



# **Universidad Católica de Santa María**

**Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales  
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica-Eléctrica**

**Diagnóstico y monitoreo de transformadores eléctricos de 200 KVA en 10  
KV/0.46-0.4 KV mediante análisis fisicoquímico y dieléctrico del aceite  
aislante**

Tesis presentada por:

**Garcia Espejo, Jeanpool Andres**

**ORCID: 0009-0006-4946-4203**

para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Asesor:

**Mag. Rivera Acosta, Víctor Gonzalo**

**ORCID: 0009-0008-7731-8478**

Arequipa – Perú

2026

**UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA**

**INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA**

**TITULACIÓN CON TESIS**

**DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR**

Arequipa, 30 de Abril del 2026

**Dictamen: 015253-C-EPIMMEM-2026**

Visto el borrador del expediente 015253, presentado por:

**2017222151 - GARCIA ESPEJO JEANPOOL ANDRES**

Titulado:

**DIAGNÓSTICO Y MONITOREO DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE 200 KVA EN 10  
KV/0.46-0.4 KV MEDIANTE ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO Y DIELECTRICO DEL ACEITE AISLANTE**

Nuestro dictamen es:

**APROBADO**

Titulo Profesional/Titulo de Segunda Especialidad/Grado Académico a optar:

**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**29569057 - CASTILLO CACERES CESAR PIO  
DICTAMINADOR**



**21535915 - DONAYRE CAHUA JESUS MANUEL  
DICTAMINADOR**



**29529560 - CACERES NUÑEZ AUGUSTO EMILIO CARLOS  
DICTAMINADOR**



# DIAGNÓSTICO Y MONITOREO DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE 200 KVA EN 10 KV/0.46-0 MEDIANTE ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO Y DIELECTRICO DEL ACEITE AISLANTE

## INFORME DE ORIGINALIDAD

2%

INDICE DE SIMILITUD

5%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

1%

TRABAJOS DEL ESTUD

## FUENTES PRIMARIAS

1

[repositorio.untels.edu.pe](https://repositorio.untels.edu.pe)

Fuente de Internet

2

[repositorio.unap.edu.pe](https://repositorio.unap.edu.pe)

Fuente de Internet

3

[repositorio.continental.edu.pe](https://repositorio.continental.edu.pe)

Fuente de Internet

Excluir citas

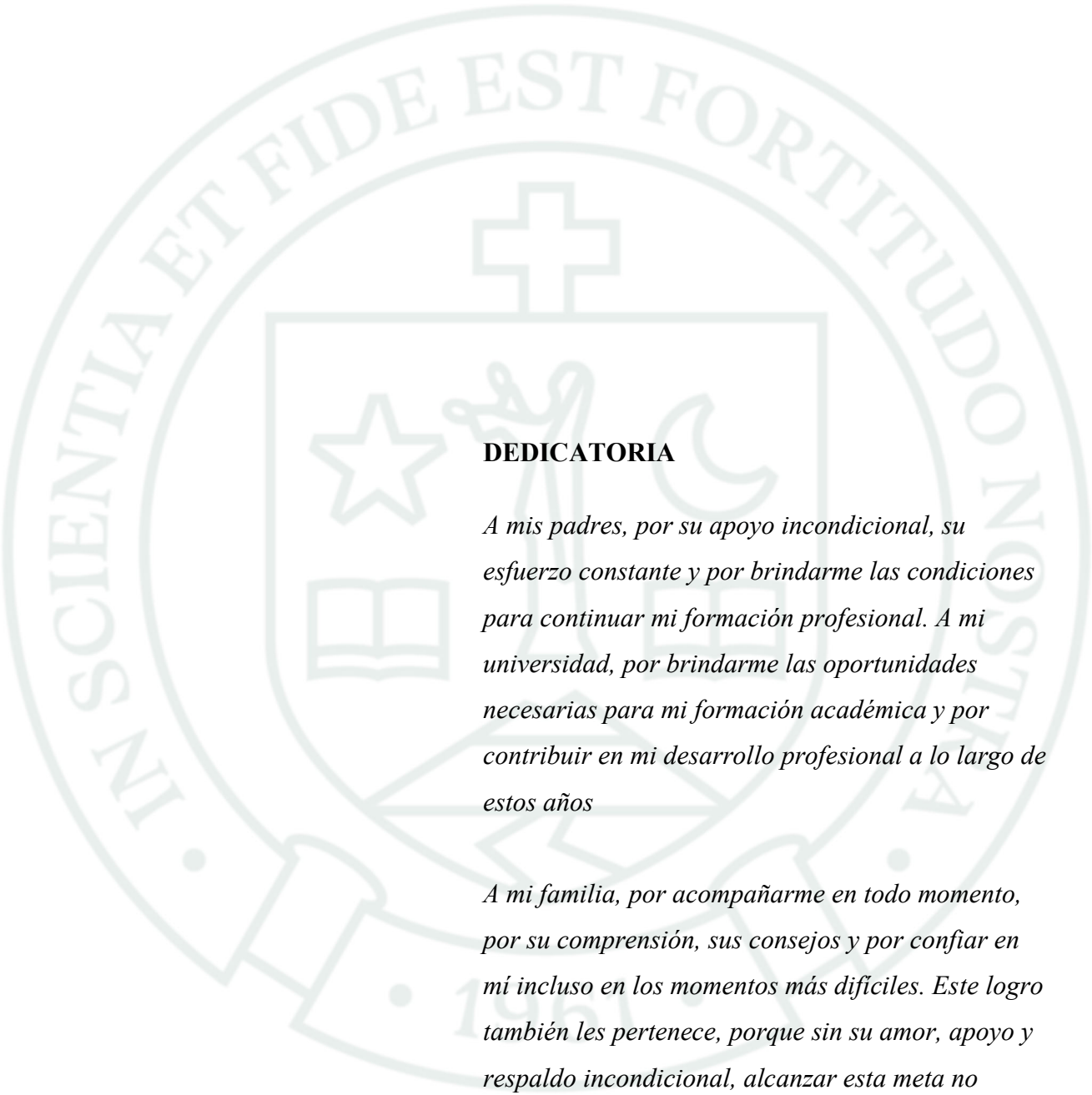
Excluir bibliografía

Apagado

Apagado

Excluir coincidencias

< 1%



## **DEDICATORIA**

*A mis padres, por su apoyo incondicional, su esfuerzo constante y por brindarme las condiciones para continuar mi formación profesional. A mi universidad, por brindarme las oportunidades necesarias para mi formación académica y por contribuir en mi desarrollo profesional a lo largo de estos años*

*A mi familia, por acompañarme en todo momento, por su comprensión, sus consejos y por confiar en mí incluso en los momentos más difíciles. Este logro también les pertenece, porque sin su amor, apoyo y respaldo incondicional, alcanzar esta meta no habría sido posible.*

## AGRADECIMIENTOS

Expreso mi más profundo agradecimiento a mis padres, por su apoyo incondicional a lo largo de toda mi formación profesional, por su amor constante y por cada sacrificio realizado, los cuales han sido fundamentales para culminar este trabajo con éxito.

Asimismo, agradezco a mi asesor, el Ing. Víctor Rivera, por su guía, orientación y valioso acompañamiento durante el desarrollo de la presente investigación, así como por el apoyo brindado en el ámbito administrativo.

De igual manera, extiendo mi agradecimiento a la Universidad Católica Santa María, por las herramientas académicas y formativas proporcionadas, las cuales han contribuido significativamente a mi desarrollo profesional.

A mi familia, por su apoyo constante y contención emocional en todo momento; en especial a mis abuelos, quienes siempre depositaron su confianza en mí y me brindaron su apoyo incondicional.

Finalmente, dedico un agradecimiento muy especial a mi hija Catalina, quien es mi mayor motivación y la razón que me impulsa día a día a superarme y a convertirme en el profesional que aspiro ser.

## RESUMEN

La presente investigación tiene como finalidad diagnosticar y monitorear el estado operativo de transformadores eléctricos mediante el análisis fisicoquímico y dieléctrico del aceite aislante. Estos equipos, esenciales en la entrega eficiente y segura de energía eléctrica, dependen del correcto funcionamiento de su sistema de aislamiento, principalmente compuesto por papel y aceite mineral. Con el tiempo, el aceite se degrada debido al calor, humedad, oxidación y fallas internas, lo que puede comprometer la operación del transformador. El estudio emplea ensayos fisicoquímicos (como rigidez dieléctrica, índice de acidez, contenido de humedad y el factor de potencia) complementados con el análisis dieléctrico, todos interpretados de acuerdo con las normas IEC 60156, IEC 60296 e IEC 62021. Para efectos comparativos, se consideraron como referencia los transformadores de las SED “MACHU” y “HUAYUCACHI”, cuyas muestras presentaron valores anómalos en el factor de potencia y niveles elevados de acidez, además de la detección de gases combustibles como  $C_2H_2$  y  $C_2H_4$ , indicadores de deterioro del aceite y posibles fallas térmicas o eléctricas incipientes. A partir de estos antecedentes, se plantea el análisis conjunto de los ensayos fisicoquímicos y dieléctricos aplicado a un transformador nuevo perteneciente a la subestación ubicada en las galerías comerciales Muñoz Najar, con el propósito de establecer lineamientos técnicos para un sistema de monitoreo periódico que permita anticipar fallas relevantes, mejorar la planificación del mantenimiento y extender la vida útil del equipo. La investigación se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, de naturaleza aplicada y con un diseño no experimental, fundamentado en el estudio de información técnica real. De este modo, se busca contribuir a una gestión más eficaz de los activos eléctricos, reduciendo los riesgos operativos y optimizando los recursos destinados a mantenimiento mediante el uso sistemático del análisis del aceite dieléctrico.

**Palabras Clave:** Transformadores eléctricos, Aceite dieléctrico, análisis fisicoquímico.

## ABSTRACT

This research aims to diagnose and monitor the operational condition of electrical transformers through physicochemical and dielectric analysis of insulating oil. These units, essential for the efficient and safe delivery of electrical energy, rely on the proper functioning of their insulation system, mainly composed of paper and mineral oil. Over time, the oil degrades due to factors such as heat, moisture, oxidation, and internal faults, which may compromise transformer performance. The study employs physicochemical tests (such as dielectric strength, acidity index, moisture content, and power factor), complemented by dielectric analysis, all interpreted according to IEC 60156, IEC 60296, and IEC 62021 standards. For comparative purposes, transformers from the “MACHU” and “HUAYUCACHI” substations were considered as references, whose samples showed anomalous power factor values and high acidity levels, along with the presence of combustible gases such as  $C_2H_2$  and  $C_2H_4$ , indicating oil degradation and potential incipient thermal or electrical faults. Based on these findings, a combined analysis of physicochemical and dielectric tests is proposed, applied to a new transformer located in the substation at the Muñoz Najar commercial galleries. The objective is to establish technical guidelines for a periodic monitoring system that enables early fault detection, improves maintenance planning, and extends equipment service life. The research follows a quantitative, applied approach with a non-experimental design, based on the analysis of real technical data. In this way, it seeks to contribute to more effective management of electrical assets, reducing operational risks and optimizing maintenance resources through the systematic use of dielectric oil analysis.

**Keywords:** Electrical transformers, dielectric oil, physicochemical analysis.

# ÍNDICE

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

RESUMEN

ABSTRACT

**INTRODUCCIÓN..... 1**

## **CAPÍTULO I**

**1. MARCO METODOLÓGICO ..... 3**

1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA ..... 3

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA ..... 6

1.3. HIPÓTESIS ..... 6

1.3.1. Hipótesis General ..... 6

1.3.2. Hipótesis Específicas..... 6

1.4. OBJETIVOS..... 7

1.4.1. Objetivo general ..... 7

1.4.2. Objetivos específicos..... 7

1.5. VARIABLES..... 7

1.5.1. Variable Independiente..... 7

1.5.2. Variable Dependiente ..... 7

1.6. JUSTIFICACIÓN..... 8

1.7. ALCANCES ..... 8

## **CAPÍTULO II**

**2. MARCO TEÓRICO ..... 10**

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN ..... 10

2.1.1. Antecedentes Nacionales..... 10

2.1.2. Antecedentes Internacionales ..... 11

2.2. BASES TEÓRICAS ..... 12

2.2.1. Transformadores eléctricos ..... 12

2.2.2. Partes de un transformador de potencia ..... 18

2.2.2.1 Parte Activa..... 19

2.2.2.2 Estructura Exterior ..... 23

2.2.3. Características de un transformador de potencia..... 29

2.2.4. Tipos de transformadores de Potencia..... 30

2.2.5. Técnicas de análisis de aceite en transformadores ..... 33

2.3. ECUACIONES..... 37

## **CAPÍTULO III**

**3. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN ..... 40**

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN ..... 40

3.2. TIPO DE LA INVESTIGACIÓN..... 40

|                                             |    |
|---------------------------------------------|----|
| 3.3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....       | 41 |
| 3.4. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN .....          | 41 |
| 3.5. POBLACIÓN Y MUESTRA .....              | 41 |
| 3.5.1. Población.....                       | 41 |
| 3.5.2. Muestra.....                         | 42 |
| 3.6. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS .....          | 42 |
| 3.6.1. Técnicas de análisis de aceite ..... | 42 |
| 3.6.2. Instrumentos .....                   | 42 |
| 3.7. CAMPO DE VERIFICACIÓN .....            | 43 |
| 3.7.1. Ubicación Temporal.....              | 43 |
| 3.7.2. Ubicación espacial.....              | 43 |
| 3.7.3. Unidades de Estudio.....             | 43 |

## **CAPÍTULO IV**

|                                                                                                             |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO Y MONITOREO DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE 200 KVA .....</b> | <b>45</b> |
| 4.1. OBJETIVO DEL PROCEDIMIENTO.....                                                                        | 45        |
| 4.2. TOMA DE MUESTRAS Y VISITA TÉCNICA AL TRANSFORMADOR .....                                               | 45        |
| 4.2.1. Toma de muestra de aceite .....                                                                      | 45        |
| 4.3. ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL ACEITE.....                                                                 | 47        |
| 4.3.1. Ensayos de laboratorio (Análisis fisicoquímico).....                                                 | 47        |
| 4.4. ANÁLISIS DE RIGIDEZ DEL ACEITE.....                                                                    | 48        |
| 4.5. COMPARACIÓN CON INFORMES HISTÓRICOS .....                                                              | 49        |
| 4.6. CLASIFICACIÓN DE LA CONDICIÓN DEL TRANSFORMADOR .....                                                  | 49        |
| 4.6.1. Criterios normativos empleados para la clasificación:.....                                           | 50        |
| 4.6.2. Implicaciones de la clasificación.....                                                               | 50        |
| 4.7. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y MANTENIMIENTO .....                                                          | 50        |
| 4.8. INTERPRETACIÓN Y ACCIONES RECOMENDADAS.....                                                            | 51        |
| 4.8.1. Importancia en el mantenimiento predictivo.....                                                      | 51        |
| 4.8.2. Relación con otras normas .....                                                                      | 51        |

## **CAPÍTULO V**

|                                                                                                                                         |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>5. PROPUESTA DE LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA EL MONITOREO BASADO EN CONDICIÓN DE TRANSFORMADORES MEDIANTE ANÁLISIS DE ACEITE .....</b> | <b>53</b> |
| 5.1. CONDICIONES DE TRABAJO DEL TRANSFORMADOR .....                                                                                     | 53        |
| 5.1.1. Transformador de distribución de 200 KVA.....                                                                                    | 53        |
| 5.1.2. Transformador de potencia de 3 MVA.....                                                                                          | 54        |
| 5.1.3. Transformador de potencia de 0,65 MVA.....                                                                                       | 56        |
| 5.1.4. Análisis de las condiciones de trabajo.....                                                                                      | 57        |
| 5.2. EVALUACIÓN DE LA CARGA DE TRABAJO DE LOS TRANSFORMADORES.....                                                                      | 57        |
| 5.2.1. Evaluación del nivel de carga.....                                                                                               | 58        |
| 5.2.2. Comparación de las condiciones de carga.....                                                                                     | 58        |
| 5.2.3. Influencia de la carga sobre el aceite aislante .....                                                                            | 58        |

|                                                                                                 |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 5.2.4. Relación entre la carga y la estrategia de monitoreo.....                                | 59        |
| 5.3. METODOLOGÍA PARA ESTABLECER LA FRECUENCIA DE MONITOREO .                                   | 60        |
| 5.3.1. Objetivo de la metodología .....                                                         | 60        |
| 5.3.2. Variables consideradas .....                                                             | 60        |
| 5.3.3. Procedimiento metodológico.....                                                          | 61        |
| 5.3.4. Matriz de criticidad para la definición de la frecuencia de monitoreo .....              | 63        |
| 5.3.5. Cálculo del índice de criticidad.....                                                    | 64        |
| 5.4. JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA .....                                                      | 65        |
| 5.4.1. Justificación técnica .....                                                              | 66        |
| 5.4.2. Justificación económica .....                                                            | 66        |
| 5.5. LINEAMIENTOS TÉCNICOS PROPUESTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN<br>DEL PROGRAMA DE MONITOREO ..... | 67        |
| 5.5.1. Lineamientos técnicos .....                                                              | 67        |
| 5.5.2. Diagrama de implementación.....                                                          | 69        |
| <b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....</b>                                                              | <b>70</b> |
| <b>CONCLUSIONES .....</b>                                                                       | <b>71</b> |
| <b>RECOMENDACIONES .....</b>                                                                    | <b>72</b> |
| <b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>                                                         | <b>74</b> |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                                                                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 1</b> Modelo digital de transformador de potencia con radiadores y conservador de aceite.....     | 13 |
| <b>Figura 2</b> Esquema del transformador elevador .....                                                    | 14 |
| <b>Figura 3</b> Esquema del transformador reductor.....                                                     | 14 |
| <b>Figura 4</b> Subestación con transformadores de potencia .....                                           | 16 |
| <b>Figura 5</b> Ciclo de vida del transformador de potencia .....                                           | 17 |
| <b>Figura 6</b> Partes de un transformador de potencia.....                                                 | 18 |
| <b>Figura 7</b> Núcleo de transformador formado por láminas de acero.....                                   | 20 |
| <b>Figura 8</b> Tipos de núcleo: columnas y acorazado .....                                                 | 21 |
| <b>Figura 9</b> Tipos de núcleos en transformadores trifásicos: columna y acorazado.....                    | 21 |
| <b>Figura 10</b> Devanados en transformadores de potencia.....                                              | 22 |
| <b>Figura 11</b> Tipos de devanados en transformadores: concéntrico y en discos .....                       | 23 |
| <b>Figura 12</b> Bridas de soporte en transformador de potencia.....                                        | 24 |
| <b>Figura 13</b> Tanque del transformador de potencia.....                                                  | 25 |
| <b>Figura 14</b> Cubierta con bujes del transformador de potencia.....                                      | 26 |
| <b>Figura 15</b> Gancho de elevación del transformador de potencia .....                                    | 27 |
| <b>Figura 16</b> Depósito de expansión.....                                                                 | 28 |
| <b>Figura 17</b> Sistema de refrigeración .....                                                             | 29 |
| <b>Figura 18</b> Ejemplo de sistema eléctrico que muestra los transformadores utilizados.....               | 29 |
| <b>Figura 19</b> Vista de un transformador que está cubierto con aceite aislante .....                      | 30 |
| <b>Figura 20</b> Transformador con núcleo en forma de columna .....                                         | 31 |
| <b>Figura 21</b> Transformador con núcleo tipo blindado.....                                                | 32 |
| <b>Figura 22</b> Transformador eléctrico de 200 kVA .....                                                   | 46 |
| <b>Figura 23</b> Placa nominal de transformador eléctrico de 200 kVA .....                                  | 46 |
| <b>Figura 24</b> Extracción del aceite del transformador eléctrico de 200 kVA .....                         | 47 |
| <b>Figura 25</b> Diagrama de carga de trabajo y condiciones de operación del transformador de 200 KVA ..... | 54 |
| <b>Figura 26</b> Diagrama de carga de trabajo y condiciones de operación del transformador de 3 MVA.....    | 55 |
| <b>Figura 27</b> Diagrama de carga de trabajo y condiciones de operación del transformador de 0,65 MVA..... | 56 |
| <b>Figura 28</b> Relación entre el nivel de carga y la frecuencia de monitoreo propuesta.....               | 59 |
| <b>Figura 29</b> Procedimiento metodológico .....                                                           | 63 |
| <b>Figura 30</b> Análisis detallado de criticidad de transformadores .....                                  | 65 |

**Figura 31** Diagrama de implementación del programa de monitoreo basado en condición para transformadores inmersos en aceite..... 69



## ÍNDICE DE TABLAS

|                 |                                                                                |    |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Tabla 1</b>  | Características técnicas general del transformador en la SED “MACHU” .....     | 3  |
| <b>Tabla 2</b>  | Análisis fisicoquímico del aceite del transformador en la SED “MACHU” .....    | 4  |
| <b>Tabla 3</b>  | Cromatografía de gases disueltos en la SED “MACHU” .....                       | 4  |
| <b>Tabla 4</b>  | Resultados fisicoquímicos – SED “HUAYUCACHI” .....                             | 5  |
| <b>Tabla 5</b>  | Clasificación de transformadores según el tipo de aislamiento .....            | 31 |
| <b>Tabla 6</b>  | Clasificación de transformadores según el tipo de enfriamiento .....           | 33 |
| <b>Tabla 7</b>  | Ensayos de laboratorio .....                                                   | 47 |
| <b>Tabla 8</b>  | Resultados fisicoquímicos del TF 503363-02 .....                               | 48 |
| <b>Tabla 9</b>  | Resultados análisis de rigidez dieléctrica del TR 503363-02.....               | 49 |
| <b>Tabla 10</b> | Valores típicos orientativos según IEE 57.106 .....                            | 50 |
| <b>Tabla 11</b> | Condición del aceite .....                                                     | 51 |
| <b>Tabla 12</b> | Comparación de las condiciones de carga de los transformadores evaluados ..... | 58 |
| <b>Tabla 13</b> | Clasificación de la condición del transformador.....                           | 62 |
| <b>Tabla 14</b> | Criterios de evaluación de la criticidad .....                                 | 64 |
| <b>Tabla 15</b> | Evaluación del índice de criticidad de los transformadores .....               | 64 |
| <b>Tabla 16</b> | Acciones recomendadas según el nivel de criticidad .....                       | 68 |
| <b>Tabla 17</b> | Cuadro de Operacionalización de variable.....                                  | 73 |

## ABREVIATURAS Y LISTAS DE SÍMBOLOS

### Abreviaturas

|              |                                                      |
|--------------|------------------------------------------------------|
| ASTM         | American Society for Testing and Materials           |
| IEC          | International Electrotechnical Commission            |
| IEEE         | Institute of Electrical and Electronics Engineers    |
| DGA          | Análisis de Gases Disueltos (Dissolved Gas Analysis) |
| BDV          | Rigidez dieléctrica (Breakdown Voltage)              |
| ppm          | Partes por millón                                    |
| kV           | Kilovoltios                                          |
| kVA          | Kilovolt-amperios                                    |
| MVA          | Mega volt-amperios                                   |
| ONAN         | Oil Natural Air Natural (Tipo de enfriamiento)       |
| mN/m         | Milnewton por metro                                  |
| TR           | Transformador                                        |
| SED          | Subestación de distribución                          |
| Hz           | Hertz (frecuencia)                                   |
| mg           | Miligramos de hidróxido de potasio por gramo         |
| KOH/g        |                                                      |
| Tan $\delta$ | Tangente delta (Factor de pérdidas dieléctricas)     |

### Lista de símbolos

|               |                                   |
|---------------|-----------------------------------|
| $V_p$         | Voltaje en el devanado primario   |
| $V_s$         | Voltaje en el devanado secundario |
| $N_p$         | Número de espiras del primario    |
| $N_s$         | Número de espiras del secundario  |
| $I_p$         | Corriente en el primario          |
| $I_s$         | Corriente en el secundario        |
| $P$           | Potencia eléctrica                |
| $S$           | Potencia aparente                 |
| $f$           | Frecuencia del sistema            |
| $\tan \delta$ | Factor de disipación dieléctrica  |

|          |                                             |
|----------|---------------------------------------------|
| $BDV$    | Tensión de ruptura dieléctrica              |
| $T$      | Temperatura                                 |
| $H_2O$   | Contenido de humedad en el aceite           |
| $C_2H_2$ | Acetileno (Gas disuelto indicador de falla) |
| $C_2H_4$ | Etileno (Indicador de sobrecalentamiento)   |



## INTRODUCCIÓN

Los transformadores eléctricos constituyen componentes fundamentales en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía, al permitir adecuados niveles de tensión necesarios para garantizar un suministro eficiente y seguro. El desempeño confiable de estos equipos depende, en gran medida, del estado de su sistema de aislamiento interno conformado principalmente por aceite dieléctrico y papel. Con el transcurso del tiempo y la exposición a condiciones operativas exigentes pueden incrementar el riesgo de descargas parciales, fallas dieléctricas y eventos no planificados que pueden afectar de manera significativa la continuidad del servicio y la vida útil del transformador. En este contexto, el análisis del aceite dieléctrico se ha establecido como una herramienta técnica para diagnosticar la condición interna del transformador. Mediante la realización de pruebas fisicoquímicas y el análisis dieléctrico se pueden identificar la humedad, la acidez, la disminución de propiedades dieléctricas y la capacidad de soportar esfuerzos eléctricos sin experimentar que indique el surgimiento de fallas eléctricas o térmicas.

La presente investigación se enfoca en aplicar estas técnicas para evaluar y monitorear el estado de los transformadores eléctricos, considerando los parámetros establecidos en normas internacionales como IEC 60156, IEC 60599 e IEC 62021. A través del análisis y la interpretación de los datos recolectados, se busca formular directrices técnicas que faciliten el control operativo del equipo, evitando su desgaste prematuro y optimizando la programación del mantenimiento. Este análisis se basa en datos técnicos reales de transformadores en funcionamiento, permitiendo una implementación práctica de los métodos de análisis y una evaluación objetiva de su eficacia en la gestión técnica de activos eléctricos.



# **CAPÍTULO I**

# 1. MARCO METODOLÓGICO

## 1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El desempeño adecuado de los transformadores eléctricos es esencial para garantizar la continuidad y calidad del suministro eléctrico en redes de media y baja tensión. En estos equipos, el aceite dieléctrico cumple un rol crucial como elemento de aislamiento y medio de disipación térmica. Sin embargo, su envejecimiento natural, junto con condiciones operativas como la presencia de humedad, procesos de oxidación y la ocurrencia de fallas térmicas o eléctricas, puede deteriorar sus propiedades, comprometiendo la confiabilidad y vida útil del transformador.

En la actualidad, se han registrado múltiples casos en los que las propiedades del aceite dieléctrico no cumplen con los parámetros establecidos por las normas internacionales, evidenciando la presencia de fallas incipientes que requieren intervención oportuna. En este contexto, en la subestación “MACHU” se llevó a cabo una evaluación técnica de un transformador de distribución T1 (0.65 MVA), utilizando ensayos fisicoquímicos y el análisis de gases disueltos (DGA) para determinar su condición operativa. A continuación, se detallan las principales características técnicas del equipo evaluado:

**Tabla 1**

*Características técnicas general del transformador en la SED “MACHU”*

| Parámetro            | Transformador T1 |
|----------------------|------------------|
| Fabricante           | EPLI             |
| Modelo               | TR-2006-1271-02  |
| Potencia Nominal     | 0.65 MVA         |
| Tensión Primaria     | 22.9 kV          |
| Tensión Secundaria   | 440 V            |
| Año de Fabricación   | 2007             |
| Tipo de Enfriamiento | ONAN             |

*Nota.* Extraído de Unidad de negocios Huancayo de Electrocentro

Los resultados del análisis fisicoquímico del aceite indicaron valores fuera de los límites aceptables según normas como IEC 60156, IEC 62021 y otras regulaciones asociadas. En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos:

**Tabla 2**

*Análisis fisicoquímico del aceite del transformador en la SED “MACHU”*

| Parámetro                        | T1 (Resultados) | Norma de Referencia | Observación       |
|----------------------------------|-----------------|---------------------|-------------------|
| <b>Rigidez dieléctrica</b>       | 40.5 kV         | ≥30 kV (IEC 60156)  | Aceptable         |
| <b>Agua disuelta (ppm)</b>       | 34 ppm          | <50 ppm             | Dentro del límite |
| <b>Índice de acidez</b>          | 0.17 mg KOH/g   | <0.1 (IEC 62021)    | Elevado           |
| <b>Factor de potencia (25°C)</b> | 0.123%          | <0.1                | Elevado           |

*Nota.* Extraído de informe para Electrocentro

Los valores de rigidez dieléctrica y agua disuelta se mantienen dentro de los límites aceptables; no obstante, el incremento en el índice de acidez y en el factor de potencia evidencia un proceso acelerado de degradación del papel aislante y favorece la generación de subproductos perjudiciales para el sistema de aislamiento. Asimismo, el análisis cromatográfico de gases disueltos mostró una presencia moderada de gases térmicos, lo que sugiere la existencia de un posible sobrecalentamiento. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los gases críticos.

**Tabla 3**

*Cromatografía de gases disueltos en la SED “MACHU”*

| Gas                                           | T1 (ppm) | Valor de Alarma (IEC 60599) |
|-----------------------------------------------|----------|-----------------------------|
| <b>Hidrógeno (H<sub>2</sub>)</b>              | 23       | >150                        |
| <b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>                | 9        | >120                        |
| <b>Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>)</b> | 11       | >3                          |
| <b>Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)</b>   | 43       | >100                        |
| <b>Monóxido de carbono (CO)</b>               | 0        | >500                        |

*Nota.* Extraído de informe para Electrocentro

En particular, un valor de acetileno ( $C_2H_2$ ) por encima de 3 ppm indica un proceso térmico incipiente en el aceite asociado a sobrecalentamiento leve o puntos calientes moderados. No representa un riesgo inmediato, pero requiere un monitoreo de tendencias y correlación con  $C_2H_4$  y  $CH_4$  para evaluar la evolución de la falla.

De igual manera, en la SED “HUAYUCACHI” se llevó a cabo una investigación similar realizada en un transformador de 3 MVA, la cual evidenció condiciones similares. Los hallazgos indicaron niveles superiores a los anteriores, pero mostraron deficiencias en ciertas características dieléctricas y fisicoquímicas:

**Tabla 4**  
*Resultados fisicoquímicos – SED “HUAYUCACHI”*

| Parámetro                 | Resultado     | Límite Referencial (Norma)      | Observación         |
|---------------------------|---------------|---------------------------------|---------------------|
| Rigidez dieléctrica       | 47.2 kV       | $\geq 30$ kV (IEC 60156)        | Aceptable           |
| Contenido de agua         | 30 ppm        | $\leq 30$ ppm (IEC 60814)       | Aceptable           |
| Índice de acidez          | 0.02 mg KOH/g | $\leq 0.1$ mg KOH/g (IEC 62021) | Bueno-Aceite limpio |
| Factor de potencia (25°C) | 0.049 %       | $< 0.1$                         | Aceptable           |
| $C_2H_2$ (Acetileno)      | 12 ppm        | $\leq 3$ ppm (IEC 60599)        | Presencia de arcos  |
| $C_2H_4$ (Etileno)        | 19 ppm        | $\leq 100$ ppm                  | Bueno               |
| $H_2$ ()                  | 880           | $>150$ ppm (IEC 60599)          | Descargas parciales |

Nota. Extraído de informe para Electrocentro

Estos indicadores indican que hay descargas parciales y presencia de arcos y si no se gestionan, una falla inicial del aislamiento (papel o aceite) puede dar lugar a problemas térmicos o arcos internos, lo que representa un peligro para el transformador. Según lo argumentado por autores como Cueva (2021), este tipo de evaluación permite prever fallas y planificar intervenciones antes que se produzcan paradas inesperadas del servicio, lo que disminuye el riesgo operativo y los gastos de reparación.

En consecuencia, se señala como el problema principal la ausencia de un sistema constante de monitoreo y el análisis del aceite dieléctrico que facilite la anticipación de condiciones perjudiciales. Esta carencia restringe la capacidad de reacción frente a fallas ocultas, aumentando los riesgos operativos y los costos de mantenimiento inesperado. Por eso,

es necesario desarrollar un sistema de diagnóstico y monitoreo que permita la toma de decisiones preventivas basadas en parámetros cuantificables.

## **1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

En diversas instalaciones eléctricas se ha observado un deterioro progresivo del aceite dieléctrico en transformadores, manteniendo una rigidez dieléctrica aceptable, pero con alto contenido de humedad, acidez y factor de potencia, así como la presencia de gases combustibles vinculados a fallas internas. Estas condiciones afectan directamente el sistema de aislamiento y elevan la probabilidad de fallas térmicas o eléctricas, comprometiendo la continuidad del suministro eléctrico. Aunque existen técnicas de diagnóstico, como el análisis de gases disueltos (DGA) y las pruebas fisicoquímicas, su aplicación no siempre se realiza de manera periódica ni sistemática. La falta de un monitoreo adecuado limita la detección oportuna de fallas incipientes, lo que conlleva intervenciones reactivas, mayores costos operativos y una reducción significativa de la vida útil del transformador.

## **1.3. HIPÓTESIS**

### ***1.3.1. Hipótesis General***

La aplicación sistemática de técnicas de análisis de aceite dieléctrico permite diagnosticar y monitorear de manera eficaz el estado operativo de transformadores eléctricos, contribuyendo a la detección temprana de fallas y a la mejora de la confiabilidad del equipo.

### ***1.3.2. Hipótesis Específicas***

- a) Si se realizan pruebas fisicoquímicas y rigidez dieléctrica conforme a las normativas vigentes, entonces es posible determinar con precisión el estado actual del aceite dieléctrico y su grado de degradación.
- b) Si se analizan e interpretan adecuadamente los parámetros obtenidos de dichos análisis, entonces se podrán identificar fallas térmicas, eléctricas o procesos avanzados de envejecimiento del aislamiento.
- c) Si se establecen lineamientos técnicos para un monitoreo periódico, entonces se logrará un control continuo del estado operativo del transformador, reduciendo la probabilidad de fallas y optimizando la gestión del mantenimiento.

## **1.4. OBJETIVOS**

### ***1.4.1. Objetivo general***

Diagnosticar y monitorear el estado operativo de transformadores eléctricos mediante la aplicación de técnicas de análisis de aceite dieléctrico.

### ***1.4.2. Objetivos específicos***

- a) Determinar la condición del aceite dieléctrico mediante la ejecución de pruebas fisicoquímicas y el análisis de rigidez conforme con los estándares normativos vigentes.
- b) Analizar e interpretar los parámetros obtenidos con el fin de diagnosticar la presencia de posibles fallas térmicas, eléctricas o por envejecimiento del aislamiento.
- c) Establecer lineamientos técnicos de monitoreo periódico que permitan controlar de manera continua el estado del transformador en servicio.

## **1.5. VARIABLES**

### ***1.5.1. Variable Independiente***

Técnicas de análisis de aceite dieléctrico.

#### **Indicadores:**

- Rigidez Dieléctrica (kV)
- Contenido de agua disuelta (ppm)
- Índice de acidez (mg KOH/g)
- Factor de potencia

### ***1.5.2. Variable Dependiente***

Estado operativo del transformador eléctrico.

#### **Indicadores:**

- Clasificación del aceite según normas técnicas (Clase I, II, III)
- Tipo de falla identificada.
- Condición técnica del transformador.

## **1.6. JUSTIFICACIÓN**

La investigación presentada se fundamenta en la relevancia de los transformadores eléctricos para garantizar la continuidad y la calidad del suministro energético, siendo elementos esenciales en los sistemas de generación, transmisión y distribución eléctrica. El funcionamiento óptimo de estos dispositivos está estrechamente relacionado con el estado de su sistema aislante, que se componen, principalmente de aceite dieléctrico y papel aislante.

Por esta razón, el presente estudio se vuelve importante tanto técnica como prácticamente, proponiendo el uso constante del análisis de aceite dieléctrico como método de monitoreo, lo que posibilita prever fallas, mejorar la planificación del mantenimiento y extender la vida operativa de los transformadores. Además, contribuye a optimizar la gestión de los activos eléctricos, minimizando los riesgos operativos y garantizando una mayor confianza en el sistema eléctrico.

Finalmente, esta investigación proporciona directrices técnicas fundamentadas en normas internacionales, lo que permite su implementación en contextos reales, especialmente en instalaciones industriales y sistemas de distribución eléctrica donde la continuidad del servicio es crucial.

## **1.7. ALCANCES**

La investigación actual se centra en el diagnóstico y monitoreo de transformadores eléctricos mediante el análisis del aceite dieléctrico, tomando en cuenta diferentes parámetros fisicoquímicos y dieléctricos. El estudio contempla la evaluación de transformadores en operación, mediante la aplicación de normas técnicas como la IEC 60156, C57.106-2015 y IEC 62021, para determinar el estado del aceite y, con ello, del sistema de aislamiento interno.

Este trabajo se limita la interpretación de datos obtenidos por pruebas de laboratorio y no abarca el mantenimiento físico directo de los transformadores. Asimismo, se plantean lineamientos técnicos para el monitoreo periódico del aceite, sin implicar el diseño o implementación de sensores en tiempo real.



## **CAPÍTULO II**

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

#### 2.1.1. *Antecedentes Nacionales*

(Aranda, 2024) en su tesis “Influencia del método Duval en Python del análisis de aceite aislante en el diagnóstico preventivo del transformador de potencia 10/12 MVA - U.M. Raura”, tuvo como objetivo aplicar el método del triángulo de Duval, programado en Python, para realizar un diagnóstico preventivo del transformador de potencia 10/12 MVA en la Unidad Minera Raura, mediante el análisis del aceite dieléctrico. La metodología se basó en un enfoque cuantitativo, utilizando datos cromatográficos de gases disueltos, procesados mediante scripts en Python con bibliotecas como NumPy y Matplotlib para calcular concentraciones y visualizar fallas incipientes. Los resultados confirmaron la presencia de descargas parciales y defectos térmicos en los periodos analizados (2019, 2022, 2023), validando la utilidad del método Duval como herramienta eficaz para anticipar fallas sin necesidad de retirar el transformador de operación.

(Bernabé, 2024) en su tesis “Pentágono de duval en el análisis de gases disueltos para el diagnóstico de los materiales aislantes en transformadores de potencia”, tuvo como objetivo determinar cómo la interpretación gráfica del Pentágono de Duval mejora la técnica del Análisis de Gases Disueltos (DGA) para diagnosticar fallas en los materiales aislantes de transformadores de potencia. La metodología empleada fue de tipo aplicada, con nivel descriptivo, explicativo y correlacional, utilizando un diseño pre experimental. Se analizaron datos de un transformador piloto mediante el método DGA y su interpretación con el Pentágono de Duval, evaluando cantidad, rapidez y precisión del diagnóstico. Los resultados evidenciaron que el uso del Pentágono de Duval incrementó la eficiencia y confiabilidad del diagnóstico, superando al método del gas clave, con más aciertos y ningún caso sin resolver, mejorando así el mantenimiento preventivo de los transformadores.

(Cueva, 2021) en su investigación “Análisis De Gases Disueltos Para Diagnosticar Tipo De Fallas En Un Transformador De Potencia De 120mva”, tuvo como objetivo diagnosticar fallas en el transformador de potencia de 120MVA de la Central Hidroeléctrica El Platanal, mediante el análisis de gases disueltos (DGA) en aceite dieléctrico. La metodología aplicada

fue de tipo cuantitativa, basada en la normativa IEEE C57.104-2019 y en métodos reconocidos como Gases Clave, Dornenburg, Rogers y el Triángulo de Duval. Se recopilaron datos operativos y muestras de gases, evaluando su comportamiento en distintos periodos. Los resultados mostraron un incremento anómalo en gases como CO y CO<sub>2</sub>, así como temperaturas elevadas en el aceite y devanado, lo que permitió diagnosticar una falla térmica con temperaturas superiores a 700 °C, concluyendo la necesidad de acciones correctivas inmediatas para evitar daños mayores.

### **2.1.2. Antecedentes Internacionales**

(Salamanca, 2021) en su artículo “Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disuelto”, tuvieron como objetivo realizar una revisión crítica de los sensores en línea utilizados para el monitoreo de transformadores de potencia, específicamente sensores de temperatura, humedad del aceite y gases disueltos. La metodología consistió en una revisión documental y analítica, donde se describieron los hitos históricos, características técnicas y criterios de comparación de cada tipo de sensor, apoyándose en casos estadísticos y ejemplos técnicos. Los resultados mostraron que los sensores de monitoreo en línea han evolucionado significativamente, mejorando la detección temprana de fallas y la confiabilidad en la gestión de transformadores. Además, se identificaron tendencias actuales como la preferencia por protocolos de comunicación Modbus RTU y el uso de sensores de fibra óptica para temperatura.

(Arpi, 2024) en su tesis de maestría “Desarrollo de un sistema para el control y monitoreo de temperaturas de un transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana fallas sobre temperaturas”, tuvo como objetivo proponer un sistema de monitoreo de temperatura en línea para transformadores de potencia, orientado al diagnóstico y detección temprana de fallas por sobre temperatura en la Central Hidroeléctrica Paute Molino. La metodología utilizada fue de enfoque cuantitativo, con diseño experimental, empleando sensores PT100 conectados a un PLC SIMATIC S7-1200 y un sistema SCADA para adquisición, procesamiento e interpretación de datos. Se compararon lecturas manuales y automáticas, analizando mediante cartas de control. Los resultados evidenciaron que el monitoreo automatizado, con temperatura promedio entre 54,17°C y 59,20°C, ofrece mayor precisión y anticipación en la detección de anomalías, contribuyendo a la prevención de fallas y mejorando la eficiencia operativa de los transformadores.

(Isaza, 2024) en su tesis “Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia inmersos en aceite”, tuvo como objetivo desarrollar una metodología para realizar adecuadamente los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos a transformadores de potencia inmersos en aceite, basándose en diagnósticos obtenidos mediante análisis de aceite y pruebas eléctricas. La metodología utilizada incluyó un enfoque estructurado de inspecciones visuales, pruebas de laboratorio y procedimientos de tratamiento como termo-vacío y regeneración de aceite, todo en cumplimiento de normas ASTM, IEEE e IEC. Los resultados mostraron que la correcta aplicación de la metodología permitió mejorar las propiedades dieléctricas y fisicoquímicas del aceite, además de optimizar el estado general del transformador, asegurando así su funcionamiento confiable y prolongando su vida útil tras la intervención realizada en un transformador de 13 MVA.

## **2.2. BASES TEÓRICAS**

### **2.2.1. Transformadores eléctricos**

Los transformadores de potencia son equipos importantes para llevar y repartir energía eléctrica a lugares lejanos. Están hechos para cambiar los niveles de voltaje en redes de alta y media tensión. Su tarea en subestaciones y plantas generadoras es asegurar que la energía se transporte de forma eficiente. Esto se consigue ajustando el voltaje a valores adecuados para evitar pérdidas y conservar la calidad del servicio. Gracias a este cambio de voltaje, se puede conectar a los generadores con los usuarios finales, haciendo que el transporte de energía a grandes distancias sea más efectivo (Murillo, 2019).

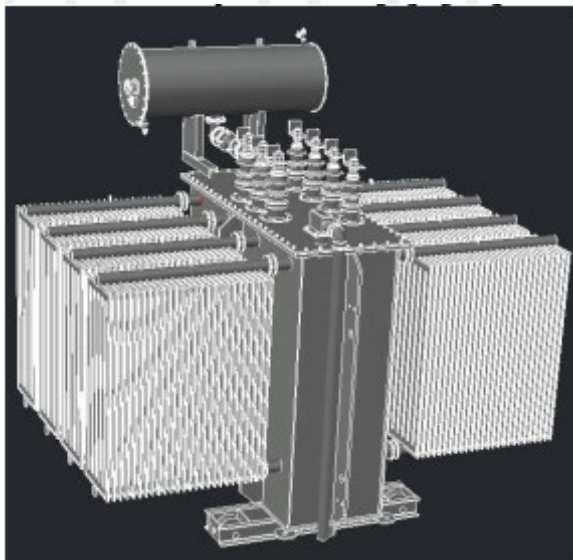
Los transformadores de potencia son equipos importantes para mover la energía eléctrica a lugares lejanos. Están hechos para cambiar los niveles de voltaje en redes de alta y media tensión. Su tarea en las subestaciones y plantas de generación es hacer que el traslado de energía sea más eficiente. Para lograrlo, ajustan el voltaje a valores adecuados, ayudando a evitar pérdidas y a mantener la buena calidad del servicio. Cambiar el voltaje permite unir a los generadores con los usuarios finales, haciendo que el transporte de energía a largas distancias sea más efectivo (Villar, 2019).

Los transformadores son elementos en un sistema de distribución eléctrica, ya que conectan las distintas etapas del proceso. Si un transformador falla o deja de funcionar, puede causar serios problemas tanto a la empresa de energía como a los usuarios. En términos generales, un transformador de potencia está formado por un núcleo magnético, donde se colocan uno o más devanados. Estos componentes se instalan dentro de un tanque protector, que se llena con un material aislante, generalmente aceite dieléctrico en este tipo de transformadores (Negrete Peña, 2021).

El transformador de potencia se usa en las subestaciones eléctricas para realizar el cambio de energía entre niveles de media y alta tensión. También se instala en plantas generadoras de electricidad y en lugares donde se necesita mucha energía, como industrias grandes. Estos transformadores se fabrican de forma personalizada, según lo que necesita cada cliente, por lo que pueden adaptarse a distintos tipos de uso o condiciones específicas (Maquilón, 2022). En la Figura 1, se presenta un modelo digital de un transformador de potencia que incluye radiadores y conservador de aceite.

**Figura 1**

*Modelo digital de transformador de potencia con radiadores y conservador de aceite*



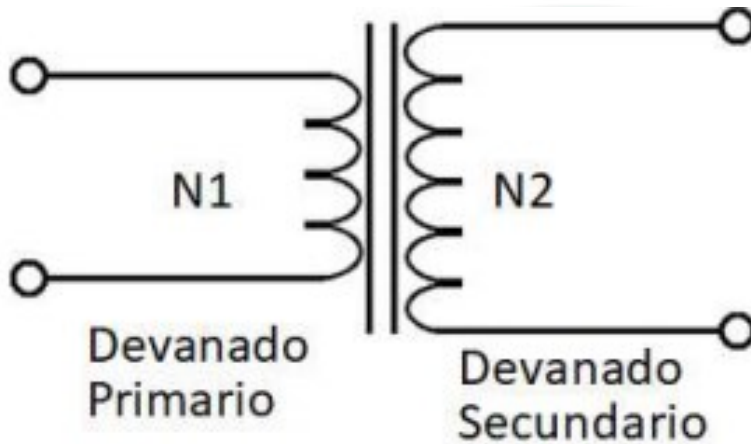
*Nota.* Extraído de (Caiza Betancourt, 2024).

En la Figura 2, se presenta el esquema funcional del transformador elevador donde los transformadores que funcionan como elevadores están diseñados para entregar un voltaje de salida mayor que el voltaje de entrada. Para comprobar esto, se debe usar la ecuación

correspondiente y asegurarse de que el voltaje en el lado secundario sea más alto que el voltaje de entrada (Caiza Betancourt, 2024).

### Figura 2

*Esquema del transformador elevador*

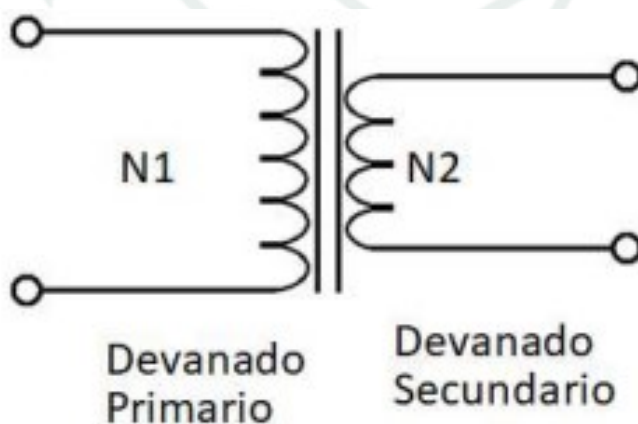


*Nota.* Extraído de (Caiza Betancourt, 2024).

Los transformadores que funcionan como reductores como corresponde a la Figura 3, tienen la tarea de bajar el voltaje en la salida. Esto se nota al compararlo con el voltaje de entrada, ya que el número de vueltas del devanado secundario es menor (Caiza Betancourt, 2024).

### Figura 3

*Esquema del transformador reductor*



*Nota.* Extraído de (Caiza Betancourt, 2024).

Los transformadores de potencia pueden ser tanto monofásicos como trifásicos. Un transformador trifásico está formado por la combinación de varios transformadores monofásicos. En este caso, las bobinas comparten un mismo circuito magnético. Dependiendo del tipo de conexión que se use, el sistema puede ser simétrico o asimétrico. En los transformadores trifásicos, hay formas comunes de conexión que se identifican usando un sistema conocido como “índice horario”. Este índice muestra el desfase entre las tensiones usando como referencia las posiciones del reloj. Al nombrar un grupo de conexión, la primera letra indica la forma en que está conectado el devanado primario (puede ser en estrella, triángulo o zigzag), mientras que la segunda letra representa el tipo de conexión del devanado secundario. El número indica el desfase en horas del transformador, de acuerdo con esa referencia. Es importante conocer las diferentes formas en que se pueden conectar los transformadores, ya que según esa configuración se aplican distintas pruebas eléctricas. Para ello, se deben tomar los datos de la placa del transformador, lo cual permite hacer cálculos necesarios para su diagnóstico, siguiendo lo que indica la normativa técnica correspondiente (Caiza Betancourt, 2024).

Los transformadores de potencia operan con niveles altos de energía, desde 500 KVA en adelante. Normalmente son trifásicos y están fabricados siguiendo estándares internacionales como ANSI/IEEE C57.12. Debido a la gran cantidad de potencia que manejan, es necesario usar sistemas que ayuden a mantenerlos en una temperatura segura. Por eso, se emplean aceites que actúan como enfriadores y evitan el sobrecalentamiento. Además, en ciertos casos, se utilizan materiales que permiten reducir el calor que se genera en el núcleo del transformador cuando se realiza la transformación de voltaje. Estos cuidados aseguran un buen funcionamiento y una mayor durabilidad del equipo, especialmente en instalaciones industriales o eléctricas donde se requiere una operación continua y segura (Favela Acosta, 2021).

El transformador es un equipo eléctrico fijo que, gracias al fenómeno de inducción electromagnética, puede cambiar los valores de voltaje y corriente alterna de entrada a otros valores de salida, normalmente diferentes, sin modificar la frecuencia y con muy pocas pérdidas de energía. Este dispositivo permite superar las limitaciones que existen en la transmisión de electricidad, la cual va desde las plantas de generación hasta los lugares donde se consume, que usualmente están lejos. En el lugar donde se genera la energía, se usa un transformador elevador para aumentar el voltaje y disminuir la corriente, lo que ayuda a reducir las pérdidas en las líneas de transmisión. En el lugar donde se usa la energía como se presenta en la Figura 2.4, se

emplea un transformador reductor para bajar el voltaje a niveles adecuados para el uso, como 220V, 380V o 440V (Cueva, 2021).

#### **Figura 4**

*Subestación con transformadores de potencia*



*Nota.* Extraído de la EMPRESA GESLEC S.A.C

En redes eléctricas, los transformadores de potencia cambian los niveles de voltaje y corriente según las necesidades del sistema. Como no tienen piezas móviles, trabajan con mucha eficiencia, usando el principio de inducción electromagnética para mover energía de un circuito a otro. La parte principal del transformador está formada por el núcleo de material magnético y los bobinados, mientras que el tanque y el sistema de enfriamiento forman la parte externa. Esta forma de construcción ayuda a reducir pérdidas y a mejorar la confiabilidad en el transporte y reparto de electricidad (De la Torre, 2021).

El buen funcionamiento de los transformadores de potencia depende de elegir bien los materiales y el sistema de enfriamiento, para que trabajen de forma eficiente. La corriente se genera usando bobinas colocadas sobre un núcleo magnético, lo que permite mover la energía entre el circuito de entrada y el de salida. Cada transformador se clasifica por su capacidad,

forma de enfriarse, uso y tipo de conexión. Estas cualidades son importantes para que funcione de manera segura en redes eléctricas con alto voltaje, logrando que la energía se transfiera de forma estable y controlada (Cubas, 2019).

Un transformador de potencia tiene una estructura que incluye un tanque protector donde se encuentra un núcleo magnético y varias bobinas, todo cubierto con un material aislante, normalmente aceite especial en los de mayor capacidad. Este diseño ayuda a enfriar el calor que se produce y a cuidar las partes internas del equipo contra daños del ambiente. El tanque aislante ayuda a que el transformador dure más y funcione con seguridad. Además, es importante hacerle un buen mantenimiento para evitar fallos que puedan interrumpir el suministro eléctrico y causar problemas tanto al operador como a los usuarios (Lata, 2022).

En la Figura 5, se presentan las fases que forman el recorrido completo de uso de un transformador de potencia son las siguientes:

**Figura 5**

*Ciclo de vida del transformador de potencia*



*Nota.* Extraído de (Cueva, 2021)

La duración del transformador puede verse afectada por el clima, la cantidad de carga que soporta y el tipo de mantenimiento que se le da. Su buen desempeño también depende del estado del aceite que tiene dentro, ya que ese aceite ayuda a enfriar y a aislar las partes internas, evitando que se calienten demasiado o que haya cortocircuitos. Para detectar fallas a tiempo, se usa una técnica llamada análisis de gases disueltos (AGD), que ayuda a encontrar problemas internos antes de que se conviertan en fallos graves (De la Torre, 2021).

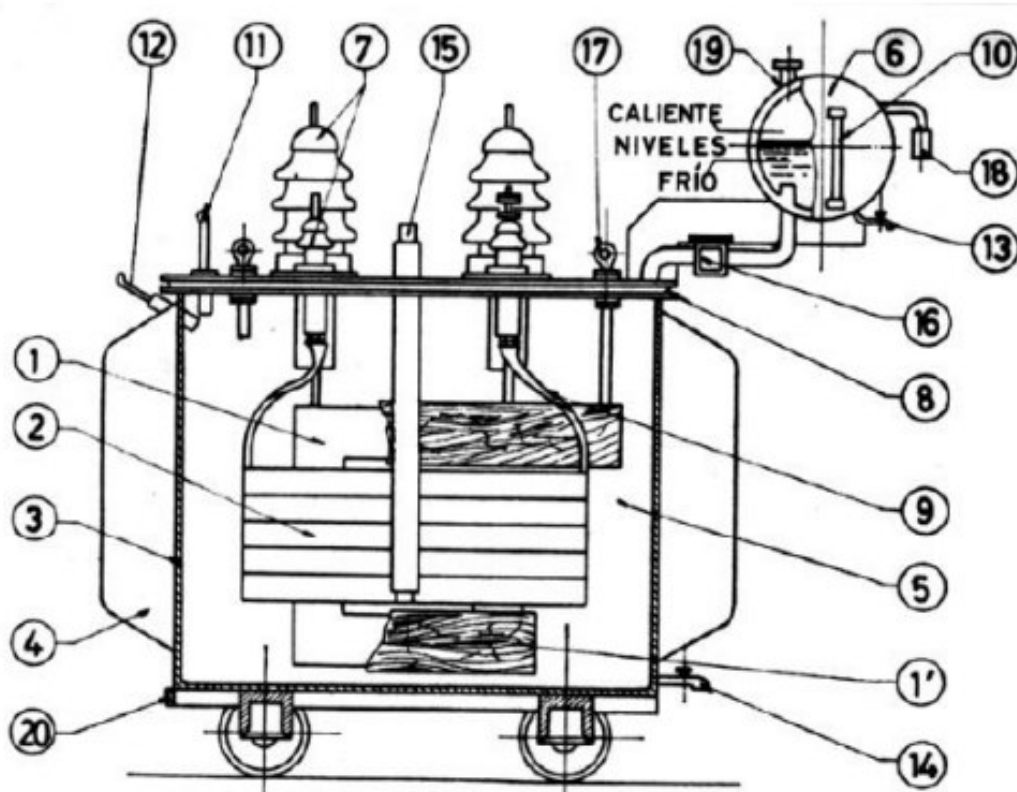
Las partes más importantes de un transformador de potencia son la parte interna y la externa. La parte interna está formada por los bobinados y el núcleo, que permiten el paso de

energía mediante campos magnéticos. La parte externa incluye la carcasa, la tapa, las conexiones y el sistema de enfriamiento. La carcasa cuida los componentes internos y guarda el aceite aislante, mientras que el sistema de enfriamiento, que suele tener radiadores, se encarga de controlar el calor que se produce cuando el equipo está en uso (Murillo, 2019). A continuación, se muestra una descripción más detallada:

### 2.2.2. Partes de un transformador de potencia

**Figura 6**

*Partes de un transformador de potencia*



*Nota.* Extraído de (Santillan Amorin, 2023)

La figura 6 representa un esquema interno de un transformador de potencia sumergido en aceite, en el que se detallan sus componentes principales mediante una numeración. Este tipo de transformador utiliza aceite dieléctrico para aislar eléctricamente y enfriar los elementos internos durante su funcionamiento. En la parte superior se encuentra la tapa del transformador (1), que sostiene los bujes de alta tensión (17) y los bujes de baja tensión y neutro (7 y 15), los cuales permiten la conexión segura del transformador a la red eléctrica. Dentro del tanque (2), se alojan el núcleo magnético (3) y los bobinados de alta y baja tensión (5 y 9), enrollados sobre

columnas aisladas. Estos elementos forman el sistema electromagnético encargado de transformar el nivel de voltaje. El transformador está completamente relleno de aceite dieléctrico, el cual actúa como medio de enfriamiento y aislamiento. Este aceite se expande o contrae con la temperatura, por lo que se conecta a un conservador de aceite (6), que contiene el exceso de fluido. Este conservador incluye un indicador de nivel de aceite (10) y un termómetro (18), que permiten monitorear las condiciones internas del transformador. La comunicación entre el tanque principal y el conservador se da a través del tubo de expansión (13). Para tareas de mantenimiento, se incluye una válvula de llenado (12) que facilita el ingreso de aceite. El transformador también cuenta con ruedas (20) para facilitar su desplazamiento en planta. Gracias a estos componentes, el transformador garantiza un funcionamiento estable, seguro y eficiente incluso en condiciones exigentes.

A continuación, se presenta las partes fundamentales de un transformador de potencia:

#### **2.2.2.1 Parte Activa**

Los bobinados internos del transformador se encargan de generar un campo magnético, lo que permite mover la energía y cambiar el voltaje según cómo fue diseñado el equipo. Estos bobinados están hechos con materiales que conducen electricidad, como el cobre o el aluminio, lo que asegura que la corriente fluya de forma constante. Dependiendo del tipo de transformador, los bobinados pueden estar enrollados en espiral o colocados por capas, lo cual ayuda a mejorar su funcionamiento. La forma en que se organizan estos bobinados permite que el transformador trabaje bien, con buena estabilidad y pocas pérdidas de energía (Diego, 2022).

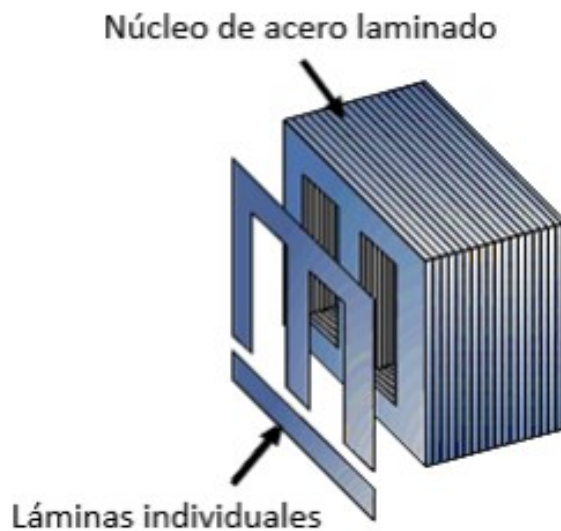
##### **A. Núcleo magnético**

El núcleo magnético es el componente de mayor tamaño en un transformador de potencia. Su principal función es unir los devanados a través de un campo magnético, permitiendo así la transferencia de energía de un lado al otro. Este núcleo se fabrica con láminas de acero o hierro como se puede apreciar en la Figura 7, ya que son materiales que permiten el paso del flujo magnético de forma eficiente. Además, el núcleo está diseñado para reducir al máximo los efectos no deseados, como las corrientes parásitas, que podrían generar calor excesivo o afectar el rendimiento del equipo. La forma en que se arma el núcleo, así como los materiales usados, son necesarios para asegurar su buen funcionamiento. Por eso,

es considerado una parte importante dentro del transformador y uno de los factores más importantes en su diseño y eficiencia (Fernández Diego, 2022).

**Figura 7**

*Núcleo de transformador formado por láminas de acero*

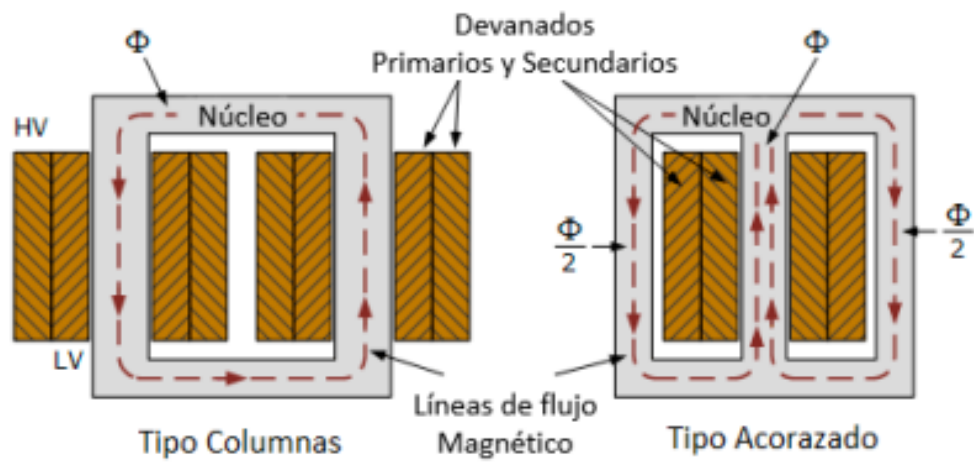


*Nota.* Extraído de (Lata, 2022).

Hoy en día, los núcleos magnéticos se fabrican usando placas delgadas de acero con silicio, orientadas en una dirección específica, y recubiertas con un aislamiento especial llamado Carlite, que resiste el calor y las reacciones químicas. Estas placas se colocan una al lado de la otra. Como las pérdidas por corrientes parásitas (también llamadas de Foucault) aumentan si el material es muy grueso, se usan láminas muy delgadas, de entre 0.23 y 0.33 mm de grosor, para reducir esas pérdidas no deseadas (Castro Galeano, 2015). El núcleo magnético de un transformador puede tener dos formas de construcción. El primero es el tipo de columnas, donde los devanados están ubicados a ambos lados del núcleo. El segundo es el tipo acorazado, donde las bobinas están puestas en la columna del centro, una encima de la otra, como se muestra en la Figura 8.

**Figura 8**

*Tipos de núcleo: columnas y acorazado*

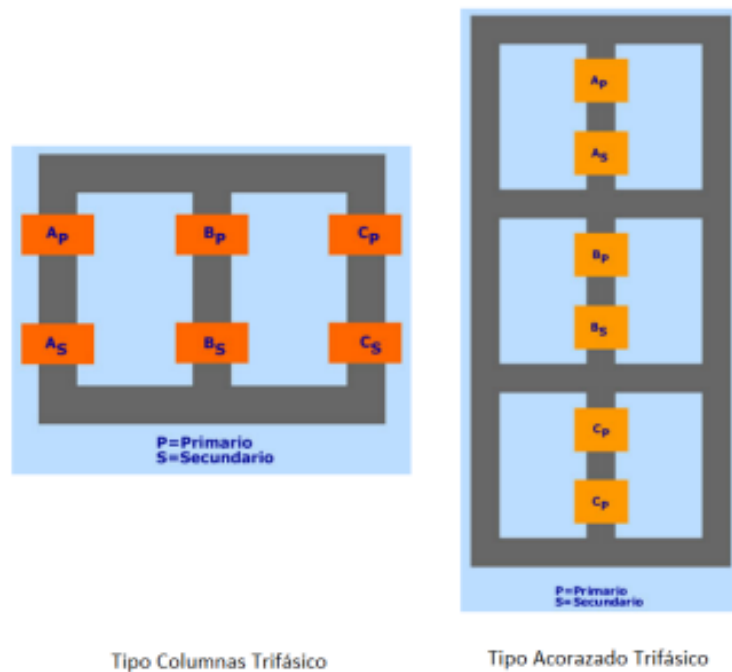


*Nota.* Extraído de (Lata, 2022).

Si se trata de transformadores trifásico, el núcleo también puede tener forma de columnas o estar completamente cubierto, como se muestra en la figura 9.

**Figura 9**

*Tipos de núcleos en transformadores trifásicos: columna y acorazado*



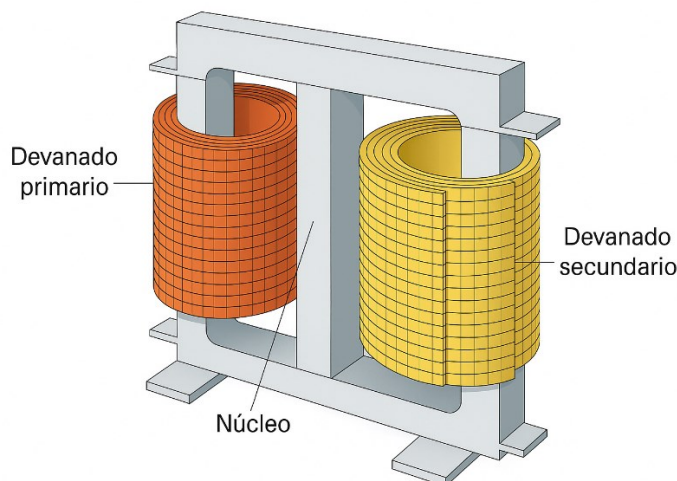
*Nota.* Extraído de (Lata, 2022).

## B. Devanados

En un transformador, existen dos tipos principales de devanados: el primario y el secundario como se puede apreciar en la Figura 10. El devanado primario es el que recibe la energía eléctrica de entrada, mientras que el devanado secundario es el que entrega la energía transformada a un voltaje distinto. Ambos están enrollados alrededor del núcleo magnético, pero no tienen contacto físico entre sí. La cantidad de vueltas de alambre en cada uno determina si el voltaje aumenta o disminuye. Cuando el primario tiene más espiras que el secundario, se reduce el voltaje (transformador reductor), y si tiene menos espiras, se eleva el voltaje (transformador elevador) (Yauri Sencia, 2023).

**Figura 10**

*Devanados en transformadores de potencia*

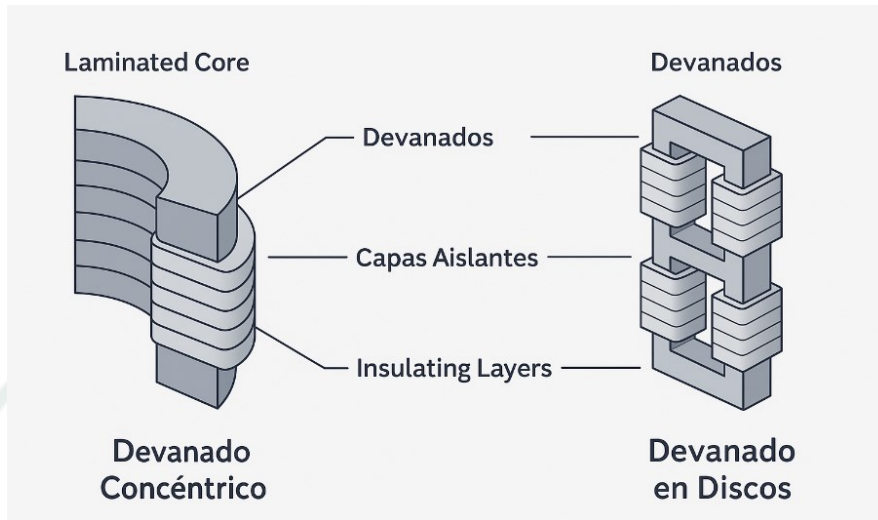


*Nota.* Extraído de (Yauri Sencia, 2023).

Lo más importante al hablar de los devanados es la cantidad de vueltas de alambre (espiras) que tienen. Pero también se debe considerar cómo están contruidos, ya que pueden organizarse de dos formas: en capas concéntricas, separadas entre sí con material aislante, o en forma de discos, como se muestra en la Figura 11. En esa figura se visualiza que los cables tienen una forma rectangular, lo cual se hace para aprovechar mejor el espacio. Cuando el tamaño del cable es muy grande, se suelen usar varios conductores más delgados en paralelo. Esto se hace para que el ensamblado sea más fácil, ya que los cables delgados son más manejables.

**Figura 11**

*Tipos de devanados en transformadores: concéntrico y en discos*



*Nota.* Extraído de (Yauri Sencia, 2023).

#### **2.2.2.2 Estructura Exterior**

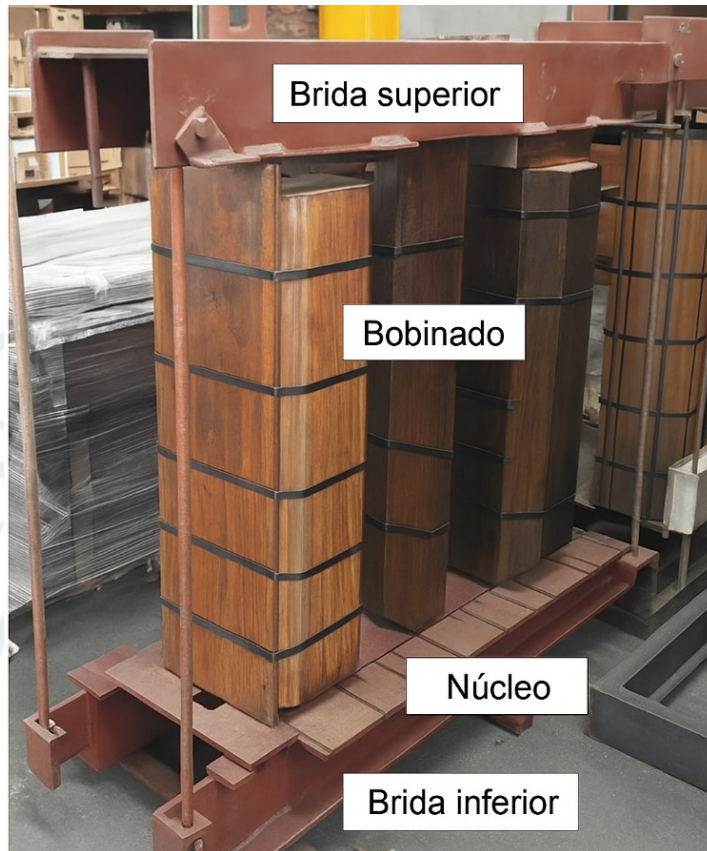
La parte de afuera del transformador está formada por varios elementos:

##### **A. Brida**

En la figura 12 se muestra que la brida es una pieza que sirve de soporte en los transformadores, y su función principal es mantener los bobinados bien sujetos en la parte de arriba y abajo. Esta pieza no solo asegura que todo esté en su lugar, sino que también ayuda a que el transformador dure más, evitando movimientos o daños internos. Las bridas están hechas de materiales fuertes para soportar el peso y las fuerzas que se generan dentro, manteniendo firme la parte interna. Su resistencia permite que el transformador funcione bien, ya que, si fallan, podría afectar su estabilidad y rendimiento (Mendizabal Chuquimantari, 2021).

**Figura 12**

*Bridas de soporte en transformador de potencia*



*Nota.* Extraído de (Maquilón, 2022).

## **B. Tanque**

El tanque es la cubierta exterior del transformador, que lo protege del clima y también guarda el aceite dieléctrico, el cual está en contacto con las partes internas. Este aceite ayuda a enfriar y a evitar que haya descargas eléctricas. El tanque debe ser fuerte para soportar golpes y condiciones difíciles como la humedad o cambios de temperatura. Además, su diseño incluye tapas para revisar por dentro y salidas para vaciar el aceite, lo que facilita el mantenimiento y permite que el transformador funcione bien por más tiempo (Mendizabal Chuquimantari, 2021).

### Figura 13

*Tanque del transformador de potencia*



*Nota.* Extraído de (Maquilón, 2022).

Los transformadores que usan enfriamiento con líquido deben tener sus núcleos y bobinas encerrados en tanques que eviten que se pierda el refrigerante. Estos tanques están hechos de acero soldado y pueden tener forma redonda, ovalada, elíptica o rectangular. El tanque debe contar con espacio suficiente para que el aceite pueda expandirse y contraerse por los cambios de temperatura (Yauri Sencia, 2023).

En la Figura 13, corresponde al tanque de un transformador cumple varias funciones importantes:

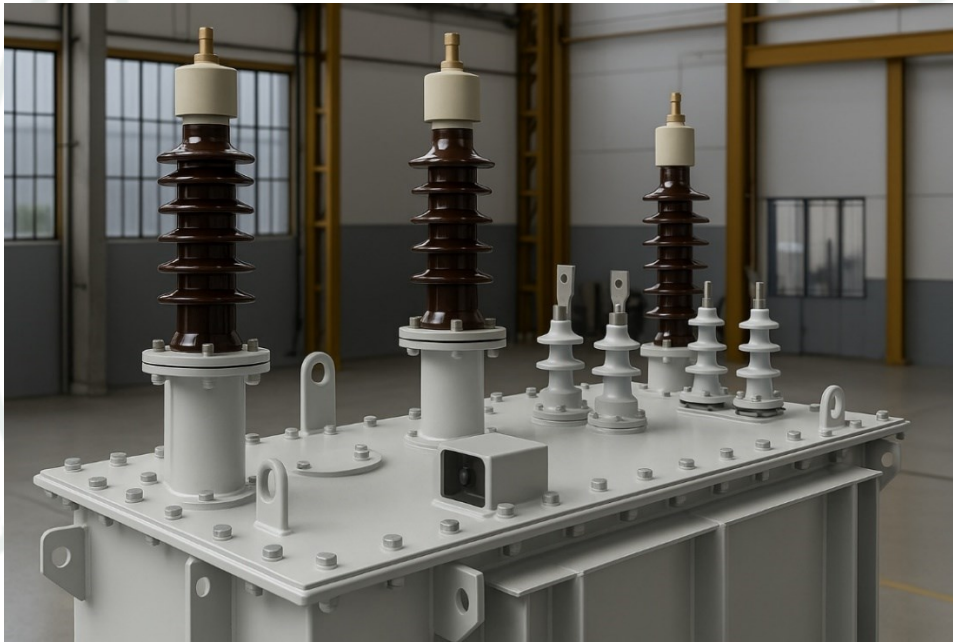
- Brinda protección física al núcleo y a los devanados.
- Sirve como recipiente para el aceite que enfría y aísla.
- Cuida el aceite dieléctrico del contacto con el aire, la humedad y la suciedad externa.
- Ayuda a liberar al exterior el calor que se produce dentro del transformador (Rivas Cano, 2016).

### C. Cubierta

La Figura 14, se detalla que la cubierta es una parte del transformador, ya que lleva varios elementos, siendo los bujes uno de los más destacados. Los bujes permiten que los cables eléctricos pasen de adentro hacia afuera sin dañar los componentes. Van sujetos a la tapa con soportes fuertes que aseguran una conexión firme. Además, la cubierta protege las conexiones internas del ambiente y ayuda a evitar el contacto con el polvo, la humedad u otros factores. Su forma y el material con que está hecha ayudan a que el transformador sea más seguro y dure más, manteniendo todo en su lugar y evitando fugas (Yauri Sencia, 2023).

**Figura 14**

*Cubierta con bujes del transformador de potencia*



*Nota.* Extraído de (Maquilón, 2022).

### D. Ganchos de elevación

Los ganchos de elevación se encuentran en la parte de arriba del tanque del transformador y sirven para moverlo o transportarlo con facilidad. En la Figura 15 se puede apreciar donde están colocados en lugares para mantener el equilibrio al levantarlo, lo que evita movimientos bruscos o caídas que puedan dañar el equipo. Estos ganchos están hechos de materiales muy fuertes para soportar el peso del transformador y proteger su estructura. Además, también ayudan en trabajos de

mantenimiento, ya que permiten levantar el transformador de forma segura y controlada (Mendizabal Chuquimantari, 2021).

**Figura 15**

*Gancho de elevación del transformador de potencia*



*Nota.* Extraído de (Maquilón, 2022).

#### **E. Depósito de expansión**

En la Figura 16 se presenta el depósito de expansión es una parte que ayuda a controlar la presión dentro del transformador. Este pequeño tanque, junto con el relé de Buchholz, mantiene el equilibrio interno y permite que el aceite pase al tanque principal cuando es necesario. Este sistema evita que se acumulen gases y que haya demasiada presión, lo cual podría dañar el transformador. Además, el depósito deja que el aceite se expanda cuando cambia la temperatura, cuidando así las partes internas. Su función permite que el transformador trabaje bien y dure más tiempo.

**Figura 16**

*Depósito de expansión*



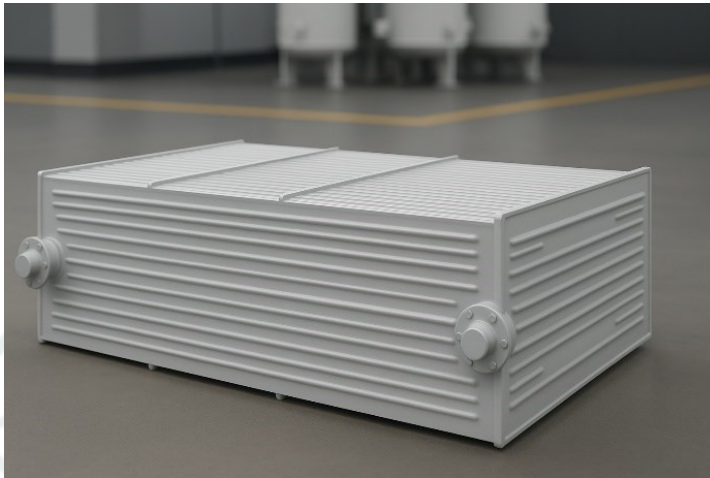
*Nota.* Extraído de (Maquilón, 2022).

#### **F. Sistemas de refrigeración**

En la Figura 17 se expone el sistema de refrigeración es necesario porque ayuda a eliminar el calor que se produce cuando el transformador está en uso. Normalmente está formado por radiadores y ventiladores, y funciona haciendo circular el aceite aislante para bajar la temperatura. Puede trabajar con el movimiento natural del aceite o con ayuda de ventiladores, según el tamaño y la carga del transformador. Un buen enfriamiento evita que se calienten demasiado las bobinas y otras partes internas, lo que hace que el transformador trabaje mejor. Además, este sistema disminuye la posibilidad de fallos y ayuda a que el equipo dure más, incluso cuando está funcionando bajo mucha carga (Murillo, 2019).

**Figura 17**

*Sistema de refrigeración*



*Nota.* Extraído de (Maquilón, 2022).

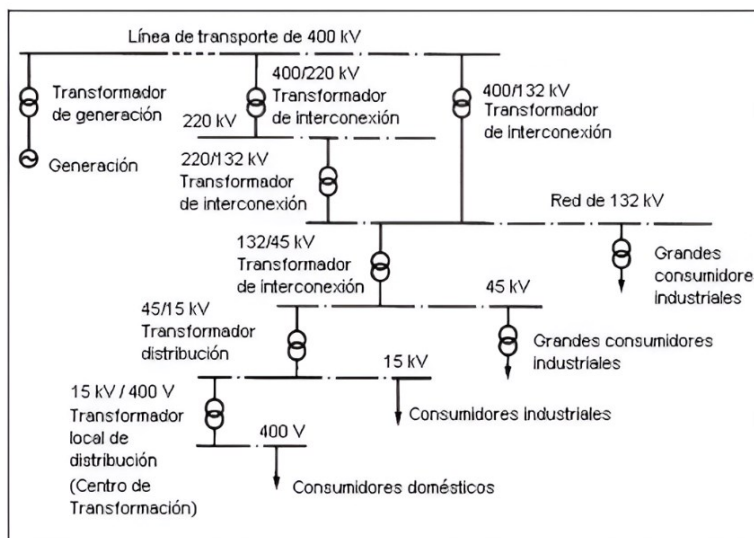
### **2.2.3. Características de un transformador de potencia**

Es un equipo fijo que se fabrica en diferentes rangos de capacidad, clasificados de la siguiente forma:

- Desde 500 KVA hasta 7500 KVA, conocidos como transformadores de baja potencia.
- Desde 7500 KVA hasta 10 MVA, llamados de potencia media.
- A partir de 10 MVA en adelante, se consideran de alta potencia

**Figura 18**

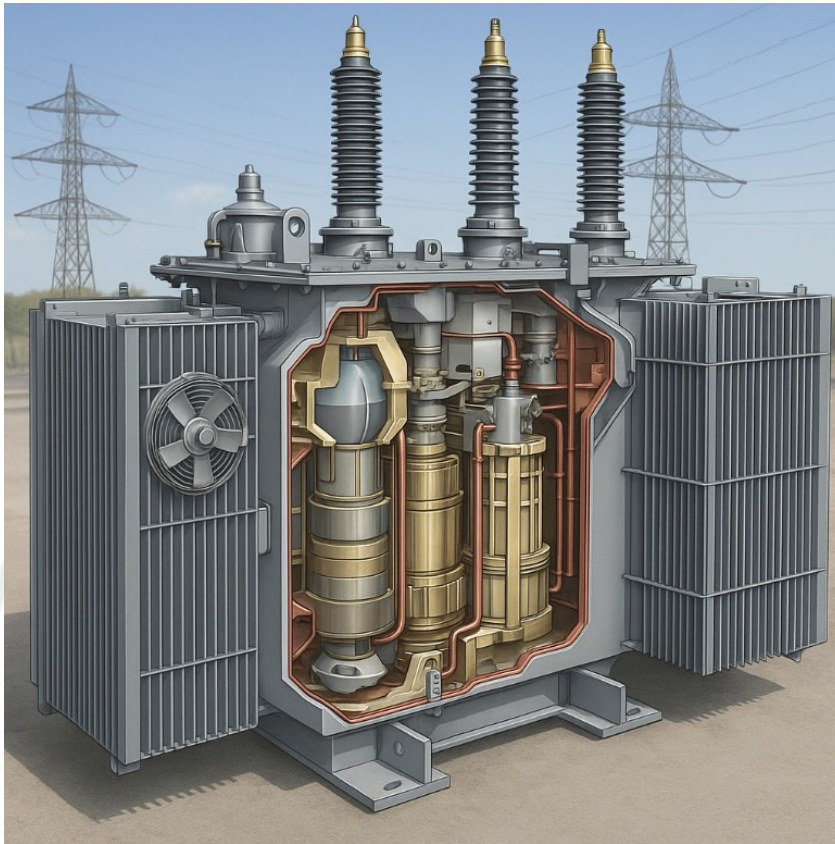
*Ejemplo de sistema eléctrico que muestra los transformadores utilizados*



*Nota.* Extraído de (Santillan Amorin, 2023)

**Figura 19**

*Vista de un transformador que está cubierto con aceite aislante*



*Nota.* Extraído de (Santillan Amorin, 2023)

Estos transformadores se clasifican según el uso que se les da. Por ejemplo, los que están conectados al generador sirven para aumentar el voltaje, lo que se conoce como operación de elevación o step-up. En cambio, los que se usan para alimentar las redes de distribución ayudan a bajar el voltaje, lo que se llama operación de reducción o step-down (Rivas Cano, 2016).

#### **2.2.4. Tipos de transformadores de Potencia**

Hay al menos dos formas claras de clasificar estos transformadores: de acuerdo al tipo de aislamiento que usan y según el sistema que emplean para enfriarse (Santillan Amorin, 2023).

**Tabla 5**

*Clasificación de transformadores según el tipo de aislamiento*

| Tipo de Aislamiento                               | Descripción                                                                                                      | Materiales o Fluidos Usados                                                                  |
|---------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Aceite mineral</b>                             | Aislamiento tradicional, requiere protección contra altas temperaturas y riesgo de cortocircuito.                | Barniz, papel enrollado (de madera o nailon).                                                |
| <b>Aceite vegetal</b>                             | Alternativa más ecológica al aceite de silicona. Mejora el rendimiento frente a los aceites minerales.           | Aceite de linaza, aceite de tung, aceite fresco, Envirotemp FR3, BIOTEMP (marca registrada). |
| <b>Otros líquidos de bajo punto de ebullición</b> | Usados en nuevos diseños para reducir riesgo térmico.                                                            | Ejemplo: Freón.                                                                              |
| <b>Aislamiento con askeral</b>                    | Tiene un diseño parecido al de los transformadores con aceite vegetal, pero con una capacidad dieléctrica mayor. | Alta constante dieléctrica, similar al aceite vegetal pero más eficiente.                    |
| <b>Aislamiento con nitrógeno o aire</b>           | Se usa en transformadores que trabajan con tensiones menores o iguales a 34.5 kV.                                | Necesita buena ventilación y un lugar limpio para funcionar bien.                            |

*Nota.* Contenido de (Santillan Amorin, 2023)

**Figura 20**

*Transformador con núcleo en forma de columna*



*Nota.* Extraído de (Santillan Amorin, 2023)

La Figura 20, muestra un transformador de potencia tipo seco, caracterizado por tener bobinas encapsuladas sin uso de aceite dieléctrico. Se observan tres devanados cilíndricos, correspondientes a las tres fases, conectados en la parte superior por conductores planos de color amarillo. Este tipo de transformador es común en ambientes interiores o donde se requiere mayor seguridad contra incendios, ya que no utiliza líquidos inflamables. Además, su diseño facilita el mantenimiento y reduce el impacto ambiental.

### **Figura 21**

*Transformador con núcleo tipo blindado*



*Nota.* Extraído de (Santillan Amorin, 2023)

La Figura 21, muestra un transformador seco monofásico. Su bobina central está recubierta con material aislante y no utiliza aceite, lo que lo hace más seguro para ambientes cerrados. Los cables amarillos conectan los devanados con los terminales superiores, donde se realiza la conexión eléctrica. La estructura metálica brinda soporte y estabilidad al equipo.

**Tabla 6***Clasificación de transformadores según el tipo de enfriamiento*

| <b>Tipo de Enfriamiento</b>      | <b>Descripción Simplificada</b>                                                            |
|----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Con ventilador</b>            | Usan ventiladores para mover aire y reducir el calor durante el funcionamiento del equipo. |
| <b>Con enfriamiento forzado</b>  | Se aplica aire o aceite a presión para mejorar la eliminación del calor.                   |
| <b>Con enfriamiento por agua</b> | Utilizan agua para enfriar, ideal en lugares donde el calor es muy alto o constante.       |

*Nota.* Contenido de (Santillan Amorin, 2023)

### **2.2.5. Técnicas de análisis de aceite en transformadores**

El aceite dieléctrico es una parte necesaria en los transformadores de potencia, ya que ayuda a aislar eléctricamente y también a enfriar los componentes internos. Con el tiempo, este aceite puede cambiar su composición por el calor, la humedad o por el desgaste natural, y esto puede hacer que el transformador no funcione bien. Por eso, es necesario revisar el estado del aceite de forma periódica. A través de diferentes métodos, se puede saber si el aceite sigue en buenas condiciones o si está empezando a dañarse (Caiza Betancourt, 2024). Estas revisiones son parte del mantenimiento predictivo, que busca prevenir fallas antes de que ocurran. A continuación, se describen algunas de las técnicas más usadas para analizar el aceite dieléctrico.

#### **A. Análisis fisicoquímico**

Este tipo de análisis sirve para revisar algunas propiedades básicas del aceite dieléctrico. Se observan características como la capacidad del aceite para resistir descargas eléctricas, su color, si tiene acidez, cuánta agua contiene, su viscosidad y otras propiedades similares. Estas pruebas permiten saber si el aceite todavía puede hacer bien su trabajo o si ya se ha empezado a degradar. Por ejemplo, si el aceite tiene mucha acidez, puede dañar los materiales internos del transformador. Si tiene mucha agua, puede perder su capacidad de aislar (Freire, 2023).

#### **B. Cromatografía de gases (DGA)**

La cromatografía de gases es una técnica que se utiliza para detectar gases que están disueltos dentro del aceite del transformador. Cuando el transformador sufre algún problema interno, como calentamiento o pequeñas descargas eléctricas, se generan

ciertos gases. Estos gases no se ven a simple vista, pero se pueden identificar usando un equipo especial en el laboratorio. Algunos de los gases más comunes que se buscan son hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno y monóxido de carbono. Cada uno de estos gases puede indicar un tipo distinto de problema. Por ejemplo, el acetileno puede aparecer cuando hay arcos eléctricos, mientras que el etano y etileno pueden señalar calentamiento excesivo. Esta técnica no solo dice qué tipo de gas hay, sino también cuánta cantidad, lo cual ayuda a saber si el problema es grave o está comenzando. Existen normas internacionales que ayudan a interpretar estos resultados, como la IEC 60599. Con esta técnica se pueden prevenir daños mayores, ya que se detectan las fallas antes de que se vuelvan peligrosas. Es una de las herramientas más precisas y confiables para el diagnóstico temprano en transformadores. Si los resultados indican un aumento repentino de gases, se puede revisar el equipo, aplicar mantenimiento o reemplazar componentes antes de que ocurra una falla total (Freire, 2023).

Una de las técnicas más utilizadas para diagnosticar fallas internas en transformadores de potencia es el análisis de gases disueltos, conocido como DGA (por sus siglas en inglés). Esta técnica se aplica principalmente en transformadores que utilizan aceite mineral como fluido dieléctrico. Su objetivo es identificar los gases generados cuando el aceite se degrada debido al calor, a descargas eléctricas o al envejecimiento de los materiales internos. Estos gases no se observan a simple vista, pero se disuelven en el aceite y pueden ser detectados mediante cromatografía de gases, una técnica de laboratorio que permite determinar tanto el tipo como la cantidad de gases presentes (Vargas Pongillo, 2023)

Los gases más comunes analizados en el DGA son: hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono y dióxido de carbono. Cada uno de ellos se relaciona con un tipo específico de falla. Por ejemplo, el hidrógeno y el metano pueden indicar la presencia de descargas parciales; el etano y el etileno suelen aparecer en situaciones de sobrecalentamiento térmico; mientras que el acetileno es característico de arcos eléctricos o fallas de alta energía (Molina, 2024).

Usando la norma para análisis de gases por cromatografía, se puede evaluar el estado del transformador con ayuda de un diagrama de flujo que facilita interpretar

los resultados del DGA. En este proceso, se suman los valores de los gases disueltos en el aceite, los cuales se expresan en partes por millón (ppm). Los principales gases detectados son: acetileno ( $C_2H_2$ ), etileno ( $C_2H_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ), metano ( $CH_4$ ), monóxido de carbono (CO) e hidrógeno ( $H_2$ ). También se consideran los gases atmosféricos usando la relación entre oxígeno y nitrógeno ( $O_2/N_2$ ). Si esta relación es menor a 0.2, se trata de transformadores sellados con nitrógeno o cubiertos con membrana, lo que representa aproximadamente un 60% de los casos. Si la relación es mayor a 0.2, corresponde a transformadores con tanque de expansión o también con membrana, estimando un 40% (Caiza Betancourt, 2024).

Existen distintos métodos para interpretar los resultados del DGA. Uno de ellos es el método de relaciones de gases, como el de Rogers o Doernenburg, que compara proporciones entre gases para clasificar el tipo de falla. Otro enfoque es el uso de gases clave, que se centra en la presencia y cantidad de ciertos gases específicos. También destaca el Triángulo de Duval, una herramienta gráfica que permite identificar hasta seis tipos de fallas distintas, utilizando la combinación de tres gases: metano, etileno y acetileno (Molina, 2024).

### C. Análisis de furanos

El análisis de furanos es una opción útil para evaluar el estado del papel aislante dentro del transformador, tomando como base una muestra del aceite. Esto se debe a que no es posible sacar el transformador de operación ni abrirlo solo para revisar directamente el papel. Por esa razón se realiza el análisis de furanos, ya que permite estimar el nivel de deterioro del aislamiento sólido. Este método se basa en detectar ciertos compuestos que se forman cuando la celulosa del papel se degrada y quedan disueltos en el aceite. Los principales compuestos de furanos que indican esta degradación son los siguientes:

- 2-furaldehído (2FAL)
- 5-metil-2-furaldehído (5M2F)
- 5-hidroximetil-2-furaldehído (5H2F)
- 2-acetilfurano (2ACF)
- 2-furfural (2FAL)

Estos compuestos permiten tener una idea del envejecimiento del papel sin necesidad de intervenir físicamente el transformador (Caiza Betancourt, 2024).

El compuesto llamado 2-furaldehído es estable y se forma dentro del transformador por eso su presencia refleja una relación entre su cantidad y el estado del equipo. En el aceite del transformador se pueden encontrar furanos, que aparecen con el paso del tiempo debido a la descomposición del papel y cartón aislante. La aparición de furanos puede estar relacionada con diferentes factores, como la humedad inicial del papel, el calor, una carga mayor a la diseñada para el transformador, entre otros aspectos (Caiza Betancourt, 2024).

El análisis de furanos sirve para revisar el estado del papel aislante que se encuentra dentro del transformador. Este papel, que envuelve los devanados, se va desgastando con el tiempo y la temperatura. Cuando ese papel se empieza a dañar, libera unas sustancias llamadas furanos, que se quedan disueltas en el aceite. Al medir la cantidad de furanos presentes, se puede saber si el papel está en buen estado o si ya está envejecido. Esta información es muy importante porque si el papel aislante falla, el transformador puede dejar de funcionar o sufrir una avería grave. Para hacer este análisis, se toma una muestra de aceite y se estudia en un laboratorio con un equipo especial. Se puede detectar tanto la presencia como la concentración de varios tipos de furanos, lo cual da una idea del nivel de deterioro. Esta prueba es útil porque no es necesario abrir el transformador ni interrumpir su funcionamiento. Solo con estudiar el aceite, se puede tener una idea clara de cómo está el aislamiento sólido. Además, permite tomar decisiones a tiempo, como hacer mantenimiento preventivo o planificar un cambio de transformador si el desgaste es alto (Molina, 2024)

#### **D. Análisis de humedad (Karl Fischer)**

El análisis de humedad por el método Karl Fischer se utiliza para medir cuánta agua hay en el aceite del transformador. La presencia de agua en el aceite es peligrosa porque reduce su capacidad de aislar la electricidad y puede acelerar el desgaste de los materiales internos. Aunque una pequeña cantidad de humedad puede estar presente de forma natural, si el nivel es muy alto, se corre el riesgo de que el transformador falle. El método Karl Fischer es muy preciso y puede detectar

cantidades muy pequeñas de agua, lo cual lo hace ideal para este tipo de análisis. Para realizar esta prueba, se toma una muestra del aceite y se analiza en un laboratorio usando un equipo específico que mide el contenido de agua por medio de una reacción química. Este análisis es rápido y confiable. Con los resultados, se puede saber si el aceite está en condiciones seguras o si necesita ser secado o cambiado. Además, si se repiten estas mediciones con el tiempo, se puede ver si la humedad está aumentando, lo que podría indicar que hay una entrada de agua al sistema, tal vez por alguna fuga o por condensación interna. Detectar esto a tiempo ayuda a prevenir problemas serios, ya que la humedad también puede dañar el papel aislante (D.A, 2023)

#### **E. Prueba de rigidez dieléctrica**

La prueba de rigidez dieléctrica se usa para saber si el aceite del transformador todavía puede resistir bien las descargas eléctricas. Esta propiedad es importante porque el aceite debe aislar correctamente la corriente y evitar que se generen cortocircuitos entre las partes internas del equipo. Para hacer esta prueba, se toma una muestra del aceite y se somete a una tensión eléctrica creciente en un laboratorio, hasta que ocurre una descarga. El valor en el que esto sucede indica la rigidez dieléctrica del aceite. Si ese valor es muy bajo, significa que el aceite está contaminado o envejecido, y ya no aísla como debería. Esta prueba es sencilla, rápida y útil para saber si el aceite sigue siendo confiable. Si los resultados no son buenos, se puede decidir filtrarlo o reemplazarlo. Esta medida ayuda a mantener la seguridad del transformador, ya que un aceite en mal estado puede causar daños internos costosos. Además, esta prueba suele combinarse con otras, como la medición de acidez o contenido de agua, para tener una mejor idea del estado general del aceite (Salazar Loo, 2023).

### **2.3. ECUACIONES**

La relación de transformación en un transformador idea está determinada por la proporción entre el número de espiras del devanado primario y secundario, la cual es equivalente a la relación entre sus tensiones, Ecuación (2.1), Esta relación se define como el principio de inducción electromagnética (Caiza Betancourt, 2024).

$$\frac{N_p}{N_p} = \frac{V_s}{V_s} \quad (2.1)$$





## **CAPÍTULO III**

### **3. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

La investigación presentada utiliza un enfoque cuantitativo porque se basa en la evaluación objetiva y el análisis estadístico de variables obtenidas a través de pruebas fisicoquímicas y dieléctricas aplicadas al aceite aislante de transformadores de potencia.

Esta metodología facilita la valoración del estado del sistema aislante utilizando datos numéricos que se obtienen a partir de procesos estandarizados. Los métodos incluyen la recopilación de datos de laboratorio sobre parámetros tales como la rigidez dieléctrica, nivel de humedad, índice de acidez, tensión interfacial, factor de disipación dieléctrica ( $\tan \delta$ ), entre otros signos que indican el nivel de envejecimiento y contaminación del aceite.

El análisis y procesamiento de la información se llevó a cabo utilizando técnicas de comparación e interpretación técnica de los resultados, con el objetivo de establecer un diagnóstico confiable y sugerir un plan de seguimiento basado en el estado del aceite dieléctrico.

#### **3.2. TIPO DE LA INVESTIGACIÓN**

El estudio se clasifica como aplicado, ya que busca usar conocimientos técnicos y científicos para resolver un problema concreto vinculado a la evaluación del estado de funcionamiento de transformadores de potencia a través del análisis del aceite aislante.

También tiene un aspecto descriptivo, ya que describe el comportamiento de las propiedades físicas y químicas del aceite según los resultados de las pruebas del laboratorio; y un enfoque explicativo porque examina la conexión entre la variación de esos parámetros los procesos de deterioro del sistema de aislamiento, lo que permite detectar posibles fallas iniciales y criterios técnicos para la toma de decisiones en relación al mantenimiento y seguimiento de los equipos.

### **3.3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

El enfoque de esta investigación es de tipo no experimental, ya que las variables que se examinan no son alteradas por el investigador, sino que se estudian y se evalúan tal como ocurren en las circunstancias reales de funcionamiento de los transformadores.

De igual manera, se trata de un diseño transversal, ya que la información que se evalúa proviene de muestras de aceite recogidas durante un solo ciclo de evaluación, lo que facilita el diagnóstico del estado de aislamiento en un instante determinado. El estudio se realiza mediante el análisis de los hallazgos proporcionados por los laboratorios especializados que se realizan pruebas fisicoquímicas y dieléctricas del aceite aislante, cuyos resultados se comparan con los estándares definidos en normas internacionales técnicas.

### **3.4. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN**

El método de la investigación empleada es la técnica analítica-comparativa. Se considera analítica ya que facilita la segmentación del problema en variables particulares relacionadas con las características fisicoquímicas y dieléctricas del aceite aislante, permitiendo así una evaluación individual de su rendimiento.

También es comparativa porque los hallazgos obtenidos se contrastan con los parámetros definidos en regulaciones internacionales y estándares técnicos de aceptación, lo que posibilita la identificación del estado del sistema de aislamiento y la emisión de un diagnóstico acerca de la situación operativa del transformador.

### **3.5. POBLACIÓN Y MUESTRA**

#### **3.5.1. Población**

El grupo de análisis se compone de los transformadores eléctricos que están llenos de aceite mineral y que se emplean en sistemas eléctricos de media tensión. Estos transformadores son aptos para ser evaluados a través de pruebas fisicoquímicas y dieléctricas del aceite aislante, con el objetivo de establecer el estado del sistema de aislamiento.

### **3.5.2. Muestra**

La muestra consistió en un transformador eléctrico trifásico con una capacidad de 200 kVA y una tensión nominal de 10 kV /0.46-0,4 Kv, sumergido en aceite mineral. Este transformador fue elegido como el enfoque principal de la investigación a través de un muestreo no aleatorio basado en la conveniencia, debido a la accesibilidad del equipo y la información técnica necesaria para el estudio.

Asimismo, se examinaron reportes técnicos del pasado relacionados con transformadores de 0,65 MVA y 3 MVA, cuyas pruebas fisicoquímicas y dieléctricas se emplearon como información adicional para llevar a cabo un análisis comparativo y reforzar la comprensión de los hallazgos del transformador que se está evaluando. Estos documentos no pertenecen a la muestra del estudio, sino que sirven como antecedentes técnicos que respaldan el análisis.

## **3.6. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS**

### **3.6.1. Técnicas de análisis de aceite**

Para el análisis de los datos se utilizó la técnica de análisis cuantitativo descriptivo, que permitió interpretar los valores obtenidos en las pruebas del aceite dieléctrico. Se aplicó un análisis comparativo entre los resultados fisicoquímicos y los límites establecidos por normas técnicas como IEC 60156 (rigidez dieléctrica), IEC 62021 (índice de acidez).

### **3.6.2. Instrumentos**

Los instrumentos utilizados corresponden a los informes técnicos emitidos por laboratorios especializados, los cuales realizaron las siguientes pruebas estandarizadas al aceite dieléctrico:

- Equipo de ensayo rigidez dieléctrica
- Equipo de medición de índice de acidez
- Medidor de humedad en aceite
- Informes técnicos emitidos por laboratorio acreditado

### **3.7. CAMPO DE VERIFICACIÓN**

#### **3.7.1. *Ubicación Temporal***

La investigación se desarrolló durante el año 2025.

#### **3.7.2. *Ubicación espacial***

La presente investigación se llevó a cabo en Arequipa y se utilizará información técnica como ejemplo que proviene de transformadores de potencia situados en dos instalaciones industriales: la Subestación Principal “Machu” y “Huayucachi”. Ambas funcionan en el país y poseen transformadores que están llenos de aceite mineral, los cuales han sido analizados mediante métodos fisicoquímico en laboratorios especializados. La localización específica no se modifica ni se manipula durante la ejecución de esta investigación, ya que se emplean registros y resultados que se obtendrán durante este tiempo.

#### **3.7.3. *Unidades de Estudio***

La unidad de estudio corresponde a un transformador eléctrico de 200 kVA aislado con aceite mineral, próximo a ser puesto en operación. Este equipo fue seleccionado para realizar un seguimiento inicial de su condición, evaluando el grado de deterioro del aceite aislante mediante la aplicación de ensayos fisicoquímicos. La implementación de estos análisis permite generar un registro histórico de muestras que facilitará el monitoreo y diagnóstico.



## **CAPÍTULO IV**

## **4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO Y MONITOREO DE TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE 200 KVA**

### **4.1. OBJETIVO DEL PROCEDIMIENTO**

Evaluar la condición operativa y el estado dieléctrico, térmico y químico del transformador eléctrico de 200 kVA mediante el análisis fisicoquímico del aceite aislante, con el fin de detectar fallas incipientes, envejecimiento del aislamiento y contaminación.

### **4.2. TOMA DE MUESTRAS Y VISITA TÉCNICA AL TRANSFORMADOR**

#### **4.2.1. Toma de muestra de aceite**

Se extrae el aceite de la parte inferior del tanque o válvula de muestreo, en envases limpios y sellados, evitando contaminación externa. La toma de muestras del aceite dieléctrico y la inspección técnica del transformador se llevaron el día 08 de noviembre del 2025 como se puede apreciar en la Figura 4.1. siguiendo las recomendaciones establecidas en la normativa IEC 6045-2021 (Métodos de muestreo de aceites minerales aislantes en equipos eléctricos) y los procedimientos operativos internos de la empresa operadora. Estas actividades permiten garantizar la representatividad del fluido dieléctrico y obtener información directa sobre la condición operativa del equipo.

**Figura 22**

*Transformador eléctrico de 200 kVA*

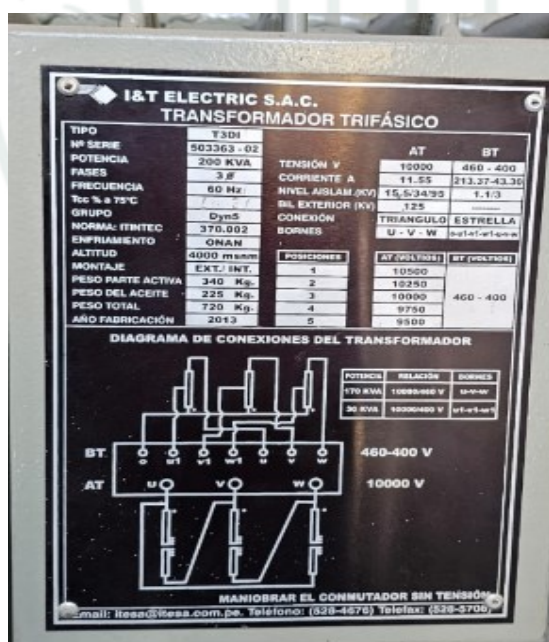


*Nota.* Transformador trifásico I&T ELECTRIC S.A.C

De igual manera, se procedió a la recopilación de los datos de la placa nominal del transformador, los cuales se muestran en la Figura 23.

**Figura 23**

*Placa nominal de transformador eléctrico de 200 kVA*

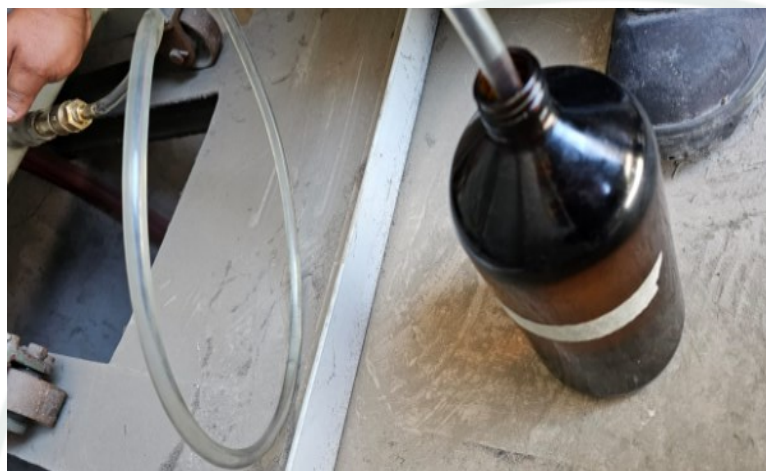


*Nota.* Transformador trifásico I&T ELECTRIC S.A.C

Una vez realizada la inspección inicial y el registro de los datos de la placa nominal, se procedió a la toma de muestra del aceite aislante como se puede observar en la figura 24 para su análisis posterior.

**Figura 24**

*Extracción del aceite del transformador eléctrico de 200 kVA*



*Nota.* Elaboración propia.

### 4.3. ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL ACEITE

#### 4.3.1. Ensayos de laboratorio (Análisis fisicoquímico)

**Tabla 7**

*Ensayos de laboratorio*

| Ensayo                                                       | Parámetro evaluado             | Interpretación técnica                       |
|--------------------------------------------------------------|--------------------------------|----------------------------------------------|
| Tensión de ruptura dieléctrica                               | Capacidad del aislamiento      | Valores bajos indican humedad o partículas.  |
| Contenido de humedad (ppm)                                   | Presencia de agua              | Reduce la rigidez dieléctrica.               |
| Índice de acidez (mg KOH/g)                                  | Degradación del aceite         | Mide oxidación del fluido.                   |
| Factor de potencia o pérdidas dieléctricas ( $\tan \delta$ ) | Contaminación y envejecimiento | Aumento indica deterioro del aislamiento.    |
| Viscosidad cinemática                                        | Propiedades térmicas           | Afecta la circulación y disipación de calor. |

*Nota.* Laboratorio DENNKY S.AC.

Para obtener una visión precisa sobre la condición del transformador I & ELECTRIC, se llevaron a cabo análisis fisicoquímico del aceite aislante de este equipo. La evaluación fisicoquímica, que se efectuó el 14 de noviembre del 2025 en el transformador TR 503363-02 el cual estamos estudiando, dio como resultado los siguientes hallazgos:

**Tabla 8**

*Resultados fisicoquímicos del TF 503363-02*

| Parámetro                      | T1 (Resultados) | Norma de Referencia  | Valores Max/Min |
|--------------------------------|-----------------|----------------------|-----------------|
| Tensión de ruptura dieléctrica | 66 kV           | ASTM D1816-12 (2019) | Min. 40         |
| Contenido de Humedad (ppm)     | 10 ppm          | ASTM D1533-20        | Max. 35         |
| Índice de neutralización       | 0.02 mg KOH/g   | ASTM D974-22         | Max. 0.2        |
| Factor de potencia (100°C)     | 1.773 %         | ASTM D924-23         | Max. 5          |
| Tension Interfacial            | 34.9 mN/m       | ASTM D971-20         | Min. 25         |

*Nota.* Laboratorio DENNKY S.AC.

Se observa que los valores de rigidez dieléctrica y el contenido de humedad del aceite se mantienen dentro de los rangos operativos establecidos por la normativa aplicable, lo que evidencia que el fluido dieléctrico conserva propiedades adecuadas para garantizar la aislación interna del transformador. En función de estos resultados y conforme a los criterios de la tabla de evaluación, se recomienda efectuar el monitoreo del transformador con una periodicidad anual.

#### 4.4. ANÁLISIS DE RIGIDEZ DEL ACEITE

La rigidez dieléctrica del aceite aislante constituye uno de los parámetros más representativos para evaluar su capacidad de soportar esfuerzos eléctricos sin experimentar ruptura. Para este estudio, la prueba se ejecutó conforme a la norma ASTM D1816- Método de copa de 2 mm, utilizando la gradación de voltaje y electrodos apropiados para este procedimiento. Estas condiciones permiten estimar de forma confiable el comportamiento dieléctrico del aceite bajo un campo eléctrico controlado.

**Tabla 9***Resultados análisis de rigidez dieléctrica del TR 503363-02*

| Parámetro                  | Nº de ruptura | Resultados (kV) | Norma de Referencia     |
|----------------------------|---------------|-----------------|-------------------------|
| <b>Rigidez dieléctrica</b> | 1             | 66.73           | ASTM D1816-12<br>(2019) |
|                            | 2             | 65.41           |                         |
|                            | 3             | 55.67           |                         |
|                            | 4             | 71              |                         |
|                            | 5             | 69.99           |                         |
|                            | Promedio (kV) | 66              |                         |

| Parámetro                            | Resultado       | Norma de Referencia |
|--------------------------------------|-----------------|---------------------|
| <b>Tipo de celda</b>                 | 3 electrode cup | ASTM D924-2023      |
| <b>Tipo de procedimiento</b>         | Rutina          |                     |
| <b>Gradiente de voltaje (rms)</b>    | 500 V/mm        |                     |
| <b>Frecuencia aplicada</b>           | 50 Hz           |                     |
| <b>Permitividad relativa (100°C)</b> | 2.101           |                     |
| <b>T.ambiente (100°C) Y % HR</b>     | 23.7°C y 48%    |                     |

*Nota.* Laboratorio DENNKY S.AC.

El valor de rigidez dieléctrica, al situarse dentro del rango considerado como aceite en buen estado, indica que el fluido aislante conserva adecuadamente sus propiedades eléctricas y que no existen condiciones internas significativas que comprometan la integridad dieléctrica del transformador evaluado.

#### **4.5. COMPARACIÓN CON INFORMES HISTÓRICOS**

Para mejorar la comprensión técnica de los resultados del transformador eléctrico de 200 kVA, se llevó a cabo un estudio comparativo con informes anteriores relacionados con transformadores de 0,65 MVA y 3 MVA. Estos documentos se utilizaron solamente como una guía para comparar el desempeño de los parámetros fisicoquímicos y dieléctricos del aceite aislante en distintas situaciones de operación.

#### **4.6. CLASIFICACIÓN DE LA CONDICIÓN DEL TRANSFORMADOR**

La clasificación de la condición del transformador se realizó integrando los resultados obtenidos en los análisis fisicoquímicos y dieléctricos del aceite aislante, así como la inspección

técnica del equipo en campo. La ausencia de datos históricos obligó a utilizar los valores actuales como línea base inicial; por tanto, la clasificación corresponde estrictamente a la condición observada durante la evaluación y no refleja tendencias a largo plazo.

#### 4.6.1. Criterios normativos empleados para la clasificación:

#### 4.6.2. Implicaciones de la clasificación

La condición normal del transformador indica que:

- El equipo se encuentra operativamente confiable y apto para ponerse en servicio sin riesgo inmediato.
- Los parámetros actuales constituyen la línea base oficial para realizar comparaciones en futuras evaluaciones
- La prioridad del mantenimiento debe orientarse a acciones preventivas y de monitoreo, más que correctivas.

### 4.7. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y MANTENIMIENTO

La norma define valores límite y rangos recomendados para cada propiedad diferenciando entre:

- Aceite nuevo: Debe cumplir con especificaciones más estrictas.
- Aceite en servicio: Se evalúa según su condición actual y tendencia de degradación.

**Tabla 10**

*Valores típicos orientativos según IEE 57.106*

| Parámetro                      | Aceite nuevo<br>(mín./máx.) | Aceite en servicio<br>(mín./máx.) | Interpretación técnica                        |
|--------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------------|
| Tensión de ruptura dieléctrica | $\geq 30$ kV                | $\geq 25$ kV                      | Baja BDV → contaminación o humedad.           |
| Humedad                        | $\leq 35$ ppm               | $\leq 50$ ppm                     | Alta humedad → riesgo de descargas parciales. |
| Índice de acidez               | $\leq 0.03$ mg KOH/g        | $\leq 0.2$ mg KOH/g               | Alta acidez → oxidación del aceite.           |
| Factor de potencia             | $\leq 0.05$ %               | $\leq 0.5$ %                      | Aumento → contaminación o envejecimiento.     |
| Tensión interfacial            | $\geq 40$ mN/m              | $\geq 25$ mN/m                    | Menor tensión → contaminación superficial.    |

Nota. Laboratorio DENNKY S.AC.

## 4.8. INTERPRETACIÓN Y ACCIONES RECOMENDADAS

Según los resultados de los ensayos, la norma indica tres posibles condiciones del aceite:

**Tabla 11**

*Condición del aceite*

| Condición del aceite    | Acción recomendada                       |
|-------------------------|------------------------------------------|
| En buenas condiciones   | Continuar en servicio, control periódico |
| Moderadamente degradado | Filtrado o secado (Tratamiento físico)   |
| Severamente degradado   | Regeneración química o reemplazo total   |

*Nota.* Laboratorio DENNKY S.AC.

### 4.8.1. Importancia en el mantenimiento predictivo

La aplicación de la IEEE C57.106-2015 permite:

- Detectar tempranamente problemas de contaminación o degradación.
- Optimizar los intervalos de mantenimiento basados en condición real.
- Garantizar la fiabilidad dieléctrica y térmica del transformador.
- Integrar los resultados con otras técnicas de diagnóstico (como DGA o análisis de furanos) para una evaluación integral del sistema de aislamiento.

### 4.8.2. Relación con otras normas

Esta norma se complementa con:

- IEEE C57.104-2019 → Análisis de gases disueltos (DGA).
- IEEE C57.637-2015 → Regeneración y reutilización del aceite.
- IEC 60422 → Mantenimiento de aceites minerales (equivalente internacional).
- ASTM D877, D1816, D974, D1533 → Métodos de ensayo específicos.



## CAPÍTULO V

## **5. PROPUESTA DE LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA EL MONITOREO BASADO EN CONDICIÓN DE TRANSFORMADORES MEDIANTE ANÁLISIS DE ACEITE**

En el presente capítulo desarrolla una propuesta de lineamientos técnicos para el monitoreo basado en condición de transformadores inmersos en aceite, tomando como referencia los resultados obtenidos en la presente investigación. La propuesta integra condiciones de operación del transformador, el análisis de carga, la metodología para definir la frecuencia de monitoreo, la justificación técnico-económica y los criterios de mantenimiento, con la finalidad de proporcionar una herramienta técnica que contribuya a mejorar la confiabilidad y prolongar la vida útil de estos equipos.

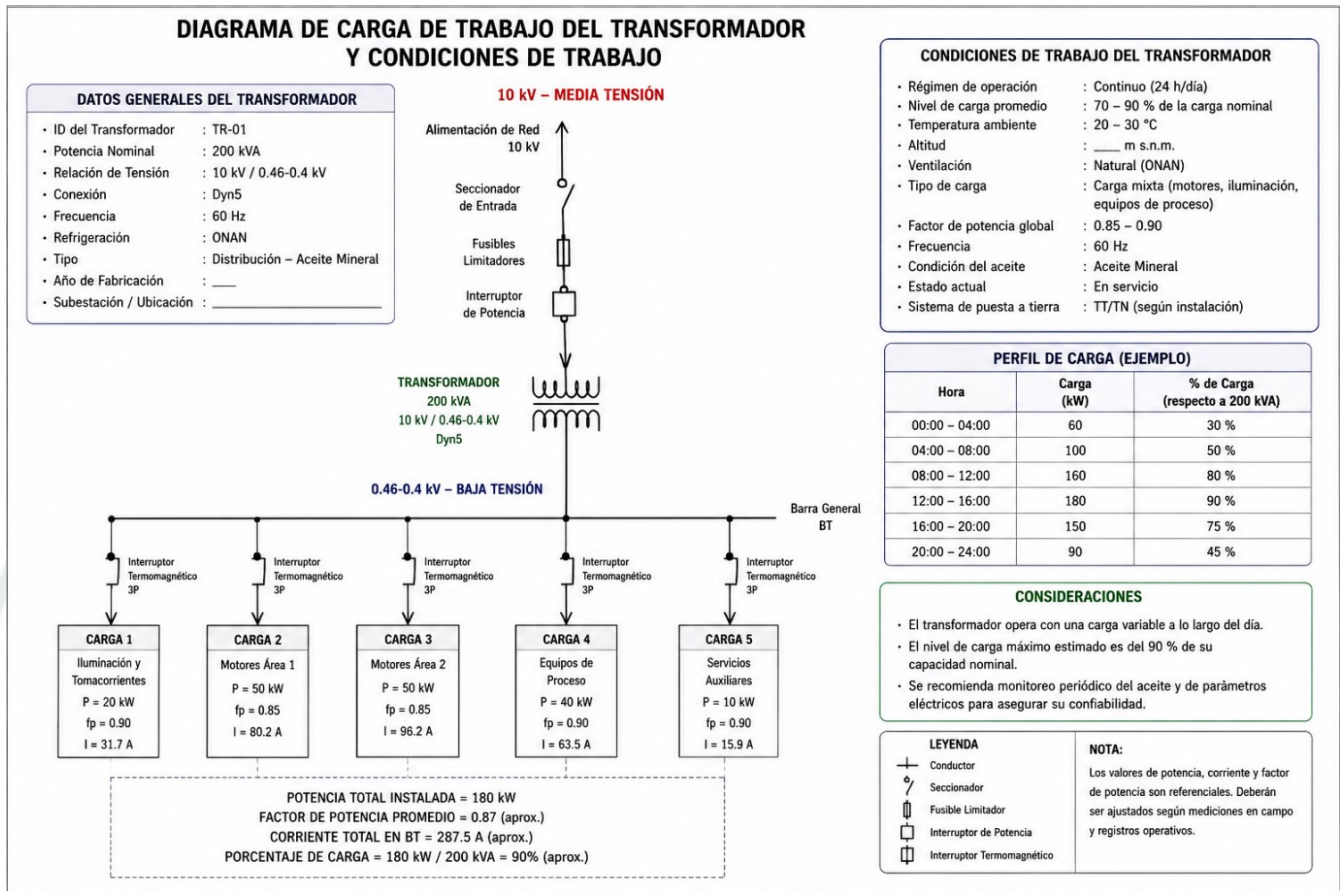
### **5.1. CONDICIONES DE TRABAJO DEL TRANSFORMADOR**

#### **5.1.1. *Transformador de distribución de 200 KVA***

El transformador de 200 KVA, que tiene una relación de transformación de 10 Kv /0,46-0,4, es el foco principal de la presente investigación. Este dispositivo funciona de manera continua y proporciona energía a cargas de baja tensión para equipos industriales, motores eléctricos, sistemas de iluminación y servicios complementarios. Según el perfil de carga analizado como se muestra en la Figura 25, el transformador utiliza entre el 70% y el 90% de su capacidad nominal, lo que permite llevar a cabo un monitoreo regular del aceite aislante para identificar de manera temprana cualquier proceso de deterioro en el sistema de aislamiento.

**Figura 25**

*Diagrama de carga de trabajo y condiciones de operación del transformador de 200 KVA*



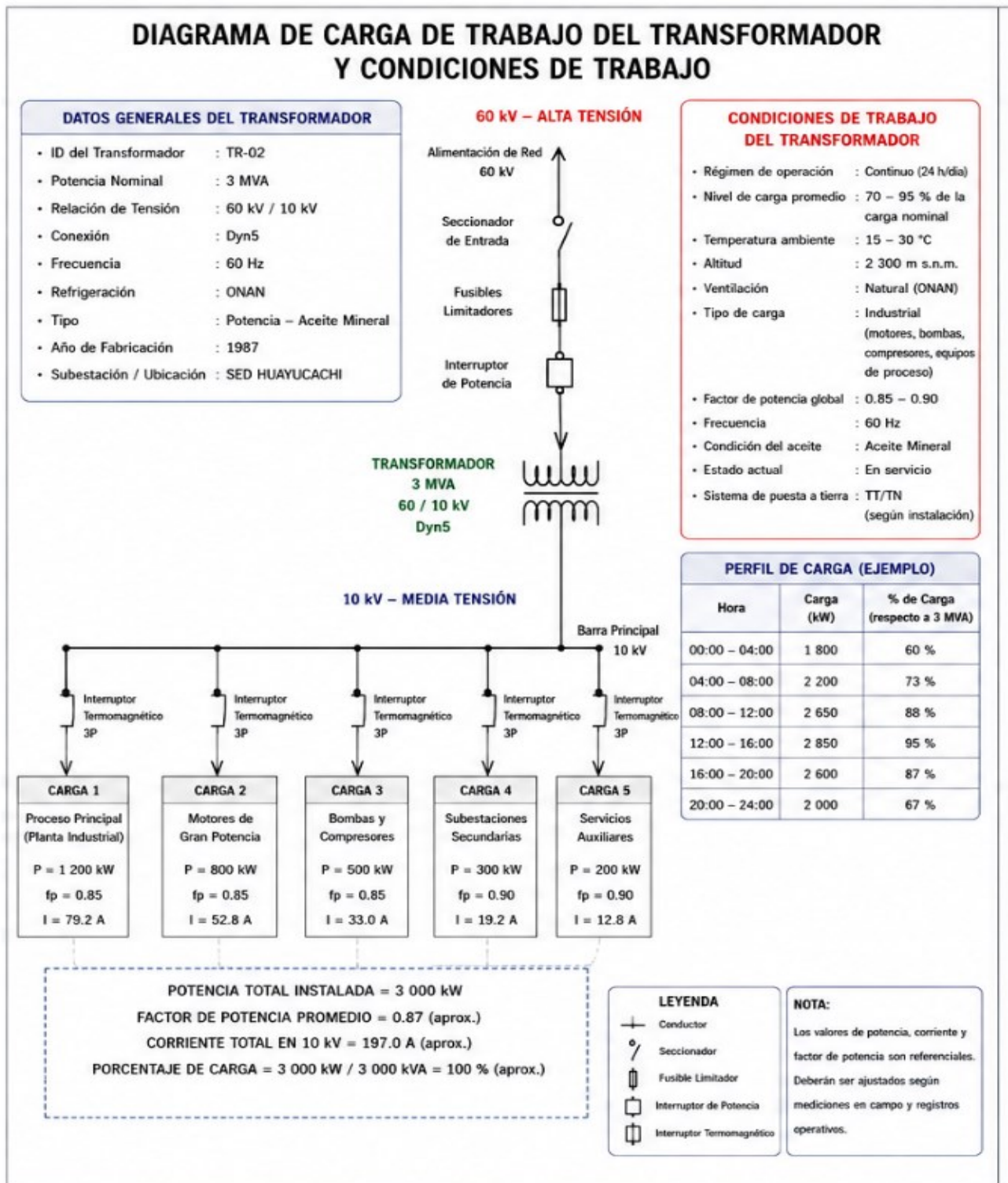
Nota. Elaboración propia.

### 5.1.2. Transformador de potencia de 3 MVA

En la Figura 26, se muestra el transformador con una capacidad de 3 MVA es un dispositivo de gran potencia que se utiliza para proporcionar energía a diferentes cargas industriales a través de alimentadores de media tensión. Debido a la cantidad de energía que entrega y la importancia del servicio que ofrece, el seguimiento de la condición del aceite aislante se convierte en una herramienta esencial para evitar fallos, disminuir el riesgo de cortes en el servicio y mejorar la programación del mantenimiento. Los hallazgos obtenidos en el examen de ese transformador ayudaron a enriquecer la valoración realizada en el estudio actual.

**Figura 26**

*Diagrama de carga de trabajo y condiciones de operación del transformador de 3 MVA*



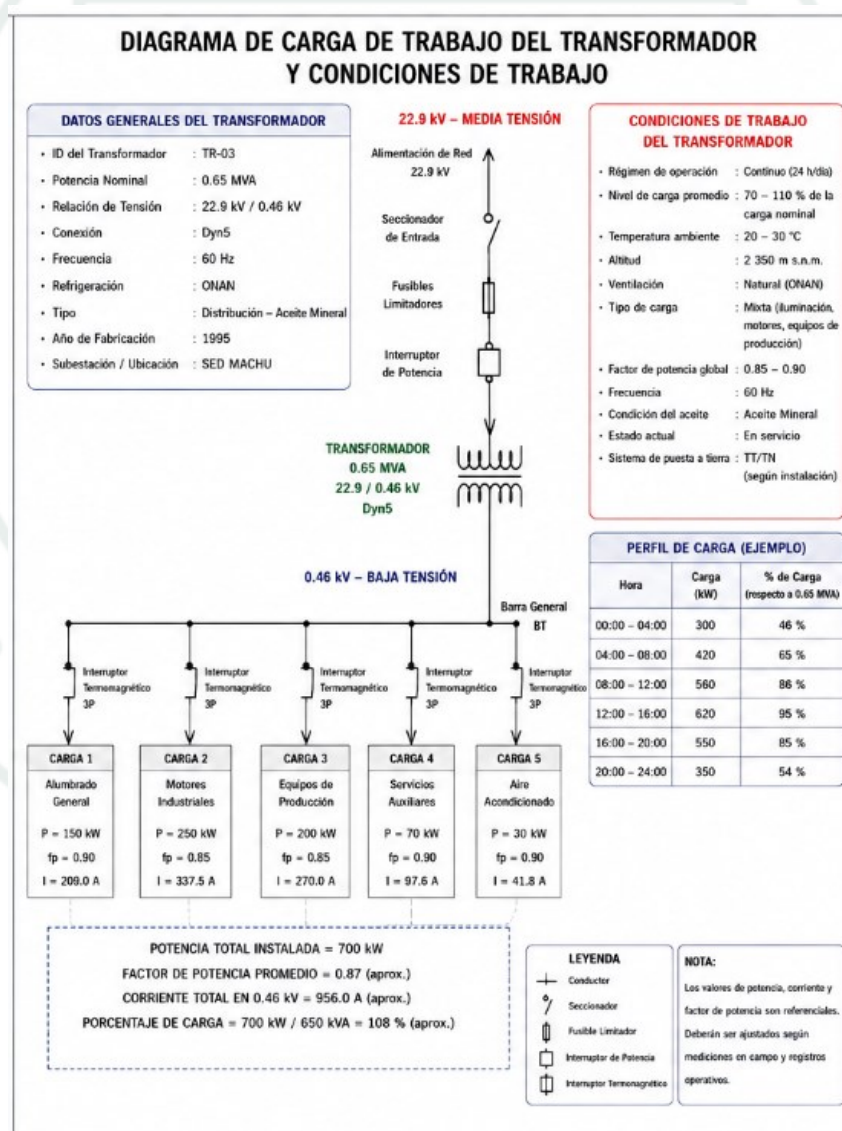
*Nota.* Elaboración propia.

### 5.1.3. Transformador de potencia de 0,65 MVA

La Figura 26 representa al transformador de 0,65 MVA fue considerado como caso de comparación para evaluar el comportamiento de los parámetros fisicoquímicos y dieléctricos del aceite aislante bajo condiciones de operación industrial. El equipo suministra energía a cargas de baja tensión asociadas al proceso productivo y opera bajo un régimen continuo. Debido a su mayor capacidad nominal respecto al transformador principal, el análisis de sus condiciones de carga permite comparar el comportamiento del aceite frente a diferentes niveles de exigencia eléctrica y térmica.

**Figura 27**

*Diagrama de carga de trabajo y condiciones de operación del transformador de 0,65 MVA*



Nota. Elaboración propia

#### **5.1.4. *Análisis de las condiciones de trabajo***

Del análisis de las condiciones de operación de los tres transformadores evaluados se observa que, aunque presentan diferencias en su capacidad nominal y en el tipo de carga abastecida, todos operan bajo condiciones de servicio continuo, lo que favorece la acumulación de esfuerzos térmicos y eléctricos sobre el sistema de aislamiento. Estas condiciones justifican la implementación de un programa de monitoreo basado en condición mediante análisis periódico del aceite aislante, permitiendo detectar oportunamente procesos de degradación y establecer acciones de mantenimiento acordes con el estado real del equipo.

Asimismo, el conocimiento del perfil de carga y de las condiciones de trabajo constituye un criterio técnico para definir la periodicidad del monitoreo, ya que transformadores sometidos a niveles de carga o con evidencia de envejecimiento del aceite requieren intervalos de evaluación más frecuentes que aquellos que operan bajo condiciones normales.

### **5.2. EVALUACIÓN DE LA CARGA DE TRABAJO DE LOS TRANSFORMADORES**

La carga que soporta un transformador es uno de los elementos más relevantes que afectan su rendimiento y durabilidad. Durante su funcionamiento, el nivel de carga afecta la cantidad de energía que se pierde y el aumento de temperatura en los bobinados, así como en el aceite aislante, lo que puede acelerar o ralentizar el desgaste del sistema de aislamiento. Por lo tanto, comprender el patrón de carga es esencial para analizar correctamente los resultados que se obtienen a través de los estudios fisicoquímicos y dieléctricos del aceite.

En este trabajo se han analizado tres transformadores con diferentes capacidades nominales, cada uno con características operativas específicas. Examinar su carga de trabajo permite identificar el nivel de exigencia que enfrentan durante su uso, brindando un criterio técnico que ayuda a establecer la frecuencia del monitoreo y las acciones de mantenimiento basadas en su estado.

### 5.2.1. Evaluación del nivel de carga

Para evaluar la condición operativa de los transformadores se consideró el comportamiento de la carga durante el régimen normal de servicio. La información obtenida permitió estimar el porcentaje de utilización de la capacidad nominal y establecer el nivel de exigencia térmica al que se encuentra sometido cada equipo.

En términos generales, un transformador que opera permanentemente con porcentajes elevados de carga presenta un mayor incremento de temperatura en el aceite y en los devanados, lo que favorece la degradación del aislamiento y reduce su vida útil. Por el contrario, equipos que trabajan con niveles moderados de carga experimentan menores esfuerzos térmicos, permitiendo una mayor estabilidad de las propiedades dieléctricas del aceite.

### 5.2.2. Comparación de las condiciones de carga

**Tabla 12**

*Comparación de las condiciones de carga de los transformadores evaluados*

| <b>Parámetro</b>            | <b>Transformador<br/>200 KVA</b> | <b>Transformador 0,65<br/>MVA</b> | <b>Transformador<br/>3 MVA</b> |
|-----------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| <b>Potencia normal</b>      | 200 KVA                          | 0,65 MVA                          | 3 MVA                          |
| <b>Régimen de operación</b> | Continuo                         | Continuo                          | Continuo                       |
| <b>Tipo de carga</b>        | Industrial mixta                 | Industrial                        | Industrial                     |
| <b>Nivel de carga</b>       | Variable                         | Variable                          | Variable                       |
| <b>Monitoreo del aceite</b> | Recomendado                      | Recomendado                       | Recomendado                    |
| <b>Criticidad operativa</b> | Media                            | Alta                              | Muy alta                       |

*Nota.* Elaboración propia

### 5.2.3. Influencia de la carga sobre el aceite aislante

El incremento del nivel de carga produce un aumento de la temperatura interna del transformador, generando un mayor esfuerzo térmico sobre el aceite aislante y los materiales celulósicos. Como consecuencia, pueden acelerarse procesos de oxidación, incremento de la acidez, reducción de la rigidez dieléctrica y formación de compuestos derivados del envejecimiento de aislamiento.

Por esta razón, el análisis de la carga de trabajo debe considerarse como un complemento de los resultados obtenidos en laboratorio, ya que permite comprender las posibles causas de la degradación del aceite y establecer una estrategia de monitoreo acorde con las condiciones reales de operación.

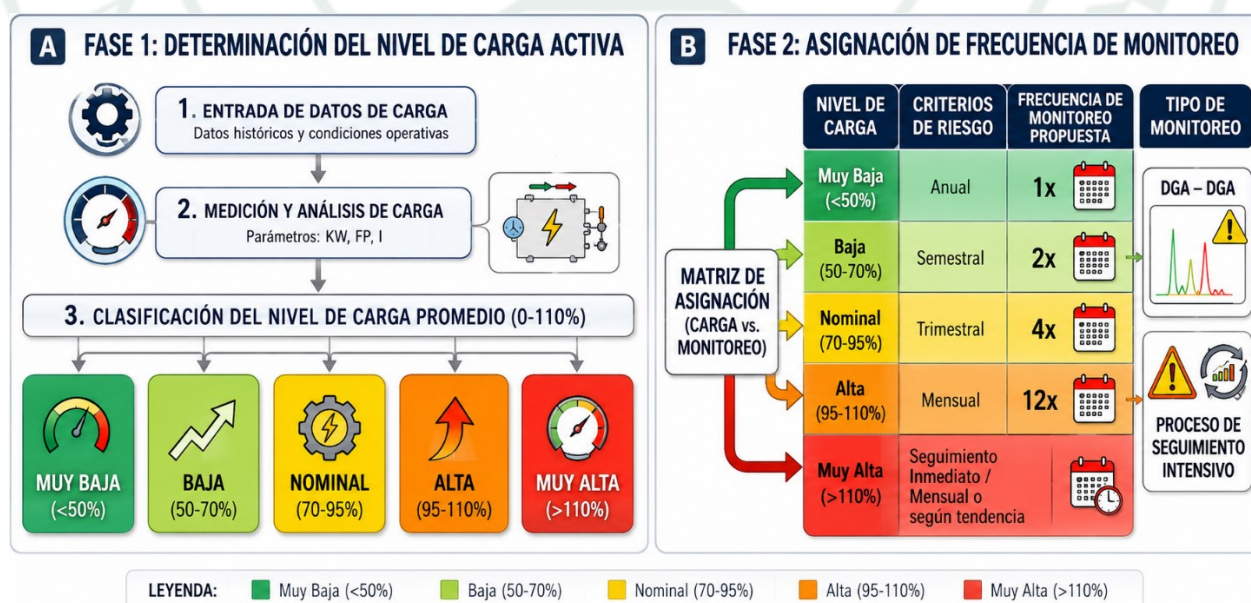
#### 5.2.4. Relación entre la carga y la estrategia de monitoreo

La evaluación conjunta del nivel de carga y de los resultados del análisis del aceite constituye una herramienta para priorizar las actividades de mantenimiento. Transformadores sometidos a mayores exigencias de operación o que presentan tendencias de deterioro requieren intervalos de monitoreo más cortos, mientras que equipos con comportamiento estable puede mantenerse bajo programas de seguimiento periódico con mayor espaciamiento.

En este sentido, la información obtenida durante la investigación demuestra que el monitoreo basado en condición como se puede apreciar en la Figura 28, permite orientar las decisiones de mantenimiento de acuerdo con el estado real del transformador, optimizando los recursos destinados a la gestión de activos eléctricos y reduciendo el riesgo de fallas inesperadas.

**Figura 28**

*Relación entre el nivel de carga y la frecuencia de monitoreo propuesta*



*Nota.* Elaboración propia

### **5.3. METODOLOGÍA PARA ESTABLECER LA FRECUENCIA DE MONITOREO**

La periodicidad de la evaluación del aceite aislante es uno de los factores más significativo dentro del mantenimiento basado en el estado de transformadores que operan con aceite. Un intervalo de revisión demasiado largo puede retrasar la identificación de problemas en el aislamiento, en tanto que una frecuencia excesiva incrementa los costos de mantenimiento sin ofrecer beneficios relevantes cuando el equipo opera en condiciones normales.

Por este motivo, se sugiere un enfoque que combina las condiciones operativas del transformador, los resultados de los análisis fisicoquímicos y dieléctricos del aceite, y la importancia del equipo dentro del sistema eléctrico. Este enfoque posibilita establecer una frecuencia de monitoreo que se base en el estado real del transformador y no solo en intervalos de tiempo predefinidos.

#### **5.3.1. *Objetivo de la metodología***

El enfoque sugerido busca fijar directrices técnicas que faciliten la determinación de la periodicidad de revisión del aceite aislante en transformadores llenos de aceite, teniendo en cuenta su funcionamiento y la evolución de los parámetros analizados en el diagnóstico.

Su implementación ayuda a mejorar la programación del mantenimiento, minimizar la probabilidad de fallos imprevistos y extender la durabilidad del sistema aislante.

#### **5.3.2. *Variables consideradas***

La frecuencia de monitoreo se determina considerando la evaluación conjunta de los siguientes criterios:

- A. Condiciones de operación**
- B. Resultados del análisis fisicoquímico**
- C. Resultados del análisis de gases disueltos (DGA)**
- D. Historial del transformador**

### **5.3.3. Procedimiento metodológico**

#### **1. Identificación del transformador**

Se recopila la información técnica del equipo:

- Potencia.
- Tensiones.
- Año de fabricación.
- Fabricante.
- Tipo de refrigeración.
- Ubicación.
- Función dentro del sistema.

#### **2. Evaluación de las condiciones de trabajo**

Se analiza:

- Nivel carga.
- Horas de operación.
- Temperatura ambiente.
- Condiciones ambientales.
- Tipo de carga.

#### **3. Muestreo del aceite**

La extracción del aceite debe realizarse siguiendo procedimientos normalizados para evitar contaminación de la muestra.

Se registra:

- Fecha.
- Hora.
- Temperatura.
- Estado operativo.
- Observaciones.

#### **4. Ensayos de laboratorio**

Las muestras son sometidas a los análisis considerados en la investigación:

- Rigidez dieléctrica

- Humedad.
- Acidez.
- Tangente delta.
- Gases disueltos.

## 5. Evaluación técnica

Los resultados obtenidos son comparados con los límites establecidos en las normas técnicas utilizadas durante la investigación.

Posteriormente se determina:

- Estado del aceite.
- Estado del aislamiento.
- Presencia de anomalías.

## 6. Clasificación de la condición del transformador

Con base en los resultados obtenidos se clasifica el equipo en:

**Tabla 13**

*Clasificación de la condición del transformador*

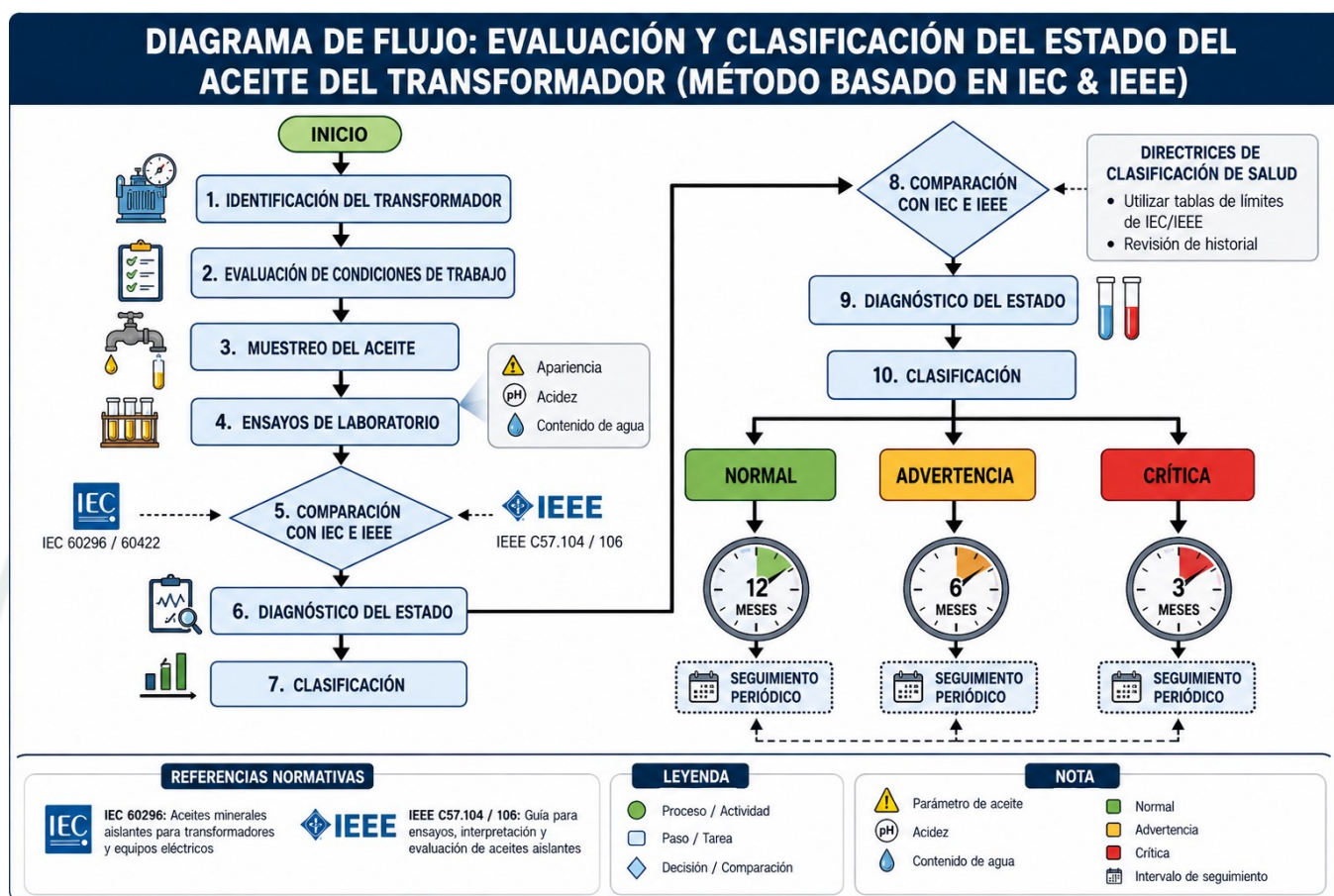
| Estado del transformador | Frecuencia propuesta     |
|--------------------------|--------------------------|
| Condición normal         | Cada 12 meses            |
| Condición de advertencia | Cada 6 meses             |
| Condición crítica        | Cada 3 meses o inmediata |

*Nota.* Elaboración propia

En la Figura 29, se presenta el diagrama de flujo correspondiente al procedimiento metodológico empleado para la evaluación y clasificación del estado del aceite aislante y del transformador. Este esquema permite visualizar de manera secuencial las etapas desarrolladas durante la investigación, desde la toma y análisis de las muestras de aceite hasta la interpretación de los resultados obtenidos, facilitando así la determinación de la condición del aceite y del estado operativo del transformador.

**Figura 29**

*Procedimiento metodológico*



*Nota.* Elaboración propia

#### 5.3.4. Matriz de criticidad para la definición de la frecuencia de monitoreo

Con el propósito de establecer una frecuencia de monitoreo acorde con la condición real del transformador se propone una matriz de criticidad que integra variables operativas y resultados obtenidos mediante análisis del aceite aislante. La metodología asigna una puntuación a cada criterio evaluado y, a partir del puntaje total, clasifica el nivel de criticidad del equipo.

Esta matriz permite reducir la subjetividad en la toma de decisiones y priorizar el monitoreo de aquellos transformadores que presentan mayor probabilidad de falla.

Criterios de evaluación, se consideran cinco criterios principales:

**Tabla 14***Criterios de evaluación de la criticidad*

| <b>Criterio</b>              | <b>Descripción</b>                          | <b>Puntaje</b> |
|------------------------------|---------------------------------------------|----------------|
| <b>Nivel de carga</b>        | Porcentaje de utilización del transformador | 1-5            |
| <b>Estado del aceite</b>     | Resultados fisicoquímicos y dieléctricos    | 1-5            |
| <b>Gases disueltos (DGA)</b> | Presencia y tendencia de gases combustibles | 1-5            |
| <b>Antigüedad del equipo</b> | Año de servicio                             | 1-5            |
| <b>Criticidad operativa</b>  | Impacto de una falla sobre el proceso       | 1-5            |

*Nota.* Elaboración propia**5.3.5. Cálculo del índice de criticidad**

El índice de criticidad (IC) se obtiene mediante la suma de los puntajes asignados a cada criterio:

$$IC = C + A + DGA + E + CO \quad (5.2)$$

Donde:

- C: Nivel de carga.
- A: Estado del aceite.
- DGA: Resultado del análisis de gases disueltos.
- E: Antigüedad del equipo.
- CO: Criticidad operativa.

**Tabla 15***Evaluación del índice de criticidad de los transformadores*

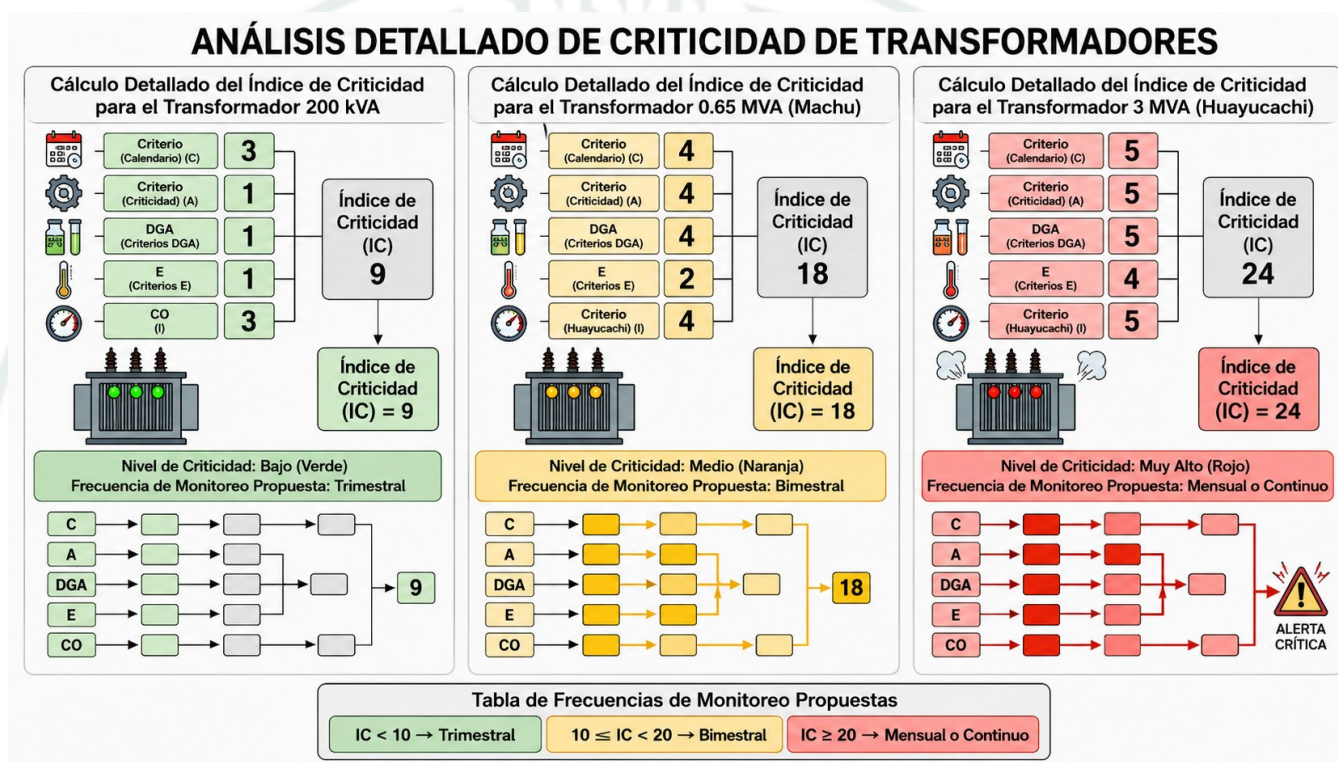
| <b>Criterio</b>              | <b>200 KVA</b> | <b>0,65 MVA</b> | <b>3 MVA</b> |
|------------------------------|----------------|-----------------|--------------|
| <b>C- Nivel de carga</b>     | 3              | 4               | 5            |
| <b>A -Estado del aceite</b>  | 1              | 4               | 5            |
| <b>DGA - Gases disueltos</b> | 1              | 4               | 5            |
| <b>E - Antigüedad</b>        | 1              | 2               | 4            |

|                           |   |    |    |
|---------------------------|---|----|----|
| CO - Criticidad           | 3 | 4  | 5  |
| Índice de criticidad (IC) | 9 | 18 | 24 |

Nota. Elaboración propia

**Figura 30**

*Análisis detallado de criticidad de transformadores*



Nota. Elaboración propia

En la Figura 30 se aprecia un análisis detallado de criticidad de los transformadores evaluados, los puntajes asignados a cada criterio corresponden a una propuesta metodológica desarrollada para esta investigación. La valoración se realizó considerando las condiciones de operación de los transformadores evaluados, los resultados del análisis fisicoquímico y dieléctrico del aceite aislante, el análisis de gases disueltos (DGA), la antigüedad del equipo y la criticidad operativa.

#### 5.4. JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

El cuidado de los transformadores sumergidos en aceite ha progresado de un enfoque que se centra solamente en tiempos fijos a métodos que se basan en la condición efectiva del equipo.

Este cambio brinda la oportunidad de mejorar el manejo de los activos eléctricos, aumentando la fiabilidad en su funcionamiento y disminuyendo los gastos vinculados a fallos imprevistos.

#### **5.4.1. Justificación técnica**

Desde un enfoque técnico, la ejecución de un programa de supervisión basado en la condición ofrece beneficios importantes en comparación con un mantenimiento realizado solo en intervalos de tiempo determinados.

Los hallazgos de la investigación indicaron que los tres transformadores analizados presentan diversas condiciones operativas y diferentes grados de deterioro del aceite aislante. El transformador de 200 KVA se mantiene dentro de los parámetros establecidos por las normas, mientras que los transformadores 0,65 MVA y 3MVA muestran un deterioro que requiere supervisión más frecuente.

En este marco, la metodología sugerida permite:

- Priorizar los transformadores con mayor probabilidad de falla.
- Identificar a tiempo los procesos de degradación del aceite aislante.
- Planificar actividades de mantenimiento de manera organizada.
- Disminuir la posibilidad de fallas catastróficas.
- Aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico.

#### **5.4.2. Justificación económica**

Desde una perspectiva financiera, el seguimiento basado en la condición se presenta como un enfoque que mejora la utilización de los recursos asignados al mantenimiento de transformadores.

La realización regular de pruebas del aceite aislante conlleva un gasto mucho menor en comparación con los costes asociados a la reparación o al reemplazo de un transformador que ha experimentado una falla interna.

Además de los gastos directos de reparación, un fallo inesperado puede provocar:

- Cortes en el suministro eléctrico.

- Pérdidas en la producción.
- Aumento en los tiempos de inactividad.
- Gastos por mantenimiento correctivo urgente.
- Riesgos para la seguridad de los trabajadores y de las instalaciones.

## **5.5. LINEAMIENTOS TÉCNICOS PROPUESTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA DE MONITOREO**

### **5.5.1. Lineamientos técnicos**

#### **1) Primer Lineamiento: Identificación y caracterización del transformador**

Cada transformador deberá contar con un registro técnico actualizado que incluya como mínimo:

- Identificación del equipo.
- Potencia nominal.
- Relación de transformación.
- Año de fabricación.
- Tipo de aceite aislante.
- Sistema de refrigeración.
- Ubicación.
- Historial de mantenimiento.

#### **2) Segundo Lineamiento: Evaluación de las condiciones de operación**

Antes de definir la frecuencia de monitoreo deberá evaluarse:

- Nivel de carga.
- Horas de operación.
- Temperatura ambiente.
- Condiciones ambientales.
- Criticidad de servicio.

#### **3) Tercer Lineamiento: Muestreo del aceite**

La toma de muestras deberá realizarse siguiendo procedimientos estandarizados, garantizando que la muestra sea representativa y evitando contaminación durante el proceso.

Asimismo, deberá registrarse la fecha de extracción, temperatura del aceite y condiciones de operación del transformador.

#### 4) Cuarto Lineamiento: Ensayos de laboratorio

Las muestras deberán ser sometidas, como mínimo, a los siguientes análisis:

- Rigidez dieléctrica.
- Contenido de humedad.
- Índice de acidez.
- Tangente delta.
- Análisis de gases disueltos (DGA).

#### 5) Quinto lineamiento: Evaluación de resultados

Los resultados obtenidos deberán compararse con los valores de referencia establecidos en las normas técnicas aplicables y analizarse conjuntamente con las condiciones de operación del transformador.

Además de la evaluación puntual de cada ensayo, deberá considerarse la tendencia histórica de los parámetros para identificar procesos de degradación progresiva.

#### 6) Sexto Lineamiento: Determinación de la criticidad

Aplicar la matriz de criticidad propuesta en esta investigación para clasificar el estado del transformador y establecer la frecuencia de monitoreo correspondiente.

#### 7) Séptimo Lineamiento: Planificación del mantenimiento

**Tabla 16**

*Acciones recomendadas según el nivel de criticidad*

| Nivel de criticidad | Frecuencia de monitoreo | Acción recomendada                                |
|---------------------|-------------------------|---------------------------------------------------|
| Bajo                | Cada 12 meses           | Seguimiento periódico y mantenimiento preventivo  |
| Moderado            | Cada 6 meses            | Incrementar el seguimiento y verificar tendencias |

Alto

Cada 3 meses

Evaluación técnica detallada y  
planificación de intervención

Crítico

Mensual o inmediata

Inspección integral e intervención  
prioritaria

Nota. Elaboración propia

## 8) Octavo Lineamiento: Actualización del programa

El programa de monitoreo deberá revisarse periódicamente para incorporar nuevos resultados de laboratorio, cambios en las condiciones de operación y modificaciones en la criticidad del transformador.

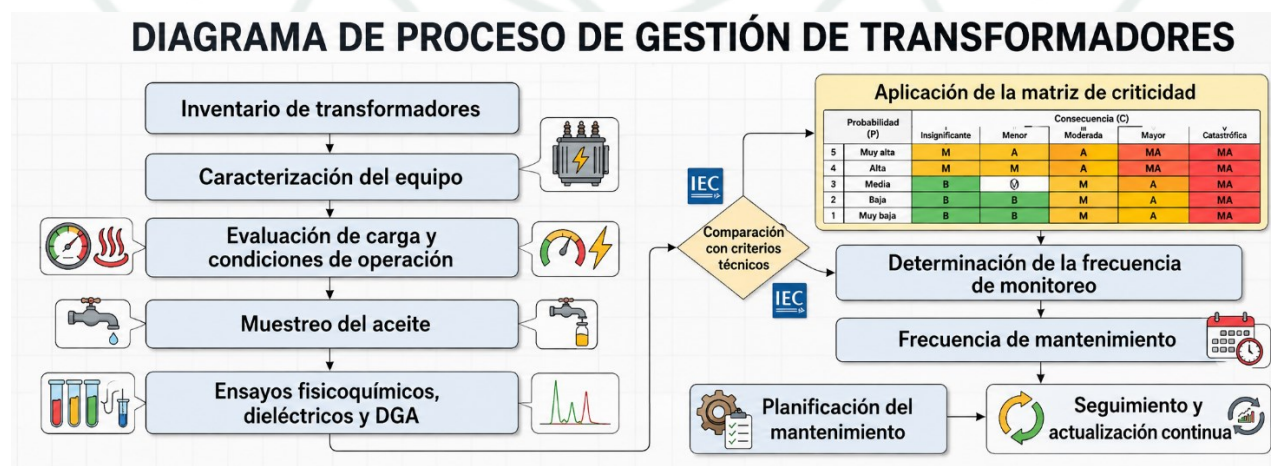
### 5.5.2. Diagrama de implementación

Con el fin de hacer más sencilla la implementación de los lineamientos técnicos sugeridos, se muestra el esquema en la Figura 31, el programa de supervisión basado en el estado para transformadores llenos de aceite.

Este modelo sintetiza de forma ordenada las fases que abarcan desde la identificación del equipo, la revisión de sus condiciones operativas y el examen del aceite aislante, hasta la fijación de la frecuencia de supervisión y la organización de las tareas de mantenimiento.

**Figura 31**

Diagrama de implementación del programa de monitoreo basado en condición para transformadores inmersos en aceite



Nota. Elaboración propia

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el presente estudio se realizó el análisis fisicoquímico y dieléctrico del aceite aislante en transformadores de distribución, evaluando parámetros como rigidez dieléctrica, contenido de humedad, índice de acidez, factor de potencia y cromatografía de gases disueltos.

Los resultados obtenidos evidencian que:

- La rigidez dieléctrica en los transformadores evaluados se mantiene dentro de los rangos aceptables según normativa IEC, lo que indica una adecuada capacidad de aislamiento eléctrico del aceite.
- El contenido de humedad se encuentra dentro de los límites permisibles, sin representar un riesgo inmediato para el sistema de aislamiento.
- Se identificaron valores elevados de índice de acidez y factor de potencia, lo cual evidencia procesos de degradación del aceite y envejecimiento del sistema aislante.
- El análisis de gases disueltos (DGA) mostró presencia de gases como  $C_2H_2$  y  $C_2H_4$ , asociados a fallas térmicas incipientes y posibles puntos calientes, dentro del transformador.

En conjunto, estos resultados permiten identificar que, aunque el transformador mantiene condiciones operativas aceptables, sin embargo, se considera fundamental establecer un monitoreo continuo para asegurar la estabilidad operativa y la detección temprana de posibles fallas potenciales.

## CONCLUSIONES

1. El aceite mineral aislante evaluado presenta condiciones adecuadas para su operación, dado que los ensayos de rigidez dieléctrica, contenido de humedad, índice de acidez y factor de potencia se encuentran dentro de los rangos recomendados por las normas aplicables. Esto evidencia que el sistema de aislamiento líquido mantiene su capacidad de soportar esfuerzos eléctricos y térmicos propios de la operación del transformador.
2. De acuerdo con los criterios establecidos en la IEEE C57.106-2015, el aceite se clasifica en Clase I, lo cual indica que sus propiedades fisicoquímicas y dieléctricas son compatibles con un desempeño confiable y que no se requiere su retiro del servicio.
3. La clasificación obtenida confirma que el transformador puede ponerse en operación sin necesidad de acciones correctivas inmediatas, manteniéndose dentro de un nivel de riesgo bajo para el sistema de aislamiento.
4. Los resultados demuestran la importancia de aplicar técnicas de análisis del aceite dieléctrico como herramienta de diagnóstico confiable, ya que permiten evaluar de manera no intrusiva la condición interna del equipo y respaldan la toma de decisiones en el mantenimiento basado en condición.
5. Se concluye que la implementación de un programa de monitoreo continuo basado en análisis de aceite dieléctrico contribuye significativamente a mejorar la confiabilidad operativa, optimizar el mantenimiento y reducir costos asociados a fallas no programadas.

## RECOMENDACIONES

1. Registrar y analizar la tendencia histórica de los parámetros fisicoquímicos, a fin de identificar patrones de degradación que no sean evidentes en una evaluación aislada. La interpretación basada en tendencias permite anticipar y planificar acciones de mantenimiento antes que el aceite pierda su capacidad aislante.
2. Establecer un protocolo de mantenimiento basado en condición (CBM), de acuerdo con las directrices de la IEEE C57.106-2015 y otras normas complementarias como IEC 60156, IEC 60599 e IEC 62021. Esto permitirá definir criterios objetivos para filtración, desgasificación, regeneración o reemplazo del aceite en función de su degradación real.
3. Mantener registros actualizados de cada intervención y evaluación del transformador, de modo que la gestión del mantenimiento esté documentada y facilite la toma de decisiones futuras.
4. Complementar el diagnóstico del aceite con análisis de gases disueltos (DGA), especialmente si se identifican incrementos en acidez, humedad o disminución de la rigidez dieléctrica. El DGA, según IEC 60599, permite detectar fallas térmicas o eléctricas incipientes dentro del transformador.
5. Se recomienda evaluar la posibilidad de implementar sistemas de monitoreo en línea, especialmente en transformadores críticos, para una supervisión continua de parámetros como temperatura, humedad y gases disueltos.

**Tabla 17**

*Cuadro de Operacionalización de variable*

| DIAGNÓSTICO Y MONITOREO DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS DE 200 kVA, EN 10 kV/ 0.46-0.4 kV MEDIANTE ANÁLISIS FISICOQUÍMICO Y DIELECTRICO DEL ACEITE AISLANTE                |                                                                                                                                                                                                                                                                             |                                              |                                                                                                                                                                                                        |                                                                           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| Objetivos                                                                                                                                                                | Hipótesis                                                                                                                                                                                                                                                                   | Variables                                    | Indicadores                                                                                                                                                                                            | Metodologías                                                              |
| General                                                                                                                                                                  | General                                                                                                                                                                                                                                                                     | Variables Independientes                     |                                                                                                                                                                                                        |                                                                           |
| Diagnosticar y monitorear el estado operativo de transformadores eléctricos mediante la aplicación de técnicas de análisis de aceite dieléctrico.                        | La aplicación sistemática de técnicas de análisis de aceite dieléctrico permite diagnosticar y monitorear de manera eficaz el estado operativo de transformadores eléctricos, contribuyendo a la detección temprana de fallas y a la mejora de la confiabilidad del equipo. | Técnicas de análisis de aceite dieléctrico   | <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Rigidez dieléctrica (kV)</li><li>▪ Contenido de agua disuelta (ppm)</li><li>▪ Índice de acidez (mg KOH/g)</li><li>▪ Factor de potencia</li></ul>               | La metodología empleada en esta investigación es de enfoque cuantitativo. |
| Específicos                                                                                                                                                              | Específicos                                                                                                                                                                                                                                                                 | Variable Dependiente                         | <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Clasificación del aceite según normas técnicas (Clase I, II, III)</li><li>▪ Tipo de falla identificada</li><li>▪ Condición técnica del transformador</li></ul> | La investigación es de tipo aplicada.                                     |
| Determinar la condición del aceite dieléctrico mediante la ejecución de pruebas fisicoquímicos y el análisis de rigidez conforme con los estándares normativos vigentes. | Si se realizan pruebas fisicoquímicas y de rigidez dieléctrica conforme a las normativas vigentes, entonces es posible determinar con precisión el estado actual del aceite dieléctrico y su grado de degradación.                                                          | Estado operativo del transformador eléctrico |                                                                                                                                                                                                        | El diseño de la investigación es no experimental y transversal.           |
| Analizar e interpretar los parámetros obtenidos con el fin de diagnosticar la presencia de posibles fallas térmicas, eléctricas o por envejecimiento del aislamiento.    | Si se analizan e interpretan adecuadamente los parámetros obtenidos de dichos análisis, entonces se podrán identificar fallas térmicas, eléctricas o procesos avanzados de envejecimiento del aislamiento.                                                                  |                                              |                                                                                                                                                                                                        |                                                                           |
| Establecer lineamientos técnicos de monitoreo periódico que permitan controlar de manera continua el estado del transformador en servicio.                               | Si se establecen lineamientos técnicos para un monitoreo periódico, entonces se logrará un control continuo del estado operativo del transformador, reduciendo la probabilidad de fallas y optimizando la gestión del mantenimiento.                                        |                                              |                                                                                                                                                                                                        |                                                                           |

*Nota.* Elaboración propia

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aranda. (2024). *“Influencia del método Duval en Python del análisis de aceite aislante en el diagnóstico preventivo del transformador de potencia 10/12 MVA - U.M. Raura”*.
- Arpi, F. (2024). *Desarrollo de un sistema para el control y monitoreo de temperaturas de un transformador de potencia, para el diagnóstico y detección temprana fallas sobretensiones*. Obtenido de Upse.edu.ec.  
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/12245>
- Bernabé, J. (2024). *Pentágono de duval en el análisis de gases disueltos para el diagnóstico de los materiales aislantes en transformadores de potencia*. Uncp.edu.pe.  
<http://hdl.handle.net/20.500.12894/11548>.
- Buitin. (2020). Obtenido de <https://builtin.com/artificial-intelligence>
- Caiza Betancourt, L. (2024). *Análisis dinámico para el diagnóstico de transformadores de potencia basada en su condición ( bachelor's thesis)*.
- Calle, V. a. (Octubre de 2017). *ELECTRONIC FRONTIER FOUNDATION*. Obtenido de <https://www.eff.org/pages/face-recognition>
- Castro Galeano, J. C. (2015). *Experiencia colombiana en reparación de núcleos de transformadores de potencia*. Ingenierías Universidad de Medellín, 14(27), 235-255.
- Contaval. (Febrero de 2016). *CONTAVAL*. Obtenido de <https://www.contaval.es/que-es-la-vision-artificial-y-para-que-sirve/>
- Cubas, J. A. (2019). *Cargabilidad del Transformador de Potencia (20 MVA) de la Subestación Nueva Jaén y los Alimentadores de 22, 9 kv Jaén–Perú*. Obtenido de <https://repositorio.unj.edu.pe/handle/UNJ/91>
- Cueva, C. (2021). *Análisis De Gases Disueltos Para Diagnosticar Tipo De Fallas En Un Transformador De Potencia De 120mva*. Untels.edu.pe.  
<https://repositorio.untels.edu.pe/jspui/handle/20.500.14717/760>.
- D.A, S. P. (2023). *Evaluación del cumplimiento de integridad de datos y validación de un software de un equipo Karl Fischer volumétrico para dar cumplimiento a normativa CFR 21 parte 11 establecida por la FDA en un laboratorio farmacéutico*.

- De la Torre, A. A. (2021). *Análisis de fallas en transformadores de potencia de centrales de generación eléctrica [Tesis de maestría, Universidad Politécnica Salesiana]*. Repositorio Digital de la Universidad Politécnica Salesiana.
- Diego, C. F. (2022). *Caracterización de la degradación de materiales dieléctricos sólidos en transformadores de potencia (Doctoral dissertation, Universidad de Cantabria)*.
- Favela Acosta, C. F. (2021). *Análisis de la Pantalla Electroestática en la Distribución Inicial de la Tensión en los Devanados de un Transformador de Potencia*.
- Fernández Diego, C. (2022). *Caracterización de la degradación de materiales dieléctricos sólidos en transformadores de potencia*.
- Freepik. (2020). Obtenido de [https://www.freepik.es/fotos-premium/hombre-oficina-tarjeta-identificacion-escanear-maquina-sistema-control-acceso\\_9449162.htm](https://www.freepik.es/fotos-premium/hombre-oficina-tarjeta-identificacion-escanear-maquina-sistema-control-acceso_9449162.htm)
- Freire, A. S. (2023). ). *Interpretación de Gases Disueltos en Aceite Dieléctrico Mediante Bosques Aleatorios Para la Detección de Anomalías en Transformadores de Potencia. Revista Técnica energía, 19(2), 90-98.*
- Isaza, J. (2024). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia inmersos en aceite. Repositorio de La Universidad Tecnológica de Pereira; Universidad Tecnológica de Pereira*. Obtenido de <https://hdl.handle.net/11059/15063>
- Josh. (Diciembre de 2015). *Tecnología, invención, aplicación y más*. Obtenido de <https://medium.com/technology-invention-and-more/everything-you-need-to-know-about-artificial-neural-networks-57fac18245a1>
- Lata, J. P. (2022). *Análisis del estado funcional de transformadores de potencia con voltaje de funcionamiento de hasta 500kV mediante el uso de lógica difusa (Bachelor's thesis)*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22517>
- Maquilón, J. B. (2022). *Evaluación del Estado de Funciones de Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceite en las Subestaciones Eléctricas*.
- Mendizabal Chuquimantari, J. M. (2021). *Pruebas a transformadores de potencia y cables eléctricos de MT durante el mantenimiento mayor de refinería Southern Perú 2019*.
- Molina, C. B. (2024). *Aplicación de la Metodología CRISP-DM en el Análisis de Gases Disueltos en Aceite Dieléctrico de Transformadores Eléctricos del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Revista Técnica" energía"*.

- Murillo, C. D. (2019). *Desarrollo de un diseño mecánico y sistema de refrigeración para un transformador de potencia [Tesis de grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral]*. Repositorio Digital de la ESPOL. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/52892>
- Negrete Peña, T. J. (2021). *Predicción sobre la frecuencia de fallas en los transformadores de potencia de una subestación eléctrica (Master's thesis)*.
- Pardo, C. J. (Diciembre de 2017). *VISION POR COMPUTADOR*. Obtenido de <https://carlosjuliopardoblog.wordpress.com/2017/12/04/hog-histograma-de-gradientes-orientados/>
- Rivas Cano, J. L. (2016). *Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico de los transformadores de potencia mediante cromatografía de gases*. Guayaquil.
- Salamanca, S. C. (2021). *Monitoreo en línea de transformadores de potencia. Una revisión crítica de sensores de temperatura, humedad del aceite y gases*. Obtenido de <https://doi.org/10.18845/tm.v34i7.6019>
- Salazar Loo, R. V. (2023). *Implementación de un banco de pruebas para la determinación de la rigidez dieléctrica del aceite del transformador*.
- Santillan Amorin, A. G. (2023). *Influencia de la operación en paralelo del tercer transformador de potencia, en el perfil de tensión del Sistema Eléctrico Chungar*.
- Vargas Pongillo, D. A. (2023). *Valoración de la proyección del tiempo de vida útil en transformadores de potencia mediante pruebas de cromatografía, implementando un algoritmo en MATLAB (Master's thesis)*.
- Villar, J. R. (2019). *Evaluación de ventajas técnicas por la inclusión a la norma técnica peruana el análisis de respuesta en frecuencia para el diagnóstico de transformadores de potencia*. Obtenido de <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/5492>
- Yauri Sencia, J. C. (2023). *Análisis de transitorios electromagnéticos por maniobra en energización de transformador de potencia de 220/138/22, 9 kV mediante software ATP Draw (Alternative Transients Program)*.

## Anexo A: Resultados de laboratorio



LABORATORIO DE ENSAYO ACREDITADO POR EL  
ORGANISMO DE ACREDITACIÓN INACAL - DA  
CON REGISTRO N° LE - 238



Registro N° LE - 238

### INFORME DE ENSAYO ANÁLISIS FISICOQUIMICO N° FQM2025-4989 REV. N° 1

Cliente: COMEM PERU S.R.L. Fecha del informe: 2025-11-19  
Dirección: Mz. C Lote 40 Urb. Horizonte Azul Iii Etapa, Callao, Callao, N° de Cotización: C2025-1860  
Perú  
Usuario final: GALERIAS COMERCIALES MUÑOZ NAJAR

| Datos del equipo    |                | Datos de la muestra         |                               |
|---------------------|----------------|-----------------------------|-------------------------------|
| Tipo de Equipo:     | Transformador  | Tipo de envase:             | Botella de 1L                 |
| N° Serie:           | 503363-02      | Fecha de muestreo:          | 2025-11-08                    |
| N° de TAG:          | -              | Temp. del aceite (°C):      | -                             |
| Subestación:        | -              | Estado del aceite:          | Aceite en Uso                 |
| Fase:               | 3              | T. y HR. del Amb. (°C)(%):  | -°C y -%                      |
| Tensión AT/BT (kV): | 10/0.46-0.4    | Método de muestreo:         | -                             |
| Potencia (kVA):     | 200            | Información del laboratorio |                               |
| Tipo de Fluido:     | ACEITE MINERAL | ID de la muestra:           | M2025-4989                    |
| Fabricante:         | I&T ELECTRIC   | Muestreado por:             | Cliente                       |
| Modelo:             | -              | Fecha de recepción:         | 2025-11-13                    |
| Año Fabricación:    | 2013           | Fecha de ensayo:            | Del 2025-11-14 al 2025-11-14  |
| Refrigeración:      | ONAN           | Condiciones amb. inicial. : | 21.8°C, 68.5% HR y 1004.1 hPa |
| Peso Aceite (kg):   | 225            | Condiciones amb. final. :   | 21.8°C, 68.5% HR y 1004.1 hPa |
|                     |                | Ensayos realizados en:      | Laboratorio DENNKY S.A.C.     |

Observaciones:

DENNKY S.A.C - Dirección: Calle Marcos Farfán N° 3393, Urb. Industrial Panamericana Norte, Independencia, Lima.

### RESULTADOS DE ENSAYO

| Parámetros                            | Unidades  | Norma (1)           | Resultado                | T. ensayo (°C) | ± U    |
|---------------------------------------|-----------|---------------------|--------------------------|----------------|--------|
| Color                                 | -         | ASTM D1500-24       | <0.5                     | -              | -      |
| Apariencia Visual                     | -         |                     | Claro y Brillante (PASS) | 23.7           | -      |
| Sedimentos                            | -         | ASTM D1524-15(2022) | Sin sedimentos           | -              | -      |
| Agua libre                            | -         |                     | Sin agua libre           | -              | -      |
| Tensión de Ruptura Dieléctrica (2 mm) | kV        | ASTM D1816-12(2019) | 66                       | 23.9           | 4.7    |
| Contenido de Humedad (mg/kg)          | ppm       | ASTM D1533-20       | 10                       | -              | 2.1    |
| Índice de Neutralización (Acidez)     | mgKOH/g   | ASTM D974-22        | 0.02                     | -              | 0.003  |
| Factor de Potencia 100°C a 50Hz       | %         | ASTM D924-23        | 1.773                    | 100            | 0.113  |
| Tensión Interfacial                   | mN/m      | ASTM D971-20        | 34.9                     | -              | 2.5    |
| Gravedad Específica                   | 60°F/60°F | ASTM D1298-24       | 0.8749                   | -              | 0.0038 |

± U: Incertidumbre expandida  
k = 2.09, Factor de cobertura al 95%

Revisado por:

Kevin Rodríguez Ames  
Gerente de Laboratorio

Escanee el código QR para  
descargar el informe



N° Revisión

Ítems del cambio

Motivo del cambio

1

Emisión inicial

Emisión inicial

ID formato: F-LAB-AFQ.Rev.4

Pág. 1/2

Nota: Extraído de Laboratorio DENNKY S.A.C.

#### Declaraciones:

Los resultados del informe de ensayo sólo son válidos para la(s) muestra(s) ensayadas; no deben ser utilizados como una certificación de conformidad con normas de producto o como certificado del sistema de calidad de la entidad que lo produce. Los resultados se aplican a la muestra como se recibió. DENNKY S.A.C. no es responsable del origen o fuente de la cual las muestras han sido tomadas y de la información proporcionada por el cliente. Toda la información de trazabilidad de los ensayos, estimación de incertidumbre, condiciones ambientales iniciales y finales, se encuentran disponibles a solicitud del cliente. Se prohíbe la reproducción total o parcial de este informe sin consentimiento explícito de DENNKY S.A.C. Si el cliente solicita opiniones e interpretaciones de los resultados del presente informe, estos pueden ser emitidos en un ANEXO que no forma parte del informe de ensayo, esta información no es refrendada por el ente acreditador.

#### Métodos de ensayo:

| (1) Norma           | Descripción                                                                                                                                    |
|---------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ASTM D1500-24       | Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)                                                                   |
| ASTM D1524-15(2022) | Standard Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Liquids in the Field                                                 |
| ASTM D1816-12(2019) | Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes                                               |
| ASTM D1533-20       | Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration                                                     |
| ASTM D974-22        | Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration                                                                     |
| ASTM D924-23        | Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids |
| ASTM D971-20        | Standard Test Method for Interfacial Tension of Insulating Liquids Against Water by the Ring Method                                            |
| ASTM D1298-24       | Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method       |

#### Reportes adicionales:

| (1) Norma           | N° de ruptura | Resultado (kV) | (1) Norma      | Parámetro                      | Resultado       |
|---------------------|---------------|----------------|----------------|--------------------------------|-----------------|
| ASTM D1816-12(2019) | 1             | 66.73          | ASTM D924-2023 | Tipo de celda:                 | 3 electrode cup |
|                     | 2             | 65.41          |                | Tipo de procedimiento:         | Rutina          |
|                     | 3             | 55.67          |                | Gradiente de voltaje (rms):    | 500 V/mm        |
|                     | 4             | 71             |                | Frecuencia aplicada:           | 50 Hz           |
|                     | 5             | 69.99          |                | Permitividad relativa (100°C): | 2.101           |
|                     | Promedio (kV) | 66             |                | T. amb. (100°C) y %HR:         | 23.7°C y 48%    |

..... Fin del informe .....

ID formato: F-LAB-AFQ.Rev.4

Pág. 2/2

Nota: Extraído de Laboratorio DENNKY S.A.C.

### ANEXOS DEL INFORME FISCOQUÍMICO

| Parámetros                            | Unidades  | Norma (1)           | Resultado                | Max/Min | Límite <sup>(a)</sup> |
|---------------------------------------|-----------|---------------------|--------------------------|---------|-----------------------|
| Color                                 | -         | ASTM D1500-24       | <0.5                     | -       | -                     |
| Apariencia Visual                     | -         |                     | Claro y Brillante (PASS) | -       | -                     |
| Sedimentos                            | -         | ASTM D1524-15(2022) | Sin sedimentos           | -       | -                     |
| Agua libre                            | -         |                     | Sin agua libre           | -       | -                     |
| Tensión de Ruptura Dieléctrica (2 mm) | kV        | ASTM D1816-12(2019) | 66                       | Min.    | 40                    |
| Contenido de Humedad (mg/kg)          | ppm       | ASTM D1533-20       | 10                       | Max.    | 35                    |
| Índice de Neutralización (Acidez)     | mgKOH/g   | ASTM D974-22        | 0.02                     | Max.    | 0.2                   |
| Factor de Potencia 100°C a 50Hz       | %         | ASTM D924-23        | 1.773                    | Max.    | 5                     |
| Tensión Interfacial                   | mN/m      | ASTM D971-20        | 34.9                     | Min.    | 25                    |
| Gravedad Específica                   | 60°F/60°F | ASTM D1298-24       | 0.8749                   | -       | -                     |

(a) Fuente: IEEE STD C57.106-2015 (Mineral Oil) Tabla 3 (in service) (pag. 17).

| Parámetro                              | Valor | Rangos de referencia                                                                                                                                                                    |
|----------------------------------------|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Temperatura promedio del aceite (°C)   | N/A   |                                                                                                                                                                                         |
| % de Saturación del agua en aceite (%) | N/A   | <div>0-5<sup>(1)</sup> Aislamiento seco</div> <div>6-20 Normalmente - húmedo</div> <div>21-30 Aislamiento húmedo</div> <div>&gt;30 Aislamiento extremadamente húmedo</div>              |
| Contenido de agua a 20°C (ppm)         | N/A   | <div>&lt;10<sup>(2)</sup> Bueno</div> <div>10-25 Marginal</div> <div>&gt;25 Pobre</div>                                                                                                 |
| % de agua en el papel (%)              | N/A   | <div>0-2<sup>(1)</sup> Celulosa seca</div> <div>2-4.5 Celulosa húmeda</div> <div>&gt;4.5 Celulosa extremadamente húmeda</div>                                                           |
| Índice de Calidad (IC)                 | 1745  | <div>IC&gt;1500<sup>(3)</sup> Aceite Bueno</div> <div>600&lt;IC≤1500 Inicio de degradación</div> <div>300&lt;IC≤600 Degradación avanzada</div> <div>150&lt;IC≤300 Aceite marginal</div> |

<sup>(1)</sup> IEEE Std. 62-1995 (R2005) Tabla 7 y Tabla 8 (pág. 38).

<sup>(2)</sup> IEC 60422 - 2005 Tabla 5 (pág. 55).

<sup>(3)</sup> A guide to Transformer Maintenance - S.D. Myers Tabla 3.8 (pág. 289).

#### Análisis de Históricos

|                                          |                          |   |   |   |   |   |
|------------------------------------------|--------------------------|---|---|---|---|---|
| <b>Fecha</b>                             | 2025-11-08               | - | - | - | - | - |
| <b>T (°C)</b>                            | -                        | - | - | - | - | - |
| <b>Muestra</b>                           | M2025-4989               | - | - | - | - | - |
| <b>Parámetro</b>                         |                          |   |   |   |   |   |
| Color                                    | <0.5                     | - | - | - | - | - |
| Apariencia Visual                        | Claro y Brillante (PASS) | - | - | - | - | - |
| Sedimentos                               | Sin sedimentos           | - | - | - | - | - |
| Agua libre                               | Sin agua libre           | - | - | - | - | - |
| Tensión de Ruptura Dieléctrica (2 mm)    | 66                       | - | - | - | - | - |
| Tension de Ruptura Dieléctrica (2.54 mm) | -                        | - | - | - | - | - |
| Contenido de Humedad                     | 10                       | - | - | - | - | - |
| Índice de Neutralización (Acidez)        | 0.02                     | - | - | - | - | - |
| Factor de Potencia 25°C a 60Hz           | -                        | - | - | - | - | - |
| Factor de Potencia 100°C a 60Hz          | 1.773                    | - | - | - | - | - |
| Tensión Interfacial                      | 34.9                     | - | - | - | - | - |
| Gravedad Específica                      | 0.8749                   | - | - | - | - | - |
| Inhibidor de Oxidación                   | -                        | - | - | - | - | - |

#### DIAGNÓSTICO

**Parámetros fuera de límite:** Ninguno.  
**Clasificación IEEE <sup>(b)</sup>:** Clase I  
**Análisis de históricos:** No aplica.  
**Status:** Aceptable ☒  
**Próximo muestreo:** 12 meses  
**Acción recomendada:** Mantener la frecuencia anual de análisis fisicoquímicos.

Aprobado por:

  
 YURI YUBEL  
 OMONTE CHAVEZ  
 Ingeniero Petroquímico  
 CIP N° 295455

#### Comentario:

El aceite se encuentra en buen estado para su uso.

(b) Clase I: Según la IEEE C57.106-2015 (pág. 16), este grupo contiene aceites minerales que se encuentran en condiciones satisfactorias para su uso continuo, como se muestra en la tabla 3. No se pretende que el aceite sea retirado del servicio cuando exceda un único límite de propiedad o que el aceite se deje en servicio hasta que todos los valores de propiedad estén fuera de los límites indicados.

Las interpretaciones y/o opiniones en el presente Anexo del Informe se basan en la información recolectada por las normas IEEE, IEC, CIGRE y autores que aportan al diagnóstico e interpretación de los resultados que representan el mejor juicio para DENNKY SAC y no son refrendadas por el ente acreditador.

DENNKY S.A.C. RUC: 20608490991

Dirección: Calle, Marcos Farfán 3393 Urb. Industrial Panamericana Norte, Independencia - Lima - Perú

Emails: [gerencia@dennky.com](mailto:gerencia@dennky.com) - [ventas@dennky.com](mailto:ventas@dennky.com)

Nota: Extraído de Laboratorio DENNKY S.AC.