



DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA E FERRAMENTAS DE AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE PÓTÊNCIA E REACTÂNCIAS SHUNT DA RNT

JOSÉ ADELINO MARÇAL MAURICIO

agosto de 2019

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA E FERRAMENTAS DE AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E REACTÂNCIAS SHUNT DA RNT

José Adelino Marçal Maurício



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2019

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: José Adelino Marçal Maurício, N° 1170089, 1170089@isep.ipp.pt

Orientação ISEP: Tiago Branco Andrade, tba@isep.ipp.pt

Empresa: REN, Redes Energéticas Nacionais, SPGS, S.A.

Supervisão: Eng.º Mário Soares, mario.soares@ren.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2019

“Prediction is very difficult, especially if it’s about the future.”

Niels Bohr

Agradecimentos

Primeiramente ao Engenheiro Mário André Pereira Leite Soares, por toda a disponibilidade, conselhos, orientação e dedicação que se revelaram cruciais ao longo da realização deste estudo.

A todos os profissionais da REN que, durante a minha presença, partilharam comigo o seu *know how*, e vivências ao serviço na RNT.

Ao Professor Doutor Tiago Branco Andrade por, através da sua orientação, tornar possível a realização deste estágio e também por toda a disponibilidade e orientação facultadas desde a primeira abordagem.

Agradeço a todos os meus amigos, em especial à minha namorada, por todo o apoio que me deram, por todos os momentos que passamos juntos e serviram de impulso e motivação para realizar este trabalho.

Expressar este agradecimento em palavras é injusto, perante a grandiosidade do esforço que os meus familiares fizeram para me possibilitar a oportunidade de realizar esta etapa da minha vida, assim, aos meus avós, pais, tios, primos e padrinhos, cabe-me agradecer em ações presentes e futuras, todo o esforço empregado.

Por último, particularizar ao meu tio António Augusto Geraldês Cardoso, pelo amor, dedicação e profissionalismo demonstrados ao longo da sua carreira profissional e que despertaram em mim precocemente, o gosto pela energia elétrica.

Resumo

Os transformadores de potência são um ativo com elevado peso no que diz respeito à gestão de ativos da RNT-E. A gestão do ciclo de vida dos transformadores de potência tem como pilar fundamental a avaliação periódica do seu estado, assente em relatórios de ensaios, sistemas de monitorização, registos de manutenção, inspeções e informação de exploração.

O planeamento de medidas de manutenção extraordinárias, investimentos ou substituição de equipamentos exige uma visão com um horizonte temporal plurianual, pelo que para além da avaliação de estado atual, torna-se relevante prever a evolução esperada no estado dos equipamentos que a experiência demonstra não ser linear com a idade dos ativos.

Os resultados da análise ao óleo isolante dos transformadores são uma fonte essencial para o diagnóstico, havendo já um volume de dados que permite uma caracterização do estado e uma exploração de tendências com vista a previsão da sua evolução.

Assim, neste trabalho propõe-se a aplicação de um método de avaliação bidimensional, que permite apoiar decisões relativas à gestão de ativos, tendo em conta uma vertente de probabilidade de falha e um nível de alerta de envelhecimento.

Palavras-Chave

Transformador de potência. Avaliação bidimensional. Nível de probabilidade de falha. Nível de alerta de envelhecimento. Previsão de estado. Ensaio ao óleo. Rede Nacional de Transporte.

Abstract

Power transformers are a highly critical asset in the national transmission system asset management. Life cycle management of power transformers is based on periodic assessment of their status, based on test reports, monitoring systems, maintenance records, inspections and operating information.

The planning of extraordinary maintenance measures, investments or replacements of equipment requires a multi-year horizon vision, so in addition to the current condition assessment, it's relevant to predict the expected evolution in the state of the equipment that experience shows that it isn't linear with the age of the assets.

The analysis results of the insulating oil of power transformers analysis are an essential source for the diagnosis, and there is already a data volume, that allows a characterization of the overall condition and a trend analysis in order to predict its evolution.

This work proposes the application of a two-dimensional evaluation method, which allows to support decisions regarding asset management, taking into account a dimension of failure probability and another dimension of aging alert level.

Keywords

Power transformer. Two-dimensional evaluation. Probability failure level. Aging alert level. State forecast. Oil tests. National transmission system.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO	2
2. MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	5
2.1 ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO.....	5
2.1.1 Manutenção baseada no tempo (TBM).....	7
2.1.2 Manutenção baseada na condição (CBM)	9
2.1.3 Manutenção corretiva.....	10
2.2 TRANSFORMADORES E COMPONENTES	10
2.2.1 Parte ativa.....	15
2.2.2 Cuba	20
2.2.3 Óleo isolante	21
2.2.4 Travessias.....	23
2.2.5 Reguladores de tensão em carga	24
2.2.6 Sistemas de Refrigeração.....	26
2.3 CONCLUSÃO	27
3. TÉCNICAS DE MONITORIZAÇÃO E DIAGNÓSTICO	29
3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	29
3.2 ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS (DGA)	30
3.2.1 Concentração total de gases combustíveis (TDCG)	31
3.2.2 Gases Chave (Key Gases).....	33
3.2.3 Triângulo de Duval	34
3.2.4 Rácios.....	34
3.3 ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA.....	36
3.3.1 Aspeto e cor	36
3.3.2 Teor de água.....	36
3.3.3 Tensão disruptiva	37

3.3.4	Tensão interfacial	37
3.3.5	Fator de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$)	38
3.3.6	Acidez.....	38
3.4	ANÁLISE DE COMPOSTOS FURÂNICOS.....	38
3.5	ENSAIOS ELÉTRICOS.....	39
3.5.1	Resistência de isolamento nos enrolamentos.....	41
3.5.2	Capacidade e fator de dissipação ($\text{tg}\delta$ ou df).....	41
3.5.3	Tensão de reabsorção.....	41
3.5.4	Relação de transformação AT/MT e MT/BT	41
3.5.5	Resistência ôhmica dos enrolamentos	42
3.5.6	Corrente de magnetização no enrolamento AT	42
3.5.7	Reactância de dispersão.....	42
3.6	MONITORIZAÇÃO ON-LINE	42
3.7	CONCLUSÃO	43
4.	METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES	45
4.1	LEVANTAMENTO DAS BASES DE DADOS	45
4.1.1	Fontes e origens dos dados	45
4.1.2	Preparação de dados	46
4.2	DASHBOARD	48
4.2.1	Dashboard DGA	51
4.2.2	Dashboard análises físico-químicas.....	53
4.2.3	Dashboard compostos furânicos.....	54
4.3	AVALIAÇÃO BIDIMENSIONAL.....	55
4.3.1	NAE (Nível de alerta de envelhecimento).....	58
4.3.2	NPF (Nível de probabilidade de falhas).....	61
4.4	CONCLUSÃO	62
5.	APLICAÇÃO PRÁTICA DO MÉTODO.....	65
5.1	CASO DE ESTUDO	65
5.1.1	NAE.....	67
5.1.2	NPF.....	71
5.1.3	Avaliação global.....	75
5.2	CONCLUSÕES E RESULTADOS	76
6.	CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO.....	79
6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	79
6.2	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	81
	ANEXO A. VALORES PADRÃO PARA CÁLCULO DE NAE.....	84

ANEXO B. CÁLCULOS DE NAE PARA POPULAÇÃO DO CASO DE ESTUDO 5.1.....	89
ANEXO C. ELABORAÇÃO DE INSTRUÇÃO OPERACIONAL PARA RECOLHA E ANÁLISE DE ÓLEO COM EQUIPAMENTO PORTÁTIL TRANSPORT X.....	94
ANEXO D. ACOMPANHAMENTO DE TRABALHOS DE INSPEÇÃO INTERIOR NUM AUTOTRANSFORMADOR DA RNT.	104
ANEXO E. ACOMPANHAMENTO DE MANUTENÇÃO E ENSAIOS AO COMUTADOR DO RC DE UM AUTOTRANSFORMADOR.	105
ANEXO F. ACOMPANHAMENTO DE INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO A UM DISJUNTOR DE 220 KV.....	108

Índice de Figuras

Figura 1 - Estratégias de manutenção (Adaptado de [1])	6
Figura 2 - Representação gráfica da curva da "banheira", (Fonte: [1])	8
Figura 3 - Esquema elétrico de um autotransformador elétrico (adaptado de [6])	12
Figura 4 - Autotransformador trifásico de fases dissociadas da RNT, 450 MVA (Fonte: REN) 12	
Figura 5 – PST da RNT, tipo “ <i>quadrature booster</i> ” em duas cubas. (Fonte: REN)	13
Figura 6 – Esquema de enrolamentos de um PST da RNT (Fonte: REN)	14
Figura 7 - Núcleo tipo " <i>core</i> " (esquerda), núcleo tipo " <i>shell</i> " (direita.) [9]	16
Figura 8 - Corte de secção quadrada (Fonte: [6])	17
Figura 9 - Corte de secção em degrau(Fonte: [6])	17
Figura 10 - Núcleo tipo core com colunas em degrau (Fonte: REN)	17
Figura 11 - Distorção radial de enrolamentos (Fonte: [8])	18
Figura 12 – Influência da manutenção na vida útil do transformador de potência. (Fonte [1]) 19	
Figura 13- Fixação e isolamento sólido de ligações das tomadas de regulação aos enrolamentos de um transformador de potência (Fonte :REN)	19
Figura 14- Classificação da cuba: convencional (esquerda) e "sino" (direita) (Fonte: [8])	20
Figura 15 - Comutador de um autotransformador da RNT em processo de manutenção (Fonte: REN)	25
Figura 16- Acoplamento do tipo " <i>in-tank</i> " (Fonte: [2])	26

Figura 17 - Acoplamento do tipo "weir-tank" (Fonte: [2])	26
Figura 18 - Triângulo de Duval, mapa de identificação de falhas (Adpatado de [19])	34
Figura 19 - Escala de cores (Fonte: ASTM D1500)	36
Figura 20 - Matriz de diagnóstico para ensaios elétricos (Adaptado de [2])	40
Figura 21 - Excerto de relatório DGA (Fonte REN)	47
Figura 22 - <i>Dashboard</i> de avaliação global do transformador	49
Figura 23- <i>Dashboard</i> de interpretação de DGA	50
Figura 24 - Menu de seleção do transformador	50
Figura 25 - Gráfico com evolução de concentrações TDCG e H ₂ .	51
Figura 26 - Gráfico de colunas empilhadas com evolução de concentração de gases	51
Figura 27 - Gráfico de colunas com indicação de gases chave.	52
Figura 28 - Triângulo Duval, com recurso a gráfico tipo X Y scatter.	52
Figura 29 - Gráfico de colunas representativo do diagnóstico de rácios.	53
Figura 30 - Gráficos representativos de parâmetros físico-químicos	53
Figura 31 – Gráficos e indicação de NAE individual para cada parâmetro	54
Figura 32 - Gráficos representativos do histórico de furânicos	55
Figura 33 - Gráfico com análise de obtenção de NAE furânicos	55
Figura 34 - Gráfico bidimensional para avaliação de transformadores.	56
Figura 35 - <i>Dashboard</i> NAE _{fur} (Transformador 44)	68
Figura 36 - Representação gráfica do cálculo de NAE _{fur} (Transformador 44)	69
Figura 37 - Distribuição de NAE por parâmetro	69

Figura 38 - NAE individuais e global (Transformador 44)	70
Figura 39 - NAE global da população em estudo	71
Figura 40 - Distribuição de NPF	71
Figura 41 - <i>Dashboard</i> de interpretação DGA (Transformador 44)	72
Figura 42- Indicadores de condição NPF (Transformador 44)	73
Figura 43- Diagnóstico " <i>Key gases</i> "(Transformador 44)	73
Figura 44 - Diagnóstico Triângulo de Duval (Transformador 44)	74
Figura 45 - Diagnósticos de rácios de Roger e Doernenburg (Transformador 44)	74
Figura 46 - Avaliação global (transformador 44)	75
Figura 47 - Avaliação da população do caso de estudo	76

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Impactos da falta de manutenção ao longo do tempo (Adaptada [2])	7
Tabela 2 - Gases analisados pelo DGA	30
Tabela 3 – Condições e concentrações limite de gases (Fonte: [17])	32
Tabela 4 - Limites de evolução TDCG para cada condição (Fonte: [17])	32
Tabela 5 - Procedimentos para cada condição TDCG (Fonte: [17])	33
Tabela 6 – Análises com rácios de gases IEC	35
Tabela 7- Valores recomendados DF tg δ , PF	41
Tabela 8 - Definição de limites de áres de avaliação	57
Tabela 9 - Critérios para atribuição de NAE	59
Tabela 10 – Combinação de valores para os diferentes NPF	62
Tabela 11 – Principais caraterísticas da população do caso de estudo	66
Tabela 12 – Número de transformadores por NPF para cada gás que lhe deu origem	72
Tabela 13 - Resumo de avaliações da população	76

Acrónimos e siglas

ASTM	–	<i>American Society for Testing and Materials</i>
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
CAPEX	–	<i>Capital Expenditure</i>
CBM	–	<i>Condition Based Maintenance</i>
CIGRE	–	<i>Conseil International des Grands Réseaux Electriques</i>
DGA	–	<i>Dissolved Gas Analysis</i>
IEC	–	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	–	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LMAT	–	Linhas de Muito Alta Tensão
MT	–	Média Tensão
NAE	–	Nível de Alerta de Envelhecimento
NPF	–	Nível de Probabilidade de Falha
OPEX	–	<i>Operating Expenditure</i>
PST	–	<i>Phase Shifter Transformer</i>
RC	–	Regulador de Tensão em Carga
REN	–	Redes Energéticas Nacionais
RND	–	Rede Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

RNT-E – Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica

SAP – *Sistems Applications and Products*

TBM – *Time Based Maintenance*

TDCG – *Total Dissolved Combustible Gases*

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

No âmbito da unidade curricular de Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica de Sistemas Elétricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto, foi elaborado o presente documento, fruto do trabalho desenvolvido num estágio na REN - Redes Energéticas Nacionais, com o apoio direto da Direção de Gestão de Ativos – Programação e Otimização de Ativos.

Atualmente a gestão de ativos representa uma forte componente nos desafios diários de empresas que possuem ativos físicos. Conseguir maximizar o desempenho alcançado por cada ativo, com um leque de recursos limitados, é um forte desafio e motivação para qualquer gestor de ativos.

Atendendo à ênfase que a REN tem dado ao tema da gestão de ativos e à importância que o transformador de potência representa, não só pelas suas funções na RNT – Rede Nacional de Transporte de energia elétrica, mas também pelo seu valor económico, é de todo o interesse garantir que o ciclo de vida deste seja prolongado de forma eficiente, com a segurança e fiabilidade asseguradas. [1]

Existem em serviço na RNT transformadores com idades superiores a 40 anos e tal facto permite abordar máquinas numa fase avançada do ciclo de vida útil, testando a aplicação de diferentes metodologias de análise e monitorização, garantindo assim um envolvimento direto com o tema gestão de ativos. A dinâmica de evolução de todas as tecnologias associadas a componentes de transformadores e a técnicas de avaliação tem sido deveras

elevada e por isso, aliar a tecnologia mais clássica a novas estratégias e metodologias, é um fator de relevância para o desenvolvimento deste trabalho.

O desempenho dos transformadores de potência da RNT é bastante positivo, tendo tendência a melhorar, existe também uma oportunidade de aperfeiçoamento no que diz respeito à utilização de técnicas de avaliação. Aplicar metodologias de avaliação preditiva e /ou “*on-line*”, baseadas no estado, pode ser efetivamente uma mais-valia quando se pretende ter informação sobre a criticidade dos ativos e assim evitar ações de manutenção precoces ou demasiado tardias.

1.2 OBJETIVOS

Tendo em conta as motivações apresentadas, a realização do presente trabalho tem como foco um conjunto de objetivos:

- Estudo dos fatores que afetam o correto funcionamento dos transformadores de potência e que afetam o período de vida útil dos mesmos;
- Estudo das diferentes normas e teorias associadas à análise e avaliação dos transformadores de potência e seus componentes;
- Tratamento estatístico e prospeção de dados com vista à identificação de tendências e atualização de valores padrão para comportamentos dos modelos de transformadores presentes na RNT;
- Aplicar metodologias que permitam auxiliar nas tomadas de decisão da componente operacional, assim como na atualização da estratégia de manutenção de ativos, de acordo com as políticas da REN;

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O documento apresentado divide-se em seis capítulos, em anexo são ainda descritas atividades de enriquecimento desenvolvidas no decorrer do período de estágio na REN.

No capítulo um é elaborada uma contextualização com a prática, as motivações e os principais objetivos, assim como uma breve descrição da estruturação do mesmo.

O capítulo dois destina-se à abordagem da manutenção em transformadores de potência, começando por sintetizar as distintas estratégias de manutenção que podem ser praticadas e

passando aos aspetos construtivos de um transformador de potência, aspetos estes que representam uma parte importante na perceção da máquina e do seu comportamento.

No capítulo três, o principal foco são as técnicas de diagnóstico e monitorização, onde são abordadas diferentes técnicas de diagnóstico publicadas, análises provenientes de recolhas de óleo e propriedades que podem ser observadas, ensaios elétricos e ainda monitorização *on-line*. Esta abordagem permite uma melhor familiarização com as formas de avaliar um transformador de potência de acordo com o estado da arte.

No capítulo quatro, é descrita a metodologia proposta para avaliar o estado do transformador de potência, começa por elucidar sobre as bases de dados utilizadas e sobre a forma como serão mostradas as informações ao utilizador, em seguida descreve os fatores que compõem a metodologia de avaliação.

O capítulo cinco representa a aplicação da metodologia de avaliação proposta no capítulo quatro, tendo em conta uma população e análise de tendência, por fim demonstrados resultados e retiradas conclusões acerca desses mesmos resultados.

Por último, no capítulo seis, são tecidas algumas considerações finais sobre o trabalho realizado e abordados possíveis desenvolvimentos para trabalhos futuros.

2. MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

2.1 ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO

A manutenção dos transformadores de potência tem um forte impacto na fiabilidade e vida útil dos mesmos, assim a seleção e utilização adequada das diferentes estratégias de manutenção são fundamentais para uma correta implementação de metodologias que permitam otimizar o seu ciclo de vida (no mínimo de 40 anos) [2].

A manutenção engloba um conjunto de processos de diagnóstico, reparação ou prevenção de falhas para um determinado sistema e, portanto, podem variar tanto no seu impacto como na sua dificuldade de execução.

A Figura 1 representa de forma sintetizada as diferentes estratégias de manutenção que o utilizador pode aplicar.

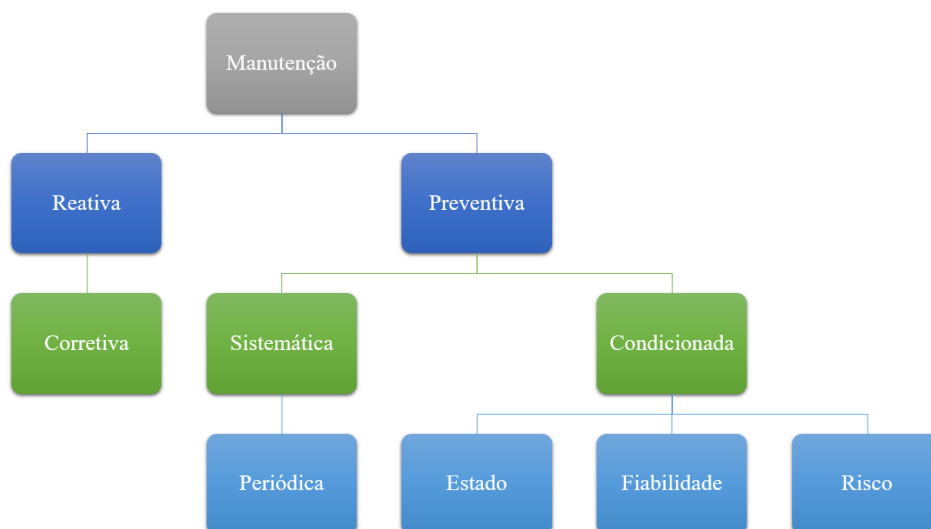


Figura 1 - Estratégias de manutenção (Adaptado de [1])

No que diz respeito a manutenção preventiva, para desenvolver este estudo é pertinente abordar, de forma introdutória, as estratégias de manutenção “Sistemática ->Periódica” e “Condicionada ->Estado”, respetivamente nos subcapítulos 2.1.1 e 2.1.2. Já no que se refere a manutenção reativa, a estratégia de manutenção abordada é a “Corretiva”, no subcapítulo 2.1.3.







Um comissionamento cuidado é essencial para garantir um início de funcionamento com qualidade para os transformadores de potência, e algumas funções e propriedades não devem ser descuradas, nomeadamente a qualidade do óleo inicial, o funcionamento completo dos sistemas de refrigeração e regulador de tensão, correto dimensionamento dos dispositivos de proteção, assim como uma bateria de testes e ensaios que indiquem uma boa entrada em exercício e possibilitem comparações futuras. Em condições normais, um transformador deve funcionar os primeiros cinco anos sem que a manutenção tenha impacto na sua fiabilidade, contudo é usual efetuarem-se algumas inspeções visuais e testes para certificar o bom desempenho.

A falta de manutenção pode ter efeitos nocivos no ciclo de vida de qualquer ativo e os transformadores não são exceção, a Tabela 1 demonstra possíveis impactos causados pela falta de manutenção ao longo do período de funcionamento relativo de um transformador de potência.

No caso da atual concessionária da RNT, e como referido no capítulo um, a grande questão atual não se trata de identificar os recursos mínimos para alcançar um determinado nível de

fiabilidade, mas sim a maximização de desempenho que se consiga alcançar com uma quantidade limitada de recursos. E, portanto, são tidos em conta os custos elevados que cada estratégia de manutenção pode englobar, mas também os incentivos regulatórios para o prolongamento da vida útil dos ativos. Atualmente existe um processo de transição da manutenção baseada no tempo para ações baseadas no estado e criticidade dos componentes dos ativos. [1]

Tabela 1 - Impactos da falta de manutenção ao longo do tempo (Adaptada [2])

Tempo de Funcionamento	Possíveis impactos devido a falta de manutenção
Novo	 <ul style="list-style-type: none"> - Erros de comissionamento - Falha na deteção de problemas de “infância”
20%	 <ul style="list-style-type: none"> - Início da oxidação do óleo - Desgaste de contactos do regulador - Clima e raios UV começam afetar funcionamento - Tendências em condições não observadas
40%	 <ul style="list-style-type: none"> - Corrosão em ambientes severos - Efeitos visíveis do clima e raios UV - Transdutores perdem calibração - Desgaste de ventilação e bombas - Tendências em condições não observadas
60%	 <ul style="list-style-type: none"> - Juntas e anilas perdem propriedades, escorrimento - Produtos formados no óleo afetam isolante sólido - Tinta estalada, arestas e pontos de corrosão - Impossível parar envelhecimento - Perda de benefícios de intervenção “mid-life”
80%	 <ul style="list-style-type: none"> - Incerteza na vida útil em falta - Oxidação entra numa fase acelerada - PD da celulose baixa, por vezes prematuramente - Taxa de falhas das travessias e regulador sobe - Sistema de pintura de proteção falha
100%	 <ul style="list-style-type: none"> - Sedimentos caso o óleo esteja em más condições - Exposição causa avarias no transformador - Fragilidade dos cabos e seu isolamento - Escorrimentos levam a recarga regular do óleo - Resistência dielétrica diminui - Falha dispendiosa

2.1.1 MANUTENÇÃO BASEADA NO TEMPO (TBM)

Tal como o próprio nome indica, a manutenção baseada no tempo (TBM – Time Based Maintenance) tem como fio condutor o período de tempo decorrido entre intervenções ou

inclusive o número de manobras executadas. Todas as ações realizadas para melhorar a condição ou simplesmente a avaliação da mesma, são planeadas dessa forma.

Para levar a cabo esta estratégia de manutenção é necessário conhecer aprofundadamente as características de cada componente, só sabendo as características do equipamento em questão podem ser estabelecidos períodos que tenham uma relação custo/benefício mais próxima do ponto ótimo. Deste modo a TBM é mais facilmente aplicada em equipamentos cujas características de degradação e envelhecimento estejam perfeitamente identificadas.

Muitas vezes a degradação ou envelhecimento de um ativo podem ser traduzidos através do número de falhas desse mesmo ativo em função do tempo de vida, surgem assim as representações em forma de curva. Entre as demais curvas utilizadas para esta análise, a mais característica é apelidada de “curva da banheira”, Figura 2, onde existe um período inicial (período de infância) no qual são consideradas falhas resultantes de erros de fabrico, posteriormente o ativo entra num período onde a taxa de falhas é constante (período de maturidade) e por último chega o período onde a taxa de avarias é crescente (período de degradação), havendo lugar a falhas provocadas pelo envelhecimento dos componentes.

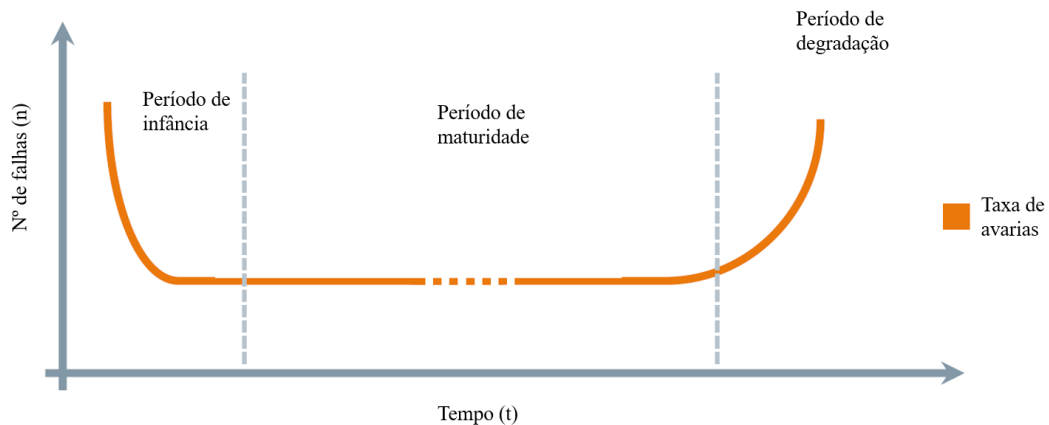


Figura 2 - Representação gráfica da curva da "banheira", (Fonte: [1])

A REN, no que diz respeito a TBM para transformadores de potência e reactâncias shunt realiza atividades periódicas com ciclos que podem ser ajustados, essas atividades são:

- Inspeção periódica de rotina;
- Manutenção básica;
- Termografia;

- Manutenção específica – regulador em carga;
- Ensaaios ao óleo isolante;
- Ensaaios elétricos.

2.1.2 MANUTENÇÃO BASEADA NA CONDIÇÃO (CBM)

A manutenção baseada na condição (CBM – Condition Based Maintenance) é uma estratégia de manutenção que utiliza o estado atual ou futuro de um dado ativo, para prevenir intervenções como reparações e/ou substituições tendo como objetivo principal o alargamento do tempo de vida útil. Pode-se considerar como uma estratégia de oposição à TBM, uma vez que prioriza a mudança de estado. Ao reduzir o número de intervenções, reduzem-se os desperdícios e, conseqüentemente, os custos de manutenção. Contudo, para ser de facto útil, a CBM deve ter em linha de conta um plano técnico e um plano económico.

Neste tipo de estratégia, a monitorização assume um papel fundamental, pois é através dela que se consegue obter informação sobre o estado do ativo. Devido ao maior volume de dados recolhidos (podem variar entre periódicos ou contínuos), é necessária uma maior robustez de tecnologias de informação e colaboradores qualificados que interpretem os resultados de forma eficaz.

Na RNT as estratégias da atual concessionária passam por um aumento do volume relativo de CBM em detrimento de TBM para os próximos cinco anos [1]. Encontram-se já em realização algumas ações de manutenção que se incluem neste processo, entre elas:

- Diagnóstico avançado;
- Tratamento do óleo isolante;
- Passivação de óleo isolante;
- Tratamento anticorrosivo;
- Substituição de componentes/acessórios;
- Recondicionamento geral

2.1.3 MANUTENÇÃO CORRETIVA

Esta estratégia pode ser considerada como a forma mais básica de manutenção e tem como foco a correção de falhas que já ocorreram, ou seja, a avaria já foi reconhecida e o equipamento terá que ser colocado num estado que lhe permita desempenhar a função para a qual foi concebido.

A manutenção corretiva pode ser conseguida em equipamentos cuja previsão de avarias não é possível, ou as consequências das falhas não são significativas. Apesar de se tratar de uma estratégia de manutenção cujo planeamento e estudos requerem menos esforços, a probabilidade dos custos serem elevados é grande e o tempo de interrupção de serviço também pode ser maior, sendo este último um fator de elevado peso nas decisões. Também o armazenamento, custo de equipamentos e componentes disponíveis para substituição imediata e a mão de obra disponível representam uma desvantagem desta estratégia relativamente a estratégias de carácter preventivo.

2.2 TRANSFORMADORES E COMPONENTES

A transmissão de energia está, geralmente, dividida em duas partes: uma primeira é o transporte de energia em longas distâncias e com altos níveis de tensão, e uma segunda que é a distribuição de energia até ao utilizador final [3]. As normas IEC não fazem qualquer distinção entre transformadores que operam na rede de transporte ou na rede de distribuição, uma vez que a sua função principal é transmitir potência de um nível de tensão para outro, no entanto transformadores da rede de transporte são apelidados de transformadores de potência e transformadores da rede de distribuição são referidos como transformadores de distribuição.

O presente trabalho terá como foco equipamentos que operam na rede nacional de transporte (RNT), nomeadamente transformadores de potência, autotransformadores de potência, transformadores desfasadores e reactâncias shunt, todos eles são do tipo imerso em óleo. Apesar da distinção referida anteriormente, o princípio base de funcionamento é semelhante em todas as máquinas pelo que, por vezes, poderá ser empregue o termo “transformador de potência” para denominar autotransformadores e transformadores desfasadores.

- **Transformadores de potência**

Segundo a norma “IEC 60076-1 *Power transformers Part 1*”, geralmente pode-se definir um transformador de potência como um aparelho estático constituído por dois ou mais enrolamentos que, para o mesmo valor de frequência, por indução eletromagnética transforma um sistema com um determinado nível de tensões e corrente, noutra sistema de tensões e corrente usualmente de valores diferentes, com a principal finalidade de transmitir potência elétrica [4].

O princípio de funcionamento de um transformador tem como base um fenómeno físico, trata-se do princípio da indução eletromagnética, descoberto por Faraday no ano 1831 [3].

No caso dos transformadores de potência, os enrolamentos AT e MT encontram-se separados e na RNT são utilizados nas interligações com a Rede Nacional de Distribuição (RND) e também em ligações com centrais de produção de energia. Com a utilização de transformadores de enrolamentos separados é garantida a separação galvânica entre as redes do utilizador e a RNT [5].

Este tipo de máquinas elétricas apresenta valores de tensão estipulada para o enrolamento de alta tensão (AT) de 400, 220 ou 150 kV e valores de potência aparente nominal (trifásica) que pode variar entre 50 a 450 MVA.

- **Autotransformadores**

Não sendo necessária a separação galvânica entre a interligação dos diferentes níveis de tensão da RNT a utilização de autotransformadores, torna-se uma opção efetivamente viável. Os autotransformadores têm uma estrutura magnética em tudo semelhante à dos transformadores de potência normais, no entanto diferem no que diz respeito à parte elétrica onde os dois enrolamentos AT e MT, não formam dois complexos de espiras distintos, mas são agrupados num único enrolamento. Desta forma o enrolamento BT é constituído por uma parte das espiras que formam o enrolamento AT, obtendo-se um esquema elétrico simplificado para o autotransformador de acordo com a Figura 3.

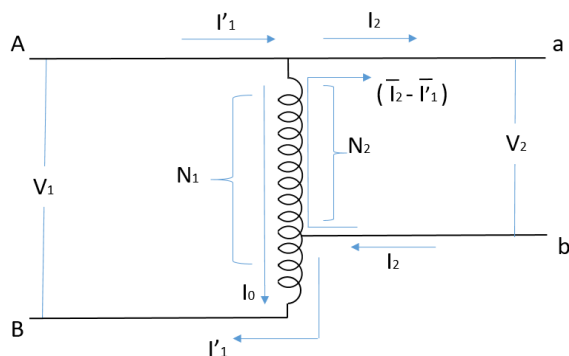


Figura 3 - Esquema elétrico de um autotransformador elétrico (adaptado de [6])

Tendo em conta o suprarreferido e a Figura 3, torna-se facilmente perceptível que a economia de cobre relativamente aos transformadores de enrolamentos separados é uma das principais vantagens para a utilização deste tipo de equipamento na interligação entre níveis de tensão da RNT.

Em termos construtivos, à semelhança dos transformadores de potência, também os autotransformadores podem ser monofásicos ou trifásicos, na RNT existem autotransformadores trifásicos, trifásicos de fases dissociadas e monofásicos. Os componentes principais assim como o aspeto exterior em tudo se assemelham ao de um transformador de potência, como se observa na Figura 4.



Figura 4 - Autotransformador trifásico de fases dissociadas da RNT, 450 MVA (Fonte: REN)

- **Transformadores desfasadores (PST)**

Com o atual formato do sistema elétrico, no qual as interligações permitem um enorme trânsito de potências entre os vários sistemas, por vezes existem pequenas diferenças entre

os valores das tensões nos pontos de interligação. Os transformadores de potência com regulação de tomadas podem facilmente ajustar estas diferenças no que diz respeito à amplitude das tensões, contudo não conseguem ajustar o ângulo das fases. Surge então um tipo especial de transformadores, os transformadores desfasadores (PST – Phase Shifter Transformer), que idealmente têm a capacidade de alterar o ângulo de fase de entrada relativamente ao ângulo de saída [7].

Podem distinguir-se três tipos de PST, os “*single-core*”, os “*two-core*” e ainda os “*quadrature booster*”.

De um modo geral as características de design de um PST não diferem das características de um transformador de potência, contudo tanto os “*two-core*” como os “*quadrature booster*” podem apenas necessitar de uma única cuba (em caso de classificações menores e níveis de tensão baixos), ou de duas cubas separadas (em caso de classificações maiores e tensões mais elevadas) [8].

Na REN, existem quatro PST, os quatro do tipo “*quadrature booster*” em cubas separadas (Figura 5) e distribuídos em duas subestações (Falagueira e Pedralva). Estas tratam-se de subestações que recebem energia proveniente de grandes centrais de produção (níveis de tensão de 400 e 150 kV) e a utilização deste tipo de transformadores por parte da REN tem como objetivo o controlo do trânsito de potências para as linhas de maior nível de tensão (400 kV), que possuem maior capacidade de transporte, evitando sobrecarga das linhas com nível de tensão de 150 kV.



Figura 5 – PST da RNT, tipo “*quadrature booster*” em duas cubas. (Fonte: REN)

Em suma, um PST do tipo “*quadrature booster*” é a combinação de um autotransformador com um desfasador, que assim consegue aliar a função de regulação de amplitude da tensão com a função de regulador de ângulo, demonstrado no esquema da Figura 6.

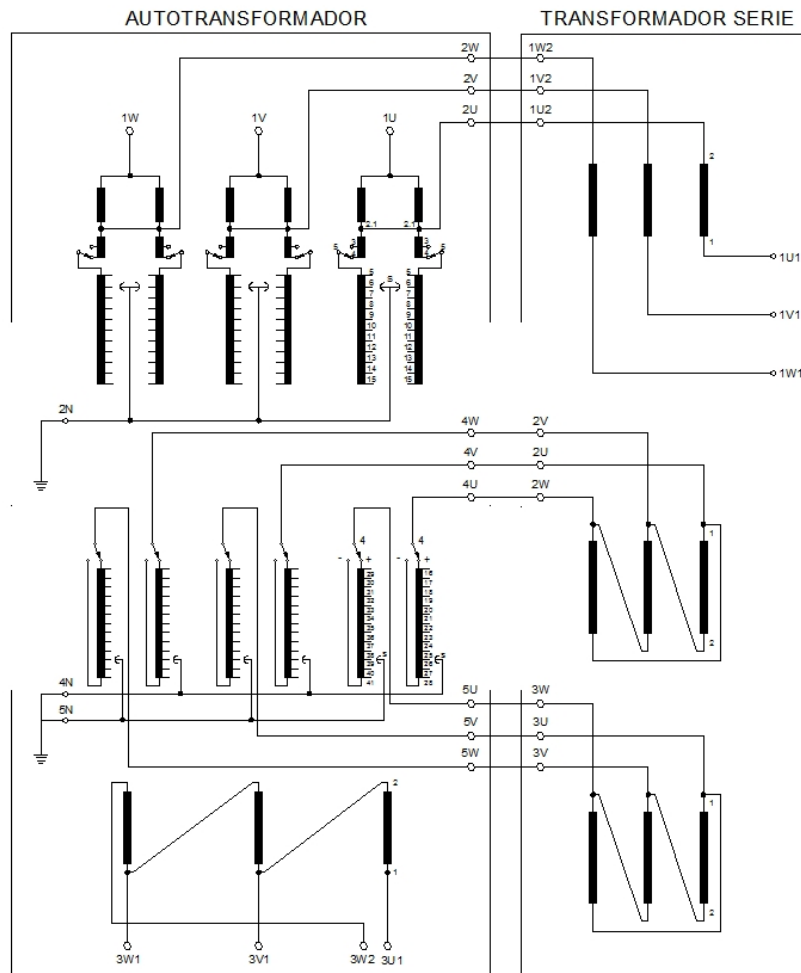


Figura 6 – Esquema de enrolamentos de um PST da RNT (Fonte: REN)

- **Reactâncias shunt**

As Linhas de Transporte de Muito Alta Tensão (LMAT), em particular as mais longas, quando exploradas com cargas reduzidas geram uma quantidade considerável de potência reativa capacitiva, no sentido inverso estas absorvem maior quantidade de potência reativa indutiva, quando exploradas com cargas elevadas. Em algumas linhas estes consumos de potência reativa causam desequilíbrios nas tensões do sistema, afastando-as dos valores nominais. Assim, linhas exploradas com cargas reduzidas têm um balanço de potência reativa positiva e necessitam de uma compensação de potência indutiva que habitualmente é conseguida através de reactâncias shunt.

Dependendo do tipo de sobretensão a controlar, as reactâncias shunt podem ser ligadas de duas formas distintas: diretamente no enrolamento terciário de um transformador de potência ligado na linha a compensar, ou diretamente na linha de transporte que se pretende compensar [3]. No caso da REN, são utilizadas diretamente na linha de transporte que se pretende compensar.

No que diz respeito ao *design* e componentes constituintes das reactâncias shunt de elevada potência, estes são habitualmente bastante semelhantes aos componentes de um transformador de potência, sendo que as principais diferenças se encontram no núcleo e no facto de estas apenas terem um único enrolamento.

Tal como os transformadores de potência, também as reactâncias shunt podem ser do tipo secas ou imersas em óleo, no entanto para ligações diretas à linha a solução mais usual é a imersa em óleo. Os tipos de construção do núcleo das reactâncias shunt podem variar entre *air-core* ou *gapped-core*. No caso das reactâncias *air-core*, no lugar do núcleo ferromagnético que existe nos transformadores de potência são colocadas estruturas de fixação isoladas, já no caso das *gapped-core* o núcleo ferromagnético existe, contudo apresenta espaços de material não magnético. Numa perspetiva de prós e contras para cada tipo construtivo, no caso das reactâncias *air-core* a densidade do fluxo é mais reduzida pois o fluxo não está restringido, já as perdas de Eddy nos enrolamentos e partes ativas são mais elevadas, contrariamente as *gapped-core* conseguem ser mais compactas devido à maior densidade de fluxo. Conseguem-se ainda ajustar os espaços de material não magnético de forma a alcançar o valor de reactância pretendido. Ambos os tipos de reactâncias *shunt* imersas em óleo acima mencionadas podem ser monofásicas ou trifásicas, sendo que este tipo de reactâncias terá um aspeto exterior muito aproximado de um transformador de potência [9].

Segundo a norma “IEC 60076-6 *Power transformers Part 6 Reactors*” [10], são necessários alguns testes para garantir o bom funcionamento das reactâncias shunt, testes estes que se assemelham aos testes efetuados aos transformadores de potência, tal como prova a menção à norma IEC 60076-1 referente a transformadores de potência.

2.2.1 PARTE ATIVA

Ao conjunto de elementos constituintes do transformador, cuja função é garantir o comportamento eletromagnético, dá-se o nome de “parte ativa”: o núcleo ferromagnético, os

enrolamentos e isolante sólido (papel Kraft). Para além de ser na parte ativa que a transformação acontece, também esta representa um enorme peso no custo total da máquina e desta forma o rigor e os cuidados são ainda mais essenciais aquando do projeto, conceção e manutenção.

Os transformadores de potência podem ser classificados tendo em conta a sua função no sistema elétrico, no entanto a configuração da parte ativa é também uma forma de os classificar, podendo ser distinguidos entre tipo *core* e tipo *shell*, cujas diferenças físicas são ilustradas na Figura 7 - Núcleo tipo "*core*" (esquerda), núcleo tipo "*shell*" (direita.).

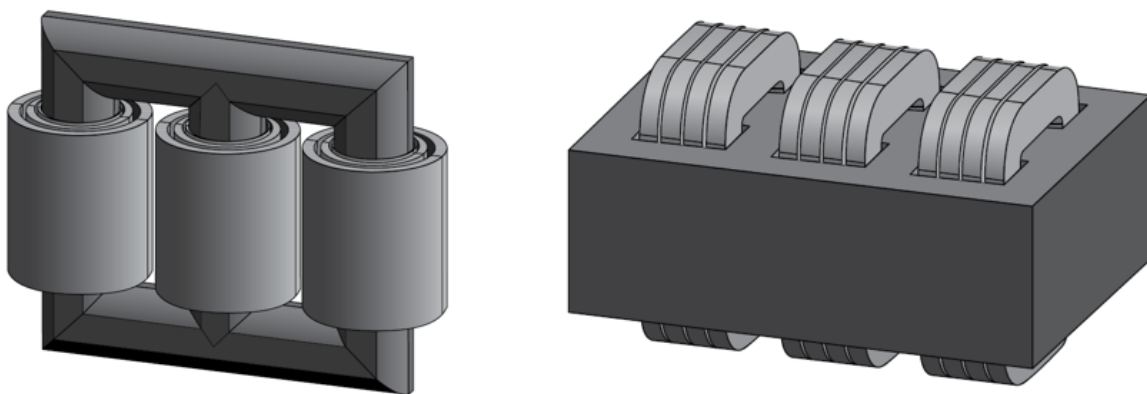


Figura 7 - Núcleo tipo "*core*" (esquerda), núcleo tipo "*shell*" (direita.) [9]

Apesar da tendência ser utilizar o tipo *core* para tensões e potências de níveis mais elevados, ambos os tipos construtivos são disponíveis para os transformadores utilizados na RNT.

2.2.1.1 CIRCUITO MAGNÉTICO

A limitação da corrente de magnetização e as perdas no ferro são fatores cruciais no que diz respeito à seleção não só dos tipos de materiais do circuito magnético, mas também na forma como este é construído.

Sendo os enrolamentos construídos com bobinas circulares, o ideal seria construir um núcleo também com perfil circular, no entanto, dada a espessura das chapas magnéticas de aço carbono-siliciosa (entre os 0,23 e 0,35 mm), tal opção não seria viável do ponto de vista de fabrico [9]. Para transformadores de baixa potência pode ser utilizada uma secção quadrada, Figura 8, no entanto para colunas com secções muito elevadas as colunas são construídas em vários degraus de acordo com a Figura 9, como é o caso dos transformadores de potência da RNT

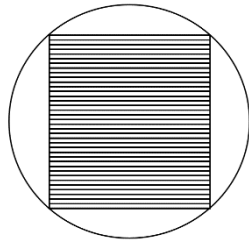


Figura 8 - Corte de seção quadrada (Fonte: [6])

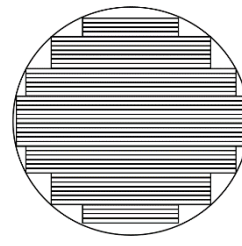


Figura 9 - Corte de seção em degrau (Fonte: [6])

O núcleo do transformador de potência não necessita de qualquer manutenção e, no que diz respeito a ações de monitorização, as ligações à terra do núcleo devem ser pontos de medição acessível que permitam efetuar ensaios sem que se recorra a esvaziamentos de óleo ou aberturas de cuba, contudo, estes pontos nem sempre estão acessíveis, especialmente em transformadores mais antigos e do tipo *shell*.

As causas de problemas que podem ocorrer no núcleo magnético podem classificar-se em dois grupos: associados ao fluxo principal (parafusos de isolamento, de pressão) ou associados a fluxos de dispersão (correntes de *eddy* excessivas).

Em ambos os casos os sintomas de falha passam por sobreaquecimentos gerais do transformador ou localizados no núcleo, formação de gases, relaxe nos pontos de fixação do núcleo.

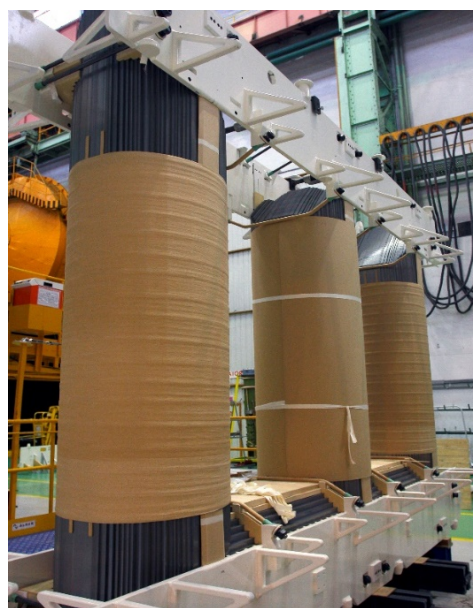


Figura 10 - Núcleo tipo core com colunas em degrau (Fonte: REN)

2.2.1.2 ENROLAMENTOS E ISOLANTE SÓLIDO

Os enrolamentos são bobinas de condutores que rodeiam o núcleo ou conjuntos de placas que são rodeadas pelo núcleo, geralmente fabricadas em cobre ou alumínio. Para garantir o funcionamento correto, cada espira necessita de ser isolada e nos transformadores de potência essa função pode ser garantida por papel celulósico de isolamento (também conhecido por papel *kraft*), por papel termoestabilizado e por sintéticos como o “*nomex*”, no entanto o utilizado nos transformadores da REN é o papel *kraft*. Apesar de serem constituídos por materiais diferentes e terem funções diferentes, os enrolamentos e o isolante sólido (papel *kraft*), podem ser considerados como uma só peça e ao contrário de outros componentes, o fim de vida deste componente pode representar o fim de vida do transformador de potência.

Durante o seu período de funcionamento, os enrolamentos e isolante sólido estão sujeitos a vários tipos de esforços, tanto de cariz elétrico como de cariz térmico ou mecânico.

O problema mais frequente no isolante sólido é a degradação e nos enrolamentos são as distorções das espiras ou o relaxe nas fixações. A degradação do isolante sólido é fortemente afetada pela presença de água, oxigénio, ácidos, assim como pelas temperaturas elevadas. Já as distorções mecânicas que ocorrem nos enrolamentos geralmente têm origem nas forças eletromagnéticas a que estão sujeitos devido a correntes elevadas austeras, aí o tipo construtivo (*shell* ou *core*) tem influência na capacidade de resistir a estes eventos. Também podem sofrer impactos durante o transporte que afetaram a estrutura e fixação das espiras. A Figura 11 ilustra um comportamento possível dos enrolamentos aquando da presença de forças eletromagnéticas.

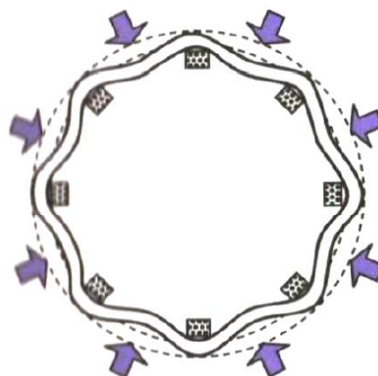


Figura 11 - Distorção radial de enrolamentos (Fonte: [8])

À semelhança do núcleo, por norma, dadas as dificuldades de acesso, as consequências de intervenção (contacto com oxigénio) e dificuldades de localização da falha, a manutenção direta nos enrolamentos é desprezada e apenas são efetuadas monitorizações e manutenções a outros componentes que influenciam o comportamento dos enrolamentos e papel de acordo com o gráfico da Figura 12.

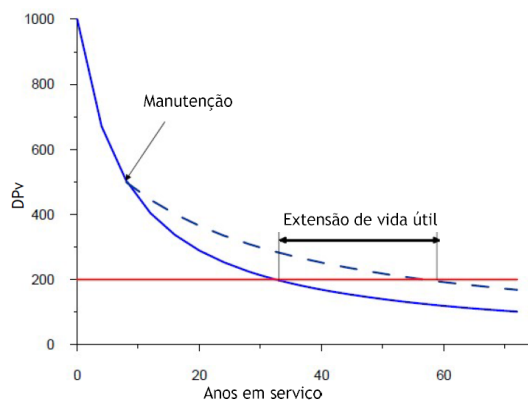


Figura 12 – Influência da manutenção na vida útil do transformador de potência. (Fonte [1])

Em altos níveis de tensão, para haver lugar a falhas catastróficas causadas pelos enrolamentos não é necessária a perda total do isolamento nem a existência de contacto entre espiras ou entre espiras e a cuba. Dependendo da opção do fabricante, os isolamentos podem ter maior ou menor espessura (dentro dos limites da norma), todavia mesmo num estado de degradação avançado por vezes é possível o papel continuar a cumprir a sua tarefa de isolante, sendo que obviamente estará mais fragilizado mecanicamente e mais propício a roturas. Na Figura 13 demonstra-se um isolamento sólido e fixações de um transformador da RNT.



Figura 13- Fixação e isolamento sólido de ligações das tomadas de regulação aos enrolamentos de um transformador de potência (Fonte :REN)

2.2.2 CUBA

A cuba de um transformador de potência é uma estrutura fechada, fabricada com chapas de aço que assegura a proteção mecânica da parte ativa e diversos componentes, servindo ainda de suporte a estes. Sendo a cuba o componente do transformador onde é colocado o óleo isolante, esta deve ser capaz de garantir resistência mecânica, não só à pressão do óleo como à pressão do vácuo (aquando do enchimento), estanquicidade e resistência a corrosão. Dada a quantidade de variáveis que influenciam o desempenho da cuba, os seus processos de seleção e fabrico são de elevada importância, podendo logo nesta etapa ser reduzidas e/ou eliminadas possíveis manutenções e assim aumentar o tempo de vida útil do transformador.

Em termos de *design*, dependendo das posições e ligações das partes AT e MT, a cuba pode ser classificada em dois grandes tipos: convencional e tipo “sino” (Figura 14).

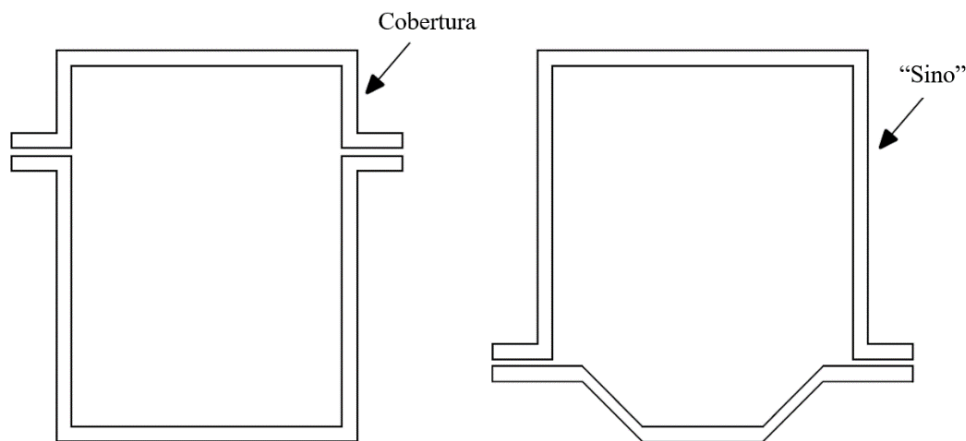


Figura 14- Classificação da cuba: convencional (esquerda) e "sino" (direita) (Fonte: [8])

Olhando para as funções da cuba, podem-se endereçar como seus elementos constituintes componentes como: radiadores, válvulas, juntas e conservador (2.2.2.1).

Apesar da cuba ser uma parte bastante robusta, pode-se falar de dois modos de falha, um primeiro que diz respeito a escorrimentos das juntas da cuba principal e outras juntas de solda, e um segundo que está relacionado com corrosão e pinturas imperfeitas.

No sentido de evitar os problemas referidos acima, a REN utiliza um sistema de manutenção preventiva baseada no estado da cuba, aplicando um tratamento anticorrosivo que elimine possibilidades de corrosão.

2.2.2.1 CONSERVADOR

O conservador trata-se de um reservatório de óleo ligado à cuba, instalado no exterior e acima da altura da cobertura, que serve de auxílio à cuba principal do transformador, uma vez que o volume do óleo varia com a temperatura. Desta forma, permite compensar as dilatações ou contrações sem que haja lugar a acidentes graves.

A compensação é conseguida através da entrada e saída de ar, ar este que é canalizado através de uma ligação ao exterior dotada de um depósito “secador de ar” composto por sílica gel. Para evitar que o ar entre em contacto direto com o óleo, nos conservadores mais recentes foi adotada a tipologia “balão”, onde dentro do conservador existe um compartimento para o ar que evita o contacto com o óleo e possíveis contaminações.

No caso da RNT os transformadores instalados desde meados da década de 90, são todos equipados com o conservador do tipo balão, para transformadores anteriores a essa data será instalado o mesmo sistema aquando de operações de recondicionamento. Esta medida representa uma redução de possíveis contaminações e, conseguinte, minimiza ações de manutenção [5].

Da mesma forma que existe separação entre o óleo isolante do transformador e o óleo isolante do comutador do regulador de tensão, também o conservador apresenta geralmente duas divisões, uma para o óleo do transformador (dotada de balão) e outra para o óleo do comutador (contacto direto).

2.2.3 ÓLEO ISOLANTE

O óleo isolante de um transformador de potência tem duas funções fundamentais, uma é de natureza isolante e a outra é a de garantir a transferência de calor da parte ativa (provocado por perdas) para as paredes da cuba e radiadores [6]. Também no que à manutenção e monitorização diz respeito, o óleo desempenha funções extremamente úteis, pois para além da facilidade de recolha, também nele são observáveis reações que indicam fenómenos ocorridos no transformador. Assim, poder-se-á comparar o óleo isolante ao sangue dos seres vivos, onde através dele se efetuam análises que diagnosticam o estado de cada órgão e de saúde geral do ser vivo.

Segundo a norma “IEC 60422 *Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*” [11], o desempenho do óleo isolante depende de alguns fatores

e características básicas, e para cumprir as suas funções dielétricas e térmicas deve ter as seguintes:

- Elevada rigidez dielétrica para suportar as solicitações a que será submetido em serviço;
- Viscosidade suficientemente baixa de modo a não afetar a capacidade de circulação e transferência de calor;
- Propriedades a baixa temperatura adequadas às temperaturas mínimas expectáveis no local de utilização;
- Resistência à oxidação de modo a maximizar o tempo de vida útil.

Existem algumas propriedades com valores limite que devem ser tidos em conta para óleos isolantes minerais introduzidos em equipamentos elétricos novos, para assim garantir que o isolante e o equipamento entram em serviço nas condições mais adequadas.

Muitos processos que ocorrem durante o funcionamento do transformador de potência, parte destes inter-relacionados, causam deterioração do óleo isolante, incluindo contaminação através de partículas, fibras ou água, oxidação, descarga ou arcos elétricos e aumento da temperatura devido a sobreaquecimento do transformador.

Existe um enorme leque de testes que podem ser elaborados para avaliar o estado do óleo e consequente estado do equipamento, testes abordados no capítulo 3.

Atualmente na REN existem três formas de intervir no óleo isolante dos transformadores de potência, tratamento geral ao óleo isolante, passivação e substituição em casos a que assim o exija.

O processo de tratamento geral retira contaminantes e mantém o óleo em boas condições através de desgaseificação, desumidificação e filtragem. Mesmo que não se consiga eliminar por completo todos os resíduos e repor as características iniciais do óleo, este tratamento prolonga o tempo de vida útil da máquina.

O passivador é fundamental para evitar os efeitos de degradação da deposição de sulfureto de cobre, no cobre e no papel. Transformadores com enxofre potencialmente corrosivo,

devem ser alvo deste processo para eliminar o risco de falha associados a degradação do papel [1].

2.2.4 TRAVESSIAS

Nos transformadores com líquido isolante existe a necessidade de trazer para o exterior da cuba as ligações elétricas dos enrolamentos, para esse efeito são utilizadas travessias. Devido à sua função, as travessias estão sujeitas a diversos esforços elétricos, térmicos e mecânicos, o que fazem delas uma das principais causas de falha nos transformadores [12].

Olhando para a forma como são construídas, podem-se classificar as travessias como:

1. Capacitivas
 - a. “OIP” (*Oil Impregnated Paper*);
 - b. “RBP” (*Resin Bonded Paper*)
 - c. “RIP” (*Resin Impregnated Paper*)
 - d. “RIS” (*Resin Impregnated Synthetic*)
2. Não-capacitivas
 - a. Núcleo interior com camadas isolantes sólido e líquido
 - b. Massa sólida de material isolante
 - c. Enchimento a gás (SF₆)

O isolador exterior também pode ser contruído de diferentes materiais e influenciar a vida útil deste componente. Para a construção do isolador exterior das travessias podem ser utilizados a cerâmica ou o compósito, com ambos as tecnologias a apresentarem vantagens e desvantagens, referidas nos parágrafos a baixo.

As travessias do tipo capacitivo terão maior destaque no decorrer do trabalho, uma vez que, citando [5], “Dada a sua aplicação geral nas travessias de níveis de tensão de serviço mais elevados de todos os transformadores de potência da RNT (400, 220, 150 e 63 kV) ...a utilização de travessias não capacitivas nestes transformadores limita-se às ligações dos enrolamentos terciários...não sendo tão críticos dada a reduzida solitação dielétrica.”.

Na RNT é possível observar transformadores de potência com todo o tipo construtivo de travessias (“OIP”, RBP”, RIP”), no entanto as mais recentes travessias aplicadas tendem a ser do tipo “RIP” e com isolamento exterior em compósito. Com a instalação deste tipo de travessias a concessionária da RNT à data, consegue não só evitar a presença de produtos inflamáveis (óleo das travessias representava uma das maiores causas de incendio), como também garantir melhor hidrofobicidade e segurança (compósito tem melhores características hidrofóbicas e em caso de falha os projéteis não são tão danosos).

Habitualmente, defeitos e falhas nas travessias conduzem a falhas no transformador de potência e possíveis interrupções de fornecimento de energia, e em casos extremos pode resultar em incêndios ou explosões, provocando danos catastróficos no transformador. Alguns casos tipos de falhas são:

- Penetração de humidade na superfície de resina devido a armazenamento errado;
- Falha no contacto na tomada de medição devido a penetração de água e corrosão;
- Descarga parcial no isolamento das travessias do tipo “OIP”;
- Falta de selagem ou selagem defeituosa na tomada de medição;
- Perdas de pressão do óleo.

2.2.5 REGULADORES DE TENSÃO EM CARGA

O componente que garante o ajuste dos valores de tensões para os limites definidos apelida-se de regulador de tensão. Quando essa regulação pode ser efetuada em carga, o equipamento é apelidado de RC - Regulador de tensão em carga.

Como principais constituintes do RC destacam-se o comutador e o seletor de tomadas, e também o relé de proteção (fluxo) e sistemas de acionamento mecânico e telecomandado. O RC é o componente que permite combater a característica estática de um transformador de potência. Dada essa movimentação sistemática, está sujeito a desgastes mecânicos, assim como também a sua função elétrica desgasta os contactos (peça essencial do RC) através de arcos elétricos a cada manobra. A Figura 15 mostra um comutador de um autotransformador da RNT em processo de manutenção.



Figura 15 - Comutador de um autotransformador da RNT em processo de manutenção (Fonte: REN)

Existem várias formas de acoplar o RC ao transformador, nos transformadores da RNT as mais comuns são o sistema “*in-tank*” e o “*weir-tank*”, com princípios semelhantes ao da Figura 16 e da Figura 17 respetivamente. Nestes sistemas destacam-se vantagens como: maior facilidade de manutenção do comutador, separação do óleo do comutador com o óleo da parte ativa, menor manuseamento de óleos e ainda inspeções ao seletor sem esvaziar a totalidade do óleo do transformador. Já no sentido inverso em caso de fuga na cuba do comutador, existirá contaminação do óleo presente na cuba da maior, através do óleo com desgaste mais acentuado presente na cuba do comutador, facto que pode causar não só alarmes indevidos aquando de análises efetuadas ao óleo da parte ativa, mas também aumentar a velocidade de degradação do mesmo.

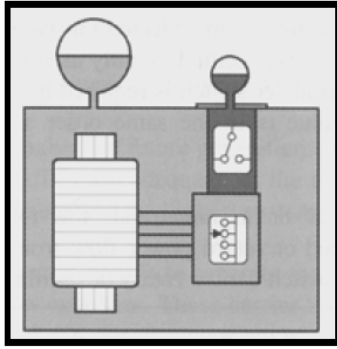


Figura 16- Acoplamento do tipo "in-tank"
(Fonte: [2])

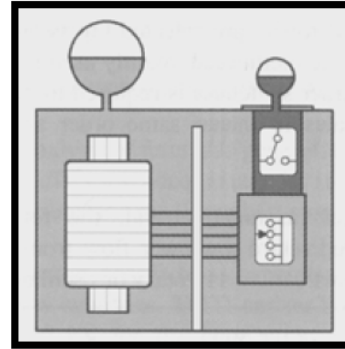


Figura 17 - Acoplamento do tipo "weir-tank"
(Fonte: [2])

A estratégia de manutenção mais utilizada nos RC imersos em óleo é preventiva e com base no tempo ou com base no número de manobras dependendo da que for atingida primeiramente. O tipo de ligação (estrela ou triângulo) também tem influência no período de intervenção. Valores típicos referidos por fabricantes para ligações à rede em estrela, são de sete anos, para o período ou entre 50000 e 100000 manobras [13].

2.2.6 SISTEMAS DE REFRIGERAÇÃO

Os sistemas de refrigeração são usados para maximizar as trocas de calor do isolante líquido com um fluido exterior a uma temperatura inferior (geralmente ar). São diversos os métodos utilizados para os sistemas de refrigeração dos transformadores com líquidos isolantes, por isso é estabelecida uma identificação de quatro letras [14].

A primeira letra diz respeito ao meio de arrefecimento interno, a segunda ao mecanismo utilizado para circulação do meio de arrefecimento, a terceira ao meio de arrefecimento externo e, por último, a quarta diz respeito ao mecanismo de circulação do meio de arrefecimento exterior.

Nos transformadores instalados na RNT são utilizados os sistemas ONAN, ONAF, ODAF e OFAF, ou seja, o meio de arrefecimento interno é sempre óleo com ponto de inflamação inferior a 300 °C (O), o método de circulação desse meio pode variar entre natural (N), forçada (F) ou dirigida (D), o meio de arrefecimento exterior é sempre ar (A) e a circulação do meio de arrefecimento exterior varia entre convecção natural (N) ou circulação forçada (F). Importa ainda referir que, no caso dos sistemas forçados, o arranque da circulação é efetuado automaticamente através de um sistema de monitorização da temperatura do óleo

e enrolamentos, o mesmo sistema que protege o transformador (em caso de temperaturas demasiado elevadas, definidas na norma IEC 600076-2), retirando o mesmo de serviço.

Existem várias formas de afetar a eficiência do sistema de refrigeração, entre elas: perda de fluidez do óleo, bloqueio do fluxo de óleo, deficiência de funcionamento das bombas/ventiladores, contaminação e/ou bloqueio de tubos dos radiadores.

2.3 CONCLUSÃO

Neste capítulo, elaborou-se uma caracterização das várias estratégias de manutenção e dos diferentes componentes que são partes constituintes dos transformadores.

Dentro das estratégias de manutenção, a REN encontra-se numa fase de transição de TBM para CBM, estratégia esta que se sustenta em aquisição de informação sobre o estado atual dos ativos.

De uma forma geral, os transformadores de potência representam um elemento de enorme importância, quer ao nível das subestações, quer ao nível de todo o sistema elétrico. A forma como é fabricado, previamente testado e colocado em funcionamento pode definir o seu comportamento ao longo da vida útil, e conhecimento dos componentes que o constituem é fundamental para a sua análise.

3. TÉCNICAS DE MONITORIZAÇÃO E DIAGNÓSTICO

3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A maior parte dos transformadores de potência encontram-se equipados com sistemas que, em caso de situações anormais de funcionamento, garantem proteção do transformador e, conseqüentemente, da rede à qual está ligado. Uma saída de serviço não planeada, pode afetar de forma abrupta, quer infraestruturas, quer *stakeholders* do sistema elétrico.

Em simultâneo com os sistemas de proteção, é necessário ser efetuado um acompanhamento da evolução de determinados parâmetros inerentes ao funcionamento da máquina. A frequência desse acompanhamento pode ser mais elevada (*on-line*) ou menos elevada (registos periódicos de vários parâmetros, verificação da condição do óleo isolante, monitorização *off-line*). À semelhança das técnicas de monitorização, também os parâmetros que podem ser analisados de forma garantir a operação normal dos transformadores e a forma de os avaliar, são diversos.

Nos subcapítulos seguintes são apresentadas técnicas de monitorização relevantes para o desenvolvimento do estudo, e formas de interpretação de dados obtidos através dessas técnicas.

3.2 ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS (DGA)

O método de análise de gases dissolvidos (DGA), é uma das técnicas de monitorização e diagnóstico mais utilizadas para detetar e avaliar possíveis falhas nos equipamentos elétricos com óleo mineral isolante. Mesmo que se trate de uma técnica muito utilizada, os dados extraídos são complexos e devem ser tratados e interpretados de forma cuidada.

Os óleos minerais são compostos por uma mistura de diferentes hidrocarbonetos que são interligados quimicamente por moléculas de carbono. Existe uma clara sensibilidade destas moléculas a fenómenos elétricos e térmicos, que leva à formação de pequenas partículas que se recombina rapidamente, através de reações complexas e formam gases como hidrogénio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) ou acetileno (C_2H_2) e ainda pequenas partículas sólidas. Podem também ocorrer oxidações do óleo que levam à formação de pequenas quantidades de monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2) [15].

O contacto da celulose (presente no isolante sólido) com o óleo mineral, afeta a formação de gases e é responsável pela formação de CO e CO_2 , assim como de água e algumas quantidades reduzidas de compostos furânicos. Para uma melhor perceção do conjunto de gases analisados pelo DGA, é apresentada a Tabela 2.

Tabela 2 - Gases analisados pelo DGA

Gás	Nomenclatura
Hidrogénio	H_2
Metano	CH_4
Etano	C_2H_6
Etileno	C_2H_4
Acetileno	C_2H_2
Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO_2
Oxigénio	O
Azoto	N_2

Existe a possibilidade de formação de gases para temperaturas moderadas ($<200^{\circ}\text{C}$), “*stray gassing*”, ou gases dispersos. Neste caso, a formação poderá depender da sensibilidade da estrutura química do óleo e por isso não se considera como situação preocupante. De referir que nem sempre a formação de gases está associada a falhas nos equipamentos, por vezes existem outras reações químicas que envolvem o aço, pinturas de proteção, ou superfícies sem revestimento que causam o aparecimento destes gases [16].

Graças à elevada quantidade de falhas analisadas em vários equipamentos, o IEC conseguiu definir classes de falhas detetadas com recurso à DGA:

- Descargas parciais (PD)
- Descargas de baixa intensidade (D1)
- Descargas de alta intensidade (D2)
- Defeito térmico de baixa temperatura (T1), para $T < 300^{\circ}\text{C}$
- Defeito térmico de alta temperatura (T2), para $300 < T < 700^{\circ}\text{C}$
- Defeito térmico de baixa temperatura (T3), para $T > 700^{\circ}\text{C}$

Os dados devem ser interpretados de forma cuidada para que as ilações retiradas sejam o mais coincidentes possível com a realidade e o operador possa tomar a decisão mais correta. Assim, existem várias formas de interpretar os gases dissolvidos, que são pormenorizadas nos próximos subcapítulos 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3 e 3.2.4.

3.2.1 CONCENTRAÇÃO TOTAL DE GASES COMBUSTÍVEIS (TDCG)

Segundo o guia de interpretação de gases presentes no óleo do IEEE, este critério de avaliação tem como base a definição de quatro níveis distintos para atribuir uma condição ao transformador de potência, condição essa que servirá de guia e suporte a ações de manutenção [17].

As condições são assentes em limites de concentração individual de cada gás, em ppm ou $\mu\text{L/L}$, ou para o total de gases combustíveis (TDCG) igual à somatória das concentrações de H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 e CO da recolha em análise. Não existem valores intransigentes para as concentrações limite, e a literatura recomenda que cada utilizador ajuste limites à sua

população através do 90º percentil da distribuição de frequência de gases dissolvidos, no entanto o IEEE apresenta a Tabela 3, que pode ser utilizada como referência para transformadores novos ou colocados em serviço após acondicionamento [18].

Tabela 3 – Condições e concentrações limite de gases (Fonte: [17])

Estado	Concentrações limite de gases [$\mu\text{L/L}$ (ppm)]							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG
Condição 1	100	120	1	50	65	350	2500	720
Condição 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condição 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condição 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Importa fazer o mesmo raciocínio numa perspectiva de evolução dos gases, com a finalidade de detetar uma possível falha ativa ou compreender se ocorreu num curto período de tempo. Para isso é utilizada a taxa de variação (ppm/dia), e a Tabela 4 indica os valores típicos definidos para cada condição.

Tabela 4 - Limites de evolução TDCG para cada condição (Fonte: [17])

Limite de evolução TDCG (ppm/dia)			
Condição 1	Condição 2	Condição 3	Condição 4
<2	>2 a 4	>4 a 10	>10

Tendo em conta a condição atual na qual o óleo recolhido se encontra (ppm ou $\mu\text{L/L}$), e olhando também para evolução desses gases desde a última recolha efetuada (ppm/dia ou $\mu\text{L/L/dia}$), o guia do IEEE sugere um plano de recolhas de amostras da Tabela 5, que serve de auxílio à operação do transformador.

Tabela 5 - Procedimentos para cada condição TDCG (Fonte: [17])

	Níveis TDCG (ppm)	Evolução TDCG (ppm/dia)	Intervalos de recolha e procedimentos	
			Intervalo entre recolhas	Procedimentos
Condição 4	>4630	>30	Diário	Considerar retirar de serviço
		10 a 30	Diário	Consultar fabricante
		<10	Semanal	Ter atenção redobrada Analisar individualmente cada gás Plano de interrupção Consultar fabricante
Condição 3	1921 a 4630	>30	Semanal	Ter atenção redobrada
		10 a 30	Semanal	Analisar individualmente cada gás
		<10	Mensal	Plano de interrupção Consultar fabricante
Condição 2	721 a 1920	>30	Mensal	Ter atenção
		10 a 30	Mensal	Analisar individualmente cada gás
		<10	Trimestral	Determinar dependência de cargas
Condição 1	≤720	>30	Mensal	Ter atenção Analisar individualmente cada gás Determinar dependência de cargas
		10 a 30	Trimestral	Continuar operação normal
		<10	Anual	

3.2.2 GASES CHAVE (KEY GASES)

O método dos gases chave baseia-se no facto de existirem comportamentos típicos do óleo e da celulose para a variação de temperaturas. É verificada uma predominância de gases para as diferentes gamas de temperatura e assim definida qual a percentagem padrão de gases para cada tipo de falha. Para uma interpretação mais eficiente, o método é geralmente apresentado sob a forma de gráfico de barras.

Segundo o guia IEEE, podem ser detetadas quatro categorias de falhas, a que correspondem formação de gases em maior quantidade (gases principais):

- Falha térmica no óleo – gás principal C_2H_4 , pode conter vestígios de CH_4 e C_2H_6
- Falha térmica na celulose – gás principal CO , também contém CO_2
- Falha elétrica de baixa energia – gás principal H_2 , pode conter vestígios de CH_4
- Arco elétrico - gás principal C_2H_2 , também contém H_2

3.2.3 TRIÂNGULO DE DUVAL

O método do triângulo de Duval, desenvolvido por Michel Duval em 1974, utiliza apenas três gases (C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4) para detectar e classificar as falhas de um transformador de potência imerso em óleo mineral. As concentrações dos gases anteriormente referidos são convertidas em rácios que são transportados, sobre a forma de ponto, para dentro de um triângulo equilátero, Figura 18. A área do triângulo é composta por sete zonas que servem de mapa na identificação do tipo de falha que poderá estar presente no transformador.

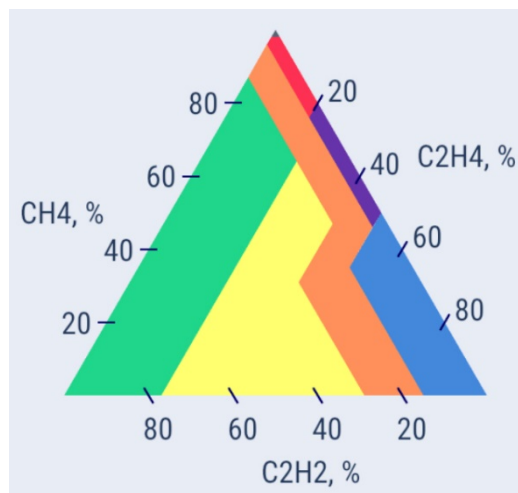


Figura 18 - Triângulo de Duval, mapa de identificação de falhas (Adaptado de [19])

Este método, em comparação com os restantes atinge uma melhor taxa de sucesso no que diz respeito à identificação da falha presente, com uma consistência de cerca de 93 % [20].

3.2.4 RÁCIOS

Algumas teorias baseiam-se em rácios de gases presentes no óleo para indicar o tipo de falhas. Serão descritas abordagens de duas referências distintas, uma relativa à norma IEC 60599 e outra relativa ao guia para interpretação de DGA do IEEE.

Relativamente à abordagem IEC, são utilizados quatro conjuntos de rácios para detectar diferentes falhas. A Tabela 6 tem presente os quatro conjuntos de rácios e as análises possíveis com esses mesmos rácios.

Tabela 6 – Análises com rácios de gases IEC

Conjunto de rácios IEC	Análises possíveis
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ $\frac{CH_4}{H_2}$ $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	Permitem detetar cada uma das seis classes de falhas térmicas e elétricas (PD, D1, D2, T1, T2 e T3)
$\frac{CO_2}{CO}$	Permite detetar prováveis falhas no isolamento sólido
$\frac{O_2}{N_2}$	Permite detetar fugas em equipamentos selados
$\frac{C_2H_2}{H_2}$	Permite detetar contaminação do óleo da cuba principal pelo óleo da cuba do comutador do regulador em carga

No entanto a abordagem do guia IEEE recorre a um conjunto de cinco rácios, que podem ser utilizados para a obtenção de um diagnóstico através de dois métodos: o de *Doernenburg* e o de *Rogers*. Baseado em diversas experiências sobre decomposição do óleo mineral isolante, o IEEE enumera os rácios:

Rácio 1 - CH_4/H_2

Rácio 2 - C_2H_2/ C_2H_4

Rácio 3 - C_2H_2/CH_4

Rácio 4 – C_2H_6/C_2H_2

Rácio 5 - C_2H_4/ C_2H_6

Ambas as abordagens (*Doernenburg*, *Rogers*) seguem o mesmo princípio, no entanto, os valores obtidos nos rácios podem não se enquadrar em algum dos diagnósticos predefinidos e, neste caso, é sugerida a aplicação de técnicas de diagnóstico complementares. Quanto a *Doernenburg*, este utiliza um esquema que tem em conta os valores dos rácios 1, 2, 3 e 4 supramencionados, e limites mínimos de concentração individual de gases. Deste modo, consegue garantir uma melhor aproximação e validação da sua teoria.

No caso de *Rogers*, optou por utilizar apenas os valores do rácios 1, 2 e 5 sem qualquer limite mínimo de concentração de gases, uma vez que se baseou numa amostragem muito maior para cada um dos tipos de falha [17].

3.3 ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA

Com o objetivo de se poder avaliar a evolução das propriedades do óleo ao longo do tempo de vida útil do transformador, a norma IEC 60422 estabelece um conjunto de ações e recomendações, que auxiliam não só na interpretação do significado do valor de cada propriedade, mas também, na manutenção do óleo.

Ao verificar o estado de degradação de cada propriedade, o óleo pode ser classificado como bom, satisfatório e mau. A avaliação pode ser obtida através de ensaios físico-químicos, subdivididos em 3 grupos pela norma 60422: Ensaios de rotina, complementares e especiais. Nos seguintes subcapítulos serão abordados os parâmetros que devem ser analisados para a avaliação do estado do óleo (alguns ensaios necessários para garantir uma monitorização que permita avaliar a adequação do óleo de modo a ser possível continuar em serviço).

3.3.1 ASPETO E COR

A cor do óleo é determinada através do grau de transparência do mesmo, sendo expresso numa escala numérica. A norma ATSM D1500 define um método que representa a escala numérica num espectro de cor, Figura 19. Um óleo é classificado como bom quando é claro e límpido, no entanto é classificado como mau quando é escuro e turvo, isto porque apresenta nítidos sintomas de degradação e/ou contaminação.

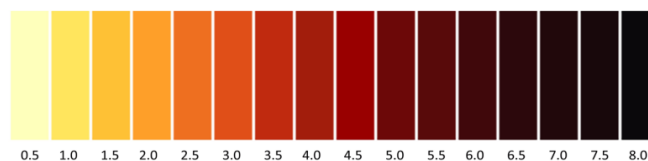


Figura 19 - Escala de cores (Fonte: ASTM D1500)

3.3.2 TEOR DE ÁGUA

O valor de humidade presente no óleo é também um fator importante na avaliação do estado de degradação, sendo este valor expresso em mg/kg. As duas principais fontes para a formação de água são a penetração de humidade atmosférica e a degradação do isolamento. A solubilidade da água no óleo depende da temperatura e de características específicas do

próprio óleo, assim sendo a temperatura influencia os valores obtidos nas recolhas e deve ser um parâmetro a ter conta.

Um óleo é considerado como bom quando o teor de água é <15 mg/kg, satisfatório quando está entre 15 e 20 mg/kg e mau quando >20 mg/kg.

A tensão disruptiva e a tendência de envelhecimento do óleo, assim como a degradação do isolamento sólido, são fatores afetados pela presença de água.

3.3.3 TENSÃO DISRUPTIVA

Trata-se de um ensaio que mede a tensão necessária para o escorvamento no óleo entre dois eletrodos de geometria e distância normalizadas, o valor medido depende das partículas que o óleo contém (quantidade e tipo), do teor de água e até da forma como é efetuado o ensaio. O valor medido dá indicação da capacidade isolante do óleo, no entanto o resultado deste ensaio não avalia outras características importantes, como p.e. o envelhecimento do óleo, porque até um óleo com uma má refinação pode apresentar um valor alto para a tensão disruptiva. Os métodos mais comuns de efetuar este ensaio assentam em indicações da norma IEC 60156. Por possibilitar a avaliação da capacidade isolante do óleo este ensaio representa um forte indicador, daí existirem cuidados para que os resultados sejam o mais fiáveis possível (efetuar 6 medidas, sendo que o resultado válido é igual à média, controlo do rácio desvio padrão/média, sempre inferior a 0,4). As amostras devem ser recolhidas com a temperatura do óleo muito próxima da temperatura de serviço do mesmo, os valores da tensão disruptiva são sensíveis à variação da temperatura e, portanto, valores $<20^{\circ}\text{C}$ levarão a análises demasiado otimistas. A norma IEC 60422 considera um óleo com fraca capacidade isolante para valores de tensão disruptiva inferiores a 50 kV.

3.3.4 TENSÃO INTERFACIAL

A pureza do óleo pode ser avaliada através da tensão interfacial, esta revela a resistência causada pelo óleo à inserção de um determinado objeto. Será tanto maior quanto mais puro for o óleo. Apesar de se tratar de um teste considerado como complementar, em conjunto com a tg δ – fator de dissipação dielétrica, e com o teor de água revela-se um ótimo indicador de estado para a degradação do óleo isolante. Um óleo com uma tensão interfacial inferior a 22 mN/m é considerado mau e poderá haver presença de sedimentos e lugar a formação de lamas.

3.3.5 FATOR DE DISSIPACÃO DIELÉTRICA (TG δ)

O fator de dissipação dielétrica é um parâmetro que está presente em grande parte das especificações dos óleos isolantes de transformadores, uma vez que este valor dependerá da quantidade de moléculas contaminantes presentes no óleo. A presença de água não representa uma ameaça direta no aumento do fator de dissipação, no entanto é um fator que aumenta a criação de impurezas que por sua vez aumentam o valor da tg δ . Quando um óleo se começa a degradar é possível assistir a um aumento dos valores da tg δ seguido de uma redução, sendo estes os efeitos de oxidação e formação de partículas. Depois desta oxidação inicial formam-se outros contaminantes que elevam novamente os valores. É recomendado que se considere um óleo em estado bom para valores de tg δ não superiores a 0,1, para uma temperatura de 90°C e uma frequência entre 40-60 Hz.

3.3.6 ACIDEZ

O nível de acidez de um óleo isolante é expresso em função da quantidade de hidróxido de potássio que é necessária para neutralizar um grama de óleo (mg KOH/g óleo), este valor será tanto melhor quanto mais reduzido, pois uma quantidade elevada - revelada através da oxidação - transporta a análise para um envelhecimento do óleo. Um óleo com um índice elevado de acidez representa um fator que aumenta a velocidade de degradação do isolante sólido. É expectável que um óleo novo tenha valores de acidez inferiores a 0,01 mg KOH/g, contudo no que diz respeito a óleos em serviço, um óleo bom deve apresentar valores de acidez inferiores a 0,1 mg KOH/g, um óleo satisfatório entre 0,10 a 0,15 mg KOH/g e passa a ser considerado como mau para valores superiores a 0,15 mg KOH/g.

3.4 ANÁLISE DE COMPOSTOS FURÂNICOS

A análise de compostos furânicos dissolvidos no óleo isolante permite avaliar de forma indireta a degradação do papel isolante, não representando alteração das propriedades do óleo isolante. Os furânicos derivam apenas da celulose, mas em quantidades elevadas podem afetar características essenciais ao bom comportamento do isolante líquido. A deterioração natural do papel é habitualmente caracterizada por formação de compostos furânicos com valores de evolução anual no intervalo de 50 a 90 ppm/ano [21].

O aumento de temperatura impulsiona a evolução dos compostos furânicos e, sendo a maioria das falhas caracterizadas pelo aumento da temperatura, é possível a utilização do histórico de formação de compostos furânicos para avaliar, não só o estado de envelhecimento do papel, como também possíveis falhas no transformador de potência [22].

São vários os compostos furânicos que se formam ao longo do ciclo de vida de um transformador, o mais abundante é o furfuraldeído (2FAL) no entanto formam-se também 5-hidroximetil-2-furfuraldeído (5HMF), 5-metil-2-furfural-2 (5MEF), 2-acetilfurano (2ACF) e a temperaturas mais elevadas álcool furfurílico (2FOL).

Existem algumas referências que sugerem valores limite de compostos furânicos e valores para os quais são sugeridas intervenções, no entanto as análises de compostos furânicos apenas representam um indicador relevante quando associado a outros diagnósticos, por exemplo DGA.

3.5 ENSAIOS ELÉTRICOS

Os ensaios elétricos desempenham um papel importante na monitorização dos transformadores de potência, através das propriedades elétricas e dielétricas não só é possível retirar uma “impressão digital” da máquina e caracterizar o seu estado inicial de funcionamento, como também auxiliar na resolução de problemas ou identificar localizações de falhas.

É vasta a gama de ensaios elétricos que pode ser utilizada, em certa literatura os ensaios são classificados como básicos e avançados. A Figura 20 ilustra uma matriz que define qual o teste adequado para detetar os diferentes problemas e falhas [2].

		Tipo de Problema				
		Integridade do circuito magnético				
		Isolamento do circuito magnético				
		Geometria de enrolamentos				
		Continuidade dos enrolamentos/travessias/OLTC				
		Isolamento de enrolamentos/travessias				
		Isolamento espira-espira do enrolamento				
		Técnica de Diagnóstico				
Básicos	Relação de transformação	•				
	Resistência de enrolamentos		•			
	Corrente de magnetização	•				•
	Capacidade e DF/PF		•		•	•
	Reactância de fuga				•	
	Resistência de enrolamentos		•			•
Avançados	Teste de resistência terra do núcleo					•
	Resposta a frequência de perdas dispersas			•	•	
	Análise de resposta a frequências	•			•	•
	Polarização/Despolarização		•			
	Domínio de frequências no espectroscópio		•			
	Método de recovery tension		•			
	Deteção elétrica de PD	•	•			
	Deteção acústica de PD	•	•			
Deteção UHF de PD	•	•				

Figura 20 - Matriz de diagnóstico para ensaios elétricos (Adaptado de [2])

Atualmente na REN, os ensaios elétricos são realizados tendo por base uma estratégia mista TBM/CBM, com periodicidade que pode variar entre os cinco e os 10 anos para cada máquina. Em termos de ensaios elétricos realizados são nove os ensaios previstos nas políticas de manutenção:

- Resistência de isolamento nos enrolamentos;
- Capacidade e fator de dissipação ($\text{tg}\delta$) dos enrolamentos;
- Capacidade e fator de dissipação ($\text{tg}\delta$) das travessias;
- Tensão de reabsorção;
- Relação de transformação;
- Resistência dos enrolamentos;
- Corrente de magnetização;
- Reactância de dispersão;
- FRA – Análise de resposta em frequência.

3.5.1 RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO NOS ENROLAMENTOS

O teste da resistência do isolamento dos enrolamentos dá conta de problemas no isolamento dos enrolamentos e possível deterioração dos enrolamentos, assim como fugas à terra no núcleo. Os valores normais de resistência de isolamento para transformadores com tensões nominais superiores a 69 kV devem ser superiores a $1G\Omega$, para uma temperatura de aproximadamente 20°C .

3.5.2 CAPACIDADE E FATOR DE DISSIPACÃO (TG δ OU DF)

Este é o método mais comum para se obter informação sobre o estado das travessias de um transformador. Os problemas detetáveis por estes ensaios não se ficam apenas nas travessias, as mudanças de geometria nas espiras do enrolamento, deslocamentos do núcleo na cuba e contaminações no isolamento líquido são também problemas que podem ser identificados através desta técnica. Valores típicos para medições em enrolamentos devem ser na ordem de 0.5%, tudo que seja superior a 1% deve ser esmiuçado. No que diz respeito a travessias, a Tabela 7 refere valores padrão com base em normas [4] [17].

Tabela 7- Valores recomendados DF tg δ , PF

Tipo	RIP	OIP	RBP
DF tg δ	<0.7%	<0.7%	<1.5%
PF cos φ	<0.85%	<0.5%	<2%
Novos valores	0.3-0.4%	0.2-0.4%	0.5-0.6%

3.5.3 TENSÃO DE REABSORÇÃO

A medição da tensão de reabsorção (RVM) permite encontrar tendências da formação e aparecimentos de humidade no papel/óleo isolante. Não existem valores padrão, no entanto, o histórico deste valor pode ser útil na previsão de estado dos isolamentos do transformador.

3.5.4 RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO AT/MT E MT/BT

Os defeitos no isolamento de espiras do mesmo enrolamento que provocam curto-circuitos podem ser detetados através da medição da relação de transformação. Os valores medidos não devem variar mais que $\pm 0.5\%$ dos valores colocados em chapa de características.

3.5.5 RESISTÊNCIA ÓHMICA DOS ENROLAMENTOS

Este teste permite detetar problemas nos contactos do RC, condutores partidos, defeitos em espiras dos enrolamentos ou até ligações débeis nas travessias. Para temperaturas do enrolamento coincidentes com as dos ensaios de fábrica, os valores de resistência não devem diferir mais de 1%, devendo os valores medidos ser convertidos para a temperatura referência. A diferença entre fases não deverá ser superior a 2-3%.

3.5.6 CORRENTE DE MAGNETIZAÇÃO NO ENROLAMENTO AT

A medição da corrente de magnetização do transformador permite detetar anomalias no núcleo magnético do transformador e contactos indesejados entre espiras ou partes do enrolamento. Normalmente, a corrente nas fases exteriores tem o mesmo valor com $\pm 5\%$, enquanto que a fase do meio pode chegar a ter valores mais baixos na ordem dos 30%.

3.5.7 REACTÂNCIA DE DISPERSÃO

Essencialmente, estes tratam-se de ensaios para detetar deformações nos enrolamentos que podem ocorrer devido a problemas eléctricos nas vizinhanças do transformador ou na montagem e transporte do mesmo. Os valores medidos devem apresentar um desvio máximo de aproximadamente 2% em relação ao valor reportado pelo fabricante.

3.6 MONITORIZAÇÃO ON-LINE

A monitorização on-line é uma tendência inevitável no que diz respeito à transição de TBM para CBM. A recolha e análise contínua de dados sem interrupção de serviço, constitui uma enorme vantagem na utilização desta estratégia de monitorização, que assim permite detetar precocemente o aparecimento de problemas e eliminar a sua origem evitando a falha, muitas vezes traduzindo-se em custos mais otimizados.

Geralmente, um sistema de monitorização *on-line* é composto por sensores, unidades de aquisição de dados e computadores com ligações de comunicação. Com este sistema é possível definir parâmetros que identificam possíveis falhas e gerar alarmes a cada vez que esses parâmetros são ultrapassados. Neste momento são diversos os sensores disponíveis no mercado para efetuar monitorização *on-line*, desde sensores que recolhem apenas um parâmetro até multi-parâmetros, sensores de grandezas eléctricas e sensores de gases dissolvidos. A escolha dos dados que são necessários adquirir pode representar um fator importante na otimização de todo o processo de manutenção, uma vez que, não só permite

ter uma melhor percepção da memória necessária para guardar todos os dados, como também permite análises mais precisas e direcionadas ao que o utilizador pretende.

Uma vez que parte dos transformadores de potência da RNT se encontram numa fase final do período de maturidade, é natural uma possível necessidade de aumento da frequência de monitorização e aí a tecnologia *on-line* pode ser benéfica. Nesse sentido, a REN já tem instalados e em funcionamento sistemas de recolha em tempo real, assim como programas pilotos em fase de teste com sensores inovadores.

3.7 CONCLUSÃO

Este capítulo permitiu adquirir uma visão mais aprofundada de algumas das diversas formas de monitorização, de diagnósticos e análises de transformadores de potência que podem ser efetuados, mas também dos diferentes parâmetros a ter em consideração nessas mesmas análises.

Todas as técnicas abordadas têm como objetivo a avaliação do estado do transformador de potência e, mesmo que se tratem de valores recomendados, os valores limite propostos nas diferentes referências devem ser tidos em conta para se efetuarem avaliações.

No final deste capítulo, relativamente a técnicas de ensaio a utilizar, dada a possibilidade de serem efetuadas com o transformador em serviço e versatilidade de análises que permitem efetuar, os ensaios ao óleo isolante, serão uma componente importante no desenvolvimento dos capítulos seguintes.

4. METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE TRANSFORMADORES

4.1 LEVANTAMENTO DAS BASES DE DADOS

Dada a forte componente preditiva da realização deste trabalho, tornou-se crucial o levantamento do maior número possível de dados relativos aos ativos em estudo, sendo que um vasto leque de variáveis e um histórico abrangente de cada ativo são dois fatores de relevo para se conseguir efetuar uma análise de tendências e comportamentos ao longo do tempo de vida útil e consequente previsão desses comportamentos.

Para tal, muito contribuíram as bases de dados da empresa, que desde especificações técnicas dos transformadores adquiridos pela REN até ao registo de abate dos mesmos, tem registadas todas as movimentações, intervenções e ensaios realizados.

4.1.1 FONTES E ORIGENS DOS DADOS

Como anteriormente referidos, são inúmeros os dados a recolher e, como tal, aumentam as probabilidades de existirem fontes e origens de dados distintas. Neste trabalho foram várias fontes e origens utilizadas para adquirir os dados, nomeadamente:

- Base de dados das fichas técnicas dos transformadores, facultadas pelos fabricantes;
- *GestInc*, base de dados de ocorrências anómalas nos transformadores;
- SAP (*Systems Applications and Products*), aplicação corporativa de auxílio à gestão onde constam as principais características e intervenções ao ativo;
- Base de dados de ensaios realizados aos óleos dos transformadores, facultados pelo laboratório de ensaios;
- Base de dados com registo de histórico de grandezas elétricas em serviço, gerido pelo operador de sistema.

4.1.2 PREPARAÇÃO DE DADOS

A diversidade de origens dos dados pode ser menos benéfica na medida em que terá de ser efetuado um ajuste de acordo com o pretendido por cada utilizador, assim, a conceção de ferramentas obriga a uma organização da disposição de dados e uma seleção dos dados fundamentais. A construção de uma base dados que agrupe todos os dados pretendidos e da forma pretendida, é o “*kick-off*” para o desenvolvimento de todo o trabalho, pois uma base de dados bem organizada e completa é um grande passo para melhores e mais cuidados resultados.

Fundamentalmente, a organização dos dados deste estudo consistiu na agregação e uniformização das características de cada transformador com os valores dos ensaios realizados ao longo do tempo de vida útil de cada transformador, assim como despistar quaisquer possíveis lacunas e dados indevidos provenientes das diversas bases de dados.

No que diz respeito aos dados pretendidos para execução do trabalho, estes focam-se nas características dos transformadores (adquiridas via SAP) e nos ensaios ao óleo, estes últimos dividem-se em três ficheiros: DGA, análises físico-químicas e análise de compostos furânicos (adquiridos via relatórios do laboratório).

Em termos das características dos transformadores foram utilizados os seguintes parâmetros:

- Número SAP – identificação numérica exclusiva de cada transformador;
- Faixa etária de funcionamento – intervalo de cinco anos no qual a idade do transformador se encontra desde que entrou em serviço;
- Idade à data de ensaio – idade do transformador aquando do ensaio em questão;

- Ano de intervenção no óleo – caso tenha existido intervenção no óleo, é registado o ano dessa intervenção;
- Faixa etária do óleo - intervalo de 5 anos no qual a idade do óleo se encontra desde que foi colocado no transformador;
- Data do ensaio;
- Tipo de construtivo;
- Tipo de óleo;
- Classe IEC – nível de tensão AT do transformador;
- Instalação atual – local de instalação atual do transformador;
- Tipo de intervenção;
- Identificação do transformador – indicação numérica do transformador no local da sua instalação;
- Ponto de colheita;
- Tipo de máquina – identificação do tipo de transformador (trifásico, monofásico, trifásico de fases dissociadas);
- Número de relatório de ensaios.

4.1.2.1 DGA

Para a DGA, os dados presentes no relatório do laboratório são utilizados na sua totalidade e dizem respeito à quantidade de gases dissolvidos no óleo, em ppm ou $\mu\text{l/l}$ óleo e ml/l óleo. A Figura 21 revela parte de um relatório onde é possível identificar os gases analisados.

Resultados da Análise dos Gases Dissolvidos no Óleo por Cromatografia em Fase Gasosa ⁽¹⁾		
Norma IEC 60567 ed4.0 (2011-10) - Método Toepler		
Composto	Unidades	Resultado ⁽²⁾
Hidrogénio	$\mu\text{l/l}_{\text{óleo}}$	5
Metano	$\mu\text{l/l}_{\text{óleo}}$	61
Etileno	$\mu\text{l/l}_{\text{óleo}}$	4
Etano	$\mu\text{l/l}_{\text{óleo}}$	139
Acetileno	$\mu\text{l/l}_{\text{óleo}}$	< 1 (LQ)
Monóxido Carbono	$\mu\text{l/l}_{\text{óleo}}$	50
Dióxido Carbono	$\text{ml/l}_{\text{óleo}}$	1,38
Oxigénio	$\text{ml/l}_{\text{óleo}}$	8,2
Azoto	$\text{ml/l}_{\text{óleo}}$	37,1

Data da Análise: 2019-01-29
⁽¹⁾ Concentração do gás no óleo corrigida para as condições normais de pressão e temperatura (101,3 kPa e 20 °C). ⁽²⁾ LQ - Limite Quantificação.
 Extração por bomba Toepler sem mercúrio.
 Recipiente colheita: Frasco.

Figura 21 - Excerto de relatório DGA (Fonte REN)

Para além da informação presente nos relatórios, houve ainda necessidade de adicionar informação à base de dados e a DGA foi a que mais dados e cálculos adicionais exigiu. Para a DGA não se pretendia apenas analisar tendências, foi também necessário criar um conjunto de ferramentas que auxiliassem a interpretação das concentrações de gases combustíveis

dissolvidos no óleo. Assim, foram adicionados e criados mecanismo de cálculo para os seguintes dados:

- Limites de condições IEEE para TDCG e individual;
- % individual de gases chave;
- Coordenadas de Duval;
- Rácios de gases combustíveis IEC;
- Período entre recolhas;
- Evolução TDCG e individual tendo em conta a última recolha.

4.1.2.2 COMPOSTOS FURÂNICOS

Para as análises aos compostos furânicos dissolvidos no óleo foram consideradas as concentrações de 5 HMF, 2 FOL, 2 FAL, 2 ACF e 5 MEF, de acordo com a norma IEC 61198 – “*Mineral Insulating Oils - Methods for the Determination of 2-Furfural and Related Compounds*”.

Foram adicionadas informações relevantes para a análise, tais como o somatório de todos os compostos furânicos, e quatro valores limite ajustados à realidade da população em estudo, valores estes que definem o limiar de diferentes condições. Estes valores foram definidos com base nas indicações da norma IEC 60422.

4.1.2.3 ANÁLISES FÍSICO-QUÍMICAS

No que diz respeito ao estudo da componente físico-química, foram selecionados os valores de seis parâmetros, que representam uma boa imagem da evolução de fenómenos de degradação ocorridos no transformador. Esses parâmetros são: cor, tensão interfacial, tensão disruptiva, teor de água, tangente de delta e acidez.

À semelhança da DGA e dos compostos furânicos, também nas análises físico-químicas foi necessário colocar valores limite de cada condição para cada parâmetro, de modo a auxiliar na construção de gráficos que permitam uma melhor perceção da evolução e transição dessas mesmas condições.

4.2 DASHBOARD

A criação de uma ferramenta que ajudasse a tornar as análises mais intuitivas e dinâmicas foi fundamental para a realização da investigação. Aceder à informação pretendida de uma

forma centralizada para cada um dos tipos de ensaio, foi também um dos objetivos da criação de *dashboards*.

A ferramenta foi concebida com recurso à aplicação do *Microsoft Office, Excel 2016*, aplicação que confere uma boa versatilidade no tratamento de dados, boa compatibilidade com os diversos sistemas e que se enquadra com o formato nos quais se encontram os dados disponíveis.

Foram concebidos quatro *dashboard* distintos que apresentam informações distintas, um principal que mostra a avaliação global do transformador de acordo com o método presente em 4.3, e os restantes três tendo em conta o tipo de ensaio que se pretende analisar, um para DGA, outro para compostos furânicos e um outro para análises físico-químicas.

O *dashboard* que indica a avaliação global do transformador foi concebido de acordo com a *layout* da Figura 22.

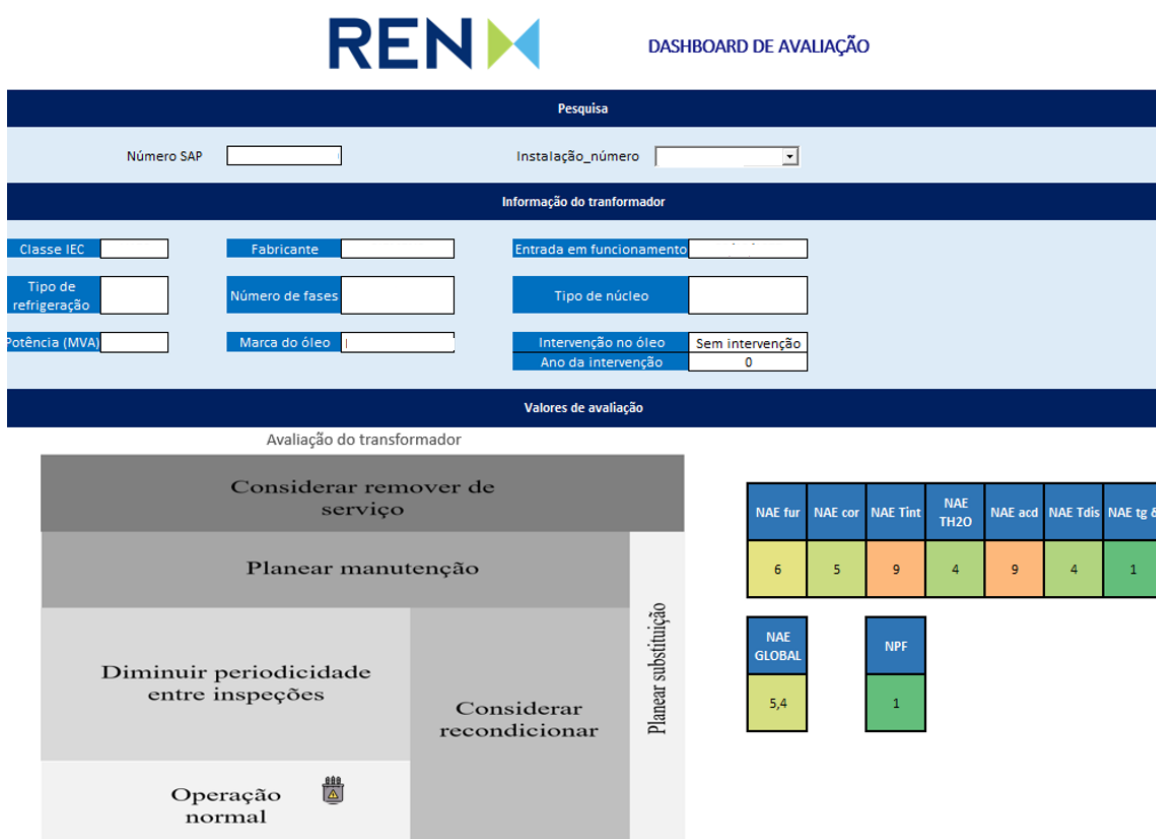


Figura 22 - *Dashboard* de avaliação global do transformador

Todos estes *dashboard* têm a possibilidade de mostrar informação através da seleção do transformador pretendido. Na Figura 23 é possível visualizar um desses *dashboard* concebidos para efetuar uma análise mais específica e simplificada.

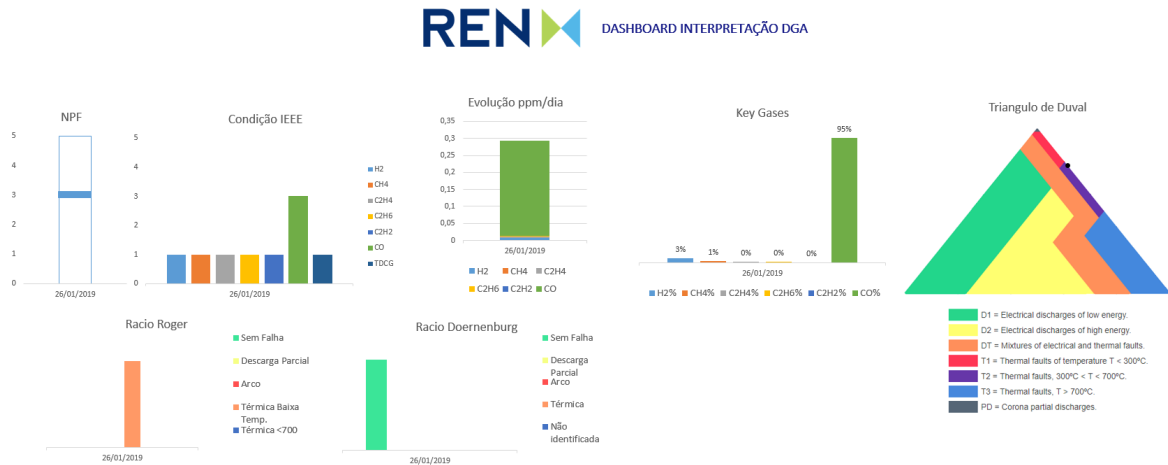


Figura 23- Dashboard de interpretação de DGA

Para o utilizador aceder a cada um dos *dashboard* foi concebido um painel de seleção do transformador que pretende analisar, através de um código que consiste na junção da sigla da subestação na qual se localiza o transformador e do número que representa a sua posição dentro da subestação, tal como é apresentado na Figura 24. Este menu devolve ainda informações úteis sobre as características do transformador selecionado.

The interface includes the following sections:

- PESQUISA:**
 - Número SAP:
 - Instalação_número:
- INFORMAÇÃO DO TRANSFORMADOR:**

Classe IEC: U400	Fabricante: EFACEC	Entrada em funcionamento: 22/12/1986
Tipo de refrigeração: ODAF	Número de fases: TRIFÁSICO	Tipo de núcleo: SHELL
Potência (MVA): 450	Marca do óleo: NYTRO TAURUS	Intervenção no óleo: Recondicionado
		Ano da intervenção: 2013
- TIPO DE ANÁLISE:**
 - HISTÓRICO
 - ESTADO À DATA:

Figura 24 - Menu de seleção do transformador

4.2.1 DASHBOARD DGA

A DGA tem a possibilidade de ser apresentada sob a forma de dois *dashboard* distintos, um que mostra todo o histórico de recolhas do transformador selecionado desde a primeira recolha efetuada até à última, e uma outra opção que mostra o estado da recolha do transformador selecionado na data selecionada.

Um dos elementos do *dashboard* diz respeito a um gráfico de linhas em conjunto com um gráfico de “áreas”, esta conjugação permite ter uma perceção da evolução de concentrações de TDCG e de cada gás individualmente (linhas), complementado com as áreas das diferentes condições de acordo com a IEEE (áreas), Figura 25.

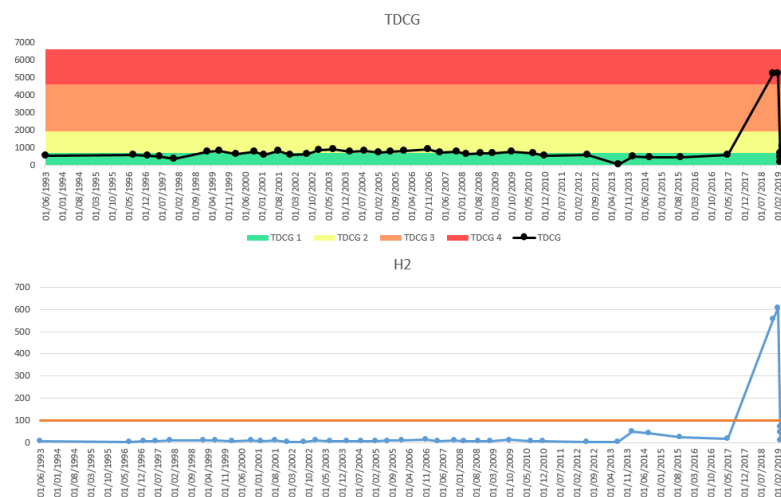


Figura 25 - Gráfico com evolução de concentrações TDCG e H₂.

Ao nível de interpretação dos valores foi desenvolvido um gráfico de colunas empilhadas com indicação do crescimento da concentração de cada gás (ppm/dia), tendo em conta os valores registados na recolha imediatamente antes da data selecionada (Figura 26).

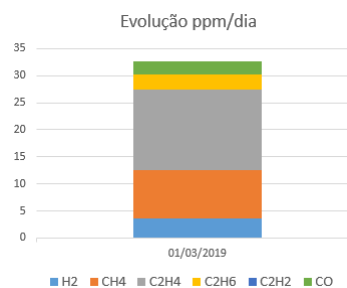


Figura 26 - Gráfico de colunas empilhadas com evolução de concentração de gases

De modo a garantir informação sobre quais os gases chave (Key Gases [17]) presentes na recolha foi concebido um gráfico de colunas com a percentagem de cada um dos gases, o que possibilita uma maior facilidade em identificar qual(ais) o(s) gas(es) que mais influencia(m) o TDCG, Figura 27.

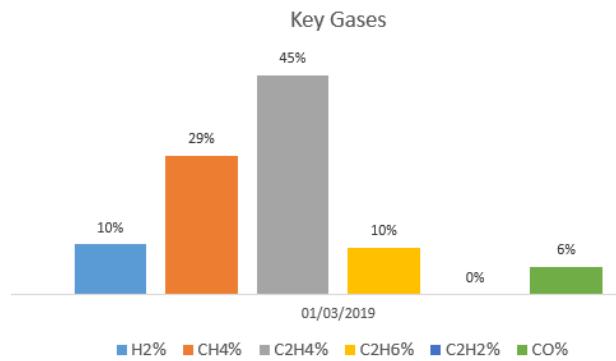


Figura 27 - Gráfico de colunas com indicação de gases chave.

Para melhor identificar um defeito presente no transformador foi colocado um gráfico representativo do triângulo de Duval (*X Y scatter*) com as diferentes áreas representativas das falhas, Figura 28.

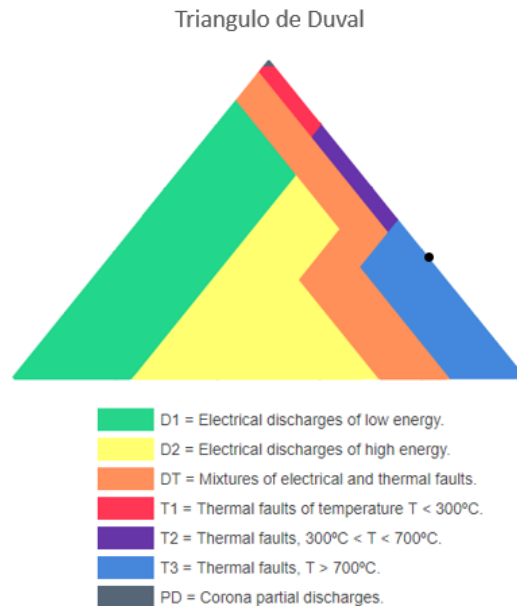


Figura 28 - Triângulo Duval, com recurso a gráfico tipo X Y scatter.

Por último, incluem-se dois gráficos de colunas que servem de identificação do diagnóstico efetuado pelos rácios de Rogers e Doernenburg, onde surgem apenas colunas - caso os sistemas de diagnósticos de rácios sejam válidos - observável na Figura 29.

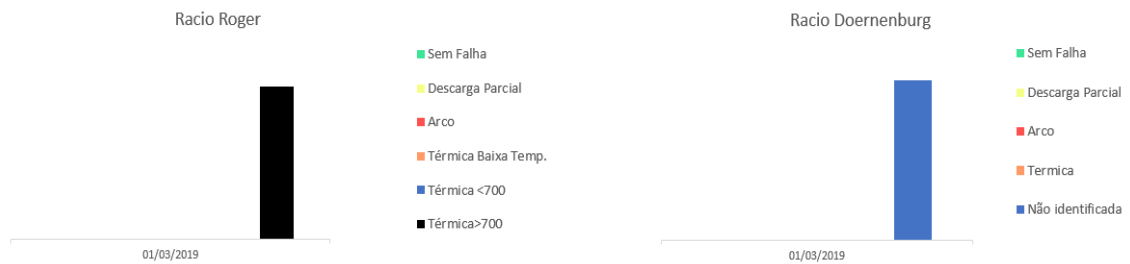


Figura 29 - Gráfico de colunas representativo do diagnóstico de rácios.

4.2.2 DASHBOARD ANÁLISES FÍSICO-QUÍMICAS

Este *dashboard* foi concretizado para auxiliar a análise de seis parâmetros físico-químicos (cor, tensão interfacial, tensão disruptiva, teor de água, tangente δ e acidez), é constituído por um menu de seleção idêntico ao representado na Figura 24, e por seis gráficos que refletem o histórico de valores obtidos em recolhas, para cada um dos referidos parâmetros. Conta ainda com uma representação por cores dos valores limite, sugeridos pelas normas indicadas em 3.3, para cada um dos parâmetros, como é visível na Figura 30, particularizado à cor do óleo (escala de cores baseada na norma ASTM D1500) e tensão interfacial (verde – óleo em bom estado, amarela – óleo com características pobres e cor-de-laranja – óleo em mau estado).

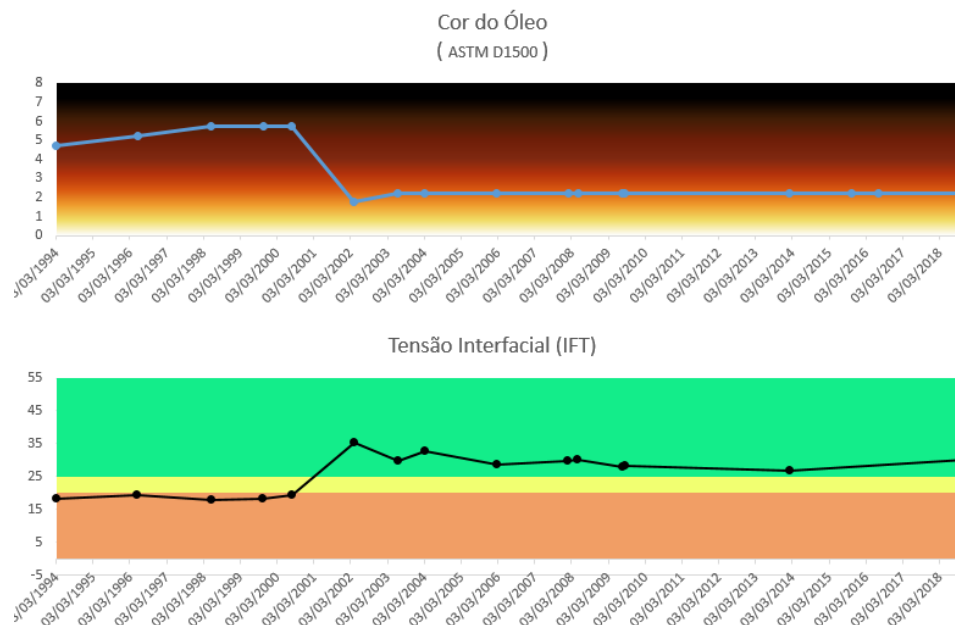


Figura 30 - Gráficos representativos de parâmetros físico-químicos

Em simultâneo dos gráficos apresentados na Figura 30, foram também contruídos os gráficos da Figura 31, que servem de auxílio à avaliação bidimensional não só por indicarem o nível de alerta de envelhecimento para cada parâmetro, mas também por representarem de forma intuitiva a metodologia de análise (esclarecida no subcapítulo 4.3.1).

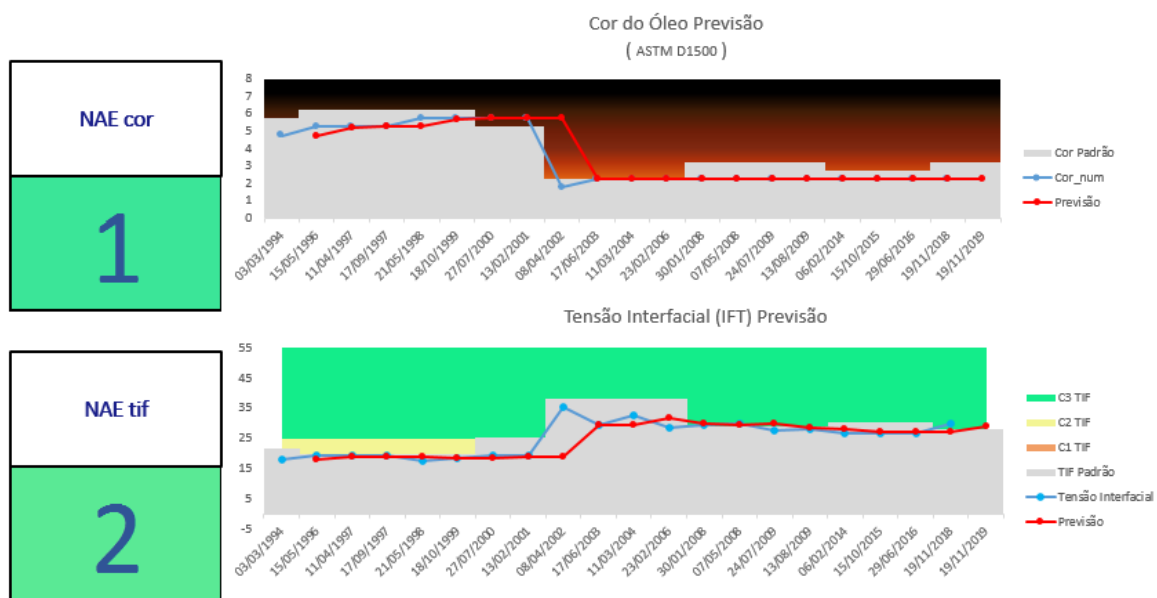


Figura 31 – Gráficos e indicação de NAE individual para cada parâmetro

4.2.3 DASHBOARD COMPOSTOS FURÂNICOS

O *dashboard* dos compostos furânicos terá como focos principais dois conjuntos de gráficos, um conjunto de um gráfico de linhas com gráfico de áreas e outro conjunto de um gráfico de linhas com um gráfico de colunas.

À semelhança do que foi concebido em 4.2.1 e 4.2.2, foi construído um gráfico com registo histórico de todos os valores de compostos furânicos com os devidos limites de referência de cada condição e ainda um gráfico de linha para cada um dos 5 compostos com valores registados, tal como é visível na Figura 32.

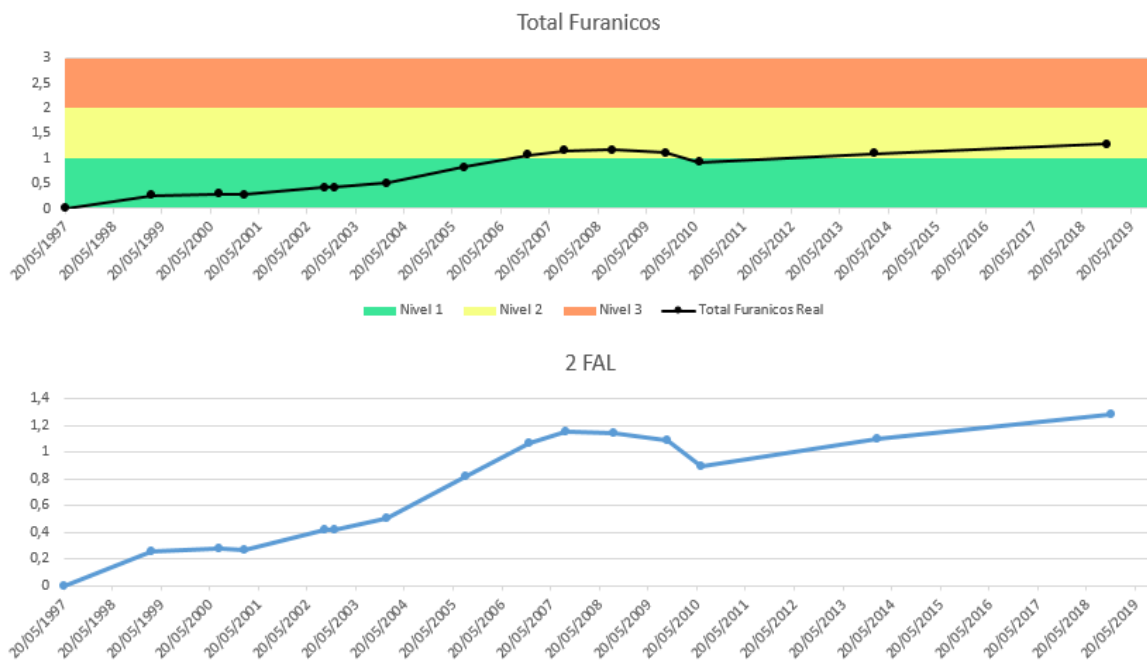


Figura 32 - Gráficos representativos do histórico de furânicos

Foi desenvolvido ainda um outro gráfico idêntico ao gráfico desenvolvido para auxílio da avaliação de parâmetros físico-químicos, desta feita para o total de furânicos, gráfico esse que tem o aspeto demonstrado na Figura 33.

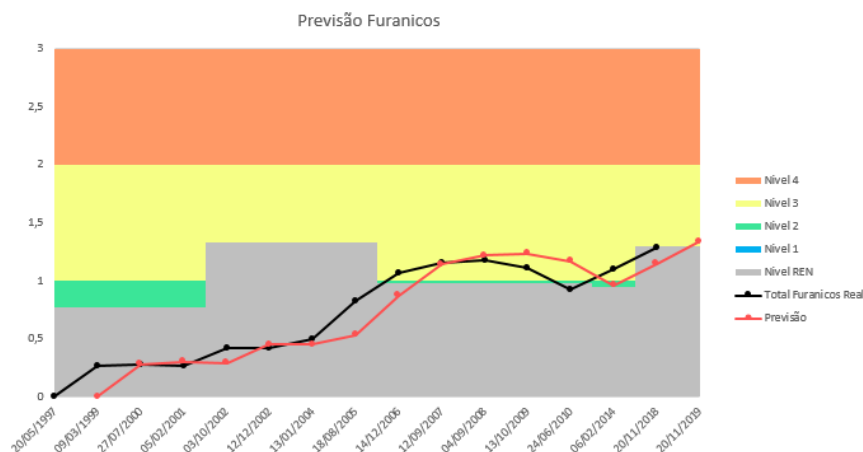


Figura 33 - Gráfico com análise de obtenção de NAE furânicos

4.3 AVALIAÇÃO BIDIMENSIONAL

Com o objetivo principal de auxiliar na tomada de decisão referente a ações de manutenção a executar aos transformadores de potência, sugere-se neste estudo um modelo de avaliação

bidimensional, que terá em conta não só o grau de envelhecimento da máquina, mas também a probabilidade de falha da mesma.

Uma utilização eficiente desta metodologia irá permitir suportar a conversão de estratégias de manutenção baseada no tempo para manutenção baseada no estado.

As grandes vantagens de uma avaliação baseada na conjugação de duas dimensões são [23]:

- Resultados com impacto prático imediatos para a gestão de exploração (essencialmente OPEX, despesas de operação e manutenção) e para a gestão de ativos (essencialmente CAPEX, despesas de capital);
- Flexibilidade de escolha no grau de avaliação;
- Otimizar o processo de gastos e custos.

A avaliação do transformador resultará do seu posicionamento num gráfico semelhante ao da Figura 34, obtido através da conjugação dos índices NAE (nível de alerta de envelhecimento) e o NPF (nível de probabilidade de falha), calculados para cada transformador. Cada área do gráfico apresenta a respetiva recomendação a ser considerada para a gestão do ativo.

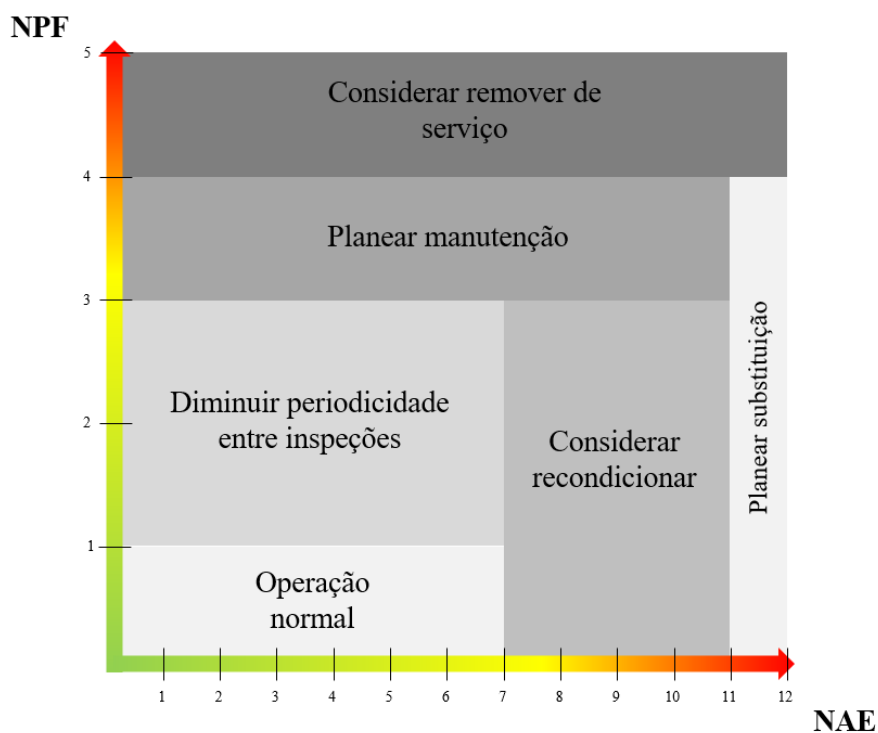


Figura 34 - Gráfico bidimensional para avaliação de transformadores.

No gráfico são apresentadas seis avaliações possíveis, cujas áreas se encontram definidas na Tabela 8:

Tabela 8 - Definição de limites de áreas de avaliação

Avaliação	NAE	NPF
Operação Normal	≤ 7	1
Considerar Recondicionar	>7 a 11	≤ 3
Diminuir Periodicidade entre Inspeções	≤ 7	>1 a 3
Planear Manutenção	1 a 11	>3 a 4
Planear Substituição	12	≤ 4
Considerar Remover de Serviço	1 a 12	5

As diferentes áreas do gráfico foram definidas com base nas ações gerais que se podem levar a cabo num transformador de potência. Para a área de “Operação Normal” definiu-se um $NAE \leq 7$ e um $NPF = 1$, por se considerar que para operar normalmente um transformador deve ter todos os gases inferiores aos valores limite, e que o óleo se pode encontrar com características pobres, fora dos valores padrão, mas não piorar nas previsões efetuadas. Em casos que o transformador tenha resultados satisfatórios no nível de alerta de envelhecimento do óleo ($NAE \leq 7$), mas que se encontre com valores de gases dissolvidos fora do primeiro limite ($NPF > 1$ a 3), considera-se que devem ser efetuadas inspeções com maior regularidade, de modo a despistar a presença de uma falha ativa (“Diminuir Periodicidade entre Inspeções”). Para ser sugerida uma manutenção (“Planear Manutenção”), a concentração de gases deve ser elevada ($NPF > 3$ a 4) para qualquer que seja a classificação das características do óleo. Em máquinas cujo óleo apresenta sinais de envelhecimento acentuado ($NAE > 7$ a 11) e onde as concentrações de gases indiciam uma probabilidade de falha considerável, é sugerido o seu recondicionamento (“Considerar Recondicionar”), deste modo poder-se-á garantir um aumento da sua vida útil. Para um transformador ser substituído (“Planear Substituição”), será necessário um nível de envelhecimento muito elevado e valores de gases dissolvidos que não sejam muito elevados, caso os valores de gases dissolvidos sejam muito elevados, para qualquer que seja o nível de envelhecimento da máquina, esta deve ser retirada de serviço (“Considerar Remover de Serviço”).

Os valores de NAE e NPF que definem cada uma das áreas, podem ser ajustados mediante experiência e critérios de risco do utilizador.

O esclarecimento e metodologias de cálculo utilizadas nos valores de NAE e NPF, são detalhadas nos capítulos 4.3.1 e 4.3.2, respetivamente.

4.3.1 NAE (NÍVEL DE ALERTA DE ENVELHECIMENTO)

Uma primeira fase para a construção da avaliação bidimensional é conseguida através da atribuição de um nível de alerta de envelhecimento (NAE), baseado essencialmente nos valores de furânicos e nos valores das análises físico-químicas ao óleo isolante.

Para se efetuar uma qualquer avaliação aos transformadores será necessário conhecer o nível de alerta de envelhecimento individual de cada parâmetro (total de furânicos, cor, tensão interfacial, tensão disruptiva, acidez, tg δ e teor de água), e só depois obter um NAE global calculado com recurso à expressão seguinte (4.1):

$$NAE_{global} = \frac{\sum_{i=1}^n NAE_i}{n} \quad (4.1)$$

onde:

i – cada parâmetro (*fur* – furânicos, *cor* – cor do óleo, *acd* – acidez, *tH2O* – teor de água, *tint* – tensão interfacial, *tdis* – tensão disruptiva, *tg δ* – tangente de delta);

n – quantidade de parâmetros em análise;

NAE – nível de alerta de envelhecimento de cada parâmetro.

A equação (4.1) representa um valor médio de todos os valores NAE individuais, dando a entender que todos os parâmetros têm a mesma influência no valor global, no entanto, tendo em conta que o NAE de cada parâmetro considera os valores limite recomendados para classificação do envelhecimento do óleo do respetivo parâmetro (capítulos 3.3 e 3.4), a influência de que cada fator no envelhecimento do óleo já é considerada através desse fator.

Os níveis de alerta de cada fator são atribuídos tendo em consideração uma escala numérica que começa em 1 e termina em 12 (menor nível de alerta e maior nível de alerta respetivamente) como mostra a Tabela 9, e são definidos considerando para o comportamento de três aspetos, são eles:

- Valores padrão para a população em estudo (subcapítulo 4.3.1.1);

- Previsão de valores para a recolha seguinte (subcapítulo 4.3.1.2);
- Limites de condições sugeridos pelas normas e referencias bibliográficas (capítulos 3.3 e 3.4).

Tabela 9 - Critérios para atribuição de NAE

Condição Norma	Valores Padrão	Previsão	Nível de Alerta de Envelhecimento (NAE)
Condição 1	DENTRO	NÃO PIORA	1
		PIORA	2
	FORA	NÃO PIORA	3
		PIORA	4
Condição 2	DENTRO	NÃO PIORA	5
		PIORA	6
	FORA	NÃO PIORA	7
		PIORA	8
Condição 3	DENTRO	NÃO PIORA	9
		PIORA	10
	FORA	NÃO PIORA	11
		PIORA	12

4.3.1.1 VALORES PADRÃO PARA TRANSFORMADORES DA RNT

Os comportamentos padrão facilitam na definição do nível de alerta, na medida em que desvios de um determinado comportamento tipo são indicadores de possíveis eventos anormais, assim, é de todo o interesse conhecer a forma como se comporta a população que se pretende estudar.

A idade de serviço do óleo isolante do transformador foi agrupada em intervalos de amplitude igual a 5 anos, onde os valores padrão para cada intervalo são calculados com base no percentil nonagésimo e têm em conta os seguintes aspetos:

- Tipo de óleo;
- Tipo de construtivo do transformador (core/shell);

O ponto fundamental foi obter um valor que defina que um transformador com tipo construtivo do núcleo X_1 , com um óleo do tipo Y_1 e com um óleo em serviço na faixa etária Z_1 , tem um valor padrão igual a W_1 .

4.3.1.2 PREVISÃO DE VALORES

Prever valores consiste na tentativa de extrapolar o comportamento futuro a partir de condições atuais, utilizando dados históricos. Para se definir o nível de alerta de envelhecimento é necessário efetuar uma previsão do valor da próxima recolha. A metodologia proposta para essa previsão é baseada num método de previsão determinístico.

O envelhecimento do óleo isolante revela nas suas características uma aleatoriedade e tendência linear de crescimento (ou decrescimento, dependendo das características), sendo que na maioria das características, as pequenas variações registadas não apresentam sazonalidade, estas variações são devidas a erros de medição. Assim, o modelo de suavização exponencial dupla de Holt, apesar de ser mais eficaz para períodos de amostragem com a mesma amplitude, os valores de erro obtidos são aceites, podendo ser utilizado de forma satisfatória para a previsão de amostragens não equidistantes a nível temporal.

Este método de previsão consiste em decompor a série em componentes (tendência e nível) e suavizar os valores de registos antigos, ou seja, atribuir pesos diferentes (que decaem exponencialmente quanto mais antigos se revelam) que tornam os registos mais recentes mais influentes no valor a prever. São empregues duas constantes de suavização, α e β (com valores entre 0 e 1), sendo representado por três equações [23]:

$$L_t = \alpha x_t + (1 - \alpha)(E_{t-1} + T_{t-1}) \quad (4.2)$$

$$T_t = \beta(L_t - E_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1} \quad (4.3)$$

$$\hat{y}_{t+k} = E_t + kT_t \quad (4.4)$$

onde:

E_t é a componente de nível;

T_t é a componente de tendência;

h é o horizonte de previsão;

$k=1,2,\dots, h$

y_{t+k} é a previsão;

α com valores no intervalo $0 < \alpha < 1$, é a constante de suavização da componente de nível L_t

β com valores no intervalo $0 < \beta < 1$, é a constante de suavização da componente tendência T_t

Como não existe amostra para $t=0$, é necessário inicializar L_1 e T_1 , neste caso serão inicializadas da seguinte forma:

$$E_1 = y_1 \quad (4.5)$$

$$T_1 = y_2 - y_1 \quad (4.6)$$

As equações (4.2) e (4.3) fazem uma estimativa do nível e da inclinação da série temporal, respetivamente. Contudo a equação (4.4), calcula a previsão para os próximos k períodos.

As constantes de suavização α e β são calculadas através da utilização de um método iterativo que encontra os seus valores, de modo a minimizar o valor médio do erro absoluto entre o valor real e o valor obtido pela previsão. Esta otimização é efetuada através da funcionalidade *Solver* do *Excel*.

4.3.2 NPF (NÍVEL DE PROBABILIDADE DE FALHAS)

O outro eixo da avaliação bidimensional diz respeito ao nível de probabilidade de falha, este é definido de acordo com a presença de gases dissolvidos na amostragem de óleo e tem em consideração os seguintes fatores:

- Condição IEEE de presença de gases
- Taxa de variação TDCG (ppm/dia), calculada de acordo com a expressão (4.7), [17]

$$tvar = \frac{(S_t - S_0)}{T} \quad (4.7)$$

onde:

S_0 – valor da primeira amostra

S_0 – valor da segunda amostra

T – tempo (dias)

A condição IEEE do transformador é definida pela condição máxima entre a condição de concentração de cada gás individual ou da concentração TDCG, tendo em conta os valores referidos na Tabela 3.

A taxa de variação é um índice que indica a atividade da falha, ou seja, se a falha está ativa ou se foi apenas um caso pontual, o que levou à estagnação na criação de gases [17].

A Tabela 10 apresenta as condições que cada transformador deve apresentar de modo a ser considerado num dos cinco NPF distintos.

Tabela 10 – Combinação de valores para os diferentes NPF

Nível de Probabilidade de Falha (NPF)	Taxa de variação TDCG (ppm/dia)	Condição IEEE
5	>10	Condição 4
4	<10	Condição 4
	>10	Condição 3
3	<10	Condição 3
	>10	Condição 2
2	<10	Condição 2
1	NA ¹	Condição 1

4.4 CONCLUSÃO

Ao longo capítulo é perceptível a importância das bases de dados organizadas e a preparação que antecede qualquer construção de uma ferramenta.

¹ No caso da condição 1, o nível de probabilidade de falha será o NAE 1 para qualquer que seja a variação de TDCG .

A informação transmitida ao utilizador através de *dashboards*, que concentram as informações e a dispõem de uma forma mais intuitiva e clara é efetivamente uma vantagem para quem pretende aceder ao estado do ativo.

Por fim, neste capítulo, conclui-se que a metodologia de avaliação conseguida através da conjugação de duas vertentes (nível de alerta de envelhecimento e nível de probabilidade de falha), constitui uma abordagem que possibilitará identificar a situação do ativo e constitui uma vantagem ao nível da gestão de ativos.

5. APLICAÇÃO PRÁTICA DO MÉTODO

5.1 CASO DE ESTUDO

Após o desenvolvimento da metodologia e analisadas tendências, existe a necessidade de se testar a aplicabilidade da mesma em casos reais.

Para tal, neste caso de estudo é considerada uma população de 45 equipamentos, escolhidos aleatoriamente dentro de cada um dos 3 aspetos que podem diferenciar o comportamento dos transformadores e dificultar a tomada de decisão:

- 15 transformadores recondicionados;
- 10 transformadores cujo óleo foi passivado;
- 15 transformadores que não sofreram nenhuma das intervenções anteriores;

Por fim, foram ainda seleccionadas cinco reactâncias *shunt* de forma a obter informação sobre a aplicabilidade da metodologia também neste tipo de máquina eléctrica. A Tabela 11 indica as principais características de cada um dos transformadores seleccionados.

Tabela 11 – Principais características da população do caso de estudo

Transformador	Nível de tensão AT (kV)	Faixa etária do transformador (2019)	Tipo de óleo	Faixa etária do óleo (2019)	Tipo construtivo	Tipo de intervenção
Transformador 1	400	[0-04]	Óleo 1	[0-04]	GAPPED-CORE	Sem intervenção
Transformador 2	400	[0-04]	Óleo 1	[0-04]	GAPPED-CORE	Sem intervenção
Transformador 3	220	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	AIR-CORE	Sem intervenção
Transformador 4	220	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	AIR-CORE	Sem intervenção
Transformador 5	220	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	AIR-CORE	Sem intervenção
Transformador 6	400	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	SHELL/FD	Sem intervenção
Transformador 7	400	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	SHELL/FD/ENCAPS	Sem intervenção
Transformador 8	150	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	CORE	Sem intervenção
Transformador 9	220	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	CORE	Sem intervenção
Transformador 10	220	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	CORE	Sem intervenção
Transformador 11	400	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	SHELL/FD	Sem intervenção
Transformador 12	400	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	SHELL/FD/ENCAPS	Sem intervenção
Transformador 13	220	[05-09]	Óleo 1	[05-09]	CORE	Sem intervenção
Transformador 14	220	[10-14]	Óleo 3	[10-14]	CORE	Passivado
Transformador 15	400	[10-14]	Óleo 3	[10-14]	SHELL/FD	Passivado
Transformador 16	220	[15-19]	Óleo 3	[15-19]	CORE	Passivado
Transformador 17	400	[15-19]	Óleo 3	[20-24]	SHELL	Passivado
Transformador 18	400	[15-19]	Óleo 3	[15-19]	SHELL/FD	Passivado
Transformador 19	220	[15-19]	Óleo 3	[15-19]	SHELL	Passivado
Transformador 20	220	[15-19]	Óleo 3	[15-19]	SHELL	Passivado
Transformador 21	220	[15-19]	Óleo 3	[15-19]	CORE	Passivado
Transformador 22	400	[15-19]	Óleo 3	[15-19]	SHELL/FD	Passivado
Transformador 23	400	[15-19]	Óleo 3	[15-19]	SHELL	Passivado
Transformador 24	150	[20-24]	Óleo 7	[20-24]	SHELL	Sem intervenção
Transformador 25	400	[25-29]	Óleo 1	[0-04]	SHELL	Recondicionado
Transformador 26	400	[25-29]	Óleo 5	[25-29]	SHELL	Sem intervenção
Transformador 27	400	[30-34]	Óleo 1	[05-09]	SHELL	Recondicionado
Transformador 28	400	[30-34]	Óleo 1	[05-09]	SHELL	Recondicionado
Transformador 29	220	[35-39]	Óleo 1	[05-09]	SHELL	Recondicionado
Transformador 30	220	[35-39]	Óleo 1	[10-14]	SHELL	Recondicionado
Transformador 31	150	[35-39]	Óleo 2	[10-14]	SHELL	Recondicionado
Transformador 32	400	[35-39]	Óleo 1	[10-14]	SHELL	Recondicionado
Transformador 33	400	[35-39]	Óleo 1	[10-14]	SHELL	Recondicionado
Transformador 34	400	[35-39]	Óleo 1	[10-14]	SHELL	Recondicionado
Transformador 35	150	[35-39]	Óleo 9	[35-39]	SHELL	Sem intervenção
Transformador 36	220	[35-39]	Óleo 6	[30-34]	CORE	Sem intervenção
Transformador 37	220	[35-39]	Óleo 6	[35-39]	SHELL	Sem intervenção

Transformador 38	220	[35-39]	Óleo 6	[35-39]	SHELL	Sem intervenção
Transformador 39	220	[35-39]	Óleo 6	[35-39]	SHELL	Sem intervenção
Transformador 40	400	[40-44]	Óleo 1	[05-09]	SHELL	Recondicionado
Transformador 41	220	[40-44]	Óleo 3	[15-19]	SHELL	Recondicionado
Transformador 42	400	[40-44]	Óleo 1	[05-09]	SHELL	Recondicionado
Transformador 43	400	[40-44]	Óleo 1	[05-09]	SHELL	Recondicionado
Transformador 44	150	[40-44]	Óleo 2	[15-19]	SHELL	Recondicionado
Transformador 45	150	[40-44]	Óleo 6	[40-44]	CORE	Sem intervenção

Através da informação apresentada na Tabela 11, é perceptível que dentro da população em estudo existem transformadores com características distintas, tal facto constitui um bom índice para testes, uma vez que abrangendo um maior leque de características ter-se-á uma maior gama de resultados para aferir a aplicabilidade da metodologia em questão.

5.1.1 NAE

Com recurso à metodologia apresentada em 4.3.1, foram calculados os NAE para cada um dos transformadores selecionados para o caso de estudo.

Numa primeira fase, foram calculados os valores padrão para cada um dos parâmetros que constituem o NAE global, os resultados obtidos encontram-se nas tabelas presentes no Anexo A.

Seguidamente, foram calculados os valores previstos, tendo em linha de conta que os valores previstos serão para recolhas efetuadas 1 ano após as recolhas que deram origem aos dados da última análise registada na base de dados.

No Anexo B são apresentadas as tabelas com os dados finais obtidos para se efetuar a classificação do NAE individual de cada parâmetro.

A título demonstrativo, apresenta-se na Figura 35 a forma como são mostrados os dados relativos à evolução de concentrações de compostos furânicos (replicável para os restantes NAE individuais), assim como os valores de NAE obtidos pelo transformador selecionado. No caso da Figura 35, os valores são relativos ao Transformador 44.

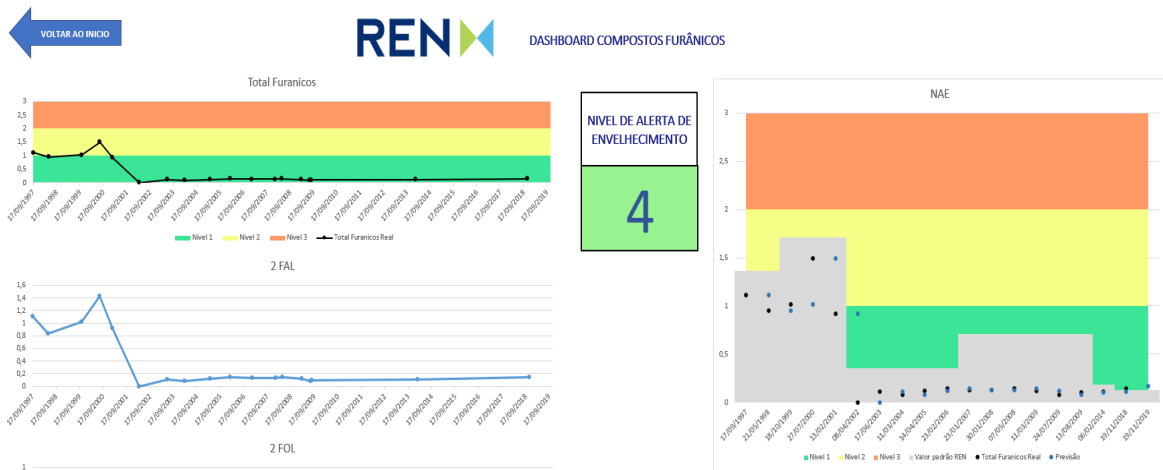


Figura 35 - *Dashboard* NAE_{fur} (Transformador 44)

No canto superior esquerdo da Figura 35, observa-se o histórico de concentrações totais de furânicos reveladas nos ensaios efetuados e, devidas classificações tendo em conta os valores limite sugeridos pelas referências. Para este transformador em concreto, quando iniciadas as recolhas apresentava valores de furânicos no patamar 2 (amarelo), no entanto o transformador foi recondicionado (em 2002) e as concentrações de furânicos foram para valores próximos de zero, onde demonstram uma tendência crescente não muito acentuada até à data da última recolha (19/11/2018). No centro é dada indicação do NAE_{fur} para a máquina em questão, na qual o Transformador 44 apresenta um valor de NAE_{fur} 4, infra clarificado.

A Figura 36, é um “zoom in” da Figura 35, focado no gráfico que mostra os dados para cálculo do NAE_{fur} . Pode-se observar neste gráfico, seis tipos de dados relativos às concentrações de furânicos que ajudam a calcular o NAE individual: três patamares com base em valores sugeridos por referências (verde, amarelo e laranja), valores padrão (cinzento), concentração total de furânicos em ensaios (pontos a preto) e valores previstos pelo método apresentado em 4.3.1.2 (pontos a azul). No caso do Transformador 44, observa-se no valor obtido à data de 19/11/2019, que o previsto (0,166 ppm) encontra-se acima do valor padrão para o óleo deste transformador (0,125 ppm), foi classificado na condição 1 (<1 ppm) e com valor superior ao da recolha anterior (0,140 ppm). Assim, através dos valores indicados na Tabela 9, o Transformador 44 é NAE_{fur} 4.

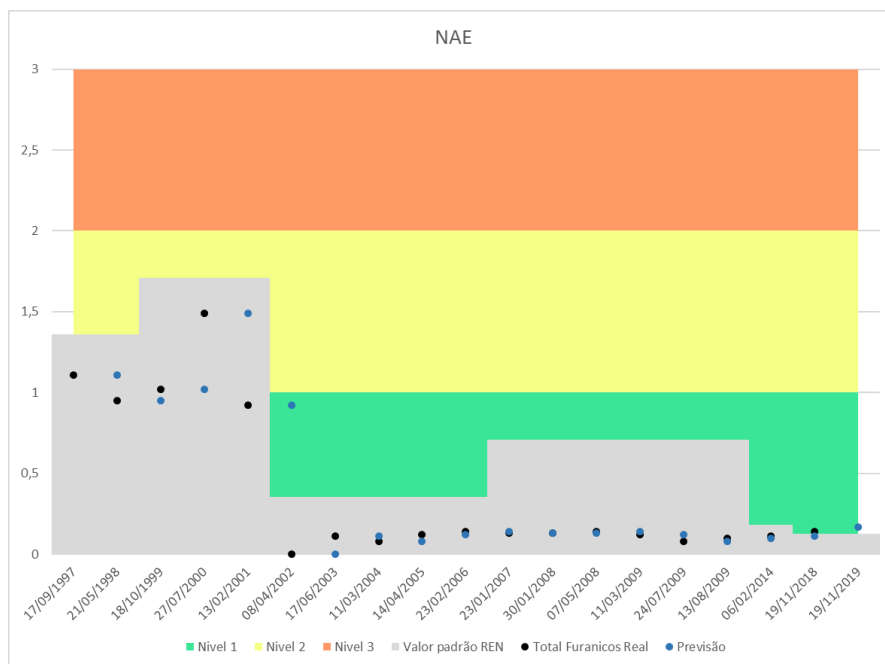


Figura 36 - Representação gráfica do cálculo de NAE_{fur} (Transformador 44)

O método de cálculo para os restantes parâmetros é semelhante ao supramencionado, e a Figura 37, mostra a quantidade de transformadores que obtiveram classificação nos diferentes níveis de alerta de envelhecimento para cada um dos parâmetros estudados.

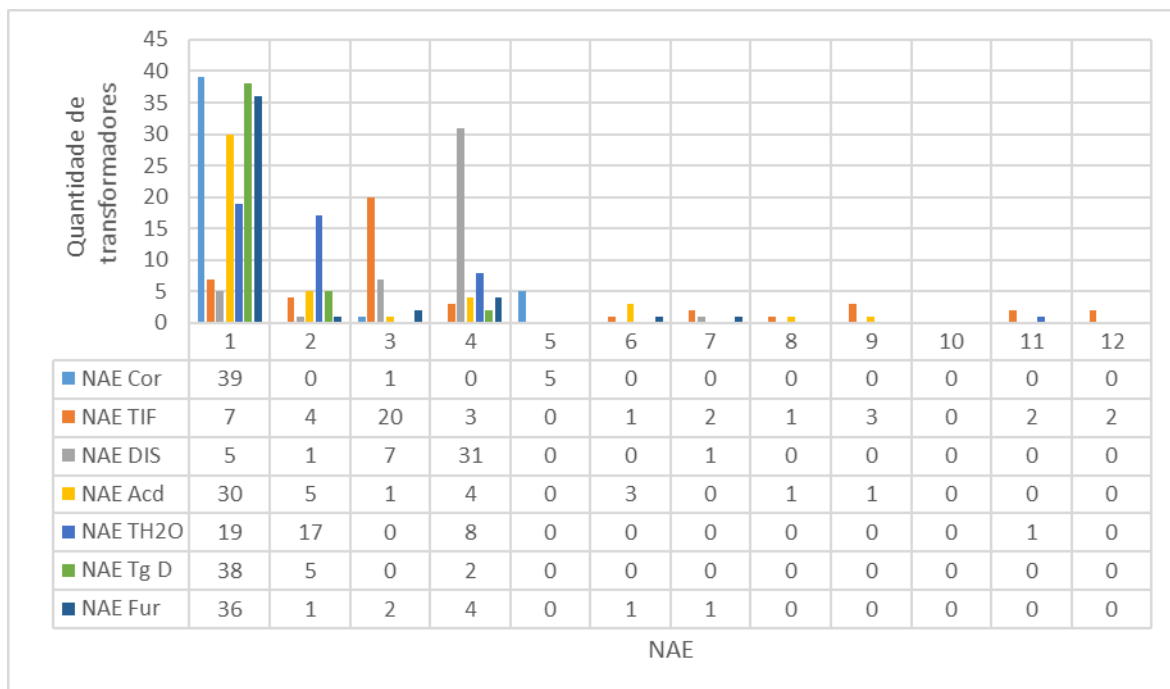


Figura 37 - Distribuição de NAE por parâmetro

Efetuada uma avaliação geral do comportamento da população para cada um dos parâmetros é perceptível que o NAE com maior quantidade de transformadores é o NAE 1. No entanto, dois transformadores encontram-se com a tensão interfacial no NAE máximo (NAE 12) e outros 2 no NAE 11. Também nos valores de teor de água foi encontrado um transformador no NAE 11. Em termos de acidez, os transformadores com pior nível de alerta de envelhecimento obtiveram um NAE 9. Observando a presença de furânicos, o transformador com pior desempenho obteve um NAE 7, assim como na tensão disruptiva. Todavia para a tangente de δ , o transformador com pior performance obteve um NAE 4.

Com exceção do NAE 10, o conjunto de valores obtidos abrange os restantes níveis, o que indica que a metodologia é inclusiva em toda a sua extensão.

Concretizando o cálculo do NAE global ao transformador que tem vindo a ser dado como exemplo (Transformador 44), obtiveram-se os valores da Figura 38, que indica um nível de alerta de envelhecimento global igual a 2,3.

NAE fur	NAE cor	NAE Tint	NAE TH2O	NAE acd	NAE Tdis	NAE tg δ
4	1	2	2	2	4	1

NAE GLOBAL	NPF
2,3	4

Figura 38 - NAE individuais e global (Transformador 44)

Em termos de NAE global para cada um dos transformadores que compõem a população, os resultados estão expressos no gráfico da Figura 39, onde é perceptível que a população do caso de estudo não ultrapassa o NAE 6 e que cerca de 85% se encontra abaixo do NAE 3.

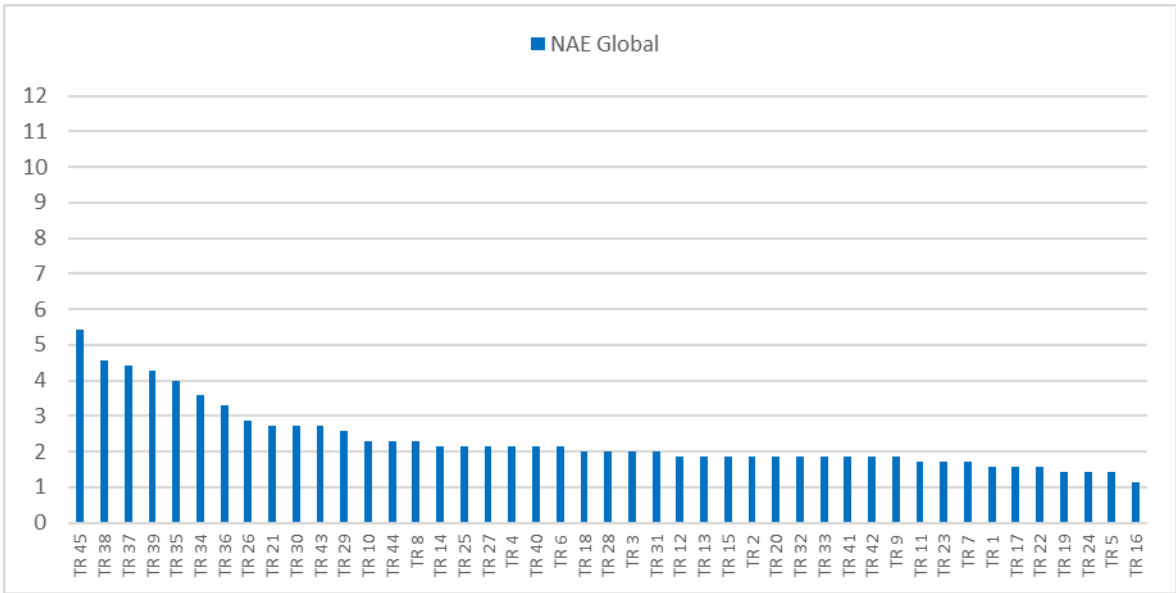


Figura 39 - NAE global da população em estudo

5.1.2 NPF

Quanto ao nível de probabilidade de falha, tendo em conta a concentração de cada gás combustível dissolvida no óleo e a taxa de variação dessa concentração entre amostragens, os resultados obtidos encontram-se expressos no gráfico da Figura 40.

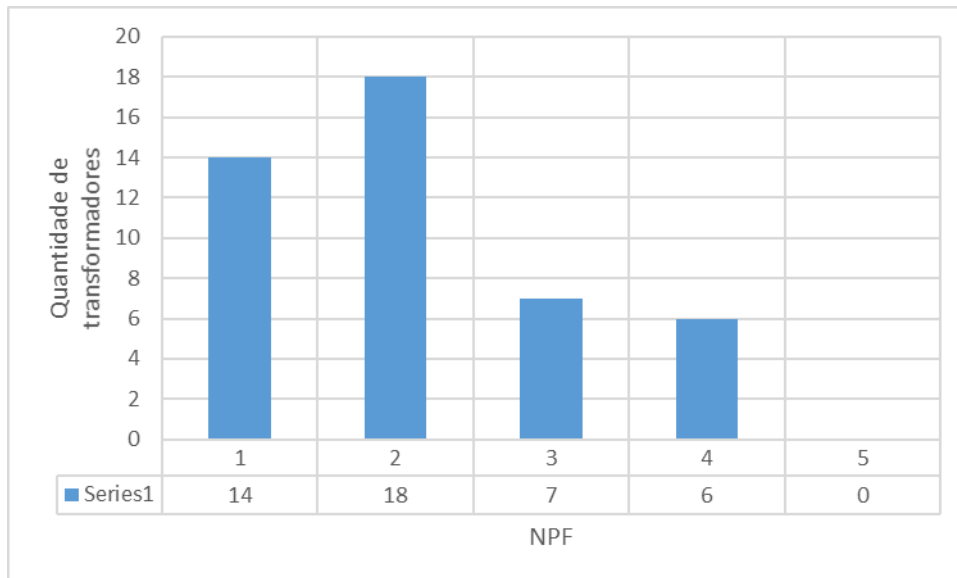


Figura 40 - Distribuição de NPF

Através dos dados da Figura 40, pode-se observar que nenhum dos transformadores analisados se encontra no NPF 5, no entanto existem alguns transformadores fora da condição considerada como “operação normal” (NPF 1).

Foi relevante analisar quais os parâmetros que levaram a que os transformadores que se encontrassem fora do NPF 1 fossem considerados como tal. Utilizando o *dashboard* referido no subcapítulo 4.2.1 foi possível obter-se essa indicação. As informações sobre as quantidades de transformadores cujas concentrações de cada gás(es) deram origem ao NPF, encontram-se sintetizadas na Tabela 12.

Tabela 12 – Número de transformadores por NPF para cada gás que lhe deu origem

	TDCG	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	CO	C2H6 e CO	C2H2 e CO	C2H6 e CH4
Nível 2	1	3	0	0	10	1	1	1	1	0
Nível 3	0	0	0	0	3	3	1	0	0	0
Nível 4	0	0	0	1	3	0	0	0	0	2
Nível 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A Figura 41, demonstra a análise efetuada através do *dashboard* concebido, onde se observam resultados obtidos para o transformador em questão (Transformador 44), que se encontra no NPF 4.

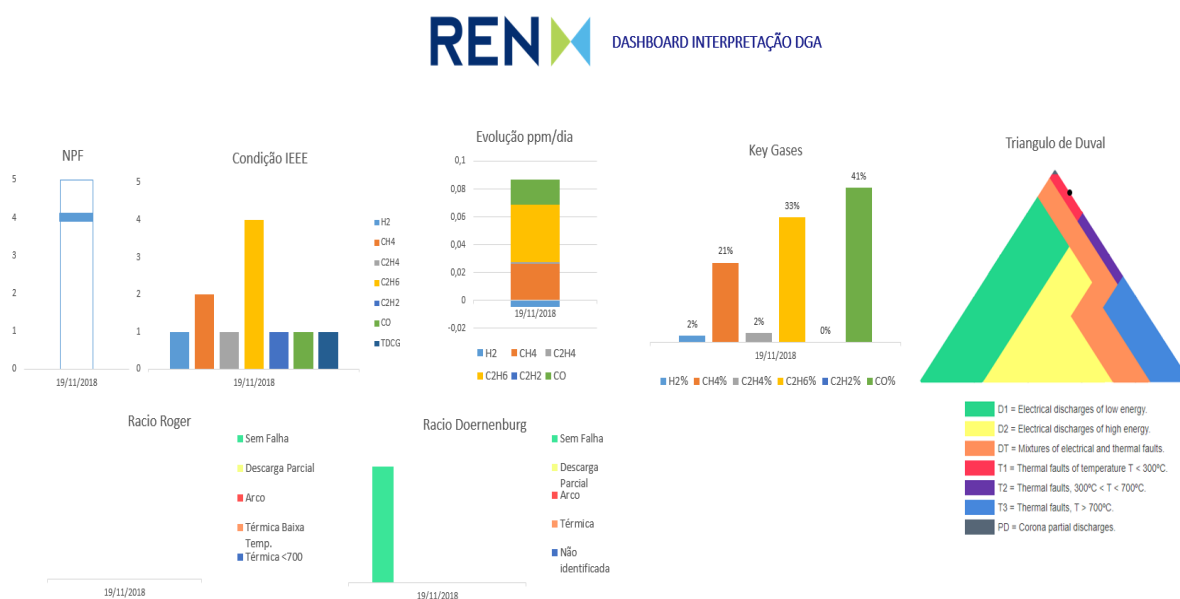


Figura 41 - *Dashboard* de interpretação DGA (Transformador 44)

No que diz respeito ao nível de probabilidade de falha geral, é então calculado com base na conjugação da condição IEEE de cada gás e do somatório das taxas de variação de todos os gases combustíveis dissolvidos no óleo. Na Figura 42, pode-se observar que o gás com concentração cuja condição é mais elevada é o etano (C_2H_6), que se encontra na condição IEEE igual a 4 por apresentar concentração igual a 220 ppm, superior a 150 ppm que definem o limite inferior da condição IEEE 4. Já a taxa de variação para o transformador 44 é de aproximadamente 0,082 ppm/dia, encontrando-se abaixo dos 10 ppm/dia. Tendo em conta os critérios definidos na Tabela 10, o NPF obtido pelo transformador é NPF 4, representado no indicador mais à esquerda da Figura 42.

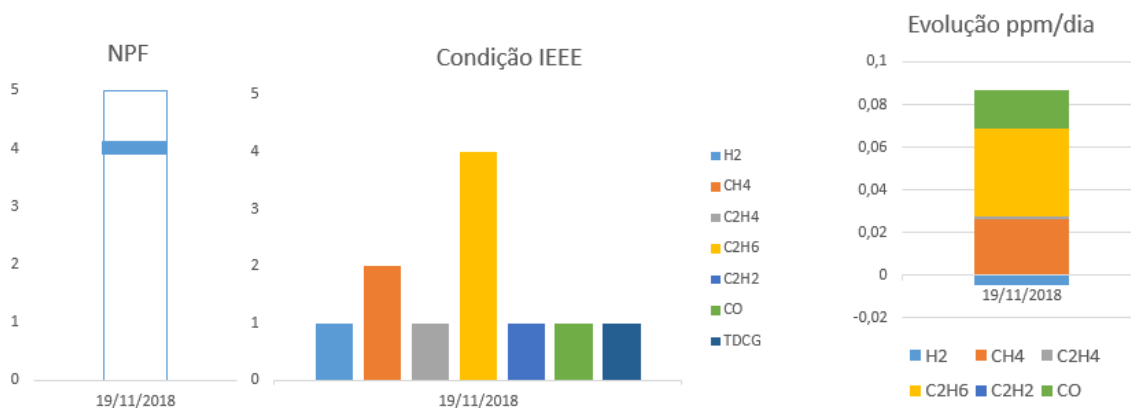


Figura 42- Indicadores de condição NPF (Transformador 44)

É também nesta fase da análise que se efetua um diagnóstico ao tipo de falha que pode estar presente no transformador. No caso do transformador 44, através da Figura 43, observa-se que apesar do gás combustível com maior concentração relativa ser o monóxido de carbono, as concentrações relativas do etano e do metano são significativas e, portanto, o diagnóstico dos “*key gases*” aproxima-se de uma falha térmica no óleo.

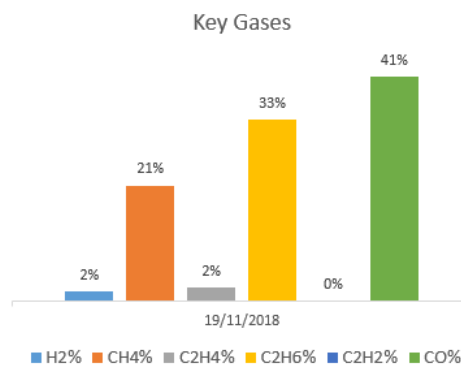


Figura 43- Diagnóstico "Key gases"(Transformador 44)

Olhando para o método do triângulo de Duval, Figura 44, o diagnóstico dado é também falha térmica de baixa intensidade (T1).

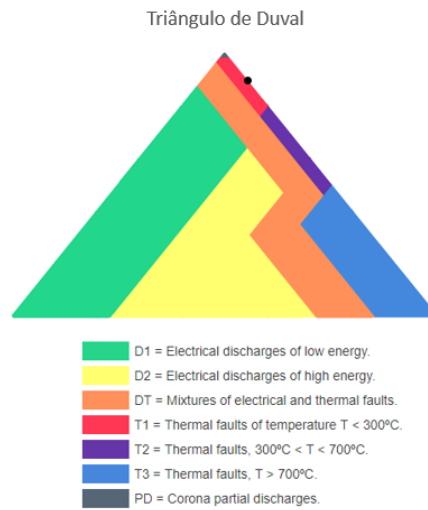


Figura 44 - Diagnóstico Triângulo de Duval (Transformador 44)

As concentrações de gases presentes no óleo do transformador 44 não são suficientes para efetuar um diagnóstico com base nos rácios de Roger e daí a ausência de barra no gráfico da Figura 45, já os rácios de Doernenburg indicam que não existe qualquer falha no transformador. Os rácios calculados tiveram os seguintes valores: Rácio 1 (CH_4/H_2) = 12,73; Rácio 2 ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$) = 0; Rácio 3 ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$) = 0; Rácio 4 ($\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$) = 0; Rácio 5 ($\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$) = 0,0727.

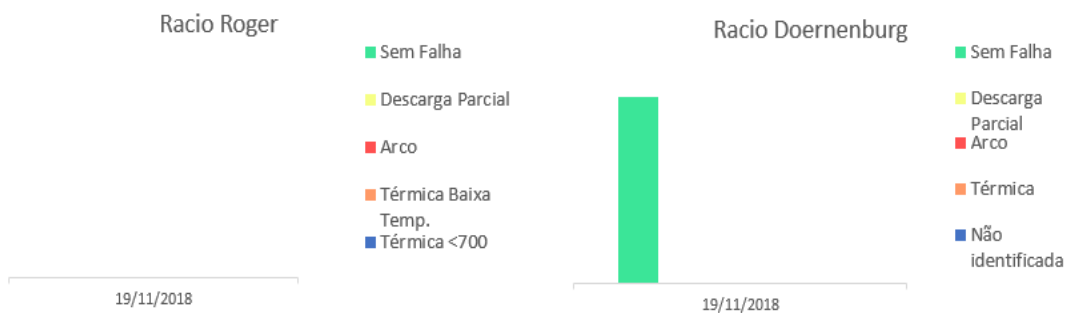


Figura 45 - Diagnósticos de rácios de Roger e Doernenburg (Transformador 44)

5.1.3 AVALIAÇÃO GLOBAL

A avaliação global é então a conjugação do fator que verifica o nível de probabilidade de falha (NPF) com a componente que indica o nível de alerta de envelhecimento (NAE).

Continuando a análise que tem vindo a ser efetuada ao transformador 44, observa-se através da Figura 46, que este transformador obteve um NAE global 2,3 e um NPF 4, tais valores conduzem-no a uma avaliação de “Planear manutenção”, uma vez que o nível de probabilidade de falha é elevado. Caso não seja planeada e/ou efetuada alguma manutenção, as concentrações de gases dissolvidos podem aumentar, o que elevará o nível de probabilidade de falha para 5 e, nesse caso, a sugestão passa por retirar a máquina de serviço para se efetuar uma deteção e correção da falha existente.

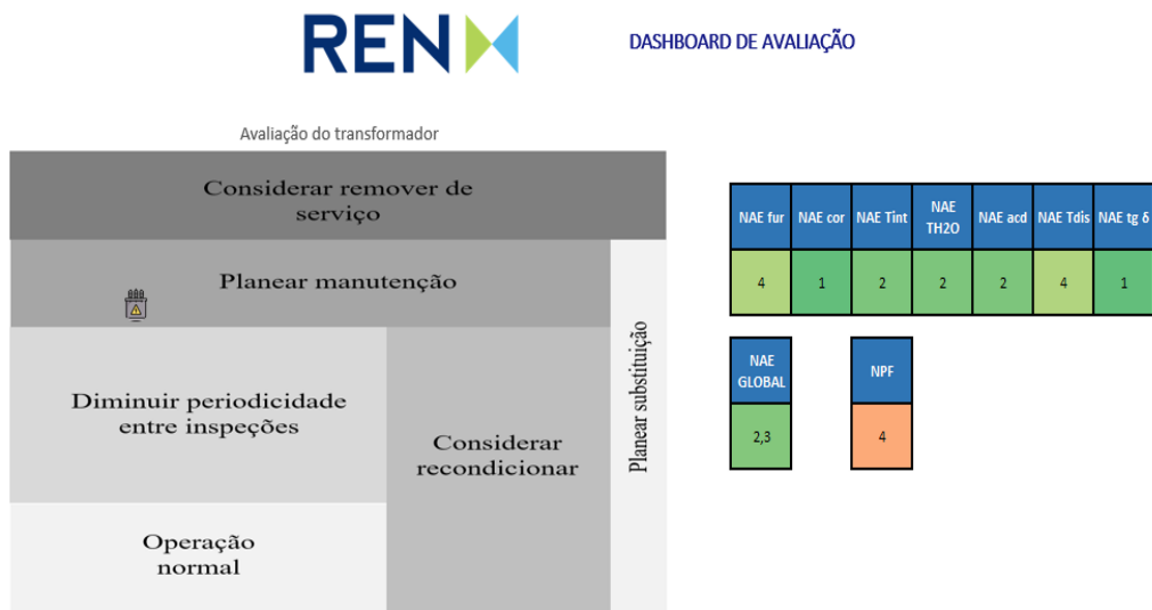


Figura 46 - Avaliação global (transformador 44)

Esta metodologia foi aplicada a toda a população do caso de estudo, os resultados obtidos nas avaliações são apresentados no gráfico da Figura 47, que se encontram resumidas na Tabela 13.

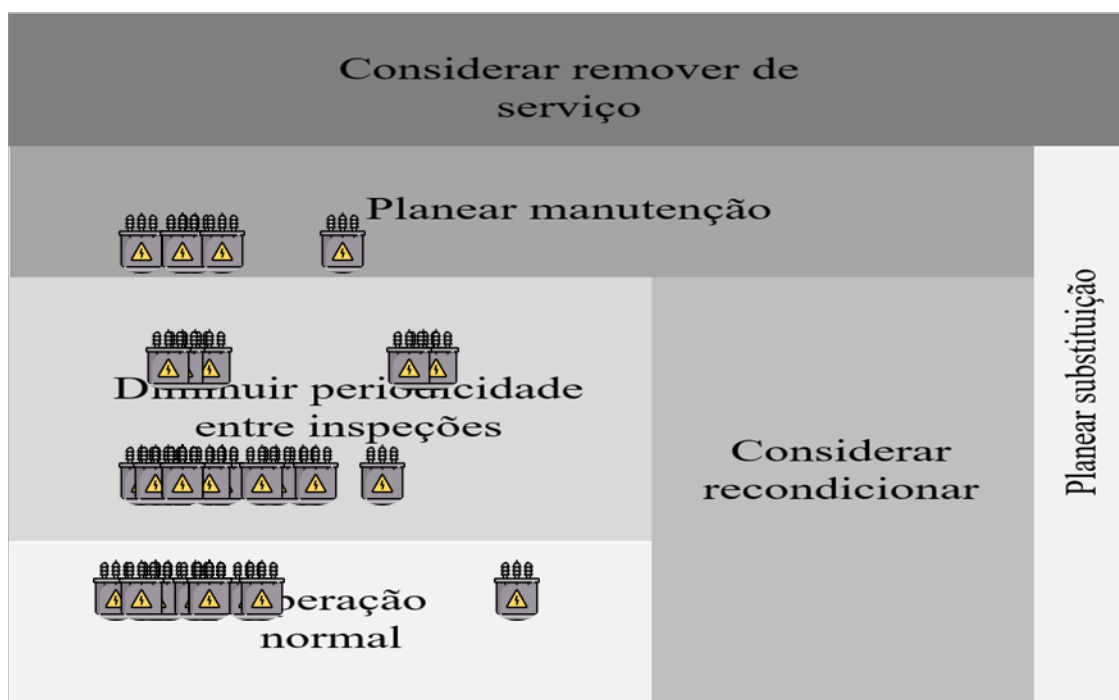


Figura 47 - Avaliação da população do caso de estudo

Tabela 13 - Resumo de avaliações da população

Avaliação	Qtd. Transformadores
Operação Normal	14
Considerar recondicionar	0
Diminuir periodicidade entre inspeções	25
Planear manutenção	6
Planear Substituição	0
Considerar remover de serviço	0

5.2 CONCLUSÕES E RESULTADOS

Efetuada os testes da metodologia para a população do caso em estudo, de uma forma geral, pode-se afirmar que os resultados foram satisfatórios, quer ao nível de desempenho da ferramenta, quer ao nível do estado dos transformadores.

Dos 45 equipamentos avaliados, a metodologia de avaliação bidimensional, sugere que 14 se encontram a operar normalmente, em 25 desses equipamentos sugere a diminuição do

período entre ensaios e ainda 6 equipamentos para os quais é sugerido planejar manutenção. Nenhum dos equipamentos foi avaliado com sugestão de recondicionamento, substituição ou remover de serviço, sendo estas as avaliações menos desejadas na vida útil do transformador.

Por conseguinte, após a utilização da ferramenta de avaliação, a facilidade de acesso, assim como a interpretação de resultados, são efetivamente componentes que garantem vantagens ao método, no entanto existiu alguma dificuldade no desenvolvimento do cálculo dos NAE, uma vez que tem de ser calculado individualmente, resultando num consumo de tempo elevado. Apesar desta desvantagem, que vai no sentido contrário do pretendido (facilitar acesso ao estado do transformador de potência), num cômputo geral a avaliação foi conseguida com sucesso.

6. CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O principal objetivo da elaboração desta dissertação consistiu em aplicar metodologias que permitam auxiliar tomadas de decisão da componente operacional e também na atualização da estratégia de manutenção de ativos, nomeadamente no que diz respeito a transformadores de potência. No entanto, existiram outros objetivos suplementares que foram alcançados em simultâneo devido ao facto desta dissertação ter sido desenvolvida em ambiente empresarial.

Numa primeira fase de enquadramento, estudos e pesquisas efetuadas no âmbito do estado da arte, desenvolveram-se conhecimentos tecnológicos sobre funcionamento e *design* de componentes constituintes do transformador, normativos aplicados a transformadores e seus componentes e ainda sobre técnicas de manutenção, ensaios e diagnóstico a transformadores de potência, atingindo assim os dois primeiros objetivos propostos em 1.2.

Numa segunda fase, com o desenvolvimento e aplicação da ferramenta de avaliação proposta, não só aumentou a destreza para trabalhar com as diferentes aplicações de tratamento de dados, como também a sensibilidade de análise com os valores e índices que

constituem a avaliação de um transformador. Nesta fase foram identificados valores padrão e tendências de parâmetros relativos a transformadores de potências da REN.

Importa referir que a criação desta ferramenta requereu a criação de novas apresentações de dados e, que apesar de se encontrarem disponíveis bases de dados bastantes completas e intuitivas, o tratamento e análise de dados foram fatores determinantes no decorrer deste trabalho, uma vez que a dimensão dos dados analisados é muito elevada, não só devido ao número de ensaios realizados a cada máquina, mas também pela quantidade de componentes e parâmetros a ser analisados.

No que diz respeito à metodologia aplicada, tendo por base o caso de estudo, constata-se que existe aplicabilidade da metodologia, pelo facto de existirem valores ao longo de grande parte da amplitude de avaliações possíveis. Esta permite efetuar uma análise geral da avaliação do transformador de potência de forma bastante satisfatória. Consideraram-se para esta avaliação duas componentes distintas no estado do transformador, que foram o nível de probabilidade de falha e o nível de alerta de envelhecimento. Pelo facto de a ferramenta permitir, não só a avaliação do transformador, como também uma visualização histórica do comportamento do mesmo e possibilitar ainda a obtenção de várias metodologias de diagnóstico, esta constitui uma ferramenta útil à gestão do ciclo de vida útil do transformador e, portanto, os objetivos traçados para a conceção da ferramenta foram alcançados.

Efetivamente, a metodologia aplicada e todo o trabalho realizado acrescentam valor à REN. Perceber todo o histórico da máquina e a forma como evoluem os parâmetros ao longo do tempo, retirando assim valores padrão e, conjugando previsão e valores sugeridos em normas internacionais, transformá-los em níveis de alerta, é um processo inovador na metodologia de avaliação de transformadores de potência da REN. Então, a somar aos dados fornecidos no decorrer da conceção da metodologia - que são já tidos em conta pela empresa-, com as devidas melhorias que poderão ser incrementadas, a metodologia apresentada poderá ser bastante útil no apoio à decisão, aumentar o grau de eficiência das manutenções efetuadas e levar a avanços nas atualizações das políticas de manutenção da empresa.

Também o acompanhamento e elaboração dos diversos trabalhos no decorrer desta dissertação, possibilitaram uma ótima interação com profissionais experientes, equipamentos da RNT, metodologias de trabalho e familiarização com o contexto profissional.

6.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Para desenvolvimentos futuros, primeiramente sugere-se a criação de uma ferramenta complementar que permita adicionar os valores de novos ensaios para os diferentes transformadores, de forma a evitar a alteração na disposição das bases de dados existentes.

Propõe-se também uma melhoria na ferramenta de modo a automatizar o cálculo das previsões de estado para os NAE individuais.

Desta forma, poder-se-ia seguir no rumo da aplicação de sensores *on-line* que “alimentassem” a base de dados da ferramenta de avaliação bidimensional.

A utilização, ou criação de outro tipo de software, com vista a melhorias de acessibilidade e estéticas, pode constituir um desenvolvimento interessante.

Também se sugere uma revisão dos limites de cada avaliação e a implementação de novas avaliações que permitam otimizar a ferramenta de modo possibilitar a sua implementação.

Referências Documentais

- [1] REN, *Políticas de manutenção*, 2016.
- [2] CIGRE, " 445 - Guide for Transformer Maintenance," Fevereiro 2011.
- [3] ABB, *Transformer Handbook*, Zurich, 2004.
- [4] IEC, *60076-1 Power transformers Part 1*, 2011.
- [5] M. Soares, *Elementos para a Gestão do Ciclo de Vida de Transformadores Elétricos de Potência*, Porto, 2011.
- [6] A. Martignoni, *Transformadores*, Porto Alegre: Editora Globo, 1973.
- [7] R. M. D. Vecchio, B. Poulin, P. Feghali, D. Shah and R. Ahuja, *Transformer Design Principles*, CRC Press, 2108.
- [8] J. H. Harlow, *Electric power transformer engineering*, Florida: CRC Press LLC, 2004.
- [9] S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde, *Transformer Engineering - Design, Technology and Diagnostics*, CRC Press, 2013.
- [10] IEC, *60076-6 Power transformers - Part 6: Reactors*, 2007.
- [11] IEC, *60422 - Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance*, 2013.
- [12] R. Murugan, "Failure analysis of power transformer for effective maintenance planning in electric utilities," *Engineering Failure Analysis*, vol. 55, pp. 182-192, 2015.
- [13] D. Dohnal, *On-Load Tap-Changers for Power Transformers*, Regensburg: MR Knowledge Base, 2013.

- [14] IEC, *60076-2 Power Transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers*, 2011.
- [15] N. AB, *Transformer oil handbook*, 2010.
- [16] CIGRE, *296 - Recent developments on the interpretation of dissolved gas analysis in transformers*, 2006.
- [17] IEEE, *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*, New York, 2009.
- [18] CIGRE, *443 - DGA in Non-Mineral Oils and Load Tap Chargers and Imprved DGA Diagnosis Criteria*, 2010.
- [19] Trafol, "Trafol," Trafol, 2018. [Online]. Available: <https://www.trafol.com>. [Accessed 22 Fevereiro 2019].
- [20] W. e. P. N. Wattakapaiboon, "The state of the art for dissolved gas analysis based on interpretation techniques," *2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, no. IEEE, pp. 60-63, 2016.
- [21] CIGRE, *227 - Life Management Techniques for Power Transformers*, 2003.
- [22] M. A. G. Martins, "Furfuraldeído - Um indicador prético da degradação térmica do papel kraft de transformadores," *Ciência e Tecnologia dos materiais*, vol. 19, 2007.
- [23] MR, *Transformer fleet assessment*, Regensburg, 2017.
- [24] S. Makridakis, S. Wheelwrigth and R. Hyndman, *Forecasting: Methods and aplications*, Nova Iorque, 1998.

Anexo A. Valores padrão para cálculo de NAE.

Cor																							
T constr.	AIR-CORE	CORE						GAPPED-CORE	SHELL												SHELL/FD		
Óleo	1	2	3	4	1	5	6	1	7	8	2	3	1	5	6	9	10	11	12	3	4	1	
[0-04]	0,25	0,75	0,25	0,25	0,25	1,25	1	0,25	1,25	0,25	2,25	1,75	1,75	2,3	1,25	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,25	0,25	0,25	
[05-09]	0,25	0,75	0,75	#N/A	0,25	1,25	3,75	#N/A	1,5	0,25	3,25	2,25	1,9	3,55	5,75	4,75	#N/A	#N/A	#N/A	0,25	#N/A	0,25	
[10-14]	#N/A	0,75	0,7	#N/A	0,25	1,75	4,75	#N/A	1,75	0,25	2,75	2,25	2,25	4,75	5,75	5,25	3,75	6,75	3,25	0,25	#N/A	0,25	
[15-19]	#N/A	0,75	0,95	#N/A	#N/A	2,25	5,25	#N/A	1,75	0,65	3,25	2,8	#N/A	5,75	6,25	5,75	4,25	6,5	4,25	0,25	#N/A	#N/A	
[20-24]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	1,95	4,75	#N/A	2,25	0,25	#N/A	4,1	#N/A	6,25	6,25	6,15	4,75	6,75	5,25	#N/A	#N/A	#N/A	
[25-29]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	5,25	#N/A	1,75	#N/A	#N/A	4,25	#N/A	5,25	5,5	4,65	4,75	6,25	4,25	#N/A	#N/A	#N/A	
[30-34]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4,75	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	2,25	#N/A	4,75	5,25	3,75	4,25	#N/A	4,25	#N/A	#N/A	#N/A	
[35-39]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	5,25	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	3,75	3,75	4,25	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
[40-44]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	5,15	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	

#N/A – sem dados para calcular valor padrão (aplicável a todas as tabelas do anexo A)

Tensão Interfacial																							
T constr.	AIR-CORE	CORE						GAPPED-CORE	SHELL												SHELL/FD		
Óleo	1	2	3	4	1	5	6	1	7	8	2	3	1	5	6	9	10	11	12	3	4	1	
[0-04]	40,09	40,08	46,4	50	44	41,8	42,55	48	42,24	39,63	38	44,05	38,69	29,65	32,57	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	45,45	46	42,2	
[05-09]	33,4	35,55	40,19	#N/A	43	32,6	27,49	#N/A	38	38,34	29,06	41,8	36,72	27,14	27,75	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	41,91	#N/A	37,73	
[10-14]	#N/A	36,29	40,8	#N/A	#N/A	28,18	25,76	#N/A	36,58	38,56	30,3	37,68	37,6	22,7	24,9	22,6	19,5	28,65	30,16	40	#N/A	38	
[15-19]	#N/A	28	26	#N/A	#N/A	23,6	25,32	#N/A	28,3	36	27,9	39,76	#N/A	21,65	23,7	23	18,82	27,1	30	39	#N/A	#N/A	
[20-24]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	23,8	22,4	#N/A	34,31	#N/A	#N/A	17,66	#N/A	19,98	21,42	21,18	17,4	26,64	29,5	#N/A	#N/A	#N/A	
[25-29]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	21,1	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	17,8	#N/A	25,26	20,48	20,04	17	#N/A	24,8	#N/A	#N/A	#N/A	
[30-34]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	21,04	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	24,4	#N/A	17,66	28,1	20,42	17,1	#N/A	24,7	#N/A	#N/A	#N/A	
[35-39]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	17,35	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	19,8	19	17	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
[40-44]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	18	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	

Tensão Disruptiva																							
T constr.	AIR-CORE	CORE						GAPPED-CORE	SHELL												SHELL/FD		
Óleo	1	2	3	4	1	5	6	1	7	8	2	3	1	5	6	9	10	11	12	3	4	1	
[0-04]	91,7	82,04	85,7	96	94,4	88,6	92,4	98,4	89,44	80,68	84,55	86,64	94,1	87,38	88,06	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	91,04	89,5	93,26	
[05-09]	97,7	72,31	94,02	#N/A	96,6	85,02	92,9	#N/A	86,48	81,44	89,82	91,6	97	90,23	86,7	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	93,26	#N/A	97	
[10-14]	#N/A	87,46	96,8	#N/A	95	90,7	94,3	#N/A	85,88	95,28	95,47	96	98	88,97	92,74	90,36	86,5	90,74	94,2	98	#N/A	98,6	
[15-19]	#N/A	98	95,4	#N/A	#N/A	95,26	94,08	#N/A	94,1	92,24	95	97,73	#N/A	86,98	91,12	82,84	83,91	94,58	86,06	94	#N/A	#N/A	
[20-24]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	91,4	94,96	#N/A	95	91,9	#N/A	88,13	44,3	90,55	87,82	87,8	90,12	81,72	79,31	#N/A	#N/A	#N/A	
[25-29]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	95,65	#N/A	86	#N/A	#N/A	84,92	#N/A	87,56	86	90,46	74,1	65,6	84,6	#N/A	#N/A	#N/A	
[30-34]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	98,8	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	65,5	#N/A	96,3	96,51	93,84	96,77	#N/A	85,73	#N/A	#N/A	#N/A	
[35-39]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	98,03	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	94	93	96	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
[40-44]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	90,9	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	

Acidez																							
T constr.	AIR-CORE	CORE						GAPPED-CORE	SHELL												SHELL/FD		
Óleo	1	2	3	4	1	5	6	1	7	8	2	3	1	5	6	9	10	11	12	3	4	1	
[0-04]	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,01	0,05	0,03	0,02	0,04	0,02	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,02	0,02	0,02	
[05-09]	0,02	0,02	0,03	#N/A	0,02	0,04	0,06	#N/A	0,04	0,01	0,10	0,04	0,03	0,06	0,07	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,04	#N/A	0,02	
[10-14]	#N/A	0,03	0,04	#N/A	0,02	0,04	0,13	#N/A	0,15	0,01	0,08	0,06	0,02	0,13	0,13	0,15	0,11	0,09	0,08	0,03	#N/A	0,02	
[15-19]	#N/A	0,03	0,04	#N/A	#N/A	0,04	0,17	#N/A	0,04	0,02	0,09	0,12	#N/A	0,20	0,20	0,18	0,14	0,15	0,14	0,02	#N/A	#N/A	
[20-24]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,06	0,18	#N/A	0,02	0,02	#N/A	0,23	#N/A	0,26	0,32	0,22	0,23	0,17	0,19	#N/A	#N/A	#N/A	
[25-29]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,14	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,27	#N/A	0,25	0,22	0,15	0,22	0,25	0,21	#N/A	#N/A	#N/A	
[30-34]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,10	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,06	#N/A	0,27	0,21	0,10	0,30	#N/A	0,22	#N/A	#N/A	#N/A	
[35-39]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,19	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,12	0,12	0,35	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
[40-44]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,26	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	

Teor de água																							
T constr.	AIR-CORE	CORE						GAPPED-CORE	SHELL												SHELL/FD		
Óleo	1	2	3	4	1	5	6	1	7	8	2	3	1	5	6	9	10	11	12	3	4	1	
[0-04]	8	12,56	7,22	5,00	6,90	4,70	11,74	7,00	11,33	11,90	14,24	8,88	8,20	13,75	9,30	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	9,40	2,50	7,40	
[05-09]	4,9	9,84	6,04	#N/A	5,00	6,90	9,56	#N/A	14,23	9,00	16,36	8,90	7,00	14,45	17,60	14,62	#N/A	11,50	#N/A	7,78	#N/A	6,00	
[10-14]	#N/A	6,00	5,00	#N/A	5,20	5,89	13,99	#N/A	17,28	6,08	6,70	8,15	8,60	16,64	16,85	24,58	19,46	11,67	11,96	6,00	#N/A	3,00	
[15-19]	#N/A	6,20	3,40	#N/A	#N/A	5,00	13,15	#N/A	13,95	5,86	5,00	6,79	#N/A	18,12	19,40	20,96	19,03	21,92	19,10	3,00	#N/A	#N/A	
[20-24]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4,00	13,72	#N/A	12,15	6,60	#N/A	16,91	23,60	23,44	24,12	26,10	8,44	22,74	23,94	#N/A	#N/A	#N/A	
[25-29]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	15,50	#N/A	5,00	#N/A	#N/A	16,14	#N/A	21,10	20,25	25,24	10,70	11,00	17,64	#N/A	#N/A	#N/A	
[30-34]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	9,60	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	5,40	#N/A	16,53	12,91	15,14	12,00	#N/A	19,09	#N/A	#N/A	#N/A	
[35-39]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	9,30	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	13,50	22,20	4,00	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
[40-44]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	7,00	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	

Tangente de δ																							
T constr.	AIR-CORE	CORE						GAPPED-CORE	SHELL												SHELL/FD		
Óleo	1	2	3	4	1	5	6	1	7	8	2	3	1	5	6	9	10	11	12	3	4	1	
[0-04]	0,005	0,018	0,004	0,005	0,006	0,009	0,038	0,005	0,007	0,006	0,100	0,018	0,016	0,017	0,020	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,002	0,005	0,005	
[05-09]	0,005	0,014	0,005	#N/A	0,005	0,021	0,033	#N/A	0,014	0,003	0,218	0,024	0,013	0,022	0,039	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,005	#N/A	0,005	
[10-14]	#N/A	0,012	0,011	#N/A	0,006	0,026	0,045	#N/A	0,018	0,003	0,098	0,018	0,015	0,033	0,048	0,053	0,041	0,049	0,021	0,005	#N/A	0,005	
[15-19]	#N/A	0,015	0,006	#N/A	#N/A	0,028	0,044	#N/A	0,018	0,005	0,094	0,055	#N/A	0,047	0,059	0,048	0,037	0,065	0,026	0,005	#N/A	#N/A	
[20-24]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,035	0,048	#N/A	0,022	0,005	#N/A	0,085	0,017	0,104	0,085	0,066	0,042	0,092	0,037	#N/A	#N/A	#N/A	
[25-29]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,057	#N/A	0,011	#N/A	#N/A	0,104	#N/A	0,147	0,144	0,047	0,052	0,048	0,029	#N/A	#N/A	#N/A	
[30-34]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,029	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,023	#N/A	0,065	0,051	0,038	0,045	#N/A	0,028	#N/A	#N/A	#N/A	
[35-39]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,055	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,071	0,046	0,036	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
[40-44]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,052	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	

Furânicos																							
T constr.	AIR-CORE	CORE						GAPPED-CORE	SHELL												SHELL/FD		
Óleo	1	2	3	4	1	5	6	1	7	8	2	3	1	5	6	9	10	11	12	3	4	1	
[0-04]	0,000	0,240	0,001	0,000	0,048	0,020	0,028	0,000	0,000	0,000	0,352	0,235	0,090	0,480	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,050	0,000	0,020	
[05-09]	#N/A	0,230	0,000	0,000	0,000	0,263	0,744	0,000	0,000	0,000	0,709	0,236	0,093	0,779	0,022	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,000	#N/A	0,000	
[10-14]	#N/A	0,128	0,000	#N/A	#N/A	0,280	1,600	#N/A	0,060	0,020	0,182	0,186	0,105	0,160	0,010	#N/A	#N/A	0,100	#N/A	0,000	#N/A	0,000	
[15-19]	#N/A	0,220	0,170	#N/A	#N/A	0,252	1,440	#N/A	0,096	0,000	0,125	0,136	#N/A	0,098	0,290	0,905	0,000	0,350	0,340	0,000	#N/A	#N/A	
[20-24]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,258	0,671	#N/A	0,078	#N/A	#N/A	1,467	#N/A	1,360	0,502	1,680	0,025	1,023	1,640	#N/A	#N/A	#N/A	
[25-29]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	1,877	#N/A	0,000	#N/A	#N/A	1,730	#N/A	1,710	1,383	3,046	0,016	1,266	0,528	#N/A	#N/A	#N/A	
[30-34]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	1,440	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,080	#N/A	0,086	1,345	0,315	0,000	#N/A	0,282	#N/A	#N/A	#N/A	
[35-39]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	1,228	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0,140	#N/A	0,040	1,760	0,390	0,000	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
[40-44]	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	1,820	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	

Anexo B. Cálculos de NAE para população do caso de estudo 5.1

Transformador	Recolha	Cor				Tensão interfacial				Tensão disruptiva				Acidez				Teor de água				Tangente de δ				Furânicos			
		Cor_num	Cor Padrão	Previsão	NAE Cor	Tensão Interfacial	TIF Padrão	Previsão	NAE TIF	Tensão Disruptiva	T DIS Padrão	Previsão	NAE DIS	Índice Acidez	Acidez Padrão	Previsão	NAE Acid	Teor Água	T H2O Padrão	Previsão	NAE TH2O	Tang Delta (90°C)	Tg D Padrão	Previsão	NAE Tg D	Total Furânicos	Fur Padrão	Previsão	NAE Fur
TR 1	n	0,25	0,25	0,25		45,0	48,0	45,0		90	98	90		0,02	0,02	0,02		3,0	7,0	3,0		0,005	0,005	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 1	n+1		0,25	0,25	1		48,0	45,0	3		98	90	3		0,02	0,02	1		7,0	3,0	1		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 10	n	0,25	0,25	0,25		31,0	43,0	31,0		95	97	95		0,02	0,02	0,02		2,0	5,0	2,0		0,005	0,005	0,005		0,000	0,048	0,000	
TR 10	n+1		0,25	0,25	1		43,0	29,8	4		97	95	4		0,02	0,02	4		5,0	1,2	1		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 11	n	0,25	0,25	0,25		29,0	37,7	31,3		91	97	82		0,02	0,02	0,02		3,0	6,0	3,0		0,005	0,005	0,005		0,000	0,020	0,000	
TR 11	n+1		0,25	0,25	1		37,7	29,0	3		97	85	4		0,02	0,02	1		6,0	1,5	1		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 12	n	0,25	0,25	0,25		28,0	37,7	28,0		79	97	98		0,02	0,02	0,02		3,0	6,0	3,0		0,005	0,005	0,005		0,000	0,020	0,000	
TR 12	n+1		0,25	0,25	1		37,7	28,0	7		97	101	1		0,02	0,02	1		6,0	1,8	1		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 13	n	0,25	0,25	0,25		43,0	43,0	43,0		94	97	91		0,02	0,02	0,02		3,0	5,0	3,8		0,005	0,005	0,005		0,050	0,000	0,000	
TR 13	n+1		0,25	0,25	1		43,0	43,0	1		97	91	4		0,02	0,02	1		5,0	3,8	2		0,005	0,005	1		0,000	0,024	3
TR 14	n	0,25	0,70	0,25		27,0	40,8	27,0		100	97	93		0,03	0,04	0,03		2,0	5,0	2,3		0,005	0,011	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 14	n+1		0,70	0,25	1		40,8	27,0	8		97	100	1		0,04	0,04	2		5,0	1,5	1		0,011	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 15	n	0,25	0,25	0,25		32,0	40,0	32,0		87	98	79		0,02	0,03	0,02		3,0	6,0	5,3		0,005	0,005	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 15	n+1		0,25	0,25	1		40,0	32,0	3		98	80	4		0,03	0,02	1		6,0	3,6	2		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1

Transformador	Recolha	Cor				Tensão interfacial				Tensão disruptiva				Acidez				Teor de água				Tangente de δ				Furânicos			
		Cor_num	Cor Padrão	Previsão	NAE Cor	Tensão Interfacial	TIF Padrão	Previsão	NAE TIF	Tensão Disruptiva	T DIS Padrão	Previsão	NAE DIS	Índice Acidez	Acidez Padrão	Previsão	NAE Acd	Teor Água	T H2O Padrão	Previsão	NAE TH2O	Tang Delta (90°C)	Tg D Padrão	Previsão	NAE Tg D	Total Furânicos	Fur Padrão	Previsão	NAE Fur
TR 16	n	0,25	0,95	0,25		41,0	26,0	40,8		92	95	98		0,02	0,04	0,02		3,0	3,4	2,2		0,005	0,006	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 16	n+1		0,95	0,25	1		26,0	40,8	2		95	98	1		0,04	0,02	1		3,4	2,6	1		0,006	0,005	1		0,170	0,000	1
TR 17	n	0,25	2,80	0,25		40,0	39,8	40,0		98	98	68		0,02	0,12	0,02		3,0	6,8	5,4		0,005	0,055	0,005		0,000	0,136	0,000	
TR 17	n+1		2,80	0,25	1		39,8	40,0	1		98	77	4		0,12	0,02	1		6,8	4,8	2		0,055	0,005	1		1,467	0,000	1
TR 18	n	0,25	0,25	0,25		40,0	39,0	40,0		95	94	77		0,02	0,02	0,02		3,0	3,0	3,5		0,005	0,005	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 18	n+1		0,25	0,25	1		39,0	40,0	2		94	77	4		0,02	0,02	1		3,0	3,3	4		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 19	n	0,25	2,80	0,25		41,0	39,8	39,2		79	98	84		0,02	0,12	0,02		4,0	6,8	3,8		0,005	0,055	0,005		0,000	0,136	0,000	
TR 19	n+1		2,80	0,25	1		39,8	41,0	1		98	79	3		0,12	0,02	1		6,8	3,9	1		0,055	0,005	2		0,136	0,000	1
TR 2	n	0,25	0,25	0,25		42,0	48,0	42,0		83	98	75		0,02	0,02	0,02		5,0	7,0	5,0		0,005	0,005	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 2	n+1		0,25	0,25	1		48,0	42,0	3		98	81	4		0,02	0,02	1		7,0	5,4	2		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 20	n	0,25	2,80	0,25		37,0	39,8	36,9		89	98	83		0,02	0,12	0,02		5,0	6,8	4,5		0,005	0,055	0,005		0,000	0,136	0,000	
TR 20	n+1		2,80	0,25	1		39,8	37,0	4		98	83	4		0,12	0,02	1		6,8	4,6	1		0,055	0,005	1		0,136	0,000	1
TR 21	n	0,25	0,95	0,25		27,0	26,0	27,0		95	95	79		0,03	0,04	0,03		4,0	3,4	4,6		0,005	0,006	0,005		0,000	0,000	0,060	
TR 21	n+1		0,95	0,25	1		26,0	27,0	6		95	85	4		0,04	0,03	2		3,4	4,3	4		0,006	0,005	1		0,017	0,000	1
TR 22	n	0,25	0,25	0,25		40,0	40,0	40,0		100	98	78		0,02	0,03	0,02		5,0	6,0	4,9		0,005	0,005	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 22	n+1		0,25	0,25	1		40,0	40,0	1		98	83	4		0,03	0,02	2		6,0	5,0	1		0,005	0,005	1		1,467	0,000	1
TR 23	n	0,25	2,80	0,25		42,0	39,8	42,0		100	98	80		0,02	0,12	0,02		3,0	6,8	4,3		0,005	0,055	0,005		0,000	0,136	0,000	
TR 23	n+1		2,80	0,25	1		39,8	42,0	2		98	80	4		0,12	0,02	1		6,8	3,8	2		0,055	0,005	1		0,136	0,000	1
TR 24	n	0,75	2,25	0,75		35,0	34,3	35,0		96	95	82		0,02	0,02	0,02		3,0	12,2	4,0		0,007	0,022	0,008		0,000	0,078	0,000	
TR 24	n+1		2,25	0,75	1		34,3	35,0	1		95	82	4		0,02	0,02	1		12,2	3,0	1		0,022	0,007	1		0,078	0,000	1

Transformador	Recolha	Cor				Tensão interfacial				Tensão disruptiva				Acidez				Teor de água				Tangente de δ				Furânicos			
		Cor_num	Cor Padrão	Previsão	NAE Cor	Tensão Interfacial	TIF Padrão	Previsão	NAE TIF	Tensão Disruptiva	T DIS Padrão	Previsão	NAE DIS	Índice Acidez	Acidez Padrão	Previsão	NAE Acd	Teor Água	T H2O Padrão	Previsão	NAE TH2O	Tang Delta (90°C)	Tg D Padrão	Previsão	NAE Tg D	Total Furânicos	Fur Padrão	Previsão	NAE Fur
TR 25	n	0,75	1,75	3,75		34,0	38,7	20,7		61	94	78		0,02	0,02	0,13		4,0	8,2	10,6		0,015	0,016	0,102		0,000	0,090	0,020	
TR 25	n+1		1,75	0,75	1		38,7	34,0	3		94	77	3		0,02	0,02	1		8,2	8,7	4		0,016	0,015	2		0,090	0,000	1
TR 26	n	2,25	5,25	2,25		21,0	25,3	22,0		91	88	54		0,06	0,25	0,05		9,0	21,1	9,0		0,013	0,147	0,008		0,070	1,710	0,070	
TR 26	n+1		5,25	2,25	1		25,3	21,0	11		88	88	2		0,25	0,06	1		21,1	9,7	2		0,147	0,013	1		1,710	0,078	2
TR 27	n	1,75	1,90	1,25		30,0	36,7	30,0		81	97	87		0,02	0,03	0,02		6,0	7,0	6,8		0,020	0,013	0,018		0,000	0,093	0,000	
TR 27	n+1		1,90	1,75	1		36,7	30,0	3		97	86	3		0,03	0,02	1		7,0	6,5	2		0,013	0,020	4		0,093	0,000	1
TR 28	n	2,25	1,90	1,75		32,0	36,7	32,0		100	97	73		0,02	0,03	0,04		2,0	7,0	1,1		0,008	0,013	0,007		0,000	0,090	0,000	
TR 28	n+1		1,90	2,19	3		36,7	32,0	3		97	80	4		0,03	0,02	1		7,0	0,0	1		0,013	0,008	1		0,093	0,000	1
TR 29	n	1,25	1,75	1,25		34,0	38,7	34,1		83	94	76		0,02	0,02	0,02		4,0	8,2	5,0		0,013	0,016	0,010		0,000	0,090	1,110	
TR 29	n+1		1,75	1,25	1		38,7	34,1	3		94	77	4		0,02	0,02	4		8,2	4,0	1		0,016	0,013	1		0,093	0,486	4
TR 3	n	0,25	0,25	0,25		33,0	33,4	33,0		90	98	90		0,02	0,02	0,02		6,0	4,9	5,8		0,005	0,005	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 3	n+1		0,25	0,25	1		33,4	33,0	3		98	93	3		0,02	0,02	1		4,9	6,2	4		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 30	n	2,25	2,25	2,25		27,0	37,6	27,0		98	98	73		0,03	0,02	0,02		4,0	8,6	4,1		0,012	0,015	0,010		0,000	0,093	0,000	
TR 30	n+1		2,25	2,25	1		37,6	27,0	7		98	86	4		0,02	0,03	3		8,6	4,0	2		0,015	0,012	1		0,093	0,000	1
TR 31	n	1,75	2,75	1,25		31,0	30,3	31,4		80	95	80		0,02	0,08	0,02		5,0	6,7	5,3		0,017	0,098	0,017		0,190	0,182	0,120	
TR 31	n+1		2,75	1,75	1		30,3	31,1	1		95	80	4		0,08	0,02	1		6,7	5,1	2		0,098	0,017	1		0,182	0,240	4
TR 32	n	0,75	2,25	0,75		37,0	37,6	36,5		82	98	84		0,02	0,02	0,02		2,0	8,6	4,3		0,009	0,015	0,011		0,080	0,105	0,070	
TR 32	n+1		2,25	0,75	1		37,6	37,0	3		98	82	3		0,02	0,02	1		8,6	3,2	2		0,015	0,009	2		0,105	0,080	1
TR 33	n	0,75	2,25	0,75		36,0	37,6	37,4		91	98	81		0,02	0,02	0,02		3,0	8,6	4,6		0,008	0,015	0,009		0,090	0,105	0,090	
TR 33	n+1		2,25	0,75	1		37,6	36,0	3		98	81	4		0,02	0,02	1		8,6	3,6	2		0,015	0,008	1		0,105	0,090	1

Transformador	Recolha	Cor				Tensão interfacial				Tensão disruptiva				Acidez				Teor de água				Tangente de δ				Furânicos			
		Cor_num	Cor Padrão	Previsão	NAE Cor	Tensão Interfacial	TIF Padrão	Previsão	NAE TIF	Tensão Disruptiva	T DIS Padrão	Previsão	NAE DIS	Índice Acidez	Acidez Padrão	Previsão	NAE Acd	Teor Água	T H2O Padrão	Previsão	NAE TH2O	Tang Delta (90°C)	Tg D Padrão	Previsão	NAE Tg D	Total Furânicos	Fur Padrão	Previsão	NAE Fur
TR 34	n	0,75	2,25	0,75		39,0	37,6	36,7		14	98	83		0,02	0,02	0,02		42,0	8,6	4,1		0,011	0,015	0,010		0,120	0,105	0,120	
TR 34	n+1		2,25	0,75	1		37,6	39,0	1		98	60	7		0,02	0,02	1		8,6	22,6	11		0,015	0,011	1		0,105	0,120	3
TR 35	n	3,75	3,75	3,75		19,0	19,0	19,2		95	93	76		0,08	0,12	0,12		8,0	22,2	9,0		0,046	0,046	0,042		0,390	0,390	0,220	
TR 35	n+1		3,75	3,75	5		19,0	19,0	9		93	78	4		0,12	0,09	6		22,2	9,0	2		0,046	0,046	1		0,390	0,390	1
TR 36	n	3,25	4,75	3,25		21,0	21,0	21,2		92	99	85		0,05	0,10	0,06		5,0	9,6	5,3		0,016	0,029	0,015		0,030	1,877	0,022	
TR 36	n+1		5,25	3,25	5		17,4	21,3	9		98	86	4		0,19	0,05	2		9,3	4,6	1		0,055	0,016	1		1,440	0,026	1
TR 37	n	3,75	3,75	3,75		19,0	19,8	19,1		91	94	70		0,09	0,12	0,09		15,0	13,5	12,7		0,045	0,071	0,045		0,640	1,760	0,455	
TR 37	n+1		3,75	3,75	5		19,8	18,9	12		94	71	4		0,12	0,09	6		13,5	13,2	1		0,071	0,046	2		1,760	0,547	1
TR 38	n	2,75	3,75	3,25		18,0	19,8	17,4		61	94	69		0,13	0,12	0,11		11,0	13,5	9,2		0,070	0,071	0,070		2,040	1,760	1,585	
TR 38	n+1		3,75	2,75	1		19,8	18,0	11		94	68	3		0,12	0,13	8		13,5	9,5	1		0,071	0,070	1		1,760	1,826	7
TR 39	n	3,75	3,75	3,75		20,0	19,8	18,1		97	94	79		0,10	0,12	0,10		12,0	13,5	9,6		0,050	0,071	0,042		0,610	1,760	0,414	
TR 39	n+1		3,75	3,75	5		19,8	18,5	12		94	79	4		0,12	0,11	6		13,5	9,9	1		0,071	0,048	1		1,760	0,565	1
TR 4	n	0,25	0,25	0,25		32,0	33,4	32,0		92	98	89		0,02	0,02	0,02		5,0	4,9	5,0		0,005	0,005	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 4	n+1		0,25	0,25	1		33,4	32,0	3		98	89	4		0,02	0,02	1		4,9	5,2	4		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 40	n	0,75	1,90	1,25		33,0	36,7	36,5		93	97	81		0,02	0,03	0,03		3,0	7,0	8,7		0,005	0,013	0,006		0,000	0,093	0,000	
TR 40	n+1		1,90	0,75	1		36,7	33,0	3		97	85	4		0,03	0,02	1		7,0	7,4	4		0,013	0,005	1		0,093	0,000	1
TR 41	n	0,75	2,80	0,65		35,0	39,8	35,4		85	98	74		0,02	0,12	0,02		4,0	6,8	6,1		0,010	0,055	0,010		0,000	0,136	0,000	
TR 41	n+1		2,80	0,72	1		39,8	35,0	3		98	79	4		0,12	0,02	1		6,8	4,5	2		0,055	0,010	1		0,136	0,000	1
TR 42	n	0,75	1,90	0,75		35,0	36,7	35,6		95	97	82		0,02	0,03	0,03		3,0	7,0	8,3		0,007	0,013	0,006		0,000	0,093	0,020	
TR 42	n+1		1,90	0,75	1		36,7	35,0	3		97	93	4		0,03	0,02	1		7,0	6,2	2		0,013	0,007	1		0,093	0,000	1

Transformador	Recolha	Cor				Tensão interfacial				Tensão disruptiva				Acidez				Teor de água				Tangente de δ				Furânicos			
		Cor_num	Cor Padrão	Previsão	NAE Cor	Tensão Interfacial	TIF Padrão	Previsão	NAE TIF	Tensão Disruptiva	T DIS Padrão	Previsão	NAE DIS	Índice Acidez	Acidez Padrão	Previsão	NAE Acd	Teor Água	T H2O Padrão	Previsão	NAE TH2O	Tang Delta (90°C)	Tg D Padrão	Previsão	NAE Tg D	Total Furânicos	Fur Padrão	Previsão	NAE Fur
TR 43	n	1,75	1,90	4,25		35,0	36,7	24,1		97	97	68		0,02	0,03	0,18		3,0	7,0	14,8		0,008	0,013	0,028		0,060	0,093	0,290	
TR 43	n+1		1,90	1,75	1		36,7	35,0	3		97	87	4		0,03	0,02	1		7,0	13,5	4		0,013	0,008	2		0,093	0,188	4
TR 44	n	2,25	3,25	2,25		30,0	27,9	27,0		90	95	70		0,02	0,09	0,02		3,0	5,0	4,1		0,077	0,094	0,073		0,140	0,125	0,110	
TR 44	n+1		3,25	2,25	1		27,9	28,9	2		95	72	4		0,09	0,02	2		5,0	3,1	2		0,094	0,076	1		0,125	0,166	4
TR 45	n	4,25	5,15	4,25		18,0	18,0	17,5		91	91	84		0,15	0,26	0,13		7,0	7,0	9,2		0,051	0,052	0,046		1,280	1,820	1,100	
TR 45	n+1		5,15	4,25	5		18,0	18,0	9		91	87	4		0,26	0,15	9		7,0	7,5	4		0,052	0,050	1		1,820	1,338	6
TR 5	n	0,25	0,25	0,25		33,0	33,4	33,0		98	98	98		0,02	0,02	0,02		4,0	4,9	4,1		0,005	0,005	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 5	n+1		0,25	0,25	1		33,4	33,0	3		98	102	1		0,02	0,02	1		4,9	4,1	2		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 6	n	0,25	0,25	0,25		33,0	37,7	33,0		92	97	89		0,02	0,02	0,02		4,0	6,0	4,0		0,005	0,005	0,005		0,000	0,000	0,000	
TR 6	n+1		0,25	0,25	1		37,7	33,0	3		97	90	4		0,02	0,02	4		6,0	4,0	1		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 7	n	0,25	0,25	0,25		34,0	37,7	34,0		86	97	85		0,02	0,02	0,02		3,0	6,0	3,0		0,005	0,005	0,005		0,000	0,020	0,000	
TR 7	n+1		0,25	0,25	1		37,7	34,0	3		97	85	4		0,02	0,02	1		6,0	2,2	1		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 8	n	0,25	0,25	0,25		37,0	43,0	37,0		100	97	85		0,02	0,02	0,02		3,0	5,0	3,4		0,005	0,005	0,005		0,000	0,048	0,000	
TR 8	n+1		0,25	0,25	1		43,0	37,0	3		97	93	4		0,02	0,02	4		5,0	3,4	2		0,005	0,005	1		0,000	0,000	1
TR 9	n	0,25	0,25	0,25		37,0	43,0	37,0		99	97	99		0,02	0,02	0,02		5,0	5,0	3,9		0,011	0,005	0,011		0,000	0,000	0,000	
TR 9	n+1		0,25	0,25	1		43,0	37,0	4		97	103	1		0,02	0,02	1		5,0	4,9	1		0,005	0,012	4		0,000	0,000	1

Anexo C. Elaboração de Instrução Operacional para coleta e análise de óleo com equipamento portátil Transport X.

Na sequência do estudo realizado acerca de análises e diagnósticos ao óleo isolante dos transformadores de potência foi elaborada no decorrer deste estágio uma instrução operacional, que visa auxiliar a coleta e análise de óleo isolante por parte de equipes de manutenção da REN, com recurso a um equipamento portátil “Transport X”.

Foram ainda executadas e acompanhadas várias coletas, análises e diagnósticos. Infra seguem fotos referentes a esses ensaios, resultados e, relatórios obtidos e assim como a respectiva instrução operacional elaborada.





Kelman Transport X

Resultados AGD

Tipo:
Transformador

Identificação do Equipamento:

Localização:

Fabricante:

Pt. de Amostragem:
cuba do transf.-tomada inf.

Origem da Amostra:
Amostra de Óleo

Data:
18 Jun 19 15:43 PM

Hidrogênio (H2)
Água (H2O)
Dióxido de Carbono (CO2)
Monóxido de Carbono (CO)
Etileno (C2H4)
Etano (C2H6)
Metano (CH4)
Acetileno (C2H2)
TGCD

Ferramentas de Diagnóstico:
(Ver TRANSPORT X para mais informações)

Gás Chave:
(Selecionado pelo usuário)
Nenhuma Seleção

Rogers 3:

Triângulo de Duval:

Padrão ETRA Japão:
(Selecionado pelo usuário)
Nenhuma Seleção

Diagrama ETRA Japão:
Diagrama A:

Diagrama B:

Condição do Transformador:

Gases em nível Precaução:

Gases nível Advertência:



Direção de Gestão de Ativos

INSTRUÇÃO OPERACIONAL

RECOLHA E ANÁLISE DGA AO ÓLEO COM
EQUIPAMENTO PORTÁTIL *TRANSPORT X*



Gestão de Ativos – Programação e Otimização
Março de 2019

ÍNDICE

1	OBJETIVO DO MANUAL	2
2	MATERIAL NECESSÁRIO	2
3	RECOLHER AMOSTRA DE ÓLEO	3
4	ANALISAR AMOSTRA	5
5	LIMPEZA DE APARELHAGEM	6
5.1	Seringa e respetivos adaptadores	6
5.2	Recipiente e tampa de análise	6
6	NOTAS	7

1 OBJETIVO DO MANUAL

A elaboração deste documento tem como objetivo a uniformização do procedimento de recolha e análise DGA utilizando o TRANSPORT X, assim como auxiliar a formação, recolha e análises por parte de elementos REN.

O documento será constituído pelas seguintes etapas:

- a) Material necessário.
- b) Recolher amostra de óleo.
- c) Analisar amostra.
- d) Limpeza de aparelhagem.
- e) Notas.

2 MATERIAL NECESSÁRIO

Aquando da realização do procedimento descrito infra devem ser utilizados os seguintes materiais:

- a) Equipamentos de proteção individual
- b) Tapete
- c) Balde de plástico (10 -25 l)
- d) Luvas de borracha/silicone
- e) Kit "TRANSPORT X" - Figura 1
- f) Pano de tecido sintético

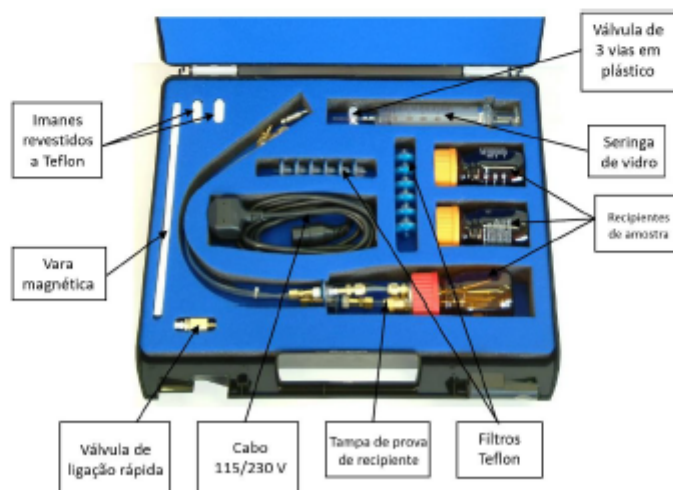


Figura 1 - Kit TRANSPORT X

3 RECOLHER AMOSTRA DE ÓLEO

O ponto de recolha deve ser preferencialmente o ponto de amostragem inferior, em caso de necessidade o ponto de recolha será ajustado. Depois de definido o ponto de recolha devem ser efetuados os seguintes passos:

1. Colocar tapete e recipiente para proteger desperdícios.
2. Limpar ponto de recolha com recurso a um pano sintético até eliminar todos os vestígios de sujidade.
3. Verificar se todo o material se encontra limpo e sem vestígios de sujidade.
4. Conectar a seringa ao ponto de recolha.
5. Posicionar a válvula de 3 vias em posição igual á Figura 2 e abrir lentamente a válvula do ponto de recolha, de modo a permitir que seja despejado entre ½ litro a 1 litro de óleo para o recipiente de desperdícios.

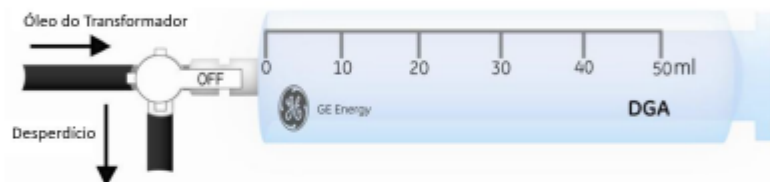


Figura 2 - Permitir que o óleo do equipamento flua para o desperdício

6. Posicionar a válvula de 3 vias na posição da Figura 3 para que óleo entre lentamente na seringa, até se obter aproximadamente 50 ml de óleo (não puxar o êmbolo e ter atenção á pressão da cuba que pode fazer saltar/destruir o êmbolo).

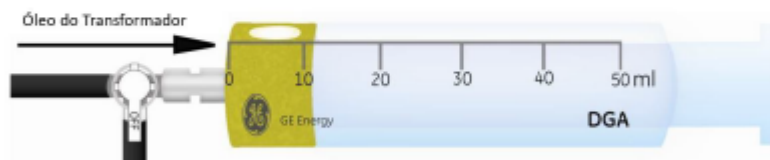


Figura 3 - Permitir que o óleo do equipamento flua para a seringa

7. Posicionar a válvula de 3 vias na posição da Figura 4, colocar a seringa na vertical, com a ponta para cima e pressionar lentamente o êmbolo até a seringa ficar com aproximadamente 5 ml.

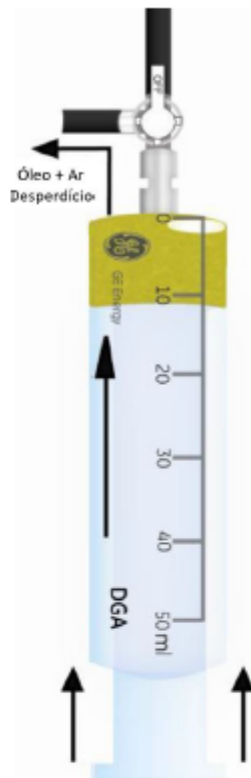


Figura 4 - Expelir óleo e ar da seringa

8. Repetir passos 5 e 6 pelo menos 2 vezes.
9. Posicionar a válvula de 3 vias na posição da Figura 3 para que óleo entre lentamente na seringa, até se obter 50 ml de óleo. (não puxar o êmbolo e ter atenção á pressão da cuba que pode fazer saltar/destruir o êmbolo).
10. Fechar a válvula do ponto de recolha e a válvula de 3 vias na posição da Figura 2, até ser libertado todo o óleo presente entre o ponto de recolha e a válvula de 3 vias para o recipiente de desperdícios.
11. Retirar a seringa e guardar na vertical com a ponta para cima.
12. Caso a temperatura da amostra seja demasiado elevada ("a temperatura da célula de análise deve ser mais quente que a temperatura do óleo"), deve-se aguardar até que a temperatura seja favorável à análise, igualmente na vertical e com a ponta para cima.
13. Se a análise não for efetuada de seguida, deve ser guardada num local fresco e escuro, na vertical e com a ponta para cima.

Neste momento tem-se uma amostra representativa do óleo do equipamento, pronta para ser analisada.

Depois de efetuadas as análises devem ser limpos todos os equipamentos utilizados na realização das mesmas de acordo com o ponto LIMPEZA DE APARELHAGEM.

4 ANALISAR AMOSTRA

Recomenda-se que a análise seja efetuada no menor espaço de tempo possível logo após efetuada a recolha do óleo, para minimizar a degradação do mesmo.

Quando possível, o TRANSPORT X deverá ser ligado cerca de 20 minutos antes de iniciar a primeira injeção de óleo, para permitir que este atinja a temperatura ideal para análises. A recolha de óleo poderá ser efetuada durante este tempo de espera.

1. Antes de iniciar o processo, verificar se todo o material se encontra limpo e sem vestígios de sujidade.
2. Iniciar uma nova análise no TRANSPORT X, inserindo/seleccionando detalhes do equipamento em análise: Tipo, localização, ID (Nº SAP ou identificação do equipamento), fabricante e ponto de recolha.
3. Seleccionar o tipo de amostra (Óleo ou Gás).
4. Colocar um dos imanes revestidos a teflon dentro do recipiente e tapar com a tampa de prova.
5. Seguir as indicações do visor do TRANSPORT X do menu (*Install Bottle*).
 - 5.1. Colocar o recipiente limpo e seco no local apropriado.
 - 5.2. Certificar que o íman se encontra dentro do recipiente e a tampa está bem apertada no recipiente.
 - 5.3. Ligar a ponta de temperatura.
 - 5.4. Ligar os tubos de entrada e saída de gás.
 - 5.5. Clicar "Next".
6. Seleccionar 5 minutos de purga e aguardar que este processo termine.
 - 6.1. Enquanto se aguarda a purga deve-se colocar o adaptador rápido "macho" na seringa, Figura 5 .



Figura 5 - Ponta de seringa com adaptador rápido "macho"

7. Injetar o óleo no recipiente TRANSPORT X de acordo com indicações do visor no menu (*Gas Analysis*), apenas em 90 segundos.
 - 7.1. Ligar seringa através do adaptador rápido.
 - 7.2. Abrir lentamente a válvula e injetar o óleo.
 - 7.3. Fechar a válvula e retirar a seringa
 - 7.4. Clicar "Next".
8. Retirar a seringa pressionando o adaptador rápido "fêmea" para baixo, Figura 6.



Figura 6 - Pressionar do adaptador rápido "fêmea"

9. Iniciar a análise da amostra (caso a temperatura da amostra não seja a ideal, o TRANSPORT X irá indicar o procedimento necessário. Não retirar o recipiente do local.).
10. Antes de finalizar a análise deverão ser impressos os resultados, clicando em "Print".
11. Retirar o recipiente da célula de análise, abrir a tampa e com auxílio da vara magnética retirar o ímã revestido a teflon.
12. Verter o óleo analisado para o recipiente de resíduos apropriado

Depois de efetuadas as análises devem ser limpos todos os equipamentos utilizados na realização das mesmas de acordo com o ponto LIMPEZA DE APARELHAGEM.

5 LIMPEZA DE APARELHAGEM

Depois de efetuar qualquer recolha é crucial efetuar uma limpeza cuidada dos equipamentos, pois o sucesso das próximas recolhas depende dessa mesma limpeza.

5.1 Seringa e respetivos adaptadores

1. Limpar todas as superfícies com um pano.
2. Assegurar que o adaptador rápido "macho" está ligado à seringa.
3. Posicionar a válvula de 3 vias numa posição que permita a entrada de ar na seringa através do tubo lateral da válvula.
4. Colocar ar na seringa.
5. Colocar a seringa na vertical e com a ponta para baixo
6. Posicionar a válvula de 3 vias de forma a que o fluxo de ar passe apenas pelo adaptador rápido.
7. Empurrar o êmbolo de forma a que sejam expelidos quaisquer resíduos de óleo.
8. Repetir 4 ou 5 vezes os passos 3 a 7.
9. Retirar o êmbolo da seringa e limpar o tambor e o êmbolo com um pano de tecido sintético.
10. Acondicionar e guardar num plástico limpo e sem vestígios de sujidade

5.2 Recipiente e tampa de análise

1. Desapertar a tampa mantendo os tubos sempre na vertical.
2. Limpar a tampa e os tubos com um pano de tecido sintético.
3. Ligar uma seringa limpa à tampa do recipiente através do adaptador rápido "fêmea".

4. Expelir resíduos de óleo através da injeção de ar através da seringa 4 ou 5 vezes.
5. Limpar o recipiente com um pano de tecido sintético.
6. Acondicionar e guardar num plástico limpo e sem vestígios de sujidade

6 NOTAS

A cada recolha recomenda-se que seja utilizada uma nova válvula de 3 vias.

Os filtros Teflon devem ser substituídos a cada 20 análises.

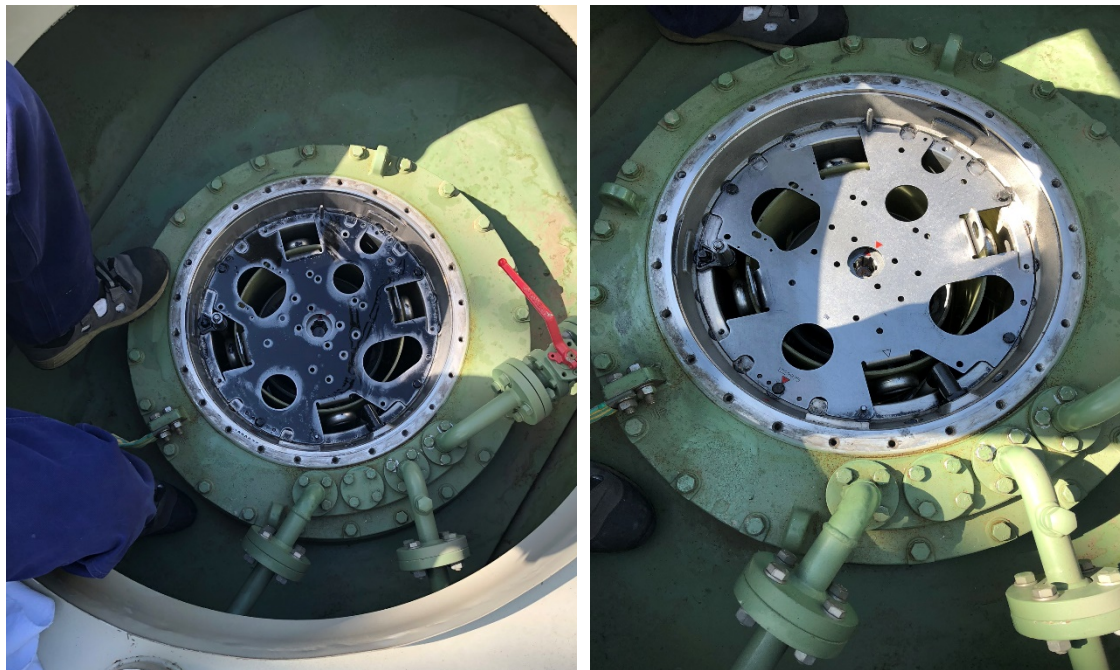
Anexo D. Acompanhamento de trabalhos de inspeção interior num autotransformador da RNT.

No dia 27 de fevereiro de 2019, foi possível acompanhar trabalhos de inspeção ao interior de um autotransformador trifásico, de 450 MVA com tensões AT/MT de 400/220 kV, com núcleo do tipo Shell. Com o acompanhamento deste trabalho foram adquiridos conhecimentos acerca da metodologia utilizada neste tipo de inspeções e ainda foi possível ter contacto visual com a constituição e disposição dos componentes no interior de uma máquina num contexto real.

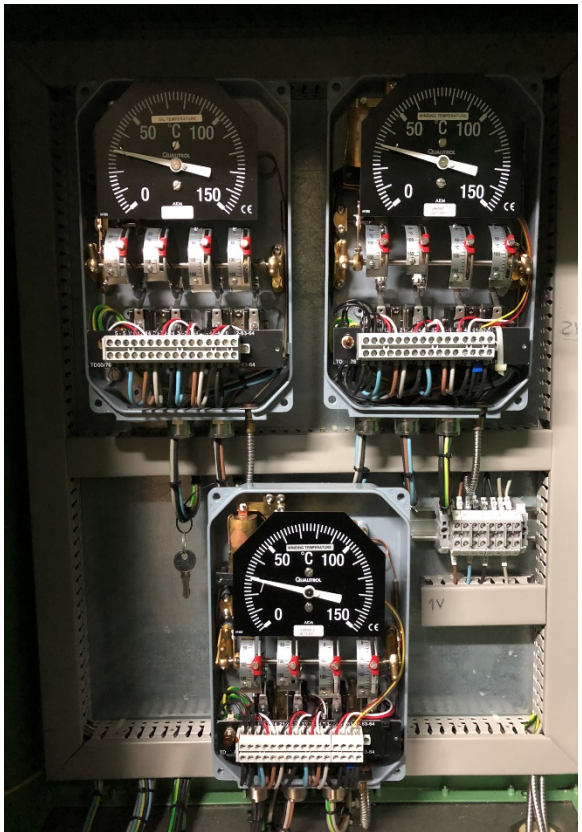
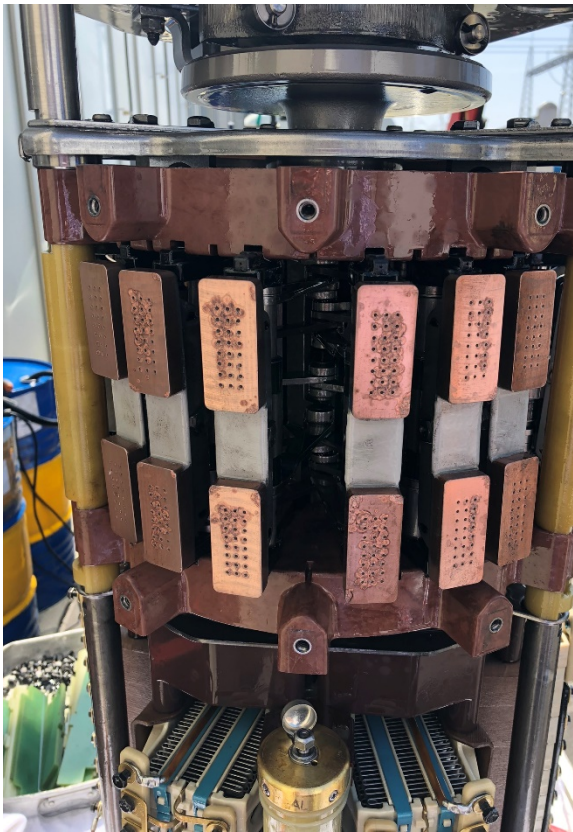
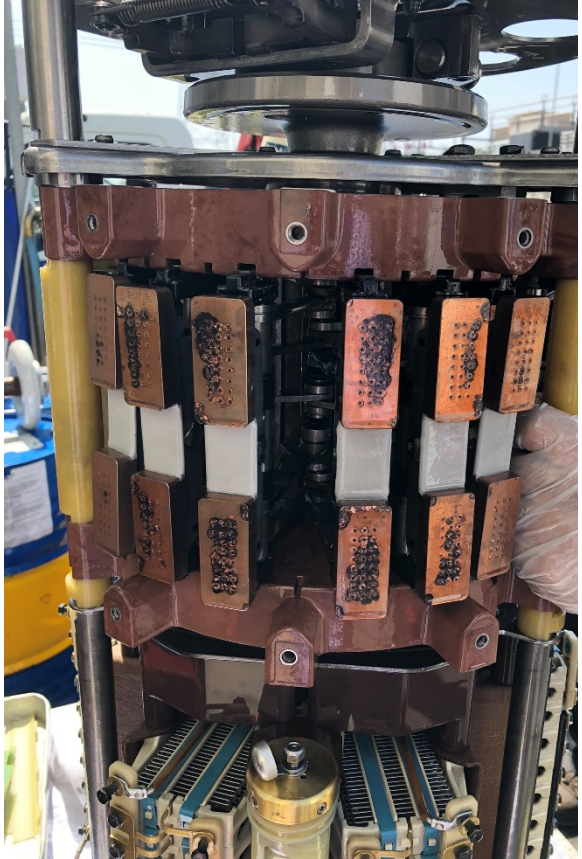


Anexo E. Acompanhamento de manutenção e ensaios ao comutador do RC de um autotransformador.

Nos dias 29 e 30 de abril de 2019, foi realizado um acompanhamento a manutenção e ensaios ao comutador de um regulador de tensão em carga, componente de um autotransformador trifásico de fases dissociadas com potência de 450 MVA, tensões AT/MT de 400/220 kV, autotransformador este que se encontra encapsulado. A manutenção consistiu na desencubagem e desmontagem parcial do comutador, limpeza e verificação dos componentes, e ensaios ao comutador e ao transformador de potência. Estes trabalhos facultaram a possibilidade de conhecer com maior especificidade o interior de um comutador, todos os seus componentes, aumentar a percepção sobre a sua funcionalidade, a forma de atuação e funcionamento e ainda ter uma abordagem real da manutenção e ensaios (elétricos e mecânicos) realizados ao RC e às suas proteções.







Anexo F. Acompanhamento de inspeção e manutenção a um disjuntor de 220 kV.

No dia 13 de maio de 2019, foi feito o acompanhamento da inspeção a um disjuntor 3AP1 FI de 220 kV. Os trabalhos consistiram em efetuar uma série de verificações, medições e limpezas num disjuntor que garante proteção ao transformador de potência e permite efetuar manobras de exploração em carga. No que concerne aos tipos de trabalhos, foram efetuados ensaios SF6 para cada um dos polos do disjuntor, medição da resistência de contactos, medição de tempos de sincronismo, ensaios de comando (tempo rearme da mola, corrente do motor, sinalizações e encravamento) e foi ainda efetuada uma limpeza dos isoladores e dos quadros de disjuntor.

Este trabalho permitiu aumentar o leque de conhecimento acerca do funcionamento de um disjuntor da RNT, criar referências sobre procedimentos de segurança para este tipo de trabalhos, registar os diversos ensaios efetuados e ainda ter uma perceção geral das manobras e intervenientes que o trabalho envolve.

