



FACULDADE DE ENGENHARIA

LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO PROFISSIONAL

**DIAGNÓSTICO DA CONDIÇÃO OPERATIVA DO
TRANSFORMADOR NÚMERO 2, 60/30 kV DA SUBESTAÇÃO
NÚMERO 9, “MAGOANINE” POR MEIO DE ANÁLISE DE GASES
DISSOLVIDOS EM ÓLEO ISOLANTE E ENSAIOS DE RIGIDEZ
DIELÉCTRICA**

Autor:

Cossa, Gerson Catissa

Supervisores:

Doutor Gabriel Auziane, Eng.º (UEM)

Eng.º Alberto Mondlane Junior (EDM)

Maputo, Junho de 2025



FACULDADE DE ENGENHARIA

LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO PROFISSIONAL

**DIAGNÓSTICO DA CONDIÇÃO OPERATIVA DO
TRANSFORMADOR NÚMERO 2, 60/30 kV DA SUBESTAÇÃO
NÚMERO 9, “MAGOANINE” POR MEIO DE ANÁLISE DE GASES
DISSOLVIDOS EM ÓLEO ISOLANTE E ENSAIOS DE RIGIDEZ
DIELÉCTRICA**

Autor:

Cossa, Gerson Catissa

Supervisores:

Doutor Gabriel Auziane, Eng.º (UEM)

Eng.º Alberto Mondlane Junior (EDM)

Maputo, Junho de 2025



UNIVERSIDADE
EDUARDO
MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

CURSO: ENGENHARIA ELÉCTRICA (LABORAL)

TERMO DE ENTREGA DE RELATÓRIO DO TRABALHO DE ESTÁGIO
PROFISSIONAL

Declaro que o estudante Gerson Costa entregou no dia 06/06/2025 as duas
(2) cópias do relatório do seu de Projecto de Curso com referência: 2025 ELEPD07

Intitulado: Diagnóstico da condição operativa do transformador número 2, 60/30 kV da
subestação número 9, "Magoanine" por meio de análise de gases dissolvidos em óleo
isolante e ensaios de rigidez dielétrica.

Maputo, 06 de Junho de 2025

A chefe da Secretaria

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu Gerson Catissa Cossa, estudante do 5º nível do curso de Engenharia Eléctrica na Faculdade de Engenharia da Universidade Eduardo Mondlane, declaro por minha honra que este trabalho é da minha autoria, sendo fruto dos conhecimentos adquiridos ao longo da minha formação, investigação pessoal e da orientação do supervisor. O conteúdo deste trabalho é original e todos os documentos consultados estão devidamente identificados na bibliografia.

Maputo, 5 Julho de 2025

Gerson Catissa Cossa

(Gerson Catissa Cossa)

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e irmãos que sempre estiverem do meu lado e demonstraram o seu apoio em todas etapas da minha vida. Em especial ao meu irmão Marven Orlando Cossa, que cedo partiu mas estará sempre em nossos corações.

Deus sabe, Deus cuida.

M.O.C

AGRADECIMENTOS

Agradecer a Deus pelo dom da vida, e por não me ter abandonado durante esta longa caminhada que foi repleta de grandes desafios. Aos meus familiares e amigos que sempre me apoiaram e acreditaram em mim, e em especial aos meus colegas de trincheira que perdiam noites comigo, todos tendo em vista os mesmos objectivos, Balbina, Karen, Ismael, Maira. Sem esquecer das pessoas que Deus colocou na minha vida e que me apoiam em tudo, a Minha fiel conselheira, mana Sheila Ludmila, e a minha pequena, Flanilde Samaque.

Aos meus supervisores que deram o seu contributo para que fosse possível elaborar este relatório, garantindo que fossem alcançados todos os objectivos previstos.

RESUMO

O presente trabalho é elaborado com objectivo final de avaliar a condição actual de operação do transformador número 2 localizado na subestação número 9 que se encontra no bairro de Magoanine com base na análise dos gases dissolvidos no óleo isolante, como forma de evitar possíveis constrangimentos futuros, garantindo assim continuidade e eficiência no fornecimento de energia aos utentes. Os transformadores de potência são componentes críticos em sistemas de energia eléctrica, tendo como função elevar ou reduzir os níveis de tensão de forma a tornar mais eficiente a transmissão e distribuição de energia eléctrica. Estes são projectados para lidar com potências elevadas, tornando-os vulneráveis a vários tipos de defeitos e problemas operacionais, por isso, serviços de manutenção preventiva de transformadores são realizados regularmente e abrangem basicamente a realização de análises do óleo isolante e testes de componentes, que vão definir a necessidade de realização de intervenções. Com base nos resultados do monitoramento do transformador número 2, será realizada a análise de gases dissolvidos no óleo isolante para apurar as causas dos resultados anómalos que vem sendo observados, bem como a ocorrência de alguns disparos por parte do relé de buchholz. Isto, baseando-se em métodos e normas técnicas aplicáveis realizar o diagnóstico de transformadores, será realizado o diagnóstico da condição de operação do transformador número 2 da SE9 Magoanine, e a posterior serão apresentadas recomendações que assegurem a integridade do transformador, garantindo segurança e eficiência do sistema.

Palavras-chave: Transformador, análise de gases dissolvidos, óleo isolante.

ABSTRACT

The present report is prepared with the final objective of evaluating the current operating condition of the transformer number 2 located in substation number 9 that is located in the Magoanine neighborhood based on the analysis of dissolved gases in the insulating oil, as a way to avoid possible future constraints, thus ensuring continuity and efficiency in the supply of energy to users. Power transformers are critical components in electrical power systems, with the function of raising or reducing voltage levels in order to make the transmission and distribution of electrical energy more efficient. Transformers are designed to handle high wattages, making them vulnerable to various types of defects and operational problems. Therefore, preventive maintenance services for transformers are carried out regularly and basically include insulating oil analysis and component tests, which will define the need to carry out interventions. Based on the results of the transformer monitoring, the analysis of dissolved gases in the insulating oil will be carried out to determine the causes of the anomalous results that have been observed, as well as the occurrence of some trips by the buchholz relay. Based on applicable methods and technical standards, carry out the diagnosis of transformers, the diagnosis of the operating condition of the transformer of SE9 Magoanine will be carried out, and then present recommendations that ensure the integrity of the transformer and thus guarantee the safety and reliability of the system.

Keywords: Transformer, dissolved gas analysis, insulating oil.

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Formulação do problema	1
1.3 Justificativa	2
1.4 Objectivos	2
1.4.1 Objectivos gerais	2
1.4.2 Objectivos específicos	2
1.5 Metodologia	3
2. REVISÃO DA LITERATURA	4
2.1 Sistema eléctrico de potência	4
2.2 Estrutura do Sistema Eléctrico de Potência	4
2.2.1 Subestação Geradora	4
2.2.2 Subestação de Transmissão	5
2.2.3 Subestação de Subtransmissão	5
2.2.4 Subestação de Distribuição	6
2.3 Transformadores de potência	6
2.3.1 Partes construtivas	8
2.3.2 Materiais isolantes	11
2.4 Óleo isolante	11
2.4.1 Baixo grau de viscosidade	12
2.4.2 Rigidez Dieléctrica	12
2.4.3 Estabilidade Térmica	12
2.4.4 Estabilidade Química	12
2.4.5 Condutibilidade Térmica	12

2.5 Gases dissolvidos no óleo	13
2.5.1 Análise cromatográfica gasosa	13
2.5.2 Análise físico-química	14
2.6 Formação de gases e falhas incipientes	14
2.6.1 Classificação de falhas incipientes	16
2.7 Análise de gases no óleo isolante	17
2.7.1 Métodos de Diagnóstico de Falhas	17
3. ESTUDO DE CASO	24
3.1 Descrição do transformador em estudo	24
3.2 Método de colecta de dados	24
3.3 Procedimento de medição da concentração de gases	26
3.3.1 Cromatografia	26
3.4 Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante	27
3.4.1 Método de <i>Rogers</i>	28
3.4.2 Método de <i>Döenenburg</i>	29
3.4.3 Método de <i>Duval</i>	30
3.5.3 Método dos gases chave	30
3.5 Análise e discussão dos resultados obtidos	35
3.5.1 Método de <i>Rogers</i>	35
3.5.2 Método <i>Döenenburg</i>	35
3.6 Diagnóstico do transformador	35
4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	38
4.1 Conclusões	38
4.2 Recomendações	38

5. BIBLIOGRAFIA.....	41
----------------------	----

LISTA DE SIMBOLOS

DGA – Dissolved Gas Analysis.

CC – Corrente contínua.

CA – Corrente alternada.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers.

kV – Kilo volts.

SE9 – Subestação número 9.

EDM – Electricidade de Moçambique.

EHV- Extra high voltage.

ppm - Partes por milhão.

IEC - International Electrotechnical Commission.

RS [%] – Saturação relativa de gases.

TDCG – Total dissolved combustible gases.

m^3 - Metros cúbicos.

DTSU – Divisão de transporte Sul.

SE11- Subestação número 11.

$U_{CC\%}$ - Tensão de curto-circuito percentual.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Sistema eléctrico de Potência, [1].	4
Figura 2: Estrutura do sistema eléctrico, [1].	6
Figura 3: Transformador de potência, [4].	8
Figura 4a: Relé de <i>Buchholz sem arco</i> ; Figura 4b: Relé de <i>Buchholz com arco</i> , [3].	10
Figura 5: Formação de gases combustíveis versus temperatura de decomposição, [8].	16
Figura 6: Triângulo de <i>Duval</i> , [19].	22
Figura 7: Procedimento de colecta da amostra, [23].	25
Figura 8: Representação esquemática de um cromatógrafo, [23].	26

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Valores mínimos para rigidez dieléctrica em óleo nos transformadores.	14
Tabela 2: Interpretação de falha no papel isolante.	18
Tabela 3: Código do método de <i>Rogers</i> .	19
Tabela 4: Diagnóstico de falhas segundo <i>Dörnenburg</i> .	20
Tabela 5: Limites de concentração de gases para utilização do método de <i>Dörnenburg</i> .	20
Tabela 6: Concentrações mínimas dos gases para <i>Duval</i> aplicável.	21
Tabela 7: Parâmetros do transformador.	24
Tabela 8: Dados das amostras colectadas entre 2020-2024.	28
Tabela 9: Análise de <i>Rogers</i> 2020.	29
Tabela 10: Diagnóstico segundo <i>Rogers</i> .	29
Tabela 11: Diagnóstico segundo <i>Doenenburg</i> .	30
Tabela 12: Valores em ppm dos gases de referência e o TDCG.	32
Tabela 13: Interpretação das falhas.	34

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

O desenvolvimento de fontes de energia para realizar um trabalho proveitoso é a chave para o progresso industrial, que é o básico para melhoria contínua do padrão de vida do povo em geral. O sistema eléctrico de potência é uma infraestrutura para produzir, transportar e distribuir energia eléctrica. A EDM, criada no dia 27 de Agosto de 1977 com o objectivo de estabelecer e explorar o serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

A Divisão de Transporte Sul (DTSU) é responsável pelo transporte de energia da região sul do país, encarregada para lidar com as subestações desta região. Para que seja possível ter acesso a energia, esta deve passar por várias etapas, desde a produção, transporte e distribuição, e o principal elemento que permite a conexão entre estes é o transformador, garantindo que os níveis de tensão se adaptem a cada uma delas. Logo torna-se crucial garantir que este elemento opere nas melhores condições, pois a falha de um deles pode levar a prejuízos económicos severos, e colocar em causa a segurança de colaboradores e consumidores. Portanto, torna-se fundamental entender melhor o seu funcionamento e os mecanismos ou métodos usados para assegurar o seu funcionamento seguro e fiável.

1.2 Formulação do problema

Durante o monitoramento de rotina realizado pela DTSU aos transformadores da subestação (SE9) localizado em Magoanine, foi identificado um aumento de níveis de gases dissolvidos no óleo isolante do transformador número 2, 60/30 kV, conforme análise de gasses dissolvidos (DGA). Entre os gases detectados, observaram-se concentrações anormais de Hidrogénio (H_2), Etano (C_2H_6), Etileno (C_2H_4), Acetileno (C_2H_2), Metano (CH_4), TDCG (total dissolved combustible gases), Humidade, e Rigidez Dieléctrica, isto para medições realizadas entre os anos 2020-2024. Resultados estes que podem estar a indicar falhas internas como, superaquecimento, descargas parciais ou arcos eléctricos.

A tendência crescente da concentração destes gases em análises consecutivas, reforça a necessidade de diagnóstico aprofundado para se apurar a natureza e a gravidade do defeito. Desconhecidas as reais causas por de trás dos resultados colhidos surge a seguinte questão:



Que falhas estão por de trás destes resultados anômalos e os riscos associados a continuidade de operação deste transformador?

1.3 Justificativa

Os transformadores são componentes essenciais para o sistema eléctrico, viabilizando a transmissão e a distribuição de energia, de forma eficiente ao adaptar níveis de tensão para as diferentes etapas do processo eléctrico. A confiabilidade destes equipamentos é crucial para a estabilidade da rede eléctrica, continuidade dos serviços e a segurança operacional. Para garantir um desempenho adequado ao longo da vida útil, os transformadores devem operar rigorosamente dentro dos parâmetros pré-definidos pelas entidades reguladoras. A operação fora dos limites padronizados reduz sua vida útil, e pode causar possíveis falhas internas e incidentes.

Por isso, são realizados testes de rotina nos transformadores como forma de assegurar que este esteja a operar dentro dos parâmetros previstos, e com isto é possível definir acções correctivas como manutenção preventiva, correcções de emergência ou até mesmo substituição, evitando assim falhas catastróficas que podem resultar em paradas não programadas, danos materiais e riscos à segurança operacional. Como forma de evitar possíveis constrangimentos futuros no transformador 2 da SE9 existe a necessidade de avaliar a situação actual do mesmo e propor possíveis soluções.

1.4 Objectivos

1.4.1 Objectivos gerais

- Realizar o diagnóstico técnico da condição de operação do transformador número 2, 60/30 kV da subestação número 9 “Magoanine”, por meio da aplicação da análise de gases dissolvidos em óleo e de ensaios de rigidez dieléctrica.

1.4.2 Objectivos específicos

- Recolher dados operacional e histórico de manutenção do transformador número 2;
- Apresentar um diagnóstico técnico da condição do transformador número 2;



- Propor recomendações técnicas com base no diagnóstico realizado para os anos 2020-2024.

1.5 Metodologia

Para a elaboração deste relatório serão aplicadas as seguintes metodologias:

- a) **Revisão bibliográfica:** Consistirá em pesquisa de manuais os quais estarão citados nas referências bibliográficas ou outra bibliografia consultada;
- b) **Pesquisa de campo:** Consistirá em visitas a subestação em que se encontra o transformador 2, de modo a solicitar dados referentes a análise que pretende ser realizada;
- c) **Pesquisa aplicada:** Consistirá na aplicação prática de teorias apresentadas para avaliar a situação actual do transformador número 2 da SE9.



2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Sistema eléctrico de potência

O Sistema Eléctrico de Potência é uma rede que consiste em sistema de geração, transmissão e distribuição de energia eléctrica. O Sistema eléctrico de potência inclui os dispositivos conectados ao sistema, como geradores síncronos, motores, transformadores, disjuntores, condutores, etc. A central de energia, os transformadores, as linhas de transmissão, as subestações, as linhas de distribuição e os transformadores de distribuição são os principais componentes do sistema eléctrico de potência. A central de energia gera a energia que é aumentada ou reduzida através do transformador para transmissão. A figura 1 a estrutura do sistema eléctrico de potência.

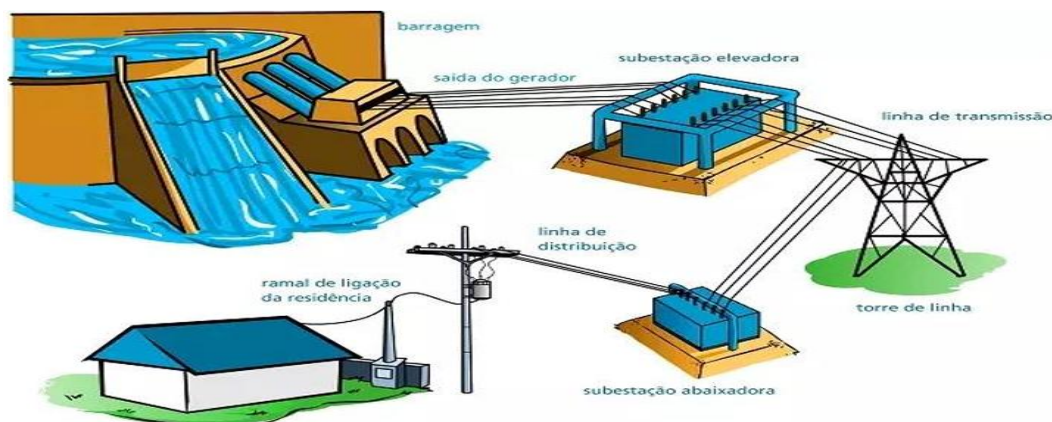


Figura 1: Sistema eléctrico de Potência, [1].

A linha de transmissão transfere a energia para as várias subestações. Através da subestação, a energia é transferida para o transformador de distribuição que rebaixa a energia para o valor adequado para os consumidores, [1].

2.2 Estrutura do Sistema Eléctrico de Potência

O sistema eléctrico de potência é um empreendimento complexo que pode ser subdividido nos subsistemas a seguir citados com mais detalhe.

2.2.1 Subestação Geradora

Na subestação geradora o combustível (carvão, água, energia nuclear, etc.) é usado para produção de energia eléctrica. A energia eléctrica é gerada na faixa de 3,3 kV a 33 kV, que é



intensificada para transmissão de longa distância. A central da subestação geradora é classificada principalmente em três tipos, ou seja, central termoelétrica, central hidroelétrica e central nuclear. O gerador e o transformador são os principais componentes da estação geradora. O gerador converte a energia mecânica em energia elétrica. A energia mecânica vem da queima de carvão, gás e combustível nuclear, turbinas a gás ou, ocasionalmente, do motor de combustão interna, [1].

2.2.2 Subestação de Transmissão

A subestação de transmissão carrega as linhas aéreas que transferem a energia elétrica gerada da geração para as subestações de distribuição. Ela fornece apenas a maior parte da energia para subestações de energia em massa ou consumidores muito grandes. As linhas de transmissão executam principalmente as duas funções:

- Transportam a energia das estações geradoras para as estações receptoras em massa.
- Interligam duas ou mais estações geradoras.

As subestações vizinhas também são interligadas através das linhas de transmissão. A tensão de transmissão está operando em mais de 33 kV e é padronizada em 66 kV, 110 kV, 220 kV, 400 kV, linha a linha. A linha de transmissão acima de 400 kV é geralmente chamada de extra alta tensão (EHV).

A linha de alta tensão termina em subestações que são chamadas de subestações de alta tensão, subestações receptoras ou subestações primárias. Na subestação de alta tensão, a tensão é reduzida para um valor adequado para a próxima parte do fluxo em direção à carga. Os grandes consumidores industriais podem ser atendidos diretamente pelo sistema de transmissão, [1].

2.2.3 Subestação de Subtransmissão

A parte do sistema de transmissão que conecta as subestações de alta tensão através do transformador abaixador às subestações de distribuição é chamada de sistema de subtransmissão. O nível de tensão da subtransmissão varia de 33 kV a 110 kV. O sistema de subtransmissão atende diretamente algumas grandes indústrias. O capacitor e o reator estão localizados nas subestações para manter a tensão da linha de transmissão. A operação do



sistema de subtransmissão é semelhante à de um sistema de distribuição. É diferente de um sistema de distribuição da seguinte maneira:

- Um sistema de subtransmissão tem um nível de tensão mais alto do que um sistema de distribuição.
- Fornece apenas cargas maiores.
- Abastece apenas algumas subestações em comparação com um sistema de distribuição que abastece algumas cargas, [1].

2.2.4 Subestação de Distribuição

O componente de um sistema de energia eléctrica conectando todos os consumidores em uma área às fontes de energia em massa é chamado de sistema de distribuição. As estações de energia em massa são conectadas às subestações geradoras por linhas de transmissão. Eles alimentam algumas subestações que geralmente estão situadas em pontos convenientes próximos aos centros de carga.

As subestações distribuem a energia para os consumidores domésticos, comerciais e relativamente pequenos. Os consumidores requerem grandes blocos de energia que são normalmente fornecidos em sistemas de subtransmissão ou mesmo de transmissão. [1]

O sistema eléctrico de potência como já mencionado está subdividido em 4 subsistemas, e pode ser observado na figura 2.

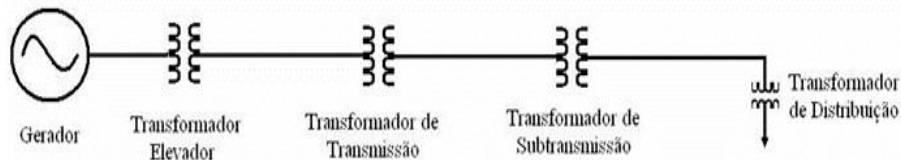


Figura 2: Estrutura do sistema eléctrico, [1].

2.3 Transformadores de potência

O transformador surgiu na década de 1880 em face da necessidade de transmitir energia eléctrica por longas distâncias, até então a energia eléctrica era transmitida por curtas distâncias através de CC. Antes do advento dos transformadores as usinas produtoras de



energia deviam estar muito próximas dos centros de consumo, assim limitando os locais que poderiam ter acesso a energia e as cargas que poderiam ser supridas. Através das descobertas de *Faraday*, *Henry*, *Ampère*, *Volta* e *Tesla* foi possível a *William Stanley* desenvolver o primeiro modelo de transformador comercial.

Com o transformador de corrente alternada, a transmissão de energia eléctrica em corrente contínua deixou de ser de interesse visto que a transmissão em CA é muito mais vantajosa que a transmissão em CC quanto ao aspecto de perdas e a distância de cobertura. As perdas são proporcionais ao quadrado da corrente, ou seja, com a transmissão em CA é possível trabalhar com tensões da ordem de centenas de kV (quilovolts), consequentemente com correntes e perdas de baixa ordem, [2].

Transformadores eléctricos de potência são equipamentos de alta criticidade e, na maioria dos casos, os mais caros dentro de uma subestação de energia eléctrica. A principal função destes equipamentos é a transfêrencia de energia, na forma de potência eléctrica, de um circuito primário para um ou mais circuitos secundários, mantendo-se a frequência do sistema e modificando as tensões e correntes de forma a atender ao consumo de forma mais adequada e segura, [3].

O transformador de potência apresenta várias características especiais em virtude dos materiais empregados na sua fabricação. Estes materiais podem ser afetados pelas condições em que o transformador se encontra a operar. Estando desta maneira sujeitos a sobretensões, sobrecorrentes, temperaturas e esforços electromecânicos potencialmente danosos ao equipamento.

Sendo o transformador um componente fundamental para o fornecimento de energia e disponibilidade deste recurso no sistema eléctrico, industrial ou de transmissão e distribuição, faz imprescindível compreender seus principais componentes apresentados asseguir na figura 3 devidamente legendada, [4].



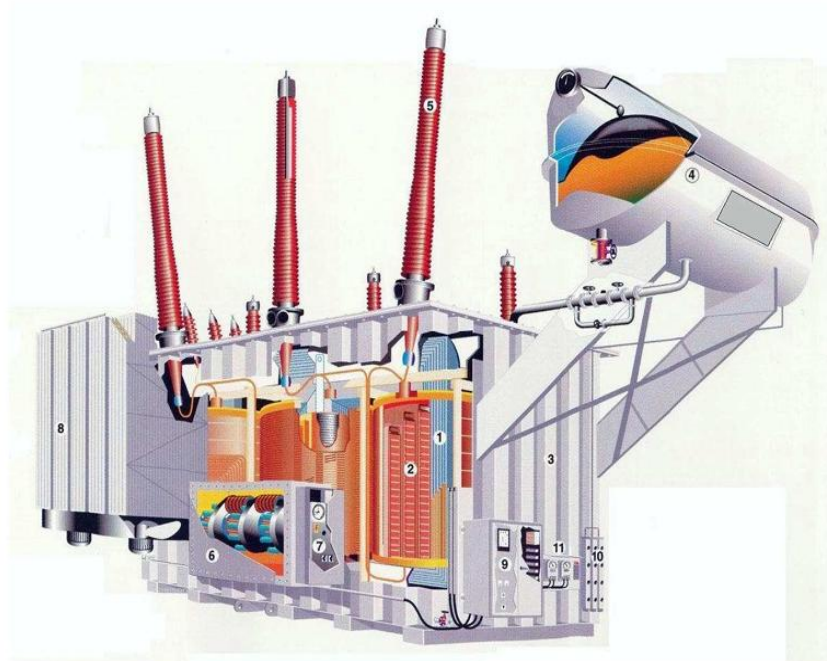


Figura 3: Transformador de potência, [4].

2.3.1 Partes construtivas

1) **Núcleo:** Com a função de canalizar o fluxo magnético entre os enrolamentos de modo a facilitar a indução electromagnética, é constituído de lâminas para minimizar o efeito Foucault, no qual a indução de campo magnético alternado sobre o núcleo magnético causa o surgimento de correntes eléctricas parasitas, e estas estão associadas a perdas por aquecimento localizado. A corrente de Foucault, ou corrente parasita, é o nome dado à corrente induzida em um conductor quando há variação do fluxo magnético que o percorre, [4].

2) **Enrolamentos:** São bobinas cilíndricas formadas por conductores de cobre rectangular convencionais ou transpostos, podendo ser isolados com papel ou envernizados. As bobinas apresentam um arranjo físico que pode ser do tipo helicoidal, em camadas, discos contínuos ou discos entrelaçados. A relação entre o número de espiras dos diversos enrolamentos do transformador define seus níveis de tensão de operação, havendo a possibilidade de fazer bobinas com terminais intermediários, denominados por taps, que podem ser comutados, com a limitação de que o transformador esteja sem tensão ou até mesmo com o

transformador operando sob carga mediante a utilização de chaves comutadoras de características especiais (comutador sob carga), [4].

3) **Tanque principal:** Trata-se do tanque de aço preenchido com óleo isolante, onde a parte activa, conjunto formado pelas bobinas e o núcleo, é imerso. O tanque pode ser dotado de blindagens nas paredes internas, no sentido de minimizar o aumento da temperatura do aço por conta da circulação de correntes parasitas, resultantes em fluxo de dispersão gerado na parte activa, [4].

4) **Tanque de expansão de óleo:** Permite a expansão do volume de óleo do transformador por conta das variações de temperatura a que o equipamento é submetido. Normalmente o tanque é provido de uma bolsa de borracha que auxilia no sistema de selagem do transformador. [4]

5) **Buchas:** São dispositivos de porcelana que têm a finalidade de isolar os terminais das bobinas do tanque do transformador. Normalmente as buchas com classe de tensão 13.8 kV são do tipo condensivas, onde, no interior do corpo de porcelana, encontra-se envolvidos de papel isolante e filme metálico imersos em óleo isolante, formando um capacitor, [4].

6) **Comutador sob carga:** Dispositivo electromecânico que propicia a variação dos níveis de tensão através da mudança dos terminais dos enrolamentos de regulação, sem que o transformador seja desligado. [4]

7) **Mecanismo de accionamento do comutador sob carga:** Conjunto de mecanismos electromecânicos que fazem a mudança da posição do comutador de acordo com os níveis de tensão desejados, [4].

8) **Trocadores de calor:** Instalados na parte externa do tanque, fazem a circulação do óleo isolante através de aletas que, em contacto com o ar ambiente, diminuem a temperatura do óleo. A circulação pode ser do tipo natural (ONAN – óleo natural, ar natural), ou ainda com ar forçado através de motoventiladores nos radiadores (ONAF – óleo natural, ar forçado), com motobombas para aumentar o fluxo de óleo (OFAF – óleo forçado, ar forçado), com sistema de óleo dirigido nas bobinas (ODAF – óleo dirigido, ar forçado) ou mesmo com trocadores de calor que utilizam água como meio refrigerante ao invés do ar ambiente (OFWF – óleo forçado, água forçada), [4].



9) **Painel de controlo:** Local onde estão instalados os dispositivos de interface que permitem o controlo e monitoramento do funcionamento do transformador ao cento de operação da subestação, como temperatura, corrente, controle de gases, descargas parciais, etc, [4].

10) **Secador de ar:** Faz a retirada de humidade do interior do transformador utilizando sílica-gel, [4].

11) **Termômetros:** Medem a temperatura dos enrolamentos e do óleo do transformador. Importa referir que os componentes aqui descritos se aplicam para qualquer tipo de transformador de potência, contudo cada equipamento, dependendo da sua finalidade de aplicação pode apresentar padrões prédefinidos pelo comprador, características construtivas específicas entre outros aspectos, [4].

12) **Relé de Buchholz:** Embora não apresente a numeração na figura 3 este representa um componente crucial nos transformadores. É um dispositivo de protecção que actua quando há produção excessiva de gases na parte interna do transformador. Os gases tendem a migrar do tanque principal para o tanque de expansão, sendo então detectados pelo relé de *Buchholz*, o qual é sensibilizado de acordo com a quantidade de gás presente na câmara. Com a sensibilização, o relé envia um sinal de desligamento pelo sistema de protecção por meio de contacto auxiliar, [5].

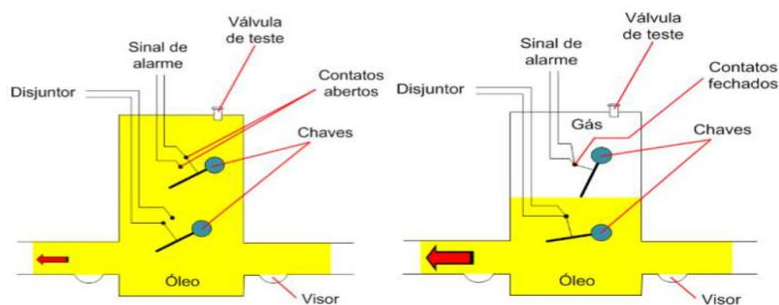


Figura 4a: Relé de *Buchholz* sem arco; Figura 4b: Relé de *Buchholz* com arco, [3].

2.3.2 Materiais isolantes

Para que o transformador opere de forma adequada, é necessário sistema de isolamento e refrigeração eficiente, por isso são utilizados fluídos com alta estabilidade térmica e eléctrica, [7].

A combinação de papel isolante e óleo isolantes, sendo o óleo mineral o mais comum são a combinação usada em 95% dos equipamentos devido às excelentes características dos mesmo às solicitações eléctricas, mecânicas e térmicas no transformador. A principal função do papel isolante no transformador é separar a parte activa do equipamento. Isolando os núcleos magnéticos, conductores de alumínio ou cobre, evitando assim curto-circuitos, [8].

Os isolantes sólidos do transformador são de origem celulósica, como o papel isolante. Entre os principais utilizados estão: o papel “*Kraft*” composto de fibra de madeira; o papel Manilha, composto de fibras de madeira e cânhamo e papelão *Kraft*, também composto de fibras de madeira. O papel isolante é normalmente impregnado em óleo, resina e verniz, com objectivo de retardar a penetração de água. O uso do verniz, entretanto, pode aumentar a probabilidade de aparecimento de descargas parciais, [8].

2.4 Óleo isolante

Entre os tipos de óleos isolantes utilizados, o óleo mineral isolante é o mais tradicionalmente utilizado na aplicação para transformadores, sendo aplicado desde o início do século XX. É constituído, de forma resumida, por uma mistura de hidrocarbonetos e compostos que apresentam nitrogênio, enxofre e oxigênio, sendo que esses encontram-se em menor proporção, [8].

O óleo no transformador tem pelo menos quatro funções principais: prover isolação, realizar a refrigeração, ajudar a extinguir arcos eléctricos e dissolver gases gerados pela degradação do próprio óleo, gases gerados na isolação de celulose e da exposição com as condições externas, [9].

Para transformadores de potência elevada o emprego de óleo isolante é uma solução interessante, tendo em conta os benefícios que o óleo traz para o equipamento. Para um óleo ser considerado ideal para a função, o mesmo deve apresentar algumas características chave, a saber, [11].



2.4.1 Baixo grau de viscosidade

Um baixo grau de viscosidade permite ao óleo uma fácil circulação pelo equipamento. Com uma viscosidade com valores padronizados segundo a norma IEC 60296, o óleo é capaz de trocar calor com a fonte quente (enrolamentos e núcleo) realizar o processo de convecção, trocar calor com a fonte fria (aletas do transformador que permitem uma maior área de superfície com o ar atmosférico) e novamente trocar calor com a fonte quente seguindo o processo de convecção.

2.4.2 Rigidez Dielétrica

Uma elevada rigidez dielétrica para o óleo é o cenário ideal, pois o líquido preenche todo e qualquer espaço que exista nos enrolamentos e no núcleo, sejam os espaços advindos da construção do equipamento ou deformações mecânicas resultantes do estresse térmico de operação do equipamento, por conta da alta rigidez dielétrica a quantidade de energia necessária para iniciar uma descarga interna no transformador deve ser consideravelmente mais elevada do que se não houvesse óleo.

2.4.3 Estabilidade Térmica

Como o óleo deve ser responsável pela refrigeração do equipamento, o mesmo não deve sofrer degradação por conta da temperatura. Suas características químicas e físicas não devem ser alteradas com elevação acentuada da temperatura.

2.4.4 Estabilidade Química

O transformador recebe diversos tratamentos químicos durante a sua construção para deixá-lo em sua configuração ótima. As placas do núcleo são isoladas electricamente umas das outras por um verniz, o papel que envolve as bobinas é embebido em uma resina, logo não é de interesse que o óleo interaja quimicamente com esses elementos. Uma possível interação pode acarretar em danos ao equipamento ou no aumento de perdas.

2.4.5 Condutibilidade Térmica

Por conta do objectivo de resfriamento do equipamento o óleo deve apresentar uma grande capacidade de condução térmica, ou seja, ser capaz de transferir de um ponto para outro grandes quantidades de calor por unidade de tempo.



Além das características minimamente exigidas o óleo é um grande agente que impede, quando em bom estado que os enrolamentos e o papel isolante das bobinas sejam afectados pela humidade e gases presentes na atmosfera. O óleo também representa uma barreira para o oxigênio, o que evita a oxidação precoce e extensa do verniz e do papel que envolve os enrolamentos das bobinas.

2.5 Gases dissolvidos no óleo

O óleo isolante gera pequenas quantidades de gases quando submetido a determinados tipos de fenômenos de natureza eléctrica ou térmica. A composição dos gases produzidos depende do tipo de anormalidade apresentada, sendo que o diagnóstico é feito a partir da avaliação da correlação entre gases e sua evolução ao longo da utilização do transformador.

Os principais gases identificados por esse tipo de análise são, Hidrogênio (H_2), Metano (CH_4), Etano (C_2H_6), Etileno (C_2H_4), Acetileno (C_2H_2), Monóxido de carbono (CO) e Dióxido de carbono (CO_2).

A análise de gases deve ser realizada dentro de uma periodicidade razoável que resulte em um correcto e eficaz acompanhamento do surgimento, evolução e severidade de determinados problemas, [4].

2.5.1 Análise cromatográfica gasosa

Determina as concentrações dos gases dissolvidos no óleo mineral a partir da amostra coletada. O procedimento é usualmente realizado pelo equipamento cromatógrafo, o qual é capaz de quantificar a concentração dos gases, Hidrogênio, Oxigênio, Nitrogênio, Metano, Monóxido de carbono, Dióxido de carbono, Etileno, Etano, Acetileno.

Não há valores fixos para as quantidades desses gases, contudo existem resultados empíricos e estatísticos delimitados em normas (IEEE 2019; IEC 2022; ABNT 2012). Nesse sentido, é importante entender o processo de formação desses gases e as faltas associadas a elas, para com isso, a partir dos métodos de interpretação de resultados apurar a possível anomalia, [5].



2.5.2 Análise físico-química

O ensaio físico-químico permite uma avaliação da qualidade do óleo do ponto de vista funcional. Isso se dá pela avaliação de suas características físicas, químicas, dielétricas e funcionais, os pontos avalia os seguintes aspectos:

- Côr e aparência;
- Densidade;
- Factor de perdas dielétricas;
- Índice de neutralização (acidez);
- Tensão interfacial;
- Teor de água;
- Rigidez dielétrica.

2.5.2.1 Rigidez dielétrica.

A rigidez dielétrica é a capacidade de resistir à tensão elétrica, função principal de qualquer material isolante, e, por isso, o principal objectivo deste ensaio é assegurar a isolação do óleo. Nesse sentido, a presença de água livre ou partículas sólidas no óleo reduz fortemente a sua rigidez dielétrica, comprometendo a capacidade de isolamento. Desta maneira, esta propriedade é um forte indicativo da existência desses contaminantes. Os valores mínimos dessa propriedade por tensão do equipamento são descritos na tabela 1.

Tabela 1: Valores mínimos para rigidez dielétrica em óleo nos transformadores, [24].

Tensão (kV)	Rigidez dielétrica (kV)
$\leq 72,5$	40
$> 72,5 \text{ e } \leq 145$	50
> 145	60

2.6 Formação de gases e falhas incipientes

Para a análise de gases dissolvidos (DGA – Dissolved Gas Analysis) no óleo isolante de transformadores de potência, tem-se as falhas incipientes como causas a serem monitoradas e a formação de gases no óleo isolante como sinalizadores destes eventos.



As falhas incipientes são aquelas que estão em um estágio inicial e promovem a decomposição do material isolante e, com isso, estão associadas à formação de gases no interior do transformador de potência (IEEE, 2019; IEC, 2022). Nesse sentido, a formação dos gases depende da energia associada à decomposição química do óleo isolante e, o que pode ser acelerado quando o equipamento é submetido a esforços eléctricos e térmicos.

A decomposição é normalmente caracterizada por formação de hidrogénio activo e fragmentos instáveis de hidrocarbonetos ou radicais livres advindos da quebra de algumas ligações químicas do tipo hidrogénio-carbono (H-C) ou carbono-carbono (C-C). Frente a isso, se dá a libertação de oxigénio a partir da formação de hidroperóxidos instáveis pela acção catalítica de metais como o cobre, o que resulta, em productos quimicamente activos como ácidos. Frente a isso, eventuais elevações de temperatura permitem que esses radicais livres se combinem formando gases, podendo se combinar para a formação de moléculas estáveis, [14].

Na figura 5 pode se observar a dinâmica para formação dos gases frente à variação da temperatura do óleo isolante de transformadores. As relações entre concentrações de gases são aproximações obtidas por observações empíricas controladas em laboratório por meio de espectrometria de massa. Tem-se também uma banda lateral esquerda que apresenta uma proporção aproximada dos gases frente à condição de descarga parcial. Ademais, na porção direita do gráfico, tem-se a progressão da temperatura ao longo do eixo horizontal destacando proporções aproximadas entre os diferentes gases, [15].



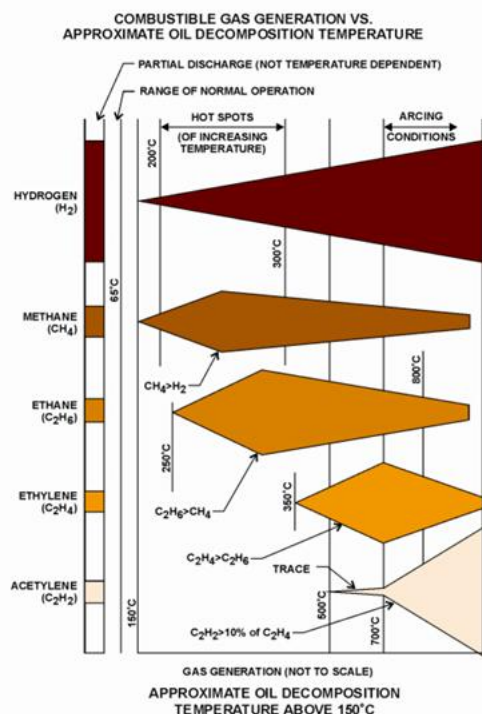


Figura 5: Formação de gases combustíveis versus temperatura de decomposição, [8].

2.6.1 Classificação de falhas incipientes

Frente à diversidade de causas que podem estar associadas a decomposição dos gases, as falhas, eventos e seus gases associados podem ser classificados da seguinte forma, [11]:

Descargas Parciais tipo corona: Ocorrem em vazios ou bolhas de gás da isolação resultantes de falhas durante impregnação do papel, presença de humidade no papel ou cavitação do óleo, possuem o código (**PD**) e o gás associado é o Hidrogênio (H_2).

Descargas de baixa energia: associado ao surgimento de pequenos arcos e centelhas entre conexões, anéis de blindagem, espiras adjacentes ou condutores e falha de isolação no núcleo. Descargas entre peças de fixação, bucha e tanque, ou entre enrolamentos e partes metálicas aterradas. Trilhamento em blocos de madeira, espaçadores, cola de viga isolante, código (**D1**) e os gases associados a este evento são o Acetileno (C_2H_2), e Carbono (C).

Descargas de alta energia: surgimento de “Flashover”, trilhamento ou arco de alta energia, curto-circuito entre baixa tensão e terra, conectores, enrolamentos, buchas e tanque,

barramento e tanque de cobre, enrolamentos e núcleo, em ducto de óleo, torre. Loops fechados entre dois condutores adjacentes, parafusos isolados do núcleo, anéis de metal segurando pernas do núcleo. O código usado é (**D2**) e os gases associados a esta falha são o Acetileno (C_2H_2), e Carbono (C).

Falha térmica ($t < 300^\circ C$): associada a sobrecarga do transformador em emergências. Falha na circulação do óleo nos enrolamentos. Circulação de corrente através do fluxo de dispersão. O código usado é (**T1**) e os gases associados a esta falha são o Etano (C_2H_6), e Monóxido de Carbono (CO).

Falha térmica ($300^\circ C < t < 700^\circ C$): existência de contactos defeituosos entre as conexões parafusadas, contactos deslizantes, contactos dentro da chave selectora do comutador, conexões de cabos e tirantes de buchas. Circulação de corrente entre grampos e parafusos, grampos e lâmina do núcleo, em cabos de aterramento, soldas defeituosas ou fixadores do núcleo. Isolamento desgastado entre condutores em enrolamentos. Apreensão o código (**T2**) e está associado aos gases Metano (CH_4) e Carbono (C).

Falha térmica ($t > 700^\circ C$): surgimento de correntes de circulação no tanque e no núcleo. Correntes parasitas na estrutura do tanque. Curto-circuito entre lâminas do núcleo. Com o código (**T3**), está associado aos gases Etileno (C_2H_4) e Carbono (C).

2.7 Análise de gases no óleo isolante

A partir da necessidade de se obter um diagnóstico confiável das condições de operação dos transformadores de potência começaram a surgir na literatura diversos estudos a respeito da formação de gases no isolamento desses equipamentos. Paralelamente, diversos métodos de diagnóstico de falhas a partir da análise da concentração desses gases foram sugeridos ou aperfeiçoados. Algumas dessas publicações, que tiveram maior respaldo em meados dos anos 60, ainda são utilizadas na forma de normas e recomendações.

2.7.1 Métodos de Diagnóstico de Falhas

Os principais métodos utilizados por empresas do sector eléctrico para a análise do óleo isolante a partir da concentração de gases dissolvidos. Métodos estes que visam detectar e diagnosticar a ocorrência de falhas nos transformadores de potência.



A metodologia usada para interpretação da análise de gases dissolvidos no óleo isolante tem fundamento na natureza e na quantidade relativa de cada gás. Diversos são os métodos utilizados para DGA, sendo os mais utilizados os seguintes:

2.7.1.1 Método do gás-chave

O método do gás-chave, recomendado pela IEEE C57. 104, basea-se na observação de gases mais significantes e suas proporções para o diagnóstico de falhas de transformadores de potência. O gás mais significativo relativo a cada falha é chamado de gás-chave.

Os gás-chave referentes às principais falhas são:

- Etileno: aquecimento agindo sobre o óleo;
- Monóxido de carbono: aquecimento agindo sobre o papel isolante;
- Hidrogênio: descargas parciais;
- Acetileno: arcos elétricos.

Para o diagnóstico são usados os gráficos que relacionam a quantidade dos gases acima mencionados e as possíveis causas associadas, contudo existem outros instrumentos para avaliação de faltas, uma delas é a relação entre o monóxido de carbono e o dióxido de carbono muito usado para diagnosticar falhas sobre o papel isolante, na tabela abaixo podemos observar:

Tabela 2: Interpretação de falha no papel isolante, [11].

Relação CO/CO_2	Interpretação
<0,1	Degradação muito baixa (normal)
0,1 – 0,25	Degradação térmica leve
0,25 – 0,4	Degradação térmica moderada
> 0,4	Degradação térmica significativa
> 1,0	Forte suspeita de falha térmica grave ou transformador já envelhecido.

2.7.1.2 Método clássico de Rogers

O método clássico de Rogers é baseado em quatro relações entre concentrações de cinco gases e limites de variação para estas relações. As relações utilizadas são: CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6 , C_2H_2/C_2H_4 e C_2H_6/CH_4 .

O método de Rogers utiliza uma nomenclatura via código que se baseia na quantificação das relações entre os gases alvo, no fim da análise com o código resultante é possível estabelecer um diagnóstico para a amostra estudada. As tabelas apresentam as relações dos gases utilizados neste método, a quantificação das relações entre os gases e o código associado a cada uma delas segundo a IEEE C57. 104 – 2008, [16].

Tabela 3: Código do método de Rogers, [16].

Relação de Gases	Faixa de Variação	Código
CH_4/H_2	$\leq 0,1$	5
	$0,1 < CH_4/H_2 < 1$	0
	$1 < CH_4/H_2 < 3$	1
	≥ 3	2
C_2H_6/CH_4	< 1	0
	≥ 1	1
C_2H_4/C_2H_6	< 1	0
	$1 < C_2H_4/C_2H_6 < 3$	1
	≥ 3	2
C_2H_2/C_2H_4	$< 0,5$	0
	$0,5 \leq C_2H_2/C_2H_4 < 3$	1
	≥ 3	2

A combinação dos códigos destas relações está associado a um determinado diagnóstico de acordo com o estudo de Rogers e pode ser observado nos anexos. As combinações apresentadas não são abrangentes pelo que existem 56 sem diagnóstico proposto, contudo através de testes realizados por Suné este método apresenta 32,64% de chances de apresentar diagnóstico.



2.7.1.3 Método de *Dörnenburg*

O método de *Dörnenburg* baseia-se nas relações CH_4/H_2 , C_2H_2/C_2H_4 , C_2H_6/C_2H_2 , e C_2H_2/CH_4 . Por este método três tipos de diagnósticos são possíveis: decomposição térmica, descargas de baixa intensidade (efeito Corona) e descargas de alta intensidade (arcos elétricos), [17].

O diagnóstico estabelecido segundo as relações apresentadas por *Dörnenburg* em função dos valores obtidos podem ser observadas na tabela 4.

Tabela 4: Diagnóstico de falhas segundo *Dörnenburg*, [11].

Diagnóstico	CH_4/H_2	C_2H_2/C_2H_4	C_2H_6/C_2H_2	C_2H_2/CH_4
Decomposição				
térmica	> 1	< 0,75	> 0,4	< 0,3
Descargas de baixa				
intensidade	> 0,1	-	> 0,4	< 0,3
Descarga de alta				
intensidade	> 0,1 e < 1	> 0,75	< 0,4	> 0,3

O critério original estabelecido por *Dörnenburg* não contemplava o diagnóstico positivo, ou seja, de condições normais do isolamento. A IEEE C57.104 sugere a utilização da Tabela 4 para identificação de condições normais de operação do transformador e para a validação do método de *Dörnenburg*, [11].

Considera-se que existe falha no transformador se ao menos um dos gases possuir concentração maior que o dobro do limite apresentado na Tabela do anexo 7 e ao menos um dos outros gases possuir concentração maior ou igual que o seu respectivo limite.

Tabela 5: Limites de concentração de gases para utilização do método de *Dörnenburg*, [11].

Gás	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Concentração (ppm)	100	120	65	50	35



Sendo detectada a presença de falha, o método deve ser validado. O método é considerado válido se ao menos um dos gases em cada relação da Tabela 4 exceder o limite proposto na Tabela 5.

2.7.1.4 Triângulo de *Duval*.

O triângulo *Duval* é uma ferramenta gráfica criada por *Michel Duval* (DUVAL, 1989). Utilizado para o diagnóstico de falhas em transformadores a partir dos resultados do DGA, o método do triângulo *Duval* se baseia nas diferentes falhas que cada concentração de gás presente no interior do transformador pode gerar, baseado nas falhas identificadas durante os anos. *Duval* propôs um método para identificação de falhas em transformadores de potência baseado na concentração percentual relativa de Acetileno, Etileno e Etano dissolvidos no óleo mineral isolante, [18], [19].

Para realizar um diagnóstico assertivo à amostra colectada deve conter uma quantidade mínima dos gases estudados. Na tabela 6 constam as mínimas concentrações de gases para o método a ser aplicável a amostra colectada.

Tabela 6: Concentrações mínimas dos gases para *Duval* aplicavel, [18].

Gás	Concentração [ppm]
CH_4	50
C_2H_4	50
C_2H_2	1

Este método analítico basea-se no triângulo de Duval apresentado na figura 6 para identificação do tipo de falta, que utiliza em suas arestas os gases considerados, variando de 0 a 100% de concentração, onde são comparadas as concentrações dos gases entre si e indicam uma possível falha do transformador analisado.



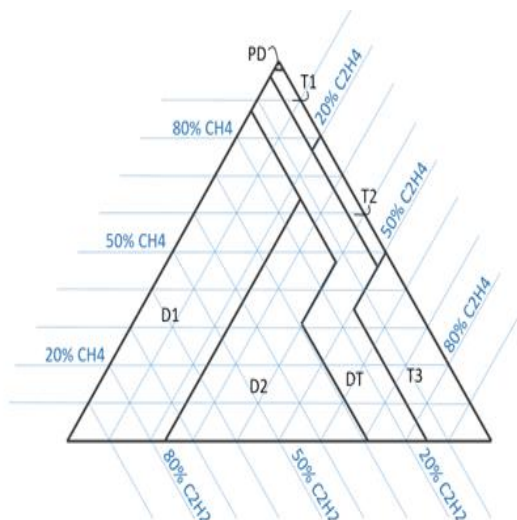


Figura 6: Triângulo de *Duval*, [19].

A análise é realizada comparando a concentração dos gases entre si, de forma que a soma da concentração de cada um dos gases gera uma concentração relativa, onde a presença em excesso de cada um destes gases resulta em uma falha potencial do activo. Em cada aresta, são representadas as concentrações possíveis de cada gás, variando de 0% a 100%, [18].

O triângulo de Duval é separado em regiões de falha, sendo elas as seguintes, [19]:

- D1 - Descargas de baixa energia (Centelhamento);
- D2 – Descargas de alta energia (Arco eléctrico);
- DT – Arco eléctrico e falta térmica;
- T1 – Falha térmica < 300 °C (Ponto quente);
- T2 – Falha térmica entre 300 °C e 500 °C (Ponto quente);
- T3 – Falha térmica > 500 °C
- PD – Descargas parciais do tipo corona.

Para que seja possível realizar o diagnóstico pelo método de *Duval*, deve-se primeiro obter as concentrações dos gases em estudo em partes por milhão (ppm), e com recurso a equação apresentada é possível obter os valores respectivos as coordenadas para cada aresta do triângulo, e por meio de intersecção dos 3 pontos localiza-se a região referente a um certo tipo de falta.

$$\%CH_4 = \frac{CH_4}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} * 100\% \quad (2.1)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{C_2H_4}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} * 100\% \quad (2.2)$$

$$\%C_2H_2 = \frac{C_2H_2}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} * 100\% \quad (2.3)$$

2.7.1.5 Método da soma de gases dissolvidos

Determinado volume de gás pode ser gerado durante um longo período por uma falha relativamente insignificante ou em um espaço de tempo curto por uma falha mais severa. Assim, mais importante do que a concentração de gases dissolvidos no óleo, é a taxa com que essa concentração aumenta.

A IEEE C57. 104 recomenda a utilização da equação apresentada para a detecção de falhas em transformadores de potência.

$$R = \frac{(S_T - S_0) \cdot V \cdot 1,4 \cdot 10^{-5}}{t} \quad (2.4)$$

Onde:

R= Taxa de crescimento do volume de gases dissolvidos (m^3/d);

S_0 = Concentração de gases dissolvidos da primeira amostra (ppm);

S_T = Concentração de gases dissolvidos da segunda amostra (ppm);

V = Volume do tanque de óleo do transformador (m^3);

t = Tempo entre as amostras (d).

Os valores de S_T e S_0 são obtidos pela soma da concentração de todos os gases combustíveis dissolvidos no óleo mineral isolante. Uma taxa de crescimento R maior que $2,7 \cdot 10^{-3} m^3/d$ é um indicativo de que o transformador analisado possui uma falha incipiente e merece atenção especial quanto à manutenção, [11].



3. ESTUDO DE CASO

Neste capítulo serão apresentados os dados colectados durante as análises realizadas entre os anos 2020-2024, referentes a evolução dos gases dissolvidos no óleo isolante do transformador, e por meio de métodos para realizar o diagnóstico do mesmo e com isto apresentar recomendações como forma de garantir que a integridade do transformador não seja comprometida, assim será possível garantir a fiabilidade e continuidade de serviço das linhas associadas e ao sistema em geral.

3.1 Descrição do transformador em estudo.

A subestação número 9 com a sigla (SE9), teve sua entrada em serviço no ano de 2005, e está localizada na província de Maputo concretamente no bairro de Magoanine.

Possui dois transformadores de 30MVA, com as seguintes designações, T1 com tensão nominal 66/11 kV e o TR2 com 60/30 kV. A subestação tem um barramento de 66 kV e tem como sua principal linha a DL28 que interliga as subestações número 9 á 11 localizada na Costa do Sol, contudo existem outras linhas associadas a esta subestação, sendo elas, a DL7A, DL8A, DL7B. Estando o estudo associado ao transformador número 2 da SE9, na tabela 7 são apresentados dados referentes ao mesmo.

Tabela 7: Parametros do transformador.

Marca	Ano de fabrico	Tensão Nominal(kV)	$U_{CC\%}$	Ligação	Potência (MVA)
Efacec	1998	60/30	11,8	YNyn0d	30

Fonte: (EDM).

3.2 Método de colecta de dados

Toda análise de gases dissolvidos no óleo isolante inicia com a amostragem, o transformador possui milhares de litros de óleo isolante mas para efeitos de análise são usadas pequenas amostras, normalmente seringas de 30 ml. A amostra precisa ser a mais representativa pois só assim é possível garantir resultados satisfatórios.



Técnicas de amostragem apropriadas são indicadas pelas normas, IEC 60567, ASTM D923 e nas especificações de muitas companhias, algumas considerações que devem ser levadas em conta são as seguintes:

- Condições atmosféricas;
- Pressão positiva no tanque;
- Uso de recipientes apropriados;
- Manuseio adequado das seringas;
- Dispor de acessórios (tubos, válvulas, luvas etc.).

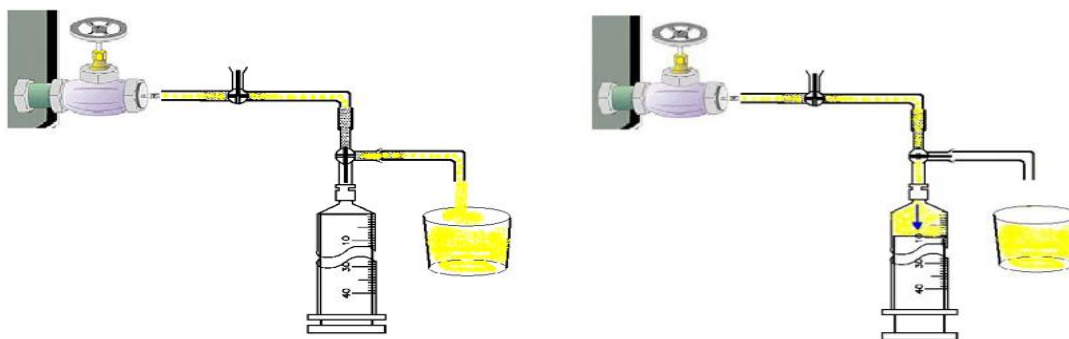


Figura 7: Procedimento de colecta da amostra, [23].

3.2.1 Procedimento de coleta

1. Uma vez posicionada a seringa e o recipiente, deixar correr o óleo (purga de cerca de 2 litros), para garantir que não haja água ou contaminantes;
2. Permita que a pressão no tanque preencha a seringa até cerca de 10 ml, sem puxar a seringa;
3. Pressionar o pistão gentilmente para remover possíveis bolhas;
4. Preencher a seringa até os 26 ml para garantir uma vedação adequada entre a seringa e o pistão;
5. Pressionar gentilmente a seringa para remover qualquer sinal de bolhas, fechar as válvulas e embalar devidamente na embalagem.

3.3 Procedimento de medição da concentração de gases

Para que o diagnóstico de falhas baseado nos métodos apresentados possa ser realizado, é necessária a medição da concentração dos gases dissolvidos no óleo mineral isolante.

3.3.1 Cromatografia

O procedimento laboratorial mais consagrado para a realização da medição da concentração de gases dissolvidos em óleo isolante de transformadores é a cromatografia em fase gasosa. O equipamento utilizado para a separação, identificação e quantificação dos gases dissolvidos é chamado de cromatógrafo, cujo desenho esquemático pode ser visualizado na Figura 8.

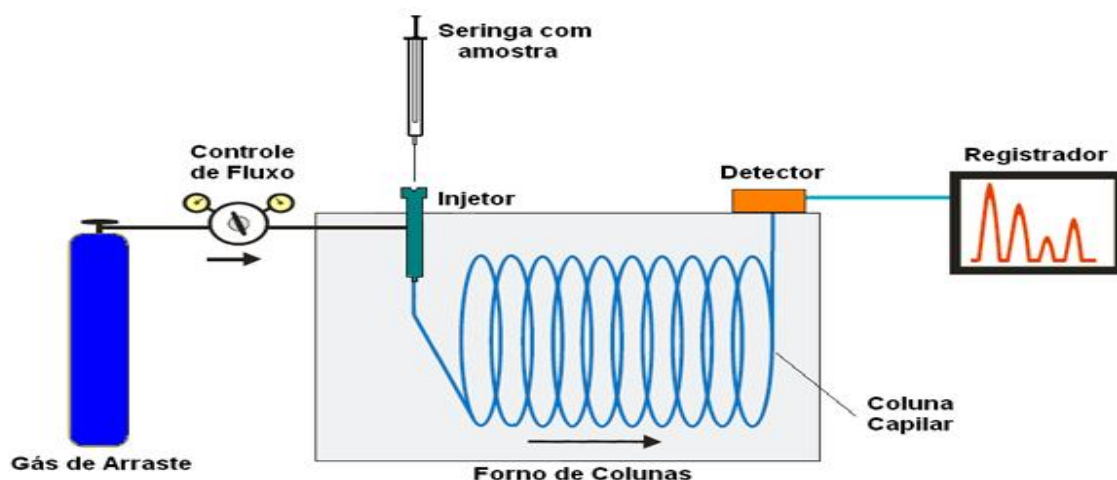


Figura 8: Representação esquemática de um cromatógrafo, [23].

No cromatógrafo, a amostra de óleo é introduzida por um sistema de injeção em uma tubulação denominada coluna. O uso de temperaturas adequadas no injetor e na coluna possibilita a vaporização dos gases dissolvidos. Na coluna é acondicionada uma fase estacionária, que pode ser sólida ou líquida, responsável pela absorção dos gases a serem analisados. Um gás de arraste, fase móvel, é inserido na mesma coluna com o objectivo de conduzir os gases de interesse ao detector, [21], [22].

A cromatografia em fase gasosa, apesar de ser um procedimento bem aceite no sector eléctrico, possui inconvenientes como a distância entre o laboratório e o transformador cujo óleo deseja-se analisar e o tempo de amostragem relativamente elevado. Estes dois factores

prejudicam o acompanhamento das condições do transformador por não permitirem uma análise mais frequente do óleo mineral isolante. Além disso, tal procedimento está sujeito a erros humanos, desde a amostragem do óleo e sua manipulação até a injeção da amostra no cromatógrafo, podendo-se perder quantidades significativas de gás para a atmosfera.

3.4 Análise dos gases dissolvidos no óleo isolante

Para que análise do óleo isolante apresente resultados assertivos, os procedimentos de amostragem e medição das concentrações dos gases deve ser realizada segundo as normas pré- estabelecidas. Após a realização dos passos acima mencionados pode-se passar a análise dos gases dissolvidos no óleo isolante, tendo como base alguns dos métodos já apresentados.

A Divisão de Transporte Sul, responsável por velar pela integridade da rede na zona sul do país, das diversas actividades que realiza para garantir a continuidade e fiabilidade da rede realizam-se manutenções preventivas nos equipamentos. Nesta senda é realizada a análise dos gases dissolvidos no óleo isolante dos transformadores, para avaliar a possibilidade de falhas existentes.

Análises realizadas entre os anos 2020-2024 apresentaram resultados nada satisfatórios, devido a tendência crescente da evolução dos gases dissolvidos a necessidade de análise é acrescida, assegurar são apresentados os dados que serão a base para realização do diagnóstico do transformador, segundo a tabela 8.



Tabela 8: Dados referentes as amostras.

Gases dissolvidos no óleo isolante	Valores limites em (ppm)							
	2020	2021	2022	2023	2024	Normal	Anormal	Critica
Hidrogénio	5000	4600	5000	5000	288	<100	100-700	>700
Dióxido de carbono	629	353	894	652	300	<2500	2500-4000	>4000
Monóxido de carbono	92	83	229	105	62	<350	350-570	>570
Etileno	7	5	7	9	2	<50	50-100	>100
Etano	828	319	638	887	36	<65	65-100	>100
Metano	3582	1951	2596	1624	2	<120	120-400	>400
Acetileno	3	0,5	0,5	1	0,5	<2	2 a 5	>5
TDCG	11932	6958	9525	7626	690,5	<700	700-1900	>1900
Humidade	19	19	25	20	19	<15		
RS[%]	11	9	13	9	9	<8	8 a 12	>12
Temperatura	49	54	52	57	55	N/A		
Rigidez Dielétrica	61	67,4	62,6	69,2	74,5	>50kV/2,5mm		

Fonte: (EDM).

3.4.1 Método de Rogers

A primeira análise será feita baseada nos conceitos apresentados por Rogers, que define os gases, hidrogênio, Metano, Etano, Etileno, e Acetileno como os principais gases usados para realizar a análise, e com base nas relações entre os mesmos é possível avaliar que tipo de falha pode estar associada. Esta interpretação é realizada usando os dados fornecidos na tabela 3.

A análise será realizada de forma independente para cada uma das amostras coletadas nos diferentes anos, no intervalo de 2020-2024.



3.4.1.1 Aplicação do método

Como forma de sumarizar a realização da análise será apresentada apenas a tabela correspondente a análise para um dos anos e de seguida apresentados os resultados referentes aos anos subsequentes, para melhor interpretação os dados remanescentes são apresentadas as tabelas nos apêndices.

Tabela 9: Análise de *Rogers* 2020.

Método de Rogers (2020)		
Relação dos gases	valor da relação	código correspondente
CH_4/H_2	0,7	0
C_2H_6/CH_4	0,23	0
C_2H_4/C_2H_6	0,008	0
C_2H_2/C_2H_4	0,43	0

Fonte: (AUTOR).

O procedimento para apurar o tipo de falha dentre as apresentadas por Rogers de acordo com a tabela 3. As análises efetuadas para os anos subsequentes levaram aos seguintes resultados:

Tabela 10: Diagnóstico segundo *Rogers*.

Código	Ano	Falha correspondente
0-0-0-0	2020	Deterioração normal
0-0-0-0	2021	Deterioração normal
0-0-0-0	2022	Deterioração normal
0-0-0-0	2023	Deterioração normal
5-1-0-0	2024	Falha desconhecida

Fonte: (AUTOR).

3.4.2 Método de *Döenenburg*

Para *Döenenburg* é possível diagnosticar falhas já ocorridas através da relação de gases presentes na amostra de óleo colectada, relacionando os gases Hidrogénio, Metano, Etano, Etileno, Acetileno e monóxido de carbono. Uma nota importante para a validação deste método é que ele deve respeitar as premissas definidas.



- Ao menos um dos gases deve apresentar o dobro da concentração de um dos gases apresentados no anexo 7;
- Ao menos um dos gases da anexo 8 deve apresentar concentração maior ou igual às apresentadas tabela 5.

Realizada a análise para verificar a aplicabilidade deste método com bases nas amostras colectadas, constatou-se que o mesmo é aplicável para todas amostras excepto a do ano 2024. Para os casos onde é aplicável obtiveram-se os seguintes resultados.

Tabela 11: Diagnóstico segundo *Doenenburg*.

Anos	CH_4/H_2	C_2H_2/C_2H_4	C_2H_6/C_2H_2	C_2H_2/CH_4	Diagnóstico
2020	0,7	0,43	276	0,0008	Descarga de baixa intensidade
2021	0,43	0,1	638	0,00025	Descarga de baixa intensidade
2022	0,52	0,071	1276	0,00019	Descarga de baixa intensidade
2023	0,32	0,111	887	0,00061	Descarga de baixa intensidade
2024	0,0069	0,25	72	0,25	Não aplicavel

Fonte: (AUTOR).

Para realizar o diagnóstico é feita uma avaliação dos resultados das relações calculadas tendo como base a tabela 4, que apresenta as possíveis falhas associadas aos valores obtidos nas relações calculadas.

3.4.3 Método de *Duval*

O método *Duval* consiste no mapeamento de um triângulo equilátero em zonas de falha. A percentagem dos gases acetileno, etileno e metano são calculados e localizados em cada uma das arestas do triângulo. E por meio da intersecção das rectas localiza-se uma zona de falha.

Mas para que este método seja validado as amostras a serem analisadas devem apresentar concentrações mínimas já apresentadas na tabela 6. Das amostras colectadas nenhuma satisfaz a condição, pelo que se descarta a utilização deste método.

3.5.3 Método dos gases chave

Para tornar ainda precisa a análise realizada podendo abranger também o ano de 2024 cujo diagnóstico não foi realizado pelo facto da amostra não apresentar concentrações adequadas para sua validação dos dois métodos apresentados, o método de gases chaves surge como solução para a interpretação dos dados colectados.



A predominância de Hidrogénio (H_2) nas amostras colectadas para todos anos analisados sugerem uma forte indicação da ocorrência de descargas parciais (PD), podendo ser está considerada a principal falha incipiente observada durante a análise realizada por meio deste método. A presença de concentrações significativas de Metano (CH_4), e Etano (C_2H_6), sugerem aquecimento leve a moderado do óleo isolante (T1/T2) dentre as análises realizadas entre os anos 2020-2024.

Outra análise realizada foi a relação CO/CO_2 , usada para realizar avaliar os níveis de degradação papel isolante, apresentando valores entre 0,15-0,26 que sugerem degradação leve a moderada do papel isolante.

Este método apresentou-se mais eficiente para o diagnóstico pois apresentou resultados mais claros para todas as amostras coletadas e analisadas, e podendo ainda ser relacionado aos resultados obtidos nos métodos previamente pelos restantes, sendo as falhas associados as seguintes:

- Principal falha: Descargas parciais (PD);
- Falha secundária: Aquecimento leve a moderado do óleo (T1/T2);
- Degradação leve a moderada do óleo isolante.

Nota-se que com a aplicação dos métodos apresentados no presente relatório foi possível obter dados que nos sugerem as possíveis razões associadas a anormalidade nas concentrações dos gases dissolvidos no óleo isolante do transformador, sendo assim possível apresentar um diagnóstico seguro e propor as devidas medidas a serem tomadas como forma de garantir um funcionamento eficiente e seguro do transformador.

O método do gás-chave, recomendado pela IEEE C57.104 basea-se na observação dos gases mais significantes e suas proporções. Cada um deles está associado a um determinado tipo de falha.

Para realizar a análise correcta por meio da avaliação da proporção dos gases dissolvidos no óleo isolante, existe a necessidade de se plotar um gráfico para os principais gases. Seguindo o procedimento apresentado abaixo.



Calcular o total de gases combustíveis dissolvidos no óleo isolante (TDCG), que é basicamente a soma dos gases em estudo apresentados na tabela 12.

Tabela 12: Valores em ppm dos gases de referência e o TDCG.

Ano	hidrogenio	dioxido de carbono	monoxido de carbono	Etileno	Etano	Metano	Acetileno	TDCG
2020	5000	628	92	7	828	3582	3	11932
2021	4600	353	83	5	319	1951	0,5	6958
2022	5000	894	229	7	638	2596	0,5	9525
2023	5000	652	105	9	887	1624	1	7626
2024	288	300	62	2	36	2	0,5	690,5

Fonte: (AUTOR).

As proporções de cada gás são obtidas dividindo a concentração de cada gás pelo respectivo valor referente a soma dos gases (TDCG). Realizado este procedimento é possível plotar o gráfico com as percentagens de cada gás para os anos em análise.

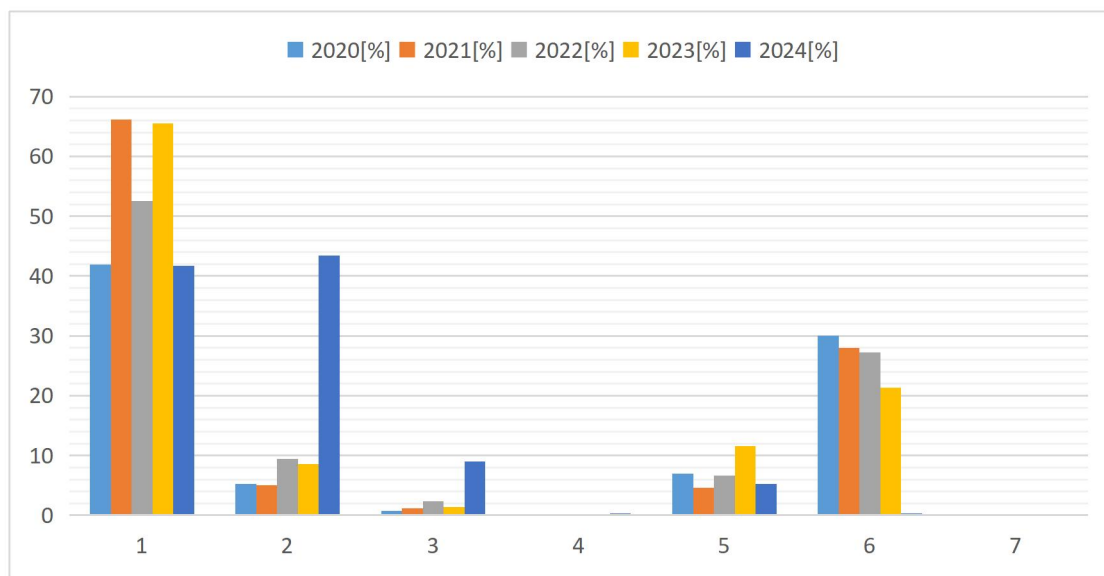


Gráfico 1: Proporções dos gases.

Fonte: (AUTOR).

A numeração dos gases é feita com base na ordem apresentada na tabela 10, onde cada coluna da esquerda para a direita representa os números de 1-7.



Outro ponto que merece destaque é a relação CO/CO_2 apresentada na tabela 2 que será usado na interpretação de falhas no papel isolante.

3.5.3.1 Interpretação das proporções dos gases

A tabela 11 apresenta a interpretação realizadas para as amostras coletadas entre os anos 2020-2024 aplicando o método do gás chave.



Tabela 13: Interpretação das falhas.

ANO	INTERPRETAÇÃO
2020	- Níveis elevados de H_2 forte indicação da presença de descargas parciais (PD); - Altos níveis de CH_4 indicando aquecimento leve do óleo (T1); - Degradação térmica leve do papel isolante, com base na relação CO/CO_2.
2021	- Níveis elevados de H_2 forte indicação da presença de descargas parciais (PD); - Altos níveis de CH_4 indicando aquecimento leve do óleo (T1); - Degradação térmica leve do papel isolante, com base na relação CO/CO_2.
2022	- Níveis elevados de H_2 forte indicação da presença de descargas parciais (PD); - Forte presença de CH_4 e C_2H_6 sugerindo aquecimento do óleo isolante do tipo (T1/T2); - Degradação térmica moderada do papel isolante.
2023	- Níveis elevados de H_2 forte indicação da presença de descargas parciais (PD); - Aquecimento leve do óleo sugerido pela presença de metano e etano (T1); - Degradação térmica leve do papel isolante.
2024	- Níveis elevados de H_2 forte indicação da presença de descargas parciais (PD); - Baixos índices de metano sugerindo leve aquecimento do óleo isolante; - Valores das proporções de CO/CO_2 indicando degradação térmica leve do papel isolante.



Fonte: (Autor).

3.5 Análise e discussão dos resultados obtidos.

Para as análises realizadas para as amostras colectadas para cada ano e método usado obtiveram-se os seguintes resultados.

3.5.1 Método de Rogers

Para as análises realizadas por este método não foi possível apurar com clareza o tipo de falha, tendo apenas o diagnóstico que sugere a deterioração do óleo isolante para as amostras referentes aos anos 2020-2023, e não sendo possível apurar o diagnóstico para o ano de 2024 por apresenta uma falha não prevista por Rogers.

Não sendo possível avaliar de forma clara o diagnóstico para todas amostras existe a necessidade de se realizar a avaliação das amostras com outros métodos.

3.5.2 Método Döenenburg

Baseado-se nas análises propostas por Döenenburg foi possível identificar a existência de descargas de baixa energia (D1), para as amostras referentes aos anos 2020-2023. Sendo ainda impossível avaliar o tipo de falha incipiente que pode estar associada a amostra colectada para o ano de 2023, pois está não apresenta concentrações mínimas para aplicação deste método.

Este método comparado ao de Rogers já apresenta um diagnóstico mais fiável, pois para a primeira análise diagnóstico foi apenas uma possível deterioração do óleo isolante, mas não se apresenta o real motivo por de-trás das concentrações anormais dos gases. Realizando uma segunda análise identificou-se descargas de baixa energia (D1) que pode ser associada ao primeiro diagnóstico apresentado.

3.6 Diagnóstico do transformador

As análises dos resultados do DGA ao longo dos cinco anos em estudo, utilizando os métodos de Rogers, Doenenburg e Gases-chave, revelou um quadro técnico que embora não indique falha crítica iminente, exige atenção constante por parte da equipe de manutenção.

O método de Rogers apontou para deterioração normal do óleo isolante em quatro das cinco análises realizadas, com estes resultados podemos presumir que o óleo características



aceitáveis dentro do esperado sem anomalias severas visíveis. E olhando para os resultados apresentados das amostras colectadas o mesmo não é satisfatório, o que abre espaço para outras análises.

Fazendo a mesma análise pelo método de Doenenburg surge um resultado que sugere descargas parciais de baixa intensidade (D1), indicando assim a possibilidade de existência de actividade eléctrica contínua e localizada dentro do transformador, geralmente associado a descargas parciais ou faíscas internas. Ainda que de baixa energia, estas descargas, se mantidas por tempo prolongado, podem degradar lentamente os componentes isolantes e metálicos. E a repetição das análises em anos consecutivos reforça a necessidade de investigação da origem dessas descargas.

Para o método de gases chave considerado um dos métodos mais sensíveis, o diagnóstico foi mais completo e consistente. As amostras analisadas pelo seu nível crítico de hidrogénio já sugeriam a existência de descargas parciais como principal falha incipiente, tendo sido comprovado após análise.

Concentrações consideráveis de metano nas amostras sugerem possível aquecimento do óleo, falha do tipo (T1) indicando possíveis pontos quentes internos que podem merecer alguma atenção em intervenções futuras.

Outra falha observada durante a análise por conta de concentrações consideráveis de monóxido de carbono e dióxido de carbono, foi a deterioração leve a moderada do papel isolante, indicando o início do envelhecimento térmico do isolante sólido.

Esse conjunto de evidências indica a existência de falhas múltiplas de baixa intensidade, que agem simultaneamente sobre o sistema isolante (líquido ou sólido). A persistência destas falhas ao longo dos anos analisados é um forte indicador do processo envelhecimento activo e cumulativo do material isolante.

Olhando para uma análise mais abrangente o comportamento do transformador 2 pode ser considerado estável para Rogers, contudo para os restantes métodos revelam falhas eléctricas incipientes e degradação do papel isolante, apesar de não comprometerem imediatamente a operação, podem evoluir e causar danos ao transformador. Portanto o transformador deve permanecer em operação sob regime de acompanhamento contínuo,



com ênfase no controle dos gases críticos e inspeções complementares, garantindo assim confiabilidade do equipamento a longo prazo, e evitando assim paragens não programadas que podem causar grandes constrangimentos aos consumidores.

Ensaio de rigidez dielétrica no óleo isolante dos transformadores é usado como um mecanismo de avaliação da qualidade do óleo, medindo a capacidade do óleo de resistir a tensões eléctricas elevadas sem ocorrer ruptura dielétrica (centelhamento), sendo um indicador directo da pureza e do estado de contaminação do óleo. Dos ensaios realizados para as amostras colectadas, os resultados obtidos foram satisfatórios encontrando-se dentro dos padrões normalizados.

Os valores esperados devem estar acima dos 50 kV/2,5 mm, sendo que todas amostras apresentaram valores dentro da faixa excepto para um dos casos, contudo não é uma situação alarmante pois em serviço são considerados aceitáveis valores superiores aos 30 kV/2,5 mm. Estes resultados vem reforçar a conclusão referente ao diagnóstico apresentado, ou seja, possibilidade operação do transformador mas tendo em consideração algumas recomendações para não comprometer a integridade do transformador.



4. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

4.1 Conclusões

A análise integrada dos dados de DGA colectados entre 2020 e 2024 permitiu diagnosticar a presença de falhas incipientes no transformador número 2 da Subestação 9, Magoanine. Embora o método de *Rogers* tenha indicado uma aparente normalidade na maioria das amostras os métodos de *Doernenburg* e dos Gases-Chave revelaram com maior sensibilidade a actuação de mecanismos degradativos relevantes, tais como descargas parciais (PD), indícios de aquecimento leve a moderado do óleo isolante (T1/T2), e degradação térmica do papel isolante.

A persistência destas anomalias ao longo dos anos analisados não configura ainda um risco crítico imediato, mas indica um processo de envelhecimento progressivo dos materiais isolantes do transformador. Se negligenciado, esse quadro pode evoluir para falhas mais graves, com impacto directo na confiabilidade operacional do sistema, segurança da instalação e continuidade do fornecimento de energia.

Portanto, conclui-se que o transformador pode permanecer em operação, desde que submetido a monitoramento contínuo e ações correctivas pontuais, com foco nas falhas identificadas. O diagnóstico apresentado justifica plenamente a adoção de uma política de manutenção preditiva, reforçando a importância do DGA como ferramenta estratégica para a gestão da vida útil de activos críticos no sector eléctrico.

4.2 Recomendações

Com base nos resultados obtidos e o diagnóstico técnico realizado, recomenda-se a implementação das seguintes acções para garantir a integridade operacional e prolongar a vida útil do transformador:

1. Monitoramento periódico de gases críticos

Realizar análise de DGA com frequência trimestral ou semestral, com maior atenção aos gases, hidrogénio, metano, e acetileno, a fim de acompanhar a evolução das falhas incipientes, especialmente descargas parciais.



2. Inspeções termográficas e visuais

Realizar inspeções termográficas regulares nas conexões, buchas e comutador sob carga, como forma de identificar pontos quentes e potenciais áreas com risco de falha térmica.

3. Análise de furanos

Incluir ensaios de compostos furanos para avaliar de forma mais precisa o grau de degradação do papel isolante, mesmo que em níveis que não são detectados directamente pelo DGA.

4. Ensaio físico-químico do óleo isolante

Realizar periodicamente análises do óleo quanto ao índice de acidez, factor de perdas dieléctricas, tensão interfacial e teor de água, como forma de aferir a qualidade do meio isolante e sua capacidade dieléctrica.

5. Tratamento do óleo isolante

Implementar um processo de filtração, degaseificação e desumidificação do óleo, de modo a reduzir as concentrações anormais de gases dissolvidos, restaurar propriedades isolantes e retardar o envelhecimento do sistema.

A filtração actua removendo partículas sólidas como resíduos de envelhecimento do papel isolante e contaminantes externos. A degaseificação por sua vez tem a função de eliminar gases dissolvidos como (oxigênio, hidrogénio, metano, etileno, etc.), que são agentes degradantes do óleo e propiciam falhas internas. A desumidificação elimina a água dissolvida no óleo isolante, pois esta pode acelerar o envelhecimento do papel isolante.

Estas três técnicas combinadas ajudam a prevenir incidentes e ajudam a prolongar a vida útil do transformador, sendo possível garantir continuidade e confiabilidade da rede eléctrica. Para realização do tratamento pode ser usado o equipamento apresentado nos anexos, onde são apresentados alguns aspectos técnicos relacionados ao mesmo. O custo para aquisição do modelo apresentado é de 1 285 837,14 Mt, para obter mais informações recomenda-se a visita ao site apresentado na bibliografia ponto “[25]”.



6. Plano de intervenção preventiva

Caso se observe tendência crescente na concentração dos gases ou degradação acelerada do papel, deve-se elaborar um plano de manutenção programada, que pode incluir secagem do isolamento, substituição do óleo ou até inspeção interna do transformador. A substituição pode ser considerada como forma de eliminar de forma definitiva a tendência crescente de gases dissolvidos, caso a análise de furanos apresente um resultado indicando alto nível degradação do papel isolante, uma vez que a substituição do óleo isolante só é aplicável se o óleo analisado apresentar, baixa rigidez dielétrica ($<20\text{kV}$), total de gases dissolvidos concentrações de hidrogénio superiores a 700 ppm, e alta degradação do papel isolante.



5. BIBLIOGRAFIA

- [1] J.DUNCAN GLOVER, MULUKUTLA, S.SARMA, THOMAS. OVER, **Power System Analysis and Design** 5a Edição.
- [2] CHAPMAN, S.J. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**, 5ª Edição 2013.
- [3] MAMEDE FILHO, João. **Manual de equipamentos elétrico**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013. 686 p. ISBN 8521622112.
- [4] RICARDO, BECHARA. **Análises de falhas de transformadores de potência**. São Paulo. 2010.
- [5] JOÃO FILIPE, NOGUEIRA, **Análise comparativa de metodos de interpretação de gases dissolvidos em óleo isolante de transformadores de potência**. Fortaleza 2022.
- [6] SILVA, Cláudia. R. **Propriedades Físico Químicas e Dielétricas de Óleos Vegetais Para Uso Como Isolante Em Transformadores**. 2009. 86 f . Dissertação (Mestrado em Engenharia Quimica) – Universidade Federal de Campina Grande.
- [7] FILHO, JOSÉ. **Método do triangulo de Duval para analise dos óleos isolantes silicone e ester natural**. Paraná 2017.
- [8] RECLAMATION. **Transformers: Basics, Maintenance and Diagnostics**, U.S Department of the Interior Bureau of Reclamation. Denver, Colorado, USA, April 2005.
- [9] MARQUES, FILIPE. **Análise de Faltas em Transformadores Utilizando o Método do Triângulo de Duval**. Porto Alegre, 2017.
- [10] DATALINK. **Funções do óleo isolante**, 2011.
- [11] IEEE. **IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers**, IEEE C57.104-2019, 2019.
- [12] IEC. **IEC 60599 – Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on interpretation of dissolved and free gases analysis**, IEC – International Electrotechnical Commission, 2015.
- [13] ABNT. **NBR 10576: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos - Diretrizes para supervisão e manutenção**. Rio de Janeiro: ABNT, 2017.



- [14] BAIMA AMORA, M. A. **Extração de regras interpretáveis para o diagnóstico eficiente de transformadores de potência isolados a óleo a partir do aumento do espaço de atributos**. Orientador: Dr. Arthur Plínio de Souza Braga. 2013. 126 p. Tese de Doutorado (Doutor em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.
- [15] BUREAU OF RECLAMATION. **Transformers: Basics, Maintenance, and Diagnostics**. **Transformers: Basics, Maintenance, and Diagnostics**, Denver, Colorado, 2005.
Disponível em: <https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/mands/mands-pdfs/Trnsfrmr.pdf>.
Acesso em: 17 out. 2022.
- [16] ROGERS, R. R. **IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults In Transformers, Using Gas In Oil Analysis**. IEEE Transactions on Electrical Insulation, p. 349-354, outubro de 1978.
- [17] DÖRNENBURG, E.; STRITTMATTER, W. **Monitoring Oil-Cooled Transformers by Gas Analysis**. Brown Boveri Rev., vol. 61, no. 5, maio de 1974.
- [18] DUVAL, M. **Dissolved Gas Analysis: It Can Save Your Transformer**. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 5, p. 22-27, 1989.
- [19] DUVAL, M. **A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers**. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 18, p. 8-17, 2002.
- [20] CIOLA, R. **Introdução à Cromatografia em Fase Gasosa**. Edgard Blücher, São Paulo, 1973.
- [21] LANÇAS, F. M. **Cromatografia em Fase Gasosa**. Suprema, São Carlos, 1993.
- [22] BAUGH, P. J. **Gas Chromatography: a Practical Approach**. Oxford University, New York, 1993.
- [23] MAURO, E. BENEDET. **Otimização de um Analisador de Gás Dissolvido em óleo de Múltiplos Transformadores de Potência**. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.
- [24] IEC. **Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for electrical equipment**, IEC 60296 – 2020.



[25] https://pt.made-in-china.com/co_oilfiltration/product_Newly-Technology-Insulating-Oil-Treatment-Machine_eosooeueg.html.



Anexos

Anexo 1. Proporções dos gases e falhas incipientes associadas.

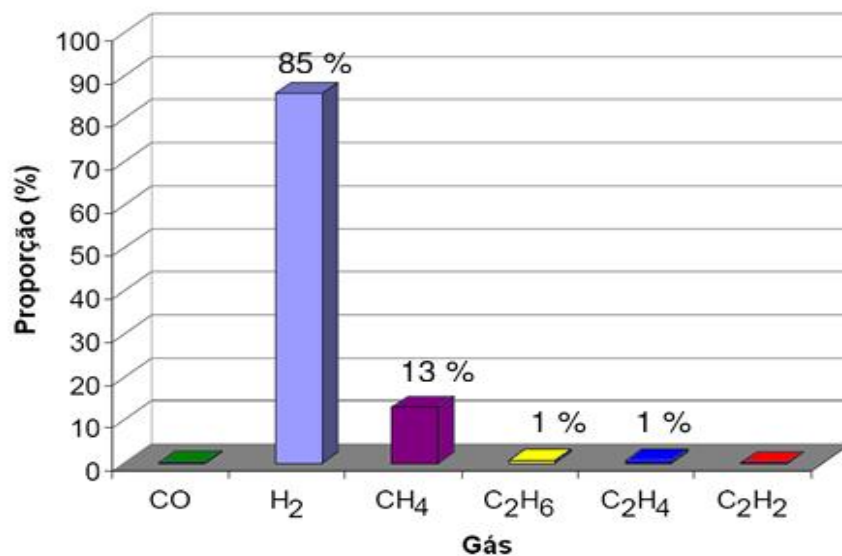


Figura A 1.1-1: Proporções típicas devido a descargas parciais.

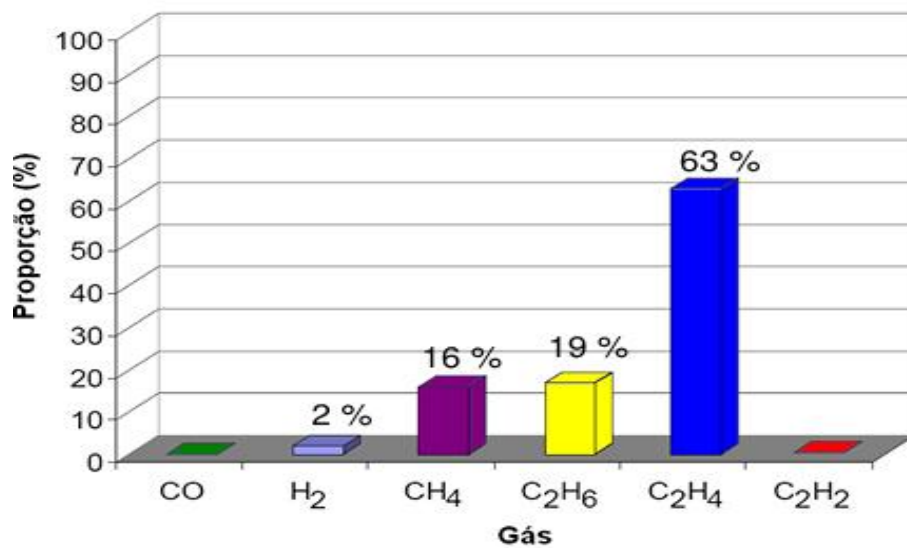


Figura A 1.2-1: Proporções típicas devido a aquecimento no óleo.

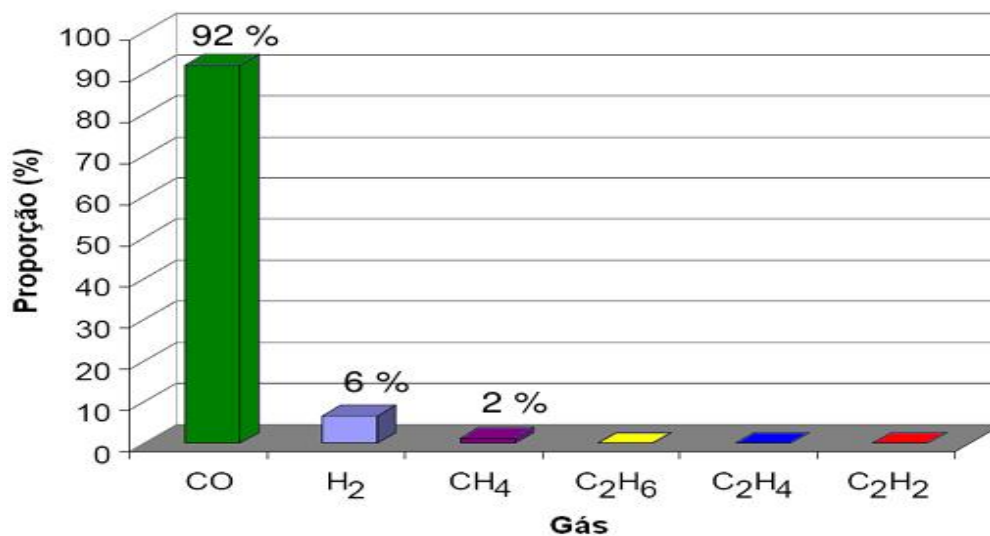


Figura A 1.3-2: Proporções típicas de gases dissolvidos devido ao aquecimento da celulose.

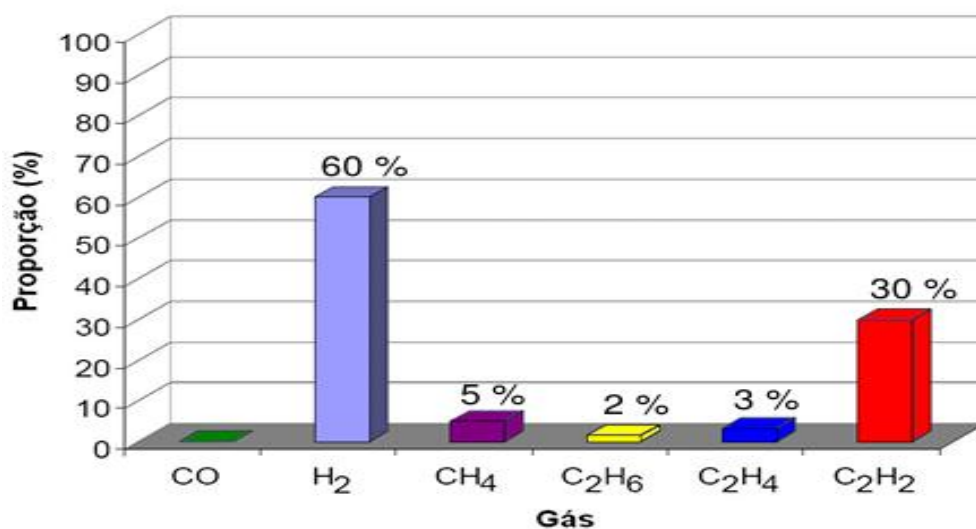


Figura: A 1.4-2: Proporções típicas de gases dissolvidos devido as descargas eléctricas.

Anexo 2. Tabelas para interpretação de falhas.

Tabela A 2.1-3: Interpretação de diagnóstico segundo *Rogers*.

Tabela 2.3 – Diagnósticos de falhas segundo o método de Rogers.

CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	Diagnóstico
0	0	0	0	Deterioração Normal
5	0	0	0	Descargas Parciais
1 – 2	0	0	0	Sobreaquecimento – abaixo de 150°C
1 – 2	1	0	0	Sobreaquecimento de 150°C a 200°C
0	1	0	0	Sobreaquecimento de 200°C a 300°C
0	0	1	0	Sobreaquecimento de condutores
1	0	1	0	Correntes de circulação nos enrolamentos
1	0	2	0	Correntes de circulação no núcleo e tanque, sobreaquecimento em conexões
0	0	0	1	Descarga contínua
0	0	1 – 2	1 – 2	Arco com alta energia
0	0	2	2	Descarga contínua de baixa potência
5	0	0	1 – 2	Descarga parcial envolvendo o papel

Tabela: A 2.2-3: Zonas de falha do triângulo de *Duval*.

D1	Descargas de baixa energia, podendo causar carbonização do papel ou faíscas em conexões.
D2	Descargas de alta energia, podem causar a carbonização e furos no papel isolante, fusão de metais nas conexões, carbonização do óleo ou até desligamento do ativo por altas correntes de fuga.
T1	Indica presença de altas temperaturas até 300°C
T2	Indica presença de altas temperaturas acima de 300°C e abaixo de 700°C
T3	Indica aumento da temperatura acima de 700°C
DT	Indica uma combinação de falhas elétricas e térmicas, que podem acelerar a degradação tanto do papel quanto do óleo isolante

Tabela A 2.3-4: Gases para validação do método de Doenenburg.

Gás
H_2
CH_4
C_2H_4
C_2H_2

Fonte: IEEE std C57.104 - 2008

Tabela A 2.4-4: Gases para validação do método de Doenenburg

Gás
CO
C_2H_6

Fonte: IEEE std C57.104 – 2008

Anexo 3: Transformador em estudo e aspectos da análise.



Figura A 3.1-5: Transformador 2 SE9.

Fonte: (AUTOR).



Figura A 3.2-5: Ensaio típico de rigidez diéletrica.

Fonte: (AUTOR).



Figura A 3.3-6: Válvula para extração do óleo para análise.

Fonte: (AUTOR).

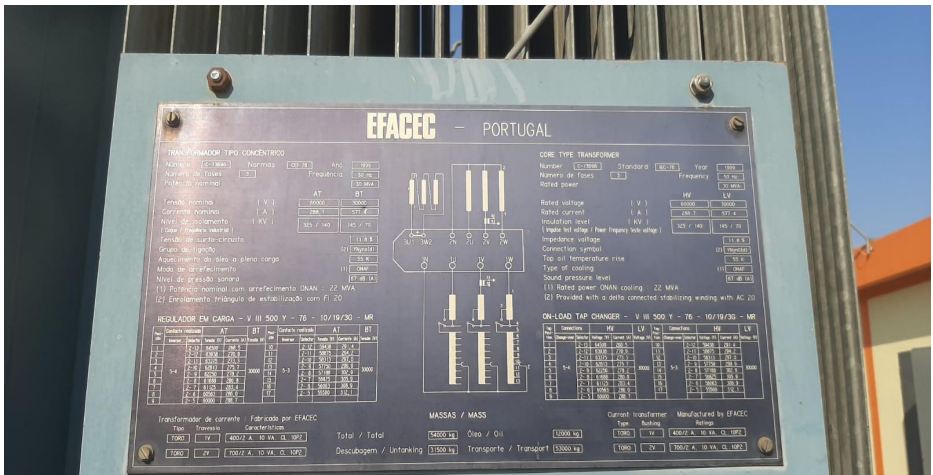


Figura A 3.4-6: Chapa caraterística do transformador.

Fonte: (AUTOR).

Anexo 4: Purificador proposto.



Figura A 4.1-7: Purificador do óleo isolante proposto, [25].

Tabela A 4.2-7: Dados do purificador, [25].

Circunstância	novo	Garantia	2 anos
Tensão	380v 50hz 3p (personalizável)	Fluxo	1800 ~ 18000l/h
Lugar de origem	Chongqing, China	Marca	TOP Oil Purifier
Poder (HP)	35.5 ~ 135kw	Dimensão (L*W*H)	Como por modelo
Peso	600 kg	Aplicação	Purificador de óleo do transformador
Tensão de ruptura	Não menos do que 75kw	Teor de umidade	Não mais do que 3ppm

Anexo 5: Evolução dos principais gases no óleo do TR2 da SE9.

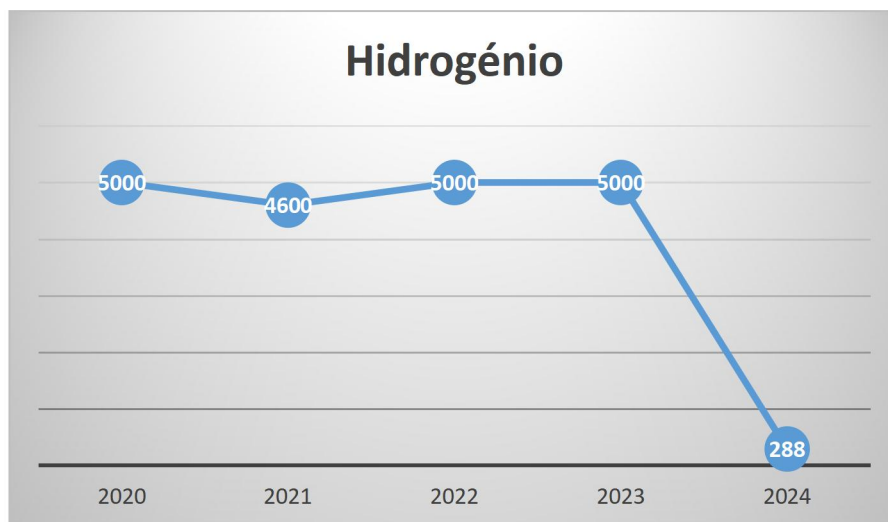


Gráfico A 5.1-8: Evolução do hidrogénio.

Fonte: (AUTOR).

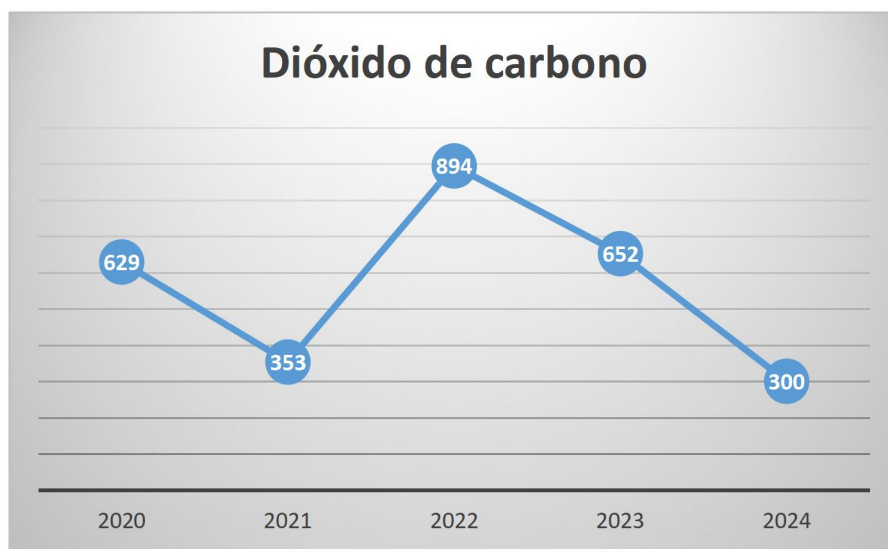


Gráfico A 5.2-8: Evolução do CO₂.

Fonte: (AUTOR)

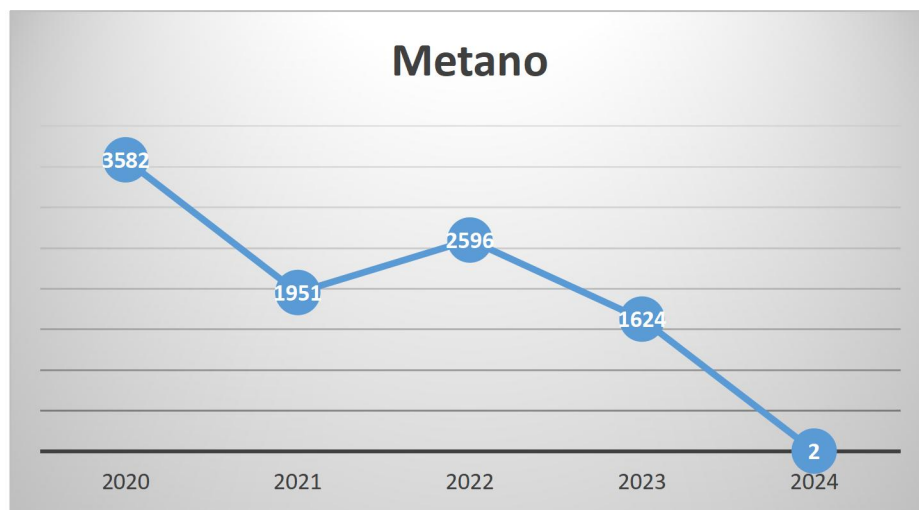


Gráfico A 5.3-9: Evolução do metano.

Fonte: (AUTOR).

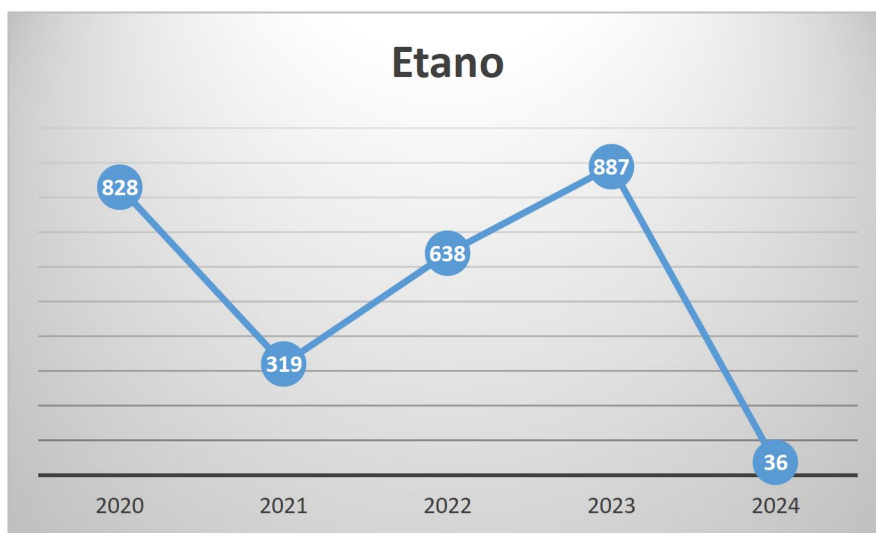


Gráfico A 5.4-9: Evolução do etano.

Fonte: (AUTOR).

Anexo 6: Tabelas de cálculo.

Tabela A 6.1-10: Cálculo para o método de Rogers 2021.

Método de Rogers(2021)		
Relação dos gases	valor da relação	código corespondente
CH_4/H_2	0,4	0
C_2H_6/CH_4	0,16	0
C_2H_4/C_2H_6	0,15	0
C_2H_2/C_2H_4	0,1	0

Tabela A 6.2-10: Cálculo para o método de Rogers 2022.

Método de Rogers (2022)		
Relação dos gases	valor da relação	código corespondente
CH_4/H_2	0,51	0
C_2H_6/CH_4	0,25	0
C_2H_4/C_2H_6	0,01	0
C_2H_2/C_2H_4	0,07	0

Tabela A 6.3-10: Cálculo para o método de Rogers 2023.

Método de Rogers (2023)		
Relação dos gases	valor da relação	código correspondente
CH_4/H_2	0,32	0
C_2H_6/CH_4	0,55	0
C_2H_4/C_2H_6	0,01	0
C_2H_2/C_2H_4	0,11	0

Tabela A 6.4-10: Cálculo para o método de Rogers 2024.

Método de Rogers (2024)		
Relação dos gases	valor da relação	código correspondente
CH_4/H_2	0,007	5
C_2H_6/CH_4	18	1
C_2H_4/C_2H_6	0,055	0
C_2H_2/C_2H_4	0,25	0

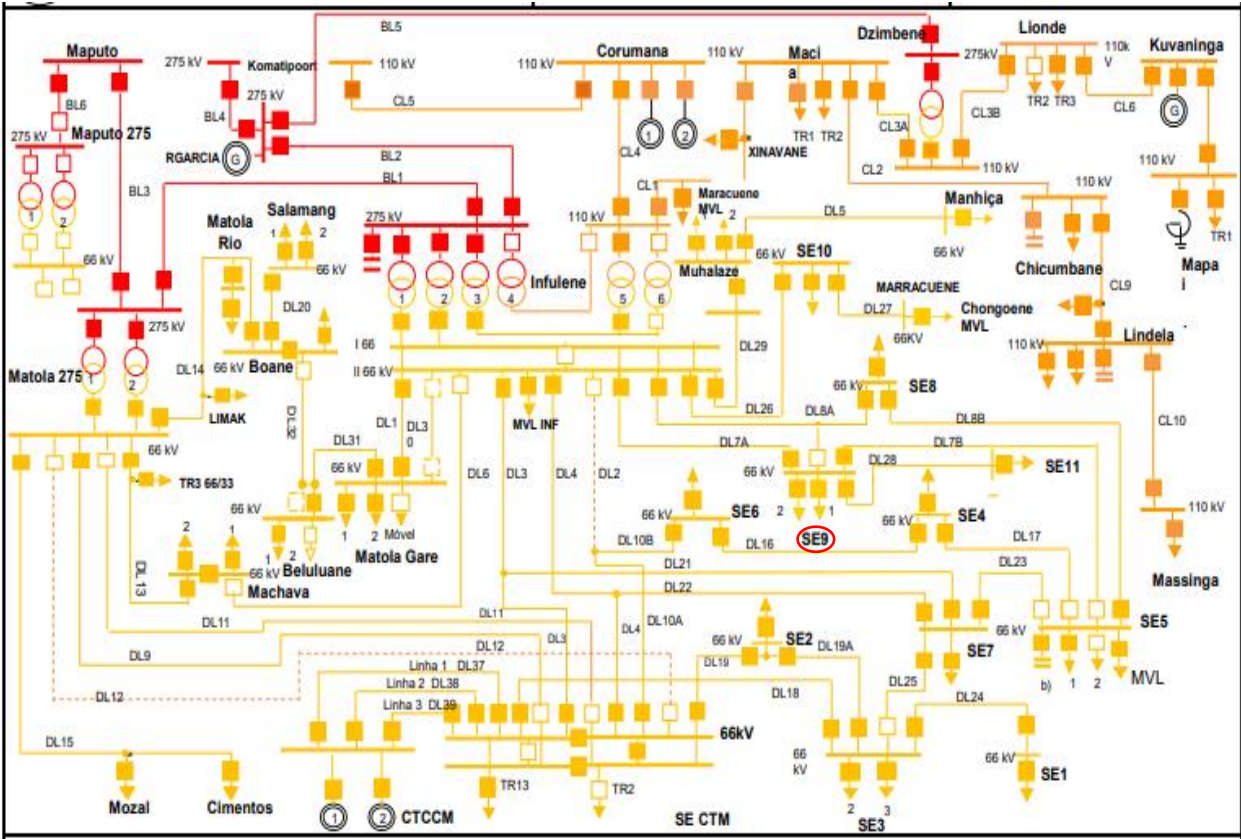
Fonte: (AUTOR).

Tabela 6.5-11: Cálculo das proporções dos gases para análise pelo método de gases chave.

Anos	$H_2(\%)$	$CH_4(\%)$	$CO(\%)$	$C_2H_6(\%)$	$C_2H_4(\%)$	$C_2H_2(\%)$	$CO_2(\%)$
2020	41,9	30,02	0,77	6,94	0,06	0,03	5,26
2021	66,11	28,04	1,19	4,59	0,07	0,007	5,07
2022	52,49	27,25	2,4	6,69	0,07	0,005	9,38
2023	65,56	21,3	1,38	11,63	0,12	0,013	8,55
2024	41,71	0,29	8,98	5,21	0,29	0,072	43,45

Fonte: (AUTOR).

Figura 6.6-11: Diagrama unifilar da configuração da rede sul.



Fonte: (EDM).

Anexo7: Actas dos encontros

Acta 7.1-12: Primeiro encontro.

Anexo 7: ACTAS DOS ENCONTROS



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA: 2025ELEPD07

DATA 06/05/2025

1. AGENDA:

Apresentação do tema e do plano de actividades

2. PRESENÇAS:

Supervisor	Doutor Gabriel Auziane, Eng.º <i>Gabriel Auziane</i>
Estudante	Gerson Catissa Cossa
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO:

O docente apresentou pontos que mereciam atenção no TAT e PA.

4. RECOMENDAÇÕES:

Rever os conteúdos da introdução, harmonização do texto e verificação da metodologia.

Recomendou-se a reduzir os parágrafos pois os mesmo estavam muito longos.

5. OBSERVAÇÕES:

Tomar atenção a apresentação do texto.

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO

08/05/2025

A 7.12

A 7.12

Acta 7.2-13: Segundo encontro.



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA
ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA:	2025ELEPD07	DATA	08/05/2025
---------------------	-------------	------	------------

1. AGENDA:

Análise e discussões em torno do tema, uniformização do termo de entrega.

2. PRESENÇAS:

Supervisor	Doutor Gabriel Auziane, Eng.º <i>Gabriel Auziane</i>
Estudante	Gerson Catissa Cossa
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO:

O supervisor recebeu e deu seu parecer em relação ao tema e de seguida apresentou algumas recomendações.

4. RECOMENDAÇÕES:

Recomendou-me a tomar maior atenção a alguns pontos do capítulo da introdução, desde a organização textual, harmonização textual e ortografia.

Recomendou-se a observância constante da fonte e tamanho das letras.

5. OBSERVAÇÕES:

Prestar mais atenção no texto apresentado no relatório.

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO	15/05/2025
-----------------------------	------------



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA:	2025ELEPD07	DATA	15/05/2025
---------------------	-------------	------	------------

1. AGENDA:

Análise da bibliografia apresentada.

2. PRESENÇAS:

Supervisor	Doutor, Gabriel Auziane, Eng.º <i>Gabriel Auziane</i>
Estudante	Gerson Catissa Cossa
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO:

Discussão sobre os conteúdos relevantes a apresentar na revisão bibliográfica e aspectos e uniformização do texto.

4. RECOMENDAÇÕES:

Cumprir com as recomendações apresentadas pelo supervisor, nomeclatura correcta de tabelas, figuras e apresentação devida das citações.

5. OBSERVAÇÕES:

Uniformizar a fonte e tamanho das letras observando a regulamentação em vigor na UEM, apresentar toda bibliografia usada.

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO	19/05/2025
-----------------------------	------------

A 7.15

Acta 7.4-15: Quarto encontro.



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA:	2025ELEPD07	DATA	19/05/2025
---------------------	-------------	------	------------

1. AGENDA:

Apresentação do relatório corrigido e análise do capítulo de estudo de caso.

2. PRESENÇAS:

Supervisor	Doutor Gabriel Auziane, Eng.º	<i>Gabriel Auziane</i>
Estudante	Gerson Catissa Cossa	
Outros		

3. RESUMO DO ENCONTRO:

Verificação dos pontos de correcção a avaliação do capítulo do estudo de caso.

4. RECOMENDAÇÕES:

Uniformizar o texto, e forma de apresentação das citações no trabalho.

5. OBSERVAÇÕES:

Figuras devem apresentar fonte e sua posição deve ser sempre no centro do texto.

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO	31/05/2025
-----------------------------	------------



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA: 2025ELEPD07

DATA 31/05/2025

1. AGENDA:

Revisão geral do trabalho, a estruturação do texto, análise da interpretação realizada para os métodos apresentados.

2. PRESENCAS:

Supervisor	Doutor Gabriel Auziane , Eng.º <i>Gabriel Auziane</i>
Estudante	Gerson Catissa Cossa
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO:

Fez-se uma revisão geral do trabalho e focou-se na análise e interpretação dos dados obtidos para realização do diagnóstico.

4. RECOMENDAÇÕES:

Melhorar a apresentação dos resultados e deixar claro as falhas identificadas.

5. OBSERVAÇÕES:

Harmonização do texto, apresentar valores com vírgulas e não pontos, tomar atenção as normas vigentes para elaboração do relatório na UEM, todas figuras deve, ser introduzidas devidamente.

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO

3/06/2025



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

ACTA DE ENCONTROS

REFERÊNCIA DO TEMA: 2025ELEPD07

DATA 05/06/2025

1. AGENDA:

Revisão geral do projecto para realização de ajustes finais para posterior avaliação e submissão.

2. PRESENÇAS:

Supervisor	Doutor Gabriel Auziene , Eng.º <i>Gabriel Auziene</i>
Estudante	Gerson Catissa Cossa
Outros	

3. RESUMO DO ENCONTRO:

O supervisor realizou a apreciação do relatório e deu sua classificação final.

4. RECOMENDAÇÕES:

Submeter o relatório à secretaria do DEEL

Preparar-se para a apresentação e defesa oral

5. OBSERVAÇÕES:

Nenhuma

6. DATA DO PROXIMO ENCONTRO

Anexo 8: Relatório de progresso.

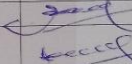
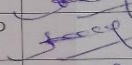
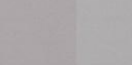
Tabela A 8.1-18: Relatório de progresso.

Anexo 8: RELATÓRIO DE PROGRESSO



UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA
RELATÓRIO DE PROGRESSO

REFERÊNCIA DO TEMA	2025ELEPD07			
--------------------	-------------	--	--	--

ACTV	DATA	ESTÁGIO (%)	OBSERVAÇÕES	RÚBRICA
1	06/05/2025 08/05/2025		Melhorar a introdução Avançar para a bibliografia	
2	19/05/2025 31/05/2025		Selecionar conceitos chave Avançar para o estudo de caso	
3	03/06/2025		Aplicação dos métodos apresentados para DGA	
4	06/05/2025		Interpretação dos resultados, conclusões e recomendações	

A 8.19



Anexo 9: Fichas de avaliação.

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

F2 – GUIA DE AVALIAÇÃO DA APRESENTAÇÃO ORAL E DEFESA

Nome do Estudante: Gerson Catissa Cossa

Referência do tema: 2025ELEPD07

Data: 06/06/2025

Título do tema: Diagnóstico da condição operativa do transformador número 2, 60/30 kV da subestação número 9, “Magoanine” por meio de análise de gases dissolvidos em óleo isolante e ensaios de rigidez dielétrica.

1. Introdução										
1.1. Apresentação dos pontos chaves na introdução (Contexto e importância do trabalho)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 1 subtotal (max: 10)										

2. Organização e explanação										
2.1. Objectivos	1	2	3							
2.3. Metodologia	1	2	3	4						
2.4. Resultados, sua análise e discussão	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.5. Conclusões e aplicação dos resultados (recomendações)	1	2	3	4	5	6	7	8		
Secção 2 subtotal (max: 25)										

3. Estilo da apresentação										
3. 1. Uso efectivo do tempo	1	2	3	4	5					
3.2. Clareza, tom, vivacidade e entusiasmo	1	2	3	4	5					
3.3. Uso e qualidade dos audiovisuais	1	2	3	4	5					
Secção 3 subtotal (max: 15)										

4. Defesa										
4.1. Exactidão nas respostas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2. Domínio dos conceitos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.3. Confiança e domínio do trabalho realizado	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.4. Domínio do significado e aplicação dos resultados	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.5. Segurança nas intervenções	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Secção 3 subtotal (max: 50)										

Total de pontos (max: 100)		Nota (=Total*0,2)	
-----------------------------------	--	--------------------------	--



FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

F3 - FICHA DE AVALIAÇÃO GLOBAL

Nome do Estudante: Gerson Catissa Cossa

Referência do tema: 2025ELEPD07

Data: __/__/2025

Título do tema: Diagnóstico da condição operativa do transformador número 2, 60/30 kV da subestação número 9, “Magoanine” por meio de análise de gases dissolvidos em óleo isolante e ensaios de rigidez dieléctrica.

AVALIADOR.	NOTA OBTIDA.	PESO (%).
Relatório escrito (F1)	N1=	A= 60
Apresentação e defesa do trabalho (F2)	N2=	B= 40

CLASSIFICAÇÃO FINAL $=(N1*A+N2*B) / 100$

Membros do Júri	Assinatura
O presidente	
O oponente	
Os supervisores	

Maputo, ____ de _____ de 2025