-se afirmar que A, B, C e DE são os conjuntos mínimos de corte. A análise quantitativa é realizada utilizando probabilidade condicional conforme as equações a seguir:

$$P(B \cup C) = P(B) + P(C) - P(B \cap C) \quad (5)$$

$$P(B \cap C) = P(B) * P(C) \quad (6)$$

$$P(T) = P(A \cup (B \cup C) \cup (D \cap E)) \quad (7)$$

$$\begin{aligned}
 P(T) = & P(A) + P(B \cup C) + P(D \cap E) - P(A) * P(B \cup C) - P(A) \\
 & * P(B \cup C) - P(B \cup C) * P(D \cap E) + P(A) * P(B \cup C) \\
 & * P(D \cap E)
 \end{aligned}$$

Utilizando os dados da Tabela 2 e as equações 5, 6 e 7 obtém-se o número da probabilidade de ocorrência de falha na chave seccionadora igual a 0,001146.

### 2.3 Incerteza em árvores de falhas

A análise de falhas através da FTA é um método que necessita de um grande volume de informação e conhecimento especializado do sistema em análise. A

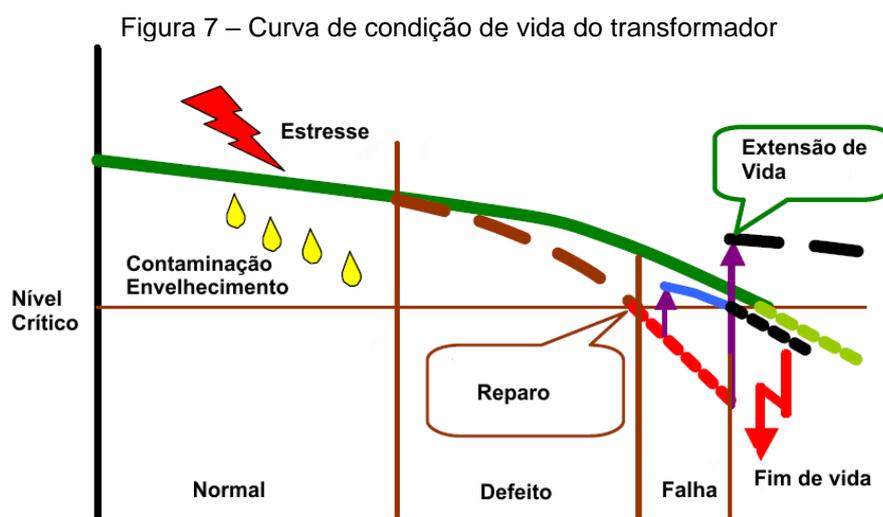
condição de vida do equipamento deve ser bem representada através de dados projeto, fabricação e montagem, bem como as condições de operação do equipamento, condições ambientais, dados históricos de falhas e metodologia de manutenção aplicada (SANTOS, 2012).

Os dados utilizados para construção e análise de falhas através da FTA apresentam incertezas de duas naturezas. A primeira refere-se ao caráter estocástico dos eventos associados as falhas, o que leva a necessidade do uso de conceitos probabilísticos para a análise quantitativa da FTA. A segunda é chamada de incerteza subjetiva, que surge devido a imprecisão, ignorância científica, impossibilidade de confirmação, não completeza da informação e da sumarização da informação oriunda de múltiplas fontes que é utilizada para construção e análise da árvore (BLANCHARD et al, 1995). O tratamento adequado das incertezas presentes nos dados reflete uma representação mais adequada da condição de vida do equipamento.

A análise sistêmica de falhas através da FTA resulta na compreensão do comportamento de um sistema susceptível a falhas, agregando informação para auxiliar no processo de tomada de decisão em manutenção (VESELY, 2002). A FTA é utilizada para priorizar os eventos básicos que contribuem para o evento de topo, ordenando assim os aspectos do sistema mais relevantes em relação a uma falha em particular, podendo auxiliar na tomada de decisão envolvendo variáveis de monitoramento e sistemas de redundância, alocando recursos nos eventos de maior importância (SANTOS, 2012. VESELY, 2002). No capítulo a seguir a metodologia de análise de falhas através da FTA será aplicada no transformador de potência imerso em líquido isolante.

### 3 ANÁLISE DE FALHAS DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

O transformador de potência é um equipamento elétrico projetado para atender uma expectativa de vida pré-determinada e durante sua vida útil é submetido a diversos processos de degradação e estresse, bem como ações de reparo e extensão de vida (CIGRÉ, 2013). A figura 7 ilustra a curva de condição de vida do transformador, a redução de sua suportabilidade se dá através dos processos de degradação e envelhecimento, desta forma observa-se uma queda no desempenho do transformador que é acompanhado através de indicadores de performance e variáveis de estado, as ações de manutenção, incluindo recondicionamento do óleo, secagem da isolamento sólida, substituição dos enrolamentos também refletem na condição de vida do transformador.



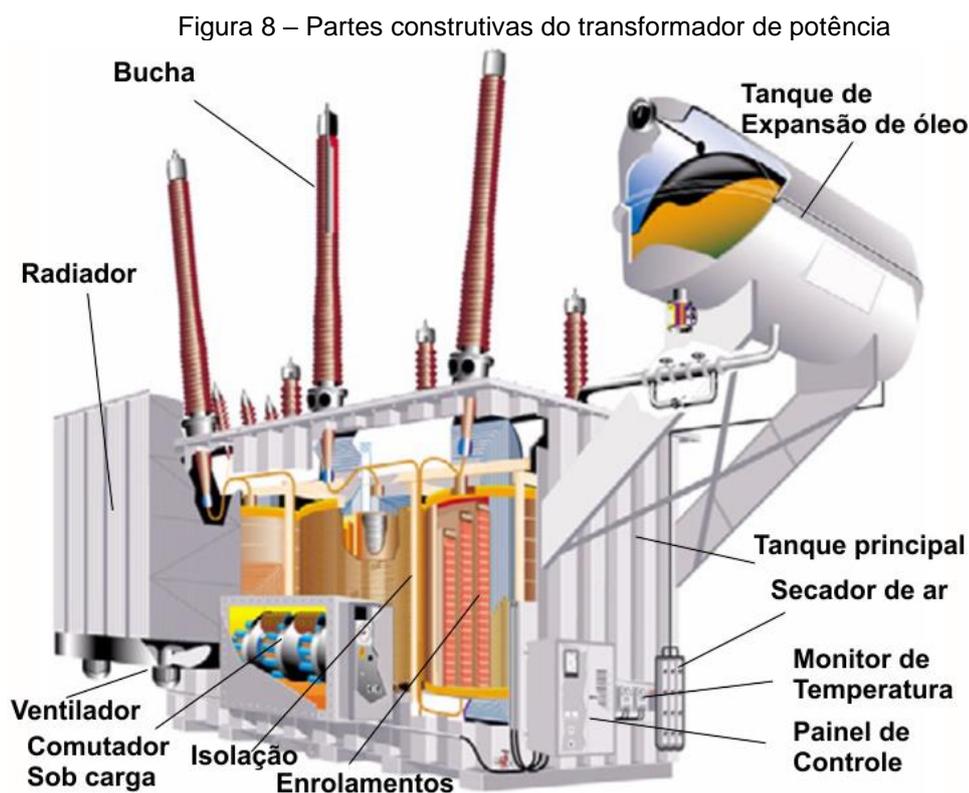
Fonte: Adaptado de CIGRÉ, 2013.

Falhas em transformadores de potência podem ser originadas a partir de eventos externos (curto-circuito passante, descargas atmosféricas) ou de causas internas (curto-circuito entre espiras, descargas parciais). As causas das falhas envolvem erros de fabricação, projeto, especificação, problemas durante sua operação, degradação, envelhecimento e erros de manutenção (DING et al, 2009, DUPONT, 2003). Os mecanismos de falha de transformadores compreendem solicitações mecânicas, sobreaquecimento, condições elétricas severas e fenômenos químicos de degradação. Os modos de falha podem ocorrer simultaneamente ou de modo sequencial no transformador de potência, por exemplo um curto-circuito impõe

solicitações mecânicas aos enrolamentos, provoca sobreaquecimento e degrada a isolamento do transformador (DUPONT, 2003). As falhas e defeitos nos transformadores de potência estão localizadas nos mais diversos componentes de sua estrutura e de seu sistema de proteção (isolamento, enrolamentos, buchas, comutadores de carga, núcleo, sistema de resfriamento, tanque, relés de proteção entre outros). A localização das falhas é determinante para definir o tempo de reparo, o custo da falha e o tipo de ação de manutenção aplicada (MURUGAN; RAMASAMY, 2015).

O modelo proposto neste trabalho para a avaliação da condição de vida do transformador de potência considera a construção da árvore de falhas do transformador de potência e sua análise qualitativa considerando as incertezas associada. A base de conhecimento utilizada para construção da árvore de falhas foi desenvolvida a partir de pesquisa dirigida por palavras chaves e assunto na biblioteca virtual do Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (*IEEE- Institute of Electrical and Electronics Engineers*), que reúne produções técnicas e científicas de mais de 400.000 membros distribuídos em 150 países. A biblioteca virtual engloba mais de 4.194.106 arquivos, entre publicações científicas, normas técnicas, livros virtuais e cursos educacionais, no site *Engineering Village*, base de dados de documentos técnicos que reúne mais de 20 milhões de registros indexados de 77 países em 190 disciplinas de engenharia, e na livraria virtual do Conselho de Grandes Sistemas Elétricos (*Cigré- Conseil International des Grands Réseaux Electriques*), que reúne os documentos produzidos por mais de 3.500 especialistas em diversas áreas da engenharia elétrica. Os seguintes documentos também foram utilizados: livros, teses e dissertações, além de artigos obtidos em buscas através de sites de pesquisa acadêmica (que incluem também eventos nacionais e internacionais). Para referências de desempenho de transformadores de potência em operação, foi feito uso de pesquisas de confiabilidade, realizadas por companhias elétricas em nível nacional e internacional, envolvendo dados de taxas de falha de transformadores e estatística de interrupções. A análise qualitativa é realizada através da avaliação dos conjuntos mínimos de corte da árvore de falhas, vide Capítulo 2. A atribuição das probabilidades dos eventos básicos é realizada através da base de conhecimento e o julgamento especialista considerando as incertezas associadas. Como resultado da análise da árvore de falhas, serão geradas as recomendações para adoção de uma estratégia de manutenção com vistas ao aumento da confiabilidade e manutenibilidade do transformador de potência.

O transformador de potência é um equipamento de características construtivas complexas, seus materiais constituintes e componentes dependem das especificações definidas durante a fase de projeto. Numa abordagem generalista, pode-se agrupar os componentes principais do transformador de potência em parte ativa, isolamento e acessórios. A figura 8 mostra as partes construtivas do transformador de potência.



Fonte: Adaptado de FRONTIN et al,2013.

A parte ativa é formada pelos enrolamentos, núcleo e suas ferragens. Os enrolamentos primários e secundários do transformador são responsáveis pelo fluxo de corrente no transformador, operando como componentes chave no desempenho da sua função básica de transformar tensão e corrente. (SAHA; PURKAIT, 2017). Os enrolamentos são formados por condutores de cobre envolvidos com isolamento sólida dispostos em espiras no núcleo. O núcleo é responsável pelo acoplamento magnético entre os enrolamentos, devido ao caminho de baixa relutância para o fluxo magnético. O núcleo deve ser constituído de material ferromagnético de alta permeabilidade. As ferragens são responsáveis pela sustentação do núcleo e fixação dos enrolamentos (KARSAI et al, 1987).

A isolação é um dos mais críticos componentes do transformador de potência, sendo formada, basicamente de óleo isolante e papel. O material isolante está presente entre o núcleo e os enrolamentos, os enrolamentos de alta e baixa tensão, a estrutura suporte do núcleo e os extremos das bobinas, enrolamentos e o tanque principal e entre espiras e conexões. O papel impregnado com óleo é comumente utilizado entre o núcleo e enrolamentos e a isolação entre as espiras é provida pelo papel kraft impregnado com óleo (SAHA; PURKAIT, 2017). O óleo isolante tem a função de prover isolamento elétrico entre as partes energizadas do transformador, além de atuar como dissipador de calor do núcleo e enrolamentos através do processo de condução (SAHA; PURKAIT, 2017).

Os componentes acessórios são formados pelas buchas condensivas, comutador, sistema de preservação do líquido isolante e sistema de refrigeração. O tanque principal, tanque de expansão do óleo e o secador de ar formam o sistema de preservação do líquido isolante, que impede a contaminação da isolação por umidade e oxigênio. A refrigeração do transformador de potência é constituída por radiadores, bombas para circulação de óleo e ventiladores a depender do tipo de sistema de resfriamento do transformador e atua para dissipar o calor proveniente da parte ativa do transformador. As buchas são equipamentos elétricos responsáveis pela passagem do condutor entre meios dielétricos diferentes, em se tratando do transformador de potência imerso em líquido isolante, a bucha permite a passagem do condutor do ar para o interior do tanque preenchido com óleo isolante.

Além dos componentes principais que estruturam o transformador de potência, outros componentes formam o sistema de proteção e medição do transformador, entre eles estão: Relé de gás (Buchholz), relé indicador de temperatura do óleo, relé indicador da temperatura do enrolamento, válvula de alívio de pressão, relé de sobrefluxo do óleo e relé de pressão súbita.

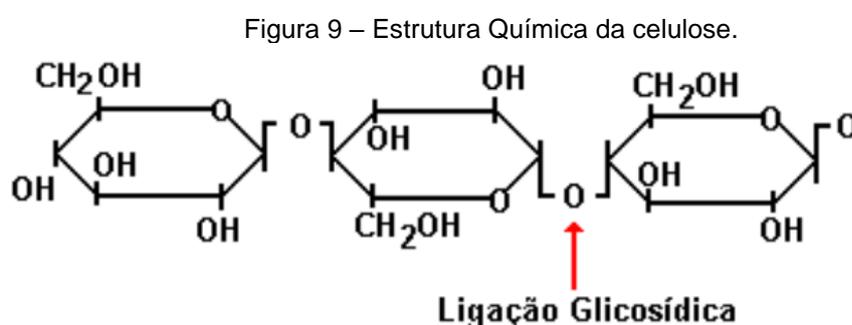
### 3.1 ISOLAÇÃO

O processo de envelhecimento da isolação do transformador de potência envolve a degradação dos materiais isolantes líquidos e sólidos. Materiais celulósicos como papel kraft, pressboard e papel manilha impregnados com óleo são utilizados para isolamento entre espiras, enrolamentos, entre o enrolamento e a terra e entre o núcleo e o enrolamento além de promover fixação mecânica para os enrolamentos. O óleo

isolante ajuda no isolamento elétrico entre as partes energizadas do transformador bem como dissipação de calor do núcleo e enrolamentos (SAHA; PURKAIT, 2017).

### 3.1.1 Isolação sólida

Os materiais sólidos isolantes utilizados no transformador de potência são formados por celulose, um polímero formado por longas cadeias de glucose conectadas por ligações glicosídicas, conforme a figura 9.



Fonte: (CHEIM et al, 2012).

O grau de polimerização (DP) é o número médio de anéis de glucose existentes na cadeia celulósica (SAHA, 2003). O DP é um parâmetro utilizado para avaliar o estado das propriedades mecânicas da celulose e seu envelhecimento (SAHA, 2003). Após o processo de purificação, a celulose apresenta um grau de polimerização entre 1000 a 1500. A relação entre o grau de polimerização inicial  $DP_0$  e o valor do grau de polimerização depois de um período  $t$  pode ser calculado através da equação 8 baseada na relação de Arrhenius (CIGRÉ, 2018, SAHA, 2003).

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = t \cdot A \cdot e^{-\frac{E}{RT}} \quad (8)$$

Em que  $R$  é a constante universal dos gases (8314 J/mol.K),  $T$  é a temperatura em Kelvin,  $E$  é a energia mínima necessária para iniciar a reação e  $A$  é uma constante que depende na quantidade de oxigênio no óleo e de água na celulose (CIGRÉ, 2018, SAHA, 2003). Conhecendo o grau de polimerização associado ao fim de vida da isolação, pode-se rearranjar a equação 8 para encontra a vida esperada do transformador em anos, como mostra a equação 9.

$$Vida: \frac{1}{(A * 24 * 365)} \frac{1}{DP_t - DP_0} e^{\frac{E}{RT}} \quad (9)$$

As tabelas 3 e 4 reúnem valores do fator pré-exponencial (A) e da energia de ativação (E) em função da concentração de oxigênio e umidade para o papel kraft. Tais valores podem ser utilizados para desenvolver curvas de vida do transformador baseadas na concentração de água e oxigênio do papel (LELEKAKIS et AL, 2012).

Tabela 3 – Valores de A(1/h) em função da umidade e oxigênio

| Umidade (%) | A (1/h)                |                          |
|-------------|------------------------|--------------------------|
|             | O < 7000 ppm           | 16500 ppm ≤ O ≤ 2500 ppm |
| 0.5%        | 2.58 * 10 <sup>9</sup> | 2.66 * 10 <sup>5</sup>   |
| 1.6%        | 2.19 * 10 <sup>6</sup> | 1.04 * 10 <sup>12</sup>  |
| 2.7%        | 1.99 * 10 <sup>7</sup> | 5.36 * 10 <sup>9</sup>   |

Fonte: Adaptado de (LELEKAKIS et AL, 2012).

Tabela 4 – Valores de E(kJ/mol) em função da umidade e oxigênio

| Umidade | E (kJ/mol)   |                          |
|---------|--------------|--------------------------|
|         | O < 7000 ppm | 16500 ppm ≤ O ≤ 2500 ppm |
| 0.5%    | 121          | 85                       |
| 1.6%    | 92           | 130                      |
| 2.7%    | 97           | 111                      |

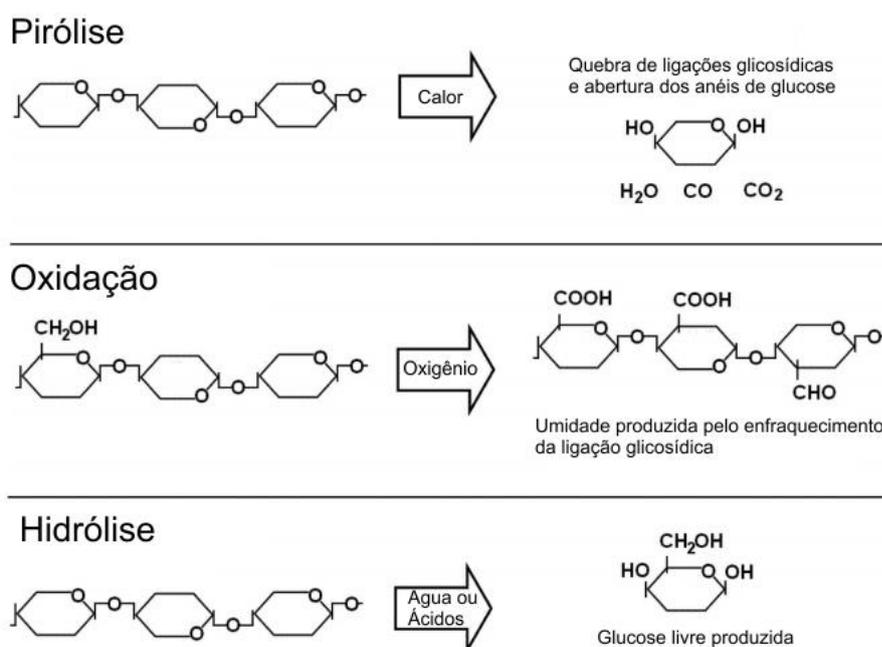
Fonte: Adaptado de (LELEKAKIS et AL, 2012).

A degradação da celulose está associada principalmente a temperatura, oxigênio e umidade (CIGRÉ, 2018, SAHA, 2003). O fenômeno de destruição da celulose através da temperatura chama-se pirólise. Em condições normais de carregamento (40-80°C), a degradação da isolação através da temperatura é pouco relevante, porém em altas temperaturas (> 300°C) ocorre a quebra de cadeias celulósicas, diminuindo a suportabilidade mecânica do isolante e dando origem a produtos de degradação como dióxido de carbono, monóxido de carbono, moléculas de água, hidrogênio e metano (CIGRÉ, 2018). A celulose é altamente susceptível à oxidação, a presença de oxigênio promove a cisão das cadeias de glucose produzindo água e ácidos. A água é o maior agente de degradação da isolação sólida pois o papel é altamente higroscópico. A quantidade de água absorvida pelo papel durante a

contaminação do transformador por umidade é muito maior que no óleo isolante. A hidrólise destrói os anéis de glucose produzindo umidade e cadeias de glucose livres (CIGRÉ, 2018, SAHA, PURKAIT, 2017).

Os três mecanismos de degradação da isolação sólida, hidrólise, pirólise e oxidação ocorrem simultaneamente. Os três processos de degradação têm como produtos os ácidos, água e os compostos furânicos. O 2-furfuraldeído (2FAL) é o composto furânico produzido em maior quantidade. Outros compostos como 2 acetilfurano (2ACF), 5-metil-2-furfuraldeído (5-MF), 5-hidroximetil 2-furfuraldeído (2H2F) e o álcool furfurílico (CIGRÉ, 2018, SAHA, PURKAIT, 2017). a figura 10 ilustra os processos de degradação da celulose e seus produtos.

Figura 10 – Processos de degradação da celulose



Fonte: Adaptado de CHEIM et al, 2012.

O envelhecimento da celulose resulta na diminuição da sua suportabilidade mecânica e da pressão de fixação dos enrolamentos.

### 3.1.2 Isolação líquida

Os óleos minerais isolantes são os líquidos mais utilizados para isolação elétrica e dissipação de calor em equipamentos elétricos. O óleo mineral isolante é derivado

do petróleo cru através de um processo de refino e destilação (MISLACH, 1954). Ele deve apresentar uma série de propriedades físicas, químicas e elétricas que atendem aos critérios de isolamento, transferência térmica e refrigeração. A tabela 5 reúne as propriedades do óleo que são críticas para sua função, bem como suas normas associadas:

Tabela 5 – Propriedades do óleo isolante

| Propriedade física do óleo  | Descrição   | Normas aplicada                          |
|-----------------------------|---|--|
| Cor                         | A cor muda e escurece na medida em que o óleo vai se deteriorando. O óleo novo tem uma cor amarelo-pálida e é transparente. É o primeiro indicador do estado de oxidação do óleo isolante.  | IEC 60296<br>ABNT NBR 14483              |
| Densidade Relativa          | A densidade relativa é a razão entre a massa do óleo e da água em volumes iguais. A densidade do óleo está, normalmente, em torno de 0,9 na temperatura de 15 °C.   | IEC 60296<br>ABNT NBR 7148               |
| Viscosidade                 | É a resistência que o óleo oferece ao escoamento contínuo sem turbulência, inércia ou outras forças. A quantidade de calor que o óleo é capaz de transferir, por hora, do transformador para o meio ambiente é fortemente influenciada pela viscosidade.  | IEC 61868<br>ABNT NBR 10441              |
| Ponto de Fluidez            | É a temperatura mínima à qual o óleo para de fluir. O ponto de fluidez é importante para definir o tipo de óleo a ser utilizado em determinados climas.   | IEC 60296<br>ABNT NBR 11349              |
| Ponto de Fulgor             | É a menor temperatura em que, quando o óleo é aquecido, ocorre a inflamação dos vapores. Produtos da degradação do óleo, como hidrocarbonetos de baixa massa molecular, podem diminuir o ponto de fulgor do óleo.   | IEC 60296<br>ABNT NBR 11341              |
| Tensão Interfacial          | É a força de atração formada entre o óleo e água na superfície de separação. A tensão interfacial entre o óleo e a água é um indicador de contaminantes e de produtos da degradação do óleo. Produtos de deterioração do óleo e contaminantes provocam o abaixamento da tensão interfacial do óleo. | IEC 60296<br>NBR - 6234                  |
| Índice de Neutralização     | Quantifica a presença de contaminantes polares ácidos, normalmente produtos de oxidação do óleo isolante.   | IEC 62021<br>ABNT NBR 14248              |
| Teor de Água                | A água no óleo tem como origem contaminação externa e degradação da isolação sólida, o teor de água pode indicar o estado de evolução da deterioração do isolante do transformador.   | IEC 60296<br>IEC 60814<br>ABNT NBR 10710 |
| Teor de compostos furânicos | Os compostos furânicos são produtos da degradação da isolação sólida do transformador, logo a quantidade de compostos furânicos no óleo indica o estado de degradação da isolação sólida  | IEC 61198<br>ABNT NBR 15349              |
| Enxofre corrosivo           | O enxofre presente no óleo mineral isolante depende do seu grau de refino. Em altas temperaturas, o enxofre se decompõe nas superfícies metálicas e produz sulfetos, que podem afetar a condutibilidade do isolamento sólido.   | IEC 60733<br>ABNT NBR 10505              |
| Gases no óleo               | A isolação sólida e líquida do transformador, quando exposta a estresse térmico e elétrico, se decompõe e gera gases que se dissolvem no óleo. A análise de gases dissolvidos no óleo isolante  | IEEE C57.104-<br>2019<br>IEC 60567       |

|                                       |  |                                |
|---------------------------------------|--|--------------------------------|
|                                       | é um indicador do tipo e severidade da falha incipiente do transformador.  | ABNT NBR 7274<br>ABNT NBR 7070 |
| Rigidez Dielétrica                    | A baixa rigidez dielétrica indica contaminação por água, sujeira, fibras celulósicas úmidas ou partículas condutoras no líquido. Vale observar que uma tensão de ruptura alta não significa necessariamente a ausência de todos os contaminantes, a concentração dos contaminantes pode ser tal que não afete significativamente a tensão de ruptura do líquido durante o ensaio | IEC 60156<br>ABNT NBR 6869     |
| Fator de Potência/Dissipação          | O fator de dissipação do óleo indica perda dielétrica do óleo e presença de contaminantes, produtos do envelhecimento da isolação sólida e de partículas condutoras.   | IEC 60247<br>ABNT NBR 12133    |
| Contagem de partículas                | A presença de partículas no óleo isolante pode ser proveniente de degradação, envelhecimento do óleo, desgaste de materiais sólidos no interior do transformador e contaminação.   | IEC 60422<br>ABNT NBR 14275    |
| Teor de Bifenilas Policloradas (PCBs) | Os PCBs são caracterizados como poluentes para o meio ambiente, o teor de PCB no óleo é medido para confirmar se é livre,  | IEC 60422<br>ABNT NBR 8371     |
| Estabilidade a oxidação               | A estabilidade a oxidação é a propriedade que indica a resistência do óleo isolante a oxidação durante o serviço. A oxidação resulta na formação de compostos ácidos e borra, que eleva as perdas dielétricas e corrosão metálica.   | IEC 60422<br>ABNT NBR 10567    |
| Sedimento e Borra                     | Sedimentos são materiais insolúveis presentes no óleo, entre eles produtos de degradação da isolação sólida, partículas sólidas liberadas no óleo do transformador, fibras e outros corpos estranhos. A borra é o produto polimerizado formado pela degradação da isolação.  | IEC 60422<br>ABNT NBR 10567    |

Fonte: O autor, 2020.

A degradação do óleo é afetada por diversos fatores, a saber temperatura, oxidação, contaminação, descargas parciais, cobre dos enrolamentos e ferro do núcleo. A reação com oxigênio forma hidroperóxidos instáveis que se decompõem e formam aldeídos e cetonas, que podem ser oxidados e formar ácidos e éteres. Os ácidos, água, cobre dos enrolamentos, ferro agem como catalisadores do processo de degradação. O calor funciona como acelerador da oxidação do óleo. Os produtos insolúveis da degradação do óleo formam os sedimentos que se depositam sobre a isolação sólida e dificultam a dissipação de calor (SAHA, PURKAIT, 2017).

A degradação do óleo devido a altas temperaturas (até 500°C) dá origem a os gases metano (CH<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). A pirólise do óleo pode dar origem a gases como o hidrogênio (H<sub>2</sub>), acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) (SAHA, PURKAIT, 2017).

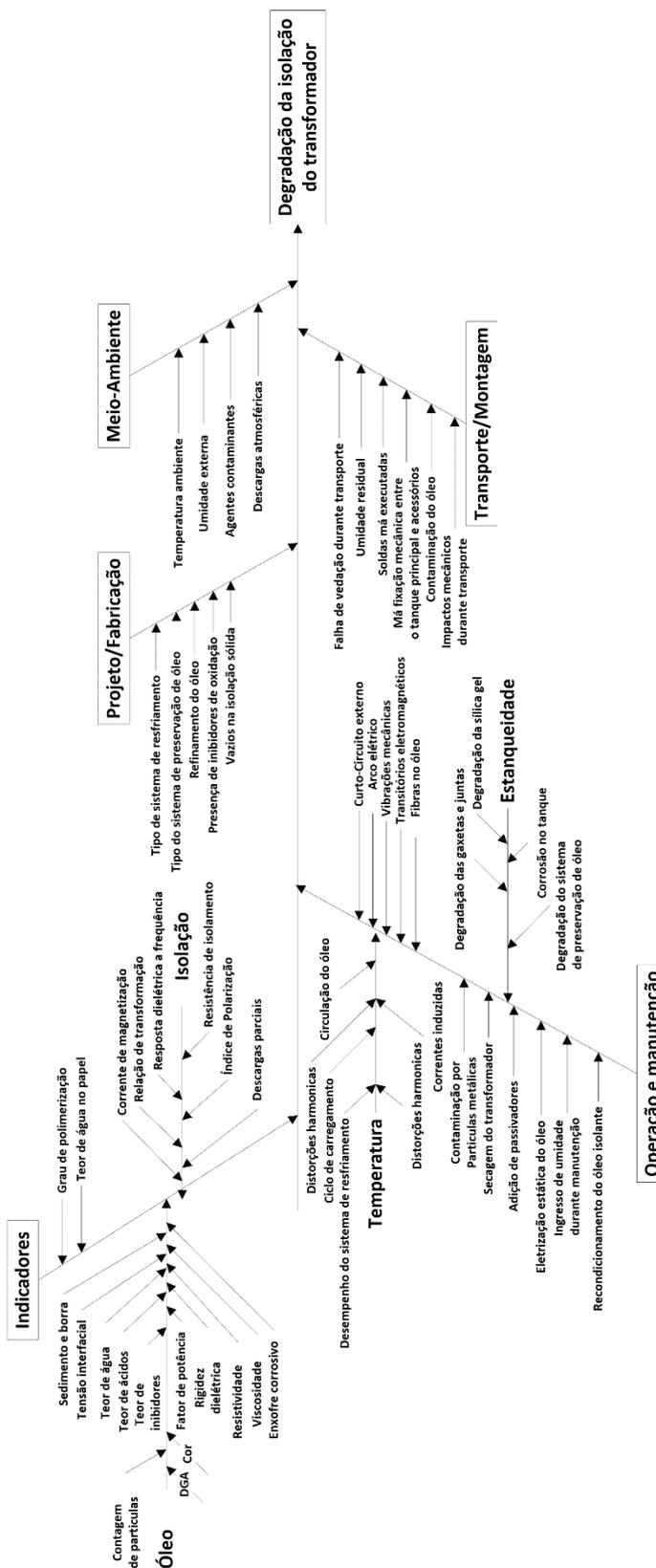
### 3.1.3 Condição de vida da isolação

Durante a operação do transformador de potência, o conjunto formado pela isolação sólida e isolação líquida estão sob estresse elétrico, térmico, químico e mecânico simultaneamente. A figura 11 mostra o diagrama de Ishikawa e a correlação entre as diversas relações de causa que interagem para a deterioração da isolação do transformador.

Fatores associados ao meio-ambiente como temperatura ambiente, umidade externa e presença de agentes contaminantes podem contribuir para a degradação da isolação do transformador. A incidência de descargas atmosféricas pode resultar em solicitações superiores a suportabilidade dielétrica do isolamento e consequente degradação da isolação.

Características da fabricação dos materiais isolantes são fatores importantes na degradação da isolação do transformador de potência. O papel kraft termoestabilizado (PKT) é tratado com agentes estabilizadores durante sua fabricação para obter menor degradação térmica. Os papéis impressos com ponto de diamante são usados para formar um isolante de excelente estabilidade mecânica. Na maioria dos casos, a resina é aplicada em pontos formando quadrados, dispostos em um padrão de diamante e impressos nos dois lados ou apenas em um lado da superfície do papel. A resina epóxi possui uma adesão superior ao cobre e ao alumínio e é amplamente utilizada em transformadores de distribuição (CIGRÉ, 2018). O tratamento do óleo com inibidores reduz a degradação por oxidação e hidrólise e a produção de ácidos. A contaminação por partículas sólidas e umidade durante a fabricação dos isolantes também contribui para sua degradação. Fatores do projeto do transformador, como temperatura de operação, carregamento e sistema de preservação do óleo isolante também influenciam na degradação da isolação.

Figura 11 – Diagrama de Ishikawa da isolação do transformador



Fonte: O autor, 2020.

Durante o transporte, o transformador está sujeito a impactos mecânicos que podem contribuir para degradação mecânica da isolação sólida. A fixação mecânica entre o tanque principal e os acessórios do transformador, bem como a qualidade das soldas e juntas de vedação influenciam no ingresso de umidade e oxigênio no interior do tanque (MISLACH, 1954).

Durante a operação do transformador, os fatores relacionados a temperatura e a estanqueidade são críticos no processo de envelhecimento da isolação, sobretemperatura e falhas térmicas envolvendo o papel e o óleo aceleram sua degradação e diminuem a vida útil do transformador. Contaminação por umidade e partículas sólidas no óleo resultam em descargas parciais e diminuição da suportabilidade dielétrica do isolamento.

Entre as ações de manutenção envolvendo o transformador de potência estão a secagem do transformador e o condicionamento do óleo isolante. A secagem do transformador é aplicada para remover a umidade da isolação sólida. O processo de secagem requer a aplicação de altas temperaturas, na faixa de 100-120 °C, por um determinado período de tempo a pressão atmosférica ou em pressão reduzida a depender do tipo de secagem. No processo de secagem, a umidade migra das camadas mais internas para a superfície externa (CIGRÉ, 2018). O condicionamento do óleo é realizado através de tratamento termovácuo, regeneração ou troca do óleo a depender de suas características físicas e químicas e seu estado de envelhecimento. Durante intervenções na parte ativa ou componentes do transformador pode ocorrer contaminação por umidade e partículas em suspensão.

Algumas variáveis de estado, resultantes como produtos da degradação e características elétricas do sistema de isolação, são utilizadas no diagnóstico do estado da isolação sólida do transformador. Características elétricas da isolação, como resistência de isolamento, índice de polarização e descargas parciais são indicadores de degradação da isolação. A tabela 6 indica valores de referência para essas variáveis (IEEE C57.152, CIGRÉ, 2019).

Tabela 6 – Variáveis de estado da isolação sólida

| Variável de estado                            | Estado |           |              |           |          |
|---|--------|-----------|--------------|-----------|----------|
|   | Bom    | Aceitável | Questionável | Pobre     | Perigoso |
| Índice de polarização                         | >2     | 1,25 – 2  | 1,1 – 1,25   | 1,0 – 1,1 | < 1      |
| Descargas parciais (pC)                       | < 250  | 250 - 500 | 751-750      | 751-2000  | >2000    |
| Capacitância (% variação do valor de fábrica) | <0,4%  | 0,5 – 4,9 | 5 – 5,9      | 6 – 6,9   | >7       |
| Fator de potência (%)                         | <0,5   | 0,5-1,0   | 1,1-1,5      | 1,6-2,0   | >2       |

Fonte: O autor, 2020.

As variáveis de estado e indicadores da degradação do óleo mineral isolante (valores independem de o óleo ser naftênico ou parafínico) e seus valores de referência estão na tabela 7.

Tabela 7 – Variáveis de estado da isolação líquida

| Variável de estado           | Classe de Tensão (kV) | Estado                 |                             |                        |
|------------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|------------------------|
|                              |                       | Bom                    | Questionável                | Pobre                  |
| Tan $\delta$                 | >170                  | <0,1                   | 0,1-0,2                     | >0,2                   |
|                              | $\leq$ 170            | <0,1                   | 0,1-0,5                     | >0,5                   |
| Resistividade (G $\Omega$ m) | >170                  | >10                    | 3-10                        | <3                     |
|                              | $\leq$ 170            | >3                     | 0,2-3                       | <0,2                   |
| Rigidez dielétrica (kV)      | $\leq$ 72,5           | >40                    | 30-40                       | <30                    |
|                              | 72,5 – 170            | >50                    | 40-50                       | <40                    |
|                              | > 170                 | >60                    | 50-60                       | <50                    |
| Teor de ácidos (mg KOH/g)    | $\leq$ 72,5           | <0,15                  | 0,15-0,3                    | >0,3                   |
|                              | 72,5 – 170            | <0,1                   | 0,1-0,2                     | >0,2                   |
|                              | >170                  | <0,1                   | 0,1-0,15                    | >0,15                  |
| Teor de água (ppm)           | $\leq$ 72,5           | <30                    | 30-40                       | >40                    |
|                              | 72,5 – 170            | <20                    | 20-30                       | >30                    |
|                              | >170                  | <15                    | 15-20                       | >20                    |
| Tensão interfacial (mN/m)    | Todas                 | >25                    | 20-25                       | <20                    |
| Teor de inibidores (%)       | Todas                 | >60% do valor original | 40% a 60% do valor original | <40% do valor original |
| Sedimento e borra (%)        | Todas                 | <0,02% massa           | -                           | >0,02% massa           |

Fonte: O autor, 2020.

Outros marcadores de envelhecimento e falha da isolação sólida e líquida são os compostos furânicos e os compostos gasosos presentes no óleo isolante, a saber metano ( $\text{CH}_4$ ), etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), etileno ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ), acetileno ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ), hidrogênio ( $\text{H}_2$ ), monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), nitrogênio ( $\text{N}_2$ ) e oxigênio ( $\text{O}_2$ ).

### 3.1.4 Análise dos gases dissolvidos no óleo

A Análise dos Gases Dissolvidos no óleo (DGA – *Dissolved gases analysis*) indica falhas incipientes no transformador de potência, através da formação de gases produtos da degradação.

A análise de gases dissolvidos no óleo pode ser realizada através da cromatografia gasosa, que separa e quantifica substâncias gasosas dissolvidas em uma amostra de óleo analisado em laboratório. Outra forma de análise é realizada através de sensores de gás, instalados no transformador, que permitem o monitoramento da formação de gases de forma online (CIGRÉ, 2013).

Os métodos convencionais de análise dos gases dissolvidos utilizam a concentração dos principais gases produtos da decomposição química do papel durante falhas:

- Hidrocarbonetos e hidrogênio: Metano ( $\text{CH}_4$ ), Etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), Etileno ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ), Acetileno ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ) e Hidrogênio ( $\text{H}_2$ ).
- Óxidos de carbono: Monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) e Dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ).
- Outros gases: Nitrogênio ( $\text{N}_2$ ) e Oxigênio ( $\text{O}_2$ ).

A formação dos gases depende da energia associada a decomposição química, alguns gases, como o  $\text{CO}_2$  e o  $\text{CO}$ , são típicos da deterioração da isolação sólida durante a operação do transformador, o metano e o etano são produzidos durante sobreaquecimento a baixa temperatura, o etileno e o hidrogênio surgem em altas temperaturas e o acetileno é produzido em temperatura extremas, como formação de arco. Descargas elétricas de baixa energia produzem hidrogênio, metano e pequenas quantidades de etano e etileno. A formação de arco elétrico produz hidrogênio e acetileno em grande quantidade, com pouca formação de metano e etileno (SAHA, 2003, MISLACH, 1984).

### 3.1.5 Falhas e defeitos detectáveis através do DGA

De acordo com A IEC 60599:2015 e a IEEE C57.104-2019 as falhas e defeitos que podem ser identificados através do DGA são classificados em 6 falhas básicas, conforme tabela 8.

Tabela 8 – Falhas básicas

| Código | Falha                          | Exemplos   | Gases principais                   |
|--------|--------------------------------|--|------------------------------------|
| PD     | Descargas Parciais tipo corona | Descargas parciais do tipo corona ocorrem em vazios ou bolhas de gás da isolação resultantes de falhas durante impregnação do papel, presença de humidade no papel ou cavitação do óleo  | H <sub>2</sub>                     |
| D1     | Descargas de baixa energia     | Pequenos arcos e centelhas entre conexões, anéis de blindagem, espiras adjacentes ou condutores e falha de isolação no núcleo. Descargas entre peças de fixação, bucha e tanque, ou entre enrolamentos e partes metálicas aterradas. Trilhamento em blocos de madeira, espacadores, cola de viga isolante.   | C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> , C  |
| D2     | Descargas de alta energia      | Flashover, trilhamento ou arco de alta energia, curto-circuito entre baixa tensão e terra, conectores, enrolamentos, buchas e tanque, barramento e tanque de cobre, enrolamentos e núcleo, em duto de óleo, torre. Loops fechados entre dois condutores adjacentes, parafusos isolados do núcleo, anéis de metal segurando pernas do núcleo.                                 | C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> , C  |
| T1     | Falha térmica, t<300°C         | Sobrecarga do transformador em situações de emergência. Falha na circulação do óleo nos enrolamentos. Circulação de corrente através do fluxo de dispersão   | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , CO |
| T2     | Falha térmica, 300°C<t<700°C   | Contatos defeituosos entre as conexões parafusadas, contatos deslizantes, contatos dentro da chave seletora do comutador, conexões de cabos e tirantes de buchas. Circulação de corrente entre grampos e parafusos, grampos e laminas do núcleo, em cabos de aterramento, soldas defeituosas ou fixadores do núcleo. Isolamento desgastado entre condutores em enrolamentos. | CH <sub>4</sub> , C                |

|    |   |   |                            |
|----|---|---|----------------------------|
| T3 | Falha térmica,<br>$t > 700^{\circ}\text{C}$ | Correntes de circulação no tanque e no núcleo.<br>Correntes parasitas na estrutura do tanque. Curto-circuito entre lâminas do núcleo. | $\text{C}_2\text{H}_4$ , C |
|----|---|---|----------------------------|

Fonte: IEEE, 2019.

Além das falhas básicas, existem ainda subtipos de falhas que contribuem para um detalhamento maior de falhas térmicas envolvendo o papel e o óleo isolante, conforme tabela 9.

Tabela 9 – Subtipos de falhas

| Código | Falha  |
|--------|--|
| S      | Geração de Gases dispersos no óleo (Stray Gassing)                   |
| O      | Sobreaquecimento $t < 250^{\circ}\text{C}$ sem carbonização do papel |
| C      | Possível carbonização do papel                                       |
| T3-H   | Falha térmica T3 envolvendo o óleo                                   |
| R      | Reação Catalítica  |

Fonte: IEEE, 2019.

Um dos métodos convencionais utilizados para a interpretação dos gases dissolvidos no óleo é o método dos gases chave. Nesse método as concentrações dos gases  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{CO}$  e  $\text{C}_2\text{H}_6$  são comparados a fim de caracterizar as falhas incipientes de acordo com a produção maior de um gás específico em relação aos demais, a tabela 10 mostra a interpretação dos gases dissolvidos no óleo pelo método dos gases chaves.

Tabela 10 – Método dos gases chave

| Falha              | Gás Chave                             | Outros gases envolvidos   | $\text{H}_2(\%)$ | $\text{CH}_4(\%)$ | $\text{C}_2\text{H}_2(\%)$ | $\text{C}_2\text{H}_4(\%)$ | $\text{C}_2\text{H}_6(\%)$ | $\text{CO}(\%)$ |
|--------------------|---------------------------------------|---|------------------|-------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------|
| Descargas Parciais | $\text{H}_2$                          | A concentração de $\text{CH}_4$ é significativa. Também existem pequenas quantidades de $\text{C}_2\text{H}_4$ e $\text{C}_2\text{H}_6$ | >60              | >5                | <5                         | -                          | -                          | -               |
| Arco elétrico      | $\text{H}_2$ e $\text{C}_2\text{H}_2$ | Existe a possibilidade de pequenas concentrações de $\text{CH}_4$ , $\text{C}_2\text{H}_6$ , e $\text{C}_2\text{H}_4$                   | >40              | -                 | >20                        | -                          | -                          | -               |
| Térmica – Celulose | $\text{CO}$                           | Na ocorrência de falhas térmicas na celulose o maior gás envolvido é o $\text{CO}$ , outros gases são insignificantes                   | -                | -                 | -                          | -                          | -                          | >70             |

|                   |          |  |   |    |   |     |    |   |
|-------------------|----------|--|---|----|---|-----|----|---|
| Térmica -<br>óleo | $C_2H_4$ | Existe uma quantidade significativa de $C_2H_6$ e $CH_4$ e pequenas quantidades de $H_2$ . | - | >5 | - | >40 | >5 | - |
|-------------------|----------|--|---|----|---|-----|----|---|

Fonte: Adaptada de IEEE, 2019.

A IEC 60599:2015 indica um método baseado no uso das razões  $C_2H_2/C_2H_4$ ,  $CH_4/H_2$  e  $C_2H_4/C_2H_6$  para identificação de falhas através do DGA, a tabela 11 indica os valores limite da razão entre os hidrocarbonetos utilizados.

Tabela 11 – Tabela de interpretação de DGA

| Tipo de Falha | $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ | $\frac{CH_4}{H_2}$ | $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ |
|---------------|-------------------------|--------------------|-------------------------|
| PD            | -                       | <0,1               | <0,2                    |
| D1            | >1                      | 0,1-0,5            | >1                      |
| D2            | 0,6-2,5                 | 0,1-1              | >2                      |
| T1            | -                       | >1                 | <1                      |
| T2            | <0,1                    | >1                 | 1-4                     |
| T3            | <0,2                    | >1                 | >4                      |

Fonte: IEC, 2015.

Outros métodos convencionais, como o de Dornenburg e Rogers, utilizam uma combinação de razões entre as concentrações de gases para diagnosticar possíveis falhas incipientes em transformadores de potência, a IEEE C57.104-2019 trata desses métodos com detalhamento.

Os óxidos de carbono são bons indicadores de falha térmica envolvendo o papel (IEEE, 2019). Os valores de concentração de  $CO$  e  $CO_2$  bem como a razão  $CO_2/CO$  podem indicar envolvimento do papel em falhas térmicas. A tabela 12 sumariza o uso de óxidos de carbono na detecção de falhas.

Tabela 12 – Indicação de falhas através de óxidos de carbono

| Falha   | $CO$      | $CO_2$     | $\frac{CO_2}{CO}$ | Observações   |
|---|-----------|------------|-------------------|---|
| Falha térmica com carbonização do papel                             | >1000 ppm | -          | < 3               | Formação de valores significativos de hidrocarbonetos, hidrogênio e compostos furânicos |
| Sobreaquecimento do papel ( $T < 160^\circ C$ ) ou oxidação do óleo | -         | >10000 ppm | >10               | -   |

Fonte: O autor, 2020.

A razão  $CO_2/CO$  e a concentração dos óxidos de carbono não deve ser usada como método principal para detecção de falhas térmicas em transformadores, mas como um método complementar (IEC, 2015). A quantidade de óxidos de carbono no óleo sofre influência do tipo de sistema de preservação do líquido isolante, envelhecimento da isolamento sólida e oxidação do óleo (IEC, 2015).

Os métodos citados acima utilizam a razão entre dois gases para detecção de falhas incipientes, o triângulo de Duval (IEC, 2015) utiliza as concentrações de  $CH_4$ ,  $C_2H_4$ , e  $C_2H_2$  para detectar falhas incipientes no transformador de potência, as equações 10, 11 e 12 mostram as relações entre os gases utilizadas no método de Duval.

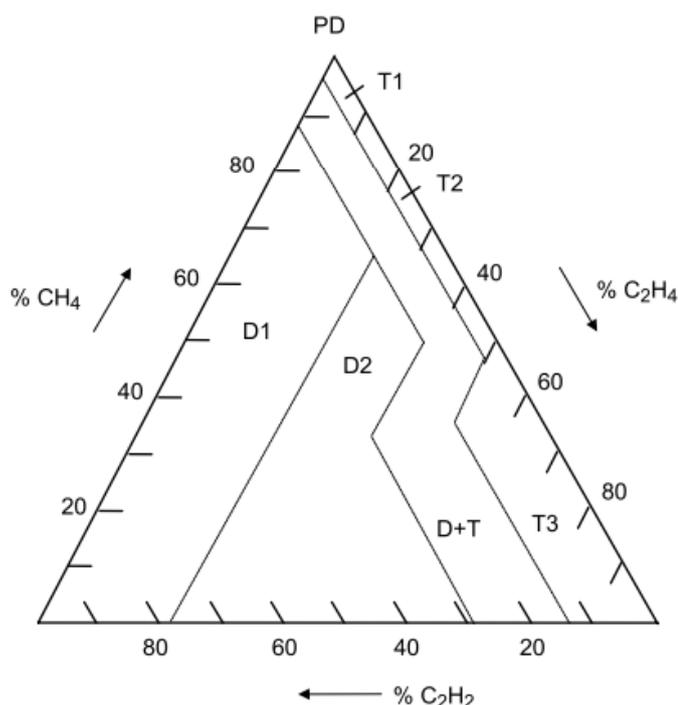
$$\%CH_4 = 100 \cdot \frac{CH_4}{CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4} \quad (10)$$

$$\%C_2H_2 = 100 \cdot \frac{C_2H_2}{CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4} \quad (11)$$

$$\%C_2H_4 = 100 \cdot \frac{C_2H_4}{CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4} \quad (12)$$

A figura 12 mostra o triângulo 1 de Duval, onde as coordenadas são obtidas como percentual de cada concentração dos gases no óleo:

Figura 12 – Triângulo 1 de Duval.



Fonte: IEC, 2015.

A tabela 13 mostra os valores limite para as zonas do triângulo 1 de Duval.

Tabela 13 – Método do Triângulo 1 de Duval

| Falha | % $CH_4$ | % $C_2H_4$ | % $C_2H_2$ |
|-------|----------|------------|------------|
| PD    | ≥98      | -          | -          |
| T1    | <98      | <20        | <4         |
| T2    | -        | ≥20 e <50  | <4         |
| T3    | -        | ≥50        | <15        |
| DT    | -        | <50        | ≥4 e <13   |
|       | -        | ≥40 e <50  | ≥13 e <29  |
|       |          | ≥50        | ≥15 e <29  |
| D1    | -        | <23        | ≥13        |
| D2    | -        | ≥23        | ≥29        |
|       | -        | ≥23 e < 40 | ≥13 e <29  |

Fonte: IEEE, 2019.

Algumas variações do triângulo de Duval são propostas em (Duval, 2008), onde são utilizados gases e zonas diferentes para obter informação sobre subtipos de falhas térmicas. Falhas térmicas de baixa temperatura (T1 e T2) e descargas parciais podem ser mais detalhadas através do Triângulo 4 de Duval. Falhas térmicas do tipo T2 e T3 podem ser distintas em faltas envolvendo apenas o óleo ou a carbonização do papel através do triângulo 5 de Duval.

Para o Triângulo 4 de Duval são utilizados os gases  $H_2$ ,  $CH_4$  e  $C_2H_6$ , a tabela 14 e a figura 13 ilustram o método:

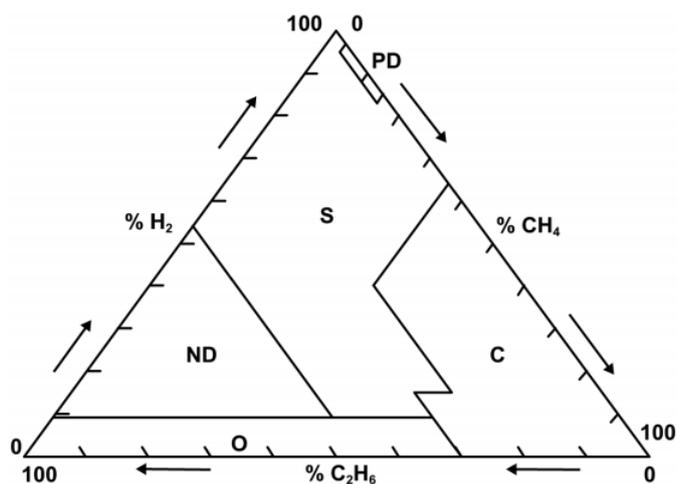
Tabela 14 – Método do triângulo 4 de Duval.

| Falha | % $H_4$ | % $CH_4$  | % $C_2H_6$ |
|-------|---------|-----------|------------|
| PD    | -       | ≥2 e <15  | <1         |
| S     | ≥9      | -         | ≥30 e <46  |
|       | ≥15     | -         | ≥24 e <30  |
|       | -       | <36       | ≥1 e <24   |
|       | -       | <36 e ≥15 | <1         |
|       | -       | <2        | <1         |
| O     | <9      | -         | ≥30        |
| C     | -       | ≥36       | ≥24        |

|    |     |   |           |
|----|-----|---|-----------|
|    | <15 | - | ≥24 e <30 |
| ND | ≥9  | - | ≥46       |

Fonte: IEEE, 2019.

Figura 13 – Método do triângulo 4 de Duval



Fonte: IEEE, 2019.

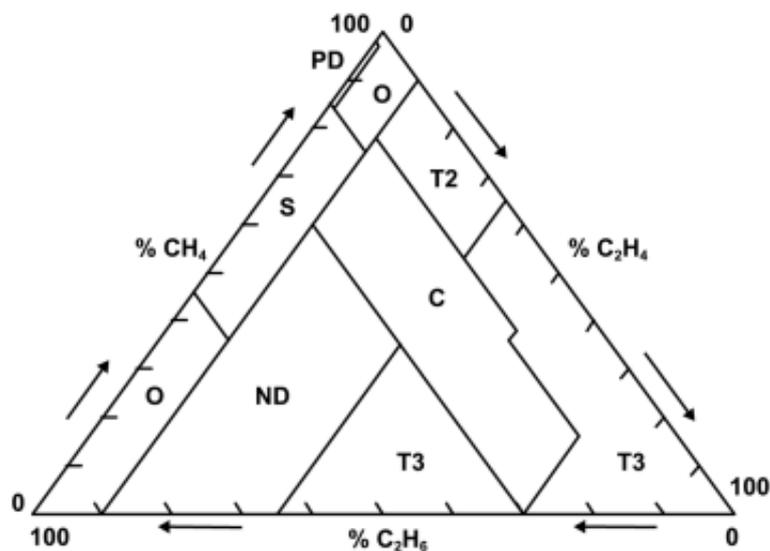
Para o Triângulo 5 de Duval são utilizados os gases  $C_2H_4$ ,  $CH_4$  e  $C_2H_6$ , a tabela 15 e a figura 14 ilustram o método:

Tabela 15 – Método do triângulo 5 de Duval.

| Falha | % $CH_4$ | % $C_2H_4$ | % $C_2H_6$ |
|-------|----------|------------|------------|
| PD    | -        | <1         | ≥2 e <14   |
| O     | -        | ≥1 e <10   | ≥2 e <14   |
|       | -        | <1         | <2         |
|       | -        | <10        | ≥54        |
| S     | -        | <10        | ≥14 e <54  |
| T2    | -        | ≥10 e <35  | <12        |
| T3    | -        | ≥35        | <12        |
|       | -        | ≥50        | ≥12 e <14  |
|       | -        | ≥70        | ≥14        |
|       | -        | ≥35        | ≥30        |
| C     | -        | ≥10 e <50  | ≥12 e <14  |
|       | -        | ≥10 e <70  | ≥14 e <30  |
| ND    | -        | ≥10 e <35  | ≥30        |

Fonte: IEEE, 2019.

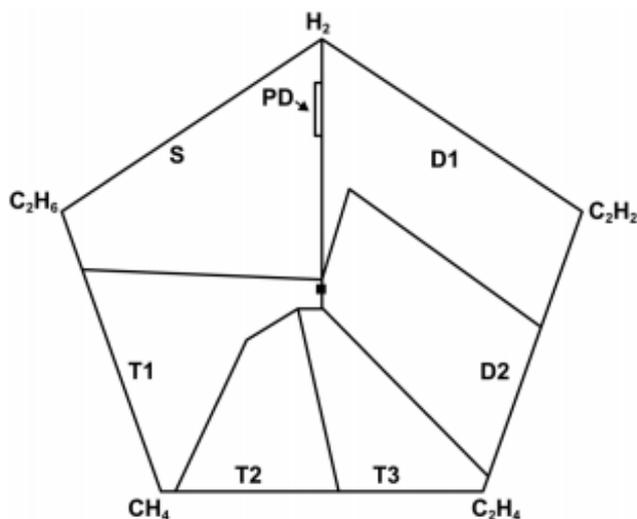
Figura 14 – Método do triângulo 5 de Duval



Fonte: IEEE, 2019.

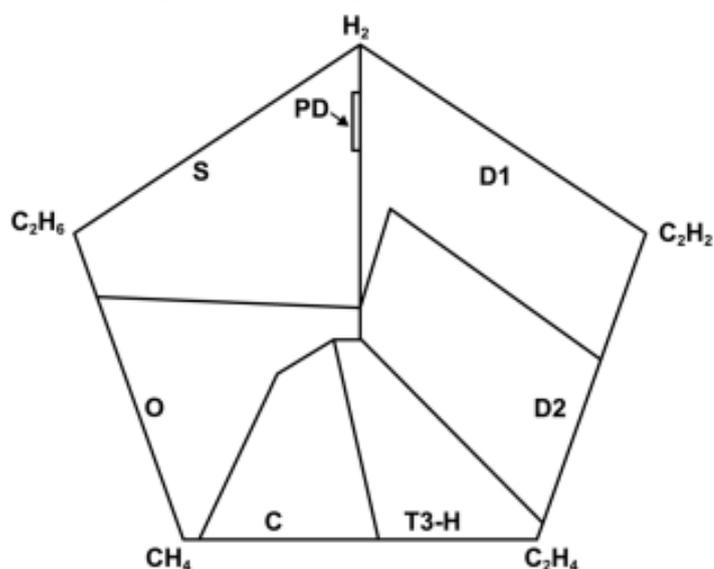
Seguindo a mesma filosofia do método do triângulo para detecção de falhas incipientes pela interpretação de gases, o método do pentágono de Duval utiliza a concentração de todos os hidrocarbonetos para análise. O pentágono de Duval pode ser utilizado como uma interpretação complementar ao diagnóstico verificado pelo triângulo de Duval por introduzir mais elementos no diagnóstico (DUVAL;LAMARRE, 2014). As figuras 15 e 16 mostram os Pentágonos 1 e 2 de Duval.

Figura 15 – Pentágono 1 de Duval



Fonte: IEEE, 2019.

Figura 16 – Pentágono 2 de Duval



Fonte: IEEE, 2019.

Os pentágonos de Duval possuem regiões de interpretação de gases relacionadas a faltas de baixa temperatura, como a região S que está relacionada a gases dispersos no óleo que surgem de forma inesperada a temperaturas de 80 °C a 250 °C. A região O indica sobreaquecimento a uma temperatura menor que 250 °C, a região C indica pontos quentes com carbonização do papel ( $T > 300$  °C) e a região T3-H falhas térmicas somente no óleo (DUVAL; LAMARRE, 2014).

### 3.1.6 Níveis de concentração de gás em serviço

A probabilidade de ocorrência de uma falha incipiente no transformador de potência, detectável através da análise de gases, pode ser relacionada com os níveis de concentração de gases e taxas de formação de gases (IEC, 2015). A norma IEC 60599:2015 utiliza um banco de dados de DGA para extrair valores típicos, ou valores normais, de níveis de concentração de gases que podem ser utilizados como valores de referência para tomada de decisão na análise de gases.

Os valores típicos, que representam uma probabilidade pequena de ocorrência de falhas relacionada a produção de gases, são obtidos a partir do 90° percentil do banco de dados que contem resultados de DGA de diversas fontes, indústrias, laboratórios, níveis de tensão, potência, idade, etc. As tabelas 16 e 17 indicam a faixa de valores típicos para a concentração e taxa de crescimento dos gases calculados

pela IEC 60599:2015 que podem ser utilizados como valores de referência na interpretação de gases dissolvidos no óleo.

Tabela 16 – Valores típicos de gases dissolvidos no óleo

|                                     | $C_2H_2$ | $H_2$  | $CH_4$ | $C_4H_4$ | $C_2H_6$ | $CO$    | $CO_2$     |
|-------------------------------------|----------|--------|--------|----------|----------|---------|------------|
| Valores típicos ( $\mu\text{l/l}$ ) | 2-20     | 50-150 | 30-130 | 60-280   | 20-90    | 400-600 | 3800-14000 |

Fonte: IEC, 2015.

Tabela 17 – Valores típicos para taxa de crescimento dos gases

|   | $C_2H_2$ | $H_2$  | $CH_4$ | $C_2H_4$ | $C_2H_6$ | $CO$     | $CO_2$     |
|---|----------|--------|--------|----------|----------|----------|------------|
| Valores típicos ( $\mu\text{l/l/ano}$ ) | 0-4      | 35-132 | 10-120 | 32-146   | 5-90     | 260-1060 | 1700-10000 |

Fonte: IEC, 2015.

Um estudo realizado pelo CIGRÉ (CIGRÉ, 2019) reúne resultados de valores de referência para a concentração de gases divididos em valores típicos, intermediários e valores pré-falha baseados na probabilidade de ocorrência de falhas relacionada aos resultados de análise de gases dissolvidos do óleo de um banco de dados. As tabelas 18 e 19 mostram os valores para concentração de gases e taxa de crescimento dos gases.

Tabela 18 – Valores de referência para gases dissolvidos no óleo

| Nível de concentração (ppm) | $C_2H_2$ | $H_2$ | $CH_4$ | $C_2H_4$ | $C_2H_6$ | $CO$ | $CO_2$ |
|-----------------------------|----------|-------|--------|----------|----------|------|--------|
| Típico                      | 5        | 118   | 85     | 56       | 111      | 700  | 6300   |
| Intermediario 1             | 19       | 200   | 135    | 120      | 210      | 970  | 11600  |
| Intermediario 2             | 40       | 280   | 180    | 200      | 300      | 1180 | 16700  |
| Pré-Falha                   | 450      | 725   | 400    | 800      | 900      | 2100 | 50000  |

Fonte: CIGRÉ, 2019.

Tabela 19 – Valores de referência para taxa de variação de gases dissolvidos no óleo

| Nível de concentração (ppm/mês) | $C_2H_2$ | $H_2$ | $CH_4$ | $C_2H_4$ | $C_2H_6$ | $CO$ | $CO_2$ |
|---------------------------------|----------|-------|--------|----------|----------|------|--------|
| Típico                          | 1        | 1.8   | 1.3    | 1        | 1.2      | 16   | 135    |
| Intermediario 1                 | 0        | 6     | 5      | 4        | 7        | 60   | 520    |
| Intermediario 2                 | 1        | 11    | 12     | 11       | 17       | 130  | 1140   |
| Pré-Falha                       | 15       | 90    | 150    | 150      | 330      | 1420 | 12500  |

Fonte: CIGRÉ, 2019.

Os valores de concentração de gases e a taxa de crescimento de gases calculados como valores de referência podem refletir características da população de

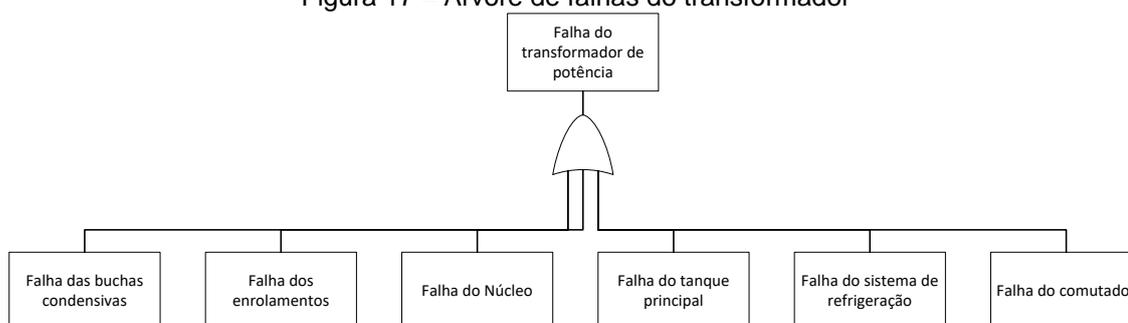
transformadores utilizados como banco de dados. Variáveis como idade, tipo de núcleo, volume de óleo e tipo de sistema de preservação de líquido isolante apresentam relação com os valores típicos. A literatura sugere que os valores típicos utilizados para tomada de decisão referentes a valores limites e intervalo de amostragem do óleo devem ser obtidos através de banco de dados históricos do equipamento (DUVAL, 2008).

### 3.2 CONSIDERAÇÕES DO CAPITULO

Os sólidos e líquidos isolantes possuem um papel fundamental para o bom funcionamento do transformador de potência e assumem papel de elementos chave para a vida útil do transformador, eles estão presentes nos diversos componentes e são susceptíveis a degradação, envelhecimento, estresses mecânicos e elétricos. A análise de falhas através do DGA é uma técnica de grande importância para a avaliação da condição do transformador e contempla falhas térmicas, dielétricas e químicas da parte ativa, buchas e comutadores.

Para aplicação da metodologia de análise de falhas em transformadores de potência através da construção da árvore de falhas, o primeiro passo é identificar o evento topo, vide Capítulo 2, como o sistema objeto estudado é o transformador, o evento topo é: falha no transformador de potência. O nível hierárquico imediatamente abaixo do evento topo será formado pelos eventos associados aos subcomponentes do transformador de potência: Falha das buchas condensivas, falha dos enrolamentos, falha do núcleo, falha do tanque principal, falha do sistema de refrigeração, falha do comutador (quando houver). A figura 17 mostra a macro árvore de falhas do transformador de potência e seus subsistemas associados.

Figura 17 – Árvore de falhas do transformador



Fonte: O autor, 2020.

O desdobramento das falhas dos subcomponentes foi feito através do uso de metodologias como a análise da causa raiz de falha, também conhecida como a metodologia dos por quês e o diagrama de Ishikawa e de estudos de falhas disponíveis na literatura. Nos Capítulos 5 e 6 a seguir serão desenvolvidas as árvores de falha para a parte ativa e acessórios respectivamente.

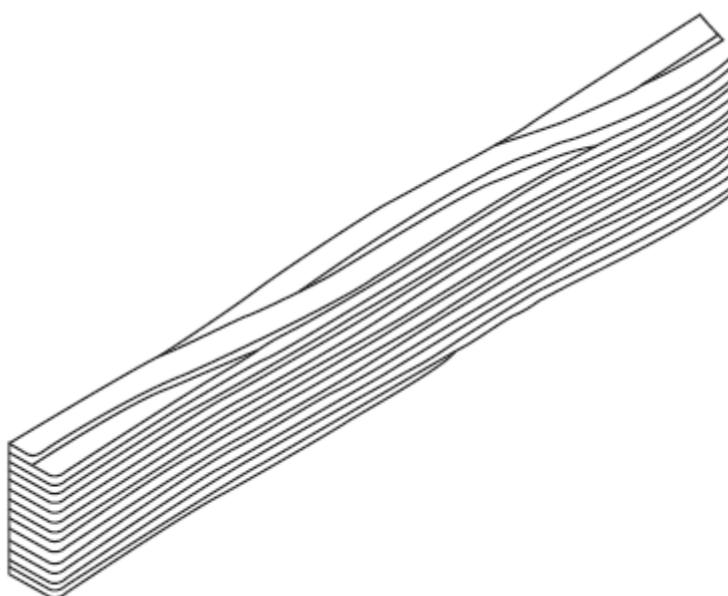
## 4 PARTE ATIVA DO TRANSFORMADOR

A parte ativa do transformador é formada pelos enrolamentos, núcleo e ferragens, vide Capítulo 3. Os componentes da parte estão sujeitos a estresses eletromecânicos e térmicos resultantes da circulação da corrente de carga e transitórios eletromagnéticos envolvendo o sistema ao qual o transformador está inserido, a seguir a degradação da parte ativa e as causas associadas serão abordados, a fim de construir uma árvore de falhas.

### 4.1 ENROLAMENTOS

A função dos enrolamentos é conduzir corrente e gerar o fluxo magnético. Os condutores que formam o enrolamento são usualmente retangulares, visando um melhor aproveitamento de espaço, os condutores são dispostos em paralelo para aumentar a capacidade de condução de corrente. O condutor retangular, ou conjunto de condutores, é envolvido por um papel isolante e disposto em camadas para construção do enrolamento. Os condutores em paralelo, que formam os cabos, são transpostos, para evitar correntes parasitas entre os condutores, como mostra a figura 18 (Ryan, 2013, ABB, 2003).

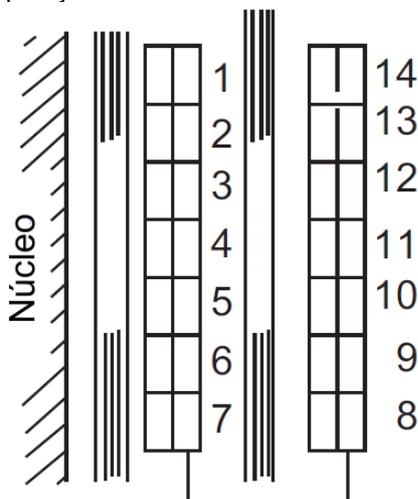
Figura 18 – Transposição de condutores no cabo do enrolamento



As formas mais comuns de arranjos de enrolamento são: camada, disco, lâmina e hélice.

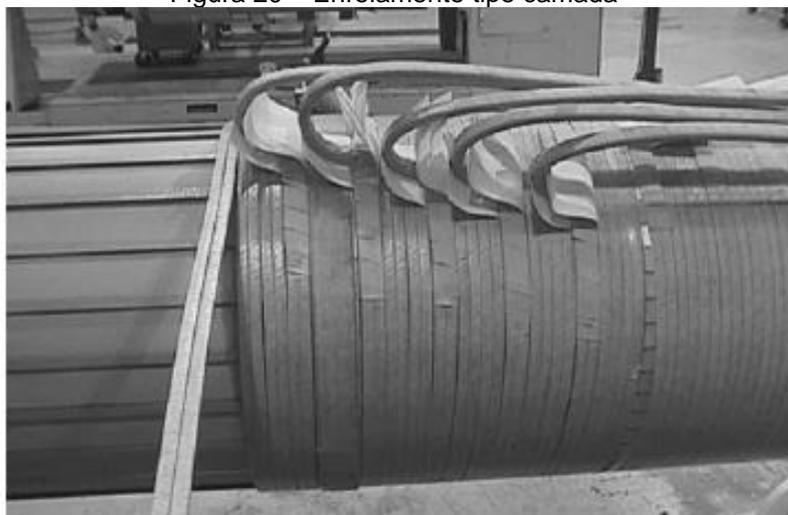
No enrolamento tipo camada, as bobinas são dispostas lado a lado, vide figura 19, dando origem as camadas verticais ao longo do enrolamento, os condutores são, geralmente, contínuos e estão dispostos em várias camadas, uma em cima da outra. O uso de espaçadores isolantes entre as camadas também é comum para permitir o fluxo do óleo isolante (VECCHIO, 2010). A figura 20 mostra um enrolamento tipo camada.

Figura 19 – Disposição das bobinas no enrolamento tipo camada



Fonte: RYAN, 2013.

Figura 20 – Enrolamento tipo camada

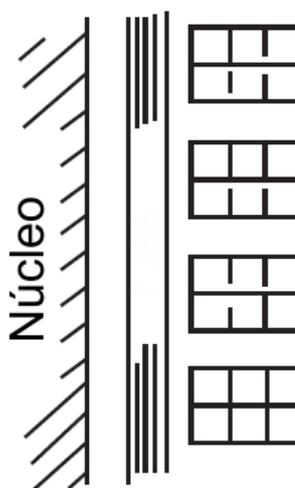


Fonte: HARLOW, 2004.

O enrolamento em camada é utilizado, geralmente, nos enrolamentos do comutador sob carga, em enrolamentos terciários, e para aplicações em pequenos e médios transformadores (HARLOW, 2004, ABB, 2003).

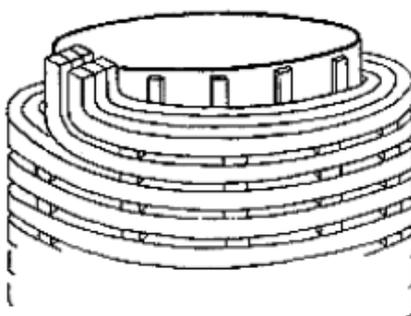
O enrolamento em hélice possui espaçadores axiais e radiais, sendo utilizado para suportar altas correntes, onde a corrente é distribuída entre vários condutores em paralelo, como mostram as figuras 21 e 22 O enrolamento consiste em diversos condutores alocados radialmente e enrolados em forma de espiral. Todos os condutores de uma volta estão conectados em paralelo e existem espaçadores entre cada volta (HARLOW, 2004, ABB, 2003).

Figura 21 – Disposição das bobinas no enrolamento tipo hélice



Fonte: RYAN, 2013.

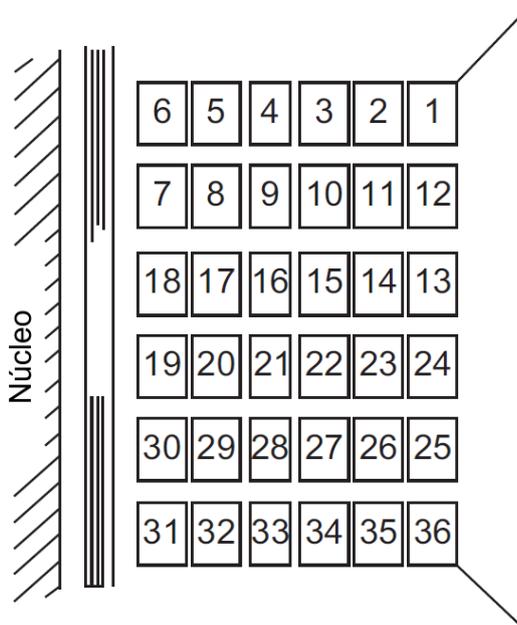
Figura 22 – Enrolamento tipo hélice



Fonte: ABB,2003.

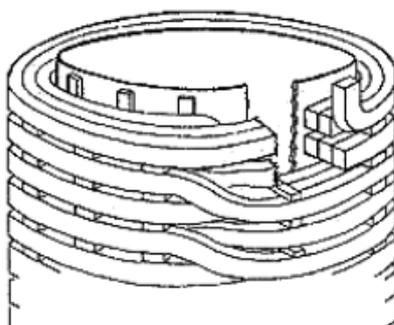
Os enrolamentos tipo disco são compostos por vários conjuntos de condutores em forma de disco ligados em série e separados entre si por espaçadores radiais. A maior diferença entre o enrolamento em hélice e o enrolamento em disco é o número de voltas por disco, na configuração helicoidal só existe uma volta por disco enquanto que a configuração em disco possui mais de uma volta. Os enrolamentos em disco geralmente são utilizados em alta tensão (HARLOW, 2004, ABB, 2003). As figuras 23 e 24 ilustram o enrolamento tipo disco.

Figura 23 – Disposição das bobinas no enrolamento tipo disco



Fonte: RYAN, 2013.

Figura 24 – Enrolamento tipo disco



Fonte: ABB, 2003.

Os enrolamentos tipo panqueca são utilizados em transformadores de potência de núcleo envolvente. Os condutores possuem uma forma retangular, com a maior face do condutor orientada verticalmente ou horizontalmente (HARLOW, 2004).

A disposição dos enrolamentos do núcleo e dos taps varia conforme o projeto do transformador, geralmente o enrolamento de baixa tensão é colocado mais próximo do núcleo. A depender do tipo de construção dos enrolamentos, os taps podem ser colocados em um conjunto de bobinas separadas do enrolamento de alta tensão, ou baixa tensão, ou dispostos junto com o enrolamento.

#### 4.1.1 Capacidade de resistir a curto circuito

O curto-circuito externo pode ocorrer entre uma fase e a terra, entre fases, entre fases e a terra e trifásico. Falta monofásica durante descargas atmosféricas são os fenômenos mais frequentes. A condição de falta que produz a condição mais severa de estresse no transformador é o curto-circuito trifásico ocorrido na subestação. Correntes de curto-circuito produzem estresses mecânicos e térmicos que dependem da componente simétrica e assimétrica da corrente de falta. O transformador de potência deve ter resistência mecânica suficiente para suportar as forças eletromagnéticas produzidas pela corrente de curto circuito, bem como resistir as altas temperaturas produzidas durante a falta.

Considerando um circuito equivalente trifásico equilibrado a seguir onde  $v_i(t) = \sqrt{2}V_{rms}\text{sen}(wt + \varphi_i)$ , a resistência R e a indutância L são considerados constantes, um curto circuito trifásico ocorre entre as fases e a terra em  $t=0$ , conforme a Equação 4.1 (BERTAGNOLLI, 2006).

$$\frac{Ldi_i(t)}{dt} + Ri_i(t) + \frac{L_e di_e(t)}{dt} + R_e i_e(t) = v_i(t) \quad i = r, y, b \quad (13)$$

Resolvendo a equação 13 com a condição de contorno  $i_e(t=0)=0$  (circuito trifásico equilibrado) têm-se a equação 14 da corrente de curto circuito, onde  $I_{rms}$  é dado pela equação 15.

$$i_i(t) = \sqrt{2}I_{rms}\left\{\text{sen}[\omega t + \varphi_i - \tan^{-1}\left(\frac{\omega L}{R}\right)] - \text{sen}\left[\varphi_i - \tan^{-1}\left(\frac{\omega L}{R}\right)\right] \cdot e^{\left[-\frac{t}{\frac{L}{R}}\right]}\right\} \quad (14)$$

$$I_{rms} = \frac{V_{rms}}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \quad (15)$$

A corrente de curto circuito pode ser dividida em uma componente AC de amplitude constante e frequência nominal e uma componente DC que decai de acordo com a relação L/R. A condição de carga, a topologia do sistema elétrico e o comportamento das tensões pré-falta influenciam na intensidade da corrente de curto circuito.

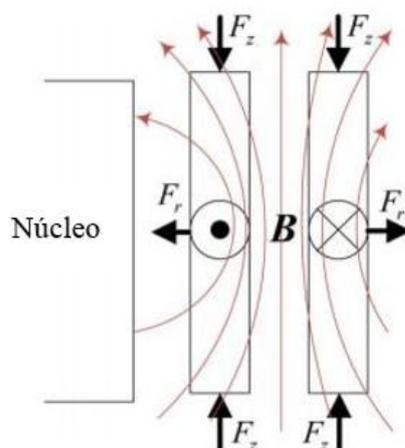
Os efeitos térmicos da corrente de curto circuito estão associados ao aquecimento dos condutores, a energia dissipada pelo condutor depende do quadrado da magnitude da corrente de curto circuito e do tempo de duração. Geralmente, ambas componentes AC e DC da corrente de curto-circuito contribuem para o efeito térmico nos condutores. A corrente de curto trifásica normalmente causa o efeito térmico mais severo para os equipamentos.

Os condutores ao serem percorridos por correntes de curto-circuito sofrem fortes interações mecânicas. A densidade de força num dado volume é igual ao produto vetorial da densidade da corrente na bobina e do fluxo magnético de dispersão, conforme a equação 16 (BERTAGNOLLI, 2006).

$$\vec{f} = \vec{j} \times \vec{B} \quad (16)$$

Onde  $\vec{F}$  é a força eletromagnética,  $l$  é o comprimento considerado,  $\vec{I}$  é a corrente que atravessa o enrolamento e  $\vec{B}$  é a densidade de fluxo magnético de dispersão. Durante a operação normal do transformador de potência as forças eletromagnéticas são de baixa intensidade, porém durante o curto-circuito os esforços mecânicos assumem valores significativos que podem danificar os enrolamentos (ARAUJO, 2016; BERTAGNOLLI, 2006). A força eletromagnética pode ser dividida em uma componente na direção radial e outra da direção axial. A figura 25 ilustra as componentes da força eletromagnética nos enrolamentos.

Figura 25 – Forças axiais e radiais nos enrolamentos do transformador

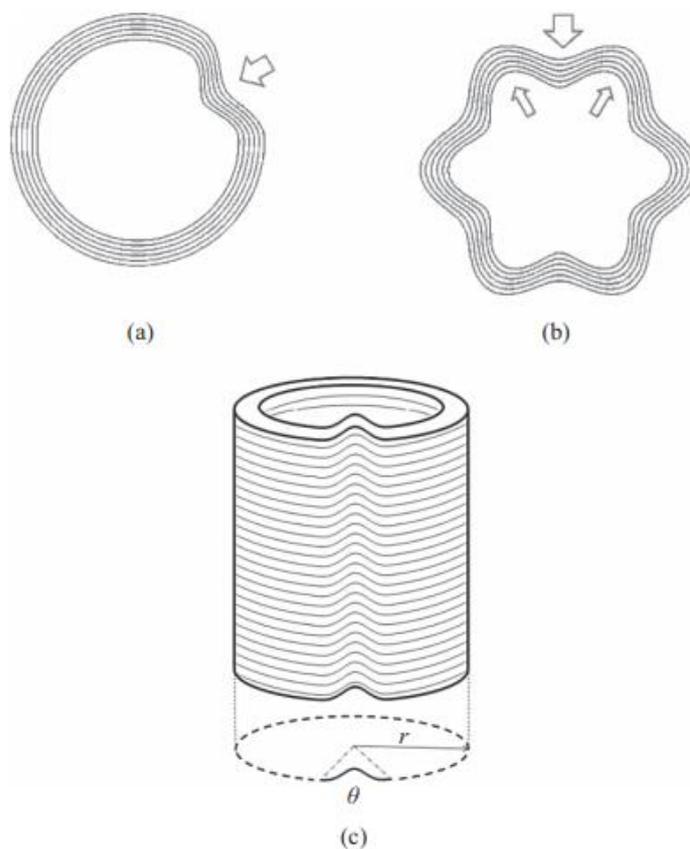


Fonte: ARAUJO, 2016.

Forças radiais se concentram no centro dos enrolamentos e possuem menos intensidade nas extremidades, elas originam estresses de tração ou compressão a depender do arranjo físicos dos enrolamentos e do núcleo do transformador. Esforços de tração radial esticam os condutores da bobina e podem romper a isolação, os fixadores e até as bobinas (BECHARA, 2010; BERTAGNOLLI, 2006).

Os esforços de compressão radial podem romper o limite elástico do enrolamento causando deformações. Quando os enrolamentos do transformador estão sustentados por espaçadores axiais e a estrutura de suporte do enrolamento possui uma rigidez mecânica maior que o enrolamento, os enrolamentos podem apresentar uma deformação entre os suportes tomando uma forma característica que remete a uma estrela de várias pontas, como mostrado nas figuras 26 e 27. Dar-se o nome de deformação forçada (*forced buckling*) a esse tipo de falha (AZEVEDO, 2007; BERTAGNOLLI, 2006).

Figura 26 – Deformação nos enrolamentos do transformador, (a) Deformação livre, (b) Deformação forçada, (c) Deformação livre (vista lateral)



Fonte: ABU-SIADA, 2018.

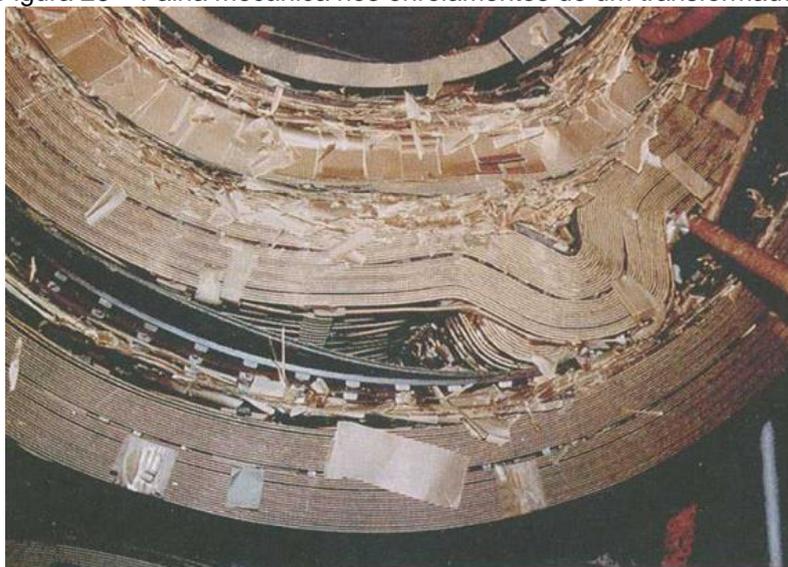
Figura 27 – Falha mecânica nos enrolamentos de um autotransformador de 400 MVA – 400/230 kV



Fonte: BERTAGNOLLI, 2006.

Quando a rigidez mecânica do enrolamento é maior que a estrutura de suporte e isolamento, ocorre a deformação livre (*free buckling*), nesse caso a deformação pode ocorrer em um ou mais pontos do enrolamento, não tendo relação com a estrutura de suporte. As figuras 26 (a) e 28 mostram esse tipo de deformação. Um outro tipo de deformação mecânica causada por forças radiais de compressão é o “espiralamento” (*spiralling*) dos enrolamentos, vide figura 29, esse tipo de deformação é restrito a alguns arranjos de enrolamentos e podem comprometer os espaçadores axiais e a isolamento ao deslocar espiras e os espaçadores na direção tangencial (BERTAGNOLLI, 2006). Fatores como o diâmetro dos enrolamentos, geometria dos condutores e características físicas dos materiais são decisivos para a suportabilidade mecânica dos enrolamentos.

Figura 28 – Falha mecânica nos enrolamentos de um transformador



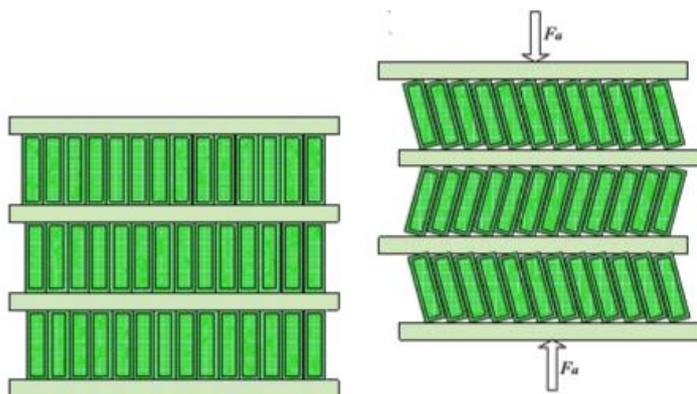
Fonte: BERTAGNOLLI, 2006.

Figura 29 - Espiralamento de um enrolamento do transformador



Fonte: Bertagnolli, 2006

As forças axiais são produzidas pela componente radial do fluxo magnético e podem comprimir ou expandir os enrolamentos do transformador dependendo do seu arranjo físico, causando deformações, curto-circuito entre espiras e danificar a isolamento do condutor. Forças axiais compressivas podem comprometer a estabilidade axial dos enrolamentos, deslocando os condutores em forma de zig-zag, essa deformação é chamada de *tilting* (BERTAGNOLLI, 2006), as figuras 30 e 31 mostram esse modo de falha.

Figura 30 – Deslocamento dos condutores (*tilting*).

Fonte: AZEVEDO, 2007.

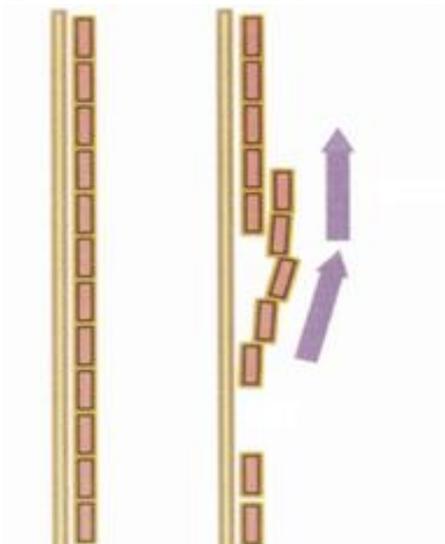
Figura 31 - Ocorrência de deslocamento dos condutores do enrolamento



Fonte: Bertagnolli, 2006.

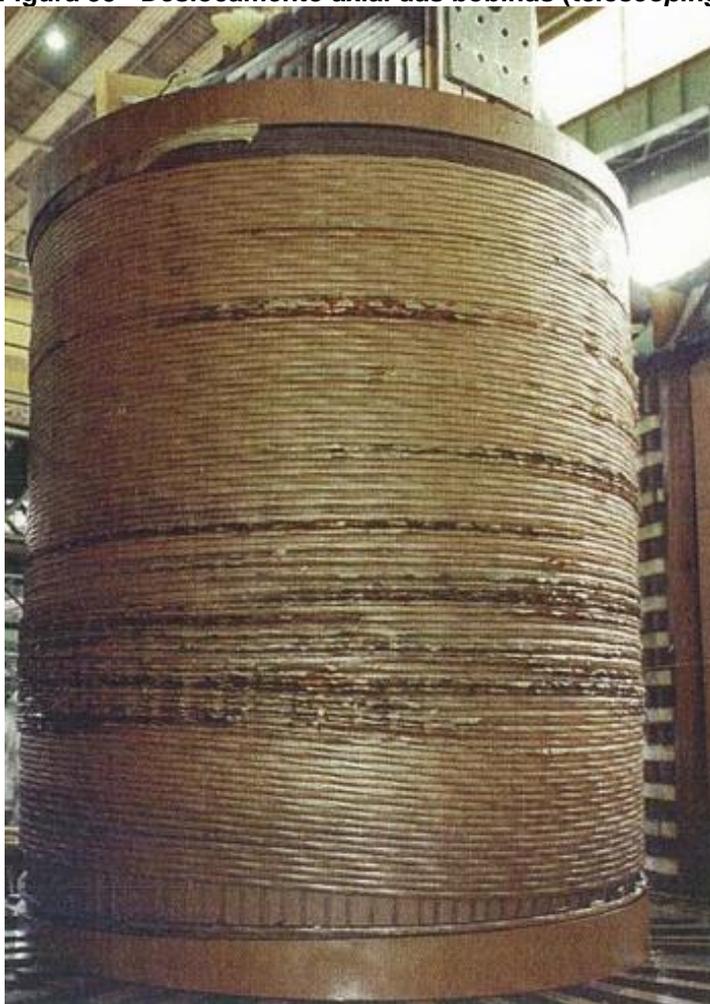
Forças compressivas axiais podem ainda provocar um colapso das bobinas, deslocando-as na direção axial, destruindo sua isolamento sólida e provocando curtos-circuitos, a esta falha dar-se o nome de *telescoping* (BERTAGNOLLI, 2006), vide figuras 32 e 33.

Figura 32 – Deslocamento axial das bobinas (*telescoping*)



Fonte: Bertagnolli, 2006.

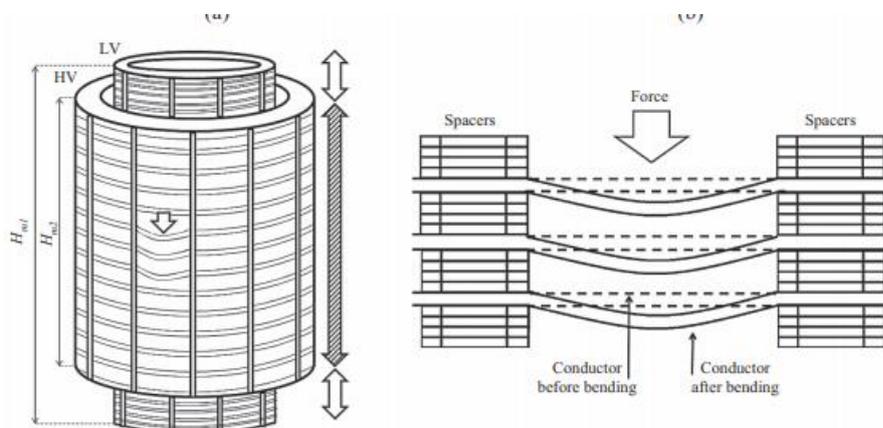
**Figura 33 - Deslocamento axial das bobinas (*telescoping*)**



**Fonte: Bertagnolli,2006.**

O condutor pode também sofrer uma deformação entre os espaçadores radiais (*bending*), formado ondas de deformação no plano vertical, a figura 34 ilustra as deformações no condutor devido a força de compressão axial.

**Figura 34 – Deformação dos condutores entre espaçadores radiais**



Fonte: ABU-SIADA, 2018.

Alguns modos de falha podem envolver a combinação de forças radiais e axiais, provocando distorções nos condutores em pontos de descontinuidade, como terminais, transposições e cruzamentos. Falhas mecânicas provocadas por curtos-circuitos podem destruir os enrolamentos do transformador, deslocar e deformar as bobinas, comprometendo a isolamento sólida e a circulação do óleo no transformador, e acelerar o fim de vida útil do transformador. A NBR 5356-5:2015 trata da capacidade de transformadores de potência de resistir a curtos-circuitos e do procedimento de ensaio de curto circuito em transformadores de potência.

#### 4.1.2 Sobretensões e fenômenos transitórios

Os transformadores de potência estão sujeitos a diferentes tipos transitórios eletromagnéticos durante sua operação. Sobretensões, tensões transitórias muito rápidas e faltas no sistema de potência são fenômenos que podem estressar a suportabilidade dielétrica do transformador, causar aquecimento e levar o transformador ao estado de falha.

As sobretensões são solicitações entre fase e terra ou entre fases acima do valor de crista da tensão máxima do sistema, elas são oriundas de descargas atmosféricas, curtos-circuitos e surtos de manobra de equipamentos elétricos. As sobretensões são classificadas de acordo com sua forma de onda, tempo de duração e grau de amortecimento. Descargas atmosféricas e operações de chaveamento dão origem a sobretensões classificadas como transitórias, de curta duração e com

espectro de frequência elevado. Rejeição de carga, ressonância, ferroressonância e faltas para a terra causam sobretensões fracamente amortecidas e de longa duração, chamadas de sobretensões temporárias (VASQUES, 2011, BECHARA, 2010).

Sobretensões temporárias estão associadas ao aquecimento do núcleo do transformador, o que acelera o processo de degradação do isolante e sobreaquece outros componentes do transformador. Sobretensões transitórias se distribuem de forma não linear entre os enrolamentos do transformador, o que gera estresse do meio dielétrico, podendo resultar em ruptura (BECHARA, 2010). O comportamento do transformador frente à sobretensões é agravado pelas características não lineares de seu circuito magnético. As características eletromagnéticas do transformador fazem surgir faixas de frequências de ressonância que amplificam a onda de sobretensão e causam sobreaquecimento do isolamento do transformador e falhas dielétricas (PENA, 2003).

Um outro fenômeno importante para a análise de falhas são os transitórios muito rápidos (VFT – *Very Fast Transients*) que estão associados a frentes de onda inferiores a  $1\mu\text{s}$  e com espectro de frequência elevada. Manobras próximas a transformadores, falhas e chaveamento em subestações isoladas a Hexafluoreto de Enxofre ( $\text{SF}_6$ ), manobras de grandes motores conectados com cabos de baixa perda, descargas atmosféricas próximas ao transformador, manobras e reignição de disjuntores a vácuo são fontes de tensões transitórias rápidas (PENA, 2003; CRAENENBROECK et al, 1999). As tensões transitórias rápidas criam uma distribuição não linear de tensão nos enrolamentos, que depende das características físicas do sistema e dos enrolamentos, resultando em descargas elétricas entre espiras e ainda ressonância entre os enrolamentos (BECHARA, 2010; PENA, 2003). O isolamento das espiras mais próximas ao terminal de entrada é o mais solicitado durante transitórios muito rápidos e tem maior probabilidade de falha. As figuras 35, 36 e 37 mostram danos nos enrolamentos de transformadores que operavam conectados a subestações a  $\text{SF}_6$ :

**Figura 35 – Danos no terminal de alta tensão de transformador monofásico de 155 MVA, classe de tensão 550 kV.**



Fonte: Bechara, 2003.

**Figura 36 – Parte ativa danificada de transformador trifásico de 418 MVA, classe de tensão 550 kV.**



Fonte: Bechara, 2003.

**Figura 37 – Falha na região superior do enrolamento de alta tensão do transformador.**



**Fonte: Bechara, 2003.**

A tabela 20 reúne a classificação dos fenômenos transitórios e possíveis causas.

Tabela 20 – Origem de transitórios em sistemas de potência

| Tipo de Sobretensão                     | Possíveis causas  |
|---|---|
| Sobretensões por descargas atmosféricas | Descargas atmosféricas diretas nos condutores de fase<br>Descargas atmosféricas nas torres e cabos para raios<br>Descargas atmosféricas nas proximidades do transformador   |
| Sobretensões por manobra                | Energização e religamento de linhas de transmissão<br>Operações de manobras de correntes de falta<br>Operações de manobra de correntes nominais<br>Abertura e fechamento de correntes capacitivas<br>Abertura de pequenas correntes indutivas |
| Sobretensões temporárias                | Queda de condutores<br>Rejeição de Carga<br>Faltas no sistema elétrico<br>Ferro-Ressonância   |
| Transitórios rápidos                    | Manobras de seccionadores próximas a transformadores  |

|  |   |
|--|---|
|  | <p>Falhas internas em subestações blindadas e isoladas a SF<sub>6</sub></p> <p>Manobras envolvendo a operação de grandes motores conectados com cabos de baixa perda</p> <p>Manobra de seccionadores isoladas a ar próximas a transformadores de proteção ou medição</p> <p>Descargas atmosféricas próximas ao transformador</p> <p>Manobras com disjuntores a vácuo</p> <p>Manobras de transformadores conectados a sistemas retificadores e fornos a arco</p> |
|--|---|

Fonte: Autor, 2020.

#### 4.1.3 Suportabilidade térmica e carregamento

As condições de operação e carregamento do transformador de potência aliadas a temperatura ambiente, altitude e o tipo de resfriamento determinam os esforços térmicos sob o transformador, elevações bruscas de temperatura durante sobrecarga aceleram o processo de degradação da isolação sólida (PENA,2007).

Elevações bruscas de temperatura, aliadas a presença de gases ou umidade pode resultar na formação de bolhas no óleo o que reduz a suportabilidade dielétrica do sistema de isolamento da parte ativa e contribui para falhas elétricas (CIGRÉ, 2002, PENA, 2007). As bolhas podem ser formadas a partir da vaporização da umidade contida na isolação sólida em temperaturas próximas a 130 °C, e ainda durante variações bruscas de temperatura. A quantidade de umidade no papel, microestrutura do papel, envelhecimento, tensão superficial do óleo, gradiente de aumento de temperatura, pressão atmosférica, sistema de preservação e gases dissolvidos no óleo são fatores que influenciam a formação de bolhas (KOCH; TENBOHLEN, 2011).

A NBR 5356-2 indica os limites de elevação de temperatura à potência nominal em regime permanente e ciclo de carga particular dos enrolamentos, do topo do óleo e das partes metálicas. A tabela 21 indica os limites de elevação de temperatura. A NBR 5356-2 trata ainda dos ensaios de elevação de temperatura que são utilizados para determinar a elevação de temperatura do topo do óleo em regime permanente com dissipação das perdas totais e a elevação de temperatura média dos enrolamentos à corrente nominal com elevação de temperatura do topo do óleo.

Tabela 21 – Limites de elevação de temperatura

| Sistema de preservação de óleo                | Limites de elevação de temperatura (°C) <sup>a</sup>             |  |   |   |  |   |
|---|--|--|---|---|--|---|
|   | Dos enrolamentos   |  |   | Do topo do óleo                                       | Das partes metálicas   |   |
|   | Média, por medição da variação de resistência                    |  | Do ponto mais quente <sup>e</sup>         |   | Em contato com a isolamento sólida ou adjacente a elas   | Não em contato com a isolamento sólida e não adjacente a elas                                     |
|   | Circulação de óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido | Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido <sup>f</sup> |   |   |  |   |
| Sem conservador e sem gás inerte sob pressão  | 55<br>95 <sup>g</sup>  | 60<br>100 <sup>g</sup>                                     | 65<br>120 <sup>g</sup>                    | 50 <sup>b</sup><br>60                                 | Não devem atingir temperaturas superiores à classe térmica do material da isolamento-adjacente ou em contato com estas | A temperatura não deve atingir valores que venham a danificar componentes ou materiais adjacentes |
| Com conservador ou com gás inerte sob pressão | 55<br>65 <sup>d</sup><br>95 <sup>g</sup>                         | 60<br>70 <sup>d</sup><br>100 <sup>g</sup>                  | 65<br>80 <sup>d</sup><br>120 <sup>g</sup> | 55 <sup>c</sup><br>65 <sup>d</sup><br>65 <sup>g</sup> |  |   |

a Os materiais isolantes devem ser adequados, de acordo com a ABNT NB 7034, ao limite de elevação de temperatura em que o transformador é enquadrado.

b Medida próxima à superfície do óleo.

c Medida próxima à parte superior do tanque, quando tiver conservador, e próxima à superfície do óleo, no caso de gás inerte.

d Para esse limite de temperatura, quando é utilizada isolamento de papel, este deve ser termoestabilizado.

e A verificação de temperatura do ponto mais quente é feita mediante acordo entre o fabricante e o comprador

f O método de verificação do fluxo de óleo forçado dirigido constitui objeto de acordo entre o fabricante e o comprador

g Estes limites de elevação de temperatura são aplicáveis desde que acordado entre fabricante e comprador. Neste caso, deve ser utilizado o sistema híbrido de isolamento composto por isolantes sólidos à base de aramida ou similares (Classe C), apenas onde necessário (adjacentes aos condutores dos enrolamentos), e isolantes sólidos à base de celulose onde a temperatura máxima não ultrapasse os 120 °C imersos em óleo mineral isolante, com base na IEEE Std. 1276; 1997.

Fonte: NBR 5356-2, 2007.

#### 4.1.4 Descargas parciais

Descargas parciais são rupturas elétricas em regiões fracas do isolamento, em transformadores de potência elas ocorrem na isolamento formada pela celulose (isolamento sólida) e pelo óleo (isolamento líquida). As descargas parciais podem ser originadas em pequenas cavidades no material isolante, bolhas de gás, gerando ionização a baixas

temperaturas (efeito corona) ou produzir pequenos arcos de alta temperatura ( $>3000$  °C). A presença contínua de descargas parciais no transformador pode levar a destruição do isolamento elétrico. As descargas elétricas presentes em bolhas de gás no óleo levam a formação de hidrogênio ( $H_2$ ) e metano ( $CH_4$ ) já a degradação da isolação sólida pode produzir monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) e água ( $H_2O$ ) e a presença de arco elétrico gera acetileno ( $C_2H_2$ ), etileno ( $C_2H_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ), metano ( $CH_4$ ) e hidrogênio ( $H_2$ ). Além da formação e gases, as descargas parciais geram efeitos ópticos (luz), calor, emissão acústica e ondas de alta frequência (CIGRÉ, 2017; CASTRO, 2016).

As descargas parciais podem ocorrer de diversas formas no transformador de potência envolvendo os enrolamentos, o sistema de isolação e partículas imersas no óleo, a tabela 22 mostra algumas formas de ocorrência de descargas parciais em transformadores de potência.

Fontes de descargas parciais em transformadores de potência são originadas de não homogeneidade de materiais utilizados na isolação, erros na fase de projeto, contaminação durante fabricação e montagem. Durante a operação podem surgir bolhas originadas de pontos quentes e perdas dielétricas, perda de rigidez dielétrica devido ao envelhecimento da isolação sólida, degradação do material isolante durante comutações, contaminação de partículas no óleo isolante e deformações de enrolamentos (CIGRÉ, 2017)

Tabela 22 – Formas de ocorrência de descargas parciais em transformadores

| Fonte de descarga parcial | Tipo de descarga parcial padronizada   | Ocorrência no transformador de potência   |
|---------------------------|--|---|
|                           | Material condutor ligado diretamente ao eletrodo metálico (eletrodo de ponta)                          | Eletrodo de ponta na terra, eletrodo de ponta dentro do transformador                               |
|                           | Material condutor não conectado ao eletrodo metálico (partículas flutuantes)                           | Partículas flutuantes, Metais flutuantes dentro do transformador, poluição, partículas carbonizadas |
|                           | Partículas condutoras sob a superfície do material isolante (descarga de superfície, descarga de fuga) | Partículas flutuantes com descargas superficiais, partículas condutoras na superfície das buchas    |
|                           | Material não condutor (cavidade) em contato direto com o eletrodo                                      | Vazios no potencial da terra, vazios nos enrolamentos de alta e baixa tensão                        |
|                           | Material não condutor (cavidade) sem contato com o eletrodo  | Vazios no sistema de isolamento, bolhas   |

Fonte: Adaptado de CIGRÉ, 2017.

#### 4.1.5 Enxofre corrosivo

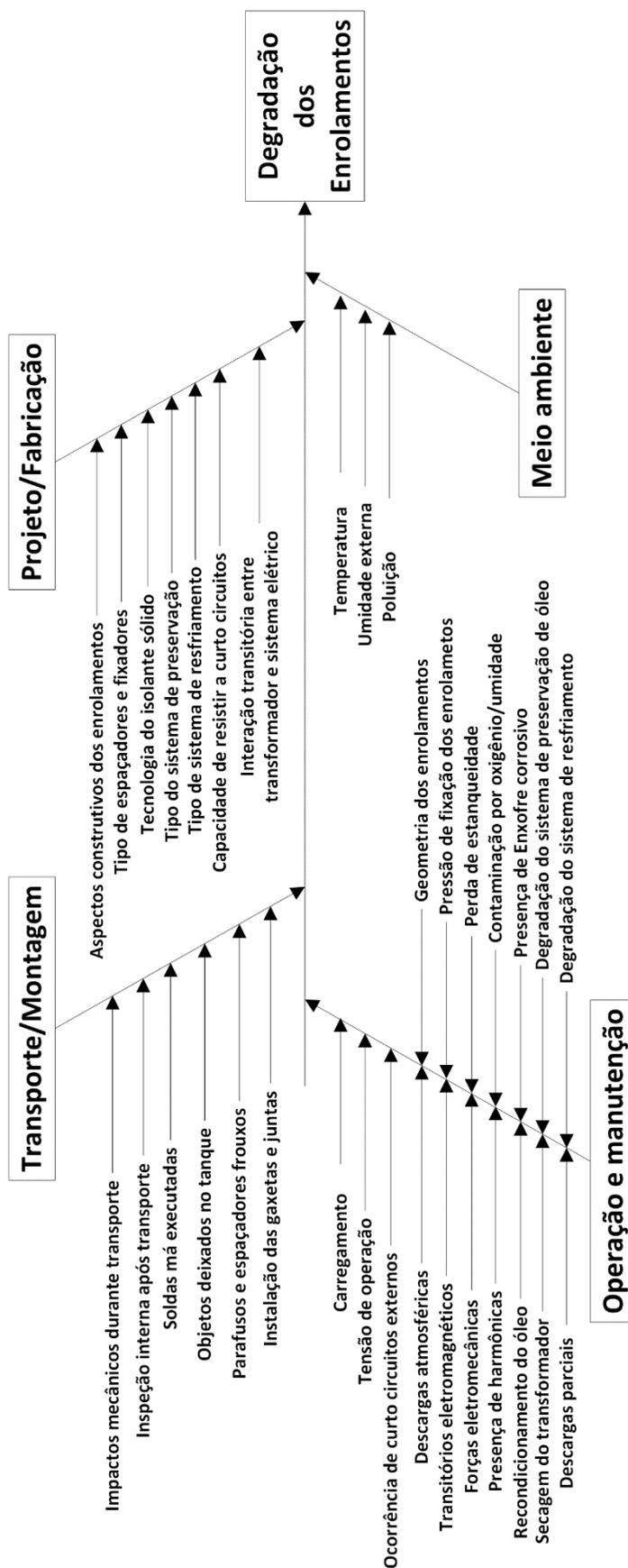
Existem diversos tipos de compostos de enxofre presentes na isolação líquida do transformador de potência, dentre esses compostos, os chamados enxofres corrosivos reagem com os condutores de cobre do enrolamento e produzem Sulfeto de cobre ( $\text{CuS}$ ) que se deposita na celulose e reduz suas propriedades dielétricas (SAMARASINGHE et al, 2017).

A temperatura é um fator importante no processo de corrosão pois acelera sua taxa de reação química e promove um aumento na concentração de compostos de enxofre reativos no óleo. Alguns compostos de enxofre estáveis, como o dissulfeto de dibenzila (DBDS), são termicamente degradados dando origem ao Benzil mercaptano que é extremamente reativo (SAMARASINGHE et al, 2017). A presença de oxigênio, o estresse devido ao campo elétrico e a presença de descargas parciais também contribuem para a formação de enxofre corrosivo (SAMARASINGHE et al, 2017). O depósito de enxofre corrosivo pode levar a curto circuito entre espiras do enrolamento, descargas parciais, aumento de correntes resistivas e sobreaquecimento (CIGRÉ, 2009).

#### **4.1.6 Condição de vida dos enrolamentos**

Os enrolamentos do transformador estão sujeitos a estresses eletromecânicos, térmicos e dielétricos, como vistos anteriormente. A degradação e a ocorrência de falhas em enrolamentos podem ser atribuídas a deformações mecânicas, curto circuito interno, falha dielétrica, perda de estrutura de sustentação mecânica e sobreaquecimento. A figura 38 mostra o diagrama de Ishikawa para a degradação dos enrolamentos. Os fatores propostos pelo diagrama estão divididos em transporte/montagem, meio-ambiente, projeto/fabricação e operação/manutenção.

Figura 38 – Diagrama de Ishikawa para degradação dos enrolamentos



Fonte: O autor, 2020.

Durante o transporte, recebimento e montagem do transformador, fatores como impactos mecânicos, estado das uniões mecânicas e elétricas parafusadas, estanqueidade, instalação das juntas e gaxetas e soldas são importantes para suportabilidade mecânica e condição de vida do transformador (DING et al, 2009; MISLACH, 1983).

Características construtivas do enrolamento, como arranjo dos condutores, tipo de espaçadores, uso de papel temoestabilizado, presença de vazios na isolação ente espiras e outros aspectos do projeto e fabricação também afetam a degradação do enrolamento.

Como visto anteriormente, as forças eletromecânicas resultantes da ocorrência de faltas no sistema elétrico devem ser consideradas no projeto do transformador de potência, bem como o estudo de interação transitória entre o transformador e o sistema elétrico. Características da operação do transformador como carregamento, ocorrência de curtos circuitos passantes, descargas atmosféricas e transitórios eletromagnéticos definem os estresses térmicos, mecânicos e elétricos submetidos ao enrolamento. A redução da suportabilidade dielétrica e mecânica se dá através da degradação da isolação dos enrolamentos e da redução da pressão de fixação. O estado do sistema de preservação de óleo é importante no contexto da contaminação por umidade e oxigênio e o estado do sistema de resfriamento na troca de calor dos enrolamentos.

As falhas em enrolamentos podem ser divididas em curto-circuito interno, deformação mecânica dos condutores e envelhecimento acelerado da celulose (MURUGAN; RAMASAMY, 2019, RAMPERSAD et al, 2017).

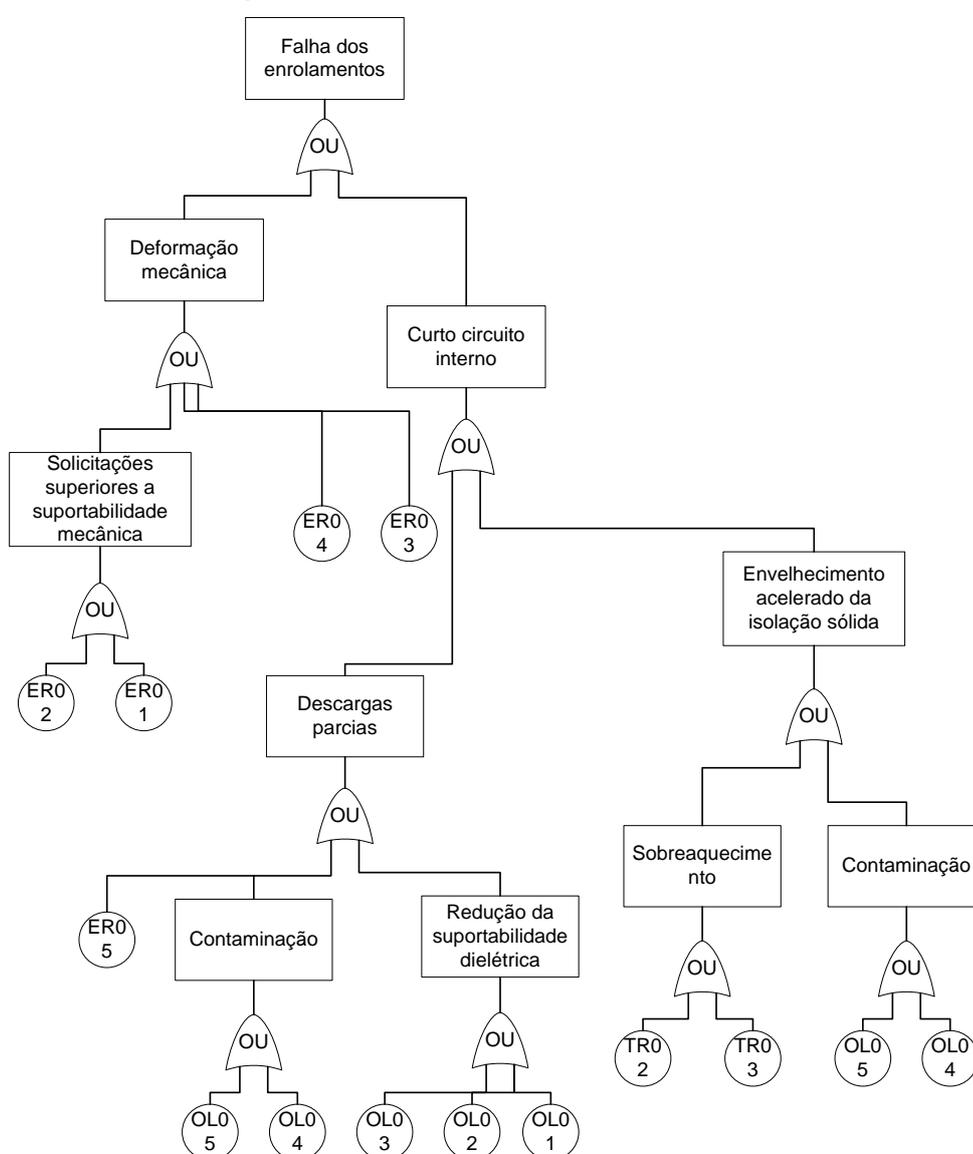
O curto-circuito interno é resultante da deterioração da isolação sólida entre as espiras ou entre os enrolamentos e partes aterradas do transformador, como o tanque e o núcleo (MURUGAN; RAMASAMY, 2019). A presença de enxofre corrosivo também pode resultar em curto circuito entre espiras (RAMPERSAD et al, 2017). Fenômenos transitórios causam sobreaquecimento do isolamento e falhas dielétricas nos enrolamentos. Falhas internas também podem ocorrer entre o enrolamento e o núcleo, entre enrolamentos de alta e baixa tensão, entre o enrolamento e partes metálicas aterradas e entre o enrolamento e o tanque (CIGRÉ, 2019).

Deformações mecânicas estão associadas a impactos durante o transporte do transformador de potência, vibrações mecânicas e forças radiais e axiais durante correntes de curto circuito. O envelhecimento acelerado da celulose é resultado da

degradação térmica da celulose durante carregamento excessivo, aumento da temperatura ambiente, falhas no sistema de resfriamento e contaminação (CIGRÉ, 2019, ALLEN; WHITE, 1995).

A partir do diagrama de Ishikawa da figura 11 e dos mecanismos de falha do enrolamento, a árvore de falhas do enrolamento do transformador foi construída conforme mostra a figura 39. A tabela 23 reúne os eventos básicos da árvore de falhas.

Figura 39 – Árvore de falhas dos enrolamentos



Fonte: O autor, 2020.

Tabela 23 – Eventos básicos da árvore de falhas dos enrolamentos

| Código | Evento básico                          |
|--------|--|
| ER01   | Transitórios eletromecânicos           |
| ER02   | Curto-circuito externo                 |
| ER03   | Impactos durante transporte/montagem   |
| ER04   | Folga dos enrolamentos                 |
| ER05   | Presença de enxofre corrosivo          |
| OL01   | Eletrização estática no óleo           |
| OL02   | Contaminação por partículas condutoras |
| OL03   | Envelhecimento natural da isolação     |
| OL04   | Contaminação do óleo por oxigênio      |
| OL05   | Contaminação do óleo por umidade       |
| TR01   | Falha de projeto/fabricação            |
| TR02   | Operação em sobrecarga                 |
| TR03   | Distorções Harmônicas                  |

Fonte: O autor, 2020.

Alguns parâmetros obtidos através de ensaios e técnicas de monitoramento são variáveis de estado da condição dos enrolamentos e podem ser utilizados como diagnóstico de falhas. Deformações mecânicas e mudanças geométricas nos enrolamentos podem ser detectadas através da relação de transformação, reatância de dispersão e da análise de resposta em frequência. A continuidade dos enrolamentos pode ser verificada através do ensaio de resistência dos enrolamentos. A corrente de magnetização pode indicar curto circuito entre espiras. a tabela 24 indica a porcentagem de variação limites dos valores de relação de transformação, reatância de dispersão e resistência dos enrolamentos para acesso da condição dos enrolamentos de acordo com a IEEE C57.152, valores obtidos acima dessa variação indicam mau estado dos enrolamentos.

Tabela 24 – Valores limites das variáveis de estado

| Variável de estado           | Variação limite do valor de placa |
|------------------------------|-----------------------------------|
| Relação de transformação     | < 0,5%                            |
| Reatância de dispersão       | < 3%                              |
| Resistencia dos enrolamentos | < 5%                              |

Fonte: O autor, 2020.

#### 4.1.7 Saída dos enrolamentos e conexões

Conexões e elementos de interligação e saída dos enrolamentos estão sujeitos aos estresses elétricos, mecânicos e térmicos da operação do transformador. A deterioração de conexões e terminais contribui para a deficiência de contato elétrico e aumento da densidade de corrente elétrica associados ao sobreaquecimento da isolação sólida e formação de gases. O Sobreaquecimento contribui para a falha térmica envolvendo a destruição da isolação sólida. A figura 40 mostra a carbonização da isolação sólida de terminais de saída de transformadores.

Figura 40 – Carbonização da isolação sólida de terminais



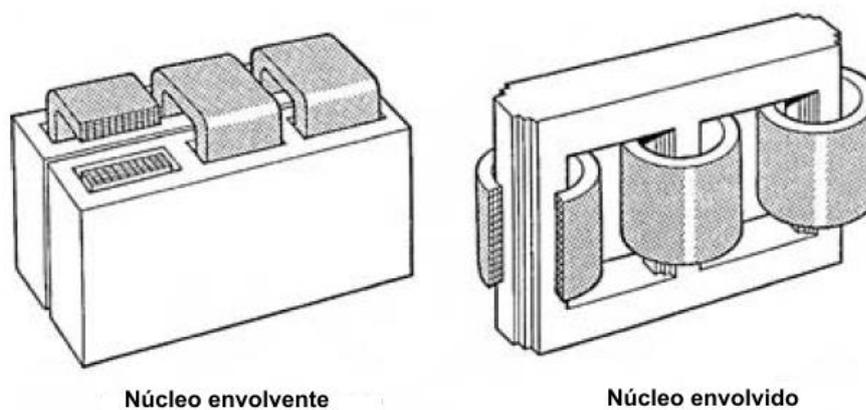
Fonte: Bechara, 2003.

## 4.2 NÚCLEO

O núcleo do transformador de potência tem como função delimitar as linhas de fluxo magnético, provendo acoplamento magnético entre os enrolamentos do transformador. O núcleo é constituído de material ferromagnético, tipicamente chapas de ferro-silício de grão orientado isoladas entre si de forma a diminuir o surgimento de correntes parasitas (HEATHCORE, 2007).

O núcleo apresenta dois principais tipos construtivos: o núcleo envolvido e o núcleo envolvente. No transformador de núcleo envolvido, as bobinas estão empilhadas em torno do núcleo e formam cilindros, geralmente os enrolamentos de alta tensão e baixa tensão são enrolados de forma concêntrica e o enrolamento de baixa tensão encontra-se dentro do enrolamento de alta tensão. No transformador de núcleo envolvente, o núcleo envolve os enrolamentos que tem a forma plana, os enrolamentos de alta tensão e baixa tensão são empilhados de forma alternada (HALLOW, 2012). A figura 41 mostra os tipos construtivos do núcleo do transformador.

Figura 41 – Tipos construtivos do núcleo



Fonte: Heathcote, 2007.

O núcleo do transformador apresenta perdas relacionadas ao comportamento histerético do material e a circulação de correntes parasitas. As perdas por correntes parasitas são originadas em resposta ao fluxo alternado que percorre o núcleo, elas são calculadas a partir da equação 17:

$$P_c = k_1 \cdot f^2 t^2 \cdot B_{rms}^2 \quad (17)$$

Em que:

$t$  é a espessura da laminação;

$k_1$  é uma constante que depende do material utilizado no núcleo;

$B_{rms}$  é o valor RMS da densidade de fluxo magnético.

Vale ressaltar que as perdas por correntes parasitas são proporcionais ao quadrado da laminação das chapas que compõem o núcleo. A perda por histerese no núcleo é proporcional a área da curva de histerese do material e pode ser calculada através da Equação 18.

$$P_h = k_2 \cdot f \cdot B_{mp}^n \quad (18)$$

Em que:

$k_2$  é uma constante que depende do material utilizado no núcleo;

$B_{mp}$  é o valor de pico da densidade de fluxo magnético;

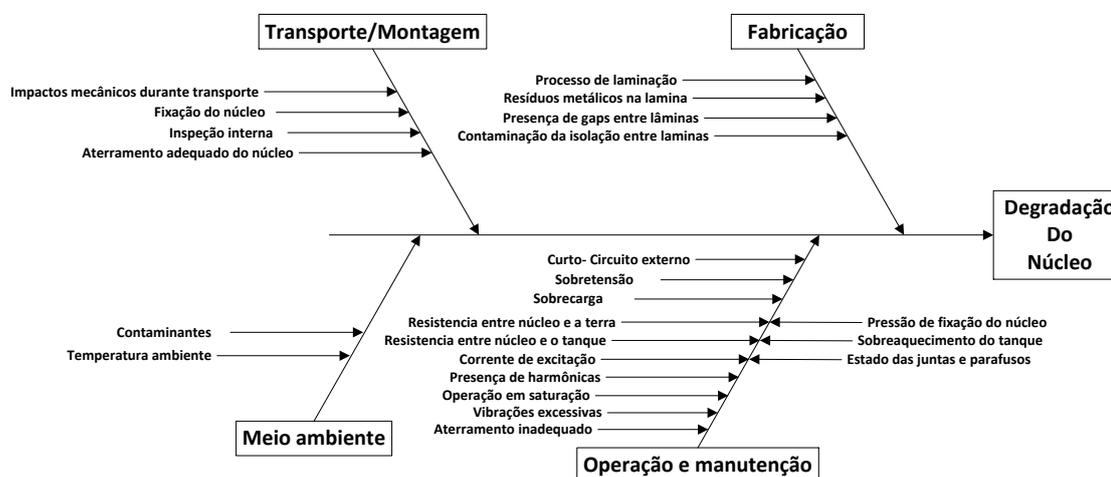
$n$  é a constante de Steinmetz

A constante de Steinmetz depende do tipo de laminação do núcleo. Conforme (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2003),  $n$  varia de 1,5 a 2,5, sendo que um valor de 2,0 é usado muitas vezes quando a finalidade é fazer estimativas nas máquinas. O calor gerado pelas perdas no núcleo deve ser adequadamente dissipado, evitando a destruição da camada isolante entre as lâminas. Dutos de refrigeração são utilizados em núcleos de grandes transformadores para otimizar a dissipação do calor.

O núcleo do transformador deve ser aterrado em um único ponto para dissipar o acúmulo eletrostático, estando eletricamente isolado da estrutura mecânica do transformador. Múltiplos pontos de aterramento no núcleo fornecem caminhos para circulação de correntes induzidas que resultam em aumento das perdas e pontos quentes (HEATCORE, 2007). A ligação a terra do núcleo deve estar situada próxima de uma janela de inspeção, em grandes transformadores a conexão a terra está situada na parte externa do tanque do transformador através de uma bucha.

Falhas no circuito magnético estão relacionadas a formação de correntes parasitas induzidas pelo fluxo principal ou de dispersão do circuito magnético que produzem perdas elétricas, sobreaquecimento, vibrações e formação de gases. Falhas relacionadas ao fluxo principal estão associadas a dissipação de alta energia e intensa geração de gases e falhas associadas ao fluxo de dispersão geram sobreaquecimento e faíscas. O surgimento de falhas no núcleo pode ser associado a folga dos componentes de fixação do núcleo, curto circuito entre lâminas, ferrugens, folgas no núcleo e saturação (BECHARA, 2010; PENA, 2003). A figura 42 mostra os fatores associados a degradação do núcleo do transformador.

Figura 42 – Diagrama de Ishikawa do núcleo



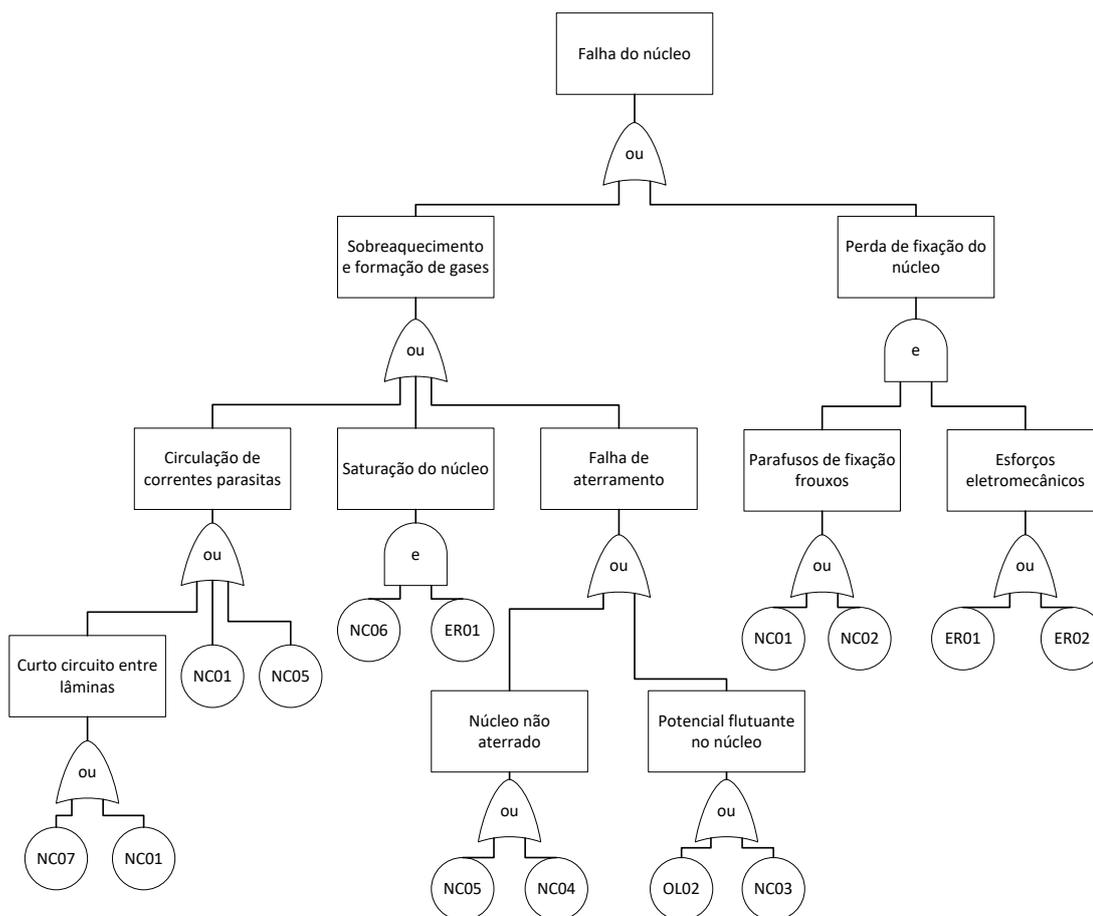
Fonte: O autor, 2020.

Os modos de falha associados ao núcleo são: curto-circuito de lâminas, falhas no aterramento do núcleo, e a deformação do núcleo (MURUGAN; RAMASAMY, 2019, RAMPERSAD et al, 2018). O curto circuito entre lâminas do núcleo ocorre devido ao envelhecimento da isolamento sólida entre as lâminas e contaminação durante o processo de laminação. A degradação da isolamento dos parafusos, anéis de fixação do núcleo e isolamento entre lâminas resulta na circulação de correntes parasitas no núcleo que contribuem para o sobreaquecimento e formação de arcos e descargas no interior do transformador (RAMPERSAD et al, 2018, Jan; AFZAL; KHAN, 2015, DING et al, 2009).

A presença de potencial flutuante no núcleo indica falha de aterramento devido a envelhecimento da isolamento entre núcleo e ferragens, contaminação por partículas condutoras e erros de fabricação e manutenção. A perda de fixação do núcleo e a

deformação do núcleo pode ser proveniente de impactos durante o transporte, esforços eletromecânicos e parafusos de fixação frouxos (RAMPERSAD et al, 2018). Na figura 43 é apresentada a árvore de falhas do núcleo do transformador. As falhas no núcleo do transformador estão associadas ao sobreaquecimento do transformador e a formação excessiva de gases produtos da degradação da isolamento sólida próxima ao ponto quente.

Figura 43 – Árvore de falhas do núcleo



Fonte: O autor, 2020.

Tabela 25 – Eventos básicos da árvore de falhas do núcleo

| Código | Evento básico  |
|--------|--|
| NC01   | Deterioração dos parafusos                           |
| NC02   | Erro de fixação do núcleo durante fabricação         |
| NC03   | Deterioração da isolação entre núcleo e ferragens    |
| NC04   | Erro de fabricação/montagem do aterramento do núcleo |
| NC05   | Impactos durante transporte                          |
| NC06   | Erro de projeto do núcleo                            |
| NC07   | Falha/Contaminação durante fabricação das lâminas    |
| TR03   | Distorções harmônicas na rede                        |
| ER01   | Transitórios eletromecânicos                         |
| ER02   | Curto-circuito externo                               |
| OL02   | Contaminação por partículas condutoras               |

Fonte: O autor, 2020.

## 5 COMPONENTES ACESSÓRIOS

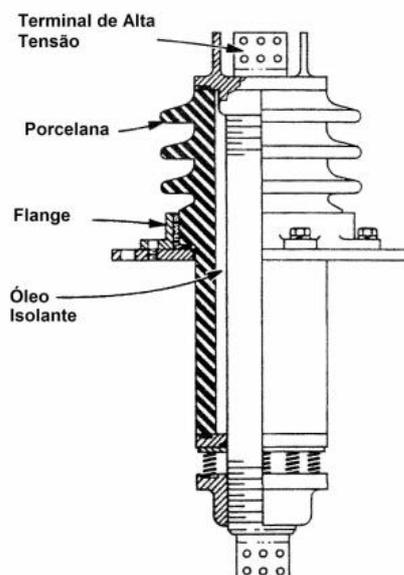
Os componentes acessórios são elementos essenciais para a operação do transformador, auxiliando na interação transformador ambiente e na sua preservação. Os tópicos abaixo tratarão da vida útil de buchas condensivas, comutador, sistema de preservação do líquido isolante e sistema de refrigeração.

### 5.1 BUCHAS CONDENSIVAS

A função das buchas consiste em isolar as tensões entre as fases e as partes aterradas do transformador. A IEC 60137:2017 estabelece requisitos para buchas isolantes para tensões alternadas acima de 1000 V e a IEEE C57.19.01-2000 normaliza as características de performance e dimensões para buchas externas. A norma brasileira NBR 5034 estabelece os requisitos para as buchas destinadas a sistemas trifásicos de tensão nominal superior a 1 kV, a NBR 5435 especifica as buchas com tensão nominal de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV utilizadas em transformadores imersos em líquido isolante e a NBR 10202 estabelece as características elétricas, construtivas, dimensionais e gerais de buchas de tensão nominal de 75,5 kV – 145 kV e 242 kV tipo exteriores imersas, para transformadores e reatores para sistemas de potência.

Durante a fase de projeto, são definidas as características do tipo de sistema de isolamento e o tipo de condutor das buchas isolantes. As buchas isolantes podem ser não-condensivas quando não possuem controle de distribuição do campo elétrico e condensivas quando sua estrutura contém lâminas metálicas destinadas a distribuição do campo elétrico (MISLACH, 1984). A Figura 44 mostra o esquema de uma bucha não-condensiva.

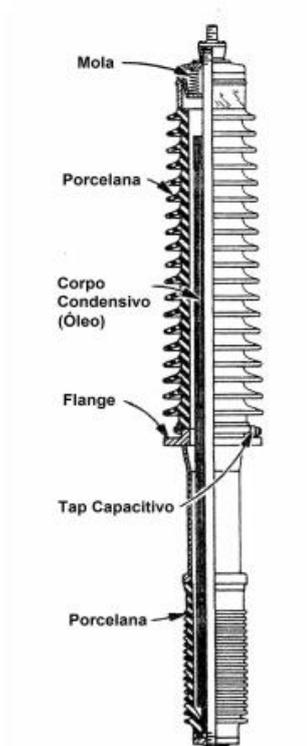
Figura 44 – Esquema de uma bucha não-condensiva



Fonte: HEREDIA, 2008.

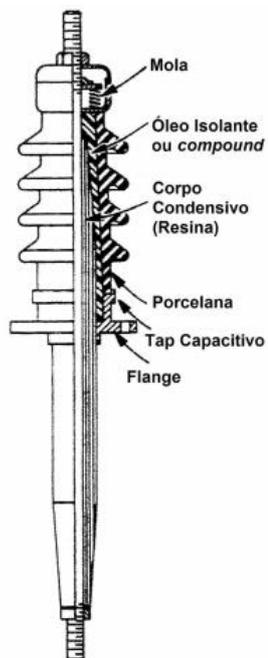
As buchas condensivas podem conter a isolação à papel impregnado de óleo, papel aglutinado com resina e papel impregnado com resina. Os condutores podem ser rígidos ou flexíveis. Outra característica importante das buchas condensivas é a presença do tap capacitivo utilizado como indicador do estado da isolação da bucha isolante (DING et al, 2017). As figuras 45 e 46 ilustram uma bucha condensiva do tipo papel impregnado com óleo e papel impregnado com resina respectivamente.

Figura 45 – Esquema de uma bucha condensiva tipo papel impregnado com óleo



Fonte: HEREDIA, 2008.

Figura 46 – Esquema de uma bucha condensiva tipo papel impregnado com resina



Fonte: HEREDIA, 2008.

A tabela 26 sumariza informações importantes do projeto construtivo das buchas elétricas utilizadas em transformadores de potência.

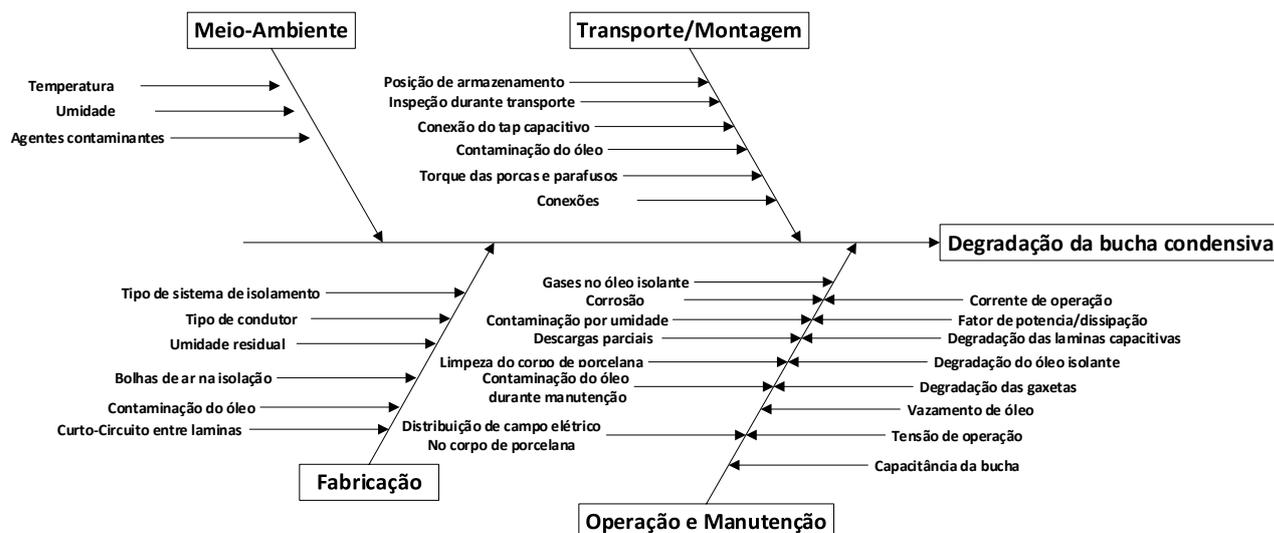
Tabela 26 – Aspectos construtivos de buchas condensivas

| Aspectos construtivos     |   | Características  |
|---------------------------|---|--|
| Tipo de núcleo condensivo | Papel Impregnado de óleo (OIP – Oil Impregnated paper)      | É a tecnologia dominante (DING et al, 2017), apresentando baixo nível de descargas parciais e baixo nível de perdas capacitivas. Entre as desvantagens está o risco de explosão e a necessidade de manutenção (HEREDIA, 2008; DING et al, 2017). |
|                           | Papel impregnado com resina (RIP - Resin Impregnated Paper) | É livre de óleo isolante, livre de pressão, apresenta baixas perdas dielétricas e é resistente a fogo. Entre as desvantagens está a sensibilidade a umidade e baixa capacidade de sobrecarga (DING et al, 2017).                                 |
|                           | Papel aglutinado com resina (RBP – Resin Bonded Paper)      | Pertence a primeira geração de buchas condensivas e apresenta vazios na isolação e elevado índice de descargas parciais (HEREDIA, 2008; DING et al, 2017).   |

Fonte: O autor, 2020.

A condição de vida da bucha condensiva é afetada por diversos fatores, associados a procedimentos de projeto e de fabricação até fatores ambientais e de operação. Durante a vida útil, a bucha é submetida a estresses de natureza elétrica, térmica e ambiental. (DING et al, 2017; ELAGOUN; SEGHIER, 2016). Uma falha ocorre quando um estresse ultrapassa a suportabilidade da bucha condensiva. A figura 47 mostra um diagrama de Ishikawa que tem como efeito a degradação da bucha isolante. A Figura 6.4 ressalta que fatores de fabricação e montagem, como de posicionamento relativo ao armazenamento das buchas e da contaminação por umidade durante a montagem até condições de operação e manutenção podem acelerar o processo de degradação da bucha condensiva. (ABRI et al, 2017, BUCHACZ, 2017, DING et al, 2017 ELAGOUN; SEGHIER, 2016).

Figura 47 – Diagrama de Ishikawa da bucha condensiva



Fonte: O autor, 2020.

Os fatores ambientais característicos do local de operação do transformador de potência contribuem para a degradação da bucha isolante. A temperatura da bucha do transformador de potência é função da corrente de carga e da temperatura do óleo do transformador de potência (HEREDIA, 2008; SOKOLOV; VANIN, 1997). O calor irradiado do tanque do transformador também é uma fonte de elevação de temperatura do ar próximo a bucha (SOKOLOV; VANIN, 1997). A degradação térmica da bucha isolante depende da natureza da sua isolação, da presença de ar e umidade e de agentes oxidantes (SAHA; PURKAIT, 2017). O aquecimento da isolação sólida tende a quebrar as ligações glicosídicas e dá origem a produtos da degradação como o dióxido de carbono, monóxido de carbono, água, hidrogênio e traços de metano (SAHA; PURKAIT, 2017). A pirólise compromete a suportabilidade mecânica e dielétrica da isolação sólida da isolação sólida da bucha isolante. A IEEE C57.19.00-2005 estabelece os limites superiores de temperatura do ar ambiente e do óleo do transformador, conforme a tabela 27. Os limites de elevação de temperatura são de 120 °C para buchas com isolação de papel impregnado ou aglutinado com resina e 105 °C para buchas com isolação de papel impregnado com óleo. Regiões próximas a flange metálica aterrada da bucha condensiva alcançam temperaturas mais elevadas devido a maior concentração de campo elétrico. (HEREDIA, 2008). Temperaturas abaixo de -30°C podem comprometer a estrutura física das juntas levando a perda de estanqueidade da bucha condensiva, a função de resfriamento do

óleo também pode ser comprometida, dando origem a pontos quentes no sistema de isolamento (DING et al, 2017).

Tabela 27 – Limites superiores de temperatura

|                 | Temperatura do ar ambiente<br>(°C) | Temperatura do óleo do transformador<br>(°C) |
|-----------------|------------------------------------|--|
| Diária          | 40                                 | -  |
| Média<br>diária | 30                                 | 95   |

Fonte: IEEE, 2005.

A água e o oxigênio também são fatores externos que aceleram o processo de degradação da isolamento das buchas condensivas. A umidade excessiva e a contaminação por água aceleram a decomposição das cadeias de celulose, resultando na redução do grau de polimerização e conseqüentemente compromete a resistência mecânica e rigidez dielétrica da celulose (HEREDIA, 2008). A contaminação por água pode ainda resultar em falha dielétrica (SAHA; PURKAIT, 2017). O teor de umidade aceitável em amostras de óleo de buchas de papel impregnado com óleo é de 10 ppm, para buchas de 500 kV ou 230 kV (HEREDIA, 2008). O oxigênio promove o enfraquecimento da união entre os anéis de glucose da celulose e acelera o processo de envelhecimento da isolamento. Os produtos da oxidação são água, monóxido de carbono e dióxido de carbono (HEREDIA, 2008).

A umidade externa e os agentes contaminantes depositados na superfície externa da bucha propiciam a condução de correntes superficiais no corpo de porcelana da bucha (HEREDIA, 2008). Os agentes contaminantes depositados criam condições favoráveis para a formação de descargas disruptivas e conseqüentemente a falha da bucha condensiva. Portanto a superfície externa da bucha deve ser mantida limpa e seca (MISLACH, 1984). Cinzas, partículas metálicas, sais inorgânicos, ácidos, pó de cimento entre outras partículas constituem os agentes contaminantes inorgânicos que podem elevar a agressividade da umidade presente na superfície do isolador e levar a uma situação de descarga superficial (MISLACH, 1984). Fatores ambientais como chuva e neblina favorecem a aderência de partículas estranhas no

corpo de porcelana da bucha, a direção dos ventos e o tipo de vizinhança do transformador de potência (presença de refinarias de petróleo, estradas de ferro, indústrias químicas) são questões importantes na contaminação das buchas isolantes (MISLACH, 1984).

O projeto e fabricação de buchas de núcleo condensivo também pode contribuir para a redução de sua vida útil. O tipo de tecnologia do sistema de isolamento e do condutor influenciam no desempenho das buchas frente a descargas parciais, sobreaquecimento e sensibilidade a umidade (HEREDIA, 2008; DING et al, 2017). O processo de fabricação pode introduzir condições desfavoráveis à vida útil da bucha condensiva, como por exemplo a contaminação do óleo, presença de vazios na isolação sólida, umidade residual e presença de lâminas capacitivas em curto-circuito.

O transporte e fabricação também podem inserir elementos de degradação da vida útil de buchas condensivas. Após o transporte das buchas deve-se realizar uma inspeção visual para verificar se houve algum dano na estrutura física da porcelana, danos físicos como porcelanas trincadas, vazamento de óleo isolante, contaminação por umidade e oxidação do tap capacitivo. O armazenamento da bucha também pode danificar sua estrutura, o armazenamento deve ser feito na posição vertical, em um ambiente livre de intempéries (MISLACH, 1984). O elevado tempo de estocagem na posição horizontal pode contribuir para a perda da estanqueidade da bucha isolante (PENA, 2003). Durante a instalação das buchas, erros de ajuste de conexões, torque de parafusos e porcas podem comprometer a estanqueidade da bucha e contribuir para sua contaminação. O óleo da bucha pode ser contaminado por partículas sólidas ou umidade durante seu manuseio e manutenção (PENA, 2003, MISLACH, 1984).

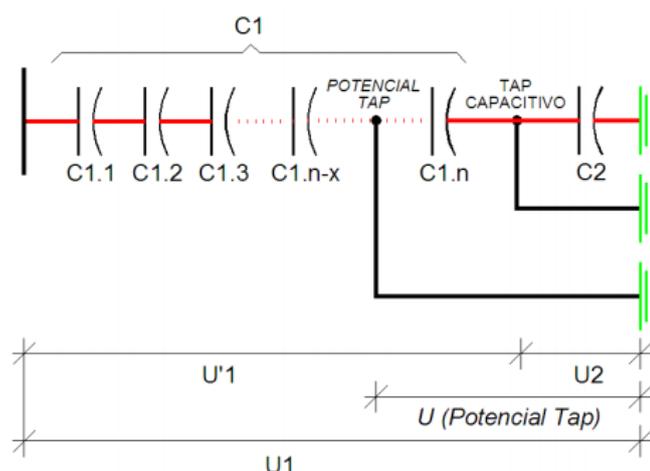
Falhas em buchas condensivas envolvem a degradação do isolamento sólido, formação excessiva de gases, vazamento de óleo isolante e descargas na superfície de porcelana. A contaminação por umidade se dá através da degradação das juntas de vedação e gaxetas e acelera a deterioração do material isolante comprometendo a suportabilidade dielétrica da bucha e levando a falha. Quando a falha está associada a elevadas temperaturas e formação de gases, a bucha condensiva pode explodir, comprometendo outros componentes do transformador de potência e causar incêndios (DING et al, 2017; ELAGOUN; SEGHIER, 2016). Intempéries, vandalismo e poluição danificam o corpo da bucha e podem acarretar em perda de estanqueidade e curto-circuito. Falhas no processo de fabricação e montagem também contribuem

para a formação de descargas parciais e degradação da isolação das buchas (DING et al, 2017; ELAGOUN; SEGHIER, 2016).

As características elétricas de operação da bucha condensiva, tensão e corrente, também contribuem para sua degradação. Transitórios de tensão podem resultar em solicitações superiores a suportabilidade dielétrica da bucha condensiva e em uma distribuição não uniforme da tensão no corpo da bucha, resultando assim em sua falha (ABRI et al, 2017, DING et al, 2017, MISLACH, 1984).

Algumas variáveis de estado, resultantes como produtos da degradação e características elétricas do sistema de isolação, são utilizadas no diagnóstico do estado das buchas condensivas. Através do tap capacitivo da bucha de núcleo condensivo pode-se obter algumas grandezas elétricas como a corrente de fuga e as capacitâncias da bucha. A figura 48 ilustra as capacitâncias  $C1$  e  $C2$  da bucha de núcleo condensivo.

Figura 48 – Capacitâncias  $C1$  e  $C2$  da bucha de núcleo condensivo



Fonte: Heredia, 2008

A capacitância  $C1$  representa a capacitância entre o condutor central e a derivação do tap capacitivo e a capacitância  $C2$  é a capacitância entre o tap capacitivo e o referencial terra. Um aumento das capacitâncias  $C1$  e  $C2$  em relação aos valores referenciais obtidos durante o comissionamento pode indicar o curto-circuito entre as placas capacitivas (BUCHACZ, 2017).

Outra grandeza utilizada para diagnóstico da bucha condensiva é o fator de potência (FP) ou o fator de dissipação do isolamento, conhecido como tangente delta ( $\tan \delta$ ), obtido pela razão entre a componente resistiva e a componente capacitiva da

corrente de fuga do isolamento. O limite de variação do fator de potência das buchas está na tabela 28 (CIGRÉ, 2011).

Tabela 28 – Limites de variação do valor de placa do fator de potência

| Tipo de construção                      | FP     |
|---|--------|
| Isolação de papel impregnado com óleo   | < 0,5% |
| Isolação de papel aglutinado com resina | < 2%   |
| Isolação de papel impregnado com resina | < 085% |

Fonte: CIGRÉ, 2011.

Vale ressaltar que as perdas dielétricas são sensíveis a temperatura e a umidade, os valores da tabela 28 são referentes a temperatura de 20°C.

A existência de descargas parciais também é um indicativo de danos no sistema de isolação e de degradação das buchas isolantes. A existência de bolhas de ar na isolação, rachaduras, contaminação por umidade, bolhas de gás no interior da isolação líquida e corrosão dos contatos. Os gases dissolvidos no óleo isolante da bucha do tipo papel impregnado com óleo são fortes indicadores da degradação do material isolante, os gases são produtos da decomposição da isolação em condições de envelhecimento natural e também na presença de descargas parciais, sobreaquecimento, arcos elétricos e hidrólise. A tabela 29 sumariza os gases que podem ser encontrados na análise cromatográfica do óleo isolante.

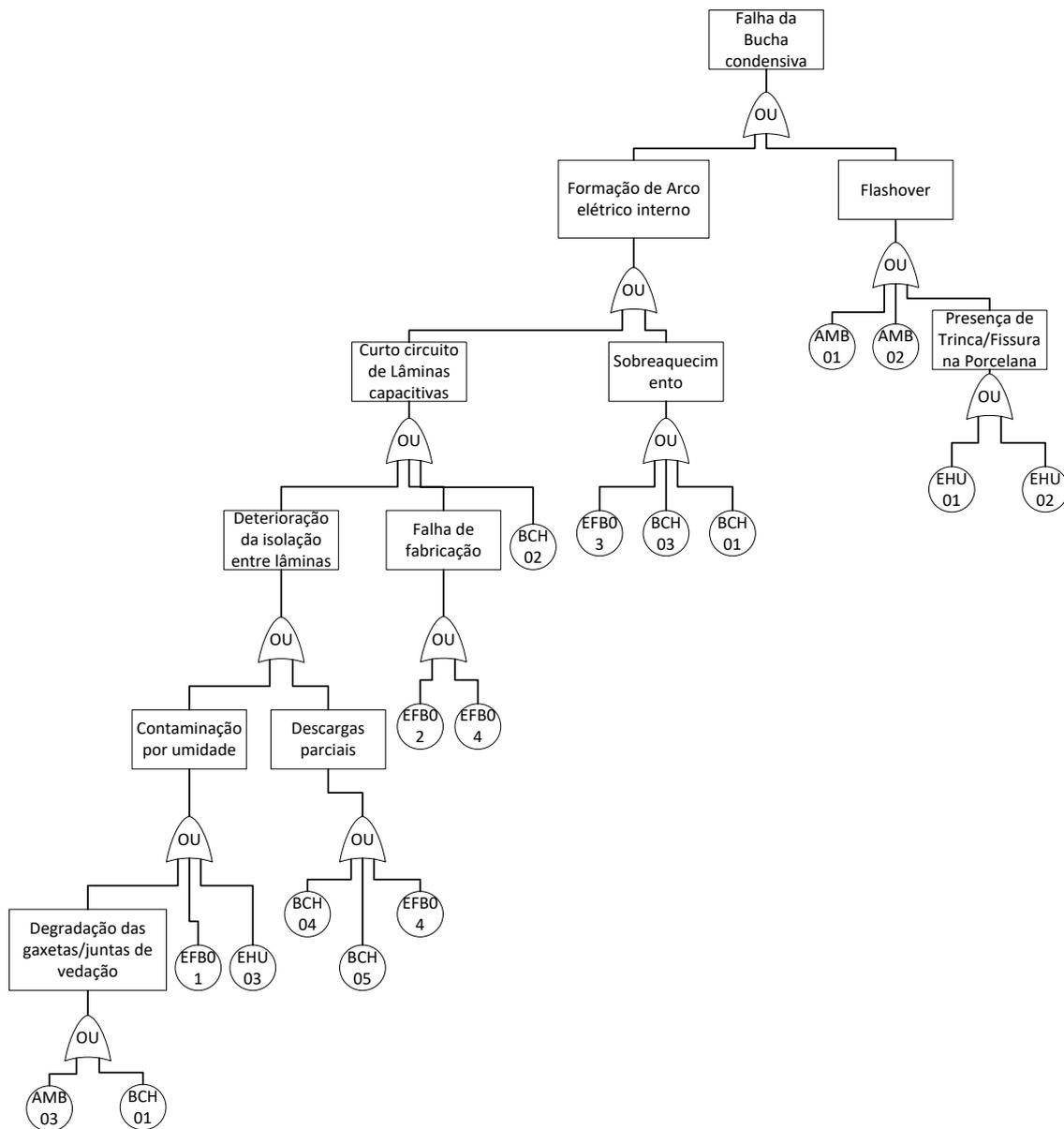
Tabela 29 – Gases produto da decomposição da isolação

| Nome                | Símbolo                       |
|---------------------|-------------------------------|
| Nitrogênio          | N <sub>2</sub>                |
| Oxigenio            | O <sub>2</sub>                |
| Hidrogênio          | H <sub>2</sub>                |
| Monoxido de carbono | CO                            |
| Dióxido de Carbono  | CO <sub>2</sub>               |
| Metano              | CH <sub>4</sub>               |
| Etano               | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> |
| Etileno             | C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> |
| Acetileno           | C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> |

Fonte: MISLACH, 1984.

A partir do diagrama de Ishikawa da figura 47 e dos mecanismos de falha supramencionados, a árvore de falhas de uma bucha de núcleo condensivo tipo papel impregnado com óleo foi construída conforme mostra a figura 49. Os eventos básicos estão na tabela 30.

Figura 49 – Árvore de falhas da bucha condensiva



Fonte: O autor, 2020.

Tabela 30 – Eventos básicos da árvore de falha das buchas condensivas

| Código | Evento básico  |
|--------|--|
| BCH01  | Operação com sobretemperatura nas buchas                       |
| BCH02  | Envelhecimento da isolação papel óleo                          |
| BCH03  | Operação em sobrecorrente                                      |
| BCH04  | Envelhecimento do óleo isolante                                |
| BCH05  | Contaminação do óleo por partículas sólidas                    |
| EFB01  | Contaminação por umidade durante fabricação                    |
| EFB02  | Rugas/dobras no papel isolante                                 |
| EFB03  | Mau contato elétrico dos terminais                             |
| EFB04  | Presença de bolhas de ar na isolação                           |
| EFB05  | Curto Circuito entre lâminas capacitivas                       |
| EHU01  | Erro de fixação/armazenamento da bucha                         |
| EHU02  | Vandalismo afetando a bucha                                    |
| EHU03  | Contaminação do óleo isolante da bucha durante manutenção      |
| AMB01  | Partículas sólidas depositadas na superfície/ ambiente poluído |
| AMB02  | Descargas atmosféricas   |
| AMB03  | Incidência de raios infravermelhos                             |

Fonte: O autor, 2020.

Alguns aspectos da construção da árvore de falhas merecem destaque:

A formação excessiva de gases no óleo isolante da bucha condensiva está associada ao sobreaquecimento e a falhas internas no corpo condensivo da bucha isolante. O estresse térmico da bucha isolante pode estar associado a temperatura do tanque e do óleo do transformador e, portanto, do sistema de resfriamento do transformador de potência. (SOKOLOV; VANIN, 1997).

O estado das juntas de vedação e gaxetas da bucha isolante é de grande importância pois está associado a perda de estanqueidade da bucha e contaminação por umidade, o que resulta em degradação da isolação e descargas parciais. Gaxetas danificadas podem ainda resultar em vazamento de óleo isolante. (ABRI et al, 2017; PENA, 2003).

A contaminação e umidade do ambiente são determinantes para a formação de descargas na superfície do corpo de porcelana de buchas, a presença de fissuras

e danos no corpo de porcelana também promovem descargas elétricas no interior da bucha. (PENA, 2003, MISLACH, 1984).

O curto-circuito das lâminas capacitivas da bucha isolante é resultante da degradação da isolamento sólida entre as lâminas, eventos como erros de fabricação das lâminas condensivas, envelhecimento da isolamento entre camadas, ingresso de umidade e depósito de produtos de degradação do óleo no corpo condensivo resultam descargas parciais e formação de furos entre as camadas isolantes. (BUCHACZ, 2017). O curto circuito de lâminas capacitivas está associado a mudanças nas curvas de fator de dissipação (Tangente de  $\delta(f)$ ) e Capacitância ( $C(f)$ ) das buchas condensivas (BUCHAZ, 2017).

## 5.2 TANQUE PRINCIPAL

O tanque principal do transformador de potência tem a função de proteger fisicamente o núcleo e os enrolamentos, além de conter o líquido isolante, ver a Figura 3.4. O tanque também serve de suporte as buchas e acessórios do transformador de potência. O tanque é geralmente fabricado a partir de chapas de aço laminadas a quente, possui uma tampa principal e um conjunto de acessos para as buchas e interconexões do transformador (MISLACH, 1984).

O tanque principal do transformador de potência está sujeito a estresses associados ao meio ambiente como corrosão atmosférica, umidade externa e radiação do sol, tais agentes de degradação entram em contato com a superfície externa do tanque podendo resultar em fissuras, contaminação por umidade e vazamento de material isolante (RAMPERSAD et al, 2017, MISLACH, 1984). A corrosão é destruição de um material por reação com seu ambiente, fatores associados a localização do transformador de potência, como presença de sal, poluentes, e dióxido de enxofre, podem acelerar o processo de corrosão atmosférica. A superfície externa do tanque é protegida através do processo de pintura do transformador. Durante a pintura, a superfície metálica deve estar livre de poluentes, óleo, pó, sujeira e contaminantes para garantir a longevidade da pintura (MISLACH, 1984). A deterioração da tinta se dá através da ação da umidade externa, corrosão do metal, presença de ferrugem e radiação solar. (MISLACH, 1984).

Os invólucros, parafusos, soldas e juntas do tanque principal são fontes potências de vazamento do óleo isolante. Uma má fixação mecânica entre o tanque

principal e as buchas e radiadores ou a degradação das juntas de vedação podem resultar em vazamento e perda de estanqueidade (RAMPERSAD et al, 2017, HEATHCORE, 2007). Correntes parasitas resultantes do fluxo de dispersão podem contribuir para o sobreaquecimento e degradação das juntas de vedação.

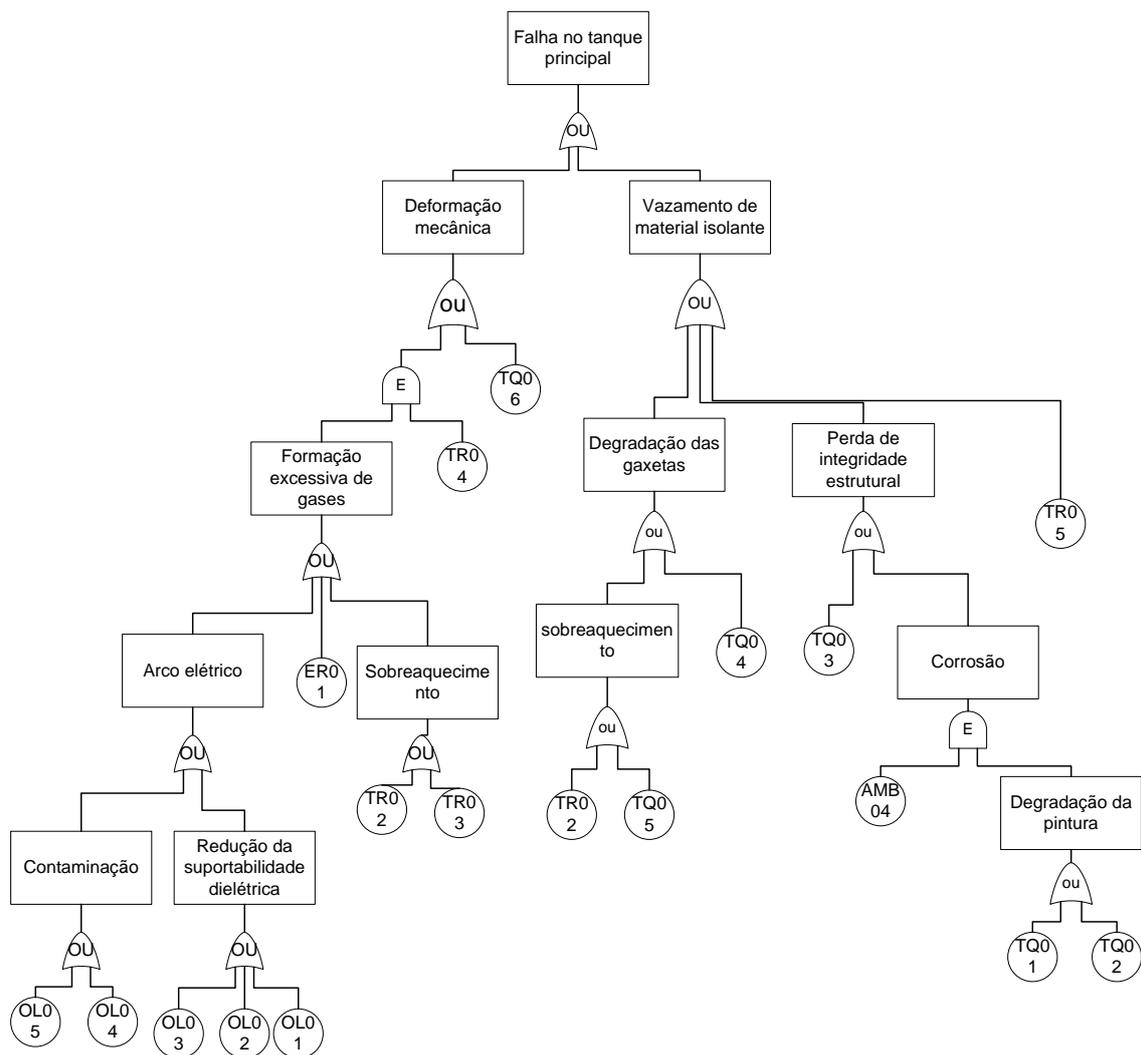
Faltas internas no transformador de potência envolvendo a formação de arco elétrico resultam no aumento de pressão interna oriunda da formação de gases e da vaporização do óleo isolante. Quando a sobrepressão gerada pelo arco interno é maior que a suportabilidade mecânica do tanque, ocorre a ruptura do tanque (ABI-SAMRA et al, 2009). Segundo a norma internacional IEEE Std C57.12.00-2015 a pressão do tanque sob condições nominais não deve exceder 203 kPa para transformadores com tensão de 601 V ou maior no enrolamento de maior tensão. A norma IEEE Std C57.12.10-2017 diz que as pressões máximas de operação para as quais o transformador foi projetado devem ser indicadas e o transformador deve ser projetado para suportar uma pressão 25% maior que a pressão máxima operacional.

A ocorrência de rupturas no tanque principal de transformadores de potência é correlacionada com a tensão do sistema, localização da falta e a energia do arco elétrico que originou a sobrepressão (FOATA; DASTOUS, 2010). Faltas entre espiras, entre enrolamentos, faltas da linha para o tanque, que correspondem a faltas para a terra (curto fase-terra), e falhas nas linhas são causas típicas de arcos internos (ABI-SAMRA et al, 2009). A energia do arco elétrico pode ser calculada através da Equação 5.1, onde  $V$ ,  $I$  e  $t$  são respectivamente tensão do arco, corrente e duração (FOATA; DASTOUS, 2010). Após a ruptura do tanque, aumenta a probabilidade de ocorrência de um incêndio, dado que o óleo isolante passará a ser exposto a uma quantidade maior de arcos em razão da elevação da umidade e oxigênio, o que acarretará em mais calor.

$$E_{arc} = 0.9 * V * I * t \quad (19)$$

Os modos de falha do tanque principal são a deformação mecânica do tanque e vazamento do material isolante. A árvore de falha da figura 50 mostra os mecanismos de falha do tanque principal do transformador. Os eventos básicos estão na tabela 31.

Figura 50 – Árvore de falhas do tanque principal



Fonte: O autor, 2020.

Tabela 31 – Eventos básicos da árvore de falhas do tanque

| Código | Evento básico                                |
|--------|--|
| TQ01   | Envelhecimento natural da pintura externa    |
| TQ02   | Pintura má executada                         |
| TQ03   | Soldas má executadas                         |
| TQ04   | Envelhecimento natural das gaxetas no tanque |
| TQ05   | Presença de correntes parasitas no tanque    |
| TQ06   | Vandalismo afetando o tanque                 |
| TR02   | Operação em sobrecarga                       |
| TR03   | Distorções harmônicas na rede                |
| TR04   | Falha do sistema de alívio de pressão        |
| TR05   | Ruptura de membrana/bolsa                    |
| OL01   | Eletrização estática no óleo                 |
| OL02   | Contaminação por partículas condutoras       |
| OL03   | Envelhecimento natural da isolação           |
| OL04   | Contaminação do óleo por oxigênio            |
| OL05   | Contaminação do óleo por umidade             |
| ER01   | Transitórios eletromecânicos                 |
| AMB04  | Umidade Ambiente excessiva                   |

Fonte: O autor, 2020.

O vazamento de óleo no tanque principal está relacionado ao estado de degradação das gaxetas e juntas de vedação do tanque e dos fenômenos associados a corrosão. A deformação mecânica relaciona-se com a ocorrência de arcos elétricos e ondas de pressão oriundas da formação de gases. Como visto acima, a ruptura do tanque ocorre quando o estresse ultrapassa a suportabilidade mecânica do tanque.

### 5.3 SISTEMA DE RESFRIAMENTO

O sistema de refrigeração do transformador de potência tem como função realizar a troca térmica a parte ativa do transformador e o ambiente, realizando assim o resfriamento da parte ativa do transformador. Existem diferentes tipos de sistema de resfriamento do transformador de potência. A depender do tipo, o sistema de resfriamento pode conter radiadores, moto ventiladores, trocadores de calor e bombas

para circulação do óleo. A NBR 5356-2 utiliza uma classificação dos métodos de resfriamento dos transformadores imersos em óleo isolante através de um código de quatro letras, conforme mostra a tabela 32. O transformador pode ser especificado com diferentes métodos de resfriamento que variam conforme a potência nominal ou suprimento de potência auxiliar, para abastecer o sistema de resfriamento.

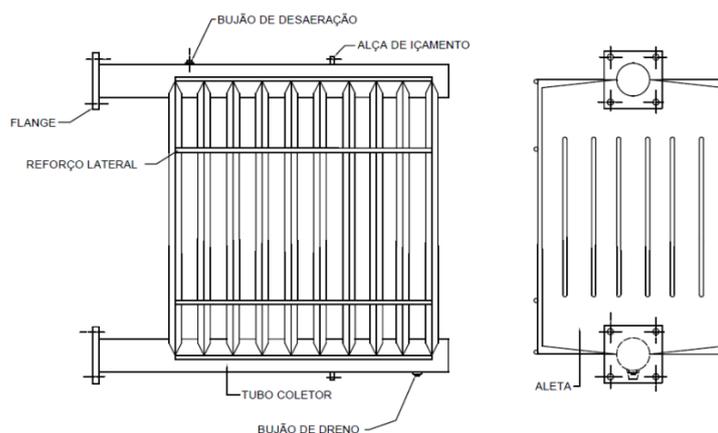
Tabela 32 – Classificação dos meios de resfriamento

| Natureza do meio de resfriamento interno em contato com os enrolamentos |  | Natureza da circulação do meio de resfriamento interno |   | Meio de resfriamento externo |      | Natureza da circulação do meio de resfriamento externo |   |
|---|--|--|---|------------------------------|------|--|---|
| O   | Óleo mineral   | N  | Circulação natural por convecção  | A                            | Ar   | N  | Convecção natural                         |
| K   | Líquido isolante com ponto de combustão > 300°C        | F  | Circulação forçada através do sistema de resfriamento, circulação por convecção dentro dos enrolamentos                               | W                            | Água | F  | Circulação forçada (Ventiladores, bombas) |
| L   | Líquido isolante com ponto de combustão não mensurável | D  | Circulação forçada através do sistema de resfriamento e dirigida do sistema de resfriamento pelo menos até os enrolamentos principais |                              |      |  |   |

Fonte: Autor, 2020.

Os radiadores são equipamentos utilizados para resfriar o líquido isolante do transformador através do princípio da convecção. O líquido circula pelo interior do radiador e é resfriado pelo ar, retornando ao tanque. A figura 51 mostra o esquema de um radiador.

Figura 51 – Desenho esquemático de um radiador



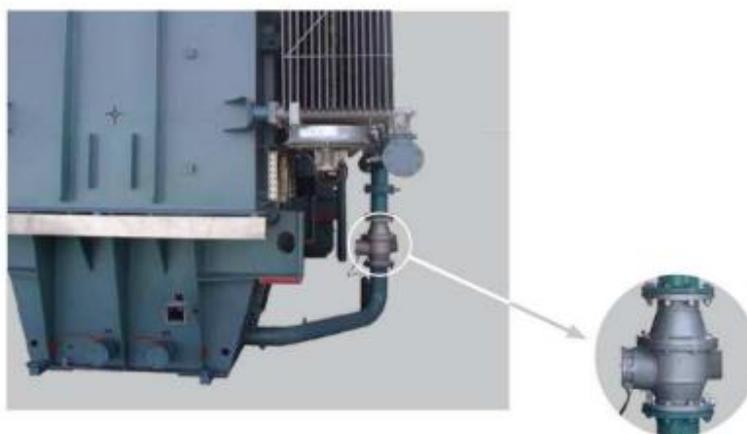
Fonte: CIGRÉ BRASIL, 2013.

Os radiadores devem possuir as superfícies internas livres de contaminantes, resíduos ou partículas para evitar a contaminação do líquido isolante. A sua superfície externa está sujeita a ação de corrosão, portanto deve-se executar tratamento

anticorrosivo a depender das condições ambientes. Os radiadores requerem inspeções periódicas e limpeza para sua conservação. Os trocadores de calor são dispositivos utilizados para resfriar o óleo do transformador através da transferência de calor para o fluido de arrefecimento (CIGRÉ BRASIL, 2013).

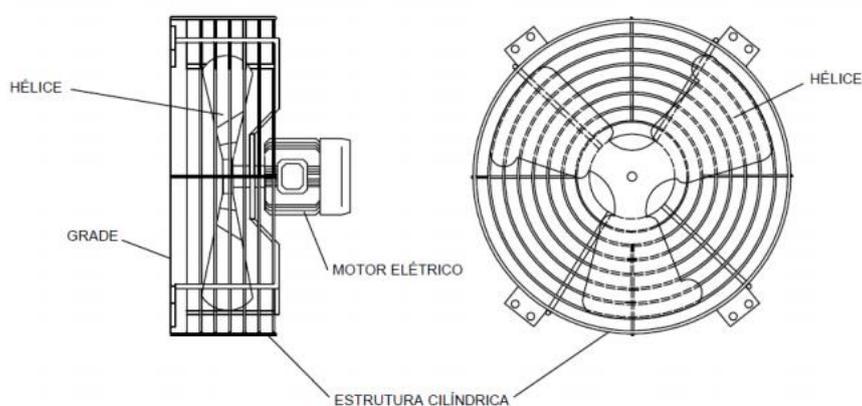
A circulação do óleo em transformadores do tipo circulação forçada é realizada através de bombas, resultando num aumento da eficiência da troca de calor no equipamento, vide figura 52. São utilizados ventiladores para circulação forçada do ar, a figura 53 mostra o esquema de ventiladores utilizados em transformadores de potência.

Figura 52 – Bomba utilizada para circulação de óleo



Fonte: CIGRÉ BRASIL, 2013.

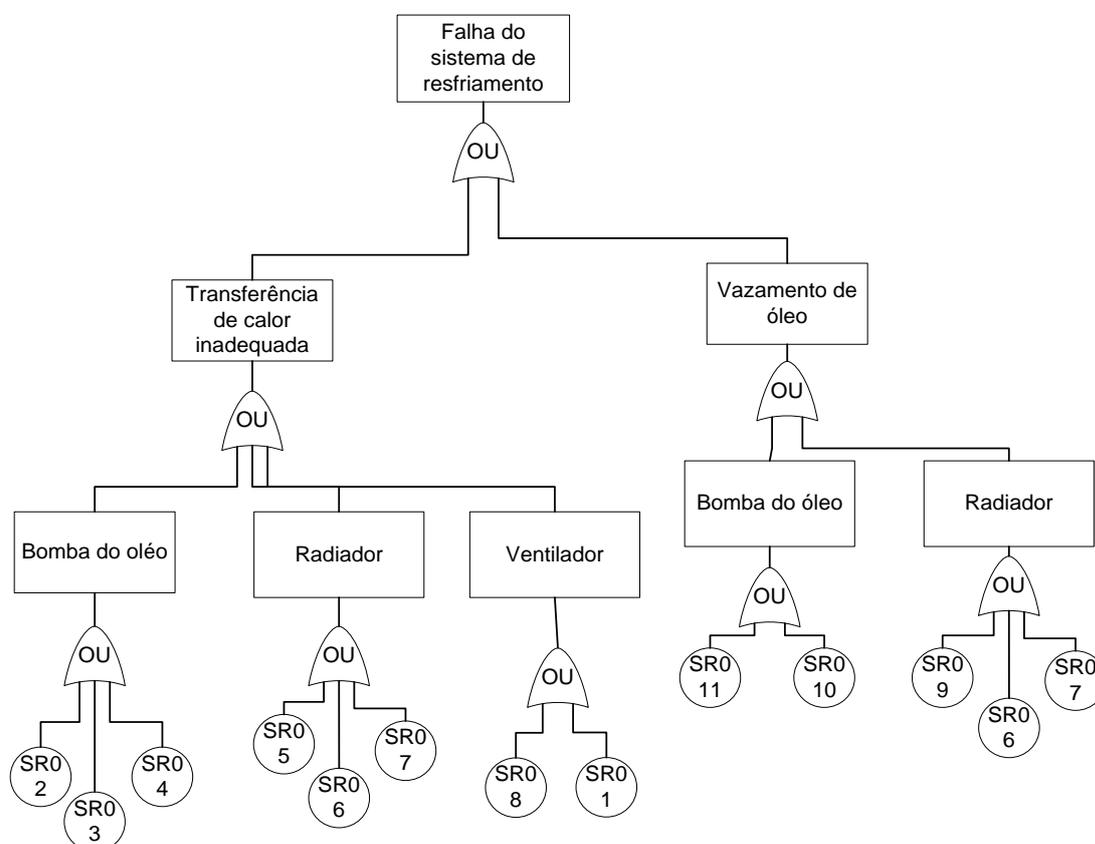
Figura 53 – Desenho esquemático de um ventilador



Fonte: CIGRÉ BRASIL, 2013.

A degradação do sistema de resfriamento do transformador afeta a circulação do óleo e a transferência de calor o que resulta no sobreaquecimento. A presença de partículas e produtos da degradação no óleo isolante (borra) pode comprometer a circulação do óleo pelos dutos, tubos e radiadores. A falha da bomba de circulação de óleo e dos ventiladores pode resultar em elevadas temperaturas do óleo. Erros de manutenção como a conexão de ventiladores e bombas de óleo na direção errada podem resultar na elevação da temperatura do óleo. A presença de contaminantes nos radiadores e trocadores de calor reduzem a transferência de calor. A temperatura ambiente também influencia no funcionamento do sistema de resfriamento do transformador (CIGRÉ, 2019). Outro fator importante na degradação do sistema de resfriamento é o vazamento de óleo nas bombas de circulação, tubulações, válvulas, junções dos flanges de conexão, radiador e trocador de calor. A árvore de falhas do sistema de resfriamento da figura 54 abaixo foi construída para um transformador que possui circulação forçada de óleo e ar, notadamente na ausência de ventiladores e bombas de circulação de óleo a árvore representará uma estrutura diferente.

Figura 54 – Árvore de falhas do sistema de resfriamento



Fonte: O autor, 2020.

A tabela 33 mostra os eventos básicos da árvore de falhas do sistema de resfriamento.

Tabela 33 – Eventos básicos da árvore de falhas do sistema de resfriamento

| Código | Evento básico                       |
|--------|-------------------------------------|
| SR01   | Falha no motor do ventilador        |
| SR02   | Falha no motor da bomba             |
| SR03   | Erro de manutenção                  |
| SR04   | Desgaste dos rolamentos             |
| SR05   | Presença de poluentes no radiador   |
| SR06   | Presença de corrosão no radiador    |
| SR07   | Ruptura de tubulações               |
| SR08   | Presença de poluentes no ventilador |
| SR09   | Vandalismo afetando o radiador      |
| SR10   | Desgaste nas junções e conexões     |
| SR11   | Vazamento de óleo na motobomba      |

Fonte: Autor, 2020.

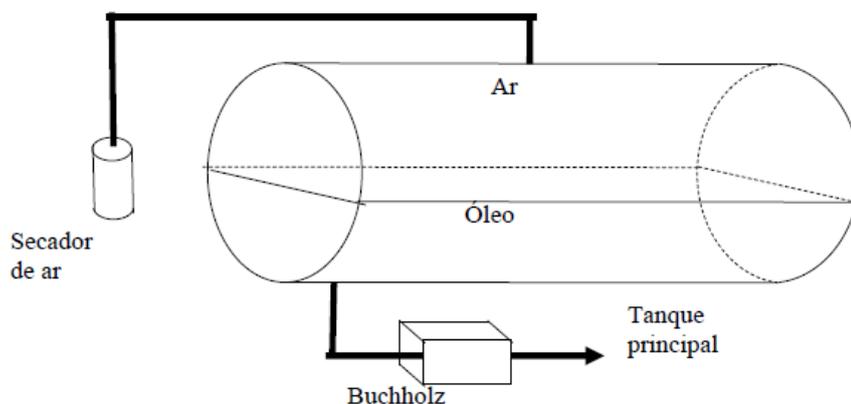
Vale ressaltar que a temperatura do óleo e dos enrolamentos é uma variável importante para a condição de vida da isolação sólida presente nos enrolamentos, buchas e núcleo do transformador, portanto a perda de eficiência do sistema de resfriamento pode resultar em falhas em outros componentes.

#### 5.4 SISTEMA DE PRESERVAÇÃO DO ÓLEO ISOLANTE

O sistema de preservação do líquido isolante tem a função de preservar a qualidade do óleo durante seu ciclo de vida útil e acomodar as alterações no volume do líquido isolante durante as variações de temperatura inerentes ao funcionamento do transformador.

A forma mais simples utilizada como sistema de preservação do líquido isolante é a respiração livre, onde o ar entra em contato direto com o líquido através de um material secante instalado entre o ar atmosférico e o tanque de expansão. Essa configuração é frágil no impedimento de contaminação por umidade no líquido isolante e se restringe a poucos transformadores (CIGRÉ BRASIL, 2013). A figura 55 ilustra o sistema de respiração livre.

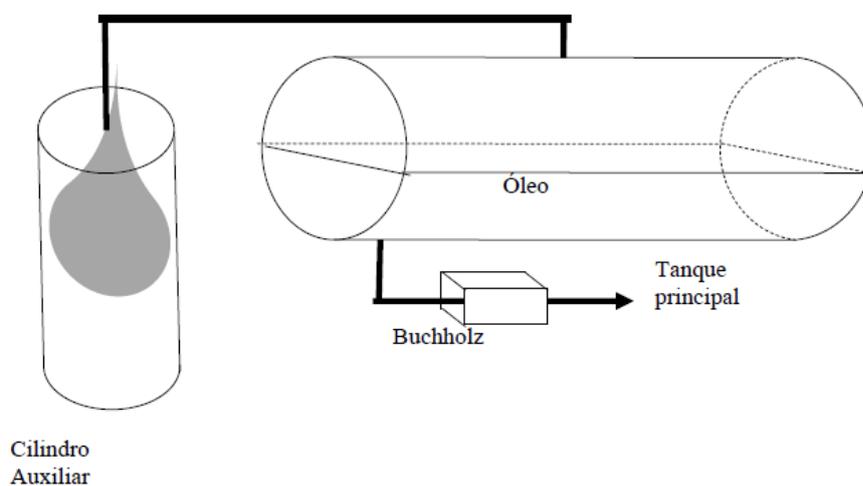
Figura 55 – Sistema de respiração livre



Fonte: CIGRÉ BRASIL, 2013.

O sistema de preservação isolado pode ser interno ao conservador ou externo. O sistema externo ao conservador faz uso de um cilindro auxiliar e uma bolsa preenchida de nitrogênio sob pressão, que possibilitam o isolamento entre o ambiente externo e o conservador. A figura 56 mostra o sistema de preservação isolado externo.

Figura 56 – Sistema de preservação isolado externo

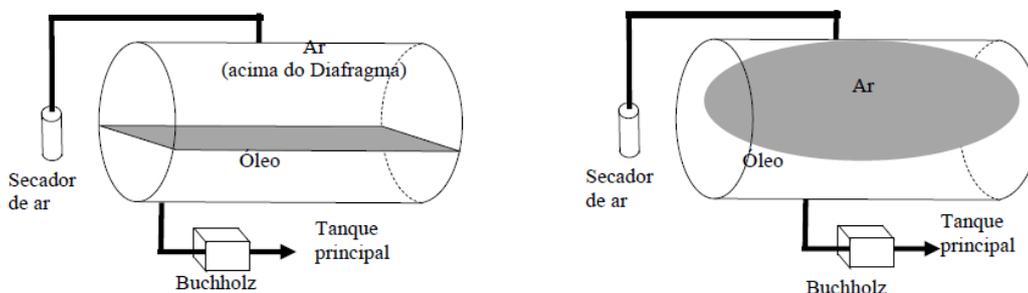


Fonte: CIGRÉ BRASIL, 2013.

O sistema interno contém uma bolsa ou membrana localizada no tanque de expansão, de modo que não haja contato entre o ar atmosférico e o óleo isolante. Existe ainda um material secador de ar entre o tanque de expansão e o ambiente. Para sistemas de preservação isolados pode-se usar um gás inerte para

preenchimento. A figura 57 representa o sistema de preservação isolado interno com o uso de membranas e bolsas.

Figura 57 – Sistema de preservação isolado interno



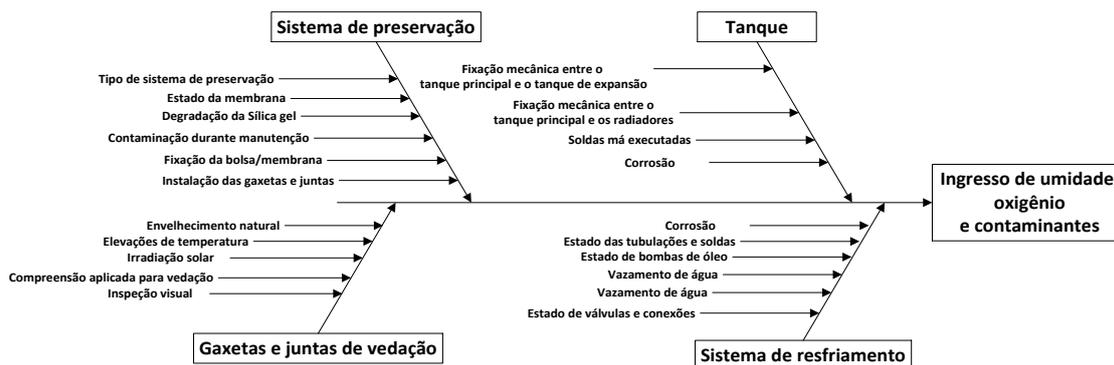
Fonte: CIGRÉ BRASIL, 2013.

O secador de ar é composto de um suporte metálico, onde está localizado o agente secador e uma câmara para óleo. A entrada de ar no tanque de expansão durante a operação do transformador se dá através do agente secador, o qual absorve a umidade contida no ar, que entrará em contato com o óleo. A sílica-gel é responsável pelo processo de secagem do ar e tem a capacidade de absorver água até 40% do seu próprio peso. A sílica-gel possui cor azul celeste e torna-se rósea devido a absorção de água, necessitando de substituição ou regeneração.

A conservação do sistema de preservação do líquido isolante está relacionada a penetração de umidade, oxigênio, impurezas no interior do tanque e presença de vazamentos de óleo. A perda de estanqueidade do tanque devido a falha do sistema de preservação do líquido isolante resulta em degradação da isolação do transformador.

O diagrama de Ishikawa da figura 58 relaciona causas e efeito do ingresso de umidade e oxigênio no transformador.

Figura 58 – Diagrama de Ishikawa da perda de estanqueidade do transformador



Fonte: O autor, 2020.

## 5.5 COMUTADORES

Os comutadores são utilizados para variar a relação de tensão do transformador através de mudança nas conexões das espiras nos enrolamentos. Esse ajuste pode ser feito em carga ou com o transformador desenergizado. A variação da relação do transformador pode ser requerida para regulação de tensão, variações de carga entre outros fatores.

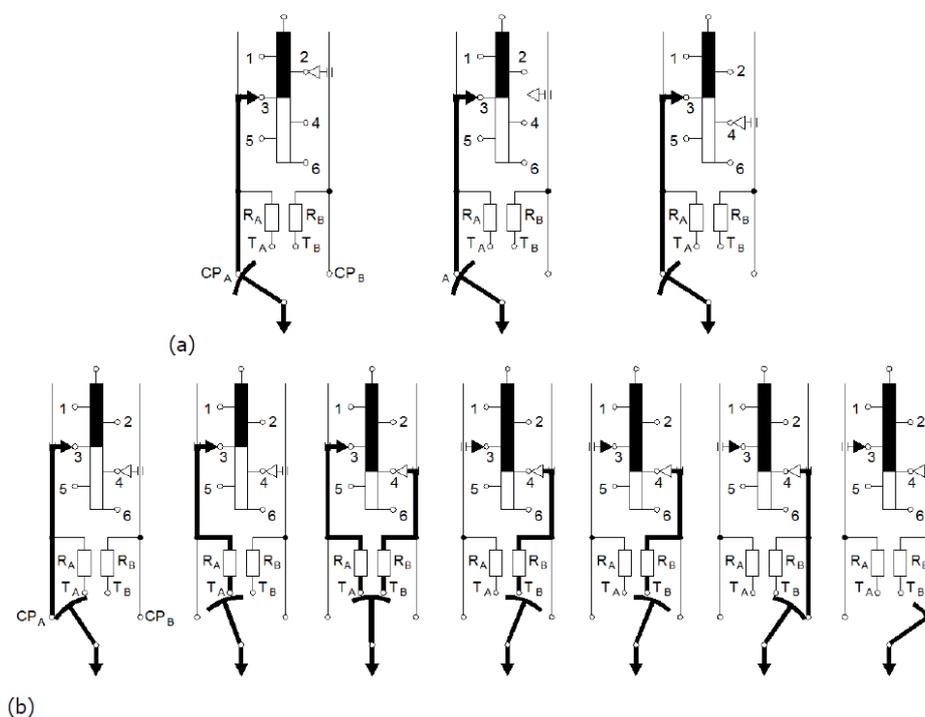
Os comutadores de derivação sem tensão (CDST) são construídos a partir de contatos numa configuração circular ou linear, com acionamento manual ou motorizado.

Os comutadores de derivação em carga (CDC) são projetados para operação do transformador energizado e em carga. Eles podem ser localizados no tanque do transformador ou em um compartimento externo.

O CDC instalado no tanque principal do transformador possui um compartimento de óleo separado, onde ocorre a comutação. O comutador sob carga instalado num compartimento externo possui uma barreira estanque ao líquido e gases. Os princípios de comutação mais comuns utilizados em comutadores sob carga são o chaveamento de alta velocidade do resistor e com chaveamento de reator de transição (CIGRÉ BRASIL, 2013).

A figura 59 mostra uma sequência de chaveamento do comutador sob carga do tipo resistivo, onde a parte (a) indica a seleção do tap e a parte (b) o processo de comutação. Sua operação é limitada pela dissipação de calor no óleo pelos resistores de transição (ABB, 2003).

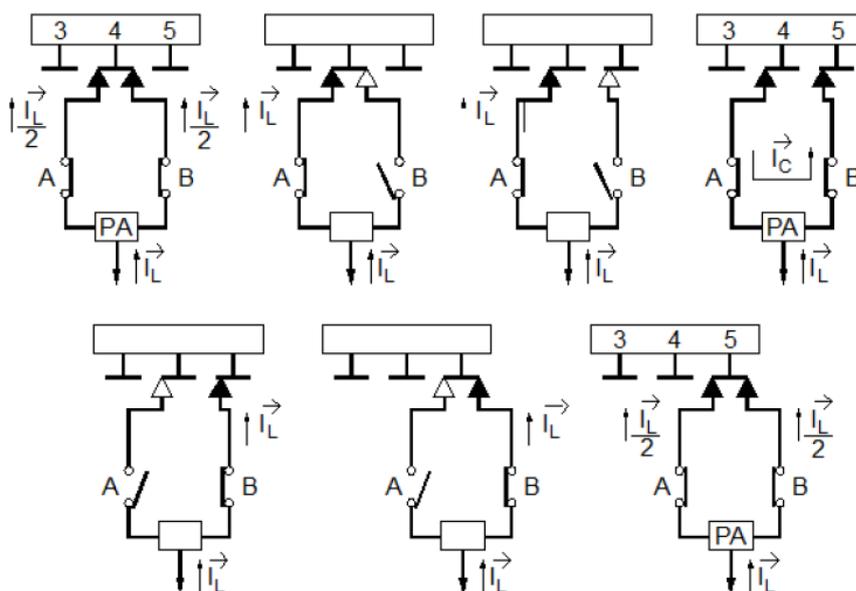
Figura 59 – Sequência de chaveamento do comutador sob carga resistivo



Fonte: CIGRÉ BRASIL, 2013.

Os comutadores de derivação do tipo reator normalmente são projetados para aplicação no enrolamento de baixa tensão, a figura 60 mostra uma sequência de chaveamento de um comutador do tipo reator.

Figura 60 – Sequência de chaveamento em comutador sob carga tipo reator



Fonte: CIGRÉ BRASIL, 2013.

Os comutadores de derivação sob carga possuem características construtivas de grande complexidade, podendo ser agrupadas em três subsistemas: sistema de acionamento motorizado, chave comutadora e chave seletora. O sistema de acionamento motorizado realiza as operações de troca de posição do comutador. A chave de carga é responsável pela mudança de posição de contato, com formação de arco-elétrico devido ao chaveamento, A chave seletora é composta de contatos fixos e móveis que não sofrem a ação do arco elétrico durante o chaveamento (BECHARA, 2001).

As normas brasileiras NBR 8667-1 e NBR 8667-2 tratam das especificações, ensaios e aplicações de comutadores de derivação. As normas IEEE C57.131-2012, IEC/IEEE 60214-1:2019 e IEC/IEEE 60214-2:2019 definem os requisitos de métodos de ensaio para os comutadores de derivação. Os OLTCs estão sujeitos ao envelhecimento e a degradação elétrica, mecânica, térmica e química a depender do número de operações, tipo de manutenção bem como os esforços mecânicos e elétricos durante a operação.

Os mecanismos de degradação dos contatos do LTC dependem da operação de chaveamento, os contatos seletores e pré-seletores não operam correntes significativas, portanto não sofrem degradação por arco. A degradação contatos seletores e pré-seletores ocorre devido a oxidação e formação de polímeros orgânicos que reduz sua condutividade. Uma camada de compostos como CuO, Cu<sub>2</sub>O e CuS é formada nos contatos, aumentando a resistência de contato e as perdas, resultando em sobreaquecimento local. Esse fenômeno pode ser agravado pelo depósito de carbono, produto da pirólise do óleo na camada aumentando a resistência e a dissipação de calor (ERBRINK, 2011). A formação de um filme de carbono entre os contatos resulta em sobreaquecimento, erosão dos contatos e formação de gases, aumento na queda de tensão entre contatos e pode resultar em circuito aberto. A temperatura do óleo, tecnologia do contato, qualidade do óleo afetam o processo de degradação do contato (CIGRÉ, 2003).

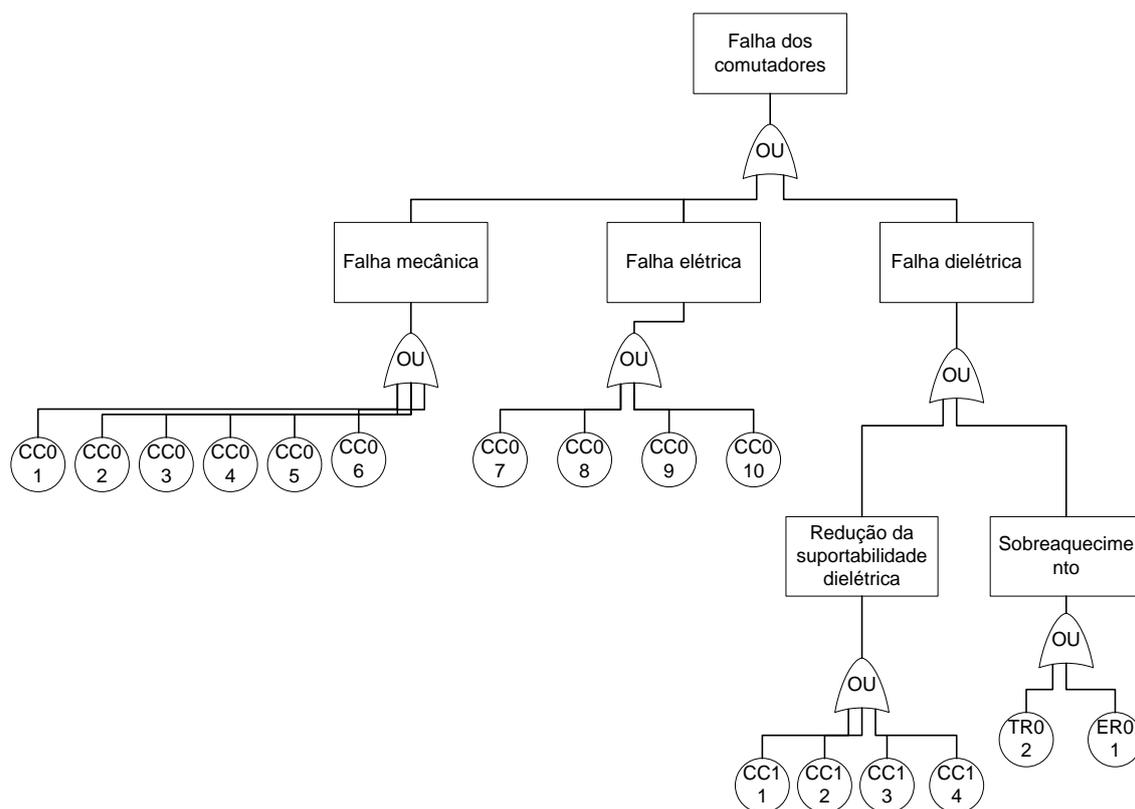
Os componentes mecânicos do OLTC estão sujeitos a desgaste e danos. Molas, cordoalhas rolamentos e eixos podem sofrer danos durante a operação e manutenção do OLTC levando a perda do sincronismo entre a chave de arco e a chave seletora, pressão entre contatos insuficiente, falha de mecanismo de frenagem e folga de componentes. Tais eventos resultam em operações incompletas, indicação errada do tap e não operação das chaves.

A perda de estanqueidade do tanque e a contaminação por umidade leva a degradação da isolação e redução da suportabilidade dielétrica, resultando em descargas parciais, trilhamento elétrico e formação de arco.

A manutenção do OLTC é um fator importante na sua condição de vida pois o comutador possui um nível de complexidade elevada e exige cuidados rigorosos no processo de inspeção, limpeza e remontagem. Erros de manutenção, contaminação do óleo isolante e remontagem inadequada são fatores chave para a falha do comutador.

A figura 61 mostra a árvore de falhas do comutador sob carga. As falhas no OLTC foram divididas em falhas dielétricas, mecânicas e elétricas.

Figura 61 – Árvore de falhas do comutador sob carga



Fonte: O autor, 2020.

A tabela 34 mostra os eventos básicos da árvore de falhas do comutador sob carga.

Tabela 34 – Eventos básicos da árvore de falhas do comutador sob carga

| Código | Evento básico                                   |
|--------|---|
| CC01   | Folga das engrenagens                           |
| CC02   | Cordoalha quebrada                              |
| CC03   | Desalinhamento entre contatos                   |
| CC04   | Lubrificação deficiente na caixa de transmissão |
| CC05   | Quebra da lâmina de amortecimento               |
| CC06   | Desgaste mecânico de componentes móveis         |
| CC07   | Rompimento de condutores fixos                  |
| CC08   | Reator/Resistor de transição aberto             |
| CC09   | Falha de solda de contato                       |
| CC10   | Baixa pressão de contato                        |
| CC11   | Contaminação por partículas condutoras          |
| CC12   | Envelhecimento natural da isolamento            |
| CC13   | Contaminação do óleo por oxigênio               |
| CC14   | Contaminação do óleo por umidade                |
| ER01   | Transitórios eletromecânicos                    |
| TR02   | Operação em sobrecarga                          |

Fonte: O autor, 2020.

## 6 ANÁLISE QUALITATIVA E QUANTITATIVA DA ÁRVORE DE FALHAS

A árvore de falhas aqui desenvolvida apresentou 70 eventos básicos, a tabela 35 apresenta os conjuntos de corte mínimo agrupados por subárvores resultantes. Vale ressaltar que a classe de tensão, tipo de sistema de resfriamento, características do ambiente a ser inserido impactam nos componentes a serem considerados e na arquitetura da árvore de falhas. O modelo apresentado considera um transformador de potência imerso em óleo mineral isolante, classe de tensão limitada a  $\geq 69$  kV, tipo de resfriamento OFAF e comutador sob carga.

Tabela 35 – Conjuntos mínimos de corte

| Componente              | Conjuntos mínimos de corte de primeira ordem  | Conjuntos mínimos de corte de segunda ordem   |
|-------------------------|---|---|
| Enrolamentos            | (ER01); (ER02); (ER03); (ER04); (ER05); (OL01); (OL02); (OL03); (OL04); (OL05); (TR02);(TR03).  |   |
| Núcleo                  | (NC01); (NC03); (NC04); (NC05); (NC06); (NC07); (OL02); (ER01).   | (NC02,ER02)   |
| Buchas condensivas      | (BCH01); (BCH02); (BCH03); (BCH04); (BCH05); (EFB01); (EFB02); (EFB03); (EFB04); (EFB05); (EHU01); (EHU02); (EHU03); (AMB01); (AMB02); (AMB03). |   |
| Tanque principal        | (TQ04); (TQ05); (TQ06); (TR02); (TR05).   | (AMB04, TQ01); (AMB04, TQ02); (TR04, OL01); (TR04, OL02); (TR04, OL03); (TR04, OL04); (TR04, OL05); (TR04, TR02); (TR04, TR03); (TR04, ER01). |
| Sistema de resfriamento | (SR01); (SR02); (SR03); (SR04); (SR05); (SR06); (SR07); (SR08); (SR09); (SR10). SR11  |   |
| Comutador sob carga     | (CC01); (CC02); (CC03); (CC04); (CC05); (CC06); (CC07); (CC08); (CC09); (CC10); (CC11); (CC12); (CC13); (CC14).                                 |   |

Fonte: O autor, 2020.

Os eventos básicos relacionados a redução da suportabilidade dielétrica do transformador e a perda de estanqueidade estão presentes nas subárvores dos enrolamentos, tanque e núcleo indicando, ainda que qualitativamente, uma correlação entre os mecanismos de falha desses componentes. Os eventos básicos relacionados a falha dos enrolamentos, buchas condensivas e tanque principal merecem atenção devido a frequência elevada de ocorrências apontadas na literatura e a severidade das consequências destas, tais como: explosão e destruição da parte ativa do transformador.

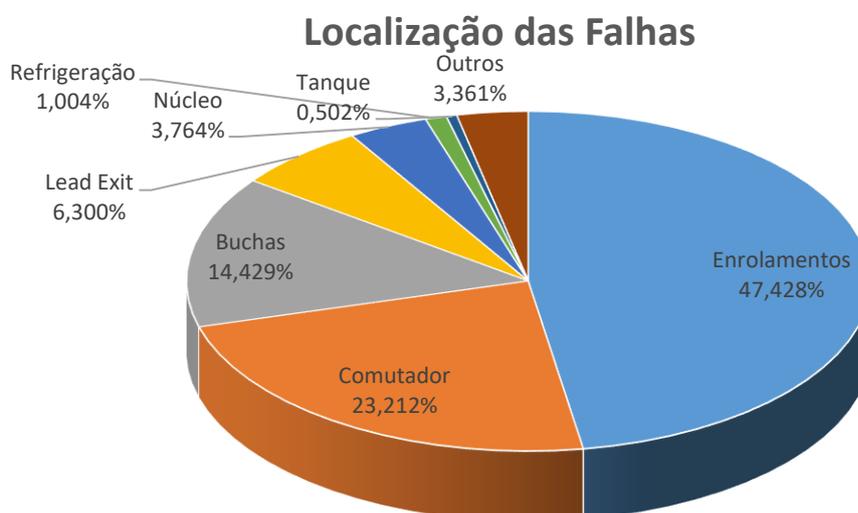
### 6.1 ANÁLISE QUANTITATIVA

Para a análise quantitativa da árvore de falhas a ser realizada, na ausência de banco de dados histórico do transformador, de uma empresa em específico, foram

utilizados os dados estatísticos apresentados pelo CIGRÉ internacional (GIGRE; 2015), obtidos através de pesquisa de confiabilidade de transformadores de potência no período de 1996 a 2010 abrangendo um total de 21 países e uma população de 167459 transformadores-ano e 964 falhas principais em transformadores fabricados entre 1950 e 2009 e classe de tensão igual a 69 kV ou superior. Propõe-se uma abordagem especialista utilizando os dados estatísticos da pesquisa, bem como o contexto associado a mesma, e os desdobramentos das causas até os eventos básicos através das portas lógicas associadas.

As probabilidades de ocorrência dos eventos de menor nível hierárquico são obtidas atribuindo valor as probabilidades dos eventos de forma que sua combinação através das portas lógicas associadas resulte na probabilidade do evento de maior nível hierárquico. Considera-se que as falhas nos subcomponentes são mutualmente exclusivas, conforme sugere a pesquisa realizada e atribui-se as probabilidades conforme os dados da figura 62. Pode-se observar que 85% das falhas estão localizadas nos Enrolamentos, Comutadores e Buchas.

Figura 62 – Localização das falhas em transformadores de potência



Fonte: CIGRÉ, 2015.

A título de exemplo, serão apresentados os cálculos para obtenção dos valores de probabilidade associadas a um ramo da sub árvore falha das buchas condensivas. Os eventos intermediários “formação excessiva de gases” e “Flashover”, estão associados ao evento topo através de uma porta lógica OU, logo será necessário atribuir um valor de probabilidade de ocorrência de Flashover ,  $P(A1)$ , e calcular o

valor da probabilidade de formação excessiva de gases,  $P(A_2)$ , utilizando a equação 20, referente a probabilidade de ocorrência de dois eventos independentes, mas não mutuamente exclusivos (BILLINTON; ALLAN ; 1992).

$$P(A_2) = \frac{P(A_1 \cup A_2) - P(A_1)}{1 - P(A_1)} \quad (20)$$

A tabela 36 mostra as probabilidades obtidas, considerando o valor da probabilidade de falha das buchas condensivas igual a 0,1442.

Tabela 36 – Probabilidade de ocorrência dos eventos

| Índice            | Evento                       | Probabilidade |
|-------------------|------------------------------|---------------|
| $P(A_1 \cup A_2)$ | Falha das buchas condensivas | 0,1442        |
| $P(A_1)$          | Formação excessiva de gases  | 0,07          |
| $P(A_2)$          | Flashover                    | 0,079882      |

Fonte: O autor, 2020.

O evento Flashover está associado aos eventos “Presença de trincas/fissuras”, “Partículas sólidas depositadas na superfície/ ambiente poluído” e “Descargas atmosféricas”, novamente considera-se os eventos independentes, mas não mutuamente exclusivos, e utiliza-se a equação 21.

$$P(A_5) = \frac{P(A_2) - P(A_3) - P(A_4) + P(A_3) * P(A_4)}{1 + (P(A_3) * P(A_4)) - (P(A_3) + P(A_4))} \quad (21)$$

Atribui-se valor a “Partículas sólidas depositadas na superfície/ ambiente poluído” ( $P(A_4)$ ) e “Descargas atmosféricas” ( $P(A_3)$ ) e calcula-se a probabilidade do evento “Presença de trincas/fissuras” ( $P(A_5)$ ), os resultados estão na tabela 37.

Tabela 37 – Probabilidade de ocorrência dos eventos Presença de trincas/fissuras AMB01 e AMB02

| Índice   | Evento   | Probabilidade |
|----------|--|---------------|
| $P(A_3)$ | Descargas atmosféricas   | 0,02          |
| $P(A_4)$ | Partículas sólidas depositadas na superfície/ ambiente poluído | 0,03          |
| $P(A_5)$ | Presença de trincas/fissuras                                   | 0,03206       |

Fonte: O autor, 2020.

Por sua vez, o evento “Presença de trincas/fissuras” envolve 2 eventos básicos, EH01 – “Erro de fixação/armazenamento da bucha” e EH02 – “Vandalismo afetando

a bucha”, utilizando mais uma vez a Equação e atribuindo valor a probabilidade de ocorrência de EH01 encontra-se os resultados da tabela 38.

Tabela 38 – Probabilidade de ocorrência dos eventos EH01 e EH02

| Índice   | Evento  | Probabilidade |
|----------|---|---------------|
| $P(A_6)$ | EH01 - Erro de fixação/armazenamento da bucha | 0,01          |
| $P(A_7)$ | EH02 - Vandalismo afetando a bucha            | 0,021964759   |

Fonte: O autor, 2020.

A tabela 39 apresenta os resultados obtidos no cálculo do valor da probabilidade de ocorrência de todos os eventos básicos da árvore de falhas do transformador.

Tabela 39 – Probabilidade de ocorrência dos eventos da árvore de falhas

| Código | Evento básico                                       | Probabilidade | Código | Evento Básico  | Probabilidade |
|--------|---|---------------|--------|--|---------------|
| ER01   | Transitórios eletromecânicos                        | 0,0625        | AMB01  | Partículas sólidas depositadas na superfície/ ambiente poluído | 0,03          |
| ER02   | Curto-circuito externo                              | 0,2           | AMB02  | Descargas atmosféricas   | 0,02          |
| ER03   | Impactos durante transporte/montagem                | 0,05          | AMB03  | Incidência de raios infravermelhos                             | 0,00159       |
| ER04   | Folga dos enrolamentos                              | 0,049544      | AMB04  | Umidade externa excessiva                                      | 0,08          |
| ER05   | Presença de enxofre corrosivo                       | 0,05          | TQ01   | Envelhecimento natural da pintura externa                      | 0,0258        |
| OL01   | Eletrização estática no óleo                        | 0,01          | TQ02   | Pintura má executada   | 0,07          |
| OL02   | Contaminação por partículas condutoras              | 0,005         | TQ03   | Soldas má executadas   | 0,0025        |
| OL03   | Envelhecimento natural da isolamento                | 0,01092       | TQ04   | Envelhecimento natural das gaxetas no tanque                   | 0,002         |
| OL04   | Contaminação do óleo por oxigênio                   | 0,03          | TQ05   | Presença de correntes parasitas no tanque                      | 0,0010        |
| OL05   | Contaminação do óleo por umidade                    | 0,0233        | TQ06   | Vandalismo afetando o tanque                                   | 0,01          |
| TR01   | Falha de projeto/fabricação                         |               | SR01   | Falha no motor do ventilador                                   | 0,02          |
| TR02   | Operação em sobrecarga                              | 0,04          | SR02   | Falha no motor da bomba  | 0,0004        |
| TR03   | Distorções Harmônicas                               | 0,0104        | SR03   | Erro de manutenção   | 0,0003        |
| TR04   | Falha do sistema de alívio de pressão               | 0,1079        | SR04   | Desgaste dos rolamentos  | 0,0003        |
| TR05   | Ruptura de membrana/bolsa                           | 0,0103        | SR05   | Presença de poluentes no radiador                              | 0,0006        |
| NC01   | Deterioração dos parafusos                          | 0,003         | SR06   | Presença de corrosão no radiador                               | 0,0002        |
| NC02   | Erro de fixação do núcleo durante fabricação        | 0,037         | SR07   | Ruptura de tubulações  | 0,0002        |
| NC03   | Deterioração da isolamento entre núcleo e ferragens | 0,0029        | SR08   | Presença de poluentes no ventilador                            | 0,001         |

|       |   |         |      |   |         |
|-------|---|---------|------|---|---------|
| NC04  | Erro de fabricação/montagem do aterramento do núcleo      | 0,0009  | SR09 | Vandalismo afetando o radiador                  | 0,001   |
| NC05  | Impactos durante transporte                               | 0,001   | SR10 | Desgaste nas junções e conexões                 | 0,001   |
| NC06  | Erro de projeto do núcleo                                 | 0,1283  | SR11 | Vazamento de óleo na motobomba                  | 0,001   |
| NC07  | Falha/Contaminação durante fabricação das lâminas         | 0,003   | CC01 | Folga das engrenagens                           | 0,03    |
| BCH01 | Operação com sobretemperatura nas buchas                  | 0,0005  | CC02 | Cordoalha quebrada                              | 0,04    |
| BCH02 | Envelhecimento da isolamento papel óleo                   | 0,005   | CC03 | Desalinhamento entre contatos                   | 0,02    |
| BCH03 | Operação em sobrecorrente                                 | 0,01    | CC04 | Lubrificação deficiente na caixa de transmissão | 0,01    |
| BCH04 | Envelhecimento do óleo isolante                           | 0,001   | CC05 | Quebra da lâmina de amortecimento               | 0,01    |
| BCH05 | Contaminação do óleo por partículas sólidas               | 0,0039  | CC06 | Desgaste mecânico de componentes móveis         | 0,02    |
| EFB01 | Contaminação por umidade durante fabricação               | 0,001   | CC07 | Rompimento de condutores fixos                  | 0,00762 |
| EFB02 | Rugas/dobras no papel isolante                            | 0,005   | CC08 | Reator/Resistor de transição aberto             | 0,008   |
| EFB03 | Mau contato elétrico dos terminais                        | 0,021   | CC09 | Falha de solda de contato                       | 0,015   |
| EFB04 | Presença de bolhas de ar na isolamento                    | 0,01015 | CC10 | Baixa pressão de contato                        | 0,01    |
| EFB05 | Curto Circuito entre laminas capacitivas                  | 0,010   | CC11 | Contaminação por partículas condutoras          | 0,003   |
| EHU01 | Erro de fixação/armazenamento da bucha                    | 0,01    | CC12 | Envelhecimento natural da isolamento            | 0,005   |
| EHU02 | Vandalismo afetando a bucha                               | 0,022   | CC13 | Contaminação do óleo por oxigênio               | 0,01    |
| EHU03 | Contaminação do óleo isolante da bucha durante manutenção | 0,002   | CC14 | Contaminação do óleo por umidade                | 0,0136  |

Fonte: Araújo, 2020.

## 6.2 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS

Os eventos com valor de probabilidade maior que 0,2 merecem realce devido à importância dos eventos para a ocorrência do evento topo. A partir da análise de probabilidades pode-se eleger os eventos básicos de maior importância e associar variáveis indicadoras da condição de vida a serem coletadas e/ou medidas através de sensores e sistemas de medição online a fim de obter resultados sobre a condição de vida do transformador. A partir da pesquisa referenciada neste trabalho, a tabela 40 foi construída com o objetivo de indicar variáveis de estado referentes aos eventos

básicos de maior probabilidade, a fim de obter diagnóstico da condição de vida do transformador.

Tabela 40 – Variáveis de estado associadas aos eventos básicos

| Código | Evento básico  | Probabilidade | Variáveis associadas   |
|--------|--|---------------|--|
| ER02   | Curto-circuito externo   | 0,200         | Corrente nos enrolamentos, Número de ocorrências de curto-circuito externo   |
| NC06   | Erro de projeto do núcleo                                      | 0,128         | Solicitações dielétricas sobre o transformador   |
| TR04   | Falha do sistema de alívio de pressão                          | 0,108         | Pressão do tanque  |
| AMB04  | Umidade externa excessiva                                      | 0,080         | Umidade ambiente, Ponto de orvalho   |
| TQ02   | Pintura má executada   | 0,070         | Verificação de espessura e aderência de pintura da parte externa   |
| ER01   | Transitórios eletromecânicos                                   | 0,063         | Solicitações dielétricas sobre o transformador   |
| ER03   | Impactos durante transporte/montagem                           | 0,050         | Relação de transformação, Análise de resposta em frequência, Fator de dissipação                                       |
| ER05   | Presença de enxofre corrosivo                                  | 0,050         | Teor de Dibenzildisulfeto  |
| ER04   | Folga dos enrolamentos   | 0,050         | Fator de dissipação, Reatância de dispersão, Resposta em frequência das perdas, Resistência dos enrolamentos           |
| TR02   | Operação em sobrecarga   | 0,040         | Análise de curva de carregamento, Temperatura do topo do óleo, temperatura do enrolamento, DGA (Falha térmica < 300°C) |
| CC02   | Cordoalha quebrada   | 0,040         | Assinatura elétrica  |
| NC02   | Erro de fixação do núcleo durante fabricação                   | 0,037         | Análise de vibrações do núcleo, Corrente de magnetização, Análise de resposta em frequência                            |
| OL04   | Contaminação do óleo por oxigênio                              | 0,030         | DGA (O <sub>2</sub> ), Inspeção visual, Estanqueidade  |
| AMB01  | Partículas sólidas depositadas na superfície/ ambiente poluído | 0,030         | Densidade de depósito de sal e análise de poluentes  |
| CC01   | Folga das engrenagens  | 0,030         | Ensaio vibro-acústico, Número de operações   |
| TQ01   | Envelhecimento natural da pintura externa                      | 0,026         | Inspeção visual, Verificação de espessura e aderência de pintura da parte externa                                      |
| OL05   | Contaminação do óleo por umidade                               | 0,023         | Teor de umidade no óleo, Rigidez dielétrica, Fator de potência do óleo   |
| EHU02  | Vandalismo afetando a bucha                                    | 0,022         | Inspeção visual  |
| EFB03  | Mau contato elétrico dos terminais                             | 0,021         | Análise termográfica   |

Fonte: O autor, 2020.

A partir dos resultados obtidos na análise de falhas e as pesquisas associadas, a tabela 41 reúne recomendações para o projeto, especificação e operação do transformador de potência associadas a uma análise quantitativa com base na probabilidade de ocorrência para apoio aos procedimentos de manutenção e tomada de decisão. As recomendações que podem trazer soluções, quando não contempladas no projeto, devem ser desenvolvidas no ambiente de manutenção e levar em conta o fator custo associado.

Tabela 41 – Recomendações associadas a probabilidade de falha dos eventos

| Componente   | Modos de falha                                       | Probabilidade de ocorrência | Recomendações  |
|--------------|--|-----------------------------|--|
| Enrolamentos | Deformação mecânica (Figura 4.22)                    | 0,332                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>Integração de modelagem e simulação de transitórios de tensão ao processo de especificação e aquisição de novos transformadores</li> <li>Verificação da suportabilidade do sistema de prensagem do enrolamento ao nível de curto-circuito</li> <li>Verificação da integridade física dos enrolamentos durante a montagem e transporte do transformador</li> <li>Realizar ensaios sensíveis a geometria dos enrolamentos para detecção de possíveis deformações mecânicas nos enrolamentos</li> </ul>  |
|              | Falha na isolamento dos enrolamentos (Figura 4.22)   | 0,213                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>Evitar sobrecargas no transformador de potência</li> <li>Realizar análise de gases dissolvidos no óleo antes e após o ensaio de aquecimento para detecção de possíveis falhas de projeto e fabricação</li> <li>Especificar sistemas de preservação fechados para novos transformadores</li> <li>Verificação da umidade na isolamento sólida através de ensaios</li> <li>Análise criteriosa do processo de fabricação da isolamento sólida utilizada nos enrolamentos</li> <li>Realizar ensaios para detecção de descargas parciais</li> </ul> |
| Núcleo       | Curto-circuito entre lâminas (Figura 4.26)           | 0,00602                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>Análise criteriosa do processo de corte de chapa e empilhamento do núcleo</li> <li>Utilizar fibra de vidro na isolamento interna do núcleo</li> </ul>   |
|              | Falha de aterramento (Figura 4.26)                   | 0,01                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>Verificar aterramento do núcleo através de inspeção periódica</li> <li>Verificar folgas e parafusos passantes</li> </ul>  |
|              | Sobreaquecimento (Figura 4.26)                       | 0,0279                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>Evitar sobrecargas no transformador de potência</li> <li>Evitar sobretensões no transformador de potência</li> </ul>  |
| Buchas       | Contaminação por umidade (Figura 5.6)                | 0,00507                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>Aplicar selante de silicone de cura neutra para proteger partes metálicas sujeitas a corrosão</li> <li>Realizar ensaios de fator de dissipação/capacitância</li> <li>Realizar inspeção periódica no indicador do nível de óleo da bucha</li> </ul>  |
|              | Curto-Circuito entre placas capacitivas (Figura 5.6) | 0,04                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>Verificação periódica da integridade da isolamento com ensaios de fator de potência/capacitância ou análise dos gases dissolvidos</li> <li>Realizar inspeção termográfica</li> </ul>  |
|              | Poluição   | 0,01                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>Realizar limpeza periódica das saias das buchas</li> </ul>  |
| Tanque       | Deformação mecânica (Figura 5.7)                     | 0,0202                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>Verificar a temperatura do transformador e a formação de gases</li> <li>Verificação da integridade física do tanque durante a montagem e transporte do transformador</li> </ul>   |

|  |                                   |      |  |
|--|-----------------------------------|------|--|
|  | Vazamento de óleo<br>(Figura 5.7) | 0,03 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspeção periódica para detecção de corrosão</li> <li>• Verificar o estado de conservação do material secante</li> <li>• Durante ensaios em fábrica e após montagem em campo realizar ensaios físico-químicos do óleo para verificação do teor de umidade</li> <li>• Verificar o nível de óleo do transformador de potência</li> <li>• Verificar o estado de pintura</li> </ul> |
|--|-----------------------------------|------|--|

Fonte: Adaptado de Araújo, 2017.

Deve-se observar o grande número de causas classificadas como indefinidas nas análises estatísticas de falhas associadas a pesquisa, o que pode indicar a necessidade de sistemas de monitoramento associados a análise de falhas e da padronização das informações contidas em históricos de falhas.

A interação do transformador de potência com o sistema elétrico é de grande importância para a condição de vida do transformador, pois as solicitações eletromecânicas impostas durante a ocorrência de curto-circuito e transitórios eletromecânicos são fatores-chaves para a falha da parte ativa do transformador. A umidade, temperatura e oxigênio são os principais fatores de degradação da isolamento sólido do transformador o que justifica a importância da estanqueidade para a vida útil do transformador.

## 7 MÉTODO PARA ANÁLISE DA CONDIÇÃO DE VIDA DO TRANSFORMADOR

As variáveis de estado, índices e parâmetros de desempenho do transformador de potência são utilizadas para acessar sua condição de vida. Informações oriundas de ensaios, monitoramento e conhecimento especialista, contribuem para a manutenção baseada na condição do equipamento, através do acompanhamento sistemático de parâmetros e índices. Essas informações são tratadas como evidências do estado do equipamento, considerando as incertezas associadas.

A combinação de evidências oriundas dos ensaios de condição e parâmetros de desempenho do transformador, considerando as incertezas associadas conduz as ações necessárias à preservação da função do transformador, contribuindo assim para o aumento da disponibilidade do equipamento. Este capítulo trata da utilização da Teoria Matemática da Evidência (SHAFER, 1976) como método de diagnóstico de transformadores de potência, considerando variáveis de estado e seus valores de referência para auxiliar na tomada de decisão em manutenção.

### 7.1 A TEORIA DE DEMPSTER-SHAFER

A teoria matemática da evidência, também conhecida como teoria de Dempster-Shafer consiste na modelagem matemática da representação do conhecimento através da combinação de evidências. A teoria da evidência possibilita a atribuição de valores de crença a eventos simples e a conjunto de eventos dentro do domínio do problema e também a combinação de valores de crença mediante a nova evidência. As informações fornecidas através dos valores de crença são combinadas para obter funções capazes de mensurar o quanto as informações suportam a crença em uma hipótese específica (CAMPOS, 2005; SHAFER, 1976).

O frame de discernimento, denotado por  $\Theta$ , representa todos as hipóteses primitivas. Deve-se assumir que  $\Theta$  é exaustivo, contendo todas as hipóteses primitivas e ainda que as hipóteses primitivas são mutuamente exclusivas (UCHOA et al, 2002). As hipóteses primitivas dão origem a  $2^{\circ}$  hipóteses possíveis.

A relevância de uma hipótese é representada através da função de massa, ou atribuição de probabilidade básica que associa uma quantidade de crença a elementos do conjunto  $2^{\circ}$ . As equações 22, 23, 24 e 25 compreendem a definição da função de massa (SHAFER, 1976).

$$m : 2^\Theta \rightarrow [0,1] \quad (22)$$

$$m(\emptyset) = 0 \quad (23)$$

$$m(A) \geq 0, \forall A \in 2^\Theta \quad (24)$$

$$\sum_{A \in 2^\Theta} m(A) = 1 \quad (25)$$

A probabilidade básica não atribuída a nenhum elemento de  $2^\Theta$  é chamada de crença não atribuída, denotada por  $m(\Theta)$ , isto significa que a crença não atribuída às hipóteses apresentadas é atribuída ao frame de discernimento (SHAFER, 1976).

A partir dos valores da função de massa ( $m$ ) pode-se obter a função de crença,  $Bel$ . A função de crença atribui a todo subconjunto  $A$  de  $\Theta$ , o somatório das probabilidades básicas atribuídas a todo subconjunto de  $A$  pela função de massa ( $m$ ) (SHAFER, 1976). Logo  $Bel(A)$  quantifica as informações fornecidas por uma fonte que apontam o elemento  $A$  como a resposta correta. A função de crença é obtida através da equação 26.

$$bel(A) = \sum_{X \subseteq A} m(X) \quad (26)$$

Dada uma função de massa ( $m$ ), a função de plausibilidade,  $Pl$ , mede a quantidade máxima de crença que pode ser atribuída a  $A$ . As Equações 27, 28 e 29 definem a função de plausibilidade (SHAFER, 1976).

$$Pl(A) = \sum_{B \cap A \neq \emptyset} m(B) \quad (27)$$

$$Bel(A) \leq Pl(A) | A \subseteq \Theta \quad (28)$$

$$Pl(A) = 1 - Bel(A') \quad (29)$$

Onde  $A'$  é o complemento de  $A$ .

Utilizando a função de crença e a função de plausibilidade, é possível construir o intervalo de crença,  $I(A)$ . O intervalo de crença indica a faixa de valores no qual as evidências apontam para  $A$ , sem incorrer em erros graves de suposição (Campos, 2005). O intervalo de crença é dado pela equação 30 (SHAFER, 1976).

$$I(A) = [Bel(A); Pl(A)] \quad (30)$$

A teoria das Probabilidades pode ser interpretada como um caso particular da teoria de Dempster-Shafer onde  $Bel(A)=Pl(A)$ , o que resulta em único valor de probabilidade para um evento. A teoria da Evidência permite ainda combinar evidências oriundas de observações diferentes através da regra de Dempster. A combinação de diferentes funções de massa é calculada através de uma soma ortogonal e uma normalização (SHAFER, 1976):

$$m_1 \oplus m_2(A) = \chi \sum_{\substack{B \cap C = A \\ A \neq \emptyset}} m_1(B) \cdot m_2(C), \forall A \subseteq \Theta \quad (31)$$

Onde  $\chi$  é a constante de normalização, definida como:

$$\chi = \frac{1}{1 - k} \quad (32)$$

$$k = 1 - \sum_{A_i \cap B_j = \emptyset} m_1(A_i) \cdot m_2(B_j) \quad (33)$$

## 7.2 PROPAGAÇÃO DE GRAU DE CRENÇA

Algumas classes de problemas a serem modelados utilizando a teoria matemática da evidência, a exemplo de estruturas hierárquicas no formato de árvores, podem ser representados por subconjuntos, dado um frame de discernimento  $\Theta$ , chamados de partições. Uma partição  $B$  é um conjunto de subconjuntos de  $\Theta$  não vazio, disjuntos cuja união é  $\Theta$  (SHAFER; SHENOY; MELLOULI, 1987). Dada uma função de massa  $m$ , definida em uma partição  $B$ , pode-se propagar esta evidência para  $\Theta$ .

Dado dois frames de discernimento  $\Theta$  e  $\Omega$ , definidos sob o mesmo problema, o refinamento do frame de discernimento  $\Theta$  em um frame de discernimento  $\Omega$  é definido dividindo elementos de  $\Theta$  em um conjunto de elementos, que pode ser visto como uma representação mais precisa. Ou seja, para cada  $A \subseteq \Theta$  existe  $B_i \in \Omega$  tal que  $A = \cup B_i$  (SHAFER, 1976). A título de exemplo, considere-se um frame de discernimento construído a partir da análise de falhas do núcleo de um transformador, define-se  $\Theta = \{\text{deformação mecânica, vazamento de isolante}\}$  como frame de discernimento, um

possível refinamento de  $\Theta$  pode ser descrito como  $\Omega = \{\text{Arco elétrico, vandalismo, degradação das gaxetas}\}$ . Onde:

$$\{\text{deformação mecânica}\} = \{\text{Arco elétrico, vandalismo}\}$$

$$\{\text{vazamento de isolante}\} = \{\text{degradação das gaxetas}\}$$

Dada uma função de massa  $m$ , definida em  $\Theta$ , pode-se propagar para  $\Omega$  através da extensão vacuosa de  $m$ , denotada por  $m^{\uparrow\Omega}$  dada pela equação 34 (SHAFER; SHENOY; MELLOULI, 1987).

$$m^{\uparrow\Omega}(A) = \begin{cases} m(B) & \text{se } A = B \subseteq \Theta \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad \forall A \subseteq \Omega \quad (34)$$

Como exemplo, tem-se:

$$\begin{aligned} m(\{\text{deformação mecânica}\}) &= 0,3 \\ m(\{\text{vazamento de isolante}\}) &= 0,1 \\ m(\{\text{deformação mecânica, vazamento de isolante}\}) &= 0,6 \end{aligned}$$

Usando a extensão vacuosa, têm-se:

$$\begin{aligned} m^{\uparrow\Omega}(\{\text{Arco elétrico, vandalismo}\}) &= 0,3 \\ m^{\uparrow\Omega}(\{\text{degradação das gaxetas}\}) &= 0,1 \\ m^{\uparrow\Omega}(\{\text{Arco elétrico, vandalismo, degradação das gaxetas}\}) &= 0,6 \end{aligned}$$

A extensão vacuosa não adiciona nova evidência e as duas funções de massa são equivalentes em termos de informação. Para o caso em que a função de massa  $m$  é definida em  $\Omega$ , pode-se propagar para  $\Theta$  através da restrição de  $m$ , denotada por  $m^{\downarrow\Omega}$  dada pelas Equações 35 e 36 (SHAFER; SHENOY; MELLOULI, 1987).

$$m(A|B) = \begin{cases} \sum_{C \subseteq B} m(A \cup C) & \text{para } A \subseteq B \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (35)$$

$$m^{\downarrow\Theta}(A) = m(A|\Theta) \quad (36)$$

Os dois métodos descritos acima são utilizados quando é possível dividir um frame de discernimento em subconjuntos bem definidos, pode-se ainda propagar evidências dado um problema que envolve mais de um frame de discernimento que não compartilham de uma correspondência direta através da construção de uma matriz que represente a relação de causa entre os frames de discernimento na forma de funções de massa.

O mapeamento de evidências (Liu, Hughes, McTear; 1992) permite a propagação de evidências de forma a representar informações de evidências compartilhadas entre frames de discernimento. Considerando dois frames de discernimento  $\Omega = \{\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n\}$  e  $\Theta = \{\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k\}$  representa-se o conhecimento heurístico entre  $\Omega$  e  $\Theta$  através funções de massa que relacionam elementos do frame de discernimento  $\Theta$  com subconjuntos de  $\Omega$ , o resultado é uma matriz  $M$  de tamanho  $k \times l$  em que  $k$  é o número de elementos de  $\Theta$  e  $l$  é igual a  $|2^n| - 1$ . A equação 37 mostra a matriz  $M$  generalizada (Liu, Hughes, McTear; 1992).

$$M_{\Omega \rightarrow \Theta} = \begin{bmatrix} m(\{\theta_1\}|\omega_1) & \cdots & m(\{\theta_1\}|\Omega) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ m(\{\theta_k\}|\omega_1) & \cdots & m(\{\theta_k\}|\Omega) \end{bmatrix} \quad (37)$$

As correspondências são avaliadas e descritas na forma “ Se o evento  $\omega_i$  ocorre então têm-se  $\theta_n$  com grau de crença  $m_{ni}$ ”, onde  $\omega_i$  é um subconjunto de  $\Omega$  e  $\theta_n$  um elemento focal de  $\Theta$ . As equações 38 e 39 descrevem as propriedades da matriz  $M$ :

$$H_{ij} \neq \emptyset \quad (38)$$

$$\sum_j m(\{\theta_i\}|H_{ij}) = 1 \quad (39)$$

A matriz  $M$  pode apresentar um número elevado de colunas preenchidas com zero a depender de  $\Omega$  e das heurísticas, logo define-se a matriz  $BM$  (Basic Matrix) extraíndo todas as colunas  $M$  que apresentarem apenas elementos nulos. As equações 40 e 41 são utilizadas para propagar qualquer função de massa  $m$  definida em  $\Omega = \{\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n\}$  para  $\Theta = \{\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k\}$ , sendo  $A \subseteq \Theta$ ,  $A \neq \emptyset$  e  $B \subseteq \Omega$  (Liu, Hughes, McTear; 1992).

$$m_{\Omega \rightarrow \Theta}(A) = \sum_{B \subseteq \Omega} m(B) \cdot M_{\Omega \rightarrow \Theta}(A, B) \quad (40)$$

$$m_{\Omega \rightarrow \Theta}(\emptyset) = m(\emptyset) \quad (41)$$

Voltando ao exemplo da análise de falhas do núcleo do transformador pode-se considerar  $\Omega = \{\text{Arco elétrico, vandalismo, degradação das gaxetas, sobreaquecimento}\}$  e uma relação causal entre os frames  $\Theta$  e  $\Omega$ :

- Se {Arco elétrico} então {deformação mecânica} com o grau de crença 0,5

- Se {Vandalismo} então {deformação mecânica} com o grau de crença 0,2
- Se {degradação das gaxetas} então {vazamento de isolante} com grau de crença 0,7
- Se {Sobreaquecimento} então {vazamento de isolante} com grau de crença 0,3
- Se {Arco elétrico, Sobreaquecimento} então {deformação mecânica} com grau de crença 0,3

Percebe-se que  $\Omega$  não é um refinamento de  $\Theta$ , logo pode-se considerar eventos de  $\Omega$  relacionados a mais de um elemento focal de  $\Theta$ . A equação 42 mostra a matriz BM correspondente ao problema.

$$BM = \begin{bmatrix} 0,5 & 0,2 & 0 & 0 & 0,3 \\ 0 & 0 & 0,3 & 0,7 & 0 \end{bmatrix} \quad (42)$$

As colunas  $a_{i1}, a_{i2}, a_{i3}, a_{i4}$  e  $a_{i5}$  representam os subconjuntos {Arco elétrico}, {vandalismo}, {degradação das gaxetas}, {sobreaquecimento} e {Arco elétrico, Sobreaquecimento} respectivamente. Os elementos {deformação mecânica} e {vazamento de isolante} são indicados pelas linhas  $a_{1j}$  e  $a_{2j}$ . Considerando agora que existe uma informação sobre o frame de discernimento  $\Omega$  na forma das seguintes funções de massa:

- $m(\{\text{arco elétrico}\}) = 0,6$
- $m(\{\text{vandalismo}\}) = 0,2$
- $m(\{\text{degradação das gaxetas}\}) = 0,1$
- $m(\{\Omega\}) = 0,1$

Utilizando a equação 40, obtém-se:

$$m_{\Omega \rightarrow \Theta}(\{\text{deformação mecânica}\}) = 0,6 * 0,5 + 0,2 * 0,2 = 0,34 \quad (43)$$

$$m_{\Omega \rightarrow \Theta}(\{\text{vazamento de isolante}\}) = 0,1 * 0,3 = 0,03 \quad (44)$$

$$m_{\Omega \rightarrow \Theta}(\{\Theta\}) = 0,6 \quad (45)$$

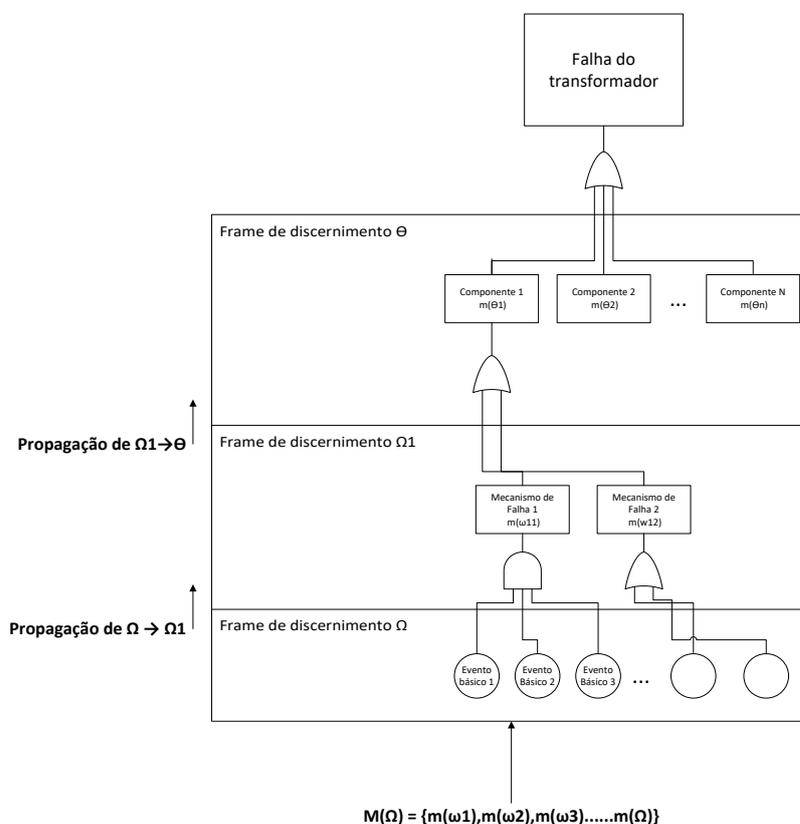
As funções de massa propagadas oriundas de  $\Omega$  e propagadas para  $\Theta$  podem ser combinadas com funções de massa definidas em  $\Theta$  ou propagadas de outros frames de discernimento através da regra de combinação de Dempster (Equações 31, 32 e 33).

### 7.3 APLICAÇÃO DA PROPAGAÇÃO DE INCERTEZAS NA ÁRVORE DE FALHAS

A Teoria de Dempster – Shafer e o mapeamento de evidências podem contribuir para uma abordagem botton-up da análise de falhas do transformador de potência com o objetivo de obter um diagnóstico da condição de vida considerando as incertezas associadas.

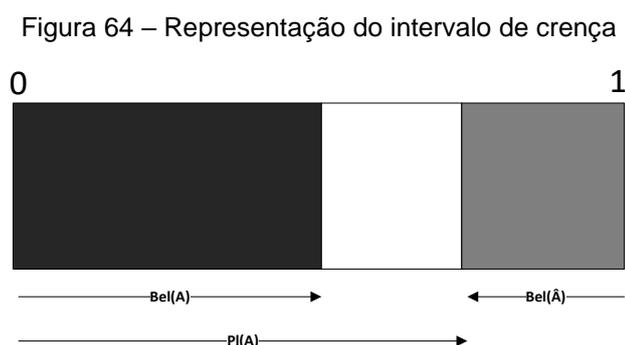
Os eventos básicos da árvore de falhas são importantes dentro dessa abordagem, pois irão servir como entradas para o estado de natureza do transformador, através de variáveis de estado e valores de referência. Através de parâmetros e variáveis de desempenho operacionais são construídas funções de massa para avaliação da condição de vida, as funções de massa são propagadas para os eventos nível hierárquico superior da árvore de falha e são construídos intervalos de crença para diagnóstico. Os parâmetros e variáveis podem ser obtidos através de ensaios, medições e banco de dados do equipamento. A figura 63 abaixo ilustra a abordagem botton-up da árvore de falhas através da propagação de crenças.

Figura 63 – Análise da árvore de falhas a partir da teoria da evidência



Fonte: O autor, 2020.

A partir das funções de massa dos eventos intermediários da árvore de falhas, pode-se construir intervalos de crença como forma de apoio ao diagnóstico do transformador. A figura 64 mostra a representação visual do intervalo de crença que irá ser utilizada no modelo (FEILHAUER, HANDSCHIN, 2006). A barra preta representa o grau de crença em  $A$ , a barra branca representa a incerteza em  $A$  calculada a partir da subtração do grau de plausibilidade e o intervalo de crença em  $A$  e a barra cinza é o grau de crença no complemento de  $A$ .

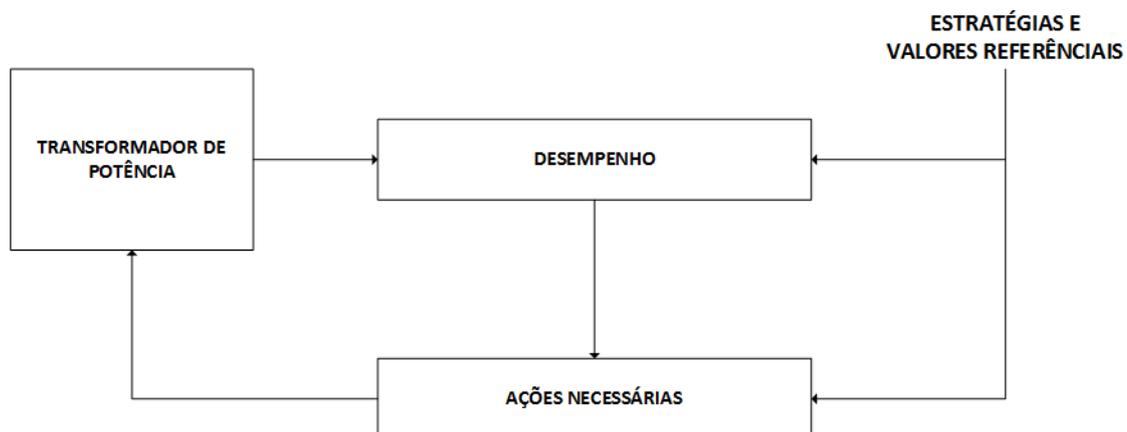


Fonte: Adaptado de FEILHAUER, HANDSCHIN, 2006.

#### 7.4 UM MODELO PARA ANÁLISE DA CONDIÇÃO DE VIDA DO TRANSFORMADOR

O desenvolvimento de um modelo para análise de falhas em transformadores de potência faz parte da avaliação da condição de vida do equipamento. O processo de tomada de decisão no gerenciamento de vida útil do transformador deve levar em conta aspectos da produtividade do sistema em questão. Portanto deve-se considerar os parâmetros de desempenho do sistema, seus atributos de confiabilidade e manutenibilidade e os aspectos econômicos associados (BLANCHARD; VERMA; PETERSON, 1995). A figura 65 ilustra um modelo de avaliação de desempenho do transformador de potência, considerando o monitoramento de variáveis de estado e valores referencias. Entre as ações necessárias considera-se reparos, recapacitação, modernização, sucateamento e manter o estado operativo.

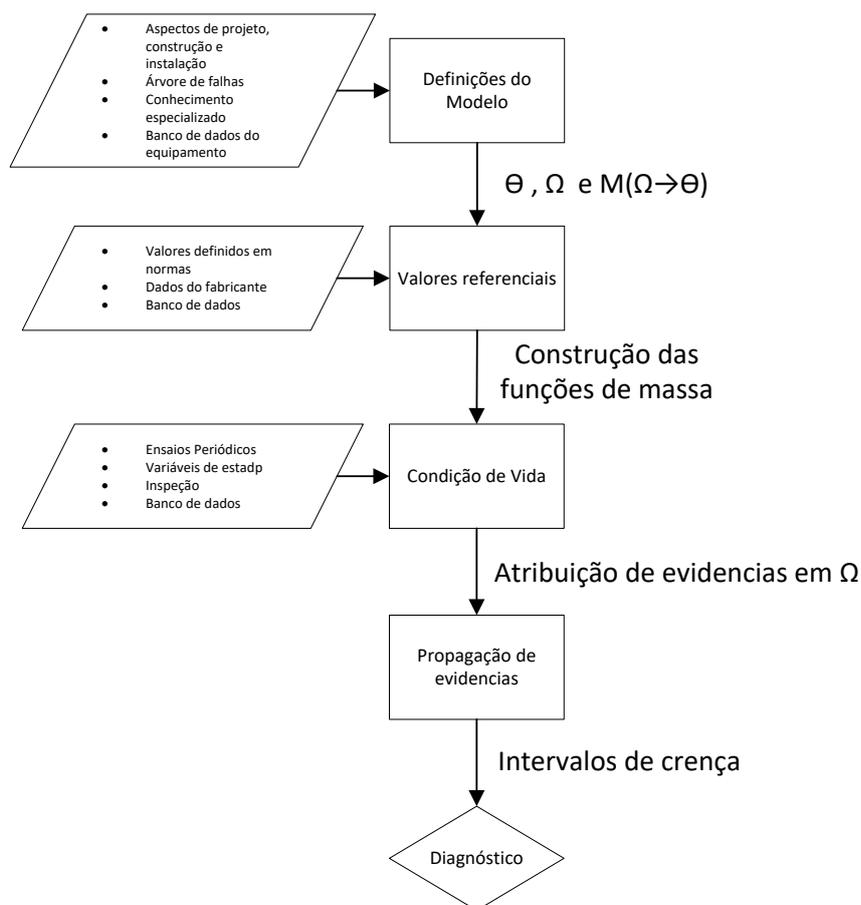
Figura 65 – Modelo de avaliação de desempenho do equipamento



Fonte: Adaptado de SANTOS, 2012.

A avaliação dos parâmetros e variáveis de desempenho é realizada através de medições e ensaios. A priorização de ensaios na avaliação do transformador de potência visa a minimização de custos e a efetividade no acesso a condição do transformador. A árvore de falhas contribui para a priorização dos ensaios, pois permite a elucidação dos mecanismos de falha do transformador e a ordenação dos eventos básicos de maior contribuição para a falha. A partir da avaliação da árvore de falhas, são geradas recomendações para o desenvolvimento de uma sistemática de manutenção considerando os resultados obtidos. A figura 66 ilustra o modelo para diagnóstico do transformador de potência considerando aspectos do desempenho, avaliação dos parâmetros e variáveis de estado e o conhecimento especialista. A Teoria da Evidência é utilizada como modelo matemático de apoio ao diagnóstico, considerando valores referenciais e as incertezas associadas ao conhecimento especialista.

Figura 66 – Modelo para diagnóstico do transformador



Fonte: O autor, 2020.

Como passo inicial, define-se as variáveis que farão parte do modelo proposto. Os eventos básicos e intermediários da árvore de falhas serão utilizados na construção do frame de discernimento do problema. Pode-se utilizar toda a árvore de falha do equipamento ou um subsistema a depender do objetivo da análise. A correlação entre os eventos da árvore de falhas e o conhecimento especialista são utilizados na construção das matrizes de propagação de crença. Ao final dessa etapa todas as variáveis de interesse estarão definidas e representadas pelos respectivos elementos do frame de discernimento.

Em seguida, os valores referenciais serão utilizados como evidências da condição de vida, portanto serão considerados na construção da função massa de probabilidade dos eventos básicos. Os indicadores e variáveis de estado são utilizados para representar quantitativamente a condição de vida do transformador. Os eventos básicos são utilizados como critérios de condição acessados através de ensaios, testes de diagnóstico, fatores de degradação entre outras variáveis a

depender dos aspectos econômicos associados. A função massa de probabilidade, utilizada para representar as evidências relacionadas a cada variável de estado, é obtida através dos testes e parâmetros de condição e seus respectivos valores de referência. Apresenta-se na tabela 42 a construção da função massa de probabilidade de uma variável de estado A como índice de condição de vida do transformador.

Tabela 42 – Construção da função massa de probabilidade

| Variável de estado A                             | Muito bom<br>$0 < m(A) < 0,1$ | Bom<br>$0,1 < m(A) < 0,2$ | Satisfatório<br>$0,2 < m(A) < 0,3$ | Ruim<br>$0,3 < m(A) < 0,7$ | Muito ruim<br>$0,7 < m(A) < 1$ |
|--|-------------------------------|---------------------------|------------------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| Critério de Condição/<br>Parâmetro de desempenho | Resultados excelentes         | Resultados intermediários |                                    |                            | Resultados indesejáveis        |

Fonte: O autor, 2020.

Após a construção das funções de massa para cada variável, os valores obtidos através de ensaios e medições de variáveis de estado são modelados como corpos de evidência através da função de massa, vale lembrar que a função de massa representa a quantidade de crença na hipótese A, logo quanto maior  $m(A)$ , mais evidências existem a favor da hipótese A. No modelo proposto, a hipótese A representa uma evidência de falha do transformador relacionada a variável de estado A. Como resultado são obtidos valores de função de massa definidos no frame de discernimento dos eventos básicos ( $\Omega$ ), conforme a figura 63. As evidências são propagadas para os frames de discernimento definidos para o conjunto de eventos de nível hierárquico superior e então os intervalos de crença são calculados. A partir dos intervalos de crença para os eventos intermediários da árvore de falhas pode-se identificar os eventos com maiores evidências de ocorrência e assim obter um diagnóstico do estado do transformador.

Este modelo pode ser utilizado para integrar corpos de evidência oriundos de metodologia de ensaios distintos do transformador de potência, bem como agregar a análise de condição de vida evidências resultantes de inspeção visual, tempo de operação, carregamento entre outras variáveis de estado através do uso de valores referenciais e conhecimento especializado. Portanto, combina conceitos dos sistemas baseados no conhecimento, análise de árvore de falhas e teoria da evidência para auxiliar na obtenção de informação a respeito da condição de vida do transformador.

## 7.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

A representação do diagnóstico de condição de vida através da teoria de Dempster-Shafer, bem como o uso de agregação e propagação de corpos de evidência permite englobar conceitos como o monitoramento online através de sensores, monitoramento de dados, conhecimento especialista e valores de referência, o que agrega valor no contexto de manutenção baseada na condição e da gestão de ativos. O modelo pode ser agregado a um sistema inteligente de suporte à decisão através de uma arquitetura de redes adequada, baseado na análise banco de dados, sensores, dados de operação, inspeção visual e análise de falhas.

A título de comparação com os conceitos de atribuição de probabilidades utilizados no Capítulo 6, onde a análise qualitativa da árvore de falhas resulta em um valor de probabilidade de falha, os resultados obtidos pelo modelo de diagnóstico baseado na teoria da evidência são intervalos de crença considerando a incerteza dos dados, o que permite a modelagem de incertezas associadas a medição, a exemplo da incerteza associada aos resultados do DGA, e também da incerteza do julgamento especialista. O modelo permite ainda agregar o conhecimento de mais de um especialista através da equação 7.10, bem como utilizar os resultados obtidos através de ensaios online e off-line do transformador, dados da curva diária de carregamento do transformador, entre outras variáveis de estado. Em contrapartida, a análise quantitativa utilizada no Capítulo 6 se mostra trivial, necessitando de poucos passos para ser implementada. A complexidade das equações utilizadas para propagação top-down da árvore de falhas torna-se dependente da estrutura da árvore em análise.

Um ponto importante a ser analisado na utilização da teoria de Dempster-Shafer para representação e combinação de evidências é quando existe conflito entre as funções de crença, sobretudo na utilização da regra de combinação de Dempster. Evidências que possuem concentração de crença em elementos disjuntos e elementos comuns com baixos valores de crença, quando combinadas utilizando a regra de combinação de Dempster, apresentam um comportamento contra-intuitivo e, portanto, podem levar a um falso diagnóstico. O peso do conflito, representado pelo valor do logaritmo da constante de normalização, representa o conflito entre duas funções de crença a serem combinadas. A Equação 7.26 mostra a função peso de conflito, o valor do peso de conflito pode ser utilizado para avaliar a possibilidade de

combinação de evidências conflituosas, para valores acima de 0,5 a regra de combinação de Dempster não é recomendada (Uchoa et al, 2002).

$$Con(Bel_1, Bel_2) = \log(\chi) \quad (46)$$

Existem outras regras de combinação de evidências, a exemplo da extensão à teoria matemática da evidência em (Campos et al, 2007), que introduz um tratamento matemático adequado a combinação de fontes de evidências distintas, ainda que apresentem alto peso de conflito. O tratamento matemático para combinação de evidência apresentado em (Campos et al, 2007) se mostra bastante importante quando as evidências envolvem mais de um especialista.

## 8 CONCLUSÃO

Os objetivos iniciais propostos foram contemplados neste trabalho. Os Capítulos 4 e 5 apresentam as subárvores de falhas dos componentes do transformador bem como os processos de análise de falhas que resultaram nos caminhos de falha. O Capítulo 6 apresenta um caminho para a análise quantitativa da árvore de falhas, na ausência de banco de dados histórico de falhas, considerando o sistema associado.

Como resultado, obteve-se 70 eventos básicos de falhas, bem como suas probabilidades associadas. Esta informação permite a priorização dos ensaios e variáveis a serem monitoradas durante o ciclo de vida do transformador. Erros humanos associados ao projeto, fabricação e manutenção também foram contemplados pela análise. Os ensaios aplicados a transformadores de potência verificam a condição operativa do transformador de potência e podem auxiliar no diagnóstico de defeitos e / ou falhas, auxiliando, assim, nas diversas etapas da vida transformador de potência, com repercussões nos procedimentos de manutenção e de tomada de decisão. A associação de variáveis de estado e valores referenciais, através de corpos de evidência, permitem a obtenção de um diagnóstico para o transformador de potência.

Ensaio como a análise cromatográfica do óleo isolante são de extrema importância durante a vida do transformador e podem diagnosticar falhas nos enrolamentos, na isolação e no circuito magnético. A utilização dos métodos de propagação de crença considerando a estrutura da árvore de falhas e as variáveis a serem monitoradas objetivam o diagnóstico preditivo do estado do transformador.

O uso da árvore de falhas em conjunto com a teoria de Dempster-Shafer, no contexto do processo de degradação do transformador de potência contribui fortemente para o estabelecimento de uma base de conhecimento que permite auxiliar no acompanhamento da condição de vida do transformador.

Propõem-se como trabalhos futuros:

- A análise quantitativa da árvore de falhas do transformador de potência, considerando dados históricos de um transformador em operação.
- Aplicação do modelo apresentado no Capítulo 7 utilizando um banco de dados históricos, julgamento especialista e dados de operação.

- Desenvolvimento de um modelo de gestão da vida útil do transformador de potência, fazendo uso dos sistemas inteligentes.
- Aplicação da ferramenta FMEA no transformador de potência.
- Aplicação da matriz de criticidade nos modos de falha em transformadores de potência.
- Análise de custos das ações de manutenção em transformadores de potência.
- Análise de custo-benefício da aplicação de sensores e técnicas de monitoramento no transformador de potência.
- Análise de corpos de conhecimento conflituosos no contexto da análise de condição de vida do transformador.

## REFERÊNCIAS

ABB. **Testing of Power Transformers** – Routine tests, Type tests and Special tests. 1. ed. ABB, 2003.

ABI-SAMRA, Nick et al. **Power transformer tank rupture and mitigation—a summary of current state of practice and knowledge by the task force of IEEE power transformer subcommittee**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 24, n. 4, p. 1959-1967, 2009.

ABRI, T. A. et al. **Bushing Failure – Investigation process & findings**. In: 4<sup>th</sup> International Colloquium “Transformer Research and Asset Management”. 2017.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5034: Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV**. Rio de Janeiro, 2014. 28 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-2: Transformadores de potência - Parte 2: Aquecimento**. Rio de Janeiro, 2007. 23 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-5: Transformadores de potência - Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos**. Rio de Janeiro, 2015. 37 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5435: Buchas para transformadores imersos em líquido isolante - Tensão nominal 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV - Especificações**. Rio de Janeiro, 2015. 12 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5462: Óleo mineral isolante - Determinação da tensão interfacial de óleo-água pelo método do anel - Método de ensaio**. Rio de Janeiro, 2015. 8 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6234: Confiabilidade e manutenibilidade**. Rio de Janeiro, 1994. 37 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6869: Líquidos isolantes elétricos - Determinação da rigidez dielétrica (eletrodos de disco)**. Rio de Janeiro, 1989. 4 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7070: Amostragem de gases e óleo mineral isolantes de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos**. Rio de Janeiro, 2006. 19 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7148: Petróleo e derivados de petróleo — Determinação da massa específica, densidade relativa e °API — Método do densímetro**. Rio de Janeiro, 2014. 11 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7274: Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço**. Rio de Janeiro, 2012. 18 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8371: Ascarel para transformadores e capacitadores - Características e riscos.** Rio de Janeiro, 2005. 14 p.

ABU-SIADA, Ahmed. **Power transformer condition monitoring and diagnosis.** Institution of Engineering & Technology, 2018.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10202: Buchas de tensões nominais de 72,5 kV – 145 kV e 242 kV para transformadores e reatores de potência – Características elétricas, construtivas dimensionais e gerais.** Rio de Janeiro, 2010. 20 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10441: Produtos de petróleo — Líquidos transparentes e opacos — Determinação da viscosidade cinemática e cálculo da viscosidade dinâmica.** Rio de Janeiro, 2014. 22 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10505: Líquidos isolantes elétricos - Determinação de enxofre corrosivo.** Rio de Janeiro, 2017. 9 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10576: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos - Diretrizes para supervisão e manutenção.** Rio de Janeiro, 2017. 38 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11341: Derivados de petróleo - Determinação dos pontos de fulgor e de combustão em vaso aberto Cleveland.** Rio de Janeiro, 2015. 18 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11349: Produto de petróleo - Determinação do ponto de fluidez.** Rio de Janeiro, 2009. 15 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 12133: Líquidos isolantes elétricos - Determinação do fator de perdas dielétricas e da permissividade relativa (constante dielétrica) - Método de ensaio.** Rio de Janeiro, 1991. 8 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14483: Produtos de petróleo – Determinação da cor – Método do colorímetro ASTM.** Rio de Janeiro, 2015. 7 p.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15349: Óleo mineral isolante - Determinação de 2-furfural e seus derivados.** Rio de Janeiro, 2006. 15 p.

ALLEN, D. J.; WHITE, A. **Transformer design for high reliability.** 1995. In: Second International Conference on the Reliability of Transmission and Distribution Equipment, 1995 p. 66 – 72.

ARAUJO, J. F. A. **Nova metodologia baseada nos critérios de Von Mises e de Fadiga para avaliação dos esforços eletromecânicos causados pela circulação de correntes de curto circuito nos enrolamentos de transformadores.** 2016. 121 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2016.

ARAUJO, W. B. **Modos de falha em transformadores de potência, seus efeitos e as recomendações associadas.** 2017. 152 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2017.

AZEVEDO, A. C. **Estresse eletromecânico em transformadores causado por curtos-circuitos “passantes” e correntes de energização.** 2007. 158 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2007.

BECHARA, R. **Análise de falhas de transformadores de potência.** 2010. 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

BERTAGNOLLI, G. **The ABB approach to short-circuit duty of power transformers.** 3. ed. Suíça: ABB, 2007.

BILLINTON, R., ALLAN, R.N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems.** 2. ed. Nova York: Springer, 1992

BLANCHARD, Benjamin S.; VERMA, Dinesh; PETERSON, Elmer L. **Maintainability: a key to effective serviceability and maintenance management.** 1995.

BUCHACZ, J. et al. **Detection of Conductive Layers Short Circuit in Condenser Bushings using Frequency Domain Spectroscopy.** In: IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 24, 2017

Campos, F., & de Souza, F. M. C. (2005, October). **Extending Dempster-Shafer theory to overcome counter intuitive results.** In *2005 International Conference on Natural Language Processing and Knowledge Engineering* (pp. 729-734). IEEE.

CASTRO, B. A. **Localização de descargas parciais em transformadores de potência por meio de sensores piezelétricos de baixo custo e sistemas inteligentes.** 2016. 147 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2016.

CAMPOS, Fabio; NEVES, Andre; DE SOUZA, Fernando M. Campello. **Decision making under subjective uncertainty.** In: 2007 IEEE Symposium on Computational Intelligence in Multi-Criteria Decision-Making. IEEE, 2007. p. 85-90.

CHEIM, Luiz et al. **Furan analysis for liquid power transformers.** IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 28, n. 2, p. 8-21, 2012.

CIGRÈ, Grupo de trabalho A2.18. **Life management techniques for power transformers**. Cigré, 2003.

CIGRÈ, Grupo de trabalho A2.24. **Thermal Performance of Transformers**. Cigré, 2009.

CIGRÈ, Grupo de trabalho A2.32. **Copper Sulphide in Transformer Insulation**. Cigré, 2009.

CIGRÈ, Grupo de trabalho A2.37. **Transformer Reliability Survey**. Cigré, 2015.

CIGRÈ, Grupo de trabalho A2.49. **Condition assessment of power transformers**. Cigré, 2019.

CIGRÈ, Grupo de trabalho D1.29. **Partial Discharges in transformers**. Cigré, 2017.

CIGRÈ, Grupo de trabalho D1.53. **Ageing of liquid impregnated cellulose for power transformers**. Cigré, 2018.

CIGRÈ BRASIL, Grupo de trabalho A2.05. **Guia de manutenção para transformadores de potência**. Cigré, 2013.

CRAENENBROECK, T. V. et al. **Detailed Study of Fast Transient Phenomena in Transformers and Substations Leading to an Improved System Design**. In: 15<sup>th</sup> International Conference & Exhibition on Electric Power Distribution Engineering, 1999, Bélgica. Paper, Bélgica: Association of Engineers graduated from the Montefiore Electrical Institute, Universite of Liège, 1999.

DING, H. et al. **Why Transformers Fail**. In: Euro TechCon, 2009. Paper, 2009.

DING, H. et al. **Ageing mechanisms and diagnostics for high voltage bushings – an overview**. In: 13 International Electrical Insulation Conference, 2017.

DUVAL, Michel. **The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers**. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 24, n. 6, p. 22-29, 2008.

DUVAL, Michel. **Calculation of DGA limit values and sampling intervals in transformers in service**. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 24, n. 5, p. 7-13, 2008.

DUVAL, Michel; LAMARRE, Laurent. **The duval pentagon - a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers**. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 30, n. 6, p. 9-12, 2014.

DUPONT, C. J. **Integração de análises de defeitos e definição de um grau de risco global para transformadores de potência**. 2003. 221 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

ELAGOUN, A; SEGHIER, T. **Different defects diagnosis of na electrical power transformer bushings**. In: International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2016.

ERBRINK, Jur J. On-load tap changer diagnosis on high-voltage power transformers using dynamic resistance measurements. 2011.

FEILHAUER, Werner; HANDSCHIN, Edmund. **Interpretation of dissolved gas analysis using dempster-shafer's theory of evidence**. In: 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. IEEE, 2006. p. 1-6.

FITZGERALD, A. E., KINGSLEY, C. Jr., UMANS, S. D. **Electric Machinery**. 6. ed. Nova York: McGraw-Hill, 2003.

FOATA, Marc; DASTOUS, J. B. **Power transformer tank rupture prevention**. In: CIGRÉ International conference. 2010.

FRONTIN, Sergio O. et al. **Equipamentos de alta tensão–prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas**. Finatec 1ª Edição, Brasília, 2013.

HARLOW, J. H. **Electric Power Transformer Engineering**. 1. ed. Florida: CRC Press LCC, 2004.

HEREDIA, L. A. **Caracterização, manutenção e monitoramento on-line de buchas condensivas para transformadores de potência**. 2008. 143 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 60137: Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V**. 2017, 124p.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 60156: Insulating liquids - Determination of the breakdown voltage at power frequency - Test method**. 2018, 37p.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 60247: Insulating liquids - Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor (tan d) and d.c. resistivity**. 2004, 53p.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 60296: Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear**. 2012, 43p.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 60422: Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance**. 2013, 93p.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 60567: Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases - Guidance**. 2011, 119p.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 60733: Determination of water in insulating oils, and in oil-impregnated paper and pressboard.**1997, 40p.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 60814: Insulating liquids - Oil-impregnated paper and pressboard - Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration.**1997, 43p.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 61198: Mineral insulating oils - Methods for the determination of 2-furfural and related compounds.** 1993, 28p.

IEC– International Electrotechnical Commission. **IEC 61868: Mineral insulating oils - Determination of kinematic viscosity at very low temperatures.** 1998, 21p.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Std C57.12.10: I IEEE Standard Requirements for Liquid-Immersed Power Transformers.** 2017, 53p.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Std C57.104: IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.** 2019, 98p.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Std C57.152: IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.** 2013, 109p.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Std C57.19.00: IEEE Standard General Requirements and Test Procedure for Power Apparatus Bushings.** 2005, 17p

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Std C57.19.01: IEEE Standard for Performance Characteristics and Dimensions for Power Transformer and Reactor Bushings.** 2017, 28p.

JAN, Shayan Tariq; AFZAL, Raheel; KHAN, Akif Zia. **Transformer failures, causes & impact.** In: International conference data mining, civil and mechanical engineering. 2015. p. 49-52.

KARSAI, K. et al. **Large Power Transformers.** 1. ed. Elsevier, 1987.

KULKARNI, S. V.; KHAPARDE, S. A. **Transformer Engineering Design and Practice.** 1. ed. Marcel Dekker, 2004.

KOCH, M.; TENBOHLEN, S. **Evolution of bubbles in oil–paper insulation influenced by material quality and ageing.** IET electric power applications, v. 5, n. 1, p. 168-174, 2011.

LELEKAKIS, Nick; MARTIN, Daniel; WIJAYA, Jaury. **Ageing rate of paper insulation used in power transformers Part 1: Oil/paper system with low oxygen concentration.** IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical insulation, 2012, 19.6: 1999-2008.

LELEKAKIS, Nick; MARTIN, Daniel; WIJAYA, Jaury. **Ageing rate of paper insulation used in power transformers Part 2: Oil/paper system with medium and high oxygen concentration**. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2012, 19.6: 2009-2018.

LIU, Weiru; HUGHES, John G.; MCTEAR, Michael F. Representing heuristic knowledge and propagating beliefs in the Dempster-Shafer theory of evidence. **Advances in the Dempster-Shafer theory of evidence**, p. 441-471, 1992

MILASCH, M. **Manutenção de Transformadores em Líquidos Isolantes**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 1984.

MONCHY, F. **A função manutenção**. 1. ed. São Paulo: DURBAN Ltda./ EBRAS, 1989.

MURUGAN, Raji; RAMASAMY, Raju. **Failure analysis of power transformer for effective maintenance planning in electric utilities**. Engineering Failure Analysis, v. 55, p. 182-192, 2015.

MURUGAN, Raji; RAMASAMY, Raju. **Understanding the power transformer component failures for health index-based maintenance planning in electric utilities**. Engineering Failure Analysis, v. 96, p. 274-288, 2019.

O'CONNOR, P.D.T., KLEYNER, A. **Practical Reliability Engineering**. 5. ed. Reino Unido: Wiley, 2012.

PENA, M. C. M. **Falhas em transformadores de potência: Uma contribuição para análise, definições, causas e soluções**. 2003. 134 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.

RAMPERSAD, Ricardo M. et al. **A multi-dimensional diagnostic fingerprint for Power Transformers**. In: 2017 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC). IEEE, 2017. p. 108-111.

RYAN, H. M. **High-Voltage Engineering and Testing**. 3. ed. Londres: IET, 2013.

SAHA, Tapan K. **Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers**. IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation, v. 10, n. 5, p. 903-917, 2003.

SAHA, Tapan Kumar; PURKAIT, Prithwiraj. **Transformer Ageing**. Singapore: John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd, 2017.

SANTOS, C. M. P. **Guia de Orientação – Disciplina Manutenibilidade**. Recife: Universidade Federal de Pernambuco, 2012. Notas de aula.

SAMARASINGHE, W. M. S. C. et al. **A review on influencing factors of sulphur corrosion and metal passivation in power transformers**. In: 2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). IEEE, 2017. p. 1-5.

SHAFER, Glenn. **A mathematical theory of evidence**. Princeton university press, 1976.

SHAFER, Glenn; SHENOY, Prakash P.; MELLOULI, Khaled. Propagating belief functions in qualitative Markov trees. **International Journal of Approximate Reasoning**, v. 1, n. 4, p. 349-400, 1987.

SOKOLOV, M. VANIN, B. **Evaluation and identification of typical defects and failure-modes of 110-750 kV bushings** In: Proceedings of the 64 annual International Conference of Doble Clients, 1997.

Uchoa, J. Q., Panotim, S. M., & Nicoletti, M. D. C. (2002). **Elementos da teoria da evidência de dempster-shafer**. *Tutorial do Departamento de Computação da Universidade Federal de São Carlos*.

VECCHIO, R. M. et al. **Transformer Design Principles** – With applications to Core-Form Power Transformers. 2. ed. CRC Press, 2010.

VASQUES, C. M. R. **Interação entre autotransformadores de potência e solicitações de alta frequência do sistema elétrico**. 2011. 135 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

VESELY, W. **Fault tree analysis (FTA): concepts and applications**. NASA Document. 2006.

## APÊNDICE A – APLICAÇÃO DA FERRAMENTA DOS CINCO PORQUÊS NA ANÁLISE DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

A análise da causa raiz da falha (Root Cause Failure Analysis – RCFA) consiste num método que tem como objetivo identificar a causa raiz da falha em análise, de modo a contribuir, através de um detalhamento completo, para a busca de soluções adequadas ao processo e assim evitar a reincidência da falha. A análise consiste no questionamento do porquê do ocorrido, de forma repetitiva, até obter a causa raiz da falha e conseqüentemente o detalhamento adequado do problema.

No contexto da dissertação, a RCFA será utilizada para agregar valor à construção da árvore de falhas, através de um detalhamento do histórico de falhas disponíveis na literatura. A análise busca encontrar a causa-raiz das falhas em transformadores de potência imersos em líquido isolante. Os resultados da análise se encontram nas Tabelas A.1 a A.10.

Tabela A.1 – Falha em transformador de 25 MVA

| Ocorrência: Falha em transformador elevador de 25 MVA, 289:13.8:13.8 kV  |   |  |
|--|---|--|
| Determinação do fator  |   | Resposta   |
| Porque   | O transformador falhou?   | Houve uma falha entre espiras na fase B do enrolamento de 289 kV                                   |
| Porque   | Houve uma falha entre espiras na fase B do enrolamento de 289 kV?                                   | Ocorreu uma sobretensão superior a capacidade de resistência dielétrica da isolação entre espiras  |
| Porque   | Ocorreu uma sobretensão superior a capacidade de resistência dielétrica da isolação entre espiras?  | Não foi considerada a interação do transformador com o sistema elétrico inserido durante o projeto |
| Porque   | Não foi considerada a interação do transformador com o sistema elétrico inserido durante o projeto? | Erro de projeto  |
| Obs: A ocorrência de surtos de chaveamento repetitivos e o envelhecimento da isolação podem ter contribuído para a redução da suportabilidade dielétrica do transformador. |   |  |
| Referência: CIGRÉ, Grupo de trabalho A2/C4.39. <b>Electrical Transient Interaction Between Transformers and the Power System Part 2: Case studies</b> . Cigré, 2014.       |   |  |

Fonte: O autor, 2020.

Tabela A.2 – Falha em transformador de 500 kV

| Ocorrência: Falha em transformador de 500 kV   |  |   |
|--|--|---|
| Determinação do fator  |  | Resposta  |
| Porque   | O transformador falhou?  | Houve uma deformação mecânica no tanque principal                                 |
| Porque   | Houve uma deformação mecânica no tanque principal?                     | Ocorreu uma deformação mecânica nos enrolamentos de alta tensão e tap             |
| Porque   | Ocorreu uma deformação mecânica nos enrolamentos de alta tensão e tap? | O transformador foi submetido a um transitório eletromagnético                    |
| Porque   | O transformador foi submetido a um transitório eletromagnético?        | Ocorreu uma descarga atmosférica na linha de transmissão próxima ao transformador |
| Obs: Como medida preventiva, foi instalado um supressor de surto.  |  |   |
| Referência: CIGRÉ, Grupo de trabalho A2/C4.39. <b>Electrical Transient Interaction Between Transformers and the Power System Part 2: Case studies</b> . Cigré, 2014. |  |   |

Fonte: O autor, 2020.

Tabela A.3- Falha em autotransformador de 750 MVA

| Ocorrência: Falha em autotransformador de 750 MVA, 400/275/13kV                                 |   |   |
|---|---|---|
| Determinação do fator   |   | Resposta  |
| Porque  | O transformador falhou?   | O relé buchholz atuou   |
| Porque  | O relé buchholz atuou?  | Ocorreu uma formação excessiva de gases na parte ativa          |
| Porque  | Ocorreu uma formação excessiva de gases na parte ativa?         | Ocorreu um curto circuito entre espiras da fase B               |
| Porque  | Ocorreu um curto circuito entre espiras da fase B?              | Envelhecimento da isolamento entre condutores do transformador. |
| Porque  | Envelhecimento da isolamento entre condutores do transformador? | Sobreaquecimento devido ao carregamento do transformador.       |
| Referência: DING, H. et al. <b>Why Transformers Fail</b> . In: Euro TechCon, 2009. Paper, 2009. |   |   |

Fonte: O autor, 2020.

Tabela A.4 – Falha em transformador de 30 MVA

| Ocorrência: Falha em transformador de 30MVA, 132/11kV   |   |  |
|---|---|--|
| Determinação do fator   |   | Resposta   |
| Porque  | O transformador falhou?   | Ocorreu vazamento de líquido isolante                          |
| Porque  | Ocorreu vazamento de líquido isolante?                          | Ocorreu um arco elétrico dentro do tanque principal            |
| Porque  | Ocorreu um arco elétrico dentro do tanque principal ?           | Existe uma deformação mecânica e deslocamento dos enrolamentos |
| Porque  | Existe uma deformação mecânica e deslocamento dos enrolamentos? | Ocorrência de Curto circuitos passantes                        |
| Referência: DING, H. et al. <b>Why Transformers Fail</b> . In: Euro TechCon, 2009. Paper, 2009. |   |  |

Fonte: O autor, 2020.

Tabela A.5 – Falha em transformador de 750 MVA

| Ocorrência: Falha em transformador de 750 MVA, 400/275/13 kV                                    |   |  |
|---|---|--|
| Determinação do fator   |   | Resposta   |
| Porque  | O transformador falhou?   | Ocorreu uma formação excessiva do gás etileno                              |
| Porque  | Ocorreu uma formação excessiva do gás etileno?                              | Ocorreu um sobreaquecimento no enrolamento terciário                       |
| Porque  | Ocorreu um sobreaquecimento no enrolamento terciário?                       | Existe uma falha nas juntas no enrolamento terciário e nas juntas da bucha |
| Porque  | Existe uma falha nas juntas no enrolamento terciário e nas juntas da bucha? | Ocorreu uma falha de fabricação das juntas do tanque principal.            |
| Referência: DING, H. et al. <b>Why Transformers Fail</b> . In: Euro TechCon, 2009. Paper, 2009. |   |  |

Fonte: O autor, 2020.

Tabela A.6 – Falha em transformador de 330 MVA

| Ocorrência: Falha em transformador de 333 MVA, 400/220/30 kV   |   |  |
|--|---|--|
| Determinação do fator  |   | Resposta   |
| Porque   | O transformador falhou?   | Ocorreu uma formação excessiva do gás hidrogênio                                       |
| Porque   | Ocorreu uma formação excessiva do gás hidrogênio?                                       | Ocorreram descargas parciais dentro do tanque principal                                |
| Porque   | Ocorreram descargas parciais dentro do tanque principal?                                | Existe uma falha dielétrica na isolação dos condutores de saída do comutador sob carga |
| Porque   | Existe uma falha dielétrica na isolação dos condutores de saída do comutador sob carga? | Ocorreu um envelhecimento da isolação entre condutores.                                |
| Referência: CIGRÉ, Grupo de trabalho D1.29. <b>Partial Discharges in transformers</b> . Cigré, 2017. |   |  |

Fonte: O autor, 2020.

Tabela A.7 – Falha em transformador de 250 MVA

| Ocorrência: Falha em transformador de 250 MVA, 220/150/24 kV   |  |   |
|--|--|---|
| Determinação do fator  |  | Resposta  |
| Porque   | O transformador falhou?  | Foram detectadas descargas parciais com magnitude acima de 1500pC durante teste de aceitação em campo |
| Porque   | Foram detectadas descargas parciais com magnitude acima de 1500pC durante teste de aceitação em campo? | Ocorrência de descargas parciais próximas a bucha condensiva  |
| Porque   | Ocorrência de descargas parciais próximas a bucha condensiva?  | Existe partículas na superfície da isolação interna da bucha  |
| Porque   | Existe partículas na superfície da isolação interna da bucha?  | Contaminação durante fabricação.  |
| Referência: CIGRÉ, Grupo de trabalho D1.29. <b>Partial Discharges in transformers</b> . Cigré, 2017. |  |   |

Fonte: O autor, 2020.

Tabela A.8 – Falha em bucha condensiva de 245 kV

| Ocorrência: Falha em transformador de 400 kV  |   |  |
|---|---|--|
| Determinação do fator   |   | Resposta   |
| Porque  | O transformador falhou?                               | Uma bucha de 245 kV explodiu                         |
| Porque  | Uma bucha de 245 kV explodiu?                         | Ocorrência de sobreaquecimento severo na bucha       |
| Porque  | Ocorrência de sobreaquecimento severo na bucha ?      | Existe mal contato dos parafusos e conexões da bucha |
| Porque  | Existe mal contato dos parafusos e conexões da bucha? | Vibrações excessivas do transformador                |
| CIGRÉ, Grupo de trabalho A2.43. <b>Transformer bushing reliability</b> . Cigré, 2019. |   |  |

Fonte: O autor, 2020.

Tabela A.9 – Falha em bucha condensiva de 245 kV

| Ocorrência: Falha em bucha RBP 245 kV   |   |  |
|---|---|--|
| Determinação do fator   |   | Resposta                                       |
| Porque  | A bucha condensiva falhou?                      | A bucha de 245 kV explodiu                     |
| Porque  | A bucha de 245 kV explodiu?                     | Ocorrência de sobreaquecimento severo na bucha |
| Porque  | Ocorrência de sobreaquecimento severo na bucha? | Existência de descargas parciais internas      |
| Porque  | Existência de descargas parciais internas?      | Contaminação por umidade                       |
| CIGRÉ, Grupo de trabalho A2.43. <b>Transformer bushing reliability</b> . Cigré, 2019. |   |  |

Fonte: O autor, 2020.

Tabela A.10 – Falha em tanque principal

| Ocorrência: Fenômeno de ruptura do tanque do transformador  |  |   |
|---|--|---|
| Determinação do fator   |  | Resposta  |
| Porque  | A bucha condensiva falhou?                                 | O tanque principal se rompeu                              |
| Porque  | O tanque principal se rompeu?                              | Ocorreu uma variação abrupta da pressão interna do tanque |
| Porque  | Ocorreu uma variação abrupta da pressão interna do tanque? | Formação excessiva de gases                               |
| Porque  | Formação excessiva de gases?                               | Existência de um arco interno                             |
| Porque  | Existência de um arco interno?                             | Existe um curto circuito na parte ativa do transformador  |
| Porque  | Existe um curto circuito na parte ativa do transformador?  | Redução da suportabilidade dielétrica                     |
| ABI-SAMRA, Nick et al. <b>Power transformer tank rupture and mitigation</b> . IEEE Transactions on Power Delivery, v. 24, n. 4, p. 1959-1967, 2009. |  |   |

Fonte: O autor, 2020.