

**ESTADO DEL ARTE DEL DIAGNÓSTICO DE FALLAS DEL AISLAMIENTO EN  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE.**

**CARLOS FERNANDO BARÓN BURGOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA**

**2022**

**1**

**ESTADO DEL ARTE DEL DIAGNÓSTICO DE FALLAS DEL AISLAMIENTO EN  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE.**

**CARLOS FERNANDO BARÓN BURGOS**

Trabajo de grado para optar al título de  
**ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Director

**JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO**  
**MAGISTER EN POTENCIA ELÉCTRICA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS**  
**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE**  
**TELECOMUNICACIONES**  
**ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
**BUCARAMANGA**

**2022**

**2**

## **DEDICATORIA**

A mi madre,

Que siempre me apoyó y acompañará siempre por esta travesía llamada vida, mucho de lo que soy se lo debo a ella.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi padre, madre, hermanas, sobrinas y sobrino porque son fuente de fortaleza y amor para no desfallecer y lograr estas metas.

A Carolina Valderrama que me ayudó incondicionalmente haciendo más llevadero este esfuerzo, su conocimiento y experiencia aportaron de manera inconmensurable al desarrollo de este trabajo.

A mi director de monografía, el profesor Julio César Chacón, quien tuvo la paciencia y disposición para guiarme y corregirme durante este proceso.

A Tica que me ayudó cuando lo necesité, siempre encontré en ella un resguardo para continuar esta importante etapa de mi vida, estaré siempre agradecido.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>14</b>
<b>1. OBJETIVOS.....</b>	<b>16</b>
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
<b>2. GENERALIDADES DEL AISLAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS .....</b>	<b>17</b>
2.1 AISLAMIENTOS Y SU FUNCIÓN DENTRO DE LOS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS.....	17
2.1.1 Aislamiento sólido (papel y pressboard).....	18
2.1.2 Aislamiento líquido (aceite dieléctrico). .....	18
2.1.2.1 Uso del aceite dieléctrico para fines diagnósticos. ....	19
2.1.3 Factores que afectan el aislamiento sólido y líquido. ....	20
2.2 ESTÁNDARES RELACIONADOS A EL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES.....	21
2.3 NIVELES DE AISLAMIENTO DEL DIELECTRICO.....	23
<b>3. PRINCIPALES FALLAS EN LOS AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE DIELECTRICO .....</b>	<b>24</b>
<b>4. PRUEBAS APLICABLES AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN EL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE .....</b>	<b>26</b>
4.1 PRINCIPALES ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES .....	26
4.2 PRUEBAS RUTINA .....	27
4.2.1 Factor de potencia y capacitancia del aislamiento. ....	27
4.2.1.2 Factor de potencia del aislamiento. ....	27
4.2.1.3 Capacitancia.....	28
4.2.1.4 Preparación y ejecución de la prueba. ....	29

4.2.1.5 Corrección por temperatura.....	30
4.2.1.6 Criterio de aceptación. ....	31
4.2.2 Tensión inducida. ....	32
4.2.2.1 Generalidad y preparación. ....	32
4.2.2.2 Circuito y tensión de ensayo. ....	33
4.2.3 Tensión aplicada. ....	33
4.2.3.1 Generalidad y preparación. ....	33
4.2.3.2 Circuito y tensión de ensayo. ....	34
4.2.3.3 Aplicación de la tensión y duración del ensayo. ....	35
4.2.3.4 Criterio de aceptación. ....	36
4.3 PRUEBAS TIPO .....	36
4.3.1 Impulso.....	36
4.3.1.1 Impulso tipo rayo.....	36
4.3.1.2 Impulso tipo maniobra.....	40
4.3.1.3 Criterio de aceptación. ....	42
4.3.2 Descargas parciales.....	42
4.3.2.1 Circuito, duración y tensión de ensayo.....	42
4.3.2.2 Criterio de aceptación. ....	43
4.4 PRUEBAS ESPECIALES .....	44
4.4.1 Resistencia de aislamiento de los devanados.....	44
4.4.1.1 Generalidad y preparación. ....	44
4.4.1.2 Circuito y tensión de ensayo. ....	45
4.4.1.3 Ejecución de la prueba y duración de la prueba.....	46
4.4.1.4 Índice de polarización (IP).....	47
4.4.1.5 Criterio de aceptación. ....	49
4.4.2 Resistencia de aislamiento del núcleo. ....	49
4.4.3 DFR.....	49
4.4.3.1 Criterio de aceptación. ....	50
4.5 SECUENCIA DE PRUEBAS.....	51

4.6 APLICABILIDAD DE LAS PRUEBAS .....	53
<b>5. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA DETERMINAR EL ESTADO DEL AISLAMIENTO SEGÚN IEEE.....</b>	<b>55</b>
5.1 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA (FAT) .....	55
5.2 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO DE INSTALACIÓN (SAT) .....	55
5.3 INSPECCIONES PERIÓDICAS DE DIAGNÓSTICO.....	56
<b>6. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DIAGNÓSTICAS .....</b>	<b>58</b>
6.1 CRITERIOS DE ACEPTACIÓN PARA PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO REALIZADOS EN TRANSFORMADORES .....	58
6.1.1 Relación de transformación.....	58
6.1.2 Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento. ...	59
6.1.3 Corrientes de excitación monofásica.....	59
6.1.4 Resistencia de los devanados.....	60
6.1.5 Resistencia de aislamiento.....	61
6.1.6 Pérdidas en vacío y carga, corriente de vacío e impedancia de corto circuito.....	62
6.1.7 Impulsos.....	62
6.1.8 Tensión aplicada e inducida.....	62
6.1.9 Medición de descargas parciales.....	63
6.2 DIAGNÓSTICO DE FALLAS Y DETERIORO DEL AISLAMIENTO BASADO EN LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS.....	63
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>65</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>66</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Principales fallas en transformadores inmersos en aceite. ....	24
Figura 2. Triángulo de potencia, donde S es potencia aparente, Q potencia reactiva y P potencia activa. ....	28
Figura 3. Circuito simplificado de la medición de factor de potencia. ....	29
Figura 4. Esquemático para la prueba de tensión aplicada por AT en un transformador tipo Dyn .....	35
Figura 5. Onda normalizada tipo rayo. ....	37
Figura 6. Onda normalizada recortada tipo rayo. ....	38
Figura 7. Conexiones usuales para la prueba de impulso tipo rayo en transformadores monofásicos y trifásicos. ....	39
Figura 8. Onda normalizada tipo maniobra. ....	40
Figura 9. Conexiones usuales para la prueba de impulso tipo maniobra en transformadores monofásicos y trifásicos. ....	41
Figura 10. Secuencia de tensiones y tiempos para la medición de descargas parciales. ....	43
Figura 11. Esquemático para la prueba de resistencia de aislamiento entre AT – BT+Tierra en un transformador tipo Dyn. ....	46
Figura 12. Componentes de la corriente de la prueba de resistencia de aislamiento. Adecuado al español. ....	48
Figura 13. Puntos de una curva de DFR de un transformados con 0,5% de humedad y una conductividad de 1 pS/m a 25°C. ....	50
Figura 14. Diagrama de flujo para la evaluación y detección de fallas en el aislamiento de los transformadores inmersos en aceite. ....	64

## LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Límites sugeridos para aceite dieléctrico en transformadores en servicio.....	20
Tabla 2. Niveles de aislamiento para transformadores inmersos en aceite. ....	23
Tabla 3. Factores de corrección por temperatura del factor de potencia del aislamiento en un transformador inmerso en aceite.....	30
Tabla 4. Factores de potencia límites para transformadores inmersos en aceite nuevos y en servicio. Valores corregidos a 20°C. ....	32
Tabla 5. Parámetros de onda normalizada tipo rayo.....	38
Tabla 6. Parámetros de onda normalizada tipo maniobra.....	40
Tabla 7. Condición aislamiento con base en la respuesta de DFR. ....	51
Tabla 8. Aplicabilidad de las pruebas de diagnósticas para clase de transformador y niveles de tensión.....	53
Tabla 9. Aplicabilidad de las pruebas de dieléctricas y determinación de parámetros para clase de transformador y niveles de tensión. ....	54
Tabla 10. Ejemplo de relación de transformación (TTR) para un transformador con devanado primario de 34,5 kV y secundario de 13,8 kV con los principales grupos de conexión.....	58
Tabla 11. Resistencias de aislamiento entre el núcleo y tierra típicas para varias condiciones de servicio. ....	61
Tabla 12. Tolerancias de los parámetros de medición en transformadores para IEC e IEEE. ....	62

## GLOSARIO

**AISLAMIENTO NO UNIFORME:** en el ámbito de transformadores, el aislamiento no uniforme hace referencia a un equipo en el cual no todos los bujes de un mismo devanado tienen el mismo nivel de aislamiento dieléctrico, en este tipo de transformadores el buje del neutro tiene un nivel de aislamiento menor a los de las fases.

**AISLAMIENTO UNIFORME:** en el ámbito de transformadores, el aislamiento uniforme hace referencia a un equipo en el cual todos los bujes de un mismo devanado tienen el mismo nivel de aislamiento dieléctrico.

**DESCARGA PARCIAL:** la descarga parcial (PD) es una descarga eléctrica localizada que sólo hace disrupción parcial del aislamiento entre partes de distinto potencial eléctrico.

**DISRUPCIÓN DEL AISLAMIENTO:** daño del aislamiento manifestado en el momento en que el material pierde sus propiedades dieléctricas y por consiguiente permite el flujo de corriente a través de él.

**GRUPO DE CONEXIÓN:** Identificación que determina el tipo de conexión existente en cada uno de los devanados del transformador. Vanguard<sup>1</sup> en su manual de equipo define un ejemplo de la siguiente manera:

Wye (o Estrella) = Y (lado alta tensión) o y (lado baja tensión)

Delta = D (lado alta tensión) o d (lado baja tensión)

Zig-zag = Z (lado alta tensión) or z (lado baja tensión)

Por ejemplo, **Dyn11** equivale a:

---

<sup>1</sup> ATRT-03 S2, ATRT-03A S2, y ATRT-03B S2 MANUAL DEL USUARIO REV 2. Disponible: [https://www.doble.com/wp-content/uploads/atrt-03\\_s2\\_user\\_manual\\_rev\\_2.1\\_espanol\\_final.pdf](https://www.doble.com/wp-content/uploads/atrt-03_s2_user_manual_rev_2.1_espanol_final.pdf). Apéndice 1. P 120.

**D** indica que los bobinados de alta tensión están conectados en configuración Delta. Dado que los bobinados Delta no poseen polo de neutro, la letra N nunca aparece después de la D.

**y** indica que los bobinados de baja tensión están conectados en configuración wye (o estrella).

**n** indica que el bobinado de baja tensión tiene neutro accesible.

**11** indica un desplazamiento de fase en atraso de 330 grados entre el devanado Estrella y el bobinado Delta.

IEC: La Comisión Electrotécnica Internacional, conocida por su sigla en inglés IEC (International Electrotechnical Commission).

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, siglas en inglés IEEE, Institute of Electrical and Electronics Engineers).

TRANSFORMADOR DE POTENCIA<sup>2</sup>: transformador utilizado para transferir energía eléctrica desde un centro de generación hacia un circuito primario de distribución.

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN<sup>3</sup>: transformador utilizado para transferir energía eléctrica desde un circuito primario de distribución hacia un circuito secundario de distribución o circuito de consumo final.

---

<sup>2</sup> IEEE Std C57.12.80-2010 IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers. 3.327.

<sup>3</sup> IEEE Std C57.12.80-2010 IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers. 3.105.

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTADO DEL ARTE DEL DIAGNÓSTICO DE FALLAS DEL AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE.

**AUTOR:** CARLOS FERNANDO BARÓN BURGOS.

**PALABRAS CLAVE:** TRANSFORMADORES, PRUEBAS DE COMISIONAMIENTO, CROMATOGRAFIA DE GASES, ENSAYOS RUTINA, ENSAYOS ESPECIALES.

**DESCRIPCIÓN:** El presente trabajo recopila y documenta los métodos de ensayos, los criterios de aceptación, las sugerencias normativas y la metodología utilizada para cuantificar el estado de integridad del aislamiento sólido y líquido de los transformadores de distribución y potencia inmersos en aceite dieléctrico. Finalmente, se expone un diagrama de flujo de proceso para diagnosticar y encontrar de manera temprana posibles de deterioros del dieléctrico.

---

\* Estado Del Arte Del Diagnóstico De Fallas Del Aislamiento En Transformadores De Potencia Inmersos En Aceite.

\*\* Facultad de Facultad De Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones. Especialización En Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica. Director: Julio César Chacón Velasco. Magister En Potencia Eléctrica.

## ABSTRACT

**TITLE:** STATE OF THE ART OF DIAGNOSIS OF INSULATION FAULTS IN POWER TRANSFORMERS IMMERSSED IN OIL.

**AUTHOR:** CARLOS FERNANDO BARÓN BURGOS

**KEY WORDS:** TRANSFORMERS, COMMISSIONING TESTS, GAS CHROMATOGRAPHY, ROUTINE TESTS, SPECIAL TESTS.

**DESCRIPTION:** The present work collects and documents the test methods, the acceptance criteria, the normative suggestions and the methodology used to quantify the state of integrity of the solid and liquid insulation of distribution and power transformers immersed in dielectric oil. Finally, a process flow diagram is exposed to diagnose and find possible dielectric deterioration early.

---

\* State Of The Art Of Diagnosis Of Insulation Faults In Power Transformers Immersed In Oil.

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineering Faculty. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Specialization in Electric Power Distribution Systems. Director: Julio Cesar Chacon Velasco. Master in Electrical Power.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente los transformadores eléctricos, y en general, todos los equipos de potencia, control y medida cumplen una serie de estándares internacionales, principalmente IEEE para el mercado estadounidense, IEC para el mercado europeo, latinoamericano y asiático. Independiente a la norma de fabricación todas tienen en común las pruebas de aceptación en fábrica (Factory Acceptance Test) que prueban en distintos niveles de exigencia las características constructivas de los equipos eléctricos, y en este caso específico el de los transformadores.

En los transformadores, dentro de las pruebas FAT, tienen especial importancia e interés las pruebas dieléctricas que llevan a los aislamientos a niveles superiores a los que fueron diseñados, en algunas ocasiones hasta cinco veces el nivel de tensión industrial que soportara en uso nominal. La superación satisfactoria de todas las pruebas FAT es garantía de que el transformador tiene la calidad constructiva y de material suficiente para completar su vida útil sin reparaciones, sin embargo, hay condiciones o defectos de fabricación que no se manifiestan de manera instantánea en las pruebas FAT.

Las tres principales condiciones que pueden deteriorar gradualmente el aislamiento de un transformador después de superar todas las pruebas FAT son el trabajo en condiciones de sobrecarga o sobre temperatura, la aparición de descargas parciales, y deformación mecánica del transformador a causa del transporte o la manipulación. Estas condiciones después de puesta en servicio tienen posible revisión mediante pruebas durante mantenimientos preventivos.

La sobrecarga infiere de manera directa en un aumento anormal de la temperatura, derivando en una degradación del papel usado como aislante y la aparición de gases en el aceite disminuyendo así la rigidez dieléctrica del mismo, esta condición puede diagnosticarse con análisis cromatográficos de gases. Las descargas parciales son

pequeños campos eléctricos que aparecen entre dos partes portadoras de diferente potencial y que se descargan a través del aislante, el aumento constante de las descargas parciales degrada paulatinamente el medio aislante que separa las dos partes de diferente potencia, este defecto se puede prever con la medición de descargas parciales induciendo tensión de mayor magnitud de la nominal para esforzar el aislamiento y de mayor frecuencia para evitar la saturación del núcleo.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar el estado del arte del diagnóstico de fallas del aislamiento en transformadores de potencia inmersos en aceite.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Identificar los métodos de ensayo existentes para diagnosticar el estado del aislamiento del transformador

Determinar los criterios de aceptación de los ensayos con el fin de diagnosticar el estado actual de los aislamientos.

Compilar en el documento la metodología de diagnóstico de aislamiento para transformadores inmersos en aceite propuesta por la norma IEEE C57.152 para antes de operación y después de puestos en funcionamiento.

## **2. GENERALIDADES DEL AISLAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS**

Cuando se fabrica un transformador eléctrico se espera y desea que cumpla con las necesidades para las cuales fue diseñado, estas necesidades son esencialmente que su capacidad de carga sea adecuada para la demanda que va a suplir, que sus devanados sean construidos para soportar los niveles de tensión de operación, que soporte los esfuerzos dieléctricos que se pueden presentar en condiciones normales y anormales de funcionamiento, y de manera adicional que sea compatible con las condiciones existentes del sistema donde será instalado, condiciones tales como las impedancias, la coordinación de protecciones y aislamientos, la regulación de tensión y las temperaturas de funcionamiento.

Dado el alcance e interés de este documento se procederá a incluir las generalidades concernientes a los aislamientos utilizados en transformadores de potencia inmersos en aceite.

### **2.1 AISLAMIENTOS Y SU FUNCIÓN DENTRO DE LOS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS.**

El medio de aislamiento de los transformadores inmersos en líquido aislante consiste en papel tratado que envuelve el conductor de las bobinas que forman cada devanado (cobre o aluminio), adicional aceite dieléctrico (mineral o vegetal) y pressboard<sup>4</sup>, todo esto

---

<sup>4</sup> Cartón prensado a base de celulosa que forma material sólido utilizado en la estructura aislante de los transformadores.

sumado con el propósito de aislar eléctricamente las partes de diferente potencial eléctrico entre ellas y entre ellas y la tierra.

**2.1.1 Aislamiento sólido (papel y pressboard).** El material predominante en este tipo de aislamiento es la celulosa, que es un polímero de origen vegetal, que se degrada con el tiempo y con el uso constante, en este caso al ser usado como un material aislante se degrada de manera acelerada cuando se lleva a esfuerzos dieléctricos superiores a los nominales. Como se menciona antes, al ser un polímero, se degrada de tal manera que molecularmente sus cadenas poliméricas se rompen y de esta manera disminuye su grado de polimerización, al disminuir este grado pierde capacidad dieléctrica hasta el punto en que deja presentar disrupción dieléctrica (Harlow, 2004, p. 426).

**2.1.2 Aislamiento líquido (aceite dieléctrico).** Para esta finalidad se utiliza principalmente aceite mineral pero actualmente la industria está introduciendo el aceite vegetal como una opción que permite aumentar el tiempo de vida del papel, facilidad para ser desechado y aumento de punto de inflamación. (Fernando-Navas et al., 2021).

La función principal del aceite es servir como medio dieléctrico dentro del transformador, al ser líquido es ideal para aislar todos los puntos del transformador que tengan diferencia de potencial, adicionalmente el aceite dieléctrico es un buen lubricante, lo cual es ideal para ser utilizado en partes móviles como el interior del intercambiador de tomas del transformador.

Otra ventaja del aceite dieléctrico y por las cuales también es fundamental en un transformador es la disipación de temperatura por convección, disminuyendo la temperatura de las bobinas, fluyendo hacia la parte superior del tanque del transformador e intercambiando temperatura con el aire externo por los radiadores del transformador. (McDermid et al., 2018).

**2.1.2.1 Uso del aceite dieléctrico para fines diagnósticos.** El aceite dieléctrico puede ser utilizado como instrumento de diagnóstico por medio de análisis cromatográficos y físicos donde por pruebas de laboratorio se puede determinar la cantidad de gases disueltos en el aceite y las condiciones dieléctricas y de humedad del aceite, en consecuencia, de manera indirecta con los resultados del aceite se puede hacer un diagnóstico general del aislamiento del transformador. (Harlow, 2004, p. 250)

En la Tabla 1, las condiciones generales que debe cumplir un aceite dieléctrico en un transformador en uso según IEEE<sup>5</sup>, es menester aclarar que para transformadores nuevos y para aceites sin uso los valores de aceptación son diferentes y pueden ser consultados en la misma norma IEEE Std C57.106.

---

<sup>5</sup> IEEE Std C57.106-2015. IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment

Tabla 1. Límites sugeridos para aceite dieléctrico en transformadores en servicio.

Prueba Método de prueba Requisito	Clase de tensión del transformador		
	≤ 69 kV	> 69 kV y < 230 kV	≥ 230 kV
Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D1816			
Gap de 1mm, mínimo en kV	23	28	30
Gap de 2mm, mínimo en kV	40	47	50
Factor de potencia ASTM D877			
25°C, % máximo.	0.5	0.5	0.5
100°C, % máximo.	5.0	5.0	5.0
Tensión interfasial ASTM D971			
mN/m mínimo.	25	30	32
Numero de neutralización (acidez) ASTM D974			
mg KOH/g máximo.	0.20	0.15	0.10
Contenido de agua. ASTM D1533			
mg/kg máximo (ppm)	35	25	20
Contenido de inhibidor de oxidación ASTM D2668	0.08 % mínimo.		

Fuente: IEEE Std C57.106-2015. IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment. Table 3. p. 17.

**2.1.3 Factores que afectan el aislamiento sólido y líquido.** El aislamiento sólido y líquido de los transformadores y por consiguiente su rigidez dieléctrica se degrada principalmente por el calor, la presencia de oxígeno, humedad y nivel de acidez. (Gao et al., 2016).

El calor es el principal factor de degradación del papel y el pressboard (en adelante papel) y del aceite, materiales principalmente compuestos por celulosa son sensibles a la degradación por temperatura por cuenta de la oxidación y la hidrólisis, estas reacciones sobre la celulosa dependen de las cantidades de oxígeno, agua y ácidos presentes en el medio donde se encuentra el papel (Morooka et al., 2018). Se estima que por cada 10°C de aumento de temperatura las reacciones que degradan el papel se duplican, en

consecuencia, la vida útil del papel disminuye a razón del aumento de temperatura del transformador, el aumento de temperatura puede ser derivado de acontecimientos voluntarios como una sobrecarga temporal del transformador o por eventos involuntarios como fallas o descargas parciales. (Harlow, 2004, p. 247).

El oxígeno es otro de los responsables de la degradación del papel, lo anterior debido a que la celulosa reacciona con el oxígeno produciendo dióxido de carbono, agua y monóxido de carbono, estas reacciones con el oxígeno deben ser puestas a consideración teniendo en cuenta que el aceite dieléctrico contiene oxígeno dentro de su composición, por su parte la humedad también es un agente importante que degrada el papel puesto que la celulosa tiene la propiedad de absorber grandes cantidades de agua (Dan et al., 2020), lo cual disminuirá la capacidad dieléctrica del transformador disminuyendo el factor de potencia del aislamiento y el nivel de humedad en el aislamiento como se verá en 4.4 PRUEBAS ESPECIALES.

## **2.2 ESTÁNDARES RELACIONADOS A EL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES.**

A continuación, se indican las principales normas que se pueden consultar concernientes exclusivamente a los materiales que conforman el aislamiento de un transformador inmerso en aceite.

- ASTM D3487, Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus.
- IEEE Std 637™, IEEE Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for its Use.
- IEEE Std C57.93™, IEEE Guide for Installation of Liquid-Immersed Power Transformers,
- IEEE Std C57.131™, IEEE Standard Requirements for Load Tap Changers.
- ASTM D923, Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids.

- ASTM D3612, Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography.
- ASTM D3612, Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography.
- IEC 60599, “Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.”
- IEEE C57.139™, “IEEE Guide for Dissolved Gas Analysis in Transformer Load Tap Changers.”
- IEEE C57.146™, “IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Silicone-Immersed Transformers.”
- IEEE C57.155™, “IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Natural Ester and Synthetic Ester-Immersed Transformers.”
- IEC 60156, Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method
- IEC 60247, Insulating liquids – Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor ( $\tan \delta$ ) and d.c. resistivity
- IEC 60296:2012, Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear
- IEC 60475, Method of sampling liquid dielectrics
- IEC 60666:2010, Detection and determination of specified additives in mineral insulating oils
- IEC 60814, Insulating liquids – Oil-impregnated paper and pressboard – Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration
- IEC 60970, Insulating liquids – Methods for counting and sizing particles
- IEC 61619, Insulating liquids – Contamination by polychlorinated biphenyls (PCBs) – Method of determination by capillary column gas chromatography
- ASTM D971, Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method

## 2.3 NIVELES DE AISLAMIENTO DEL DIELECTRICO.

A continuación, se indican las tensiones de diseño y ensayo para transformadores inmersos en aceite:

Tabla 2. Niveles de aislamiento para transformadores inmersos en aceite.

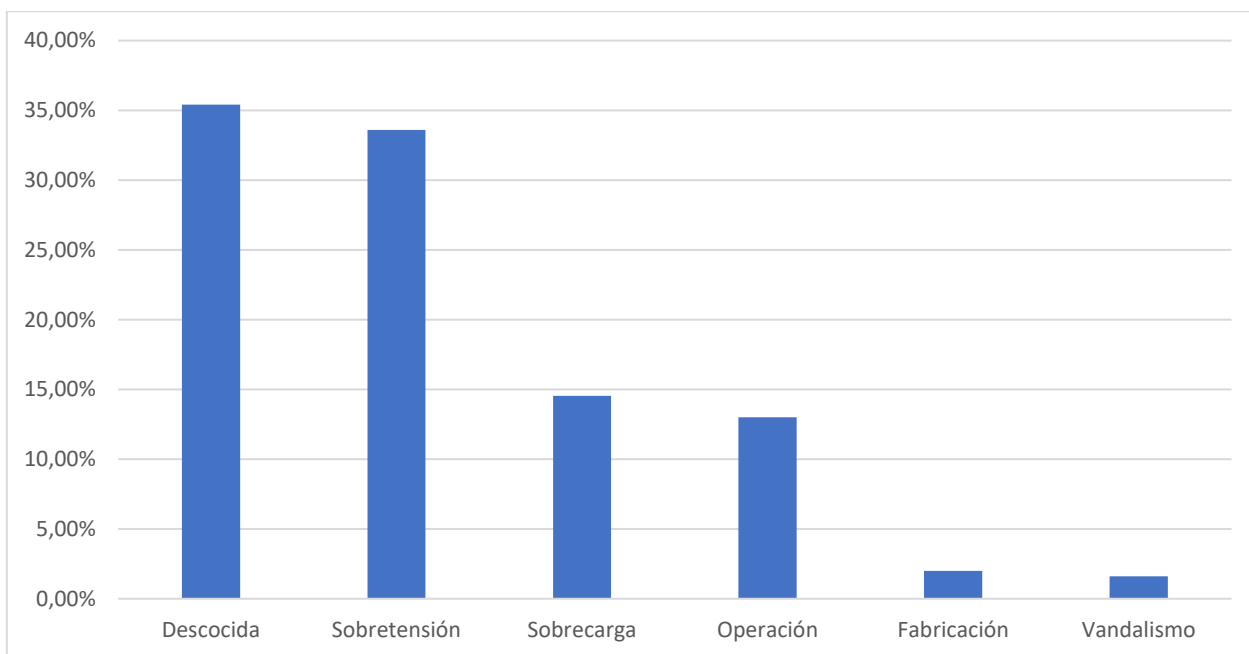
máxima tensión del sistema (kV rms)	Tensión nominal del sistema (kV rms)	Prueba de tensión aplicada (kV rms)			Prueba de tensión inducida (fase a tierra) (kV rms)	BIL (Impulso) (kV pico)			BIL Neutro (kV pico)	
		Delta o estrella aislada	Estrella aterrizada	Estrella con impedancia de tierra o estrella con BIL alto		Mínima	Alternativa	Estrella aterrizada	Estrella con impedancia de tierra o estrella con BIL alto	
<b>Transformadores de distribución</b>										
1.5	1.2	10	—	10	1.4	<b>30</b>			30	30
3.5	2.5	15	—	15	2.9	<b>45</b>			45	45
6.9	5	19	—	19	5.8	<b>60</b>			60	60
11	8.7	26	—	26	10	<b>75</b>			75	75
17	15	34	—	34	17	<b>95</b>	110		75	75
26	25	40	—	40	29	<b>125</b>	<b>150</b>		75	95
36	34.5	50	—	50	40	125	<b>150</b>	<b>200</b>	75	125
48	46	95	—	70	53	200	<b>250</b>		95	150
73	69	140	—	95	80	250	<b>350</b>		95	200
<b>Transformadores de potencia</b>										
17	15	34	26	34	17	<b>95</b>	<b>110</b>		95	110
26	25	50	26	40	29	<b>150</b>			95	125
36	34.5	70	26	50	40	<b>200</b>			95	150
48	46	95	34	70	53	200	<b>250</b>		110	200
73	69	140	34	95	80	250	<b>350</b>		110	250
121	115	173	34	95	120	<b>450</b>	550	550	110	250
145	138	207	34	95	145	<b>550</b>	650	650	110	250
169	161	242	34	140	170	<b>650</b>	750	750	110	350
242	230	345	34	140	240	<b>750</b>	<b>825</b>	<b>825</b>	110	350
362	345	518	34	140	360	1050	1175	1175	110	350
550	500	N/A	34	140	550	1550	1675	1675	110	350
765	735	N/A	34	140	880	2050			110	350
800	765	N/A	34	140	885	2050			110	350

Fuente: IEEE Std C57.12.00-2021. IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. Tabla 3 y Tabla 4.

### 3. PRINCIPALES FALLAS EN LOS AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE DIELECTRICO

Según estadísticas de la Empresa de Energía de Bogotá<sup>6</sup>, la principal causa conocida de fallas en transformadores es sobretensiones con el 33,6%, y la segunda es sobrecarga con 14,5%, tal como se verá en los capítulos siguientes a este se establecerá la importancia de un correcto aseguramiento de calidad en pruebas de niveles de aislamiento y también consecuencias permanentes en el aislamiento por sobrecarga y posterior sobrecalentamiento.

Figura 1. Principales fallas en transformadores inmersos en aceite.



Fuente: Elaboración propia con base en EEEB (1988) Análisis de las fallas en transformadores de distribución. División de Ingeniería Eléctrica.

---

<sup>6</sup> EEEB (1988) Análisis de las fallas en transformadores de distribución. División de Ingeniería Eléctrica.

Planteado lo anterior, un transformador debe ser diagnosticado para prevenir fallas en etapa temprana que podrían deberse a un diseño no óptimo, a un defecto de fabricación o a una mala instalación, posterior a ese momento se debe continuar el diagnóstico a fin de prevenir fallas aleatorias evitables que pueden ser causadas por sobrecargas y sus consecuentes sobrecalentamientos, aparición de descargas parciales, sobretensiones, deterioro acelerado del aislamiento o contaminación del aceite, por último el diagnóstico al final de la vida útil debe hacerse para determinar el momento adecuado en que debe ser reemplazado el transformador antes de fallar e interrumpir el servicio.

En los siguientes capítulos se planteará la metodología existente para determinar el estado del aislamiento del transformador.

## **4. PRUEBAS APLICABLES AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN EL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE**

Las pruebas en transformadores sirven como indicador de la condición mecánica y eléctrica del equipo, dentro de los sets de pruebas típicos aplicados a transformadores se encuentran las pruebas dieléctricas, cuyo objetivo es de manera directa evaluar el estado del aislamiento en el momento de ejecución de la prueba.

### **4.1 PRINCIPALES ESTÁNDARES INTERNACIONALES APLICABLES**

Dentro de la normativa referente a la fabricación y aseguramiento de calidad en transformadores eléctricos se encuentran dos estándares principales de los cuales se derivan el resto de las normas, estos dos estándares principales son reconocidos y utilizados por la mayoría de reglamentación interna de países americanos y europeos, los dos estándares son IEC 60076-1<sup>7</sup> e IEEE Std C57.12.00<sup>8</sup>.

IEC e IEEE dividen las pruebas de acuerdo con la siguiente terminología con el objetivo de segmentar la aplicabilidad y necesidad de ejecución de pruebas dependiendo de las potencias y los niveles de tensión de los transformadores:

- Pruebas de rutina
- Pruebas tipo (termino usado por IEC) o de diseño (termino usado por IEEE).
- Pruebas especiales (termino usado por IEC) u otras (termino usado por IEEE).

---

<sup>7</sup> IEC 60076-1:2011. Power transformers - Part 1: General.

<sup>8</sup> IEEE Std C57.12.00-2021. IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers

A continuación, se amplía la información para cada tipo de prueba incluyendo solamente las pruebas aplicables para el diagnóstico del aislamiento de los transformadores.

## 4.2 PRUEBAS RUTINA

Las pruebas rutina se realizan a cada uno de los transformadores que se fabriquen<sup>9</sup>, se hacen con el objetivo de verificar la correcta construcción y conexión del transformador, se hacen previo a energizaciones porque son el primer indicador diagnóstico de estado del transformador. A continuación, las pruebas rutina cuyo resultado es un indicador del estado del aislamiento del transformador:

**4.2.1 Factor de potencia y capacitancia del aislamiento.** Es una prueba rutina para IEEE Std C57.12.90 y una prueba especial para IEC 60076-1, el propósito de la prueba es similar a la resistencia de aislamiento descrito en 4.4 PRUEBAS ESPECIALES, cuyo final común es obtener una cuantificación del estado del aislamiento del transformador, en este caso por medio de la medición de la capacitancia y el factor de potencia del aislamiento.

**4.2.1.2 Factor de potencia del aislamiento.** Tal como se define el factor de potencia en el libro de Hayt<sup>10</sup>, es la relación de la potencia activa y la potencia aparente (Ecuación 1) o también como el coseno del ángulo (Ecuación 2) del triángulo de potencias (Figura 2). En la actualidad la medición del factor de potencia del aislamiento se hace con equipos diseñados para tal fin, los cuales mediante una aplicación de una tensión AC miden la

---

<sup>9</sup> IEC 60076-1:2011, literal 11.1.2. y IEEE Std C57.12.00:2021, literal 8.2.1

<sup>10</sup> Hayt, W. H., Jr. (1994). Análisis de circuitos en ingeniería (3rd ed.). McGraw-Hill Companies.

corriente inyectada, su ángulo, la potencia consumida y a partir de esos valores puede calcular su componente resistiva y su componente capacitiva, la representación gráfica se encuentra en la Figura 3.

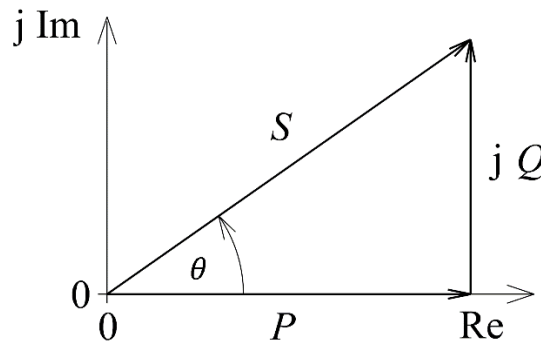
Ecuación 1. Factor de potencia, donde P es potencia activa y S potencia aparente.

$$fp = \frac{P}{S}$$

Ecuación 2. Definición de factor de potencia usando el triángulo de potencia (Figura 2)

$$fp = \cos \theta$$

Figura 2. Triángulo de potencia, donde S es potencia aparente, Q potencia reactiva y P potencia activa.

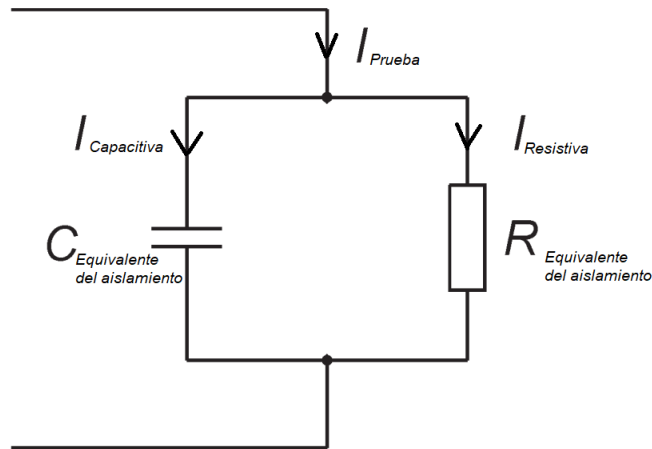


Fuente: Modificado para adaptarlo al contexto de esta monografía, modificación bajo licencia Creative Commons. Wikipedia contributors. (n.d.). Factor de potencia. Wikipedia, The Free Encyclopedia. [https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Factor\\_de\\_potencia&oldid=142731476](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Factor_de_potencia&oldid=142731476)

**4.2.1.3 Capacitancia.** Una vez realizada la medición del factor de potencia es posible utilizar los mismos datos medidos para calcular la capacitancia equivalente del aislamiento del transformador bajo prueba. El valor de capacitancia normalmente se

expresa en pF (pico faradio), el valor calculado será  $C_{\text{Equivalente del aislamiento}}$  de la Figura 3.

Figura 3. Circuito simplificado de la medición de factor de potencia.



Fuente: Elaboración propia con base en la norma IEEE Std C57.12.90-2021. 8.2.1.

**4.2.1.4 Preparación y ejecución de la prueba.** La preparación y circuito de ensayo de ensayo varía dependiendo del equipo de medida a utilizar y esta preparación debe realizarse siguiendo las instrucciones del fabricante de dicho equipo. En todas las mediciones los puntos comunes del procedimiento es la unión eléctrica de las fases de cada devanado y el firme aterrizamiento de los puntos de tierra del tanque del transformador.

La tensión de prueba, según IEEE<sup>11</sup>, debe ser un valor tal que no se exceda la mitad del valor de ensayo de la prueba de tensión aplicada o 10 kV, cual fuera menor de ellos dos.

---

<sup>11</sup> IEEE Std C57.12.00-2021

La medición en un transformador estándar de dos devanados debe realizarse en las siguientes combinaciones, extraída de la norma IEEE<sup>12</sup>, (el signo '+' indica la unión eléctrica entres los puntos mencionados y el '-' significa que lo que esta antes del guion corresponde a la salida de tensión del equipo de medida y lo que esta después del guion a la salida medición):

- AT – BT+Tierra
- BT – AT+Tierra
- AT+BT – Tierra

**4.2.1.5 Corrección por temperatura.** Cuando la medición del factor de potencia se realiza a una temperatura mayor o menor a 20°C, el valor se debe corregir a esa temperatura de referencia con los valores de la Tabla 3 y la Ecuación 3 extraídas de la norma IEEE Std C57.12.90-2010<sup>13</sup>.

Tabla 3. Factores de corrección por temperatura del factor de potencia del aislamiento en un transformador inmerso en aceite.

<b>Temperatura Prueba <math>T</math> (°C)</b>	<b>Factor de corrección <math>K</math></b>
10	0,80
15	0,90
20	1,00
25	1,12

---

<sup>12</sup> IEEE Std C57.12.90:2021, literal 10.10.4.

<sup>13</sup> IEEE Std C57.12.90:1999. IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.

Temperatura Prueba $T$ (°C)	Factor de corrección $K$
30	1,25
35	1,40
40	1,55
45	1,75
50	1,95
55	2,18
60	2,42
65	2,70
70	3,00

Fuente: IEEE Std C57.12.90:1999. IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.

Ecuación 3. Fórmula para corrección por temperatura del factor de potencia del aislamiento en un transformador inmerso en aceite. Donde  $fp_{20}$  es el factor de potencia corregido a 20°C,  $fp_T$  es el factor de potencia a la temperatura  $T$  medida y  $K$  es el factor de la Tabla 3.

$$fp_{20} = \frac{fp_T}{K}$$

**4.2.1.6 Criterio de aceptación.** Para la capacitancia no existe un criterio de aceptación en el proceso de fabricación ya que el valor será una huella base para futuras mediciones, la norma IEEE<sup>14</sup> especifica que para mediciones en campo, la capacitancia no debe presentar variaciones mayores al 5% con respecto a la huella base tomada en el proceso de fabricación, en caso de presentar variaciones entre 5% y 10% se debe efectuar una

---

<sup>14</sup> IEEE Std C57.152-2013. Literal 7.2.14.1.2.

investigación a fin de determinar si existe justificación técnica para esta diferencia, y cuando la variación sea mayor al 10% el transformador no debe entrar en servicio.

Para el factor de potencia la misma norma IEEE<sup>15</sup> establece los valores aceptables de factor de potencia para aislamiento de transformadores inmersos en aceite (Tabla 4).

Tabla 4. Factores de potencia límites para transformadores inmersos en aceite nuevos y en servicio. Valores corregidos a 20°C.

<b>Aislante</b>	<b>Tensión del transformador en kV</b>	<b>Factor de potencia límite para transformador nuevo</b>	<b>Factor de potencia límite para transformador en servicio</b>
Aceite mineral	< 230 kV	0,5	1,0
	≥ 230 kV	0,4	1,0
Aceite vegetal	Todos	1,0	1,0

Fuente: IEEE Std C57.152-2013, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. Tabla 18. P. 51.

**4.2.2 Tensión inducida.** Es una prueba rutina tanto para IEC 60076-1 e IEEE Std C57.12.90, el propósito de la prueba es verificar la integridad dieléctrica de cada terminal de línea conectada a los devanados y entre devanados, también es útil para verificar el aislamiento entre fases y entre espiras de cada devanado.

**4.2.2.1 Generalidad y preparación.** Como la tensión de prueba frecuentemente es mayor al doble de la tensión nominal del devanado, la frecuencia debe también ser al menos el doble de la frecuencia nominal para evitar la saturación del núcleo.

---

<sup>15</sup> IEEE Std C57.152-2013. Literal 7.2.14.8. Tabla 18.

**4.2.2.2 Circuito y tensión de ensayo.** La preparación del ensayo consiste en conectar firmemente a tierra los puntos del transformador destinados para tal propósito, posterior a ello se debe conectar el transformador a una fuente trifásica con capacidad de tensión de por lo menos el doble del valor nominal del transformador bajo prueba, normalmente la fuente se conecta al devanado secundario ya que es el de menor valor de tensión, el devanado de mayor tensión se deja abierto y sin carga.

El nivel de tensión de ensayo se consulta en la Tabla 2, la duración del ensayo debe ser la cantidad de segundos equivalentes a 7200 ciclos AC o 60 segundos, el valor más grande entre ellos dos. La frecuencia mínima del ensayo debe calcularse con la Ecuación 4 extraída del estándar IEEE<sup>16</sup>.

Ecuación 4. Mínima frecuencia aplicable para el ensayo de tensión inducida. Donde  $E_t$  es la tensión inducida en el devanado y  $E_r$  es la tensión nominal del devanado.

$$\text{Mínima frec. prueba} = \frac{E_t}{1,1 * E_r} * \text{frec. nominal}$$

**4.2.3 Tensión aplicada.** Es una prueba rutina tanto para IEC 60076-1 e IEEE Std C57.12.90, el propósito de la prueba es evaluar las distancias dieléctricas de aislamiento de los devanados, no solamente limitado a la integridad dieléctrica entre devanados de diferentes niveles de tensión sino también entre los devanados y del aterrizamiento del transformador que se hace a través del tanque, la prensa y el núcleo

**4.2.3.1 Generalidad y preparación.** La preparación del ensayo consiste en conectar firmemente a tierra los puntos del transformador destinados para tal propósito, posterior

---

<sup>16</sup> IEEE Std C57.12.90-2021. Literal 10.7.2.

a ello se debe unir por medio de un conductor las fases de cada devanado entre sí (para transformadores con neutro accesible también es necesario unir el terminal neutro a las fases), posterior a esta preparación es necesario conectar uno de los devanados a la fuente de tensión AC y los otros devanados deben ser aterrizados junto con el tanque del transformador.

Antes de realizar la prueba se debe estar seguro de que el transformador ha sido diseñado para el valor  $V_p$  de la prueba, en caso de que el transformador tenga un aislamiento no uniforme el valor  $V_p$  debe ser el apropiado para el buje de menor nivel de aislamiento<sup>17</sup>, este buje típicamente es el del neutro.

En casos en que el transformador cuente con elementos no lineales tales como descargadores de sobretensiones o pararrayos, estos elementos deben ser desconectados, cortocircuitados y aterrizados.<sup>18</sup>

**4.2.3.2 Circuito y tensión de ensayo.** La preparación del ensayo consiste en conectar firmemente a tierra los puntos del transformador destinados para tal propósito, posterior a ello se debe unir por medio de un conductor las fases de cada devanado entre sí (para transformadores con neutro accesible también es necesario unir el terminal neutro a las fases), posterior a esta preparación es necesario conectar uno de los devanados a la fuente de tensión AC y los otros devanados deben ser aterrizados junto con el tanque del transformador. En la Figura 4 se encuentra el circuito esquemático para la prueba de tensión aplicada, el ejemplo es de un transformador con un devanado en alta tensión delta y en baja tensión estrella con neutro accesible, para realizar el ensayo en la baja

---

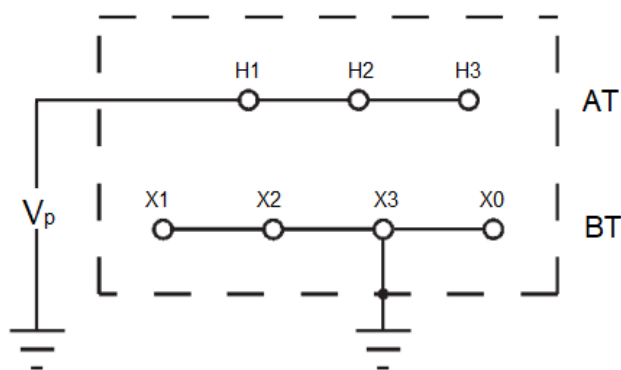
<sup>17</sup> IEEE Std C57.12.90:2021, literal 10.6.3.

<sup>18</sup> IEC 60076-3:2013, literal 10.

tensión sería necesario conectar el devanado de alta tensión a tierra y la tensión de ensayo se aplicaría en el devanado de baja tensión.

El nivel de tensión de ensayo se consulta en la Tabla 2, La frecuencia del ensayo es la frecuencia industrial, según IEC<sup>19</sup> es posible aplicar como mínimo el 80% de la frecuencia nominal del transformador.

Figura 4. Esquemático para la prueba de tensión aplicada por AT en un transformador tipo Dyn



Fuente: Elaboración propia con base en la norma IEEE Std C57.12.90-2021. 10.6.3.

**4.2.3.3 Aplicación de la tensión y duración del ensayo.** Una vez completada la preparación y montaje del ensayo se debe iniciar la aplicación de una tensión comenzando por un valor menor al 25% de la tensión de ensayo y subiendo constantemente el valor hasta llegar a la tensión  $V_p$  de prueba.<sup>20</sup> Una vez alcanzado el valor de tensión de prueba se debe mantener durante 60 segundos, cuando se termine el tiempo de aplicación se debe disminuir la tensión hasta cero.

<sup>19</sup> IEC 60076-3:2013, literal 10.

<sup>20</sup> IEEE Std C57.12.90:2021, literal 10.6.3.

**4.2.3.4 Criterio de aceptación.** El ensayo se considera satisfactorio si durante la aplicación de la tensión no se presenta disrupción del aislamiento, o no se presenta un aumento inesperado de la corriente de prueba o caída de tensión de las fuentes de energía.<sup>21</sup>

## 4.3 PRUEBAS TIPO

**4.3.1 Impulso.** Actualmente ambas normativas están armonizadas con respecto a la aplicación de los impulsos aunque todavía conservan diferencias menores, como por ejemplo la denominación de los ensayos, en IEC<sup>22</sup> al impulso tipo rayo se conoce como LI (Lightning Impulse Withstand Level) y al impulso tipo maniobra se le conoce como SI (Switching Impulse Withstand Level), mientras que en IEEE<sup>23</sup> al impulso tipo rayo se le conoce como BIL (Basic lightning Impulse insulation Level) y al impulso tipo maniobra se le denomina SIL (Basic Switching impulse insulation Level). Más allá de las diferencias terminológicas de las normas, la aplicación y forma de ondas son estándar para ambas, en los siguientes apartes se encontrará la información concerniente a cada uno de los tipos de impulso, cuando en un transformador se requiere hacer impulso tipo rayo e impulso maniobra, la norma IEC 60076-3 establece que se debe realizar primero el impulso tipo maniobra.

**4.3.1.1 Impulso tipo rayo.** Es una prueba tipo para transformadores con tensión nominal menor a 72.5 kV tanto para IEC 60076-3 e IEEE Std C57.12.90, el propósito del ensayo

---

<sup>21</sup> IEC 60076-3:2013, literal 10.

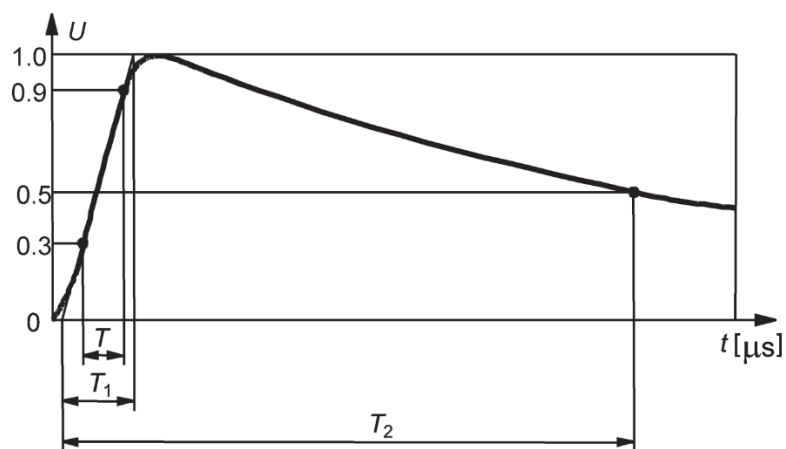
<sup>22</sup> IEC 60076-3:2013

<sup>23</sup> IEEE Std C57.12.90

es verificar la integridad del aislamiento frente a tensiones transitorias de tipo atmosférico, es decir contra rayos. Para este ensayo la tensión de prueba estará definida en la Tabla 2.

- **Forma de onda.** Para el impulso tipo rayo se establece una onda de ensayo normalizada conocida como 1,2/50  $\mu\text{s}$  que se describe en la Figura 5.

Figura 5. Onda normalizada tipo rayo.

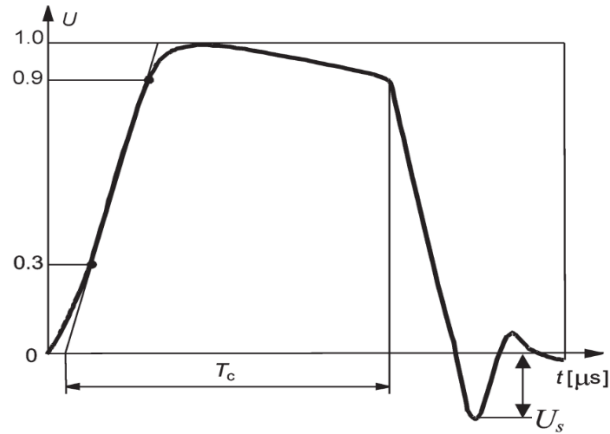


Fuente: ABB - Testing of Power Transformers - Routine tests, Type tests and Special tests. Figure 10.1. P 165.

Adicionalmente en la secuencia de ondas tipo rayo también se establece la aplicabilidad de la onda recortada tipo rayo, que simula cuando un descargador de sobretensiones actúa y logra despejar parcialmente la sobretensión, la forma de esta onda se encuentra en la Figura 6.

En la Tabla 5 se encuentran los parámetros de la forma de onda completa y recortada tipo rayo.

Figura 6. Onda normalizada recortada tipo rayo.



Fuente: ABB - Testing of Power Transformers - Routine tests, Type tests and Special tests. Figure 10.2. P 165.

Tabla 5. Parámetros de onda normalizada tipo rayo

Parámetro	Abreviación	IEEE	IEC
Tiempo de frente	$T_1$	1,2 $\mu\text{s} \pm 30\%$	
Tiempo de cola	$T_2$	50 $\mu\text{s} \pm 20\%$	
Tiempo de recorte	$T_c$	2 a 6 $\mu\text{s}$	3 a 6 $\mu\text{s}$
Tensión pico <sup>24</sup>	$U$	$U \pm 3\%$	
Tiempo de frente (Neutro)	$T_{1\text{ neutro}}$	< 10 $\mu\text{s}$	< 13 $\mu\text{s}$

Fuente: Elaboración propia con base en las normas IEC 60076-3:2013 e IEEE Std C57.12.90.

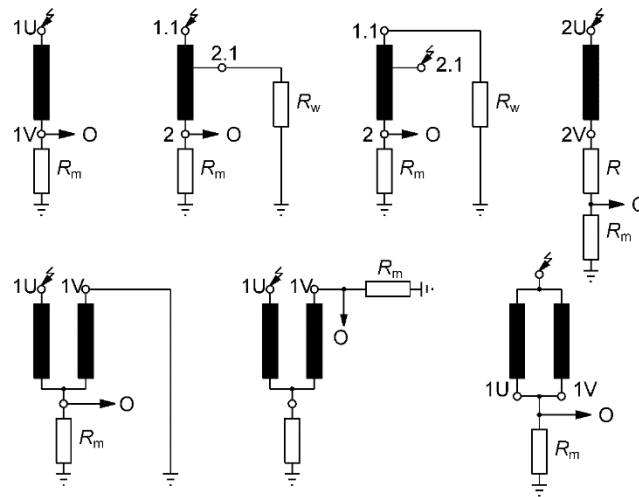
- **Circuito de prueba.** En seguida se establecen los distintos tipos de conexiones viables para realizar la prueba de impulso tipo rayo en transformadores, la Figura 7

<sup>24</sup> Valor establecido en la

Tabla 1.

establece las conexiones típicas para la prueba donde,  $R_m$  es una resistencia shunt de medida (dispositivo propio del equipo de medición utilizado),  $R$  es una resistencia en serie para controlar los tiempos de onda,  $O$  es el osciloscopio o dispositivo utilizado para visualizar el resultado.

Figura 7. Conexiones usuales para la prueba de impulso tipo rayo en transformadores monofásicos y trifásicos.



Fuente: ABB - Testing of Power Transformers - Routine tests, Type tests and Special tests. Figure 10.6a. P 168.

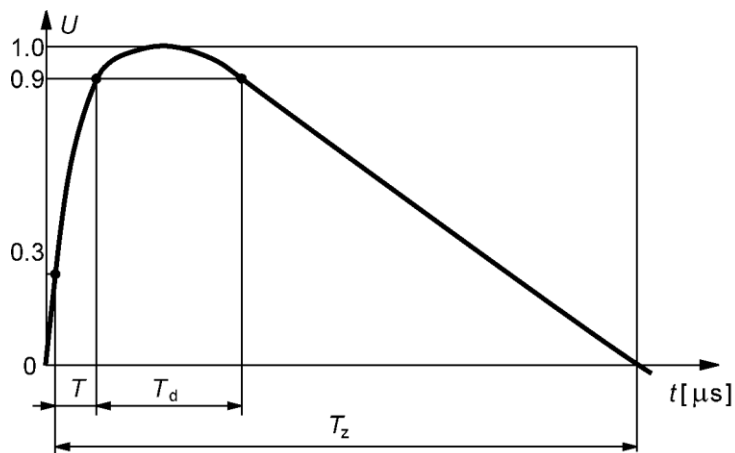
- **Secuencia de prueba.** Según IEEE e IEC se debe realizar la siguiente secuencia de aplicación de impulsos de manera estándar a no ser que se especifique una diferente:

- Una onda completa reducida de calibración (entre el 50 y 70% del valor  $U$ ).
- Una onda de impulso completo al 100% del valor  $U$ .
- Dos ondas recortadas con valor del 110% de  $U$ .
- Dos ondas de impulso completo al 100% del valor  $U$ .

**4.3.1.2 Impulso tipo maniobra.** Es una prueba tipo para transformadores con tensión nominal menor a 300 kV tanto para IEC 60076-3 e IEEE Std C57.12.90, el propósito del ensayo es verificar la integridad del aislamiento frente a tensiones transitorias de tipo maniobra, es decir contra perturbaciones de la red de transmisión. Para este ensayo la tensión de prueba estará definida en la Tabla 2.

- **Forma de onda.** Para el impulso tipo maniobra se establece una onda de ensayo normalizada que se describe en la Figura 8

Figura 8. Onda normalizada tipo maniobra.



Fuente: ABB - Testing of Power Transformers - Routine tests, Type tests and Special tests. Figure 10.4. P 166.

En la Tabla 6. Parámetros de onda normalizada tipo se encuentran los parámetros de la forma de onda tipo maniobra.

Tabla 6. Parámetros de onda normalizada tipo maniobra

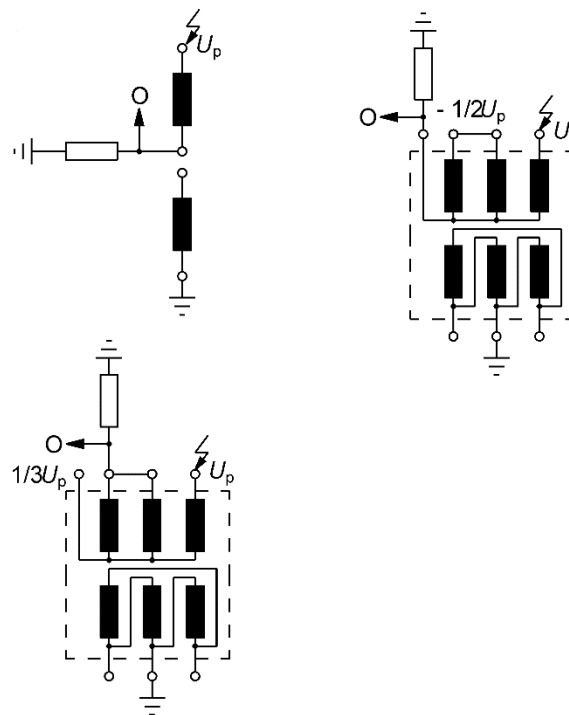
Parámetro	Abreviación	IEEE	IEC
Tiempo de frente	$T$	> 100 $\mu$ s	
Tiempo de cola	$T_d$	> 100 $\mu$ s	

Tiempo de recorte	$T_z$	$> 1000 \mu s$	$> 500 \mu s$
-------------------	-------	----------------	---------------

Fuente: Elaboración propia con base en las normas IEC 60076-3:2013 e IEEE Std C57.12.90.

- **Circuito de prueba.** Asimismo, se establecen los distintos tipos de conexiones viables para realizar la prueba de impulso tipo maniobra en transformadores, la Figura 9 establece las conexiones típicas para la prueba.

Figura 9. Conexiones usuales para la prueba de impulso tipo maniobra en transformadores monofásicos y trifásicos.



Fuente: ABB - Testing of Power Transformers - Routine tests, Type tests and Special tests. Figure 10.8. P 170.

- **Secuencia de prueba.** Según IEEE e IEC se debe realizar la siguiente secuencia de aplicación de impulsos de manera estándar a no ser que se especifique una diferente:

- Una onda completa reducida de calibración (entre el 50 y 70% del valor  $U$ ).
- Dos ondas de impulso completo al 100% del valor  $U$ .

**4.3.1.3 Criterio de aceptación.** La prueba se considera exitosa si no se presentan alteraciones o distorsiones en las ondas de tensión, tampoco se deben presentar picos de corriente anormales, en cuestión física no se escucha sonidos provenientes del interior del transformador ni tampoco se deben presentar descargas externas. La verificación del aislamiento después de las pruebas se puede soportar con pruebas de tensión aplicada y tensión inducida, adicionalmente con pruebas de cromatografía de gases en el aceite.

**4.3.2 Descargas parciales.** Es una prueba tipo para los transformadores con tensiones nominales mayores a 72,5 kV<sup>25</sup> tanto para IEC 60076-3 e IEEE Std C57.12.90. Consiste en la medición de las descargas parciales del transformador utilizando acoples capacitivos, en la actualidad diversos fabricantes de equipamiento de prueba comercializan dispositivos destinados a cuantificar las descargas, la unidad de medición es el culombio.

**4.3.2.1 Circuito, duración y tensión de ensayo.** Para este ensayo se utiliza el mismo circuito de medición de la prueba de tensión inducida, referenciada en 4.2 PRUEBAS RUTINA, las tensiones de ensayo se establecen en la Tabla 2 y duración del ensayo se realiza conforme a la Figura 10.

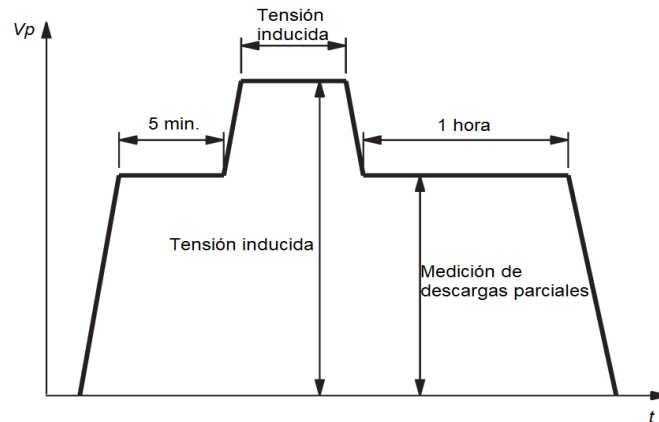
Cuando se realiza la medición de descargas parciales normalmente se realiza junto con la prueba de tensión inducida, por tanto, la frecuencia del ensayo debe ser el doble de la frecuencia nominal.

---

<sup>25</sup> IEC 60076-3:2013, literal 11.3.

Los valores de descargas parciales deben ser tomadas cada cinco minutos durante la hora de medición.

Figura 10. Secuencia de tensiones y tiempos para la medición de descargas parciales.



Fuente: Elaboración propia con base en la norma IEEE Std C57.12.90-2021. 10.9.1.

**4.3.2.2 Criterio de aceptación.** Para IEEE<sup>26</sup> una falla puede ser indicada por la presencia de humo o burbujas en el aceite dieléctrico, también puede determinarse por sonidos anormales emitidos por el transformador o también por incrementos instantáneos de la corriente de prueba. En términos de interpretación de las medidas de descargas parciales, el resultado debe ser considerado como aceptado si las siguientes condiciones se cumplen al final de la prueba:

- La magnitud de las descargas parciales no excede 250 pC durante la hora de medición.
- El incremento de las descargas parciales durante la hora de medición no debe exceder 50 pC.

---

<sup>26</sup> IEEE Std C57.12.90:2021, literal 10.8.5

- Los niveles de descargas parciales durante la hora de medida no deben mostrar una tendencia de aumento y ningún aumento instantáneo no debe ocurrir durante los últimos veinte minutos de prueba.

## **4.4 PRUEBAS ESPECIALES**

**4.4.1 Resistencia de aislamiento de los devanados.** Es una prueba especial para IEC 60076-1 y una prueba rutinaria para transformadores Clase II<sup>27</sup> según IEEE Std C57.12.90, para las demás clases IEEE es una prueba clasificada como especial ('Otros' en la clasificación IEEE), el propósito de la prueba es medir la resistencia del aislamiento entre devanados y entre devanados y tierra, mediante la aplicación de una tensión DC en el transformador. Este valor es un indicador importante para determinar el estado del aislamiento del transformador.

**4.4.1.1 Generalidad y preparación.** La medición de la resistencia de aislamiento se realiza con un equipo capaz de aplicar una tensión y al tiempo realizar la medición de la resistencia eléctrica del elemento que se está probando, estos equipos comúnmente se llaman megóhmetros ya que el resultado esperado de la resistencia de aislamiento sea del orden de mega ohmios (MΩ). Previo a la aplicación de tensión es importante asegurar una buena limpieza de los bujes del transformador con el objetivo de que la medida no sea afectada por corrientes superficiales causadas por la suciedad<sup>28</sup>.

---

<sup>27</sup> IEEE Std C57.12.90:2021, literal 5.10

<sup>28</sup> EPRI (2002). Power Transformer Maintenance and Application Guide. Electric Power Research Institute, Inc. 118 p.

**4.4.1.2 Circuito y tensión de ensayo.** El circuito de prueba se asemeja al utilizado en el ensayo rutina de tensión aplicada, se deben cortocircuitar las fases de cada devanado, posteriormente conectar la salida positiva del megóhmetro a uno de los devanados y el otro devanado se conecta firmemente a tierra junto el tanque del transformador y este punto a su vez a la salida negativa del megóhmetro<sup>29</sup>. El esquemático del ensayo para medición de una resistencia de aislamiento entre AT y BT+Tierra para un transformador de dos devanados es como el de la Figura 11. La tensión de ensayo debe ser mínimo 500 voltios, pero no debe superar al valor rms de la tensión utilizada en el ensayo de tensión aplicada descrito en 4.2 PRUEBAS RUTINA. Así pues, las conexiones típicas de varios tipos de transformadores<sup>30</sup> (el signo '+' indica la unión eléctrica entres los puntos mencionados y el '-' significa que lo que esta antes del guion corresponde a la salida positiva del megóhmetro y lo que esta después del guion a la salida negativa):

Transformadores de dos devanados:

- AT+BT – Tierra
- AT – BT+Tierra
- BT – AT+Tierra

Transformador de tres devanados:

- AT – BT+Ter<sup>31</sup>+Tierra
- BT – AT+Ter+Tierra
- AT+BT+Ter – Tierra

---

<sup>29</sup> IEC 60076-1:2011. Literal 10.1.3.

<sup>30</sup> IEEE Std C57.152-2013. IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. Literal 7.2.13.1.

<sup>31</sup> Ter: Devanado terciario

- Ter – AT+BT+Tierra

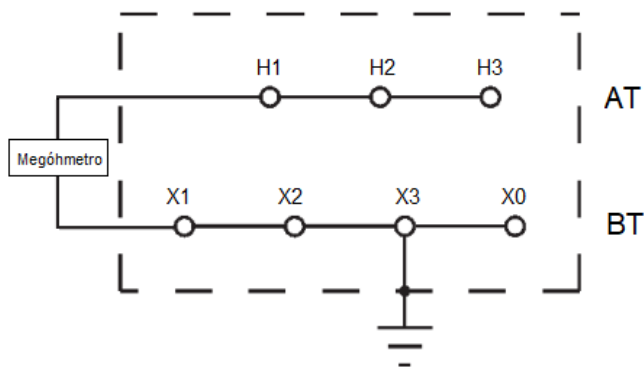
Autotransformador de dos devanados:

- AT+BT – Tierra

Autotransformador de tres devanados:

- AT+BT – Ter+Tierra
- AT+BT+Ter – Tierra
- Ter – AT+BT+Ter

Figura 11. Esquemático para la prueba de resistencia de aislamiento entre AT – BT+Tierra en un transformador tipo Dyn.



Fuente: Elaboración propia con base en la norma IEEE Std C57.12.90-2021. 10.11.

**4.4.1.3 Ejecución de la prueba y duración de la prueba.** Una vez completada la preparación y montado el circuito del ensayo se debe configurar la tensión del megóhmetro y el tiempo de duración de la prueba, luego iniciar la ejecución y tomar datos en los tiempos de interés. Típicamente los tiempos de interés de esta prueba son los necesarios para adquirir datos de evaluación de criterio de aceptación, tales como la resistencia de aislamiento en un minuto y el índice de polarización.

**4.4.1.4 Índice de polarización (IP)<sup>32</sup>.** Uno de los resultados más dicientes del estado de aislamiento de un transformador inmerso en aceite es el índice de polarización, que matemáticamente se reduce a la división del valor de la resistencia de aislamiento al minuto 10 de medición sobre el valor del minuto 1 de medición como se describe en la Ecuación 5.

Cuando se hace la aplicación de tensión DC en un medio aislante aparecen tres componentes de corriente que cuyos valores varían en el tiempo con tendencias diferentes:

- Corriente de carga: Corriente debida a la capacitancia del aislamiento, este valor decrece rápidamente a cero.
- Corriente de absorción: Debida a la acomodación de las moléculas del aislamiento al ser cargadas por un potencial, esta corriente decae lentamente a cero.
- Corriente de fuga: La cual describe mejor el estado del aislamiento, esta corriente varía dependiendo la tensión de prueba y tiene componente de la fuga a través del aislamiento interno del transformador y también por la fuga en la superficie del aislamiento de los bujes del transformador.

Si en un transformador se ha cuidado la preparación de la prueba y los bujes se encuentran limpios se espera que la corriente de fuga por las superficies de ellos tienda a cero y por consiguiente la corriente de fuga solo va a ser apreciable como consecuencia del estado del aceite dieléctrico del interior del transformador. Por ley de Ohm<sup>33</sup> se sabe que si la corriente aumenta la resistencia medida disminuye, por tanto, una corriente de

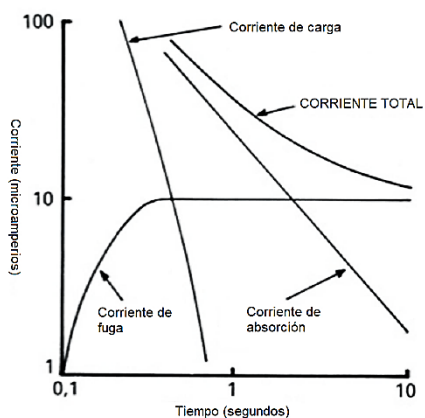
---

<sup>32</sup> IEEE Std C57.152-2013. Literal 7.2.13.4.

<sup>33</sup>  $R = \frac{V}{I}$

fuga que aumente rápidamente implica un lento aumento de resistencia de aislamiento, en consecuencia, el índice de polarización va a ser bajo, dicho lo anterior se espera que el índice de polarización sea lo más alto posible. En la Figura 12 se encuentra una ilustración del comportamiento de la corriente total de prueba y todas sus componentes.

Figura 12. Componentes de la corriente de la prueba de resistencia de aislamiento. Adecuado al español.



Fuente: New approach to accuracy in insulation resistance testing (ART) by employing dielectric frequency response (DFR) and independent temperature compensation (ITC) techniques. (2014). Megger.com.

[https://media.megger.com/mediacontainer/medialibraries/megger/technical-documents/academic%20papers/art-paper\\_wp\\_en\\_v01.pdf](https://media.megger.com/mediacontainer/medialibraries/megger/technical-documents/academic%20papers/art-paper_wp_en_v01.pdf)

Ecuación 5. índice de polarización.

$$IP = \frac{R_{\text{aislamiento}_{10 \text{ min}}}}{R_{\text{aislamiento}_{1 \text{ min}}}}$$

**4.4.1.5 Criterio de aceptación.** Los siguientes son los valores de aceptación sugeridos por el estándar IEEE<sup>34</sup> para transformadores eléctricos inmersos en aceite para el parámetro Índice de Polarización (IP):

- Menor a 1,0 = No aceptable
- Entre 1,0 y 1,1 = Bajo
- Entre 1,1 y 1,25 = Cuestionable
- Entre 1,25 y 2,0 = Aceptable
- Mayor a 2,0 = Bueno

**4.4.2 Resistencia de aislamiento del núcleo.** Este ensayo es muy similar a la resistencia de aislamiento entre devanados, pero se concentra en la medición del núcleo y la tierra del transformador, este ensayo se realiza durante un minuto entre núcleo y tierra (Núcleo – Tierra), la tensión a utilizar es de 500 voltios. A pesar de que el núcleo debe estar aterrizado en condición normal de operación, es importante que este aterrizamiento solo se realice en el punto diseñado para tal fin.

**4.4.3 DFR.** DFR (Dielectric Frequency Responce) es una prueba no intrusiva y no destructiva, según IEEE<sup>35</sup> se puede realizar en transformadores inmersos en aceite, consiste en una medición de capacitancia y factor de potencia del aislamiento en el espectro de la frecuencia, haciendo comparación de resultados con transformadores de similares características de los cuales ya se conoce las condiciones del aislamiento, con esta prueba es posible determinar el contenido de humedad del aislamiento solido del transformador y la conductividad del aceite.

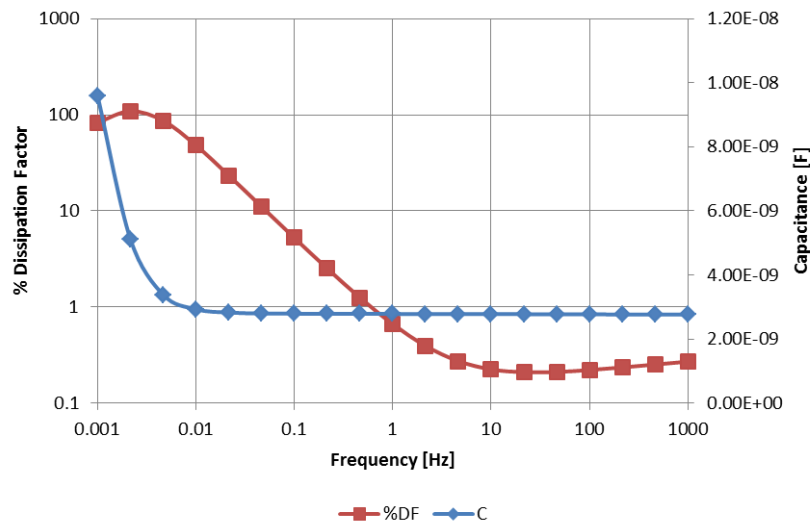
---

<sup>34</sup> IEEE Std C57.152-2013. Literal 7.2.13.4.

<sup>35</sup> IEEE Std C57.161:2018. IEEE Guide for Dielectric Frequency Response Test.

Normalmente el barrido de frecuencia se realiza entre 1 kHz y 10 mHz, en la Figura 13 se establece un ejemplo de respuesta de prueba DFR.

Figura 13. Puntos de una curva de DFR de un transformados con 0,5% de humedad y una conductividad de 1 pS/m a 25°C.



Fuente: IEEE Std C57.161:2018. IEEE Guide for Dielectric Frequency Response Test. Figure 7. P 25.

Los equipos de medida difieren en conexión y tensión de prueba, se debe seguir el manual de cada fabricante para realizar la prueba.

**4.4.3.1 Criterio de aceptación.** Los siguientes son los valores de aceptación sugeridos por Megger<sup>36</sup> se establecen en la Tabla 7.

---

<sup>36</sup> New approach to accuracy in insulation resistance testing (ART) by employing dielectric frequency response (DFR) and independent temperature compensation (ITC) techniques. (2014). Megger.com.

Tabla 7. Condición aislamiento con base en la respuesta de DFR.

<b>Condición aislamiento</b>	<b>Factor de potencia % a 60 Hz y 20°C</b>	<b>Humedad % (peso/peso)</b>	<b>Condición pS/m a 25°C</b>
Como nuevo	< 0,3 %	< 1,0 %	< 0,37 pS/m
Bueno	0,3 – 0,5 %	1,0 – 2,0 %	0,37 – 3,7 pS/m
Deteriorado	0,5 – 1,0 %	2,0 – 3,0 %	3,7 – 37 pS/m
Investigar	> 1,0 %	> 3,0 %	> 37 pS/m

Fuente: Elaboración propia con base en manual IDAX 300, (2014). Megger.com

#### 4.5 SECUENCIA DE PRUEBAS

Actualmente en las normas IEC e IEEE no se encuentra definida completamente cual debe ser la secuencia de pruebas apropiada para verificar un transformador, sin embargo, si menciona pruebas que conviene realizar de manera previa a otras pruebas, a continuación, un orden sugerido inferido a partir de las normas<sup>37</sup>:

Primero las pruebas diagnósticas:

- Relación de transformación.
- Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento.
- Medición de las corrientes de excitación monofásica.

---

[https://media.megger.com/mediacontainer/medialibraries/megger/technical-documents/academic%20papers/art-paper\\_wp\\_en\\_v01.pdf](https://media.megger.com/mediacontainer/medialibraries/megger/technical-documents/academic%20papers/art-paper_wp_en_v01.pdf)

<sup>37</sup> IEEE Std C57.12.00, IEEE Std C57.12.90, IEEE Std C57.152, IEEE Std C57.161, IEC 60076-1, IEC 60076-3, IEC 60076-10.

- Medición de la resistencia de los devanados.
- Medición de la resistencia de aislamiento.

Seguido por la medición de parámetros y pruebas dieléctricas:

- Medición de las pérdidas en vacío.
- Medición de las pérdidas bajo carga.
- Medición de las impedancias.
- Impulsos tipo rayo y/o maniobra.
- Tensión aplicada a frecuencia nominal.
- Tensión inducida con o sin medición de descargas parciales.

#### 4.6 APLICABILIDAD DE LAS PRUEBAS

En las Tabla 8. y Tabla 9 se establecen los requisitos de aplicabilidad de cada prueba.

Tabla 8. Aplicabilidad de las pruebas de diagnosticas para clase de transformador y niveles de tensión.

		Medición de pérdidas auxiliares del sistema de refrigeración	Factor de potencia y capacitancia de los bujes	Resistencia dinámica del conmutador bajo carga	Ensayo de precisión de los transformadores de corriente	Respuesta en frecuencia	Resistencia de devanados
IEEE	DISTRIBUCIÓN	Especial	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Rutina
	Clase I	Especial	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Rutina
	Clase II	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina
IEC	$U_m \leq 72,5 \text{ kV}$	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Rutina
	$72,5 \text{ kV} < U_m \leq 170 \text{ kV}$	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina
	$U_m > 170 \text{ kV}$	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina
		Relación de transformación, polaridad y relación de fase	Resistencia de aislamiento de los devanados	Resistencia de aislamiento del núcleo	Factor de potencia y capacitancia del aislamiento	Corrientes de excitación monofásica	DFRA
IEEE	DISTRIBUCIÓN	Rutina	Especial	Especial	Especial	Especial	Especial
	Clase I	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Especial
	Clase II	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Especial
IEC	$U_m \leq 72,5 \text{ kV}$	Rutina	Especial	Especial	Especial	Especial	Especial
	$72,5 \text{ kV} < U_m \leq 170 \text{ kV}$	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Especial
	$U_m > 170 \text{ kV}$	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Especial

Fuente: Elaboración propia con base en las normal IEEE<sup>38</sup> e IEC<sup>39</sup>.

<sup>38</sup> IEEE Std C57.12.00, IEEE Std C57.12.90, IEEE Std C57.152 e IEEE Std C57.161.

<sup>39</sup> IEC 60076-1, IEC 60076-3, IEC 60076-10.

Tabla 9. Aplicabilidad de las pruebas de dieléctricas y determinación de parámetros para clase de transformador y niveles de tensión.

		<b>Pérdidas en vacío y corriente de excitación</b>	<b>Prueba en vacío del OLTC</b>	<b>Pérdidas en carga e impedancia de corto circuito</b>	<b>Prueba bajo carga del OLTC</b>	<b>Impedancia de secuencia cero</b>	<b>Elevación de temperatura</b>
<b>IEEE</b>	<b>DISTRIBUCIÓN</b>	Rutina	NA	Rutina	NA	Especial	Tipo
	<b>Clase I</b>	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Tipo	Tipo
	<b>Clase II</b>	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Tipo
<b>IEC</b>	<b>Um ≤ 72,5 kV</b>	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Tipo
	<b>72,5 kV &lt; Um ≤ 170 kV</b>	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Tipo
	<b>Um &gt; 170 kV</b>	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial	Tipo
		<b>Ruido</b>	<b>Impulso atmosférico</b>	<b>Tensión aplicada</b>	<b>Tensión inducida</b>	<b>Descargas parciales</b>	<b>Impulso de maniobra</b>
<b>IEEE</b>	<b>DISTRIBUCIÓN</b>	Tipo	Tipo	Rutina	Rutina	N/A	N/A
	<b>Clase I</b>	Tipo	Tipo	Rutina	Rutina	Especial	Especial
	<b>Clase II</b>	Tipo	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial*
<b>IEC</b>	<b>Um ≤ 72,5 kV</b>	Tipo	Tipo	Rutina	Rutina	Especial	N/A
	<b>72,5 kV &lt; Um ≤ 170 kV</b>	Tipo	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Especial
	<b>Um &gt; 170 kV</b>	Tipo	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina	Rutina

\*Rutina para transformadore con tensión mayor a 300 kV

Fuente: Elaboración propia con base en las normal IEEE<sup>40</sup> e IEC<sup>41</sup>.

<sup>40</sup> IEEE Std C57.12.00, IEEE Std C57.12.90, IEEE Std C57.152 e IEEE Std C57.161.

<sup>41</sup> IEC 60076-1, IEC 60076-3, IEC 60076-10.

## **5. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA DETERMINAR EL ESTADO DEL AISLAMIENTO SEGÚN IEEE**

En este capítulo se desarrollará y se indicaran las pruebas necesarias para verificar el estado de aislamiento del transformador. La estructura de este documento esta ideada para que esta información sea una recapitulación de la información presentada en los capítulos anteriores.

### **5.1 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA (FAT)**

Las pruebas de aceptación en fábrica (FAT) se describen en el capítulo 4. PRUEBAS APLICABLES AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN EL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE, la secuencia en el subcapítulo 4.5 SECUENCIA DE PRUEBAS, la aplicabilidad según tipo de transformador en las Tabla 8. Aplicabilidad de las pruebas de diagnosticas para clase de transformador y niveles de tensión. y Tabla 9. Aplicabilidad de las pruebas de dieléctricas y determinación de parámetros para clase de transformador y niveles de tensión.

### **5.2 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO DE INSTALACIÓN (SAT)**

El estándar IEEE<sup>42</sup> recomienda la realización de las siguientes pruebas de comisionamiento, previo a la energización del equipo, los métodos de prueba se especifican en el capítulo 4. PRUEBAS APLICABLES AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN EL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE los criterios de aceptación se encuentran en el subcapítulo 6.1 CRITERIOS DE ACEPTACIÓN PARA

---

<sup>42</sup> IEEE Std C57.152. Literal 5.1

PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO REALIZADOS EN TRANSFORMADORES y la manera de diagnosticar o corregir los hallazgos en el subcapítulo 6.2 DIAGNÓSTICO DE FALLAS Y DETERIORO DEL AISLAMIENTO BASADO EN LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS.

- Resistencia de aislamiento del núcleo.
- Cromatografía de gases (DGA).
- Resistencia de aislamiento de los devanados.
- Resistencia de los devanados.
- Relación de transformación.
- Corrientes de excitación monofásica.
- Capacitancia y factor de potencia del aislamiento.

### **5.3 INSPECCIONES PERIÓDICAS DE DIAGNÓSTICO**

El estándar IEEE<sup>43</sup> recomienda la realización periódica de prueba de cromatografía de gases, en caso de que los resultados se encuentren de los parámetros establecidos en la Tabla 1 no sería necesario realizar pruebas adicionales, pero si los resultados están fuera de esos valores se recomienda la realización de las siguientes pruebas de verificación:

- Resistencia de aislamiento del núcleo.
- Resistencia de aislamiento de los devanados.
- Resistencia de los devanados.
- Relación de transformación.

---

<sup>43</sup> IEEE Std C57.152. Literal 5.1

- Corrientes de excitación monofásica.
- Capacitancia y factor de potencia del aislamiento.

## 6. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DIAGNÓSTICAS

### 6.1 CRITERIOS DE ACEPTACIÓN PARA PRUEBAS DE DIAGNÓSTICO REALIZADOS EN TRANSFORMADORES

Como ya se referencio en el Capítulo 4. PRUEBAS APLICABLES AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN EL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE Cada una de las pruebas tiene unos criterios de aceptación con respecto a las normas IEEE<sup>44</sup> e IEC<sup>45</sup>.

**6.1.1 Relación de transformación.** El criterio de aceptación para la prueba de relación de transformación (TTR, Turns Transformer Ratio) es una desviación de 0,5% con respecto al valor nominal de la posición de relación medida. Ejemplo en la Tabla 10.

Tabla 10. Ejemplo de relación de transformación (TTR) para un transformador con devanado primario de 34,5 kV y secundario de 13,8 kV con los principales grupos de conexión.

Tensión devanado primario (V <sub>H</sub> )	Tensión devanado secundario (V <sub>X</sub> )	Grupo de conexión	TTR	TTR Nominal	Rango aceptable (Mín-Max)
34500 V	13800 V	1 fase	$\frac{V_H}{V_X}$	2,5000	2,4875-2,5125
		Dd0	$\frac{V_H}{V_X}$	2,5000	2,4875-2,5125

<sup>44</sup> IEEE Std C57.12.00, IEEE Std C57.12.90, IEEE Std C57.152 e IEEE Std C57.161.

<sup>45</sup> IEC 60076-1, IEC 60076-3, IEC 60076-10.

Tensión devanado primario (V <sub>H</sub> )	Tensión devanado secundario (V <sub>X</sub> )	Grupo de conexión	TTR	TTR Nominal	Rango aceptable (Mín-Max)
		Dyn1	$\frac{V_H * \sqrt{3}}{V_X}$	4,3301	4,3084-4,3517
		YNyn0	$\frac{V_H}{V_X}$	2,5000	2,4875-2,5125
		YNd1	$\frac{V_H}{V_X * \sqrt{3}}$	1,4433	1,4361-1,4505

Fuente: Elaboración propia basado en ATRT-03 S2, ATRT-03A S2, y ATRT-03B S2 MANUAL DEL USUARIO REV 2. Disponible: [https://www.doble.com/wp-content/uploads/atrt-03\\_s2\\_user\\_manual\\_rev\\_2.1\\_espanol\\_final.pdf](https://www.doble.com/wp-content/uploads/atrt-03_s2_user_manual_rev_2.1_espanol_final.pdf). Apéndice 1. P 120.

**6.1.2 Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento.** La norma IEEE<sup>46</sup> especifica que, para mediciones en campo, la capacitancia no debe presentar variaciones mayores al 5% con respecto a la huella base tomada en el proceso de fabricación, en caso de presentar variaciones entre 5% y 10% se debe efectuar una investigación a fin de determinar si existe justificación técnica para esta diferencia, y cuando la variación sea mayor al 10% el transformador no debe entrar en servicio.

Para el factor de potencia la misma norma IEEE<sup>47</sup> establece los valores aceptables de factor de potencia para aislamiento de transformadores inmersos en aceite en la Tabla 4 presentada en 4.2 PRUEBAS RUTINA.

**6.1.3 Corrientes de excitación monofásica.** La norma IEEE Std C57.152 el resultado es abierto a la interpretación del analista, pero esencialmente se debe presentar un patrón

<sup>46</sup> IEEE Std C57.152-2013. Literal 7.2.14.1.2.

<sup>47</sup> IEEE Std C57.152-2013. Literal 7.2.14.8. Tabla 18.

de corrientes por fases donde dos fases tienen valores de corriente similares y la fase restante tiene un valor menor a las otras dos, Rickley y Clark<sup>48</sup> describen los patrones de esta manera:

- Patrón alta-baja-alta (HLH): se espera para transformadores con núcleos de tres columnas y para transformadores con núcleos acorazados de cinco columnas con devanado secundario delta.
- Patrón baja-alta-baja (LHL): se obtiene en casos donde el núcleo tiene magnetismo remanente, también en transformadores donde el neutro en el devanado primario estrella es inaccesible, este patrón también se obtiene debido al no aterrizamiento del terminal en devanados delta, y finalmente es el patrón esperado para transformadores con núcleos de cuatro columnas.
- Patrón con tres corrientes similares: es el patrón esperado para transformadores con núcleos acorazados de cinco columnas con devanado secundario diferente a delta.

**6.1.4 Resistencia de los devanados.** La interpretación de los resultados de esta prueba se hace comparando las medidas entre fases y posteriormente con las mediciones originales hechas en el proceso de fabricación. Según IEEE<sup>49</sup>, las diferencias de valores de resistencia de devanados entre fases deben ser menor al 2% y entre medidas realizadas en sitio comparadas con las medidas realizadas en fábrica a la misma temperatura de referencia deben ser menores al 5%.

---

<sup>48</sup> Rickley, A. L., and Clark, R. E., "Transformer Exciting Current Measured with Doble Equipment," Minutes of the Thirty-Fourth Annual International Conference of Doble Clients, 1967, Sec. 6-901.

<sup>49</sup> IEEE Std C57.152-2013. Literal 7.2.7

**6.1.5 Resistencia de aislamiento.** La interpretación de los resultados se realizó en 4.4 PRUEBAS ESPECIALES donde se definió que los valores de aceptación sugeridos por el estándar IEEE<sup>50</sup> para transformadores eléctricos inmersos en aceite para el parámetro Índice de Polarización (IP):

- Menor a 1,0 = No aceptable
- Entre 1,0 y 1,1 = Bajo
- Entre 1,1 y 1,25 = Cuestionable
- Entre 1,25 y 2,0 = Aceptable
- Mayor a 2,0 = Bueno

En cuando a la resistencia de aislamiento del núcleo y la tierra, la norma IEEE<sup>51</sup> establece los siguientes valores en la Tabla 11.

Tabla 11. Resistencias de aislamiento entre el núcleo y tierra típicas para varias condiciones de servicio.

<b>Tipo de equipo</b>	<b>Resistencia de aislamiento del núcleo (MΩ)</b>	<b>Condición del aislamiento</b>
Nuevo	> 500	Es necesario consultar al fabricante en caso de valores inferiores a 500 MΩ
En servicio	> 100	Normal
	10 a 100	Indicativo de deterioro del aislamiento
	< 10	Necesita ser investigado

Fuente: IEEE Std C57.152:2013. IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. Table 9. P 27.

<sup>50</sup> IEEE Std C57.152-2013. Literal 7.2.13.4.

<sup>51</sup> IEEE Std C57.152-2013. Tabla 9.

### 6.1.6 Pérdidas en vacío y carga, corriente de vacío e impedancia de corto circuito.

Las normas establecen una tolerancia de estos parámetros con respecto a los valores garantizados por el fabricante, los valores se encuentran en la Tabla 12.

Tabla 12. Tolerancias de los parámetros de medición en transformadores para IEC e IEEE.

	<b>Pérdidas en vacío</b>	<b>Pérdidas en carga</b>	<b>Corriente de vacío</b>	<b>Impedancia de corto</b>	<b>Pérdidas totales</b>
<b>IEEE</b>	10%	-	-	7,5%	6%
<b>IEC</b>	15%	30%	15%	7,5%	10%

Elaboración propia con base en IEC 60076-1 Edition 3.0 2011-04, Table 1. Y IEEE Std C57.12.00-2021, Subclause 9.3 (Losses) - IEEE Std C57.12.00-2021, Subclause 9.2 (Impedance).

**6.1.7 Impulsos.** Las pruebas se consideran exitosa si no se presentan alteraciones o distorsiones en las ondas de tensión, tampoco se deben presentar picos de corriente anormales, en cuestión física no se escuchas sonidos provenientes del interior del transformador ni tampoco se deben presentar descargas externas. La verificación del aislamiento después de las pruebas se puede soportar con pruebas de tensión aplicada y tensión inducida, adicionalmente con pruebas de cromatografía de gases en el aceite.

**6.1.8 Tensión aplicada e inducida.** El ensayo se considera satisfactorio si durante la aplicación de la tensión no se presenta disrupción del aislamiento, o no se presenta un

aumento inesperado de la corriente de prueba o caída de tensión de las fuentes de energía.<sup>52</sup>

**6.1.9 Medición de descargas parciales.** Para IEEE<sup>53</sup> una falla puede ser indicada por la presencia de humo o burbujas en el aceite dieléctrico, también puede determinarse por sonidos anormales emitidos por el transformador o también por incrementos instantáneos de la corriente de prueba. En términos de interpretación de las medidas de descargas parciales, el resultado debe ser considerado como aceptado si las siguientes condiciones se cumplen al final de la prueba:

- La magnitud de las descargas parciales no excede 250 pC durante la hora de medición.
- El incremento de las descargas parciales durante la hora de medición no debe exceder 50 pC.
- Los niveles de descargas parciales durante la hora de medida no deben mostrar una tendencia de aumento y ningún aumento instantáneo no debe ocurrir durante los últimos veinte minutos de prueba.

## **6.2 DIAGNÓSTICO DE FALLAS Y DETERIORO DEL AISLAMIENTO BASADO EN LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS**

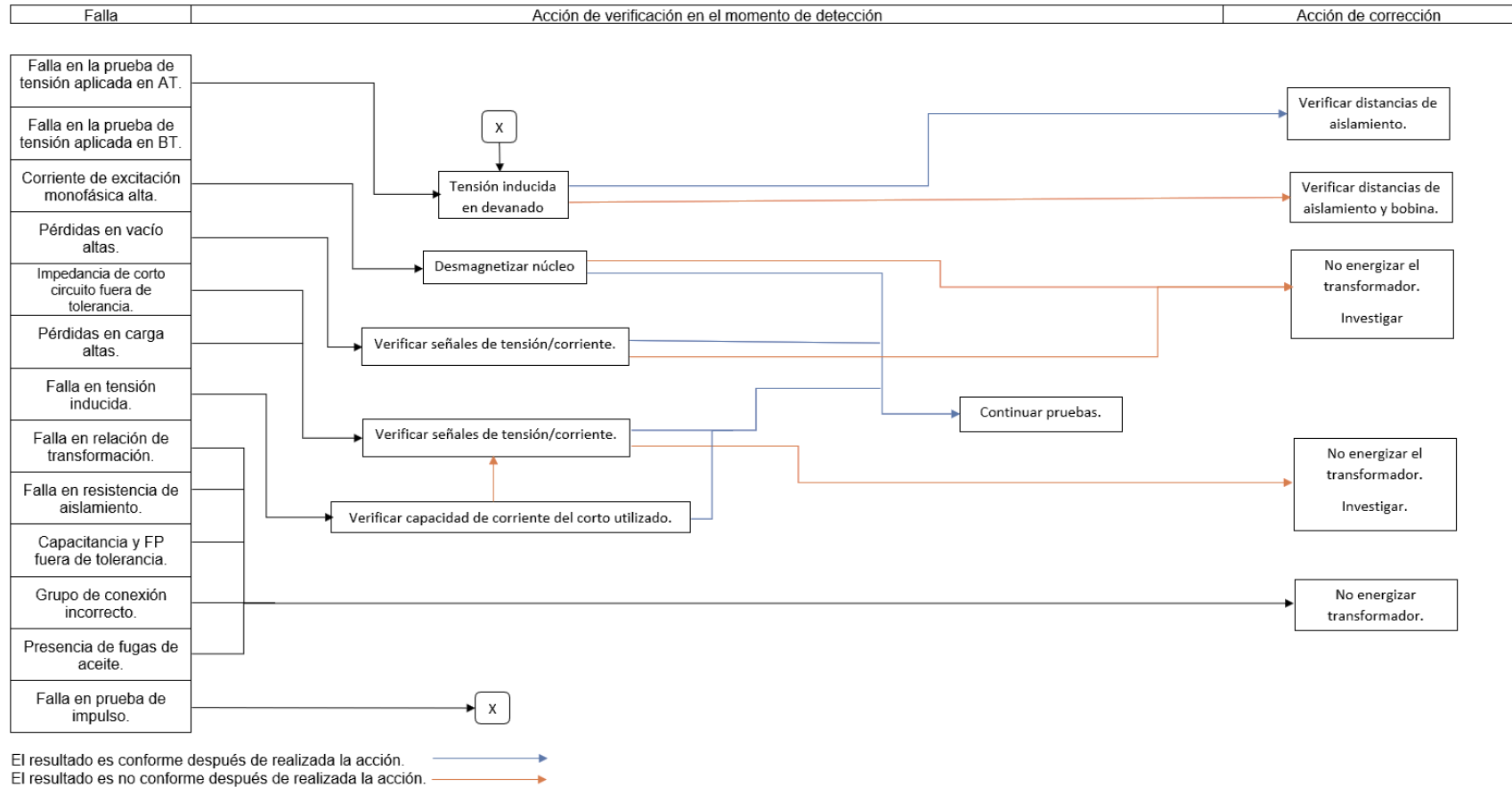
En la Figura 14, se presentará un diagrama de flujo pertinente para la identificación de fallas en transformadores inmersos en aceite, el diagrama es de elaboración propia basado en toda la información recopilada y analizada en el presente trabajo.

---

<sup>52</sup> IEC 60076-3:2013, literal 10.

<sup>53</sup> IEEE Std C57.12.90:2021, literal 10.8.5

Figura 14. Diagrama de flujo para la evaluación y detección de fallas en el aislamiento de los transformadores inmersos en aceite.



Fuente: Elaboración propia con base en las normas IEEE Std C57.12.00, IEEE Std C57.12.90, IEEE Std C57.152, IEEE Std C57.161, IEC 60076-1, IEC 60076-3, IEC 60076-10.

## **5. CONCLUSIONES**

Se expuso y documentó el estado del arte de las pruebas utilizadas para diagnosticar el estado de la integridad del aislamiento de los transformadores de distribución y potencia inmersos en aceite.

Los criterios de aceptación compilados y reunidos en un solo documento permiten contrastar las diferencias en los niveles de exigencia de cada una de las normas principales de fabricación de transformadores.

La información recopilada indica que los desarrollos e investigaciones en el campo de transformadores eléctricos no se detiene y esto conlleva a mejoras en métodos diagnósticos de la integridad de los equipos.

La realización de pruebas de fabricación, de comisionamiento y periódicas aumenta las posibilidades de detección anticipada de anomalías en el aislamiento y ayuda a prevenir fallas y salidas de servicio.

## BIBLIOGRAFÍA

IEEE Power and Energy Society (2013). IEEE C57.152 Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. IEEE-SA Standards Board.

IEEE Power and Energy Society (2015). IEEE C57.12.00 Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. IEEE-SA Standards Board.

IEEE Power and Energy Society (2017). IEEE C57.12.10 IEEE Standard Requirements for Liquid-Immersed Power Transformers. IEEE-SA Standards Board.

IEEE Power and Energy Society (2015). IEEE C57.12.90 IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. IEEE-SA Standards Board.

ASTM (2017). ASTM D3612 Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography. ASTM Compass.

IEC (2002). IEC 60076-4, Power Transformers—Part 4 Guide to the Lightning Impulse & Switching Impulse Testing – Power Transformers and Reactors. International Electrotechnical Commission.

IEEE Power and Energy Society (2019). IEEE C57.104 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil – Immersed Transformers. IEEE-SA Standards Board.

EPRI (2002). Power Transformer Maintenance and Application Guide. Electric Power Research Institute, Inc.

Gill, Paul (2016). Electrical Power Systems Maintenance and Testing. CRC Press.

Dan, L., Huang, Z., Wang, Q., Li, J., Chen, G., & He, J. (2020). Effect of water states on mechanical properties of cellulose insulation paper: A molecular dynamics simulation study. 2020 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE).

Fernando-Navas, D., Cadavid-Ramírez, H., & Fernando, D. (2021, enero 6). Aplicación del aceite dieléctrico de origen vegetal en transformadores eléctrico. javeriana.edu.co. <https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/iyu/article/view/2490/1753>

Gao, M., Ding, Y., Wang, T., Wen, T., & Zhang, Q. (2016). Study on bubble evolution in oil-paper insulation during dynamic rating in power transformers. 2016 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC).

Hayt, W. H., Jr. (1994). Analisis de circuitos en ingenieria (3a ed.). McGraw-Hill Companies.

Harlow, J. H. (2004). Electric Power Transformer Engineering. CRC Press.

McDermid, W., Partyka, M., & Black, T. (2018). Experience with ISO-paraffinic insulating oil for power transformers. 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE).

Morooka, H., Yamagishi, A., Kawamura, K., Kojima, H., & Hayakawa, N. (2018). Thermal-degradation mechanism of mineral-oil-immersed pressboards and influence of aging on pressboard properties. 2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD).

New approach to accuracy in insulation resistance testing (ART) by employing dielectric frequency response (DFR) and independent temperature compensation (ITC) techniques.

(2014).

Megger.com.

[https://media.megger.com/mediacontainer/medialibraries/megger/technical-documents/academic%20papers/art-paper\\_wp\\_en\\_v01.pdf](https://media.megger.com/mediacontainer/medialibraries/megger/technical-documents/academic%20papers/art-paper_wp_en_v01.pdf)