



Universidades Lusíada

Silva, Miguel Filipe Castanheira

Diagnóstico de avarias em transformadores de potência

<http://hdl.handle.net/11067/2925>

Metadados

Data de Publicação	2016
Resumo	<p>Este trabalho pretende abordar os principais elementos constituintes dos transformadores de potência e o seu respetivo modo de funcionamento, identificar as avarias que mais comumente ocorrem neste tipo de máquinas, bem como identificar métodos de diagnóstico, capazes de detetar possíveis avarias, tendo em vista a elaboração de uma adequada estratégia de manutenção destes mesmos equipamentos....</p> <p>This study addresses the main constituent elements of power transformers and their respective operating mode, identifies the faults that most commonly occur in this type of machines, and also identifies diagnostic methods capable of detecting possible damages, in order to define proper maintenance strategies for these equipments....</p>
Palavras Chave	Métodos de diagnóstico, Transformadores
Tipo	masterThesis
Revisão de Pares	Não
Coleções	[ULF-FET] Dissertações

Esta página foi gerada automaticamente em 2024-12-26T08:39:56Z com informação proveniente do Repositório



UNIVERSIDADE LUSÍADA –NORTE
CAMPUS DE VILA NOVA DE FAMALICÃO

**DIAGNÓSTICO DE AVARIAS EM TRANSFORMADORES
DE POTÊNCIA**

MIGUEL FILIPE CASTANHEIRA SILVA

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Gestão de Energia

Orientador: Prof. Doutor Rui Silva

Co-orientador: Prof. Doutor Bruno Gomes

Vila Nova de Famalicão, 2016

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Bruno Gomes, a forma como orientou o meu trabalho. A sua disponibilidade e as suas recomendações foram essenciais para o desenvolvimento e finalização da dissertação.

Queria também agradecer à minha família, Assunção, Pedro e Inês, pois tiveram que suportar a ausência de um Marido e Pai durante todo este trajeto. Foi mais uma fase difícil das nossas vidas. À Assunção, minha mulher, amiga e companheira de vida, deixo uma palavra de eterna gratidão, por todo o apoio, amor e carinho incondicionais.

Finalmente, aos meus filhos Pedro e Inês, o meu agradecimento especial, pois eles foram uma fonte de estímulo para que eu pudesse estar aqui.

Índice:

Agradecimentos	ii
Resumo	x
Abstract.....	xi
Palavras-Chave	xii
1. Introdução	1
1.1. Objetivos da dissertação.....	1
1.2. Estrutura da dissertação.....	2
2. Transformadores de potência.....	3
2.1. Introdução	3
2.2. Princípio de funcionamento de um transformador	4
2.3. Transformador real.....	9
2.4. Tipos básicos de transformadores	12
2.5. Transformadores trifásicos.....	14
2.5.1. Principais aplicações.....	16
2.6. Características construtivas.....	16
2.6.1. Cuba, vaso de expansão e radiadores	18
2.6.2. Parte ativa	22
2.6.3. Constituição dos enrolamentos	23
2.6.4. Constituição do núcleo magnético	23
2.6.5. Óleo isolante	24
2.6.6. Papel isolante	25
2.6.7. Travessias	26
2.6.8. Regulador de tensão.....	28
3. Avarias típicas em transformadores de potência	32

3.1.	Principais causas de avarias	38
3.2.	Caracterização das avarias nos enrolamentos	39
3.3.	Caracterização das avarias nas travessias e RTEC	40
3.4.	Vida útil do óleo e do papel isolante de um transformador	41
3.4.1.	Degradação do óleo isolante	41
3.4.2.	Filtração e secagem do óleo	42
3.4.3.	Degradação do papel isolante	43
4.	Métodos de diagnóstico	46
4.1.	Métodos de supervisão preventiva	46
4.1.1.	Análise ao óleo mineral isolante	47
4.1.1.1.	Análise dos gases dissolvidos no óleo (DGA)	47
4.1.1.2.	Análise de humidade	52
4.1.1.3.	Análise de compostos furânicos	53
4.1.2.	Temperatura	54
4.1.3.	Vibrações	55
4.2.	Métodos de inspeção visual interna	56
4.3.	Métodos de ensaio ao papel isolante	57
4.3.1.	Medição do grau de polimerização do papel isolante (GP)	57
4.4.	Métodos de ensaio elétricos	58
4.4.1.	Medição de descargas parciais	59
4.4.2.	Indutância de fugas	61
4.4.3.	Análise da resposta em frequência (FRA)	63
4.4.4.	Corrente de excitação	66
4.4.5.	Medição da resistência de isolamento	66
4.4.6.	Razão de transformação	67

4.4.7. Medição da resistência dos enrolamentos.....	68
4.4.8. Fator de dissipação ou tangente (δ) e capacitância.....	69
5. Estratégias de manutenção e monitorização	73
5.1. Manutenção	73
5.1.1. Tipos de manutenção	74
5.2. Exemplos de estratégias de manutenção em transformadores das subestações da EDP.....	77
5.3. Monitorização <i>on-line</i>	82
5.3.1. Topologia de um sistema de monitorização <i>on-line</i>	87
5.3.2. Monitorização de gases e humidade.....	89
5.3.3. Monitorização de travessias.....	91
5.3.4. Monitorização DPs	93
5.3.5. Monitorização da temperatura	93
5.3.6. Monitorização da vibração	94
5.3.7. Monitorização do regulador de tensão em carga (RTEC)	95
5.3.8. Análise custo-benefício da monitorização.....	97
5.3.9. Monitorização <i>on-line</i> dos transformadores de potência da distribuição.....	99
6. Conclusões e trabalho futuro	102
Referências Bibliográficas.....	107

Lista de Figuras:

Figura 1: Transformadores elevadores da subestação da Agueira 15/220kV (EDP).	4
Figura 2: Campo magnético criado numa bobina [5].	6
Figura 3: Curva de magnetização [6].	10
Figura 4: Correntes de Foucault [7].	11
Figura 5: Laminação do núcleo [7].	11
Figura 6: Ciclo de magnetização do material ferromagnético [7].	12
Figura 7: a) Transformador trifásico tipo Colunas; b) Transformador trifásico tipo Couraçado [22].	13
Figura 8: Montagem das bobinas [24].	13
Figura 9: Sistema trifásico utilizando três transformadores monofásicos [10].	15
Figura 10: Sistema trifásico utilizando um único núcleo [10].	15
Figura 11: Principais componentes de um transformador de potência [97].	17
Figura 12: Dinâmica do sistema de refrigeração [28].	18
Figura 13: Cuba de um transformador 630 kVA [EDP].	18
Figura 14: Sistema de arrefecimento ONAF [29].	19
Figura 15: Sistema de arrefecimento OFAF [29].	20
Figura 16: Sistema de arrefecimento OFWF [29].	20
Figura 17: Exsicador de ar do depósito expansão [SE EDP].	22
Figura 18: Vista em corte da parte ativa [28].	22
Figura 19: Vista do núcleo de um transformador trifásico [31].	24
Figura 20: Calços e isolamento [31].	26
Figura 21: Travessia do tipo sólido [73].	27
Figura 22: Travessia do tipo capacitivo [73].	28
Figura 23: Aspeto típico e princípio de comutação do RTEC [33].	29
Figura 24: Atuação do seletor de tomadas e do ruptor [33].	30
Figura 25: Representação dos principais componentes do RTEC [33].	31
Figura 26: Taxa de avarias em função do tempo de operação do transformador [41]. ..	33
Figura 27: Distribuição das avarias típicas em transformadores sem RTEC [40].	35
Figura 28: Distribuição das avarias típicas em transformadores com RTEC [43].	35
Figura 29: Frequência de avarias e custos associados [44].	36
Figura 30: Taxa de avarias por níveis de tensão [43].	37

Figura 31: Indisponibilidade do transformador associado a cada tipo de avaria [40]. ...	37
Figura 32: Principais causas de avarias em transformadores de potência [40].	38
Figura 33: Processo de envelhecimento do isolamento de um transformador [49].	45
Figura 34: Métodos de supervisão preventiva [32].	46
Figura 35: Formação de gases no óleo em função da temperatura [56].	48
Figura 36: Válvula para amostra e filtração do óleo SE Custóias [EDP].	48
Figura 37: Triângulo Duval, para diagnóstico DGA [59].	52
Figura 38: Medição da temperatura utilizando câmaras infravermelhas [54].	55
Figura 39: Processo de envelhecimento do isolamento de um transformador [51].	58
Figura 40: Variação de GP ao longo do tempo de vida de um transformador [30].	58
Figura 41: Ensaio de descargas parciais [52].	60
Figura 42: Evolução das descargas parciais [32].	61
Figura 43: Disposição dos enrolamentos (a), forças exercidas nos enrolamentos (b) [93].	62
Figura 44: Esquema das ligações para o ensaio da função de transferência [94].	64
Figura 45: Representação da obtenção da função de transferência [53].	64
Figura 46: Analisador FRA [92].	65
Figura 47: Chapa de características para comparação de resultados [EDP].	68
Figura 48: Circuito equivalente simplificado [66].	71
Figura 49: Diagrama fasorial [66].	71
Figura 50: Tipos de manutenção [69].	74
Figura 51: Pilares de sustentação TPM [70].	77
Figura 52: Equipamento de medição da resistência dos enrolamentos do T.P. e do RTEC [EDP].	79
Figura 53: Resultado do teste ao RTEC na fase da descida de tomadas [EDP].	79
Figura 54: Equipamento utilizado na monitorização da razão de transformação [EDP]	80
Figura 55: Resultados da razão de transformação com aparelho da Figura 54 [EDP]. ..	81
Figura 56: Gráfico da corrente de excitação por intermédio do aparelho da Figura 54 [EDP].	81
Figura 57: Gráfico do ângulo de fase obtido por intermédio do aparelho da Figura 54 [EDP].	81
Figura 58: Mega ohmímetro para medição da resistência de isolamento [EDP].	82

Figura 59: Sistema de monitorização de um transformador [75].	85
Figura 60: Importância dos parâmetros a monitorizar num transformador usado [76]. ..	86
Figura 61: Importância dos parâmetros a monitorizar num transformador novo [76]. ..	86
Figura 62: Monitorização de gases e humidade num transformador de potência [77]...	90
Figura 63: Esquema de montagem do Transfix [78].	91
Figura 64: Sensor de tensão instalado nas travessias [91].	92
Figura 65: Sensor piezométrico acoplado ao tanque de um transformador [95].	93
Figura 66: Sensor de fibra óptica instalado nos enrolamentos [81].	94
Figura 67: Sensor de vibração instalado num transformador [82].	95
Figura 68: Sistema de monitorização a monitorizar o RTEC [90].	96
Figura 69: Índices de probabilidade de avaria com e sem monitorização on-line [87]. ..	98
Figura 70: Monitorização baseada em sinais de correntes e tensões [EDP].	100

Lista de Tabelas:

Tabela 1: Aumento da potência de um transformador com ventilação forçada [13].....	21
Tabela 2: Limites recomendados para óleos isolantes minerais [49].	42
Tabela 3: Intervalos de classificação do nível de concentração de gases [57]	49
Tabela 4: Critério de identificação de avaria de Doernenburg [58].....	50
Tabela 5: Valores de concentração máxima de gases segundo Doernenburg [58].....	50
Tabela 6: Valores de concentração máxima de gases segundo IEEE [58].	50
Tabela 7: Concentração de gases segundo método Rogers sugerida pelo IEEE [58].....	51
Tabela 8: Comparação dos valores de água distribuída no papel e no óleo [59].....	53
Tabela 9: Valores típicos da resistência de isolamento [55].....	67
Tabela 10: Valores típicos de FD [94].....	70
Tabela 11: Diferenças entre arquitetura centralizada e descentralizada [88].	88
Tabela 12: Método de diagnóstico aplicável aos tipos de avarias, vantagens e desvantagens associadas.	102

Resumo

Este trabalho pretende abordar os principais elementos constituintes dos transformadores de potência e o seu respetivo modo de funcionamento, identificar as avarias que mais comumente ocorrem neste tipo de máquinas, bem como identificar métodos de diagnóstico, capazes de detetar possíveis avarias, tendo em vista a elaboração de uma adequada estratégia de manutenção destes mesmos equipamentos.

Abstract

This study addresses the main constituent elements of power transformers and their respective operating mode, identifies the faults that most commonly occur in this type of machines, and also identifies diagnostic methods capable of detecting possible damages, in order to define proper maintenance strategies for these equipments.

Palavras-Chave

Transformador de potência, manutenção, monitorização, métodos de diagnóstico, subestações, produção de energia elétrica, sistema elétrico de energia, avarias, inovação.

Acrónimos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CEI	Comissão Eletrotécnica Internacional
CIGRE	<i>Conseil International des Grands Réseaux Electriques</i>
DGA	<i>Dissolved Gas Analysis</i>
DP	Descargas Parciais
EDP	Energias de Portugal
FD	Fator de Dissipação
F.e.m.	Força eletromotriz
F.m.m.	Força magnetromotriz
FP	Fator de Potência
GP	Grau de polimerização
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MT	Média Tensão
OFAF	Óleo Forçado Ar Forçado
OFWF	Óleo Forçado Água Forçada
ONAF	Óleo Natural Ar Forçado
ONAN	Óleo Natural Ar Natural
PCB	Bifenil Policlorado
PLC	<i>Programmable Logic Controller</i>
RMS	Valor eficaz
RTEC	Regulador de Tensão em Carga

TDCG	<i>Total Dissolved Concentration Gas</i>
TI	Transformador de Intensidade
TPM	<i>Total Productive Maintenance</i>
TT	Transformador de Tensão

1. Introdução

O setor elétrico tem vindo a sofrer alterações nos últimos anos, em consequência do movimento de liberalização que nele tem vindo a tomar lugar. Devido a este novo paradigma as empresas de transporte e distribuição de eletricidade vêm-se confrontadas com elevados níveis de exigência, tanto dos consumidores como dos reguladores, sendo estes obrigados a garantir elevados níveis de fiabilidade e de qualidade do serviço prestado, bem como reduzir os correspondentes custos, para que o sistema possa operar a níveis de eficiência mais elevados [1].

Do ponto de vista técnico, podemos dizer que os sistemas de energia enfrentam hoje, grandes desafios. A crescente integração de energias renováveis, a crescente penetração de cargas elétricas controláveis, a eletrificação do setor dos transportes, entre outras, coloca novos desafios sobre a capacidade de operação dos sistemas e, consequentemente, sobre as estratégias de manutenção adotadas em cada sistema

Os transformadores de potência são máquinas elétricas estáticas usadas comumente nos sistemas de transporte de energia, representando um dos equipamentos de maior valor económico nas redes elétricas. A sua função é a de proporcionar o nível de tensão adequado ao transporte/distribuição de energia elétrica ou, pelo contrário, o nível de tensão adequado à alimentação dos equipamentos de utilização de energia elétrica. São genericamente, as máquinas mais fiáveis do sistema de transporte de energia.

1.1. Objetivos da dissertação

O presente trabalho visa a identificação dos principais tipos de avarias em transformadores de potência, bem como os correspondentes métodos de diagnóstico mais comumente utilizados na sua identificação, suas principais vantagens e desvantagens enquanto ferramentas de monitorização das respetivas condições de operação das ditas máquinas.

Por último, com base nos resultados obtidos por intermédio do estudo dos temas anteriormente apresentados, neste trabalho será descrita uma rotina de monitorização

para uma adequada estratégia de manutenção dos transformadores de potência. Este trabalho terá como referência transformadores trifásicos a óleo, tais como, os utilizados em subestações da distribuição 60/15kV.

1.2. Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada em seis capítulos distintos. No primeiro capítulo é feita uma pequena introdução ao tema onde apresentamos os principais objetivos do trabalho.

No segundo capítulo, será abordado o princípio de funcionamento dos transformadores de potência, suas principais aplicações e características construtivas.

No terceiro capítulo, abordaremos os tipos de avarias que mais comumente tomam lugar neste tipo de máquinas.

No quarto capítulo, apresentaremos uma descrição dos métodos de diagnóstico mais comumente utilizados no diagnóstico das referidas avarias.

No quinto capítulo, abordaremos possíveis estratégias de manutenção e monitorização dos transformadores de potência.

Por último, no sexto capítulo, serão apresentadas as principais conclusões, bem como elencadas, um conjunto de sugestões para possíveis trabalhos de desenvolvimento futuro neste mesmo domínio.

2. Transformadores de potência

2.1. Introdução

A invenção do transformador de potência tornou possível o desenvolvimento da estrutura clássica dos sistemas de energia elétrica em corrente alternada tal como hoje os conhecemos.

Sendo os transformadores um dos principais e mais onerosos elementos dos sistemas de transporte e distribuição de eletricidade, não surpreende, que seja sobre estes elementos que recaiam as maiores preocupações, nomeadamente, no que concerne à temática da manutenção, bem como ao desenvolvimento de métodos capazes de fornecerem um diagnóstico completo e fiável relativamente ao seu estado de funcionamento. Para este efeito é necessário possuir conhecimentos detalhados sobre o tipo de avarias que mais comumente ocorrem neste tipo de máquinas. Resultantes desta necessidade, diversos estudos têm sido desenvolvidos, dos quais se destacam os trabalhos da CIGRE [2] e do IEEE [3].

Segundo a CEI, um transformador é um equipamento estático equipado com dois ou mais enrolamentos, que através da indução eletromagnética, converte um sistema de tensões e correntes alternadas, num outro sistema, tendo este último, valores de tensões e correntes diferentes do sistema original.

O funcionamento de um transformador de potência baseia-se nas leis de Faraday e de Lenz [5].

A utilização de transformadores num sistema de transporte de energia toma, desde logo lugar, à saída do sistema de produção de energia elétrica onde, por regra, é instalado um transformador elevador, visando a elevação do nível de tensão com a finalidade de diminuir as perdas por efeitos de joule no sistema de transporte (menor intensidade da corrente), mas também os custos do transporte da energia elétrica que se lhe encontram associados (menor secção dos condutores). Em Portugal, os valores de tensão na rede de transporte são de 400, 220 e 150 kV.



Figura 1: Transformadores elevadores da subestação da Aguieira 15/220kV (EDP).

Com a finalidade de ajustar as tensões às necessidades do sistema, são utilizados transformadores de potência abaixadores, isto é, com finalidade contrária à dos transformadores elevadores.

Estes equipamentos são construídos de modo a que a razão de transformação possa ser alterada em vazio ou em carga, através de um comutador normalmente acoplado ao lado de Alta Tensão (correntes de menor intensidade) do transformador.

Desprezando o funcionamento das tomadas de regulação em carga, o IEEE, considera que os principais componentes destas máquinas alvo de avarias são os enrolamentos, aos quais se encontram associadas cerca de 30% do número total das avarias registadas, bem como os maiores períodos de indisponibilidade dos transformadores [1]. Relativamente às principais causas de ocorrência das avarias, estes referem-se aos defeitos associados ao processo de fabrico dos componentes e também à inadequada manutenção dos mesmos.

2.2. Princípio de funcionamento de um transformador

Quando fazemos passar uma corrente elétrica num fio condutor é criado, em torno desse condutor, um campo magnético. Se dobrarmos o condutor em forma de espira o campo magnético será de maior dimensão [4]. O campo magnético descreve desta forma, um

percurso fechado com intensidade proporcional à corrente que o gera e ao número de espiras, conforme descrito na Figura 2.

Podemos assim afirmar que [5]:

$$H = \frac{N \cdot i}{l} \quad (1)$$

Sendo,

- H a intensidade do campo magnético [A.e/m];
- N o número de espiras desse enrolamento;
- i a corrente que circula no condutor [A];
- l o comprimento médio do circuito magnético [m].

A densidade do fluxo magnético, irá depender do material onde este se estabelecerá.

Desta forma temos:

$$B = \mu \cdot H \quad (2)$$

Sendo,

- B a densidade do fluxo magnético ou indução magnética, [Wb/m² ou Tesla (T)];
- μ a permeabilidade magnética [H/m].

A permeabilidade do vázio μ_0 (vácuo) é constante e igual a $4\pi \times 10^{-7}$ [H.m⁻¹]. A permeabilidade relativa, μ_r , dos materiais magnéticos usados nas máquinas elétricas oscila entre os 2.000 a 80.000 [5].

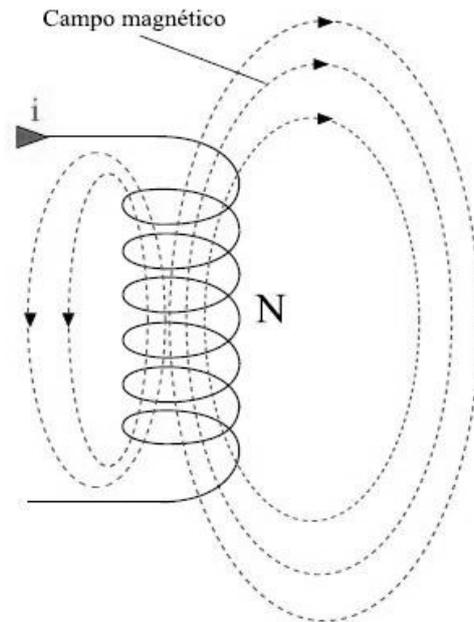


Figura 2: Campo magnético criado numa bobina [5].

Outra grandeza importante na análise do funcionamento de transformadores é o fluxo magnético, o qual se define como o produto da densidade do campo que atravessa uma determinada superfície pela respectiva área dessa mesma superfície [4], tal como descrito em (3). Num qualquer ponto do circuito magnético existirá um fluxo de indução magnética, o qual poderá ser descrito por (3):

$$\Phi = B \cdot A \tag{3}$$

Onde,

- Φ é o fluxo magnético [Wb];
- A é a área de superfície [m²].

Para um condutor em forma de espira, a amplitude da força eletromotriz induzida também será proporcional ao número de espiras [5]. Neste contexto, a lei de Faraday poderá então ser descrita pela expressão apresentada em (4):

$$e = N \frac{d\phi}{dt} \tag{4}$$

Onde,

- e é a f.e.m. induzida [V].

Segundo a lei de Lenz, a f.e.m. induzida num condutor é tal que se opõe à causa que lhe deu origem [4], pelo que a expressão (4) deverá ser modificada dando assim origem à expressão (5):

$$e = -N \frac{d\phi}{dt} \quad (5)$$

Quando se aplica uma tensão alternada e sinusoidal ao primário do transformador (v_1), esta dará origem a uma corrente (i_1), a qual, por sua vez, criará um fluxo magnético variável no tempo com a mesma frequência da fonte que lhe deu origem. Desta forma, o fluxo magnético induzirá uma tensão (e_1) no enrolamento primário, proporcional ao número de espiras (N_1) e com sentido contrário ao de v_1 (lei de Lenz [4]). Da mesma forma, o fluxo magnético fará surgir no enrolamento secundário uma tensão (e_2), a qual será proporcional ao número de espiras (N_2). As parcelas de fluxo que não abarcam os enrolamentos designam-se por fluxos de dispersão, correspondendo, por conseguinte, a perdas de natureza magnética.

Considerando um transformador ideal, ou seja, que todo o fluxo produzido pela bobina do primário é transposto para a bobina do secundário, obtêm-se as expressões (6) e (7):

$$e_1 = -N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (6)$$

$$e_2 = -N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (7)$$

Tendo em conta as expressões (6) e (7) poderemos escrever:

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (8)$$

Considerando a expressão (8), poderemos afirmar que um transformador é uma máquina elétrica capaz de converter um dado sistema de tensões, num outro valor mais elevado ou mais reduzido dependendo da razão do número de espiras entre os enrolamentos de alta e baixa tensão.

Se no enrolamento primário existir um número de espiras superior ao do enrolamento secundário, poderemos dizer que se trata de um transformador redutor/abaixador. Se no primário existir um número de espiras inferior ao número de espiras do secundário, então estaremos na presença de um transformador elevador.

Se ligarmos uma carga ao secundário do transformador, irá ser estabelecida no secundário, uma corrente que tenderá a criar uma componente de fluxo magnético com sentido contrário ao do criado por i_1 contribuindo desta forma para a diminuição do fluxo total. Por sua vez o primário responde com um aumento da corrente i_1 , visando manter o fluxo estabelecido. Assim podemos afirmar que o fluxo magnético é constante para uma tensão primária constante, independentemente da corrente solicitada pela carga. Se o fluxo magnético é constante, então a tensão gerada no secundário também será constante [5].

Desprezando as perdas, a relação entre as correntes e o número de espiras do primário $N_1 i_1$ e do secundário $N_2 i_2$ é a seguinte [5]:

$$N_1 \cdot i_1 = N_2 \cdot i_2 \quad (9)$$

Ou seja,

$$\frac{i_2}{i_1} = \frac{N_1}{N_2}$$

Ou seja, as correntes do primário e do secundário são transformadas pela razão inversa do número de espiras [5].

Um parâmetro muito importante do transformador é a razão de transformação (α). Podemos dizer que a razão de transformação é o quociente entre as grandezas expressas em (8) e (9):

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{i_2}{i_1} = \alpha \quad (10)$$

Para um transformador abaixador, α é superior a 1 e para um transformador elevador de tensão, α é inferior a 1.

2.3. Transformador real

Apesar de útil do ponto de vista pedagógico e académico, uma máquina com as características anteriormente apresentadas (sem perdas), mais não representa do que um conceito simplista e ideal que visa simplificar a compreensão da máquina em análise. No caso de pretendermos analisar uma máquina real, teremos que atender ao facto de que os enrolamentos são elementos físicos reais e, por conseguinte, possuem resistência e que esta situação nos permite dizer que a potência de entrada é superior à potência de saída, que a tensão nominal (ou estipulada) não é igual à tensão induzida e que o rendimento é inferior a 100% [5]. Na realidade um transformador real, apesar de apresentar elevados rendimentos, contém perdas que, embora não sejam significativas, têm alguma influência no comportamento do transformador.

Para que o rendimento do transformador seja elevado, torna-se necessário utilizar materiais que facilitem o estabelecimento do fluxo magnético, utilizando para o efeito um núcleo ferromagnético. Este material tem um comportamento muito peculiar em relação aos outros materiais, como seguidamente se demonstrará, pois são materiais que adquirem uma magnetização elevada quando submetidos a um campo magnético externo [6]. Conforme descrito na Figura 3, a relação entre o campo magnético aplicado (H) e a densidade de fluxo magnético (B) (curva de magnetização de um transformador) apresenta três regiões distintas.

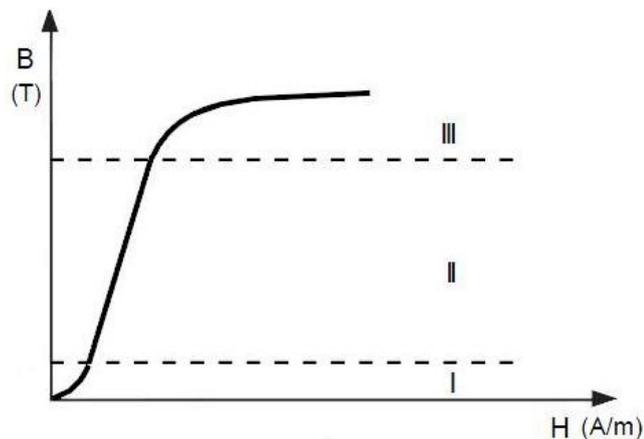


Figura 3: Curva de magnetização [6].

Na região I, a curva parte da origem com uma inclinação dada pelo valor da permeabilidade magnética do vácuo (μ_0). Nesta zona a curva de magnetização é usualmente reversível. Na região II um pequeno aumento no campo magnético, representa um grande aumento na densidade do fluxo (B), pelo que a curva de magnetização denota um acentuado declive, ou seja, a permeabilidade do material nesta região é elevada. Nesta zona a curva de magnetização torna-se irreversível.

A região III, também conhecida por região de saturação, tem uma apresentação mais retilínea, sendo que o valor da densidade do fluxo magnético torna-se quase independente da intensidade do campo magnético (H). Esta pequena curva volta a ser reversível numa grande extensão [6].

A utilização do núcleo em transformadores, como anteriormente mencionámos é bastante vantajosa, apesar de serem também eles, fontes de perdas. Estas perdas estão relacionadas com o comportamento do material ferromagnético perante a presença de campos magnéticos variáveis no tempo, podendo as mesmas serem divididas em dois grandes grupos: perdas por histerese e perdas por correntes de Foucault.

Atendendo a que os materiais ferromagnéticos são também bons condutores de energia elétrica, a tensão induzida no próprio material, dará lugar ao estabelecimento de uma corrente elétrica nesse mesmo percurso (perdas por efeito de Joule), provocando desta forma o aquecimento do núcleo, conforme se pode verificar por intermédio da Figura 4.

As correntes induzidas, estabelecem o seu próprio fluxo magnético, o qual tende a opor-se ao fluxo magnético original, isto é, dão origem a um efeito de desmagnetização

particularmente sentido na região do núcleo [7]. A solução para este problema passa pelo aumento da resistência elétrica a estas correntes, ou seja, a construção de núcleos magnéticos laminados e isolados entre si. A Figura 5 ilustra esta técnica construtiva.

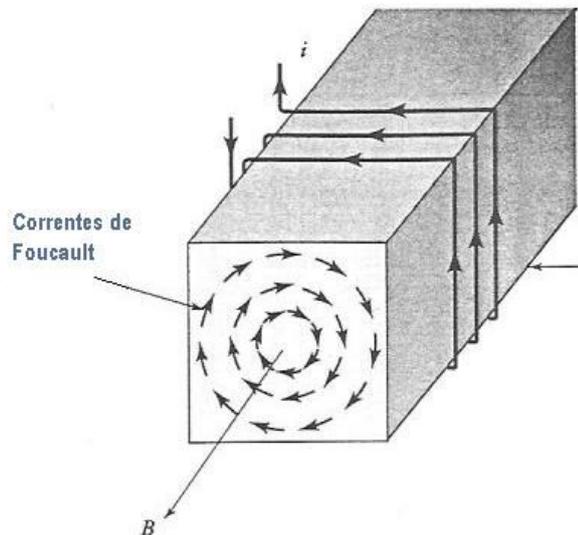


Figura 4: Correntes de Foucault [7].

Estas perdas são minimizadas construindo o núcleo com finas lâminas de aço silício de cristais orientados com uma espessura que poderá variar entre 0,014 e as 0,024 polegadas [5]. Com a laminação do núcleo, as áreas suscetíveis de indução ficam menores e, conseqüentemente, as respectivas correntes também. A laminação do núcleo deverá assim ser no sentido do fluxo magnético e perpendicular às correntes de Foucault [4].

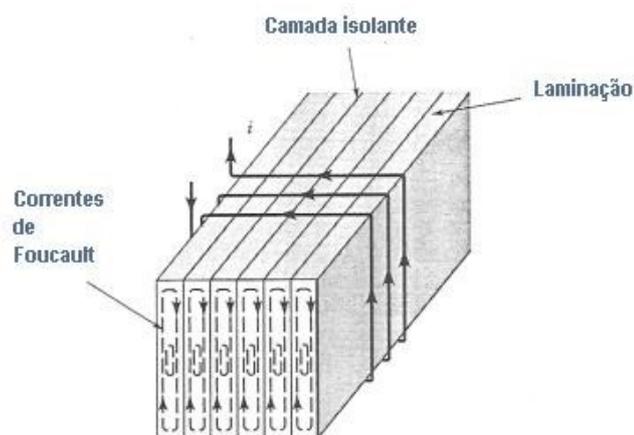


Figura 5: Laminação do núcleo [7].

As perdas por histerese resultam da fricção molecular à medida que os dipolos magnéticos são forçados a inverter as respetivas direções em consequência da f.m.m. aplicada. Após vários ciclos de magnetização o ciclo de histerese torna-se simétrico [7]. As perdas por histerese são explicadas por intermédio da Figura 6.

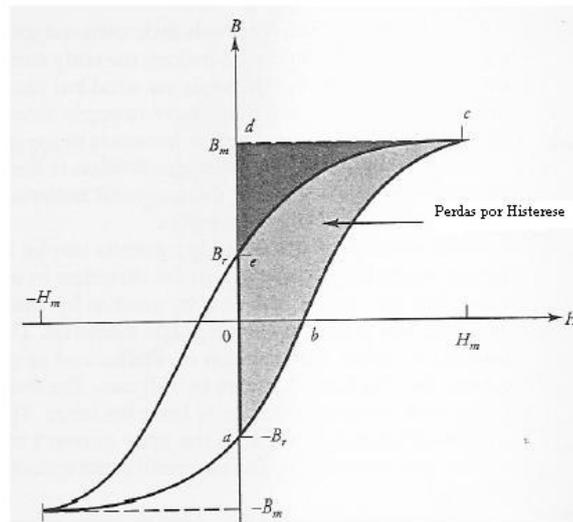


Figura 6: Ciclo de magnetização do material ferromagnético [7].

2.4. Tipos básicos de transformadores

Existem essencialmente dois tipos de construção do núcleo de um transformador. Uma do tipo Couraçado e outra do tipo Colunas. Nos transformadores do tipo Colunas, os enrolamentos construídos de forma cilíndrica, são montados em cada uma das colunas que envolvem o circuito magnético, sem serem envolvidos por este, conforme ilustrado na Figura 7 a). Nos transformadores do tipo Couraçado os enrolamentos são dispostos axialmente sobre a coluna central, conforme ilustrado na Figura 7 b). Neste tipo de núcleo os enrolamentos são envolvidos pelo circuito magnético [13].

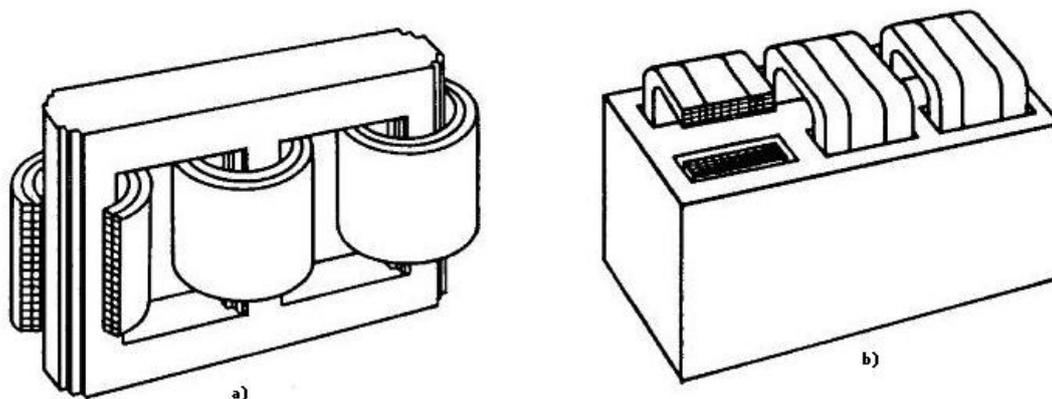


Figura 7: a) Transformador trifásico tipo Colunas; b) Transformador trifásico tipo Couraçado [22].

No tipo de construção couraçado, a compactação das chapas magnéticas é garantida pela cuba do transformador. Numa construção do tipo Couraçado, os enrolamentos são imbricados, constituídos por bobinas retangulares de pequena espessura e de grande superfície. O circuito magnético é de forma retangular, constituído por chapas de dimensão única e dispostas horizontalmente [23].

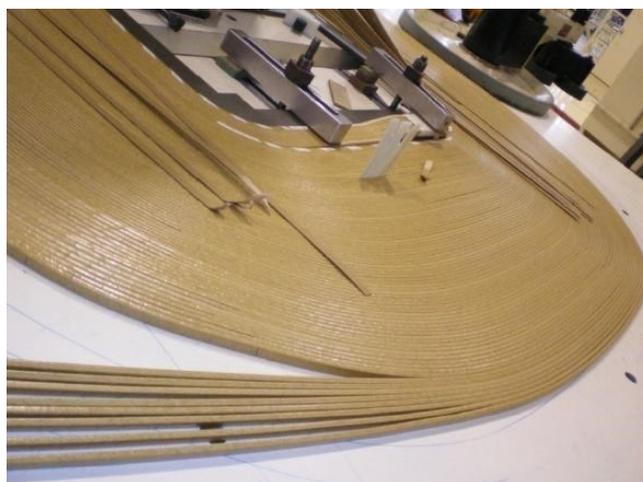


Figura 8: Montagem das bobinas [24].

Este tipo de transformadores apresentam as seguintes vantagens [23]:

- Elevada fiabilidade e flexibilidade de projeto;

- Excelente rigidez dielétrica a ondas de choque resultante da elevada capacitância série dos enrolamentos e reduzida capacitância à massa;
- Elevada resistência mecânica contra esforços resultantes de curto-circuitos, produzidos em condições de avaria;
- Excelente capacidade de arrefecimento, devido ao arranjo vertical dos enrolamentos, o qual proporciona menores distâncias entre a cuba e o núcleo, forçando desta forma a circulação mais intensa do óleo favorecendo assim o arrefecimento;
- A flexibilidade desta tecnologia permite a construção das máquinas de forma faseada, tornando assim mais simples o transporte de grandes unidades;
- Baixo nível de ruído.

O terceiro ponto é de elevada relevância para a vida útil do transformador, isto porque com o avançar da idade, a degradação das propriedades mecânicas do isolamento sólido (papel), pode originar a falha de isolamento e o conseqüente fim de vida da máquina.

Nos transformadores do tipo Colunas, os enrolamentos são montados de forma concêntrica, constituídos por bobinas cilíndricas, de pequena espessura e de grande superfície. Todas as bobinas são isoladas entre si por barreiras de cartão, com réguas e calços de cartão. O circuito magnético é de secção aproximadamente circular sendo constituído por chapas dispostas verticalmente. Apresenta boa estrutura de apoio para suportar esforços de curto- circuito e permite a extracção da parte ativa do transformador [23].

Para aplicações de potências relativamente baixas, os enrolamentos podem ser enrolados diretamente no núcleo, mas para transformadores de maior potência as bobinas não são enroladas diretamente no núcleo, mas sim assentes no núcleo já enroladas [21].

2.5. Transformadores trifásicos

Tendo em conta que a maior parte da energia produzida, transmitida e distribuída é realizada por sistemas trifásicos, exige-se, para tal, uma variedade de transformadores

trifásicos elevadores e abaixadores da tensão. Entende-se por transformação trifásica, a transformação de um sistema trifásico de tensões equilibradas e simétricas num outro sistema de tensões trifásico equilibrado e simétrico, todavia, de diferente amplitude. Os transformadores trifásicos poderão possuir dois tipos de constituição distinta. Uma com a utilização de três unidades monofásicas independentes, operando de forma independente, constituindo assim um sistema trifásico de três transformadores monofásicos. Estes são usualmente utilizados na elevação de tensão à saída das centrais, como anteriormente apresentado na Figura 1. Outra das soluções é a construção integrada num único equipamento, cujos enrolamentos são acoplados num único núcleo magnético, designado de transformador trifásico e normalmente utilizados em subestações da distribuição e nas redes MT/BT, conforme ilustrado na Figura 10.

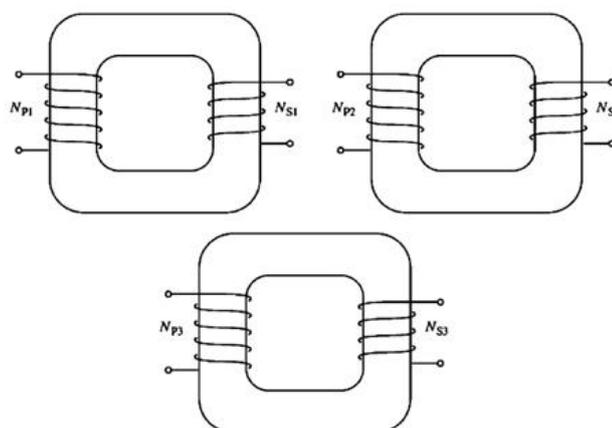


Figura 9: Sistema trifásico utilizando três transformadores monofásicos [10].

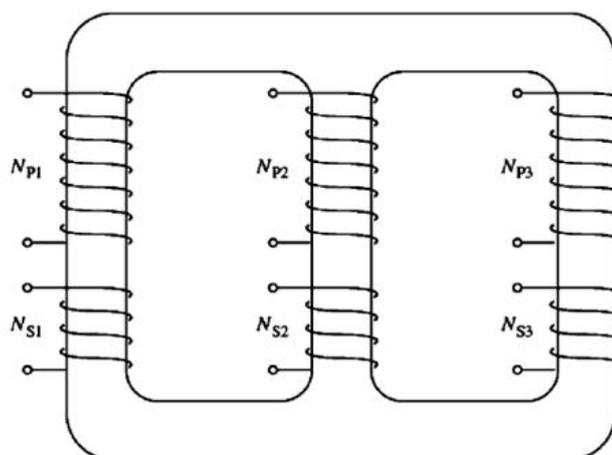


Figura 10: Sistema trifásico utilizando um único núcleo [10].

A construção do transformador trifásico com núcleo comum é a mais preferida, por razões económicas, por ser mais leve, por apresentar menores dimensões e por serem ligeiramente mais eficientes.

2.5.1. Principais aplicações

Assume-se de elevada importância o tipo de ligações do transformador a instalar na rede, tendo em conta o aspeto económico, o potencial desequilíbrio de cargas, bem como o conteúdo harmónico da rede. Neste contexto e de forma sumária, poderemos referir [6]:

- A ligação Yy é uma solução pouco usada devido ao efeito das componentes harmónicas. A ligação Yy é uma solução usada à saída das centrais de produção de energia ou em subestações de elevada potência, todavia desaconselhável em situações de elevado desequilíbrio de cargas;
- A ligação Dyn é a solução mais usada nos postos de transformação das redes de distribuição. Em Portugal, tendo em conta os níveis de tensão estipulados das redes de distribuição, tornou-se comum a existência de transformadores abaixador 30/0,4 kV, 15/0,4 kV ou 10/0,4 kV, com o condutor neutro do enrolamento de baixa tensão ligado à terra;
- A ligação Yd é a solução mais comumente utilizada em subestações de distribuição, como transformador reductor;
- A ligação Dd é normalmente utilizada em postos de transformação privados com o objetivo de alimentarem circuitos de força motriz.

2.6. Características construtivas

Para que um transformador de potência possa operar com vários níveis de tensão, é necessário que estes estejam munidos na sua construção, de materiais isolantes de elevada rigidez dielétrica.

O dimensionamento dos condutores assume, igualmente, elevada importância, pois estes suportam elevadas correntes, principalmente os enrolamentos de BT.

O mecanismo de dissipação de calor do transformador constitui outro elemento de importância vital no projeto deste tipo de máquinas, visto que a potência máxima que as mesmas poderão suportar é limitada pela temperatura máxima admissível pelos diferentes materiais constituintes da máquina.

Os esforços electromagnéticos a que os transformadores de potência estão sujeitos são outro aspeto a ter em conta, devido à interação dos campos magnéticos criados pela circulação das correntes nos enrolamentos.

A tecnologia de construção dos transformadores encontra-se disseminada e normalizada em todo o mundo, ou seja, a tecnologia de construção de transformadores é relativamente semelhante nas mais diversas áreas geográficas do globo.

Para que mais facilmente possamos descrever os diferentes elementos constituintes deste tipo de equipamentos consideremos os equipamentos apresentados nas Figuras 11 (vista em corte de um transformador) e 12 (sistema de refrigeração).

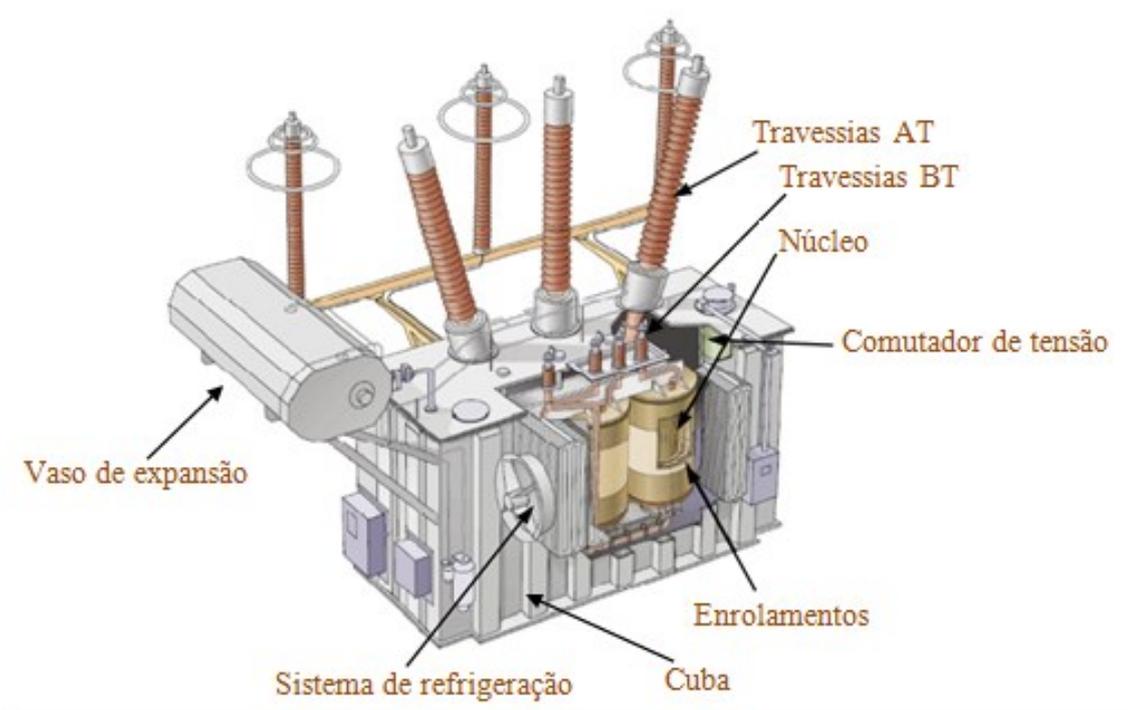


Figura 11: Principais componentes de um transformador de potência [97].

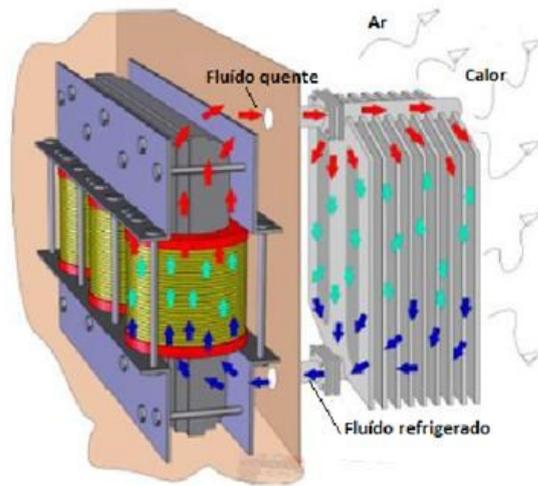


Figura 12: Dinâmica do sistema de refrigeração [28].

2.6.1. Cuba, vaso de expansão e radiadores

A principal função da cuba é a de confinar todo o fluido dielétrico na parte ativa do transformador, mantendo-a imersa em óleo mineral. A cuba representa também a estrutura que sustenta todos os outros componentes devendo, para tal, ser dimensionada para suportar os esforços eletrodinâmicos daí resultantes. Além disso a cuba deverá ser estanque, ou seja, não deverá permitir o contacto destes fluídos com o meio exterior, devido à humidade, poeiras, entre outros. A Figura 13 ilustra uma cuba de um transformador de 630 kVA.



Figura 13: Cuba de um transformador 630 kVA [EDP].

Podemos considerar os radiadores e o vaso de expansão como elementos da cuba. Por intermédio da Figura 12, podemos verificar a forma de dissipação do calor da parte ativa para o exterior. A diminuição da densidade do fluido pela ação da temperatura, resultante do aquecimento do núcleo e dos enrolamentos, faz com que o fluido aquecido passe a ocupar a parte superior da cuba, atingindo a tubulação superior e passando a preencher os espaços tubulares dos radiadores [13]. Através das paredes externas dos radiadores que se encontram em contacto com o ar, o fluido liberta o calor por convecção e radiação. A função dos radiadores ou permutadores de calor é assim o de proporcionar uma grande superfície de contacto com o ar exterior, para permitir uma refrigeração mais rápida e eficiente. À medida que o fluido se refrigera, este irá descer e ocupar a parte inferior das tubulações dos radiadores, voltando novamente a entrar no tanque do transformador, repetindo este ciclo continuamente. Este tipo de refrigeração designa-se ONAN, ou seja, Óleo Natural, Ar Natural [27], conforme Figura 12. Normalmente este sistema de arrefecimento é utilizado em transformadores de menor potência (não superior a 30 MVA).

Quando o sistema de refrigeração anteriormente descrito se torna insuficiente são adicionados ventiladores, os quais forçam o ar contra as paredes dos radiadores permitindo desta forma um arrefecimento mais rápido e eficiente, conforme ilustrado na Figura 14. Este tipo de refrigeração designa-se por ONAF, ou seja, Óleo Natural, Ar Forçado.

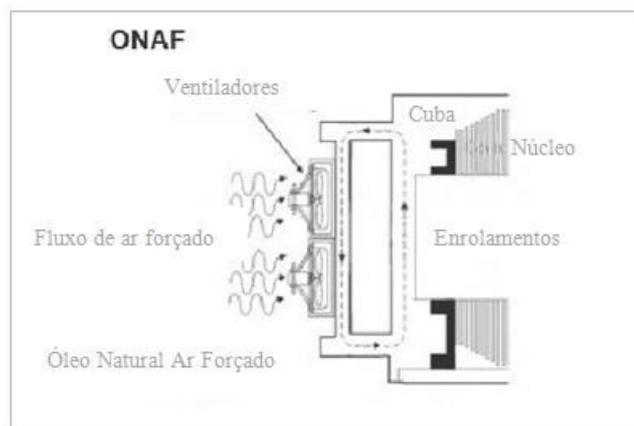


Figura 14: Sistema de arrefecimento ONAF [29].

Além dos ventiladores, também poderá ser utilizado o arrefecimento forçado com a colocação de bombas, as quais farão circular o fluido com maior velocidade para as paredes dos radiadores, conforme apresentado na Figura 15. Este sistema é normalmente utilizado em subestações móveis (60/15 kV) da EDP.

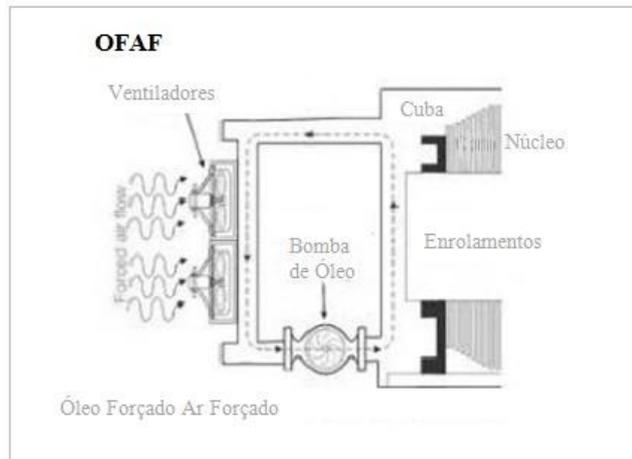


Figura 15: Sistema de arrefecimento OFAF [29].

Também existe o sistema de arrefecimento OFWF, ou seja, Óleo Forçado, Água Forçada. Neste método de arrefecimento a água substitui o ar, o óleo passa por um permutador de calor com água tornando o arrefecimento mais eficaz, conforme ilustrado na Figura 16. Este sistema é normalmente utilizado em transformadores de elevada potência, da ordem das centenas de MVA.

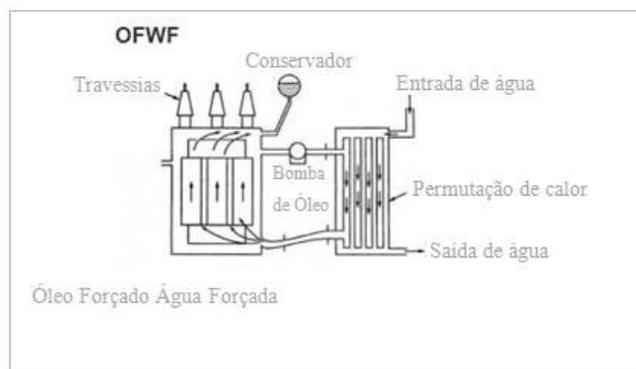


Figura 16: Sistema de arrefecimento OFWF [29].

É importante referir que o aumento da eficiência de refrigeração possibilita o aumento da potência do transformador. A adoção da ventilação forçada permite obter um aumento da potência nominal, a qual poderá ser acrescida em cerca de 15 a 30%, conforme descrito na Tabela 1.

Tabela 1: Aumento da potência de um transformador com ventilação forçada [13].

Tipo de arrefecimento	Potência com arrefecimento Natural (kVA)		Aumento da Potência com Refrigeração Forçada (%)
	Monofásico	Trifásico	
ONAF	≤ 2500	≤ 2500	15
ONAF	2500 a 8333	2500 a 10 000	25
ONAF	≥ 8333	$\geq 12\ 000$	30

Como o fluido dielétrico ocupa todo o espaço da cuba do transformador, torna-se necessário compensar a variação do volume deste, devido às variações de temperatura. Esta é a função do vaso de expansão, o qual permite compensar a variação do volume do fluido dielétrico, ou seja, proporcionar sempre um espaço livre para o aumento do volume, ou de manter os níveis do fluido quando a temperatura baixa. Quando o nível do óleo baixa no vaso de expansão, haverá lugar à entrada de ar atmosférico para o vaso de expansão.

Como o vaso de expansão é um ponto de contacto do fluido com a atmosfera exterior, para que este não seja contaminado por agentes externos, que podem alterar as propriedades do fluido como, por exemplo, a humidade, poeiras, entre outros, são colocados exsiccadores de ar, os quais não permitem o contacto do fluido com os agentes mencionados. Esses exsiccadores contêm um recipiente com óleo, onde ficam retidas as impurezas sólidas e sílica gel (Figura 17), cuja função é a de filtrar a humidade do ar que entra para o vaso de expansão [28].



Figura 17: Exsicador de ar do depósito expansão [SE EDP].

2.6.2. Parte ativa

A Figura 18 ilustra a parte ativa de um transformador.

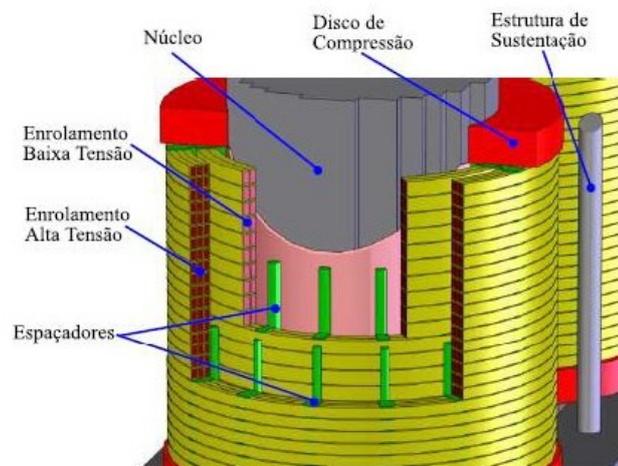


Figura 18: Vista em corte da parte ativa [28].

2.6.3. Constituição dos enrolamentos

Para a constituição dos enrolamentos, devem ser utilizados materiais de elevada condutividade, com adequadas propriedades mecânicas, resultando numa diminuição de espaço e conseqüente minimização de perdas [12]. Utiliza-se cobre eletrolítico recozido de alta condutividade, ou ligas de cobre, sob a forma de barras, normalmente, em feixes de condutores em paralelo. Estes condutores possuem secção reta retangular para facilitar a sua disposição no núcleo [28].

Em alguns países, já se verifica a adoção do alumínio em transformadores de distribuição, como forma de redução dos custos de construção.

2.6.4. Constituição do núcleo magnético

Para a construção de um circuito magnético são utilizados materiais que limitam o valor das perdas no ferro, garantindo a conservação e continuidade das propriedades magnéticas. Por este motivo, o material deverá ter uma elevada permeabilidade magnética, para permitir que a corrente de excitação seja a mais reduzida possível.

De acordo com o descrito em 2.3, para reduzir as perdas por efeito de correntes de Foucault, o núcleo é constituído por finas lâminas de aço silício de cristais orientados com uma espessura que pode variar entre 0,014 e 0,024 polegadas. A dopagem de silício serve para melhorar os índices de resistividade do ferro, visando a diminuição de perdas e a longevidade das características magnéticas. O teor de silício na liga metálica que constitui o núcleo é da ordem dos 3% [26]. A construção do núcleo é feita pelo empilhamento das finas lâminas, as quais são revestidas em ambos os lados por um verniz, visando proporcionar elevada resistência à interligação das lâminas e isolamento elétrico entre si.

Devido a limitações de construção, o núcleo é dividido em partes. Devido a esta situação, nas junções das chapas que compõem o circuito magnético, surgem pequenos espaçamentos conhecidos por entreferros que se encontram dispostos perpendicularmente à direção do fluxo magnético, formando uma espécie de barreira ao trânsito de fluxo magnético. Para minimizar este efeito, são utilizadas técnicas de entrelaçamento e sobreposição das chapas.

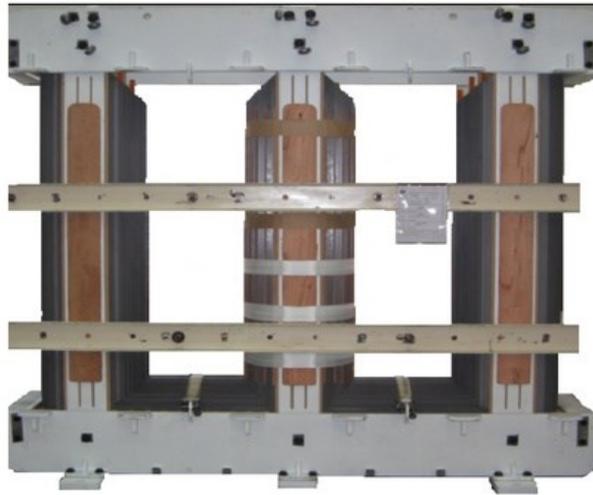


Figura 19: Vista do núcleo de um transformador trifásico [31].

As perdas no núcleo, causadas pelos efeitos das correntes de Foucault e histerese, representam uma fonte de calor que contribuem para o aquecimento do transformador. Também no núcleo deverão existir espaçamentos para permitir a circulação do fluido, visando a eliminação do calor gerado pelas perdas. É também importante referir que estes espaçamentos não estão dispostos como os entreferros, mas sim colocados na mesma direção do fluxo magnético.

2.6.5. Óleo isolante

A utilização de fluidos isolantes nos transformadores de potência, tem como principal função o isolamento e a refrigeração da parte ativa do transformador. Para tal estes devem possuir elevada rigidez dielétrica e adequada viscosidade, para permitir que o calor gerado no interior do transformador possa ser conduzido para o exterior. A quantidade de óleo num transformador pode representar cerca de 20 a 30% da sua massa total. O óleo mineral é um excelente isolante, com uma rigidez dielétrica, quase cinco vezes superior à do ar [13]. As propriedades da estrutura isolante, são significativamente melhoradas quando impregnadas em óleo mineral, permitindo encurtar as distâncias de isolamento. A massificação da sua utilização deve-se, essencialmente, à eficácia segundo a qual desempenha as tarefas que lhe são atribuídas e com custo reduzido em relação a outros fluidos dielétricos.

Um transformador imerso em óleo requer uma menor superfície de refrigeração, do que a que seria necessária para uma refrigeração a ar. O poder isolante do óleo permite uma

redução considerável do volume do transformador. Para que o óleo mineral possa cumprir a sua função isolante, é necessário que este esteja isento de humidade, pois esta diminui fortemente as características dielétricas do óleo, ao ponto de provocar descargas dos enrolamentos às massas ou até mesmo entre espiras. O contacto do óleo com o oxigénio do ar, levará a uma contaminação lenta, a qual originará resíduos nas paredes de refrigeração e, conseqüentemente, o aumento da temperatura do transformador, encurtando desta forma o seu tempo de vida útil. A cada aumento de 10 °C de temperatura, corresponderá a uma redução de 50% no tempo de vida útil do transformador [35].

2.6.6. Papel isolante

O material mais comumente utilizado para isolamento dos condutores, resulta da combinação de materiais à base de celulose. As propriedades elétricas dependem em geral das propriedades físicas e químicas do papel. As propriedades elétricas requeridas aos isolantes sólidos utilizados são as seguidamente apresentadas [12]:

- Rigidez dielétrica elevada;
- Dielétrico constante (mais próximo possível da do óleo isolante);
- Baixo fator de potência;
- Liberdade de partículas condutoras.

O papel e cartão prensado usado como isolante nos transformadores, provem da madeira e é produzido normalmente pelo processo *kraft*. O principal constituinte deste papel (40 a 50%) é a celulose, a qual se encontra associada a hemicelulose com cerca de 10 a 30% e a lenhina com cerca de 20 a 30% [46]. A celulose é um polímero natural constituído pela repetição múltipla de unidades de glicose. A quantidade destas unidades pode variar na cadeia macromolecular definindo o grau de polimerização da celulose.

O papel isolante torna-se fundamental para isolamento das espiras e enrolamentos, sendo também utilizados para calços ou suportes mecânicos das bobinas e separadores visando a criação de espaçamentos nas bobinas, para que o óleo possa circular e desta forma possibilitar o arrefecimento. Os materiais à base de papel *kraft*, possibilitam uma maior impregnação do óleo isolante mineral, os quais resultam em excelentes capacidades dielétricas [12]. A Figura 20 ilustra o emprego destes materiais numa bobina.



Figura 20: Calços e isolamento [31].

2.6.7. Travessias

As travessias são o elo de ligação entre os enrolamentos do transformador e a carga (secundário) ou a alimentação (primário). Em simultâneo, elas garantem também o isolamento entre estas partes ativas. As travessias formam uma barreira estanque capazes de assegurar o isolamento elétrico em todas as condições de operação, tais como, a chuva, o gelo e o nevoeiro. A travessia é composta por uma haste central condutora normalmente em cobre, sendo o isolamento composto por porcelana e óleo mineral. Para tensões não superiores a 25 kV são utilizadas travessias rígidas constituídas por um condutor central, normalmente em cobre, revestido maioritariamente por materiais de porcelana ou por resina epóxida (polímero sintético), conforme ilustra a Figura 21 [73].



Figura 21: Travessia do tipo sólido [73].

Para tensões mais elevadas, principalmente a partir dos 60 kV são utilizadas travessias do tipo capacitivo. Estas utilizam a mesma forma de construção porém mais complexas, pois existe a necessidade de suportar elevados campos elétricos presentes na transposição dos níveis de tensão. Esta construção utiliza camadas condutoras em determinados intervalos radiais, normalmente envolto em papel *kraft* impregnado e imerso em óleo mineral isolante, formando superfícies equipotenciais. Este encontra-se localizado no espaço entre o condutor central e o isolador, com o objetivo de equalização do campo elétrico distribuído ao longo da travessia. A Figura 22 ilustra o aspeto construtivo de uma travessia do tipo capacitivo.

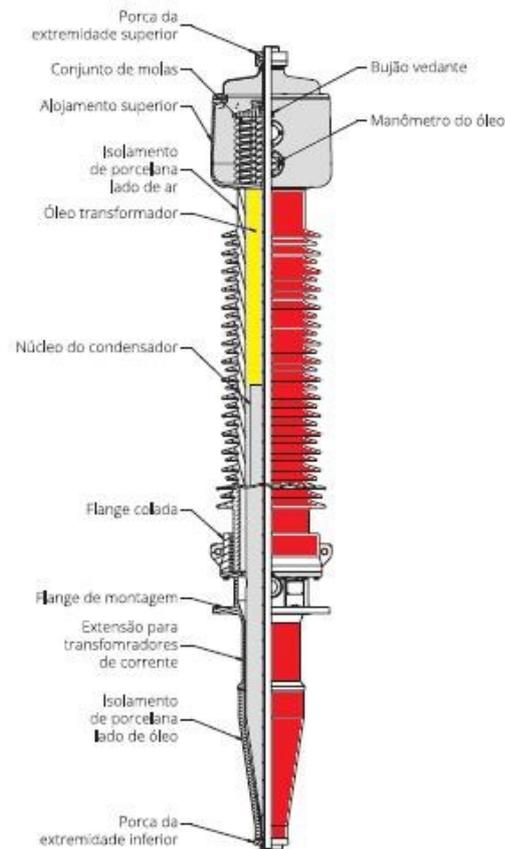


Figura 22: Travessia do tipo capacitivo [73].

2.6.8. Regulador de tensão

Para assegurar adequados níveis de tensão independentemente dos valores de carga, existe a necessidade de efetuar a regulação da razão de transformação. Esta regulação é efetuada através da adição ou redução de espiras, a partir de qualquer enrolamento, primário ou secundário. Os reguladores de tensão aqui referenciados referem-se aos reguladores de tensão em carga, utilizados em transformadores de subestações das redes de distribuição 60/15 kV. Os enrolamentos são desta forma segmentados através de tomadas, para que se possa efetuar uma ligação variável do número de espiras. A regulação de tensão em carga é sempre realizada do lado de AT do transformador (menores valores de corrente), permitindo um menor desgaste dos contactos. Os reguladores de tensão em carga (RTEC) são dispositivos que efetuam a mudança de tomadas sem interromper a corrente fornecida à carga e sem criar curto-circuitos entre

duas tomadas, ou seja, o RTEC muda de tomada sem ser necessário colocar o transformador fora de serviço.

O RTEC é constituído basicamente por um componente normalmente designado de “ruptor” e por um “seletor de tomadas”. O princípio de comutação e respetivo aspeto geral encontra-se ilustrado na Figura 23 [33].

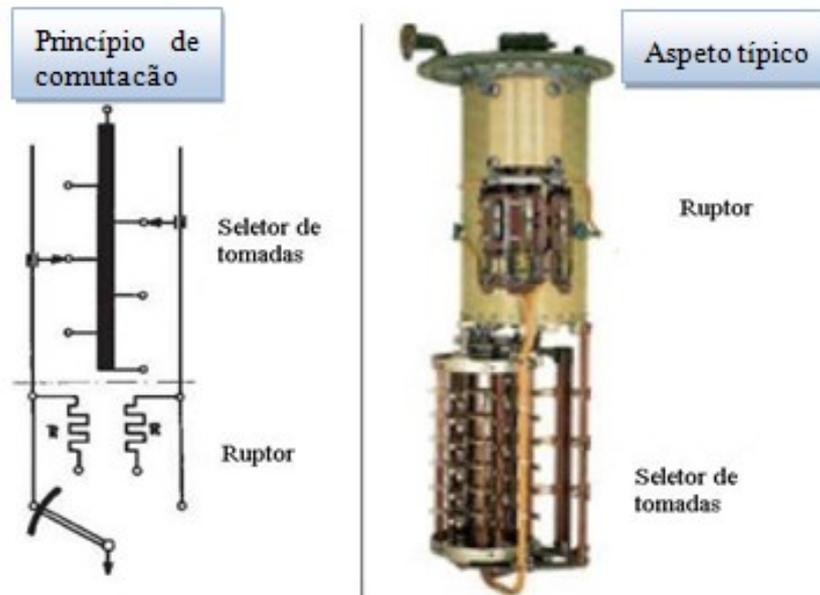


Figura 23: Aspeto típico e princípio de comutação do RTEC [33].

O seu funcionamento é assegurado através de um mecanismo de comando que atua diretamente sobre o seletor de tomadas. Conforme ilustrado na Figura 24, a primeira etapa realiza-se através da seleção da tomada pretendida que se efetua sem carga, através do seletor de tomadas (posições a-c). De seguida o ruptor irá transferir a corrente de carga da tomada inicial para a tomada pré-selecionada através do seletor (c-g) [33]. Durante o funcionamento do ruptor são adicionadas resistências de transição, para minimizar o efeito de arco. O tempo de comutação do ruptor varia entre 40 a 60 ms [33].

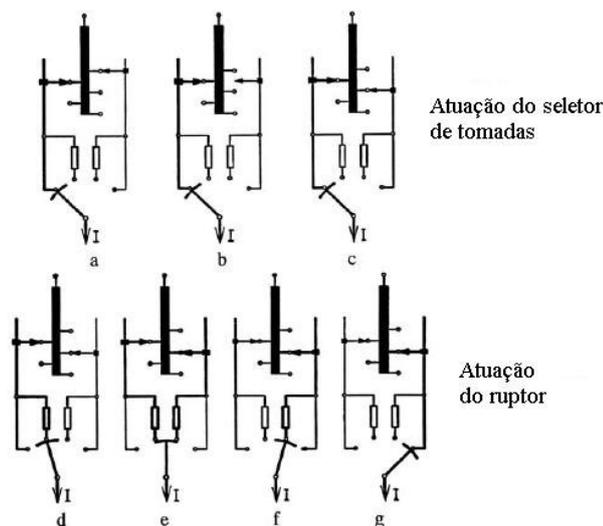


Figura 24: Atuação do seletor de tomadas e do ruptor [33].

O ruptor encontra-se imerso em óleo mineral, numa cuba independente, de forma a evitar a contaminação do óleo do transformador (realce-se que o óleo presente na cuba do ruptor tem tendência a degradar-se mais rapidamente por ação dos arcos elétricos gerados sempre que são efetuadas manobras).

O regulador em carga é composto por vários componentes, conforme representado na Figura 25 [33].

Os intervalos de manutenção dos reguladores de tensão dependem muito do tipo de regulador, do número de operações e do tempo de funcionamento. Estes intervalos dependem do fabricante e constam nos manuais de manutenção fornecidos por este [33].

O número de manobras esperado para um ruptor é superior a 1.100.000, com intervalos de manutenção de 250.000 manobras, sem limitação por tempo [50].

O número de escalões de tensão selecionados pelo comutador é normalmente de 23 tomadas [50].

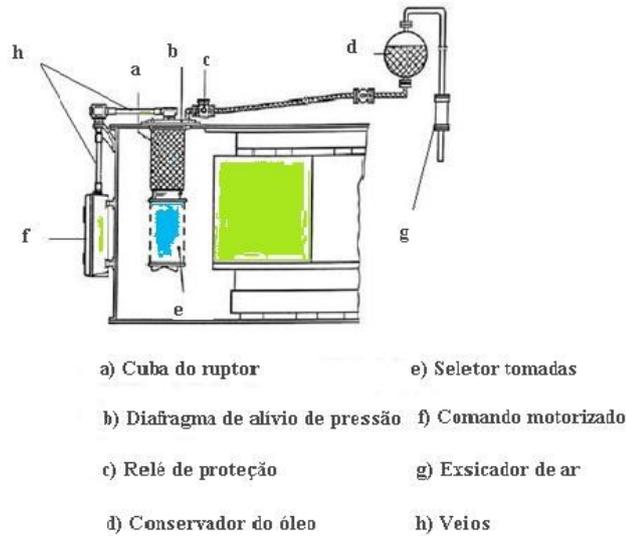


Figura 25: Representação dos principais componentes do RTEC [33].

Normalmente a operação de manutenção de um regulador de tensão em carga tem a duração de algumas horas, incluindo a extração do ruotor, respetiva limpeza de contactos e substituição do óleo da cuba do ruotor. Esta operação de manutenção depende essencialmente das condições meteorológicas e não poderá ser realizada se a humidade relativa do ar for superior a 75% [33].

Atualmente têm vindo a ganhar expressão a utilização de modelos que utilizam interruptores de vácuo, para comutação do ruotor. Desta forma evita-se a degradação do óleo pelos arcos elétricos formados durante a sua normal operação. Este tipo de tecnologia permite assim prolongar substancialmente os períodos de manutenção [33].

3. Avarias típicas em transformadores de potência

Para delinear uma qualquer estratégia de manutenção, revela-se fundamental conhecer com detalhe o tipo de avarias que mais comumente ocorrem em transformadores, assim como as suas principais causas. É comum representar a evolução da taxa de avarias ao longo do tempo por uma curva denominada de curva em banheira (Figura 26). Esta curva apresenta três períodos no ciclo de vida de um transformador [41]:

- Mortalidade infantil: neste período a taxa de avarias pode ser elevada, mas num período habitualmente curto, principalmente no primeiro ano de energização, sendo que estas avarias podem ter origem em deficiências de fabrico, montagem, deficiente controlo de qualidade, entre outros;
- Vida útil: neste período a taxa de avarias é quase constante e ocorrem devido a fatores externos ao transformador, tais como, erros de manobra, descargas atmosféricas, erros de manutenção, entre outros. É neste período que as técnicas de manutenção periódica se enquadram melhor;
- Envelhecimento: neste período a taxa de avarias é crescente, principalmente a partir dos 20 anos de operação, devido ao desgaste e à fadiga dos seus componentes. A partir desta fase a manutenção necessita de intervalos mais curtos.

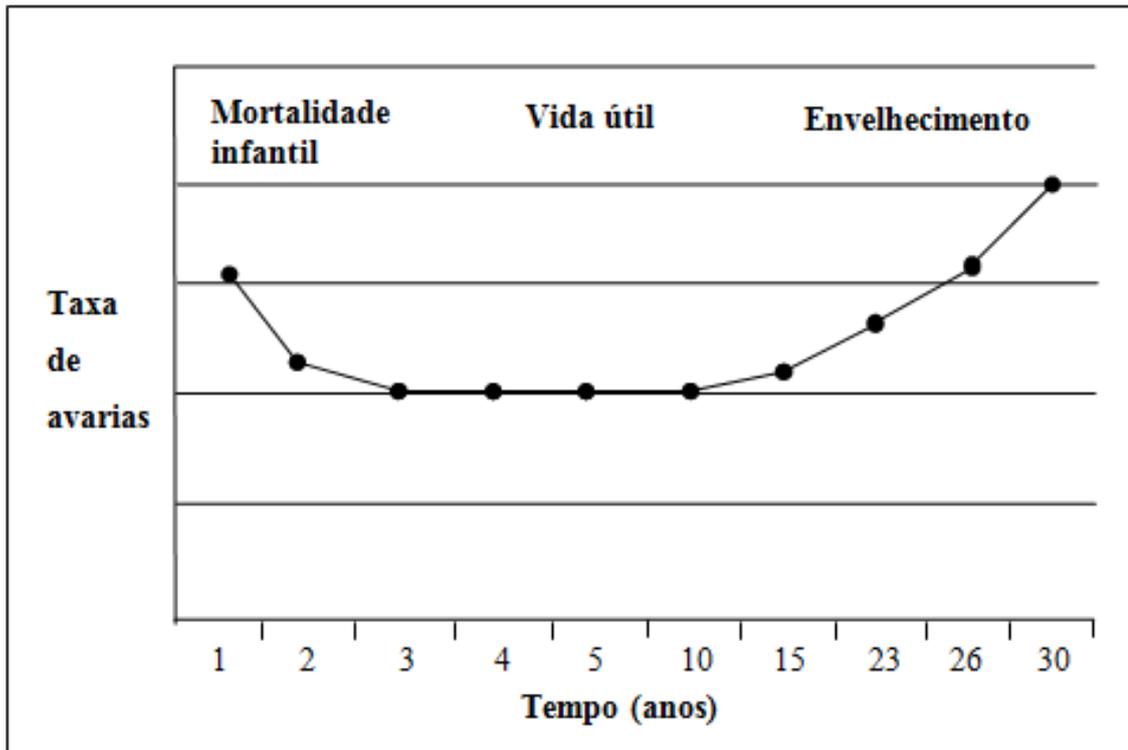


Figura 26: Taxa de avarias em função do tempo de operação do transformador [41].

As avarias num transformador podem ter origem mecânica, elétrica e térmica. Segundo CIGRE, a taxa de avarias nos transformadores, aumentam com os níveis de tensão, com a potência e com a idade.

Os esforços mecânicos ocorrem entre condutores ou entre enrolamentos, sendo provocados por curto-circuitos em determinados pontos da rede, sobreintensidades ou sobre-corrente de ligação do transformador.

Os esforços térmicos resultam de sobreaquecimentos devido a sobrecargas a que o transformador se encontra sujeito ou a deficiências no sistema de refrigeração.

Os esforços dielétricos estão associados a sobretensões que possam eventualmente ocorrer na rede, descargas atmosféricas, manobras de equipamentos na rede, entre outros.

Todos estes esforços atuam em conjunto, causando o envelhecimento progressivo dos vários componentes do transformador.

Apesar de existirem diversas expressões não há, até ao momento, nenhuma que permita determinar com exatidão o cálculo da vida útil restante de um transformador, devido ao

número significativo de variáveis. Sabe-se porém, que o tempo de vida é significativamente reduzido com o aumento da temperatura, principalmente, para valores de temperatura superiores à da temperatura normal de funcionamento. Um transformador pode ter uma vida útil entre 30 a 50 anos, embora existam transformadores a funcionarem com 90 anos. Estatisticamente, considera-se que um transformador tem uma vida útil entre 17 a 18 anos, mas há quem refira uma vida útil de 22 anos para transformadores que operem continuamente à carga nominal ou ainda, valores na ordem dos 55 anos para transformadores que operem em condições muito favoráveis à ocorrência de um lento envelhecimento, tais como, operação a reduzidos valores de carga, manutenção adequada e rede estável [32].

Refira-se também que as avarias mais comuns estão relacionadas com os enrolamentos, com o regulador de tensão em carga e com as travessias.

As avarias nos enrolamentos associam-se a períodos de maior indisponibilidade, pois podem conduzir à destruição do transformador.

A distribuição típica de avarias num transformador de potência sem RTEC encontra-se ilustrada na Figura 27 e com RTEC através da Figura 28.

Podemos também afirmar que as avarias provocadas por defeitos de isolamento são as mais dispendiosas, tal como ilustrado na Figura 29 [44].

Através da Figura 29, podemos verificar que a frequência de avarias está representada através do eixo das abcissas e que o custo em reparações, expressa em milhões de dólares por causa, encontra-se representado no eixo das ordenadas. De acordo com a análise ao gráfico, podemos verificar que as perturbações elétricas são as que representam maior risco para todos os tipos de avarias em transformadores. Através desta análise, também se verifica que, as avarias provocadas por descargas atmosféricas são as de maior frequência em relação às avarias provocadas por defeitos de isolamento, mas o custo médio de reparação de uma avaria resultante de um defeito de isolamento é muito superior ao custo de reparação de uma avaria resultante de uma descarga atmosférica.

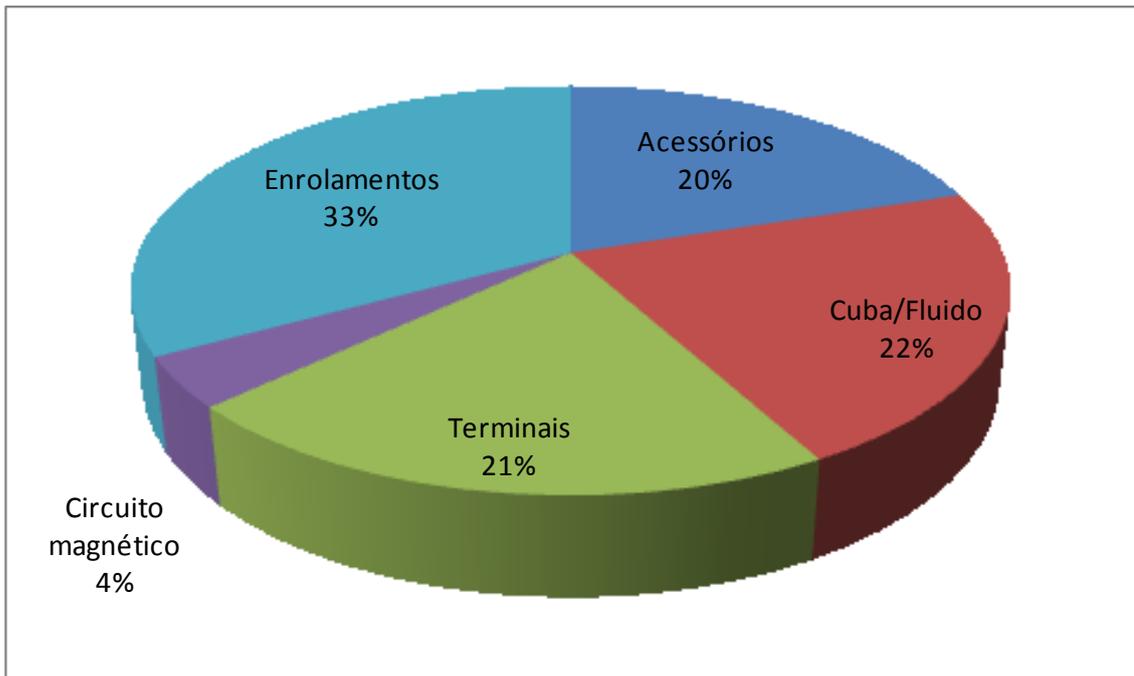


Figura 27: Distribuição das avarias típicas em transformadores sem RTEC [40].

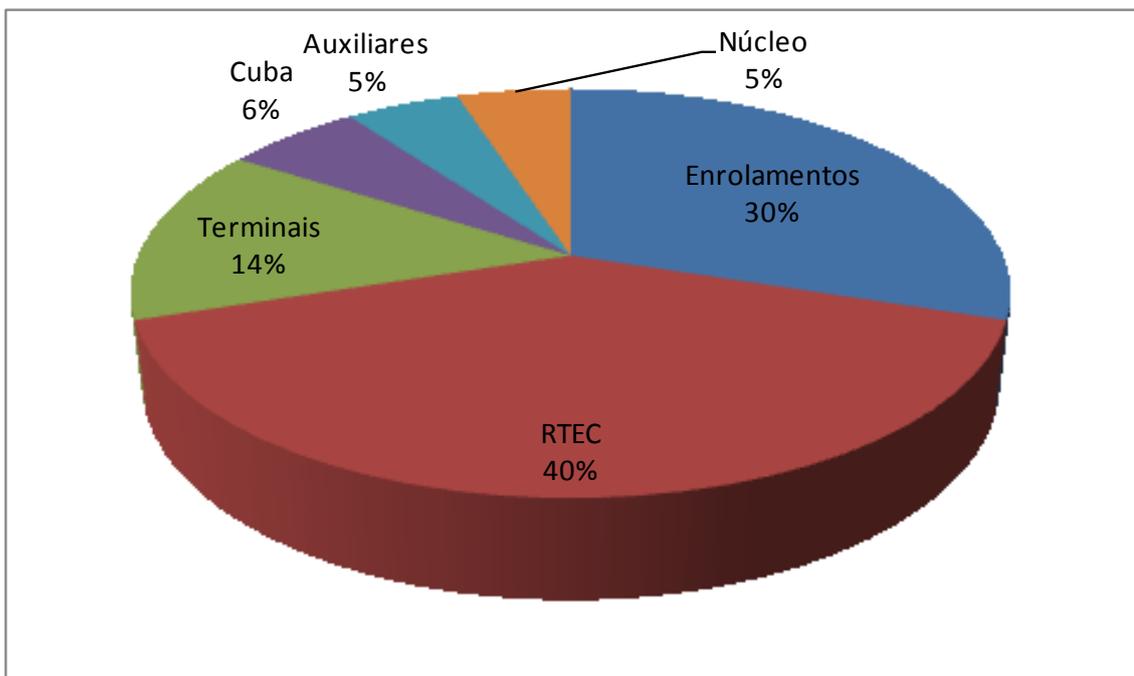


Figura 28: Distribuição das avarias típicas em transformadores com RTEC [43].

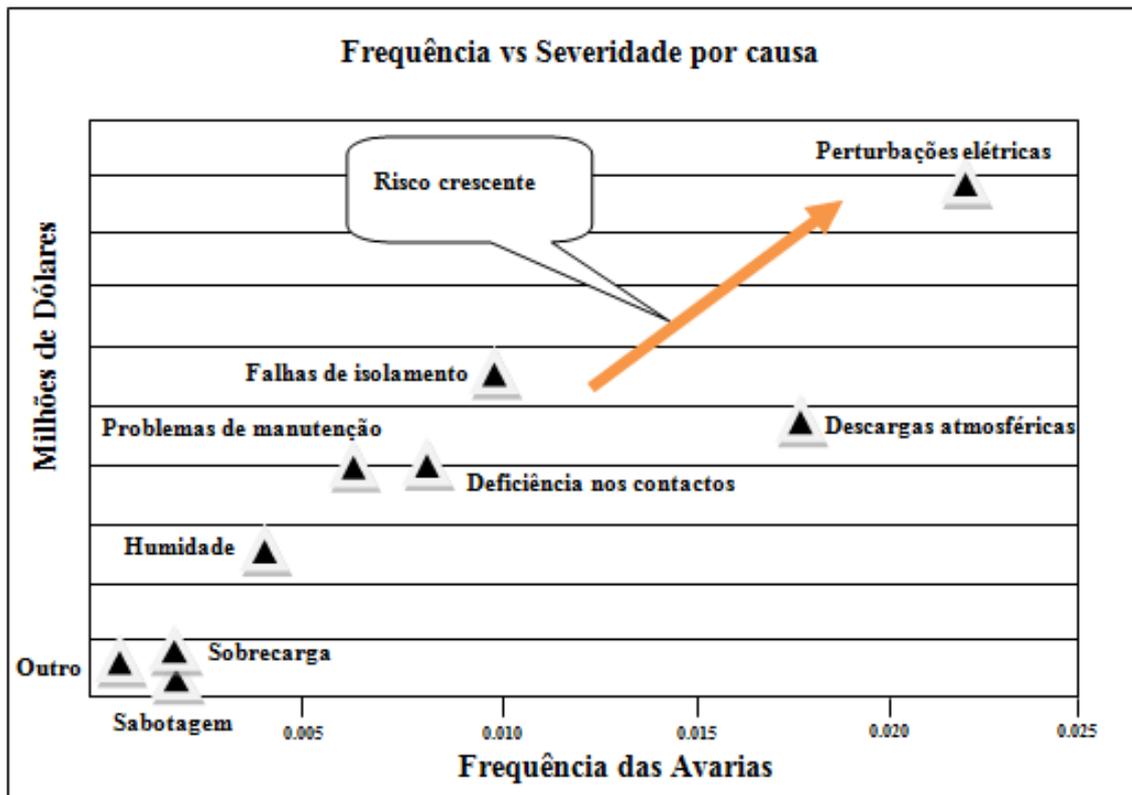


Figura 29: Frequência de avarias e custos associados [44].

Por intermédio da Figura 30, podemos analisar a taxa de avarias por nível de tensão. Conclui-se então, que a taxa de avarias aumenta com o nível de tensão e que a taxa de avarias nos transformadores redutores ronda 1 a 2% [43].

As avarias também se subdividem de acordo com o período médio de interrupção (3 classes) [40]:

- Menos de um dia;
- Um a trinta dias;
- Mais do que trinta dias.

Por fim, pode-se comprovar que o maior período de indisponibilidade está relacionado com as avarias nos enrolamentos, conforme ilustrado na Figura 31.

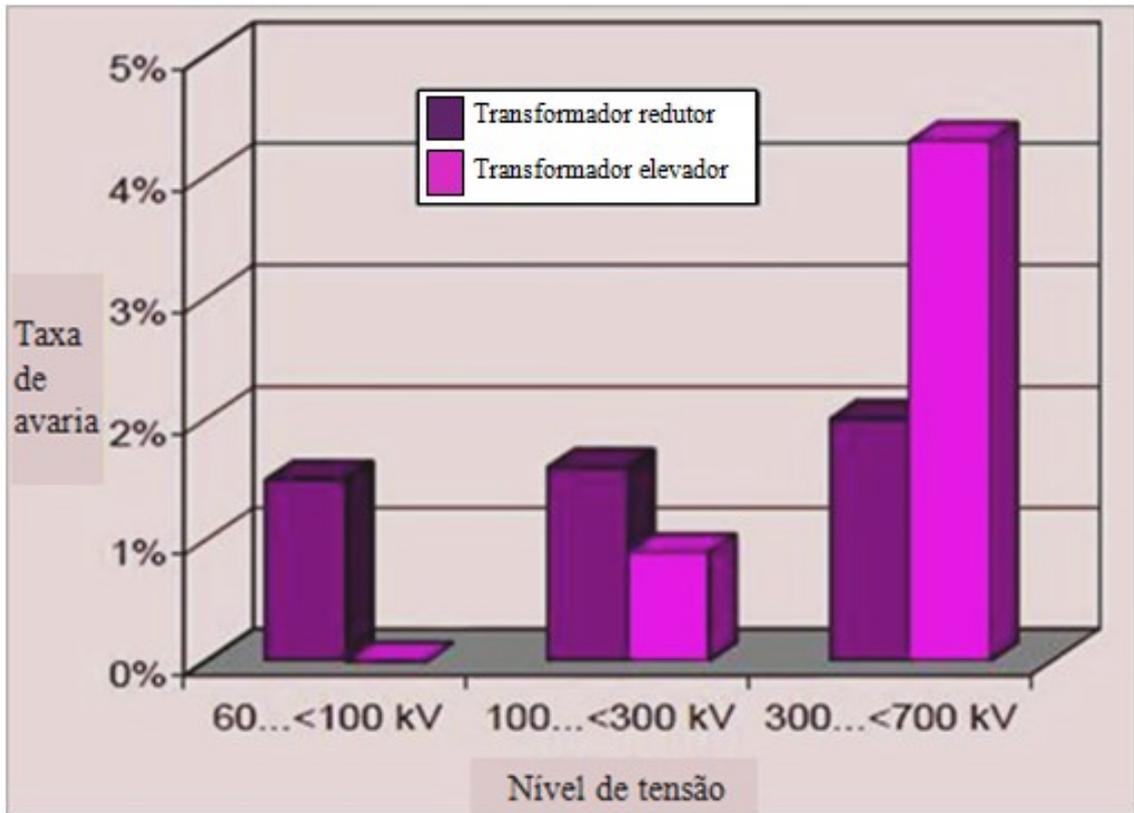


Figura 30: Taxa de avarias por níveis de tensão [43].

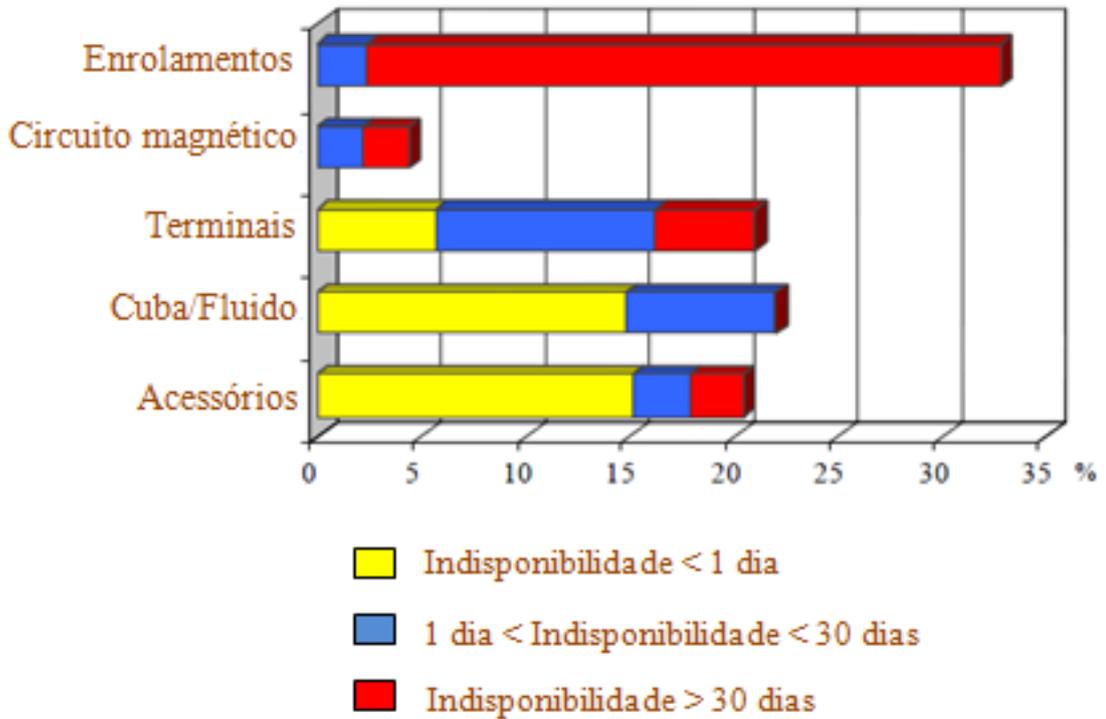


Figura 31: Indisponibilidade do transformador associada a cada tipo de avaria [40].

Alguns estudos divulgados afirmam que o tempo médio de reparação de uma avaria oscila entre 15 e os 65 dias (Figura 31), porém, dependendo do grau de gravidade, a reparação de um transformador pode demorar cerca de um ano e caso exista um transformador de reserva essa substituição possa demorar cerca de uma semana [42].

3.1. Principais causas de avarias

Em relação às presumíveis causas de avarias e apesar das incertezas na confiabilidade dos dados, parece ser possível afirmar que as avarias estão maioritariamente relacionadas com defeitos de fabrico, projeto, materiais e manutenção inadequada [40], conforme ilustrado na Figura 32.

As avarias com origem no deficiente projeto e construção estão relacionadas com a deficiente atualização dos processos de fabrico, à não implementação de um plano rigoroso de testes de operação em fábrica e também à deficiente escolha de materiais na conceção dos componentes.

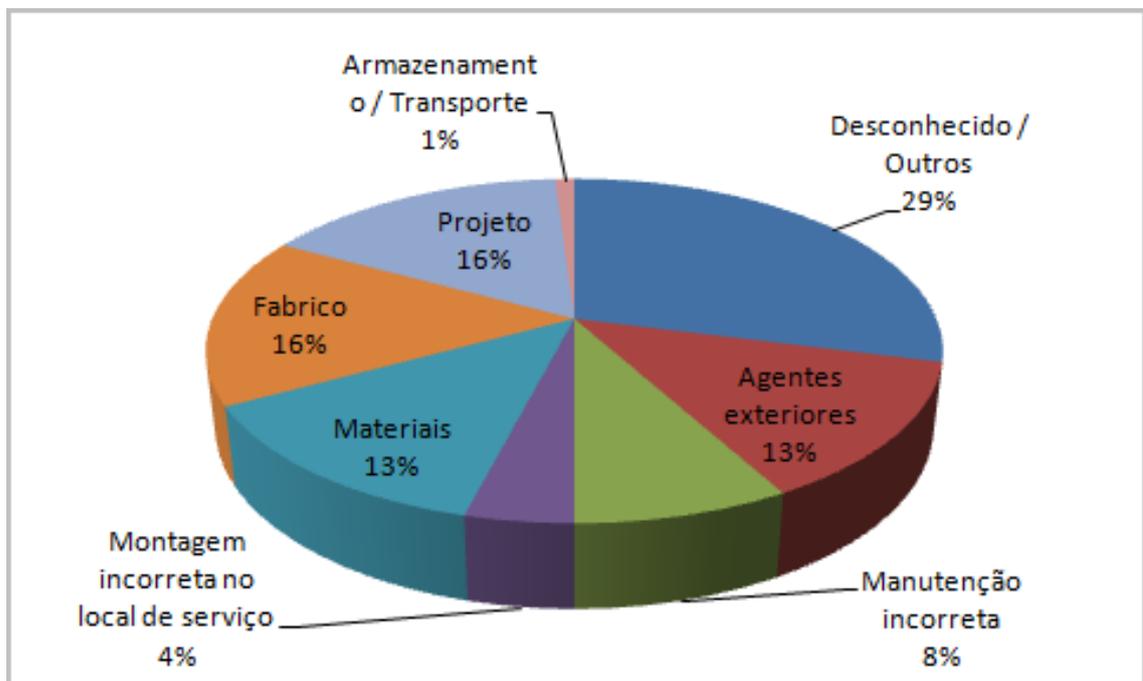


Figura 32: Principais causas de avarias em transformadores de potência [40].

Uma das causas de avarias mais comuns resulta da deficiente manutenção realizada aos equipamentos, ou porque são realizadas fora do período normal estipulado para o efeito,

ou porque não se realizaram ações de manutenção adequadas ao transformador. É também muito importante o conhecimento específico de cada componente por parte dos operadores que efetuam trabalhos de manutenção, para que as operações de manutenção se realizem da melhor forma.

A implementação de planos de manutenção preventiva são essenciais para a redução da possibilidade de ocorrência de avarias.

3.2. Caracterização das avarias nos enrolamentos

Como anteriormente mencionámos, os transformadores estão submetidos durante a sua vida útil, a diferentes tipos de esforços, os quais podem ser de origem térmica, mecânica e elétrica. Estes fatores farão diminuir a capacidade do sistema de isolamento e, conseqüentemente, contribuirão para o envelhecimento do isolamento sólido. Os processos de oxidação e hidrólise são os mais relevantes no processo de envelhecimento do papel, dado que a pirólise só se verifica a temperaturas muito superiores às de funcionamento do transformador e já numa fase de destruição do papel. O envelhecimento do isolamento sólido por ação térmica reduz significativamente a resistência mecânica do mesmo. Segundo Maria Martins [30], um aumento de 5,5° de temperatura, duplica a velocidade de degradação do papel isolante, reduzindo desta forma a vida útil do transformador para metade, isto porque quando sobreaquecido, o papel perde elasticidade, tornando-se quebradiço, diminuindo desta forma, a sua rigidez e tornando-o suscetível de rotura.

A humidade e o oxigénio presentes no papel isolante são de máxima importância, na medida em que um teor de humidade de cerca de 4% no papel, significa um encurtamento da vida útil de um transformador em 97,5%, enquanto a presença do oxigénio se traduz numa redução para metade da vida operacional de um transformador [30].

Os esforços mecânicos têm origem nas vibrações, curto-circuitos externos, sobreintensidades e também durante o seu transporte. Os movimentos de contração/dilatação a que os enrolamentos estão sujeitos devido às variações da temperatura, também contribuem de certa forma para o desgaste do isolamento, sendo que este depende da intensidade e frequência com que ocorrem. As descargas atmosféricas e as sobretensões também podem danificar o sistema dielétrico, podendo

mesmo conduzi-lo à rutura, principalmente, quando o transformador se encontra no período de envelhecimento, levando à disrupção parcial ou total do sistema isolante.

Recentemente várias situações catastróficas têm surgido em transformadores ainda jovens, sendo associadas à presença de sulfureto de cobre depositado no cobre e no isolamento sólido [34]. Estas avarias consistem em curto-circuitos violentos entre espiras, principalmente nos enrolamentos de alta tensão. Nas investigações levadas a cabo, concluiu-se que o fenómeno resultava do tipo de óleo escolhido para o transformador, ou seja, eram escolhidos óleos mais propensos à formação de compostos de enxofre corrosivo. A presença destes compostos, diminui rapidamente a rigidez dielétrica do isolamento, acelerando desta forma, as descargas parciais de grande energia, as quais por sua vez degradarão o papel isolante podendo levar à destruição do transformador [34].

A deteção em tempo útil dos defeitos de isolamento, afetam positivamente o desempenho do transformador, principalmente nos enrolamentos, evitando o aparecimento de avarias que podem culminar numa situação catastrófica. Os sistemas de proteção também desempenham um papel fundamental, pois é necessário que a avaria seja detetada ainda numa fase incipiente e desta forma fazer com que o transformador saia de serviço o mais rapidamente possível, minimizando os danos e garantindo a segurança das pessoas e bens.

3.3. Caracterização das avarias nas travessias e RTEC

As travessias por se encontrarem parcialmente expostas e desta forma mais vulneráveis às agressões externas, leva a que as avarias nas travessias possam ter implicações catastróficas, como incêndio ou até a explosão do transformador. Podemos caracterizar as avarias nas travessias relacionando-as principalmente com fugas de óleo e deterioração do líquido isolante. A deterioração do fluido isolante está relacionada com a falta de estanquicidade da travessia, tornando-a suscetível de contaminação pela humidade e outros agentes externos [71]. Estas situações provocam a diminuição da rigidez dielétrica nas partes de diferentes potenciais, principalmente se for uma travessia capacitiva que evoluem para descargas parciais e para a sua destruição.

O RTEC é dos poucos componentes de um transformador cuja ação requer um movimento mecânico, logo sujeito a um maior desgaste. As avarias mais comuns no

RTEC são de origem elétrica, térmica e mecânica. A avaria mecânica é a mais comum e pode ter como consequência uma avaria elétrica, como deterioração dos contactos, do isolamento, entre outros. Durante uma comutação, o choque mecânico dos contatos causa o seu desgaste, libertando partículas sólidas no seio do óleo isolante. A formação do arco elétrico provoca a oxidação do óleo e a consequente formação de carbono. O efeito de uma avaria no RTEC também pode ter consequências catastróficas.

3.4. Vida útil do óleo e do papel isolante de um transformador

A vida expectável de um transformador depende do estado de degradação do isolante sólido, que sendo o seu principal componente e estando exposto à degradação, este não poderá ser substituído, sem que o transformador seja aberto e desmontado a maioria dos seus componentes. Por esta razão se relaciona a vida útil do transformador com a vida do papel isolante [30].

3.4.1. Degradação do óleo isolante

O principal fator que influencia o envelhecimento do óleo mineral isolante é a oxidação dos hidrocarbonetos. São vários os fatores que influenciam a sua oxidação. A sua composição, a concentração de oxigénio dissolvido, a temperatura, a presença de catalisadores metálicos, entre outros, podendo as diferentes combinações dos agentes anteriormente referidos promover reações bastante distintas. Na fase inicial da oxidação do óleo, geram-se produtos polares, como os álcoois, aldeídos e cetonas, porém à medida que a oxidação avança, formar-se-ão ácidos e, eventualmente, produtos sólidos como a formação de lamas [47]. Todos estes compostos contribuem para a degradação do óleo e consequentemente para a diminuição da sua vida útil. Para além deste facto, estes agentes contribuem significativamente para a redução da vida útil do papel isolante, devido à elevada concentração de ácidos presentes no óleo. Desta forma, torna-se pertinente a boa manutenção do óleo isolante de modo a preservar as suas características originais, sendo que atualmente recorre-se a processos que visam a recuperação das propriedades dielétricas do óleo mineral.

A Tabela 2 indica-nos os valores de referência a ter em conta, para óleos isolantes minerais, quando este é colocado num novo equipamento e antes de este ser energizado.

Tabela 2: Limites recomendados para óleos isolantes minerais [49].

Propriedades	Unidade	Após enchimento, antes da energização (IEC 60422)		
		Tensão máxima dos equipamentos (kV)		
		< 72,5	72,5 a 170	> 170
		max. 2.0	max. 2.0	max. 2.0
Acidez	Mg KOH/g óleo	≤ 0.03	≤ 0.03	≤ 0.03
Factor de dissipação dielétrico a 90° e 40 Hz a 60 Hz		≤ 0.015	≤ 0.015	≤ 0.010
Tensão interfacial	nN/m	≥ 35	≥ 35	≥ 35
Tensão disruptiva	kV/2.5 mm	> 55	> 60	> 60
Teor de água	mg/kg óleo	< 20	< 10	< 10

3.4.2. Filtração e secagem do óleo

A maior porção de água presente num transformador encontra-se (cerca de 30%) no papel isolante. A água influencia a rigidez dielétrica do óleo e depende da condição em que esta se encontra. O tratamento de secagem e filtragem envolve vários suportes mecânicos, necessários à remoção das partículas sólidas e da água do óleo, independentemente do seu estado (líquido ou gasoso), designadamente através de filtros, centrifugadores e desidratadores por vácuo [47].

A filtragem consiste em fazer passar o óleo através de filtros absorventes que poderão ser de papel. Estes têm a capacidade de eliminar partículas de carvão, lodos e outras partículas. Este tipo de filtros são eficazes para a remoção das partículas, mas não tanto na remoção da água [47].

A centrifugação é um dos processos também utilizado na eliminação de partículas livres em suspensão no óleo. Normalmente este processo tem uma capacidade superior de remoção de partículas do que com a filtração por intermédio de filtros de papel. Normalmente o processo de centrifugação precede o processo de filtração por filtros de papel, na medida que esta é utilizada para a remoção de grandes quantidades de contaminantes. A filtração é utilizada num segundo estágio, para a limpeza fina do óleo [47].

A desidratação por vácuo é o sistema mais eficaz para eliminar a água e os gases dissolvidos no óleo. Este processo baseia-se na aplicação combinada de calor e vácuo [47].

Existem, atualmente, disponíveis no mercado equipamentos desenvolvidos para a regeneração *on-line* do óleo de transformadores. O processo de regeneração poderá ter uma duração entre 2 a 3 semanas, para um transformador que contenha 40 toneladas de óleo mineral.

3.4.3. Degradação do papel isolante

A causa mais comum subjacente ao envelhecimento do papel isolante, é a sua degradação química, associada à redução do grau de polimerização da celulose e à destruição das ligações inter-fibras [30], sendo que estes fenómenos causarão ao longo do tempo, a redução da resistência mecânica do papel e consequentemente a degradação do isolamento. É comummente aceite que o hidrogénio seja produzido a partir do efeito de coroa no óleo e no papel, que o metano e o etano sejam produzidos a partir de baixas temperaturas térmicas do óleo e, a altas temperaturas, produzam etileno e hidrogénio, bem como o metano e etano. O acetileno é produzido a partir de temperaturas muito altas, que resultam normalmente da ocorrência de arcos elétricos. A degradação da celulose a baixas temperaturas, produz CO₂ e em altas temperaturas produz CO [46].

O envelhecimento do papel *kraft*, está desta forma associado aos processos de oxidação (O₂), hidrólise (H₂O) e pirólise (T > 150 °C), sendo estes processos de degradação, acelerados através do aumento da temperatura, concentração de oxigénio e de humidade, contribuindo desta forma, para a redução do grau de polimerização da celulose (GP), que é o principal constituinte do papel [30].

Através da expressão 11, podemos calcular o tempo de vida útil da celulose [30]:

$$T_{VidCel} = \frac{0,004}{A} e^{\frac{13600}{T+273}} \text{ horas} \quad (11)$$

Onde:

- A é uma constante que depende das condições de operação e dos materiais envolvidos ($1,07 \times 10^8$, para papel *kraft* seco, em óleo);
- T o valor da temperatura em kelvin.

Podemos afirmar que o principal responsável pela degradação do papel isolante por hidrólise é a água [32]. A hidrólise envolve a celulose e as moléculas da água presentes no sistema de isolamento em forma de humidade, levando à quebra da cadeia de polímero de celulose, reduzindo desta forma o grau de polimerização [51].

A presença de ácidos provenientes da oxidação do óleo, catalisa o processo de decomposição por hidrólise, [32].

Quanto à degradação por pirólise, a respetiva energia de ativação é de 1,4 a 2,0 vezes a energia de ativação da hidrólise, pelo que a hidrólise é o mecanismo dominante, até temperaturas de 110 a 120°C [13]. A quebra das cadeias de celulose, provocadas pelo aumento da temperatura, faz com que os valores do grau de polimerização baixem. São ainda produzidas substâncias no estado sólido, que irão contribuir para a formação de lamas e que se retêm no interior dos transformadores [51]. Conforme dito anteriormente, a pirólise é um fenómeno que ocorre a temperaturas superiores a 150°C.

Através da Figura 33, podemos visualizar o processo de envelhecimento do isolamento de um transformador.

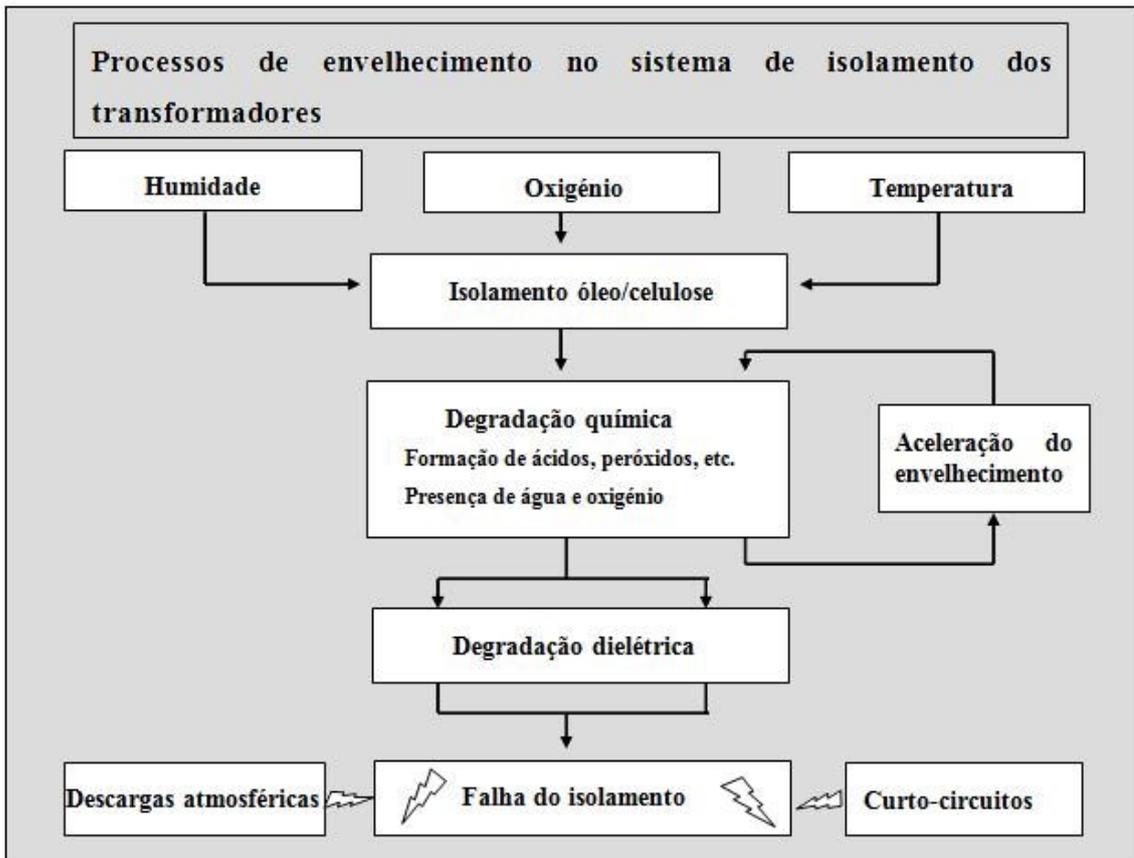


Figura 33: Processo de envelhecimento do isolamento de um transformador [49].

4. Métodos de diagnóstico

Existem vários métodos de diagnóstico que permitem avaliar o estado de operação de um transformador. Desta forma, é-nos possível determinar a condição de operação da máquina, bem como a probabilidade de ocorrência de possíveis avarias, permitindo atempadamente tomar as medidas necessárias para que estas não ocorram. Estes métodos permitem-nos também obter uma visão do estado geral do transformador, sendo possível através destes testes, determinar o seu tempo de vida útil [32]. Os métodos mais utilizados atualmente para identificação da integridade dos transformadores são [32]:

- Métodos de supervisão preventiva;
- Métodos de inspeção visual interna;
- Métodos de análise do papel isolante;
- Métodos de análise de parâmetros elétricos.

4.1. Métodos de supervisão preventiva

Existem vários métodos de supervisão preventiva, destacando-se os ensaios ao óleo (o mais importante), ensaios de termografia e medição de ruído. A Figura 34 ilustra os métodos de supervisão preventiva [32].

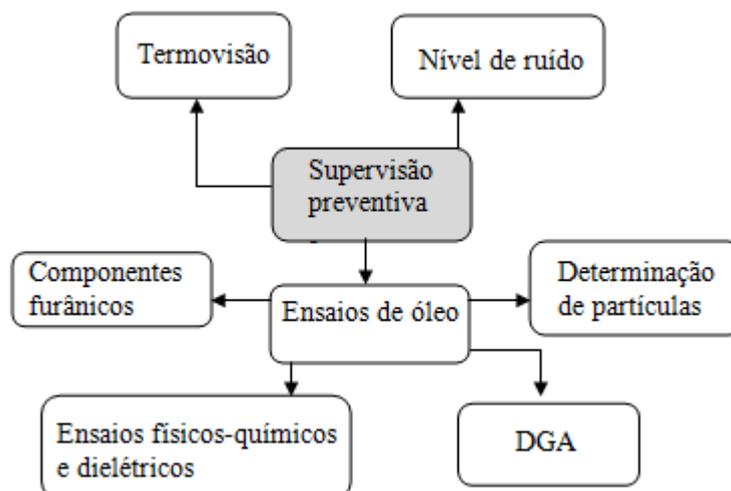


Figura 34: Métodos de supervisão preventiva [32].

4.1.1. Análise ao óleo mineral isolante

Como anteriormente mencionámos, o estado do óleo influencia significativamente o desempenho e o tempo de vida útil de um transformador. Este tipo de análise baseia-se na recolha de uma amostra de óleo para a realização de análises físico-químicas tendo em vista o diagnóstico de vários tipos de avarias. Abrange basicamente a análise de gases dissolvidos e as propriedades físico-químicas do óleo (rigidez dielétrica, índice de acidez, humidade relativa, cor, lamas e sedimentos, teor de partículas, entre outros) [32].

4.1.1.1. Análise dos gases dissolvidos no óleo (DGA)

É o ensaio mais eficaz para a determinação dos defeitos internos tanto de origem elétrica como térmica. Este teste realiza-se por cromatografia em fase gasosa. Permite a deteção de defeitos ainda num estado incipiente [32]. A análise dos gases dissolvidos no óleo isolante deteta gases provenientes da decomposição dos materiais isolantes tais como o óleo e o papel isolante, por ação térmica ou elétrica, sendo que os resultados permitem estimar o estado do transformador. Os gases produzidos num transformador em operação são [46]:

- Metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2) e hidrogénio (H_2);
- Monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2);
- Oxigénio (O_2) e nitrogénio (N_2).

O processo de análise poderá resumir-se em quatro etapas distintas:

- Extração do óleo;
- Extração de gases do óleo;
- Análise da mistura do gás extraído;
- Interpretação de dados.

A Figura 35 ilustra o aparecimento dos gases em função da temperatura.

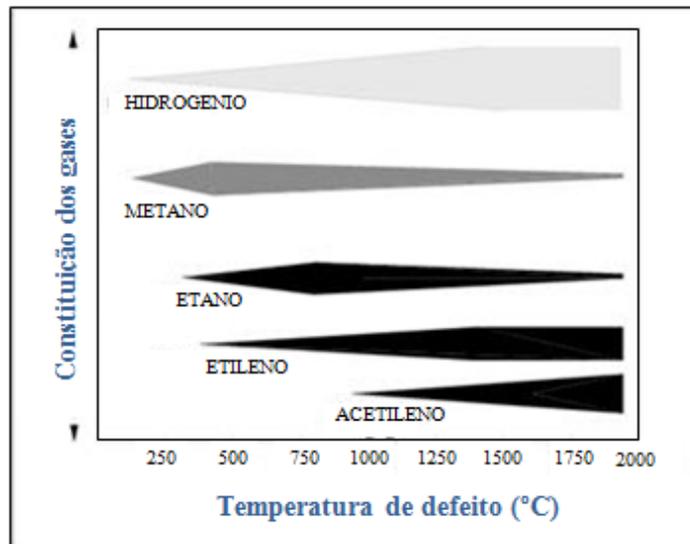


Figura 35: Formação de gases no óleo em função da temperatura [56].

Para se obter uma base de resultados fiáveis é muito importante ter em consideração o momento da recolha do óleo, nomeadamente, as condições meteorológicas, a temperatura e humidade do ar. A amostra deve ser protegida de todas as fontes de contaminação e deverá, após recolha, ser selada e enviada em adequadas condições para o laboratório.

Os transformadores de potência estão equipados com válvulas que permitem a recolha do óleo para amostra, conhecidas como válvulas de amostragem, conforme ilustrado na Figura 36.



Figura 36: Válvula para amostra e filtração do óleo SE Custóias [EDP].

Os rácios de concentrações específicas de gases dissolvidos são muitas vezes utilizados como atributos de classificação do grau de severidade do possível defeito. Na Tabela 3 apresentamos valores típicos e valores intermédios de diferentes graus de evolução de um defeito ou pré-defeito, conduzidos pela CIGRE através de um estudo recente.

Tabela 3: Intervalos de classificação do nível de concentração de gases [57]

Limites	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	TDCG	Amostragem
Típico	100	80	170	55	3	500	8900	908	Anual
Nível 2	180	129	270	126	13	766	14885	1542	Mensal
Nível 3	254	170	352	205	32	983	20084	2101	Semanal
Nível 4	403	248	505	393	102	1372	29980	3175	Diária
Pré-avaria	725	400	800	900	450	2100	50000	5380	Horária

As concentrações de gases no óleo, suas proporções relativas e respetivo gradiente de concentração são utilizadas para estimar o estado de um transformador.

Existem para tal, vários critérios que relacionam estes parâmetros com tipos de avarias, sendo os mais utilizados os métodos de *Rogers*, *Doernenburg*, *Duval*, IEEE C 57.104-1991 e IEC 60599.

Para diagnóstico da concentração de gases no óleo, o método de *Doernenburg*, utiliza duas relações principais e duas auxiliares de gases, baseando-se para tal em cinco gases [58].

Neste contexto, a Tabela 4 apresenta os dados em função das relações de gases e o respetivo diagnóstico.

A Tabela 5 apresenta os valores de concentração máxima individual dos gases para validação deste método.

Tabela 4: Critério de identificação de avaria de *Doernenburg* [58].

Tipo de avaria	Relações principais		Relações auxiliares	
	CH ₄ / H ₂	C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄	C ₂ H ₆ / C ₂ H ₂	C ₂ H ₂ /CH ₄
Ponto quente	> 1	< 0.7	> 0.4	< 0.3
Descarga parcial	< 0.1	Não significativo	> 0.4	< 0.3
Outros tipos de descarga	< 1 e > 0.1	> 0.7	< 0.4	> 0.3

Tabela 5: Valores de concentração máxima de gases segundo *Doernenburg* [58].

Tipo de gás	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Concentração ppm (v/v)	200	50	15	60	15

A norma IEEE C 57.104 (1991) recomenda a utilização deste método, mas com valores de concentração de gases diferentes, conforme Tabela 6 [58].

Tabela 6: Valores de concentração máxima de gases segundo IEEE [58].

Tipo de gás	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Concentração ppm (v/v)	100	120	65	50	35

O método *de Rogers* utiliza a mesma filosofia, mas utilizando para o efeito quatro relações de concentrações de gases com os respectivos limites de variação para as relações.

A norma IEEE C 57.104 (1991) aconselha a utilização deste método, mas utilizando somente três relações de concentrações de gases, eliminando a correlação C_2H_6/CH_4 .

A Tabela 7 ilustra esta correlação.

Tabela 7: Concentração de gases segundo método *Rogers* sugerida pelo IEEE [58].

Casos	C_2H_2 / C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4 / C_2H_6	Diagnóstico de avaria sugerido
0	< 0.1	> 0.1 e < 1.0	< 1.0	Condições normais
1	< 0.1	< 0.1	< 1.0	Arco de baixa energia / descarga parcial
2	0.1 a 3.0	0.1 a 1.0	> 3.0	Arco-descarga de alta energia
3	< 0.1	> 0.1 e < 1.0	1.0 a 3.0	Sobreaquecimento-baixas temperaturas
4	< 0.1	> 0.1	1.0 a 3.0	Sobreaquecimento temperatura < 700 °C
5	< 0.1	> 0.1	> 3.0	Sobreaquecimento temperatura > 700 °C

A aplicação da metodologia do triângulo de *Duval* encontra-se generalizada e bastante difundida também em outros diagnósticos especiais, tais como a análise DGA ao óleo dos RTEC [57].

Esta metodologia baseia-se em rácios de metano, etileno e acetileno para a representação de um ponto no triângulo, mas a sua utilização só é viável se forem encontrados através dos métodos acima indicados (*Rogers* ou *Doernenburg*), valores de concentração de gases que o justifiquem [57].

A Figura 37 ilustra a aplicação do método do triângulo de *Duval*.

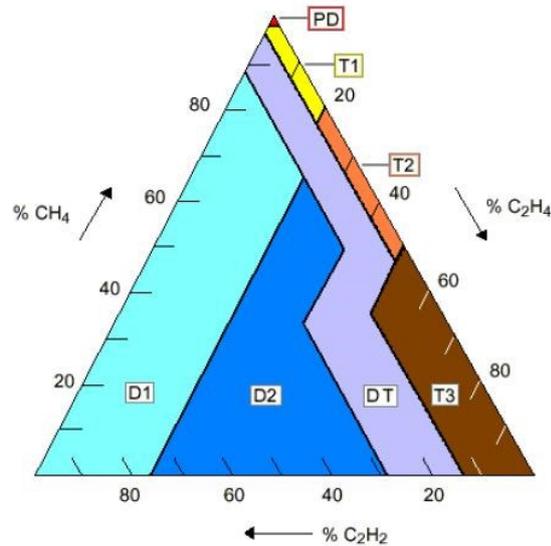


Figura 37: Triângulo Duval, para diagnóstico DGA [59].

Nesta Figura:

- PD corresponde a descargas parciais;
- T1 a defeito térmico inferior a 300 °C;
- T2 corresponde a defeito térmico entre 300 e 700 °C;
- T3 a defeito térmico superior a 700 °C;
- D1 a descargas de baixa energia;
- D2 a descargas de alta energia;
- DT um misto de defeitos térmicos e elétricos [59].

4.1.1.2. Análise de humidade

O conteúdo de água presente nos materiais isolantes faz aumentar a condutividade elétrica, reduzir o fator de dissipação e a resistência elétrica [46]. A determinação do teor de água é usada para dois métodos de diagnóstico. Em primeiro lugar encontra-se ligado à tensão de rutura, isto é, da segurança de operação do transformador. Em segundo lugar serve para estimar o progresso de envelhecimento e o restante tempo de vida do transformador. Neste caso, a parte interessante é o teor de humidade do isolamento, a qual é estimada indiretamente através de diagramas de equilíbrio de humidade. É prática comum utilizar a titulação colométrica de *Karl-Fischer* para a

determinação do teor de humidade absoluta no óleo [64]. Este processo baseia-se em dois passos, reação eletroquímica e química, que é específica para a água.

O conteúdo de água no óleo mineral é muito baixo. Por este motivo, na medição das quantidades de água são utilizados valores de ppm (partes por milhão), definidas por µg de água por grama de óleo [63]. Para transformadores com alguma idade ao serviço, para tensões inferiores a 69 kV, os resultados de até 35 ppm a 60 °C, são considerados aceitáveis. Para valores de 69 kV a 230 kV, através de um resultado de teste DGA de 20 ppm a 60 °C é considerado aceitável. Para mais de 230 kV, a humidade nunca deve exceder os 12 ppm a 60 °C. No entanto, a utilização de valores absolutos de água nem sempre garantem condições de segurança e a percentagem em peso seco deverá ser determinada. Desta forma, o isolamento funciona como papel absorvente, que absorve soberbamente a água, distribuindo-se de forma desigual, com maior percentagem no papel do que no óleo. A temperatura é outro fator importante na forma como a água se distribui entre o óleo e papel. Por intermédio da Tabela 8, podemos comparar os valores de água distribuídos no papel isolante e no óleo isolante.

Tabela 8: Comparação dos valores de água distribuída no papel e no óleo [59].

Temperatura °C	Água no óleo	Água no papel
20	1	3000 vezes mais do que no óleo
40	1	1000 vezes mais do que no óleo
60	1	300 vezes mais do que no óleo

Como conclusão pode-se afirmar que, à medida que a temperatura aumenta, a afinidade da água reduz-se para o papel isolante e aumenta para o óleo [47].

4.1.1.3. Análise de compostos furânicos

A causa comumente associada aos defeitos considerados graves com origem no papel isolante, é a sua degradação química. Como já anteriormente mencionámos, ambos os fenómenos degradam a resistência mecânica do papel, sem alterar a rigidez dielétrica deste.

Dado não existir a possibilidade da recolha de amostras do papel do transformador sem a sua descubagem e conseqüente paragem, os compostos furânicos dissolvidos no óleo,

principalmente o 2-furfuraldeído (2FAL), que se forma através das reações de degradação da celulose, tanto por via da pirólise, como da hidrólise, é o composto mais usado como indicador do estado de degradação do papel. Este composto é determinado a partir da cromatografia líquida de alta pressão e de alta resolução (Norma CEI 61198), sendo este o método mais utilizado para a determinação do nível de degradação do papel isolante, tendo como vantagem, a não perturbação do funcionamento normal do transformador, podendo ser mantido ao serviço, durante a recolha do óleo para análise [30].

4.1.2. Temperatura

Tradicionalmente, determina-se a temperatura de um transformador, medindo a temperatura do óleo na parte superior e inferior da cuba e com base nestes valores determina-se a temperatura dos enrolamentos.

Várias abordagens têm sido adotadas visando o desenvolvimento de sensores com o objetivo de os instalar nos enrolamentos dos transformadores. Os desenvolvimentos mais promissores recaem sobre soluções assentes em fibras óticas, utilizando para o efeito, sensores de cristal que convertem o feixe de luz de entrada numa característica de sinal ótico do sensor de temperatura [40]. Estes dispositivos mostraram resultados positivos em teste de fábrica e, em certa medida, em serviço. No entanto, alguns problemas técnicos de instalação dos sensores ainda estão por resolver, pois torna-se difícil determinar o local ideal para a sua instalação, dado que estes terão de estar expostos a condições de alta tensão, pelo que requerem elevada precaução, a fim de preservar a resistência elétrica e mecânica do sistema de isolamento. Um dos problemas atuais reside no facto destes necessitarem de ser instalados na fase de fabrico ou quando os transformadores se encontram em reparação [40].

Tendo em conta o anteriormente descrito, atualmente recorre-se a câmaras de infravermelhos para a deteção indireta das temperaturas em toda a estrutura do transformador, conforme ilustrado na Figura 38 [54].



Figura 38: Medição da temperatura utilizando câmaras infravermelhas [54].

4.1.3. Vibrações

A análise das vibrações produzidas quando o transformador se encontra ao serviço, está a ser seguida com o propósito de se obter um método fiável de diagnóstico da integridade mecânica dos enrolamentos. As vibrações podem ter origem em peças soltas, núcleo ou bobinas, rolamentos dos motores dos ventiladores ou das bombas de refrigeração [59]. A vibração pode ser detetada em diferentes frequências, em diferentes regiões do transformador, sendo causada por diferentes fontes. De acordo com a literatura, vibrações abaixo dos 100 Hz, são causadas pelo sistema de refrigeração como, por exemplo, os ventiladores e bombas de óleo. Vibrações acima dos 1000 Hz são causadas por elementos não relacionados com o estado do núcleo ou do enrolamento. Assim a gama da frequência de vibração, situa-se entre a frequência de alimentação (50 Hz na Europa) e múltiplos dessa frequência até aos 960 Hz [83].

Em condições normais de funcionamento, as principais fontes de vibração provêm do núcleo e dos enrolamentos. Esta vibração transmite-se para a cuba através do óleo de arrefecimento e através da estrutura sólida.

A vibração no enrolamento é causada pelas forças de *Lorentz*, que dependem da densidade da corrente e da densidade do fluxo de dispersão. Uma vez que o fluxo de

dispersão e a densidade de corrente têm diferentes direções, a densidade da força do enrolamento tem componentes nas direções radiais e axiais. Vale a pena mencionar que a vibração causada pelo enrolamento não é muito significativa em condições normais de funcionamento, mas significativa sob vários tipos de defeitos [83].

As vibrações no núcleo são causadas pelo processo de magnetostricção que descreve genericamente a variação das dimensões dos materiais ferromagnéticos quando sujeitos a campos magnéticos externos e que provocam alterações nas dimensões das lâminas do núcleo. Assim, estes efeitos também conhecidos por magneto elásticos são função da amplitude do campo magnético aplicado [96]. Além disso, sabe-se que estas forças têm uma frequência fundamental de 120 Hz.

Outra fonte de vibração do núcleo é o intervalo de ar produzido pela repulsão magnética entre laminações. Também têm uma frequência fundamental de 120 Hz.

No caso de existir um defeito como um curto-circuito, a integridade mecânica do transformador pode ser alterada. Certas alterações, tais como, a falta de pressão de fixação dos enrolamentos, conduzem a uma degradação do isolamento e desta forma, a resposta vibratória será alterada.

Em geral, a maior parte dos defeitos ocorridos num transformador, produzem deformações mecânicas nos enrolamentos e portanto, uma alteração na assinatura vibratória do transformador [83].

A medição e a análise das vibrações podem tornar-se uma tarefa complexa devido à variedade de fontes causadoras de vibrações, como sejam, a excitação primária, fluxos de dispersão, interações mecânicas, comutação de cargas entre outras [40].

4.2. Métodos de inspeção visual interna

Implica a abertura do transformador se se tratar de observação direta. Este método utiliza-se, sempre que seja necessário fazer uma avaliação correta dos possíveis danos no transformador, principalmente nos enrolamentos e núcleo.

Se forem de observação indireta, a inspeção interna pode ser realizada com um endoscópio. Geralmente este equipamento utiliza-se nos casos em que não é possível abrir o transformador.

4.3. Métodos de ensaio ao papel isolante

O mais importante destes é o método de determinação do grau de polimerização viscosimétrico médio do papel, sendo este ensaio o que permite medir de forma direta o grau de envelhecimento do isolante sólido e conseqüentemente a determinação da vida útil restante. Para ter acesso ao papel e proceder à recolha de amostras o transformador terá que ser aberto [32].

4.3.1. Medição do grau de polimerização do papel isolante (GP)

O tempo de vida útil de um transformador é determinado através do isolamento, constituído por papel isolante e óleo mineral, que envolve os enrolamentos. Sendo o óleo facilmente substituído ou reciclado, o mesmo não se poderá dizer do papel isolante, pelo que a sua preservação assume extrema importância. Muitos dos transformadores em utilização em todo o mundo, encontram-se já numa fase de fim de vida útil. A degradação do seu isolamento torna-se desta forma uma preocupação permanente sobre estas máquinas envelhecidas. Os materiais constituintes de um transformador degradam-se com temperaturas de funcionamento mais elevadas, na presença de humidade e de oxigénio.

Este ensaio só é possível com o isolamento do transformador, embora o estabelecimento da correlação da concentração de 2FAL/GP, baseada na concentração de furfuraldeído (2FAL) que é um composto furânico no óleo, seja importante para a obtenção de uma forma expedita de uma informação aproximada sobre o estado do papel isolante sem ter de isolar o transformador [51].

As boas propriedades mecânicas da celulose e dos seus derivados devem-se à sua natureza fibrosa e polimérica. O número de unidades monoméricas no polímero designa-se de grau de polimerização (GP) [46]. O valor inicial de GP da celulose é de cerca de 1200, sendo que no processo de secagem e condicionamento dos condutores, os valores de GP baixam para valores que podem variar entre 1000 e 900. Para valores de GP superiores a 500, a resistência mecânica mantém-se constante, mas quando estes valores de GP baixam de 500 para os 200, a sua resistência mecânica desce para valores de cerca de 50% dos valores originais e para valores abaixo de 200 o papel *kraft* deixa de ter resistência mecânica [30]. Podemos verificar através da Figura 39, a variação do grau de polimerização com a temperatura. Na Figura 40 apresenta-se, a influência do grau de GP na vida útil de um transformador.

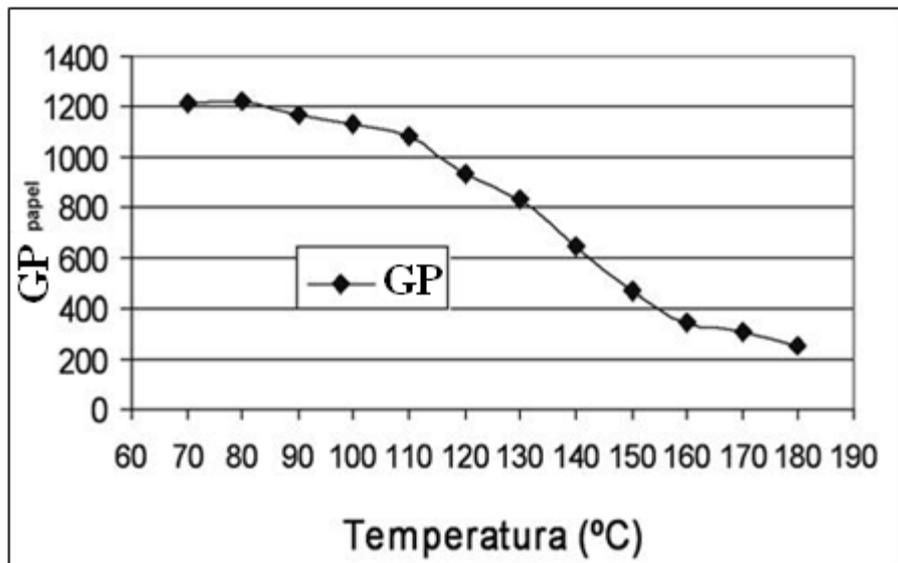


Figura 39: Processo de envelhecimento do isolamento de um transformador [51].

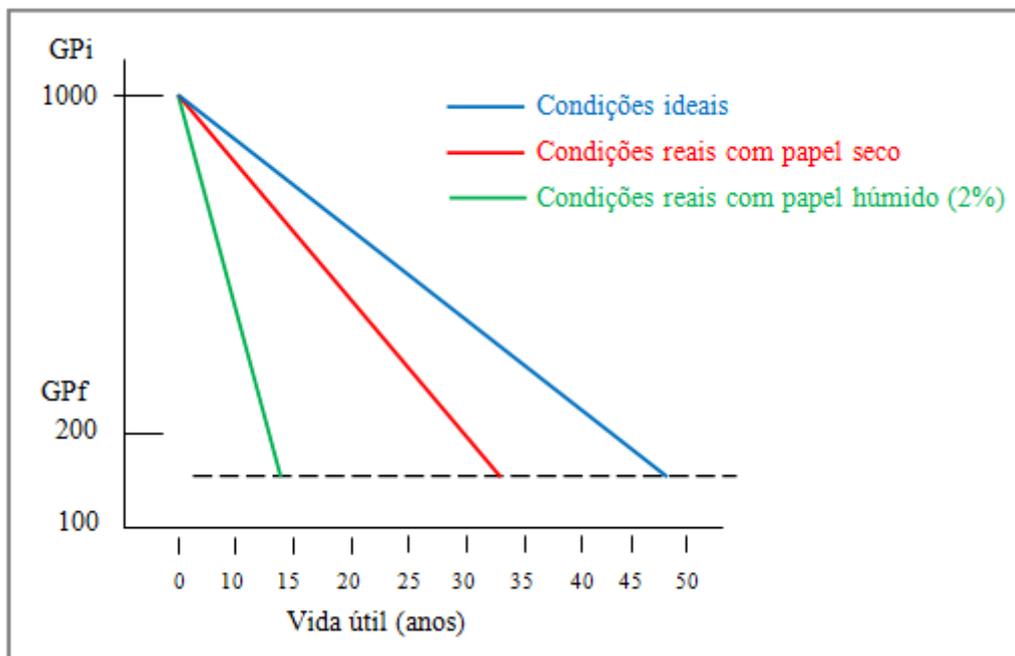


Figura 40: Variação de GP ao longo do tempo de vida de um transformador [30].

4.4. Métodos de ensaio elétricos

Dentre os vários métodos de ensaio elétricos, utilizados para a caracterização do estado dos transformadores, destacam-se os seguintes:

- Medição da razão de transformação, com o objetivo de detetar problemas

- elétricos como por exemplo, curto-circuitos entre espiras, ou problemas no mecanismo da regulação de tensão em carga;
- Análise de resposta em frequência, com o objetivo de detetar distorções mecânicas dos enrolamentos;
 - Medição da resistência dos enrolamentos, com o objetivo de detetar descontinuidades nos condutores, problemas de contactos no regulador de tensão em carga e nas ligações das travessias;
 - Medição da resistência de isolamento, com o objetivo de detetar defeitos de isolamento nos enrolamentos;
 - Medição da capacitância, com o objetivo de detetar deslocamentos nos enrolamentos;
 - Medição da corrente de excitação serve para a deteção de avarias no circuito magnético e nos enrolamentos de transformadores, sejam eles monofásicos ou trifásicos;
 - Medição das descargas parciais, visando a medição do nível de descargas parciais num determinado equipamento, para uma dada tensão;
 - A medição do fator de dissipação dielétrica (enrolamentos e travessias) constitui um parâmetro dielétrico muito importante para a avaliação do estado geral de um sistema de isolamento, referindo-se às perdas dielétricas dos materiais isolantes.

4.4.1. Medição de descargas parciais

O ensaio de descargas parciais é um ensaio não destrutivo que visa a medição do nível de descargas parciais num determinado equipamento, para uma dada tensão, onde coabitam diversos tipos de isolamentos (sólido, gasoso e líquido). É comumente sabido que as descargas parciais num transformador conduzem à deterioração do seu isolamento ao ponto de o destruir. Este fenómeno situa-se em cavidades de constante dielétrica diferente da do material que a rodeia. Os impulsos das descargas parciais geram no seu ponto de origem, ondas eletromagnéticas, ondas acústicas, aquecimento

local e reações químicas. Teoricamente, se estes fenómenos fossem detetados, constituiriam possíveis indicadores de defeito de descarga parcial. Atualmente os métodos aplicados para a deteção de descargas parciais, são baseados em técnicas acústicas, técnicas elétricas ou a combinação de ambas [40]. As descargas parciais podem também ser detetadas indiretamente através de análises realizadas ao óleo, medindo as concentrações dos subprodutos gerados pelas descargas parciais [37].

A Figura 41 ilustra um exemplo de ensaio para deteção de descargas parciais, através do método elétrico.

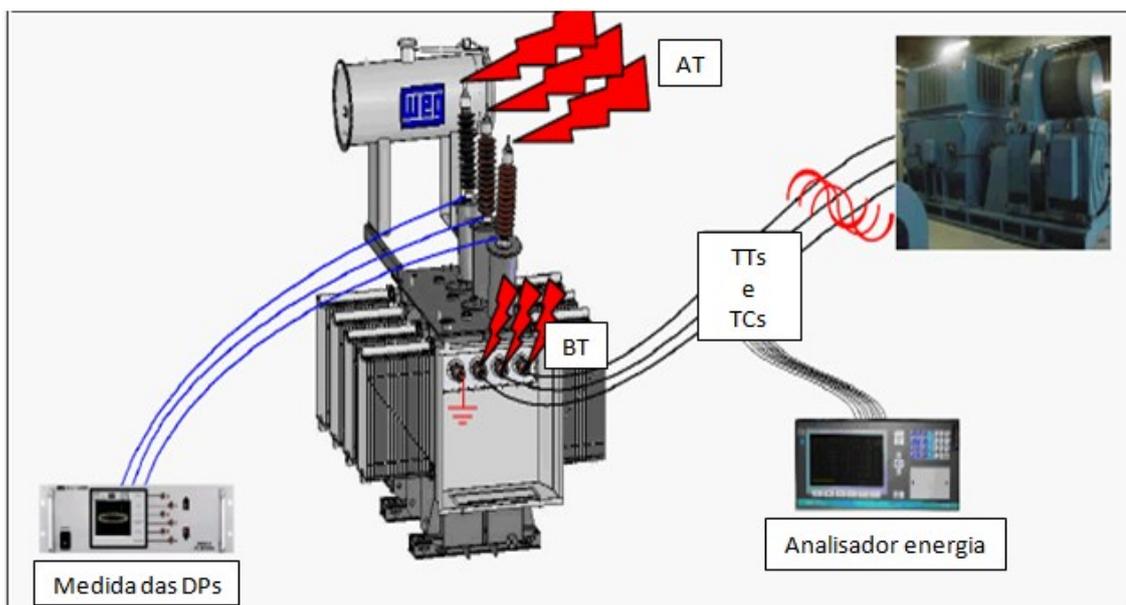


Figura 41: Ensaio de descargas parciais [52].

O método acústico para a deteção de descargas parciais oferece boa sensibilidade, para muitos tipos de fontes de descargas parciais e em algumas situações permite a deteção dessas fontes. Como vantagem a técnica acústica permite o ensaio com o transformador energizado e não é suscetível de interferir com fontes externas [44].

As seguintes condições podem ser determinadas durante a medição de descargas parciais [62]:

- Verificar se uma descarga parcial ocorre acima de um determinado valor de tensão pré-definido;
- Determinar os valores de tensão a partir dos quais se iniciam as descargas

- parciais e o valor onde a descarga parcial cessa, diminuindo a tensão aplicada;
- Determinar a intensidade da descarga parcial para uma tensão pré-definida.

A verificação da presença das descargas parciais e a sua localização é de extrema importância, na medida em que este defeito pode evoluir para um defeito mais grave como, por exemplo, a produção de arco elétrico que poderá colocar em causa a sobrevivência do transformador, a segurança das pessoas e de bens [32]. Através da Figura 42, podemos verificar a evolução de um defeito de descargas parciais no seio do isolamento de um transformador.

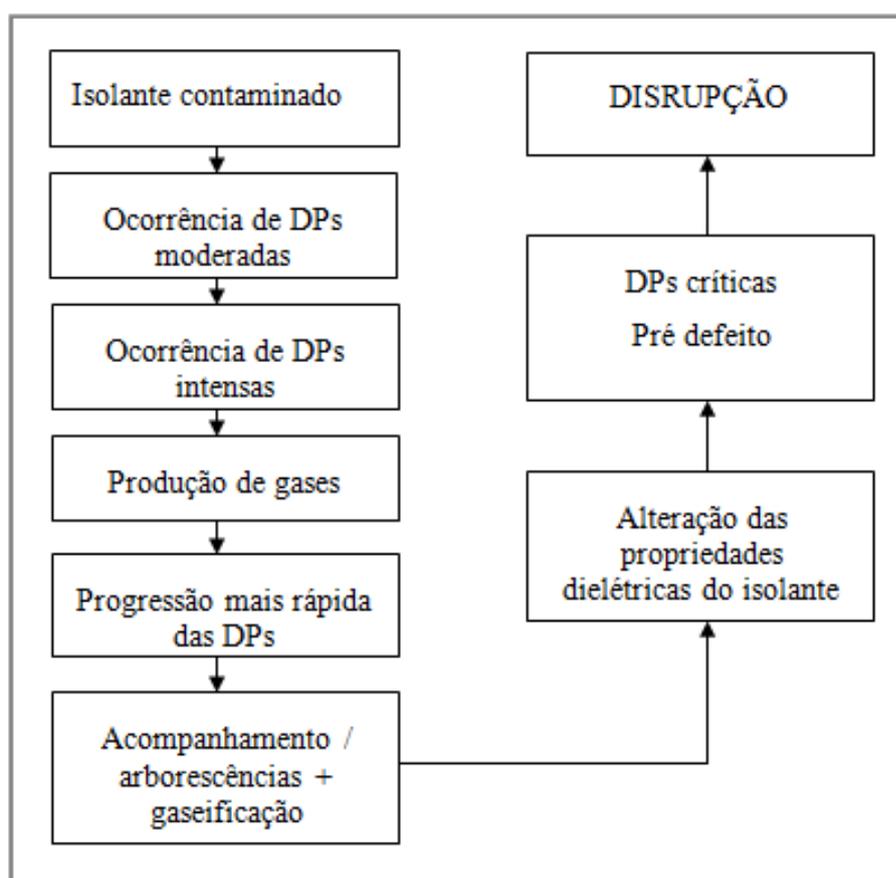


Figura 42: Evolução das descargas parciais [32].

4.4.2. Indutância de fugas

A medição da indutância de fugas é um método que visa a deteção de alterações na geometria dos enrolamentos.

Normalmente geram-se correntes elevadas num sistema de potência, quando ocorre um curto-circuito. Esta corrente elevada ao passar nos enrolamentos cria um campo magnético dentro e em redor dos enrolamentos, o qual gera forças de acordo com a Figura 43. Essas forças atuam radialmente para fora nos enrolamentos exteriores (AT) e radialmente para dentro dos enrolamentos internos (BT). Desta forma tendem a separar o enrolamento de BT e de AT. O enrolamento BT é empurrado na direção do núcleo. O enrolamento AT sofre esmagamento sobre si mesmo. As deformações sofridas pelos enrolamentos poderão afetar a trajetória do fluxo de dispersão [93].

A partir dos valores medidos em fábrica da impedância de curto-circuito, a diferença entre a relação de dispersão medida nas três fases deve situar-se nos 3%, [93]. A percentagem da impedância de curto-circuito não deve variar mais do que 1% relativamente aos valores nominais da máquina.

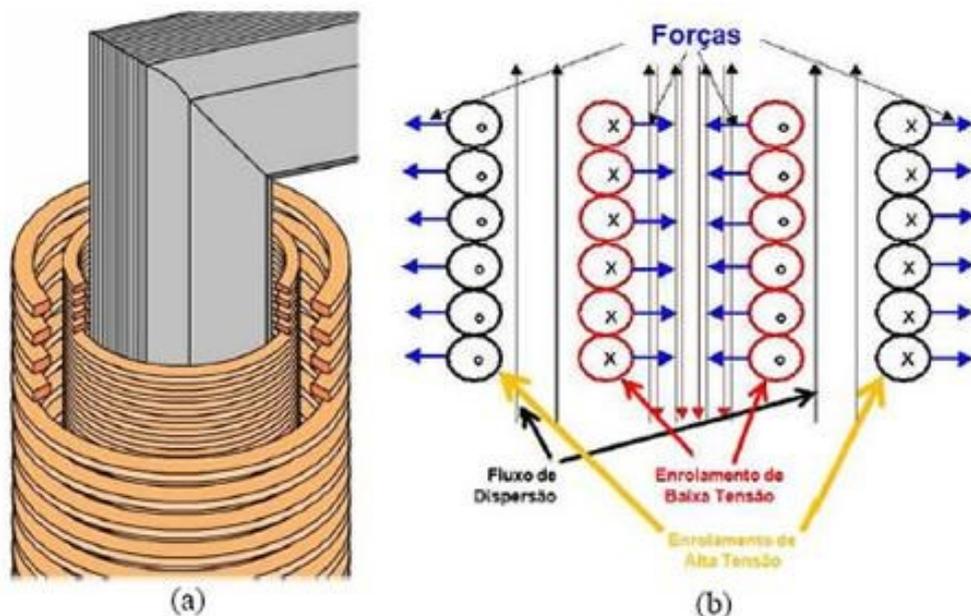


Figura 43: Disposição dos enrolamentos (a), forças exercidas nos enrolamentos (b) [93].

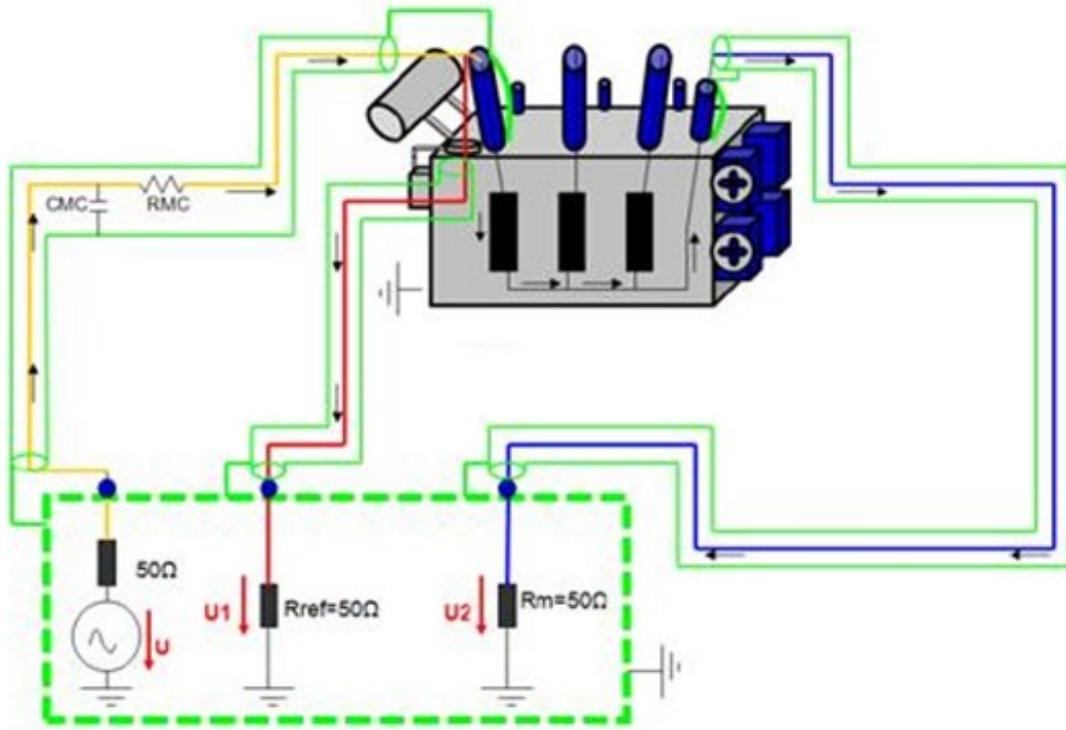
O teste da indutância de dispersão é realizado curto-circuitando o enrolamento de baixa tensão e aplicando uma tensão teste nos enrolamentos da alta tensão, isto para minimizar o efeito da reactância de magnetização.

4.4.3. Análise da resposta em frequência (FRA)

Os enrolamentos dos transformadores têm uma assinatura única que é expressa por uma função de transferência, refletindo as variações dos seus parâmetros internos em função da frequência, como resistências, indutâncias e capacitâncias. A análise de resposta em frequência, geralmente conhecida como FRA (*Frequency Response Analysis*), é uma poderosa técnica de teste de diagnóstico. A resposta em frequência ou a medição da razão de transformação, utilizando uma vasta faixa de frequências, geralmente compreendida entre os 10 Hz e os 20 MHz, consiste na medição da impedância, admitância e/ou amplitudes de tensão de enrolamentos. As medições efetuadas aos transformadores em bom estado fornecem um diagrama de resposta em frequência de referência [93]. A obtenção deste valor de referência é bastante importante, porque é com ela que serão comparadas as futuras medições de resposta em frequência, realizadas após a ocorrência de eventos no sistema e que poderiam ter danificado os enrolamentos do transformador [53].

Na prática injeta-se num dos lados do transformador um impulso, medindo-se o espectro do impulso e a sua resposta no outro terminal, obtidos através da aplicação da Transformada de Fourier. A função de transferência é obtida desta forma através da divisão dos dois espectros. A Figura 44 ilustra o esquema de ensaio da função de transferência e a Figura 45, a obtenção da função de transferência.

Este método surge como alternativa à análise de métodos de diagnóstico no domínio do tempo (método por impulso de tensão reduzida), sendo um dos métodos frequentemente utilizados para diagnosticar deformações nos enrolamentos dos transformadores [40].



Analizador FRA

Figura 44: Esquema das ligações para o ensaio da função de transferência [94].

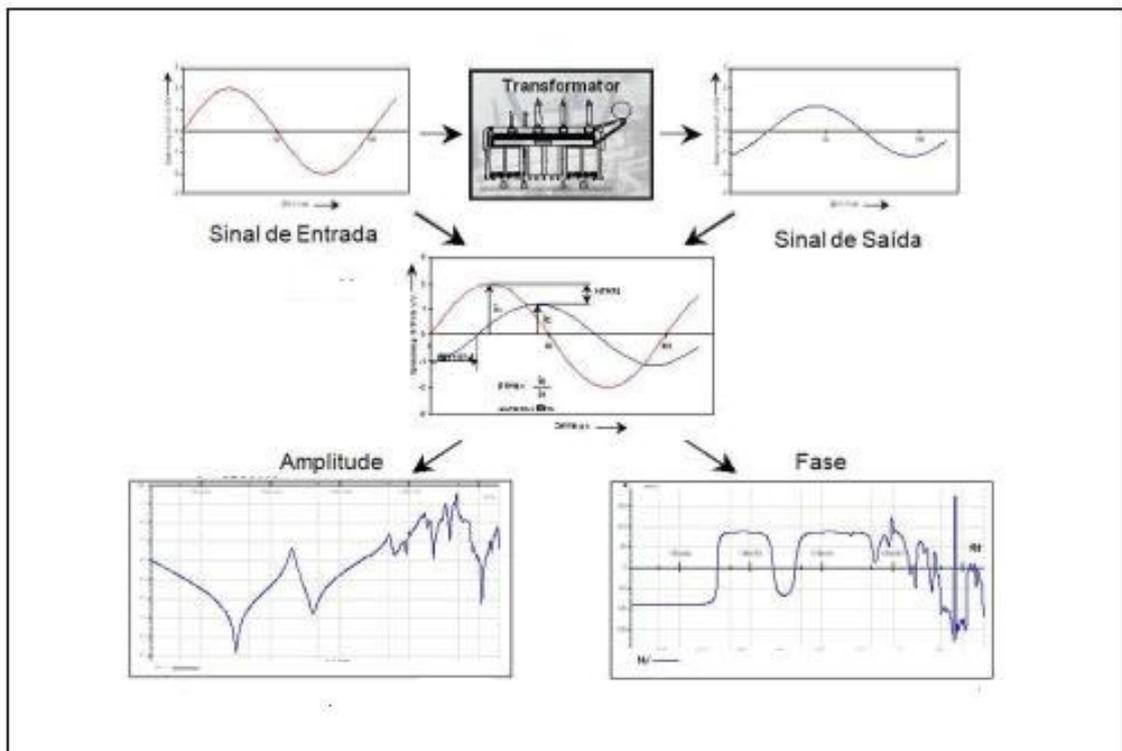


Figura 45: Representação da obtenção da função de transferência [53].

Neste ensaio, injeta-se o sinal na bobina de alta tensão, H1, sendo realizada a medição na bobina de baixa tensão, x1, conforme lustrado na Figura 44, onde o condutor amarelo representa a injeção de sinal, o vermelho de tomada de sinal de referência, e o condutor azul o de medição. Os terminais opostos das bobinas são curto-circuitados e ligados à terra. Desta forma são gerados os gráficos de amplitude e esfasamento da impedância do transformador em função da frequência, conforme ilustrado na Figura 45 [53].

Esta técnica apresenta como principal desvantagem, a necessidade de colocar o transformador fora de serviço.

Atualmente encontram-se disponíveis equipamentos portáteis que permitem efetuar o ensaio no local onde o transformador se encontra instalado, tal como o apresentado, a título de exemplo, na Figura 46 (FRA da OMICRON)



Figura 46: Analisador FRA [92].

4.4.4. Corrente de excitação

A medição da corrente de excitação, efetua-se através da realização de um ensaio monofásico em vazio. A corrente de excitação é a corrente que flui num dos enrolamentos quando o outro é mantido em aberto e apresenta aos seus terminais a tensão nominal para a qual foi projetado.

Este ensaio serve para a deteção de avarias no circuito magnético e nos enrolamentos dos transformadores, sejam eles monofásicos ou trifásicos. Os resultados são comparados com uma medição de referência, ou na indisponibilidade desse valor, com o valor homólogo de um transformador idêntico. Nos transformadores trifásicos, os resultados podem também ser comparados entre as fases do transformador. Nas ligações triângulo/estrela e estrela/triângulo, a corrente de excitação será maior nas duas fases extremas do que na fase do meio. Somente as fases dos extremos poderão ser comparadas [59]. A diferença entre os valores de corrente das diferentes fases deverá ser menor que 5% [59]. De uma forma geral, se existir um problema interno, estas diferenças serão muito superiores.

A utilização deste método também implica a colocação do transformador fora de serviço [40].

4.4.5. Medição da resistência de isolamento

É um teste utilizado para a medição da qualidade do isolamento de cada um dos enrolamentos em relação à terra e entre os enrolamentos. Os valores da resistência de isolamento variam com a temperatura, com a humidade e com a presença de partículas que se encontram em suspensão no seio do óleo, ou que se encontram depositadas no interior do transformador [32].

O ensaio consiste na aplicação de alta tensão contínua, normalmente entre 1,5 a 10 kV num determinado intervalo de tempo (cerca de 1 minuto), sendo que estes valores de tensão e tempos se encontram descritos nas normas de fabricação dos equipamentos a ensaiar. Este teste deverá ser realizado antes e após uma reparação ou durante uma ação de manutenção ao transformador, devendo os resultados obtidos serem guardados para comparação de futuras medições. Os valores do teste deverão ser normalizados para uma temperatura de 20 °C, para efeitos de comparação. A regra geral para obter valores

aceitáveis de isolamento é de 1 MΩ para 1000 V [55]. Os valores aceitáveis da resistência de um bom isolamento estão apresentados na Tabela 9.

A corrente de absorção é a que resulta da polarização molecular e do movimento dos elétrons. Esta decai com o tempo de aplicação da tensão a um ritmo cada vez menor.

Tabela 9: Valores típicos da resistência de isolamento [55].

Tensão (kV)	Resistência de isolamento (MΩ)				
	20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C
6.6	400	200	100	50	25
6.6 a 19	800	400	200	100	50
22 a 45	1000	500	250	125	65
≥ 66	1200	600	300	100	75

4.4.6. Razão de transformação

A medição da relação entre espiras é bastante útil para a deteção de espiras em curto-circuito ou para detetar circuitos abertos nos enrolamentos do transformador. Espiras em curto-circuito podem resultar de defeitos de isolamento. Este ensaio basicamente compara, o número de espiras do enrolamento primário com o número de espiras do enrolamento secundário. Este teste deve ser realizado em cada tomada do RTEC. Também serve para verificar a polaridade do enrolamento.

A razão entre as espiras não deverá ultrapassar os 0,5% da razão entre as tensões nominais dos enrolamentos, obedecendo aos padrões do fabricante [59]. As medições são realizadas através da aplicação de uma tensão reduzida (220V) ao enrolamento AT (por uma questão de segurança), medindo a tensão induzida no enrolamento de BT correspondente, comparando-se desta forma os resultados obtidos com a razão de transformação existente na placa de características do fabricante, (Figura 47). Para esta medição são utilizados dois voltímetros AC ligados, simultaneamente, aos dois enrolamentos (um ligado ao enrolamento AT e o outro ligado ao enrolamento BT), sendo o teste realizado em todas as tomadas de regulação de tensão do transformador.

Após a leitura nos dois voltímetros, realiza-se o cálculo da razão de transformação. A polaridade de um transformador é determinada pelas ligações internas e indicada na placa de identificação do transformador. A polaridade de um transformador torna-se fundamental para efetuar o paralelo entre transformadores.

Os resultados dos testes da razão de transformação e de polaridade podem depois ser comparados com as especificações do fabricante.



Figura 47: Chapa de características para comparação de resultados [EDP].

4.4.7. Medição da resistência dos enrolamentos

A resistência dos enrolamentos é medida no terreno com o objetivo de detetar anomalias nos contatos, condutores partidos e resistências de contactos nos reguladores de tensões. Adicionalmente possibilita uma análise ao comportamento transitório na mudança de tomada do regulador de tensão. Visto que a resistência varia com a temperatura, torna-se necessário medir e efetuar o registro destes dois parâmetros, para que se converta o valor medido da resistência, num valor de temperatura padrão para desta forma, possibilitar a comparação de vários ensaios.

A correção dos valores da temperatura é descrita conforme a seguinte expressão [21]:

$$R_S = R_m \frac{T_K + T_S}{T_K + T_m} \tag{12}$$

Onde,

- T_s é a temperatura de referência pretendida;
- T_m é a temperatura à qual a resistência foi medida;
- R_s é a medida da resistência à temperatura T_s ;
- R_m é a medida da resistência;
- T_k é o valor da temperatura para o cobre (234,5 °C) e para o alumínio (225 °C).

As resistências do enrolamento do transformador poderão ser medidas através do método de injeção de uma corrente de valor conhecido nos enrolamentos do transformador ou através do método da ponte [25].

4.4.8. Fator de dissipação ou tangente (δ) e capacitância

Juntamente com a medição da tangente (δ), deve-se medir a capacidade do sistema de isolamento (capacitância), pois permitir-nos-á determinar possíveis deslocamentos dos enrolamentos, pela ação de esforços eletrodinâmicos provocados por curto circuitos.

A tangente delta é um parâmetro dielétrico muito importante para a avaliação do estado geral de um sistema de isolamento, referindo-se às perdas dielétricas dos materiais isolantes.

Quando se aplica uma tensão alternada a um isolante, a corrente de fuga resultante, possui duas componentes: a capacitiva e a resistiva [66].

Quando se trata de um isolante perfeito, a corrente será puramente capacitiva encontrando-se em avanço 90° em relação à tensão, mas na prática este ângulo será menor do que 90°, devido às perdas nominais do dielétrico. A deterioração do isolamento faz aumentar a componente resistiva da corrente de fugas. O fator de dissipação ou de perdas, define-se como a razão entre a componente resistiva e a componente capacitiva da corrente de fugas ou tangente (δ), onde delta representa o ângulo de perdas.

Um valor reduzido de ensaio da tangente (δ) constitui um indicador de baixos valores de perdas dielétricas, ou seja, que o isolamento se encontra em boas condições.

Para transformadores de potência de boa qualidade, novos com isolamento de óleo e papel os valores do fator de dissipação são, geralmente, inferiores a 0,5%. Este

resultado é publicado pelas normas e por outros elementos bibliográficos, tais como, os descritos na Tabela 10 relativos ao estabelecido pelo IEEE Std. 62-1995 [94].

Tabela 10: Valores típicos de FD [94].

Transformador	Condições de Isolamento		
	Bom	Aceitável	Deve ser investigado
Novo	FD < 0.5%	-	-
Antigo ao serviço	FD < 0.5%	0.5% < FD < 1%	FD > 1%
Todos os valores medidos a 20 °C			

Para além da comparação com os valores limites apresentados na Tabela 10 configura-se igualmente importante comparar os valores obtidos com valores de referência do equipamento sob teste.

Devido ao fenómeno de efeito pelicular e do efeito da polarização do meio dielétrico perante a variação de frequência, os resultados dos testes do fator de dissipação e da capacitância deverão ser representados sob a forma gráfica, dando origem a uma espécie de "impressão digital" do transformador, importante para comparações futuras. Com a variação da frequência, o fator de dissipação do transformador tende a aumentar, enquanto o valor de capacitância se deverá manter constante.

Este processo de medição pode resumir-se a um circuito equivalente simplificado de parâmetros concentrados do sistema de isolamento do transformador, constituído por uma resistência em paralelo com um condensador, conforme ilustrado na Figura 48 (nesta Figura, R representa a componente resistiva e C a componente capacitiva). Os resultados obtidos poderão ser mais facilmente entendidos por intermédio de um diagrama fasorial, tal como ilustrado na Figura 49.

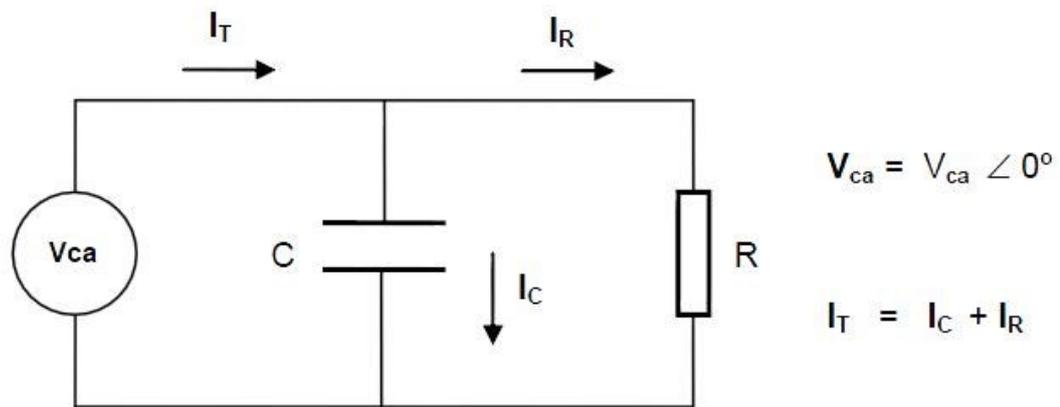


Figura 48: Circuito equivalente simplificado [66].

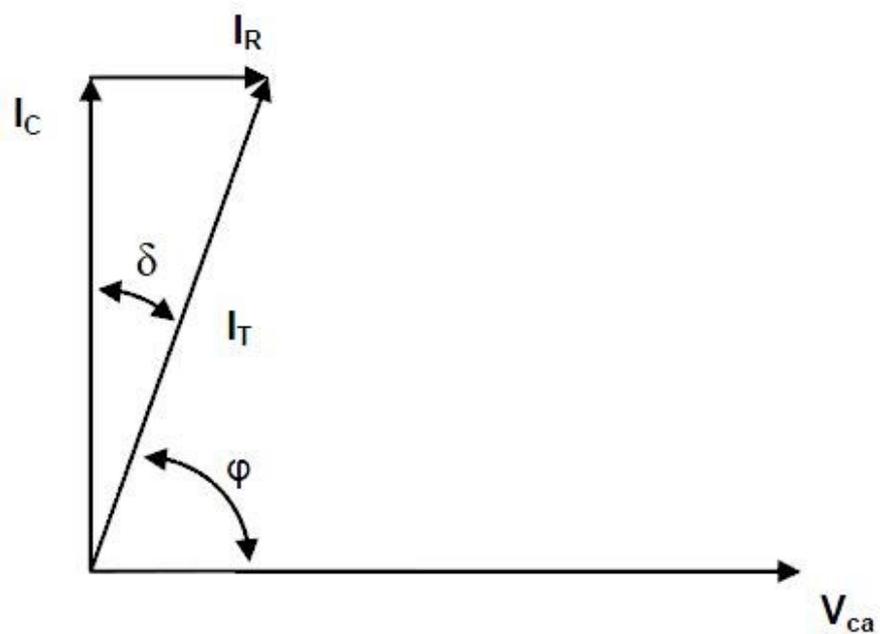


Figura 49: Diagrama fasorial [66].

Onde,

- V_{ca} é a tensão alternada aplicada;
- I_T a corrente total;

- I_C a corrente capacitiva total ou componente reativa;
- I_R a corrente resistiva, ou componente ativa;
- ϕ o ângulo de potência;
- δ ou Δ o ângulo de perdas ($90^\circ - \phi$).

A análise dos resultados também é efetuada em função do fator de potência do isolamento, $\cos(\delta)$.

A realização deste teste requer a colocação do transformador fora de serviço.

5. Estratégias de manutenção e monitorização

As estratégias de manutenção associada aos transformadores de potência diferenciam-se da de outros ativos de rede, devido a uma série de razões entre as quais se destacam [65]:

- O custo de aquisição em relação ao custo de Operação e Manutenção (O & M) é muito elevado;
- As incertezas associadas à evolução da taxa de avarias com a idade do ativo são elevadas;
- As avarias tendem a ser de natureza aleatória;
- Geralmente não são estabelecidos critérios para o fim de vida técnico.

Por todas as razões anteriormente apresentadas, quando as tradicionais ferramentas económicas são aplicadas à gestão de um transformador, invariavelmente, o adiamento do investimento de capital é a opção preferida.

5.1. Manutenção

Manutenção é o conjunto de ações cuja finalidade é a de executar as operações necessárias para que os equipamentos sejam preservados num estado capaz de assegurar um determinado serviço, por um custo mínimo global. Em termos de operações pretende-se que seja permitida uma normal execução das funções para as quais foram concebidos nas melhores condições de segurança, de qualidade e de custo. Manutenção implica operações de lubrificação, observação, reparação e melhoramentos, visando a conservação do estado do equipamento [68].

A manutenção começa muito antes do aparecimento da primeira avaria de um equipamento. Começa ainda na fase de projeto e conceção, por ser nesta fase que a manutibilidade, ou seja, a capacidade de ser mantido, que a disponibilidade, a fiabilidade e a durabilidade são pré-determinados. Desta forma é impreterível que a manutenção esteja presente na instalação, no ato de instalação e no início do funcionamento do transformador. A missão da manutenção é tripla, ou seja, necessidade permanente ou periódica de vigilância, de ações paliativas e ações de reparação e por último, ações preventivas, com a recolha e tratamento dos dados recolhidos no ato.

No plano económico, a manutenção permite a otimização do equipamento de forma a reduzir ao mínimo o rácio despesas de manutenção versus custos de paragem do transformador.

5.1.1. Tipos de manutenção

Com a finalidade básica de manter os equipamentos a funcionar na maior parte do tempo e a reduzidos custos, a manutenção dependendo da forma como é executada, pode ser dividida em vários tipos. A Figura 50 ilustra os diferentes tipos de manutenção existentes.

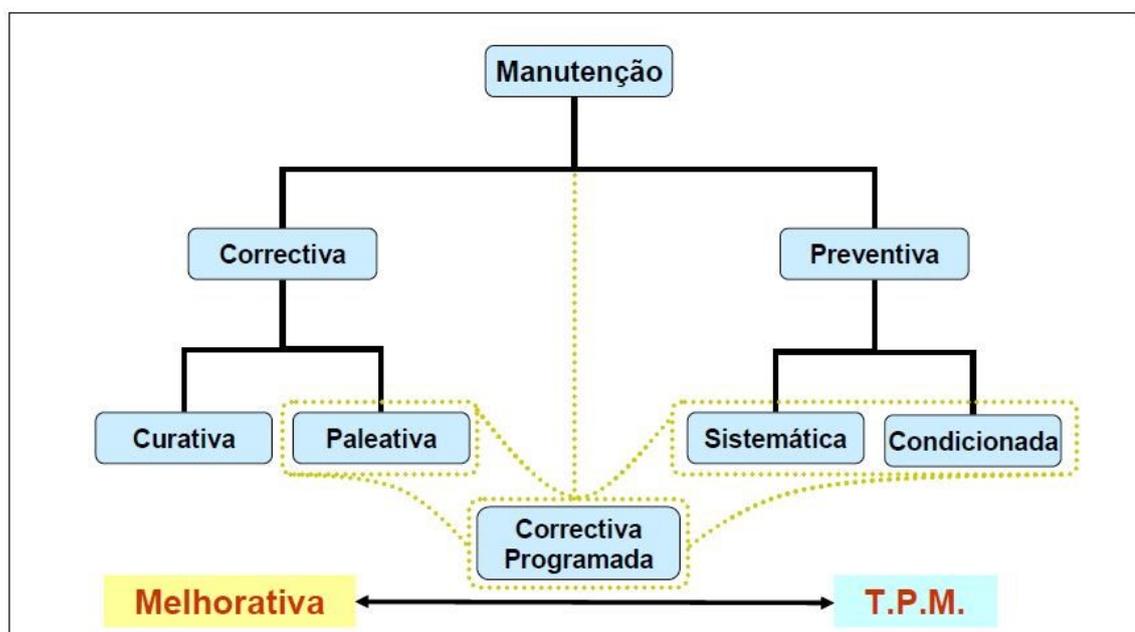


Figura 50: Tipos de manutenção [69].

Manutenção Corretiva representa um conceito introduzido em 1957, com o objetivo de evitar avarias nos equipamentos, sendo expandido para ser aplicado na melhoria dos equipamentos de forma que a avaria possa ser eliminada (melhorando a fiabilidade). O objetivo é o de melhorar a fiabilidade dos materiais e equipamentos da manutenção e da segurança [70]. A manutenção corretiva é aquela que se realiza depois de detetada uma avaria e destinada a restaurar a aptidão do equipamento para a realização dessa função [69]. Estes trabalhos de reparação de avarias são realizados sem aviso prévio, sem que o gestor da manutenção possa sequer ter planeado esse trabalho.

Manutenção Corretiva Curativa reporta à ação corretiva total, cujo objetivo é a de tratar a causa da cessação da aptidão operacional do equipamento, sendo precedida de análise das causas que lhe deram origem, com a finalidade de verificar a existência de degradação forçada ou natural, sendo objeto de relatório após a ocorrência.

Manutenção Corretiva Paliativa reporta ao trabalho realizado após a ocorrência de uma avaria, com a cessação da aptidão, mas somente de forma provisória, ou seja, deixando o equipamento a funcionar e a ação curativa futuramente programada.

Manutenção Preventiva foi um conceito introduzido em 1951, ao qual corresponde uma espécie de *check-up* físico do equipamento para evitar avarias nos equipamentos e prolongar a sua vida útil. É composto por atividades de manutenção as quais são realizados após um determinado período de tempo ou quantidade de uso da máquina. Como o próprio nome sugere, a manutenção preventiva, consiste num trabalho de prevenção de defeitos que possam originar a paragem ou diminuição do rendimento dos equipamentos em operação. Realiza-se em intervalos de tempo pré-determinados ou de acordo com critérios prescritos com o objetivo de reduzir a probabilidade de avaria de um equipamento. O objetivo deste tipo de manutenção é o de limitar o aparecimento de avarias, aumentando desta forma a sua disponibilidade.

Manutenção Preventiva Sistemática baseia-se na realização de ações em períodos de tempo previamente estabelecidos, ou segundo um número previamente definido de unidades de utilização, como por exemplo, horas de funcionamento ou peças produzidas. A partir dos registos sistemáticos efetuados, objetiva-se o conhecimento do estado da máquina. Sob o ponto de vista da gestão, esta diferencia-se da manutenção preventiva condicionada, porque o trabalho de inspeção, repete-se de forma sistemática a períodos de tempos fixos pré-determinados, enquanto na manutenção preventiva condicionada, só se atua quando existem indícios de anomalias. A dificuldade deste tipo de ações está associada à necessidade de efetuar uma programação assertiva, tendo em conta a fiabilidade dos vários componentes. Muitas das vezes procedem-se a substituições de peças sem qualquer justificação e também não se detetam quaisquer avarias em estágios ditos incipientes. Para além destes inconvenientes, esta ação, obriga a longas paragens dos equipamentos para ensaios, diminuindo desta forma a sua disponibilidade.

A Manutenção Preventiva Condicionada ou Preditiva é um tipo de manutenção subordinada à evolução dos parâmetros funcionais dos equipamentos, para que daí sejam tomadas decisões quanto ao momento ideal de uma determinada ação de manutenção. A decisão será tomada no momento em que existam evidências visíveis de defeito que possam surgir a um qualquer momento ou quando é atingido um patamar pré-determinado de degradação [69]. É a partir da recolha dos resultados obtidos pelas equipas de inspeção da manutenção (controlo de vibrações, ruídos, análise ao óleo, temperatura, entre outros), que se pretende identificar as avarias ainda em fase incipiente, determinando-se a partir daqui o tempo ideal da intervenção. Atualmente a manutenção preventiva condicionada poderá estar a ser acompanhada pela monitorização em tempo real de sistemas computadorizados, com o objetivo de observarem o comportamento dos principais parâmetros do equipamento como, por exemplo, a tensão, a corrente, vibrações, níveis de pressão de temperatura, gases, entre outros e a partir daí, atuarem em conformidade com os parâmetros recolhidos. A vantagem deste tipo de manutenção em relação à preventiva sistemática é a de não existir a necessidade de colocação do transformador fora de serviço, para efetuar ensaios que o justifiquem, como os ensaios elétricos.

Manutenção Programada é o tipo de manutenção preparada no seu devido tempo, em que se programam as tarefas, os métodos, os materiais necessários, as ferramentas a utilizar, a mão-de-obra, o tempo necessário e o momento recomendável para as intervenções de manutenção [69].

A Manutenção Melhorativa envolve o estudo, o projeto e a realização de algumas alterações nos equipamentos no sentido de reduzir ou eliminar operações de manutenção, de melhorar o MTTR (*Mean Time To Repair*), ou seja, a média do tempo de reparação de uma avaria e MTBF (*Mean Time Between Failures*), ou seja, a medida de tempo entre uma avaria e a futura avaria em componentes críticos / condicionantes, e/ou alterações de aspetos legais [69].

A Manutenção Produtiva total ou *Total Productive Maintenance* (TPM) corresponde, segundo vários autores [70], ao futuro da manutenção em geral, isto porque a sua envolvência é de caráter global e pressupõe o envolvimento de toda uma organização. O TPM pode considerar-se uma evolução lógica dos modelos de manutenção. A TPM nasceu no Japão, nos inícios dos anos 70, decorrente da implantação da técnica

produtiva *kanBan*, numa das empresas da Toyota (Nippon Denso) [70]. Este tipo de manutenção veio complementar a metodologia *Lean*, também já implementada na Toyota nos anos 50 [68] [69] [70].

Os principais pilares que sustentam esta metodologia, estão estruturados por forma a representar os pilares de uma habitação. Desta forma tal e qual uma casa, os alicerces e a base formam a sustentação de toda a construção. Na base dos pilares TPM, encontra-se a metodologia 5S, sendo este um fator chave para o sucesso e sustentação da implementação. Através da Figura 51, podemos verificar os (oito) pilares em que o TPM se sustenta.

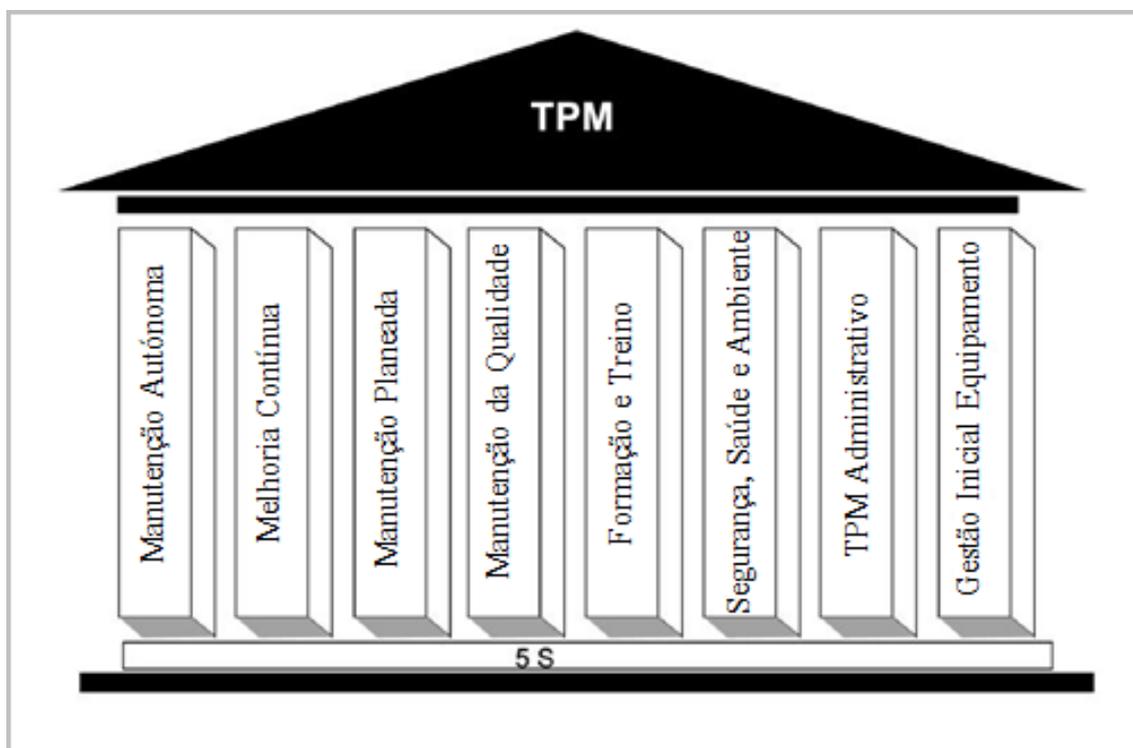


Figura 51: Pilares de sustentação TPM [70].

5.2. Exemplos de estratégias de manutenção em transformadores das subestações da EDP

O departamento de manutenção e conservação de subestações da EDP distribuição, utiliza critérios de manutenção bem definidos, no que respeita aos transformadores de potência, nomeadamente, de 60/15kV. Os critérios de manutenção assentam em ações

de manutenção preventiva sistemática e a partir daqui, poderão ser traçados outros planos de manutenção. Para o cumprimento desse plano, são definidas ações baseadas na periodicidade. Para tal estão definidos três níveis de instalação (A, B e C), os quais estão relacionados com a geografia de instalação dos transformadores, por exemplo, transformadores situados nas cidades capitais de distrito ou em localidades com mais de 25000 clientes e dentro de paredes encontram-se no nível A, tendo neste caso uma periodicidade anual, o nível B em localidades com um número de clientes compreendido entre os 2500 e 25000, de dois em dois anos e o C nos restantes locais a cada três anos.

No decurso das ações relativas à MPS (manutenção preventiva sistemática), para além da inspeção que consta no plano da ação visual, são realizados ensaios elétricos e não elétricos. Dos ensaios elétricos destacam-se, os ensaios às proteções do transformador e respetivos disparos, verificação do funcionamento do comando do regulador de tensão em carga, a relação de transformação, corrente de excitação, resistência de contactos do seletor e do ruptor, resistência dos enrolamentos, resistência de isolamento, encravamentos elétricos e mecânicos nas tomadas extremas do regulador de tensão. Dos ensaios não elétricos destacam-se os ensaios ao óleo do transformador, como o caso das análises físico-químicas, análises cromatográficas e compostos furânicos (de acordo com as especificidades técnicas do óleo), sendo que para este efeito as equipas de manutenção, limitam-se a recolher o óleo de amostra e enviar para o departamento que procede a estes ensaios (Labelec). A recolha das amostras do óleo têm uma periodicidade anual para todos os transformadores.

Na fase da MPS também se efetua o registo máximo da temperatura do óleo e dos enrolamentos (imagem térmica) e também a inspeção visual dos exsiccadores de ar.

A Figura 52 ilustra o tipo de equipamentos utilizados e a Figura 53 ilustra os resultados de um ensaio aos enrolamentos do regulador de tensão em carga, na fase de descida das tomadas de um transformador 15 MVA de uma subestação móvel.

Adicionalmente, estas equipas procedem ainda à medição da corrente de excitação do transformador do lado AT, bem como do ângulo de fase entre a tensão de teste aplicada e a tensão induzida.

A Figura 54 ilustra o tipo de equipamento de medida utilizado e a Figura 55, a utilização do aparelho com os resultados da medição da razão de transformação num transformador de 15 MVA.



Figura 52: Equipamento de medição da resistência dos enrolamentos do T.P. e do RTEC [EDP].

Test device:	RMO40TD	Operator:	Miguel Castanheira	Temperature:	15	Test mode:	Tap changer
Serial No:	125878	Supervisor:		Humidity:	80	Winding temp. [°C]:	15
Test object serial no:	C12806	Job ID:		Pressure:		Reference temp. [°C]:	75
Test object bar code:		Software version:	6.0.2.0				

Date and time: 2014-04-21 15:53

Conn.	Mode	I [A]	R1[15°C] [mΩ]	R1[75°C] [mΩ]	V1 [mV]	Ripple [%]	Tap position	Transition time [ms]	Memory
A - N	TAPC	10.1	801.0	893.6	8050	-	23	-	084
A - N	TAPC	10.2	789.5	879.3	8040	19.6	22	53.7	085
A - N	TAPC	10.3	778.3	863.0	8030	19.5	21	52.8	086
A - N	TAPC	10.8	738.4	815.9	7990	19.5	20	51.9	087
A - N	TAPC	11.2	713.4	885.0	7980	20.2	19	51.8	088
A - N	TAPC	11.3	701.0	869.5	7940	20.6	18	50.9	089
A - N	TAPC	11.5	689.8	855.4	7930	21.0	17	51.1	090
A - N	TAPC	11.7	678.6	841.8	7920	20.8	16	51.2	091
A - N	TAPC	11.8	667.4	827.8	7900	21.4	15	52.5	092
A - N	TAPC	12.0	656.8	814.8	7880	22.4	14	54.0	093
A - N	TAPC	12.2	645.4	800.6	7870	22.0	13	53.3	094
A - N	TAPC	12.4	632.5	784.6	7850	22.4	12	53.8	095
A - N	TAPC	12.2	648.1	801.5	7870	22.6	11	53.3	096
A - N	TAPC	12.0	658.9	817.4	7900	22.0	10	52.5	097
A - N	TAPC	11.4	698.3	863.7	7950	21.7	9	52.2	098
A - N	TAPC	11.1	718.7	889.1	7980	20.3	8	51.5	099
A - N	TAPC	11.0	729.2	904.5	7990	19.7	7	51.5	100
A - N	TAPC	10.8	740.3	918.4	8010	19.1	6	51.3	101
A - N	TAPC	10.7	751.4	932.1	8020	18.4	5	50.2	102
A - N	TAPC	10.4	773.8	959.9	8050	18.9	4	53.9	103
A - N	TAPC	10.3	785.0	973.7	8060	17.9	3	52.3	104
A - N	TAPC	10.1	798.0	987.4	8070	17.8	2	53.2	105

Figura 53: Resultado do teste ao RTEC na fase da descida de tomadas [EDP].



Figura 54: Equipamento utilizado na monitorização da razão de transformação [EDP]

Test device:	TRT03B	Operator:	Miguel Castanheira	Temperature:	18
Test device serial number:	12X886	Supervisor:		Humidity:	60

Date and time 4/21/2014 11:09:51 AM

Mem.	Vector group	Test voltage [V]	Tap pos.	Nameplate ratio HV/LV	Angle [°]			Excitation current [mA]			Turns ratio			Ratio deviation [%]			Pass/Fail
					Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	Phase A	Phase B	Phase C	
00 48	YNd5	3-250√3	1	69940 / 15750	150	150	150	0.4022	1.7251	1.8689	4.4434	4.4429	4.4421	0.06	0.05	0.03	Pass
00 49	YNd5	3-250√3	2	69039.09 / 15750	150	150	150	0.4144	1.7168	1.8945	4.3866	4.3856	4.3849	0.07	0.05	0.03	Pass
00 50	YNd5	3-250√3	3	68138.18 / 15750	150	150	150	0.4268	1.6960	1.9073	4.3294	4.3265	4.3275	0.07	0.05	0.03	Pass
00 51	YNd5	3-250√3	4	67237.27 / 15750	150	150	150	0.4520	1.6783	1.9329	4.2725	4.2712	4.2704	0.08	0.05	0.03	Pass
00 52	YNd5	3-250√3	5	66336.36 / 15750	150	150	150	0.4730	1.6522	1.9585	4.2154	4.2138	4.2131	0.09	0.05	0.03	Pass
00 53	YNd5	3-250√3	6	65435.45 / 15750	150	150	150	0.5062	1.6397	1.9841	4.1584	4.1564	4.1560	0.09	0.04	0.03	Pass
00 54	YNd5	3-250√3	7	64534.55 / 15750	150	150	150	0.5472	1.6252	2.0097	4.1013	4.0992	4.0987	0.09	0.04	0.03	Pass
00 55	YNd5	3-250√3	8	63633.64 / 15750	150	150	150	0.5815	1.6085	2.0481	4.0441	4.0420	4.0416	0.09	0.04	0.03	Pass
00 56	YNd5	3-250√3	9	62732.73 / 15750	150	150	150	0.6313	1.5866	2.0737	3.9869	3.9849	3.9843	0.10	0.05	0.03	Pass
00 57	YNd5	3-250√3	10	61831.82 / 15750	150	150	150	0.6800	1.5710	2.1121	3.9298	3.9275	3.9271	0.10	0.04	0.03	Pass
00 58	YNd5	3-250√3	11	60930.91 / 15750	150	150	150	0.7320	1.5596	2.1505	3.8725	3.8703	3.8699	0.10	0.04	0.03	Pass
00 59	YNd5	3-250√3	12	60030 / 15750	150	150	150	0.8150	1.5200	2.2017	3.8154	3.8130	3.8126	0.10	0.04	0.03	Pass
00 60	YNd5	3-250√3	13	59129.09 / 15750	150	150	150	0.8803	1.5085	2.2529	3.7581	3.7557	3.7554	0.10	0.04	0.03	Pass
00 61	YNd5	3-250√3	14	58228.18 / 15750	150	150	150	0.9501	1.4981	2.3041	3.7009	3.6984	3.6982	0.10	0.04	0.03	Pass
00 62	YNd5	3-250√3	15	57327.27 / 15750	150	150	150	1.0176	1.4950	2.3553	3.6437	3.6412	3.6410	0.11	0.04	0.03	Pass
00 63	YNd5	3-250√3	16	56426.36 / 15750	150	150	150	1.0973	1.4877	2.4193	3.5866	3.5840	3.5839	0.11	0.04	0.03	Pass
00 64	YNd5	3-250√3	17	55525.45 / 15750	150	150	150	1.1736	1.4846	2.4833	3.5293	3.5267	3.5265	0.11	0.04	0.03	Pass
00 65	YNd5	3-250√3	18	54624.55 / 15750	150	150	150	1.2589	1.4846	2.5473	3.4721	3.4695	3.4694	0.11	0.04	0.03	Pass
00 66	YNd5	3-250√3	19	53723.64 / 15750	150	150	150	1.3474	1.4919	2.6113	3.4149	3.4122	3.4122	0.11	0.03	0.03	Pass
00 67	YNd5	3-250√3	20	52822.73 / 15750	150	150	150	1.4437	1.5002	2.6881	3.3577	3.3550	3.3550	0.12	0.03	0.03	Pass
00 68	YNd5	3-250√3	21	51921.82 / 15750	150	150	150	1.5444	1.5075	2.7649	3.3004	3.2979	3.2977	0.11	0.04	0.03	Pass

Figura 55: Resultados da razão de transformação com aparelho da Figura 54 [EDP].

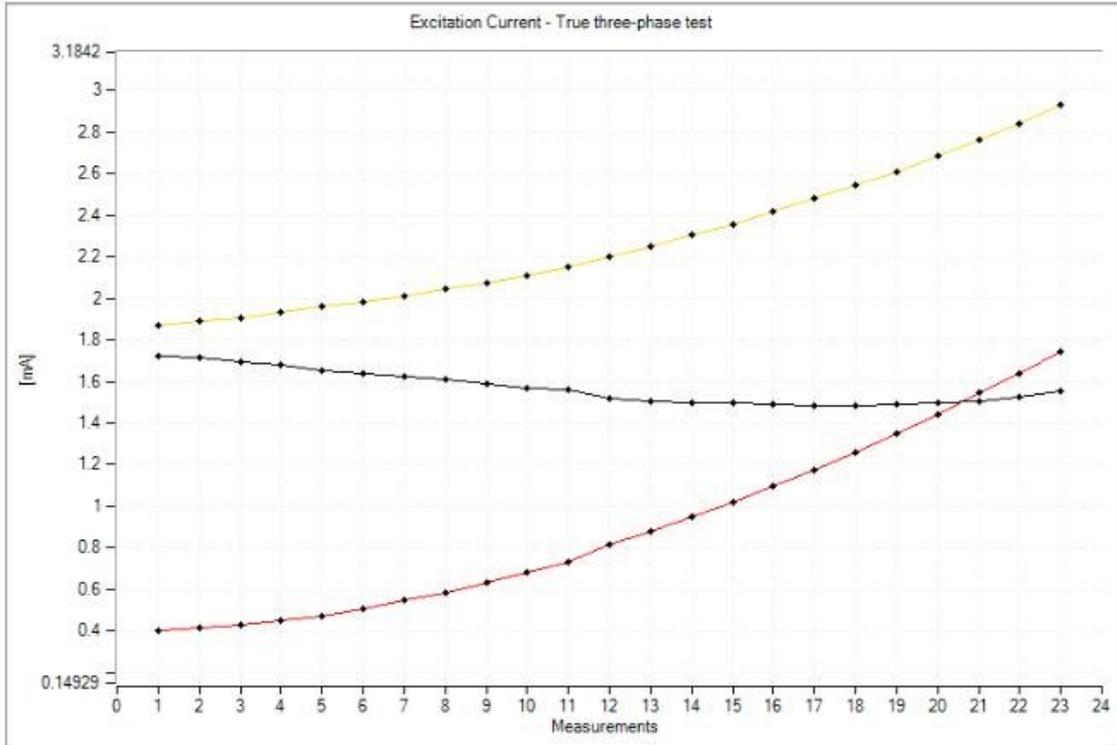


Figura 56: Gráfico da corrente de excitação por intermédio do aparelho da Figura 54 [EDP].

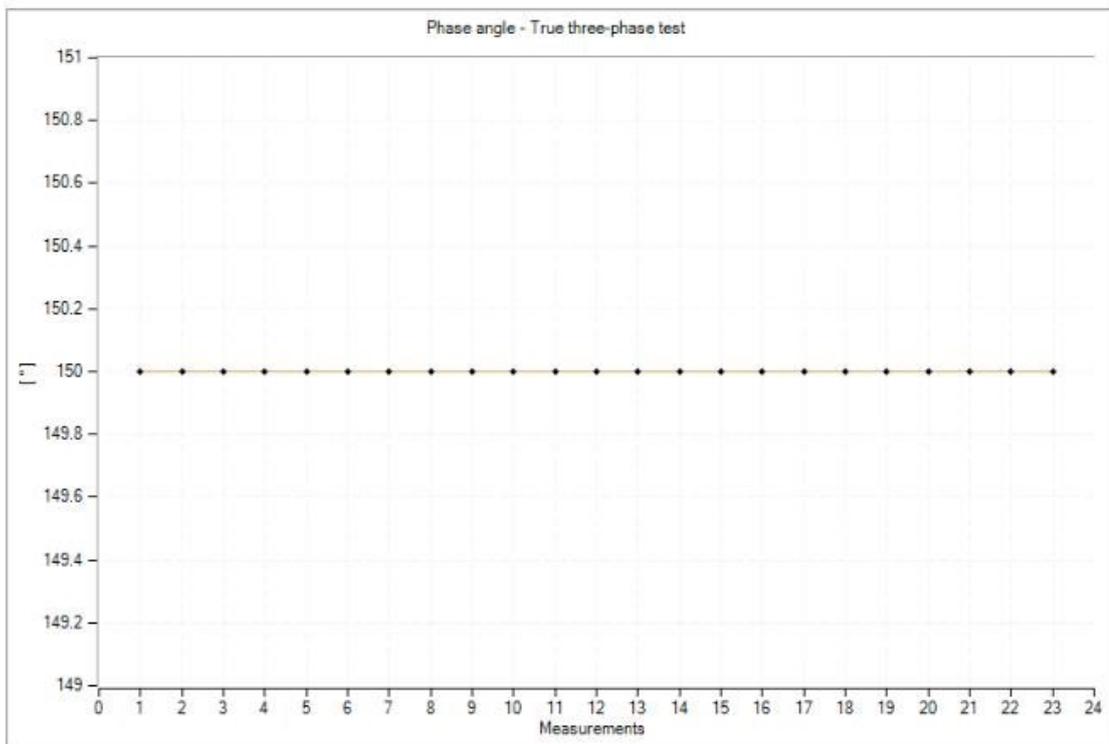


Figura 57: Gráfico do ângulo de fase obtido por intermédio do aparelho da Figura 54 [EDP].

Para efetuar a medição da resistência de isolamento, as equipas de manutenção utilizam o Mega ohmímetro, conforme ilustrado na Figura 58.



Figura 58: Mega ohmímetro para medição da resistência de isolamento [EDP].

Relativamente aos reguladores de tensão em carga, a sua revisão tem uma periodicidade de 5 anos ou 50.000 manobras, cuja ação compreende a retirada e revisão/beneficiação do ruptor do comutador de tensão em carga e a revisão/beneficiação do compartimento do comutador, substituição do óleo mineral e posteriores ensaios de funcionamento, tais como, a razão de transformação (simplificada), a resistência de isolamento, a avaliação do estado dos encravamentos elétricos e mecânicos nas tomadas extremas do regulador, a inspeção visual dos contactos do ruptor, a medição do valor ohmico das suas resistências e o melhoramento e limpeza dos contactos.

5.3. Monitorização *on-line*

O risco da ocorrência de avarias aumenta com a idade do transformador e depende do histórico de operação do equipamento. As avarias e paragens de emergência não programadas geram custos superiores ao valor do próprio equipamento. Os sistemas de monitorização vêm desta forma auxiliar o planeamento da manutenção, no sentido de permitir definir e planear paragens/reparações, bem como diagnosticar o estado de operação dos equipamentos, de modo a evitar avarias ditas catastróficas [74].

Com esta metodologia, o diagnóstico até então realizado de forma manual e exigindo que o operador fosse uma pessoa altamente qualificada, passa a ser realizado de forma

totalmente automática e em tempo real, respondendo cabalmente às necessidades dos operadores dos sistemas de energia.

Os sistemas de monitorização *on-line* têm sido adotados como uma das principais ferramentas para possibilitar essa mudança sem colocar em risco a segurança e a fiabilidade da operação dos transformadores, permitindo conhecer a sua condição de operação e o diagnóstico de eventuais problemas ainda numa fase incipiente [72].

Desta forma, torna-se necessário identificar os parâmetros indicadores do estado de operação do transformador. Por conseguinte, a seleção destes parâmetros deve tomar por base estatísticas relativas à ocorrência de avarias, como ilustrado nas Figuras 27 e 28. Através destas Figuras, podemos verificar que os maiores índices de avarias encontram-se, no RTEC, nos enrolamentos e no óleo. Consequentemente, o foco das técnicas de monitorização deve basear-se na coleta de dados relativos a estes elementos [71].

Existem atualmente diversos sistemas de monitorização *on-line* disponíveis no mercado. Estes baseiam-se na análise de DGA, FRA de enrolamentos, monitorização tangente delta de travessias, entre outros [55].

As características dos transformadores com sistemas de monitorização *on-line* podem variar, dependendo do número de parâmetros a monitorizar e do acesso aos dados. Normalmente, um sistema deste tipo regista dados em intervalos regulares, transmite alarmes e relatórios quando os limites pré-estabelecidos são ultrapassados (alarmística). Na sua essência, um sistema deste tipo é constituído por sensores, unidades de aquisição de dados e por um computador ligado a uma rede de comunicações [33].

As principais vantagens de um sistema de monitorização são [73]:

- Permitem uma deteção rápida e eficiente de potenciais avarias (ainda em fase incipiente de desenvolvimento) evitando, desta forma, impactos indesejáveis e perdas económicas associadas;
- Elevada fiabilidade e disponibilidade dos transformadores;
- Redução dos custos de operação e manutenção;
- Planeamento adequado da manutenção;
- Melhoria da qualidade de serviço e da qualidade de energia fornecida;

- Monitorização contínua e em tempo real de operação dos transformadores;
- Apoio no planeamento de investimentos em equipamentos e sistemas.

Tipicamente, os sistemas de monitorização *on-line* adotam a topologia ilustrada na Figura 59, em que se observam os principais constituintes:

- Monitorização de variáveis consideradas importantes para o conhecimento do estado do equipamento, sendo efetuada através de sensores e/ou transdutores. Se a arquitetura for centralizada, existirá também um dispositivo concentrador das medições;
- Transmissão de dados, a qual consiste na transmissão de dados obtidos por intermédio dos sensores, anteriormente descritos para subsequente armazenamento e processamento dos mesmos, utilizando-se para o efeito, os meios físicos mais convenientes para esse mesmo efeito;
- O armazenamento e processamento de dados de medições dos sensores têm como objetivo a obtenção de informações úteis para a manutenção e gestão do ativo, tais como, a realização de diagnósticos relativos ao estado de operação dos vários subsistemas e da condição geral do transformador. Com isso, evita-se também que as equipas de manutenção sejam sobrecarregadas com um grande volume de dados, nem sempre de fácil interpretação;
- Para que o sistema de monitorização atinja os seus propósitos, as informações referentes ao estado dos equipamentos, necessitam de ser disponibilizadas aos diversos setores interessados, mantendo, simultaneamente, a integridade dos dados e a segurança do acesso. Por este motivo, estes sistemas englobam adequados sistemas de disponibilização de informações.

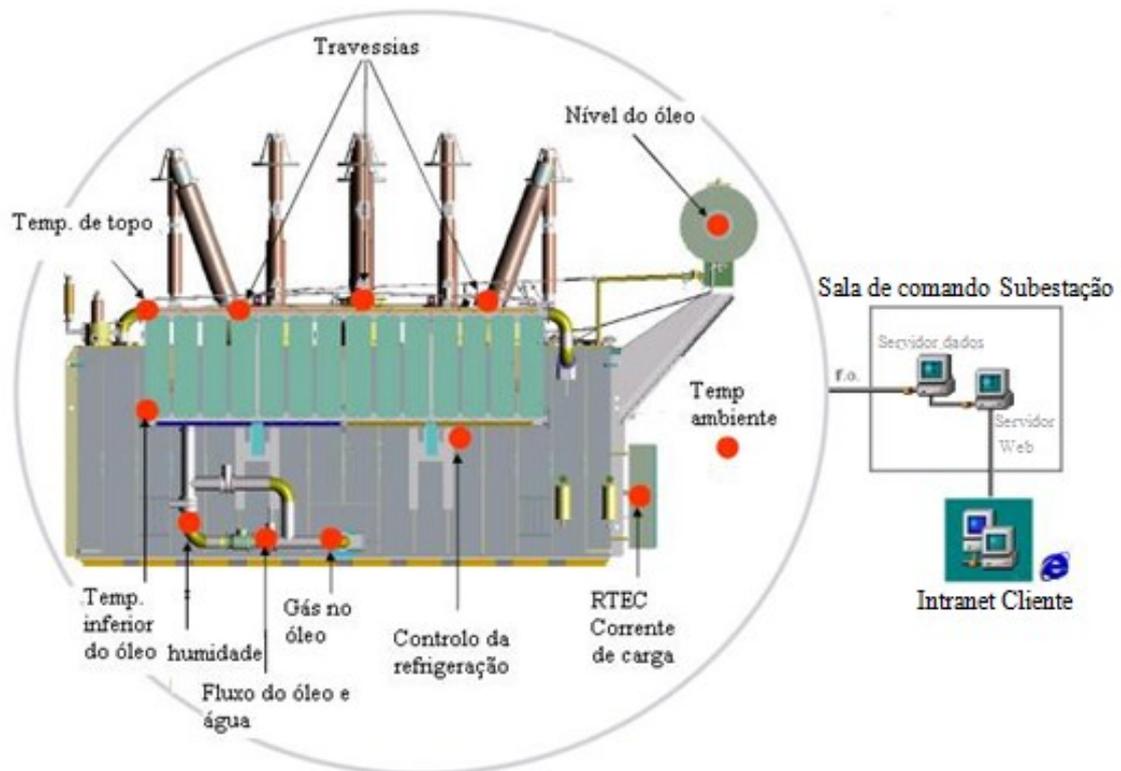


Figura 59: Sistema de monitorização de um transformador [75].

De uma forma geral, um sistema de monitorização apresenta as seguintes características [73]:

- Sensores, conversores, transmissores, plataformas de aquisição de dados, protocolos padronizados de transferência de dados, modems, computadores, entre outros, utilizados na monitorização, registo e transmissão de dados relativos às seguintes variáveis:
 - Tensões;
 - Correntes;
 - Fluxo magnético;
 - Pressões;
 - Temperatura ambiente;
 - Temperatura do óleo;
 - Temperatura do enrolamento e do núcleo (através de fibra ótica);

- Nível do óleo;
- Temperatura dos enrolamentos;
- Gases dissolvidos no óleo;
- Humidade no óleo;
- Fluxo de ar, água e óleo no sistema de refrigeração.
- Configuração flexível e adaptável às especificidades técnicas do sistema a monitorizar.

Estas notações poderão ser observadas através das Figuras 60 e 61, onde é apresentado um escalonamento da importância de cada um dos parâmetros de análise em transformadores com elevado período de funcionamento e em transformadores novos, respetivamente.

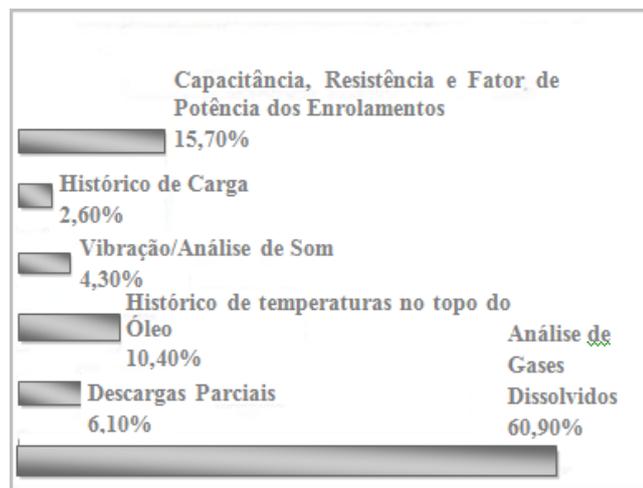


Figura 60: Importância dos parâmetros a monitorizar num transformador usado [76].

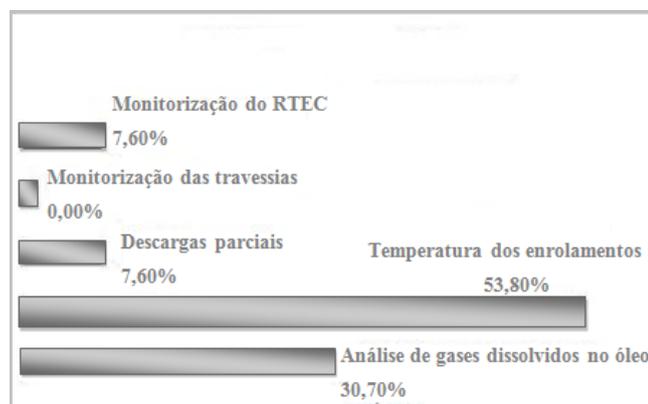


Figura 61: Importância dos parâmetros a monitorizar num transformador novo [76].

5.3.1. Topologia de um sistema de monitorização *on-line*

Um sistema de monitorização *on-line* é, essencialmente, constituído por três módulos principais:

- Aquisição de dados;
- Meio de Comunicação;
- Armazenamento e tratamento de dados.

A aquisição de dados durante a operação de um transformador efetua-se por intermédio de sensores colocados no corpo do transformador, os quais poderão estar ligados segundo as seguintes arquiteturas [88]:

- Uma arquitetura baseada num elemento centralizado, geralmente por um PLC (*Programmable Logic Controller*);
- Uma arquitetura descentralizada, baseada em IEDs (*Intelligent Electronic Devices*).

Através da Tabela 11, podemos visualizar as diferenças entre estas duas arquiteturas.

Por intermédio desta Tabela, verifica-se que a melhor arquitetura de monitorização, será uma arquitetura descentralizada, sendo esta a melhor opção a tomar, pelas razões evidenciadas.

Nos sistemas de arquitetura descentralizada pode-se empregar a comunicação baseada em protocolos Modbus, fibras ópticas, *links* de rádio-frequência dedicados e por redes sem fio *Wi-Fi* [88]. Se o computador que efetua o armazenamento de dados estiver na sala de comando da subestação, a ligação com os transformadores faz-se de forma direta. Se o transformador se encontrar numa zona remota, a transmissão de dados poder-se-á efetuar por uma rede de intranet, internet ou por um modem celular GPRS.

Os dados recolhidos pelos IED's, são recebidos por um computador que executa o *software* de monitorização.

Um sistema de monitorização deverá ser capaz de digitalizar e transformar os dados recolhidos em informações úteis para a manutenção, de fazer o diagnóstico e prognóstico do estado do equipamento e de possuir um módulo de engenharia com os algoritmos e modelos matemáticos adequados [88].

Tabela 11: Diferenças entre arquitetura centralizada e descentralizada [88].

Arquitetura Centralizada	Arquitetura Descentralizada
Sistema centralizado: O PLC concentra as informações dos sensores e envia-as.	Sistema descentralizado: Os sensores são IEDs que enviam diretamente as informações.
Expansões e manutenções mais difíceis.	Naturalmente modular, facilitando assim as expansões e manutenções.
Sensores têm que ser dedicados para ligação ao PLC, dando origem a eventuais duplicações de sensores e custos adicionais.	IEDs existentes nos sistemas de controlo e de proteção podem ser integrados nos sistemas de monitorização e de aquisição de dados, evitando os custos com sensores adicionais.
O PLC representa custos adicionais de instalação, de programação e de manutenção.	Não existe o elemento centralizador, desta forma eliminam-se custos adicionais.
Uma avaria no PLC pode causar a perda de todas as funções do sistema.	Uma avaria num IED pode causar apenas a perda de uma parte das funções do sistema, permanecendo as restantes em serviço.
O PLC é um ponto de avaria adicional para o sistema.	Não existe elemento centralizador, logo não existe ponto de avaria.
A temperatura máxima de operação de um PLC é de 55 °C (dificulta a instalação junto de um transformador).	Temperatura de operação de um IED com um Δt de -40 a +85 °C (facilita a instalação juntos dos transformadores).
Recomenda-se a instalação na sala de controlo (necessidade de quantidades elevadas de cabos de ligação).	Instalação típica junto dos transformadores (apenas a necessidade de comunicação com a sala de controlo, por exemplo por fibra ótica).
Nível de isolamento típico de 500 V (inadequado para uma instalação de AT).	Nível de isolamento típico de 2,5 kV (adequado para uma instalação de AT).
As portas de comunicação são facilmente perturbadas por impulsos e induções, o que obriga à instalação de fibra ótica para a ligação com a sala de controlo, aumentando assim os custos.	As portas de comunicação são projetadas para um ambiente de instalação AT, evitando assim a utilização de fibra ótica para a comunicação com a sala de controlo.
Geralmente operam com protocolos de comunicação industriais.	Protocolos de comunicação específicos para utilização em sistemas de potência.

As principais funções do *software* podem ser agrupadas em duas categorias, funções de digitalização de dados, associadas a uma simples entrega e armazenamento dos dados, e funções de tratamento de dados, com o objetivo de transformar dados simples, em informações úteis para a manutenção [89].

5.3.2. Monitorização de gases e humidade

O controlo dos gases dissolvidos no óleo era comumente realizado por via de análises físico-químicas em laboratório, em períodos de tempo previamente estabelecidos pelos departamentos de manutenção. Estes têm contudo vindo a ser preteridos em virtude da utilização de equipamentos portáteis (*off-line*) e sistemas de monitorização *on-line*, na medida em que oferecem uma boa opção técnica preditiva não invasiva de diagnóstico dos transformadores de potência.

Atualmente existem no mercado vários equipamentos de diversos fabricantes, capazes de satisfazer as necessidades de monitorização, tais como, dispositivos que detetam gases no óleo, humidade, entre outros.

Exemplo deste tipo de equipamentos é o equipamento ilustrado na Figura 62 utilizado na análise de transformadores de vários países. Este sensor, que poderá ser instalado numa válvula de óleo, efetua a medição total da concentração de gases combustíveis (Hidrogénio, Metano, Etano, Etileno e Acetileno), dos gases carbónicos (Dióxido de carbono e Monóxido de carbono) e da humidade. Estes dados são disponibilizados pelo equipamento em intervalos de 15 minutos [76].

Em boa verdade, o equipamento apresentado combina dois equipamentos num só. Um monitor inteligente de gases de defeito, que lê um valor composto dos gases em ppm, e por um sensor de humidade para avaliação das condições internas, tais como, a temperatura. Além disso todos os dados recolhidos podem ser transmitidos à distância [77].

O equipamento fornece ainda valores referentes à humidade relativa e à concentração de água dissolvida no óleo. A medida da humidade relativa fornece informações importantes, tais como:

- Temperatura pela qual a água condensa no óleo;
- Saturação relativa do óleo à temperatura de funcionamento;

- Estima a percentagem de água no isolamento sólido (papel).

Este sensor serve para monitorizar transformadores de médio e grande porte.



Figura 62: Monitorização de gases e humidade num transformador de potência [77].

Para transformadores de menor porte, o fabricante disponibiliza um equipamento com as mesmas características do anteriormente apresentado, porém sem a capacidade de deteção de humidades.

Para a análise dos gases dissolvidos no óleo (DGA), este mesmo fabricante disponibiliza no mercado um outro equipamento, o qual além de efetuar a análise da quantidade de água presente no óleo do transformador, analisa a composição desse mesmo óleo, nomeadamente, no que respeita ao teor de alguns gases, tais como [78]:

- Oxigénio (O_2);
- Hidrogénio (H_2);
- Monóxido de Carbono (CO);
- Dióxido de Carbono (CO_2);
- Etileno (C_2H_4);
- Etano (C_2H_6);
- Metano (CH_4);
- Acetileno (C_2H_2).

A Figura 63 ilustra a instalação de um equipamento deste tipo.

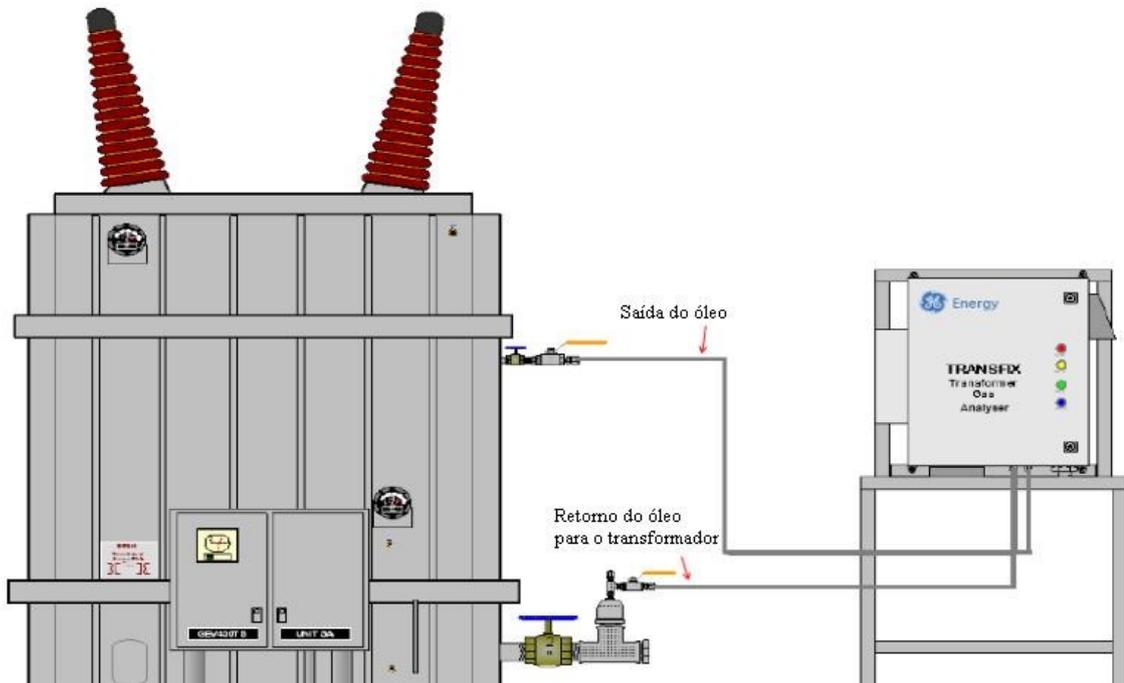


Figura 63: Esquema de montagem do Transfix [78].

5.3.3. Monitorização de travessias

Os mecanismos atuais capazes de monitorizar o estado de operação das travessias capacitivas são baseados em valores da capacitância e da tangente delta. Pode-se afirmar que o processo de envelhecimento ou de degradação do isolamento de uma travessia pode ser efetivamente monitorizado através da avaliação destas grandezas, sendo estes, indicadores de eventuais defeitos internos [79].

A monitorização das grandezas realiza-se através de um sensor de tensão. O sensor é ligado diretamente à tomada de ensaios da travessia, conforme ilustrado na Figura 64. Este sistema permite uma medição fiável utilizando um espectro bastante alargado (cerca de 2 MHz) [91].



Figura 64: Sensor de tensão instalado nas travessias [91].

O aparelho apresentado na Figura 64 monitoriza continuamente a condição das travessias, deteta as correntes de fuga e ilustra as variações de corrente em coordenadas polares.

O equipamento apresentado fornece as seguintes informações:

- A alteração da corrente de fugas da travessia em relação aos valores de origem fornecidos pelo fabricante;
- Calcula as variações da capacitância da travessia e compara-os com os valores de referência, para assim avaliar a eficiência do dielétrico;
- A diferença temporária entre as correntes das três fases das travessias traduz-se na diferença entre os respectivos ângulos de fase. Uma vez que uma mudança de fase equivale a uma mudança no fator de potência, o que podemos determinar para cada travessia, é a variação relativa do fator de potência face ao seu valor estipulado [80].

O equipamento também possibilita a medição de sinais de alta frequência e de baixa frequência, os quais viabilizam a detecção de descargas parciais, dando desta forma uma vantagem adicional de proteção da cuba do transformador. A amplitude dos impulsos das descargas parciais, bem como o número de impulsos são registados e usados para cálculo da monitorização geral da atividade de descargas parciais [80].

5.3.4. Monitorização DPs

As DPs ocorrem dentro do transformador e produzem ondas sonoras, de pressão e elétricas, as quais são transmitidas através do óleo (daí os princípios de deteção acústica e elétrica).

As DPs emitem ruídos com frequências a rondar os 150 kHz e amplitudes de 50 mV.

A técnica de monitorização consiste no acoplamento de sensores piezelétricos ao tanque do transformador visando a captação de sinais sonoros provenientes da parte interna do transformador.

A Figura 65 ilustra o acoplamento de um sensor piezelétrico ao tanque de um transformador.



Figura 65: Sensor piezelétrico acoplado ao tanque de um transformador [95].

5.3.5. Monitorização da temperatura

A medida indireta da temperatura do enrolamento, ainda é muito utilizada nos transformadores. Esta medida torna-se fundamental para a simulação do comportamento térmico do transformador e de eventuais pontos quentes nos enrolamentos. Este método, todavia, tem-se revelado impreciso dado apresentar discrepâncias muitas das vezes inaceitáveis em relação ao comportamento real do transformador. Para superar as deficiências dos métodos baseados em medidas indiretas, têm sido propostas, tanto ao nível académico, como industrial, medidas de temperatura interna de uma forma direta. Estas medidas geralmente realizam-se com a utilização de fibra óptica. Um ponto quente no enrolamento de um transformador é um fator que condiciona a capacidade de

carga. Atualmente, os sensores de temperatura baseados em dispositivos optoelectrónicos podem ser instalados diretamente nos enrolamentos dos transformadores. Pesquisas realizadas pelo INESC TEC da Universidade do Porto, demonstraram que os sistemas ópticos são eficientes para medidas de temperatura interna dos transformadores de potência. Existem já comercialmente disponíveis equipamentos desenvolvidos para este fim [76].

A Figura 66 ilustra a implementação dos sensores em fábrica nos enrolamentos.

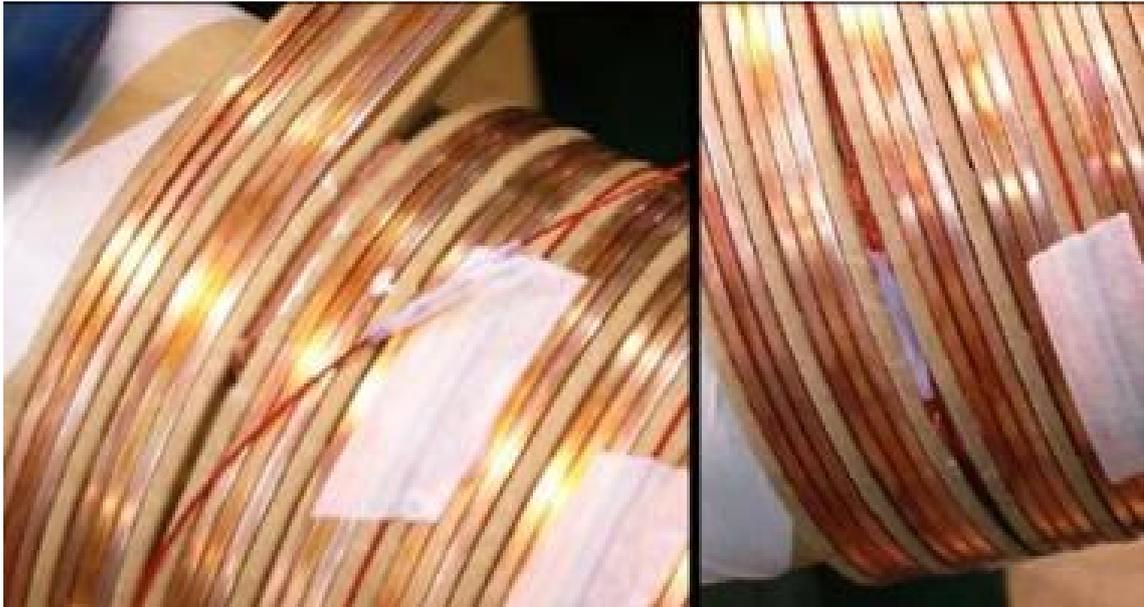


Figura 66: Sensor de fibra óptica instalado nos enrolamentos [81].

5.3.6. Monitorização da vibração

As vibrações geradas pelos enrolamentos e pelo núcleo penetram no óleo do transformador, viajam através do óleo até às paredes da cuba como onda longitudinal. Por outro lado as vibrações produzidas transmitem-se à base da cuba e posteriormente às paredes da cuba, criando vibração e ruído ao acoplar-se com o ar [84].

As vibrações provenientes dos enrolamentos e do núcleo podem desta forma, ser medidos através da parede da cuba, por intermédio de acelerómetros piezoelétricos. O acelerómetro é posicionado em diferentes locais da cuba e as medições efetuam-se em duas etapas, uma na situação de vazio (sem carga) e outra em situação de carga, devido à necessidade de separação das vibrações do núcleo e dos enrolamentos. Com base nesta análise, podemos afirmar que os sinais de vibração da cuba têm uma forte relação

direta com a condição do núcleo e dos enrolamentos do transformador e podem fornecer informações úteis sobre o diagnóstico. Assim, torna-se possível encontrar o espectro relacionado com a vibração dos enrolamentos, bastando para tal, subtrair os resultados obtidos da vibração sem carga aos resultados da vibração com carga.

Tal abordagem justifica-se porque o fluxo magnético do núcleo é praticamente independente da carga. Os espectros de vibração consistem em harmônicos, para além da frequência fundamental (duas vezes a frequência da alimentação) [82].

A Figura 67 ilustra o esquema da monitorização de vibração de um transformador.

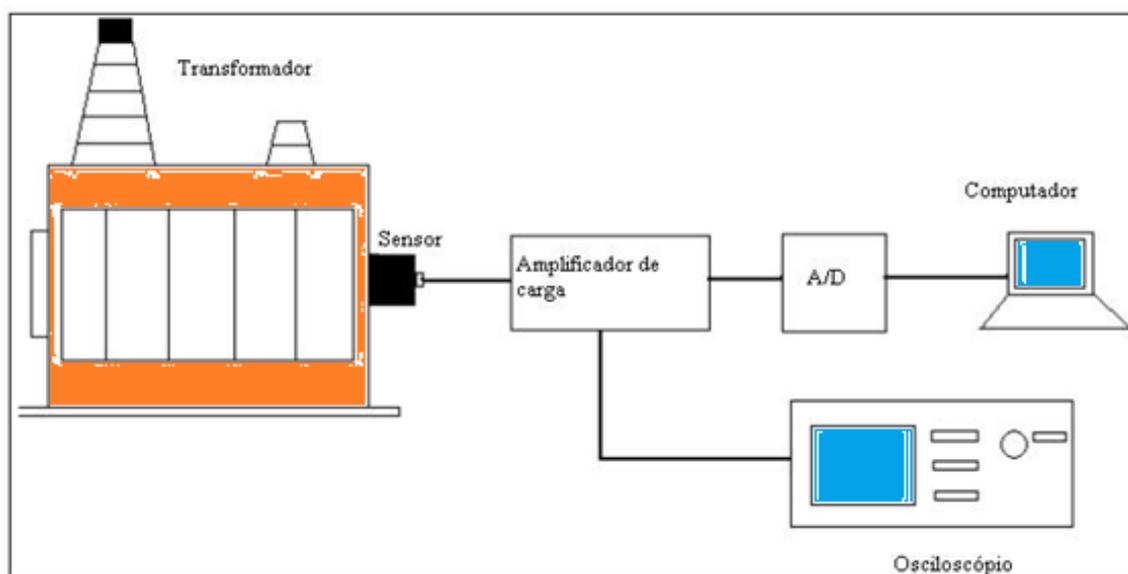


Figura 67: Sensor de vibração instalado num transformador [82].

5.3.7. Monitorização do regulador de tensão em carga (RTEC)

Os RTEC são um dos componentes mais problemáticos dos transformadores de potência. A maioria das avarias nos transformadores estão direta ou indiretamente relacionadas com o regulador de tensão, os quais contêm os únicos componentes móveis associados ao transformador. O custo de um RTEC é baixo quando comparado com o custo de um transformador, contudo uma avaria num RTEC pode provocar a destruição de toda a unidade.

Antigamente, o único método de diagnóstico utilizado na monitorização do estado de operação destes componentes assentava no uso de uma sonda de temperatura para monitorizar a temperatura do óleo do comutador. Recentemente surgiram os relés,

instalados no seletor e no ruptor, contudo a resposta destes equipamentos é ainda lenta. No mercado encontram-se já disponíveis sistemas de monitorização para RTEC [82]. Estes são, essencialmente, constituídos por intermédio de num módulo transdutor, um módulo de pré-amplificação de sinal, um módulo de sinal de condicionamento/isolamento, um módulo de aquisição de dados e por um PC. Este sistema pode capturar tanto sinais de baixa frequência, como de alta frequência. O seu funcionamento pode ter acionamento automático ou manual. O acionamento automático permite a aquisição de dados em tempo real (*on-line*), enquanto o acionamento manual permite a recolha de dados *off-line*.

Para minimizar os custos relacionados com a instalação de um sistema deste tipo, são utilizados transdutores não invasivos para efetuarem a medição dos parâmetros essenciais.

Atualmente existem no mercado dispositivos que permitem monitorizar, simultaneamente, os gases gerados no interior da cuba do transformador e no interior da cuba do RTEC. A Figura 68 ilustra o esquema de um transformador a ser monitorizado por um sistema deste tipo.

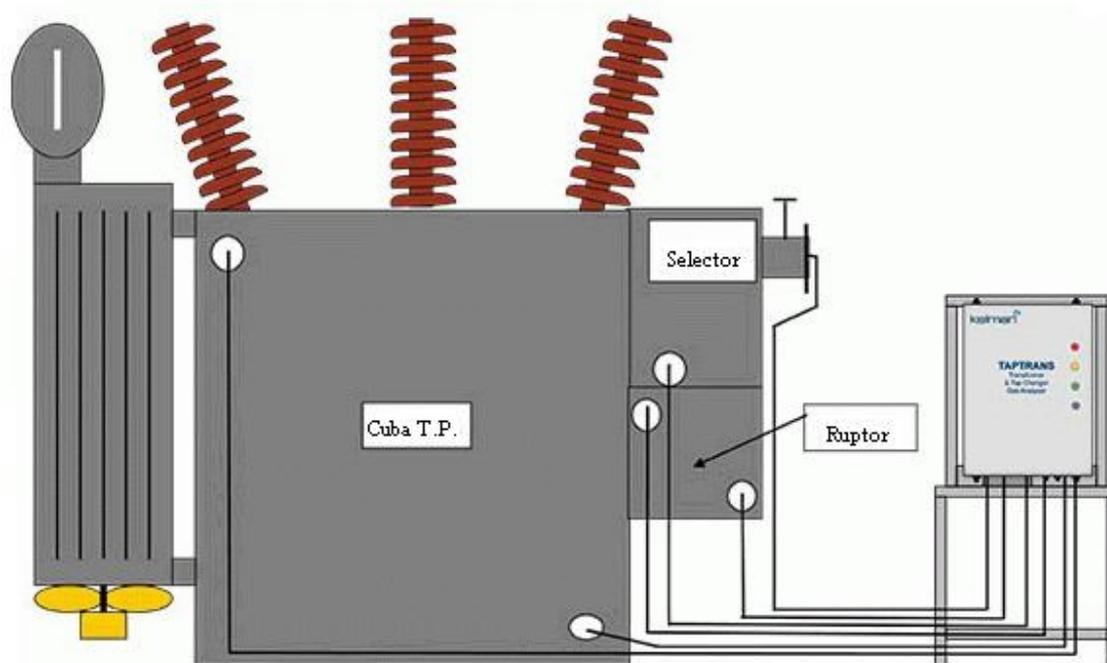


Figura 68: Sistema de monitorização a monitorizar o RTEC [90].

5.3.8. Análise custo-benefício da monitorização

A necessidade de realização de um qualquer investimento de capital requer uma análise custo/benefício. Esta regra aplica-se também à monitorização de transformadores de potência. Calcular o custo é relativamente simples tendo em conta, a aquisição de equipamentos, a instalação, a formação de operadores e os custos de manutenção. Os benefícios, porém, são mais difíceis de avaliar, dado que a avaliação baseia-se, em parte, em fatores ditados pela experiência. Este exercício envolve a probabilidade de um evento real ocorrer, agravado pelo impacto positivo ou negativo de tal evento. Assim, o cálculo dos benefícios de monitorização é realizado numa base anual, tomando por base as seguintes definições [87]:

$$\text{Risco} = \text{Probabilidade ocorrência evento} \times \text{Consequência desse evento} \quad (13)$$

$$\text{Benefício} = \text{Risco sem monitorização} - \text{Risco com monitorização} \quad (14)$$

O benefício mais reconhecido na deteção precoce de avarias resulta da poupança que pode ser alcançada com os custos de reparação de uma qualquer avaria atempadamente mitigada. A este respeito, o objetivo da monitorização é o de evitar avarias de elevada severidade ou catastróficas e convertê-las em avarias reparáveis a um custo reduzido e durante uma interrupção planeada. A fim de avaliar o ganho económico, decorrente da implementação de sistemas de monitorização *on-line*, deve ser estabelecido um quadro completo de deteção e evolução das avarias.

Deverá ser reconhecido que algumas das avarias de evolução lenta, podem ser detetadas por intermédio da adoção de adequados métodos de diagnóstico. Esta situação, conforme ilustrado na Figura 69, ronda os 30%.

Entre estas, encontram-se as avarias de evolução rápida que não são facilmente detetadas por intermédio das habituais práticas de manutenção preventiva, mas que podem ser detetadas por um adequado método de diagnóstico do tipo *on-line*, gerando assim significativos benefícios. Realça-se que este tipo de avarias ronda os 70%, conforme Figura 69, relativo à aplicação de métodos de diagnóstico *on-line* baseado em análise de DGA [87].

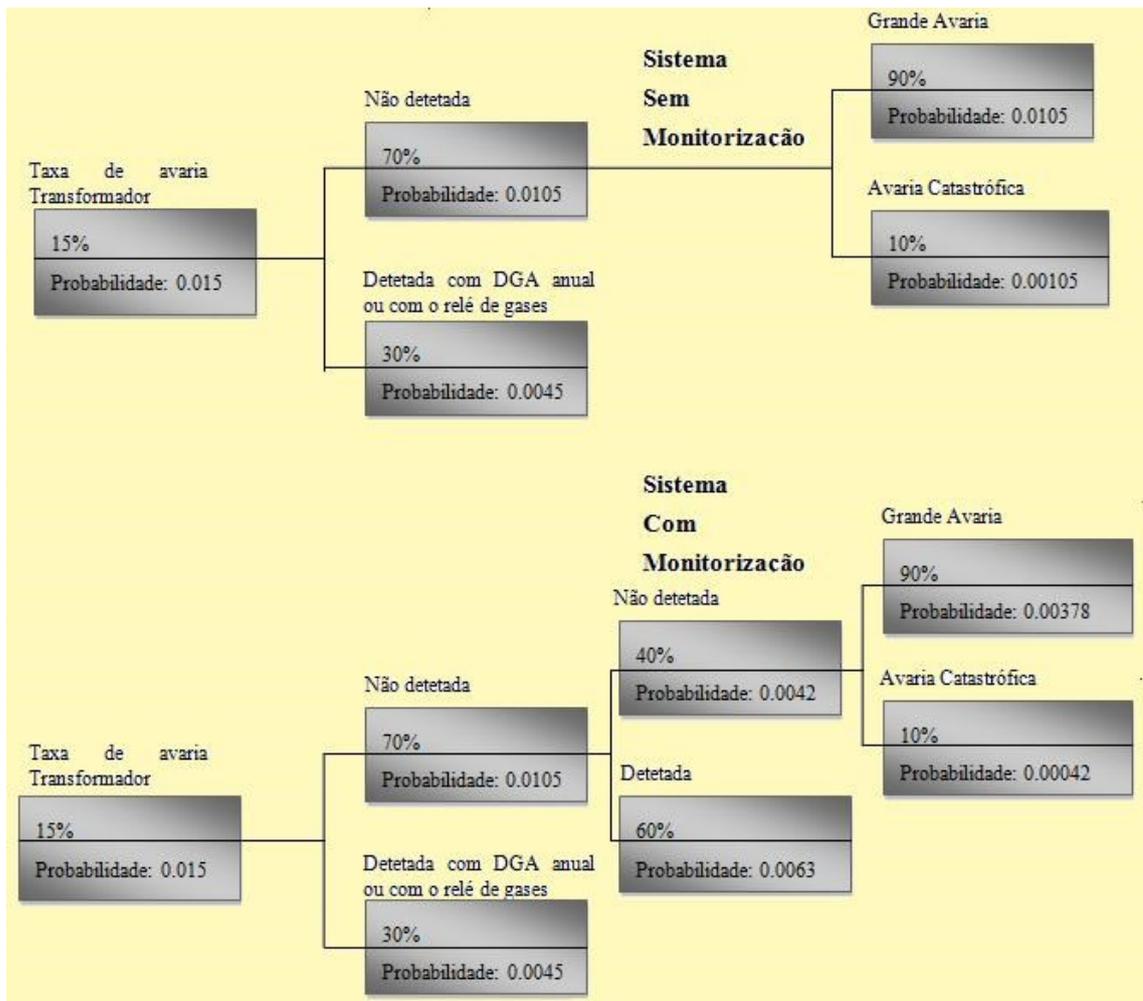


Figura 69: Índices de probabilidade de avaria com e sem monitorização *on-line* [87].

Uma análise custo benefício completo deverá incluir a análise de [87]:

- Redução dos custos de manutenção;
- Redução do custo de resolução da avaria;
- Custo de perda de produção;
- Custo de energia não fornecida;
- Reforço da capacidade;
- Ganhos relativos à extensão da vida útil da máquina.

5.3.9. Monitorização *on-line* dos transformadores de potência da distribuição

Neste momento, das cerca de 385 subestações da EDP, 4 já se encontram equipadas com sistema de monitorização *on-line* nos respetivos transformadores de potência.

Esta nova metodologia permite detetar, localizar e discriminar com elevada fiabilidade a maioria das avarias que ocorrem nos transformadores, nomeadamente avarias nos enrolamentos, no núcleo ferromagnético e no comutador de tomadas.

Este sistema foi implementado em conjunto com uma equipa de investigação de uma Universidade portuguesa e estes, juntamente com a direção de tecnologia e inovação e direção de manutenção da EDP, desenvolveram e testaram um sistema que permite efetuar a monitorização, diagnóstico e avaliação da condição técnica dos transformadores de potência de forma preditiva, maximizando desta forma a sua vida útil.

Este novo sistema utiliza exclusivamente grandezas de natureza elétrica, com base na medida dos sinais de corrente (três do lado de AT e três do lado de BT) e de tensões (três do lado de AT e três do lado de BT), conforme ilustrado na Figura 70, sendo que para o efeito, esta técnica utiliza dois métodos. Um para a deteção de avarias nos enrolamentos e no núcleo ferromagnético e outro para a deteção de avarias no comutador de tomadas.

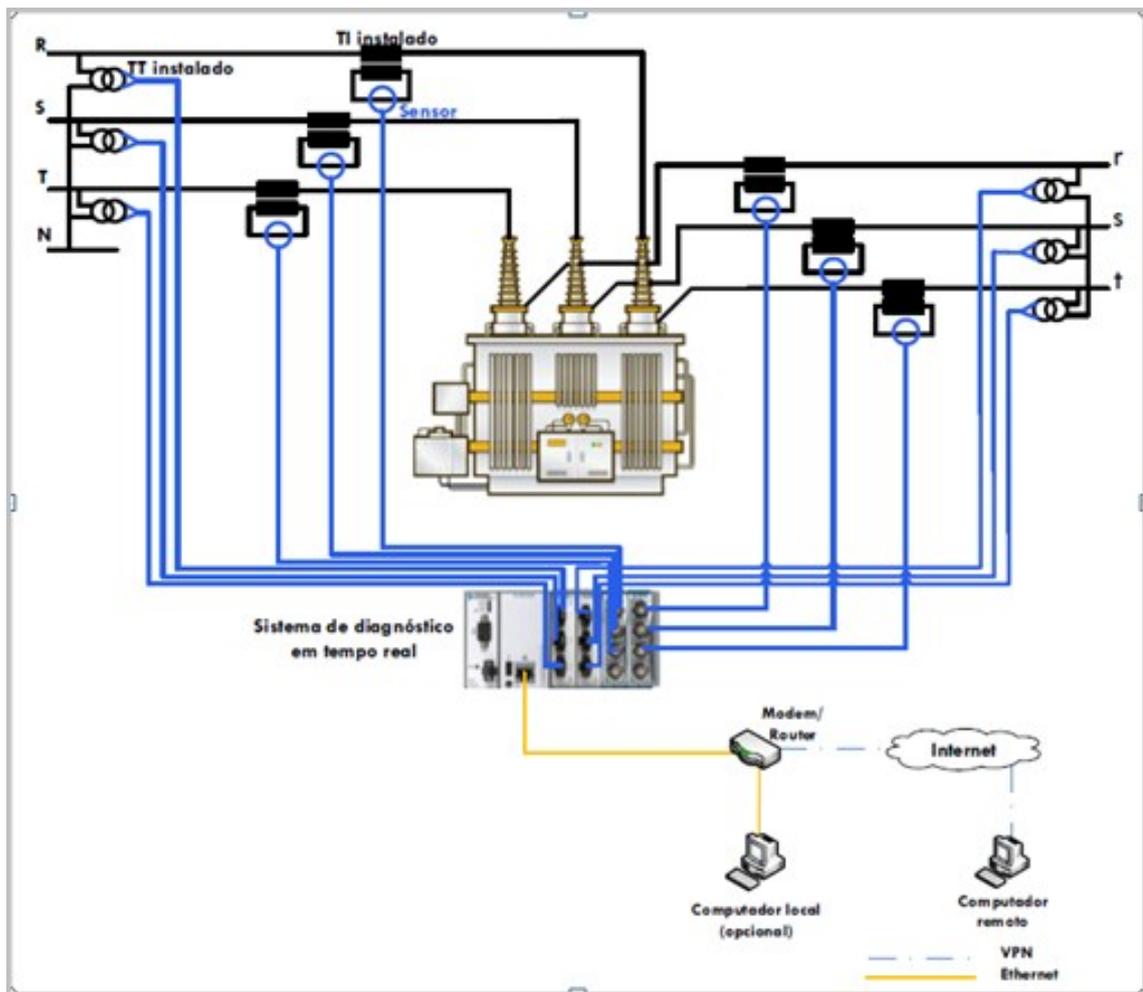


Figura 70: Monitorização baseada em sinais de correntes e tensões [EDP].

O primeiro método baseia-se nos valores da corrente de excitação de cada uma das fases e, no caso da existência de um anormal desequilíbrio consegue quantificar o nível de gravidade fornecendo um valor percentual ou fator de severidade da correspondente avaria, ou seja, uma avaria numa fase inicial de desenvolvimento dá origem a um valor percentual baixo, contudo, à medida que a mesma evolui este valor torna-se progressivamente crescente, denotando um aumento da severidade da avaria.

O segundo método baseia-se num modelo por fase do transformador, funcionando em dois momentos distintas:

- Num primeiro momento, modo de calibração, utilizado nos primeiros dias para estimar um conjunto variado de parâmetros por fase do transformador e efetuado em vários regimes de carga e em diferentes posições do comutador de tomadas;

- Num segundo momento, método de diagnóstico, que a cada aquisição de sinais do transformador recalcula os parâmetros anteriormente mencionados e compara-os com os valores armazenados durante a calibração. A ocorrência de desvios significativos denota a ocorrência de avarias.

Este segundo método permite detetar o aumento da resistência de contacto do comutador de tomadas.

Para o uso eficaz destes dois métodos, foi necessário desenvolver um algoritmo que baseado nos sinais de tensões e de correntes, permite saber em que posição se encontra o comutador de tomadas, contabilizar o número de manobras, bem como os valores da corrente comutada pelo mesmo, permitindo tais valores, gerar recomendações para uma possível intervenção no comutador de tomadas.

Este novo sistema é não invasivo, é de fácil instalação e pode ser instalado em qualquer tipo de transformador, independentemente das suas características, de fabricante ou da sua idade.

Com esta implementação de monitorização em tempo real, a empresa passa a ter disponíveis três metodologias diferentes e/ou complementares para monitorização, diagnóstico e avaliação da condição técnica dos transformadores:

- O modelo atual e convencional, baseado em análises periódicas ao óleo isolante;
- O modelo baseado na análise de dados recolhidos por sensores instalados nos Transformadores, através da recolha periódica de dados (*off-line*) ou através da recolha *on-line*;
- O modelo baseado na interpretação dos valores de corrente e de tensão retirados dos transformadores, aquando das inspeções realizadas pelos técnicos da EDP.

6. Conclusões e trabalho futuro

O trabalho apresentado nesta dissertação teve como principal objetivo o conhecimento das principais causas de avarias nos transformadores de potência, a identificação dos componentes com maiores taxas de avaria, bem como as principais metodologias atualmente disponíveis para diagnosticar o estado de funcionamento dos referidos equipamentos.

Atendendo ao facto que por intermédio destes métodos de diagnóstico é possível avaliar o estado geral de operação dos transformadores de potência, principalmente o isolamento sólido e líquido, o estado dos contactos elétricos entre outros, apresenta-se na Tabela 12, os principais métodos considerados necessários à deteção de anomalias num transformador de potência, referenciando também as suas principais vantagens e desvantagens.

Tabela 12: Método de diagnóstico aplicável aos tipos de avarias, vantagens e desvantagens associadas.

Avaria típica	Método diagnóstico	Vantagens	Desvantagens
Maus contactos. Anomalias no núcleo e enrolamentos. Peças soltas.	Análise de ruído e de vibrações. Medição da corrente de excitação.	Deteção de deslocamentos nos componentes. Deteção de rolamentos dos ventiladores em mau estado. Custo dos equipamentos.	Técnico qualificado. A medição da corrente de excitação implica colocar o transformador fora de serviço.
Espiras em curto-circuito. Problemas no RTEC.	Razão de transformação. Medição da corrente de excitação.	Determina o grau de avaria nas espiras. Custo dos equipamentos.	Técnico qualificado. Ambos implicam colocar o transformador fora de serviço.
Defeito de isolamento.	Resistência de isolamento. Medição de descargas parciais.	Determina a qualidade do isolamento dos enrolamentos.	Técnico qualificado. Transformador isolado. Custo equipamento.
Anomalias nos contactos. Condutores partidos. Resistência de	Resistência dos enrolamentos. DGA. Termografia.	Previne evolução do defeito.	Técnico qualificado. A medição da resistência dos

contactos do RTEC			enrolamentos implica colocar o transformador fora de serviço. Custos associados.
Envelhecimento do papel.	Grau de polimerização. Compostos furânicos.	Monitoriza estado do papel isolante.	Transformador fora de serviço. Custos associados.
Deslocação de enrolamentos. Curto-circuitos.	FRA. Indutância de Fugas. Fator dissipação e capacitância.	Fiabilidade do diagnóstico.	Técnico qualificado. Transformador isolado. Custo equipamento.
Pontos quentes.	Termografia.	Custo equipamento. Transformador em serviço	Técnico especializado
Descargas parciais no isolamento sólido e líquido.	DGA. Medição das descargas parciais. Análise de ruído.	Monitoriza estado do isolamento. Não destrutivo.	Técnico qualificado. Transformador isolado. Custos associados.

Tendo por objetivo definir uma estratégia de monitorização aplicável a transformadores de potência, baseada em ações de manutenção de carácter preventivo sistemático e condicionada, uma qualquer estratégia de manutenção deverá tomar por base a criação de uma base de dados para cada transformador, onde contenham todos os elementos referentes a este, tais como, dados de fabrico, características técnicas e ensaios realizados em fábrica fornecidos pelo fabricante, muito importantes para comparações futuras.

Igualmente importante é a adequação da formação das equipas às tarefas inerentes a esta atividade. Estas equipas deverão estar munidas de equipamentos e meios adequados à realização dos ensaios.

Tendo em conta o anteriormente descrito, o plano sugerido para a manutenção de transformadores, comporta as seguintes atividades:

- Manutenção preventiva sistemática;
- Análise de gases dissolvidos no óleo;

- Ensaio físico-químico do óleo;
- Análise de compostos furânicos.

A manutenção preventiva sistemática deverá ser realizada conforme o nível atribuído a cada transformador, se este estiver na zona A, deverá ser realizada a cada ano, se pertencer à zona B, deverá ser a cada dois anos (aplicar também a transformadores de carácter privativo) e se pertencer à zona C, será a cada três anos.

Neste âmbito, as atividades a realizar deverão ser as seguintes:

- Verificação do estado das juntas;
- Verificação do estado das válvulas;
- Verificação da existência de fugas do óleo isolante;
- Verificação do estado dos radiadores;
- Verificação e ensaio do sistema de ventilação;
- Verificação do estado das travessias;
- Verificação do estado do vaso de expansão e do comutador;
- Verificação dos níveis do óleo do RTEC e transformador;
- Verificação da atuação do relé Buchholz e do relé de fluxo;
- Verificação da atuação da válvula de alívio de pressão do transformador;
- Verificação das ligações à terra, do tanque e dos para-raios;
- Verificação do estado do exsicador e da sílica gel (substituir se necessário);
- Verificação do estado geral de conservação (corrosão, limpeza, pintura);
- Verificação de ruídos e de vibrações;
- Verificação dos armários de dispersão ou de reagrupamento de cabos;
- Verificação do armário de comando dos ventiladores e do RTEC;
- Registo dos valores de temperatura máxima (imagem térmica e do óleo);
- Registo do nº de manobras do RTEC;
- Termografia.

Com estas ações visuais e num curto espaço de tempo, é possível detetar sinais indicadores de possíveis anomalias no transformador.

Em função dos sinais obtidos por intermédio das ações de carácter preventivo realizada, deverá ser avaliada a necessidade de efetuar ensaios mais complexos, tais como os descritos na Tabela 12.

Com base no estudo e na pesquisa deste trabalho, conclui-se que a utilização de sistemas de monitorização *on-line* (visando o acompanhamento em tempo real do estado de operação dos transformadores de potência), principalmente nos elementos que constituem uma maior ameaça para o transformador, tais como, o estado do isolamento sólido e líquido, constituem uma ferramenta fundamental e imprescindível, para que se possam alcançar os benefícios esperados no sistema de gestão de ativos, tais como:

- Permitir a redução no valor global do seguro das instalações;
- Redução do risco de avarias catastróficas;
- Aumento da segurança de pessoas e bens;
- Extensão da vida útil dos transformadores e dos respetivos equipamentos;
- Preservação da imagem corporativa;
- Otimização das rotinas de manutenção, permitindo desta forma a migração da manutenção preventiva para a manutenção condicionada (baseada no estado do equipamento e não no tempo);
- Redução efetiva de custos.

Estes benefícios permitirão aos operadores, o fornecimento de uma melhor qualidade de serviço à rede elétrica, cada vez mais exigente pelos consumidores e pelas entidades reguladoras do setor.

Num futuro, cada vez mais próximo, com a integração das redes inteligentes no Sistema Elétrico Nacional, estes ativos também irão fazer parte desse sistema. Espera-se, por conseguinte, que a instalação de equipamentos de monitorização nos transformadores se generalize e também que os custos associados sejam comportáveis pelos operadores. Certamente que os fabricantes e os operadores desejam que tal situação se concretize por diversos fatores, entre eles, o de motivar a pesquisa de novas tecnologias e soluções

que satisfaçam o mercado e, desta forma, contribuam como um motor de crescimento económico para a melhoria da eficiência energética.

Como complemento deste trabalho, seria interessante o desenvolvimento de um estudo baseado nos seguintes pressupostos:

- A integração *on-line* de diferentes métodos de diagnóstico, por exemplo, baseados na análise de parâmetros elétricos, DGA, vibrações, temperatura, entre outros, num só sistema;
- A disseminação de algoritmos preditivos capazes de estimar o período de tempo máximo até uma próxima ação de manutenção e/ou mecanismos de alarme indicativos de anomalias de elevada severidade;
- Rever a estratégia de manutenção, com introdução de novos processos de ensaio e diagnóstico e de avaliação de resultados.

Referências Bibliográficas

- [1] Cardoso, A. J. M.; Oliveira, L. M. R.; Gameiro, N. S. e Veloso, P. M. M. G.: "*Diagnóstico de Avarias em Transformadores Trifásicos*", Anais da Engenharia e Tecnologia Eletrotécnica, Nº. 6, pp. 9-12, Março 1998.
- [2] CIGRE Working group, "*Life Management of Transformers*", 2002
- [3] IEEE, "*Guide for Interpretation of Gases Generated in OIL Immersed Transformer*", ANSI/IEEE, Standard C57.104.TM 2008, Fevereiro 2009.
- [4] Alves, Mário Ferreira, "*ABC das Máquinas Elétricas*", Março 2003.
- [5] Guru, Bhag, "*Electric Machinery and Transformers*".
- [6] Guedes, Manuel Vaz, "*Caderno de Estudos de Máquinas Elétricas nº 4*".
- [7] Gomes, Bruno, Material de Apoio à Unidade Curricular "*Eletromagnetismo e Máquinas Elétricas*".
- [8] Guedes, Manuel Vaz, "*Apontamentos Máquinas Elétricas I*".
- [9] Kosow, Irwin Lionel, "*Electric Machinery and Transformers*".
- [10] Chapman, Stephen J., "*Electric Machinery Fundamentals*", 4ª ed. Ney York: Mc Graw Hill, 2005.
- [11] Carvalho, José, "*Máquinas Elétricas*", Março 2012.
- [12] Martin J. Heathcot, "*The J&P Transformer Book*", 12ª edição, 1999.
- [13] Martignoni, Alfonso, "*Transformadores*", Editora Globo SA.
- [14] P.k.SEN, "*Transformer Overloading and Assessment of Loss-Of-Life for Liquid-Filled Transformers*", 2011.
- [15] M. Emsley, Alan; Vadim G. Arakelian, "*Ageing of Electroinsulating Cellulosic Materials. Part I. Chemistry, Mechanisms and kinetics of Decomposition of Cellulose*".
- [16] H. S. Bronzeado, CHESF A. C. de Azevedo, UFMT A. C. Delaiba, UFUJ. C. de Oliveira, UFU e B. C. Carvalho, UFMT, "*Stress Electromecânico em Transformadores*".
- [17] I.A.R. Gray, "*Evaluation of Transformer Solid Insulation*".

- [18] Rosentino Jr, A.J.P., E.Saraiva, A.C. Delaiba, R. Guimarães, M. Lynce, J.C. de Oliveira, “*Investigação do Stress Eletromecânico em Transformadores Causados por Curto-circuitos*”.
- [19] Bjerkan, Eilert, “*Stresses and Diagnostics*”, 2005.
- [20] ABB, “*Guia de Manutenção*”.
- [21] IEEE 62 1995, “*Guide for Diagnostic Field Testing Transformers, Regulators and Reactors*”.
- [22] IEC 60076-8, “*Power Transformers – Application Guide*”, 1997.
- [23] Efacec, “*Transformadores*”.
- [24] Dissertação de Mestrado, *Pedro Miguel da Mota Lopes Ribeiro*, FEUP.
- [25] Adwel Internacional, “*Winding Resistance Testing*”.
- [26] Carvalho, Carlos Castro, “*Transformadores*”, 2ª edição, Editorial Engenharia 1983.
- [27] EDP, “*Transformadores Trifásicos Características e Ensaios*”, Fevereiro 2007.
- [28] Toshiba, “*Aspetos construtivos dos Transformadores de Potência*” UNIVERTEC 2013.
- [29] Osbert Joel, “*Cooling of Transformers*”, acesso em 21-09-2014 através de: <http://goodnews11.hubpages.com/hub/Cooling-of-transformers#>,
- [30] Martins, Maria Augusta, “*Furfuraldeído – Um Indicador Prático da Degradação Térmica do Papel kraft de Transformadores*”.
- [31] WEG, “*Transformadores de Potência*”, acesso em 30-09-2014, através de: www.weg.com.br
- [32] Martins, Maria Augusta, “*Gestão da Vida Útil dos Transformadores*”.
- [33] Harlow James H. “*Electric Power Transformer Engineering*”, 1ª ed. Florida: CRC Press, 2004.
- [34] Martins, Maria Augusta, “*Falhas Catastróficas em Transformadores Provocadas Pelo Sulfureto de Cobre, Causas e Soluções*”, 2008.

- [35] Oliveira, Afonso, “*Dielétricos usados nos Transformadores da Distribuição*”, Abril 2005.
- [36] Contrafo, “*Transformadores a Óleo - Força, Manual de Instruções*”, Março 2011.
- [37] CIGRE, “*Aplicação de Uma Nova Metodologia Para Detecção de Descargas Parciais em Transformadores de Potência*”, Abril 2010.
- [38] Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadk, “*Power System Relaying*”, Third Edition, 2008.
- [39] Kindermann, Geraldo, “*Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*”, 2º Volume, 2006.
- [40] Cardoso, A. J. M., Oliveira, L. M. R., “*Condition Monitoring and Diagnostics of Power Transformers*”, Julho 1999.
- [41] M. Mirzai, A. Gholami, F. Aminifar, “*Failures Analysis and Reability Calculation for Power Transformers*”, 2006.
- [42] Sparling, B.; Aubin, J., “*Power Transformer Life Extension Through Better Monitoring*”, Proc. PowerGrid Europe, 2007.
- [43] CIGRE Working group, “*The Impact of Insulation Monitoring and Diagnostics on Reliability and Exploitation of Service Life*”, 2006.
- [44] H. Bartley, William P.E., “*Failure Analysis of Transformers*”, 2003.
- [45] IEEE, “*Draft Guide for the Interpretation of Gases in Oil Immersed Transformers*”, 2004.
- [46] Tapan k. Saha, “*Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers*”, IEEE Transactions on Dielectric and Electrical Insulation, Vol. 10 Issue 5, 2003, pp 903-917.
- [47] Martins, Maria Augusta, “*Manutenção de Transformadores de Potência. Tratamentos do óleo e do Papel dos Enrolamentos*”, 2001.
- [48] Martins, Maria Augusta, “*Regeneração de Óleos Isolantes Usados. Solução ou Problema?*”, 2007.
- [49] Siemens, “*Transforming Regeneration Into System Reliability*”, 2011.
- [50] EDP, “*Transformadores Trifásicos 60kV/MT, Caracterização e Ensaio*”, 2014.

- [51] Martins, Maria Augusta, “*Envelhecimento Térmico do Papel Isolante de Transformadores. Investigação Experimental. Modelos de Degradação*”, 2010.
- [52] WEG, “*Características e Especificações de Transformadores da Distribuição e Força*”, 2011.
- [53] CIGRE, “*Aplicações de Análise de Resposta em Frequência e Impedância Terminal para Diagnóstico de Transformadores*”, 2009.
- [54] SIEMENS, “*Instrumentos para o Monitoramento da Vida Útil de Transformadores*”, 2007.
- [55] Gill, Paul, “*Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*”, 2ª Edição, CRC Press, Boca Raton, 2009.
- [56] CIGRE, “*Diagnóstico Integrado de Transformadores de Potência Parte 1: Evaluacion Del Estado Actual*”, 2012.
- [57] CIGRE, “*DGA in Non-Mineral Oils and Load Tap Changers and Improved DGA Diagnosis Criteria*”, 2010.
- [58] Zirbes, Roberto, “*Metodologias para Avaliação e Diagnóstico do Estado de Isolamentos de Papel Impregnado com Óleo Mineral*”, 2005.
- [59] United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, “*Transformer Diagnostics*”, 2003.
- [60] Cabral, Martín, Daher, Jorge, “*Técnicas de Diagnóstico para Mantenimiento Preventivo de Transformadores y Equipamiento de Subestaciones*”, 2010.
- [61] EDP Distribuição, “*Guia de Coordenação de Isolamento*” - Regras de Execução e de Montagem, Nov. 2007.
- [62] BEST, “*Transformer Tests*”.
- [63] Müller, A.; Jovalekic, M.; S. Tenbohlen, “*Assessment of Oil Analysis for Medium Voltage Distribution Transformers*”, Agosto 2011.
- [64] CIGRE, “*Determination of Humidity in Oil Impregnated Cellulose Insulation Systems*”, Novembro 2009.
- [65] CIGRE, “*Guide on Economics of Transformer Management*”, Junho 2004.
- [66] Novamiron, “*Ensayo de Tangente Delta y Capacidad*”.

- [67] IST, “*Gestão da Manutenção*”.
- [68] Didele, Filip; Viegas, José Carlos, “*Manutenção*”, 2003.
- [69] GIAGI, “*Gestão da Manutenção e Disponibilidade dos Equipamentos*”, Janeiro 2007.
- [70] I.P.S. Ahuja, J.S.khamba, “*Total Productive Maintenance: Literature Review and Directions*”. International Journal of Quality & Reliability Management, Abril 2008.
- [71] Headquarters Departement of the Army, “*Power Transformer Maintenance and Acceptance Testing*”, Washington, D, 1998.
- [72] Marcos, E. G. Alves e Vasconcellos, Vagner, “*Aula Prática de Manutenção*”. Edição 44, Setembro de 2009, acesso em 24-01-2015 através de: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/a-revista/edicoes/144-aula-pratica-manutencao.html>.
- [73] O. Frontin, Sergio, “*Equipamentos de Alta tensão, Prospeção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*”, 2013.
- [74] SIEMENS, “*Sistema de Monitorização e Diagnóstico de Transformadores*”.
- [75] SIEMENS, “*Sistemas de Monitoreo de Transformadores*”, 2011.
- [76] Almeida, O. M., UFC, M. A. B. Amora, UFC, F. R. Barbosa, UFC, F. A. P. Aragão, UFC, P. R. O. Braga, UFC, O. C. E. S. Nottingham, UFC, L. H. S. C. Barreto, UFC, Vitor R, Endesa, “*Monitorização e Diagnóstico de um Transformador de Potência: Análise de Gases Dissolvidos no Óleo e Análise Térmica*”, 2007.
- [77] GE, “*HYDRAN M2*”. Acesso em 04-02-2015 através de: <https://www.gedigitalenergy.com/md/catalog/hydranm2.htm>.
- [78] GE, “*kelman TRANSFIX Family, Installation Manual*”, Dezembro de 2013.
- [79] CIGRE, “*Desenvolvimento e implementação de um sistema integrado de medição de descargas parciais e fator de perdas On-line em transformadores de potência*”, 2007.
- [80] GE, “*Intellix_BMT300-1*”.

- [81] Dias, R.A.; Vilar, P. B.; Costa, E. G.; Ferreira, T. V., “ *Monitoramento de Transformadores Utilizando Sensores à Fibra óptica: Técnicas e Aplicação*”, 2012.
- [82] Lehtinen, Matti & Bertlin, Lina G, kTH & Tkk, “*Asset Management in Power Systems*”, 2005.
- [83] H. Ibarguengoytia¹, Pablo; Liñan, Roberto; Pascacio, Alberth; Betancourt, Enrique, “*Probabilistic Vibration Models in the Diagnosis of Power Transformers*”, Setembro 2011.
- [84] Jardini, J.A., “*Alternativas Tecnológicas para Minimizar Ruídos em Subestações*”, 2007.
- [85] kang, P.; Birtwhistle, D., “*On-Line Condition Monitoring of Tap Changers-Field Experience*”, 2001.
- [86] GE, “*kelman TapTrans*”, acesso em 08-02-2015, através de:
<https://www.gedigitalenergy.com/md/catalog/taptrans.htm>.
- [87] GE, “*Power Transformer Life Extension Through Better Monitoring*”, 2007.
- [88] Tretech, “*Descentralizar e Monitorar On-Line Reduz os Seus Problemas com Transformadores*”, Novembro 2010.
- [89] Alves, Marcos; Albuquerque, R., “*Monitoreo On-Line de Un Banco de Autotransformadores 345-138/13,8kV 150 MVA Com Conmutación Bajo carga*”, Outubro 2007.
- [90] Tecnilab, “*Sistemas de monitorização de transformadores de Potência*”, acesso em 21-02-2015, através de:
<http://www.tecnilab.pt/content/default.asp?idcat=SistemasMonitorizacaoTransformadoresPotencia&idCatM=SOLUCOES&idContent=39515680-1DC8-4059-ADEB-5C83E4C0A47B>.
- [91] IEEE, “*On-Line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer and Insulation System*”, Outubro 2004.
- [92] Omicron, “*Soluções de Diagnostico para Transformadores de Potência*”, Maio 2013.

- [93] CIGRE, "Medidas de Impedâncias de Curto-circuito e Reatância de Dispersão com Variação de Frequência em Transformadores de Potência", Maio 2009. Acesso em 29-03-2015, através de:
<http://www.adimarco.com.br/artigos-tecnicos/medidas-impedancia-curto-circuito-reatancia-dispersao-transformadores>.
- [94] Paulino, M. E. C., "Novas Tecnologias Aplicadas na Avaliação de Transformadores de Potência", 2010.
- [95] Yuri Andrade, Dias, M.; Bernardes, M.; Brito, L; Ribeiro, C.; Araújo, S.; Marques, A.; Azevedo, C.; Lopes, J., "Protótipo de um Dispositivo de Monitorização Remota de Descargas Parciais em Transformadores de Potência", Abril 2014.
- [96] Bohn, F.; Gündel, A.; Severino, A. M.; Landgraf, F. J. G.; Sommer, R. L., "Propriedades Magnéticas de Aços Elétricos de Grão Não-Orientado, 2004.
- [97] ABB, "Liquid-Filled Power Transformers".