

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a mi familia, a mi esposa, a mi madre, a mis hermanos y a todas las personas que conocí y compartí en este camino, el camino del volver a estudiar y poder cumplir esta meta de mi vida personal y profesional.

**Gabriel Hernán Vásquez San Martín**

## ÍNDICE

<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>- 1 -</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>- 8 -</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>- 9 -</b>
<b>CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>9</b>
<b>1.1 Objetivos .....</b>	<b>10</b>
<b>1.1.1 Objetivo General .....</b>	<b>10</b>
<b>1.1.2 Objetivos Específicos .....</b>	<b>10</b>
<b>1.2 Metodología de Trabajo .....</b>	<b>10</b>
<b>CAPÍTULO II PARTES CONSTITUTIVAS Y LEYES FUNDAMENTALES</b> <b>.....</b>	<b>11</b>
<b>2.1 Generalidades .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1.1 Definición .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.2 Antecedentes .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.3 Clasificación.....</b>	<b>14</b>
<b>2.1.4 Ley de Faraday .....</b>	<b>16</b>
<b>2.1.4.1 Fuerza electromotriz.....</b>	<b>17</b>
<b>2.2 Principios de inducción electromagnética.....</b>	<b>18</b>
<b>2.2.1 Principio de funcionamiento del transformador .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3 Construcción del transformador.....</b>	<b>20</b>
<b>2.3.1 Construcción del núcleo.....</b>	<b>20</b>
<b>2.3.1.1 Devanados .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.1.2 Circuito magnético .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.2 Refrigeración y aislamiento.....</b>	<b>22</b>
<b>2.3.3 Materiales aislantes .....</b>	<b>22</b>
<b>2.3.4 Propiedades eléctricas de los materiales aislantes.....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.5 Líquidos refrigerantes y aislantes .....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.6 Designación de los métodos de enfriamiento .....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.7 El tanque .....</b>	<b>24</b>
<b>2.3.8 Accesorios más importantes del transformador de distribución .....</b>	<b>24</b>
<b>CAPÍTULO III PRUEBAS APLICABLES A TRANSFORMADORES DE</b> <b>DISTRIBUCIÓN PARA SU MANTENIMIENTO .....</b>	<b>25</b>
<b>3.1 Generalidades del mantenimiento .....</b>	<b>25</b>
<b>3.1.1 Mantenimiento correctivo .....</b>	<b>26</b>

3.1.2	Mantenimiento preventivo .....	26
3.1.3	Mantenimiento predictivo .....	26
3.2	Pruebas a transformadores de distribución .....	27
3.2.1	Medición de la resistencia óhmica de los devanados.....	27
3.2.2	Resistencia de aislamiento .....	28
3.2.3	Rigidez dieléctrica del líquido aislante.....	28
3.2.4	Tensión aplicada.....	28
3.2.5	Tensión inducida .....	29
3.2.6	Relación de transformación .....	29
3.2.7	Polaridad y secuencia de fases.....	30
3.2.8	Pérdidas en vacío.....	31
3.2.9	Corriente en vacío .....	31
3.2.10	Pérdidas debidas a la carga .....	31
3.2.11	Factor de potencia del líquido aislante.....	32
3.2.12	Factor de potencia de los aislamientos del conjunto .....	32
3.2.13	Circuito corto.....	32
3.2.14	Pérdidas, corriente de excitación, impedancia: a tensiones, carga o frecuencia distinta a las nominales .....	33
<b>CAPÍTULO IV</b>	.....	<b>34</b>
<b>PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN</b>	.....	<b>34</b>
4.1	Desarrollo del Procedimiento.....	34
4.2	Prueba de resistencia de aislamiento.....	35
4.3	Rigidez Dieléctrica .....	42
4.4	Interpretación de Resultados .....	44
4.5	Relación de transformación .....	45
4.6	Diagrama de conexiones .....	48
4.7	Criterios de aceptación .....	49
4.8	Prueba de polaridad.....	49
4.9	Método de la descarga inductiva .....	51
4.9.1	Procedimiento:.....	51
4.10	Factor de potencia .....	52
4.10.1	Desarrollo de la prueba Condiciones .....	53
4.10.2	Diagrama de conexión .....	54

4.10.3 Interpretación de resultados de prueba para la evaluación de las condiciones del aislamiento .....	55
4.7 Prueba de resistencia óhmica a devanados.....	56
4.8 Cromatografía de gases .....	61
4.9 Análisis físico – electro – químico al aceite .....	64
<b>CAPÍTULO V TRABAJOS PRÁCTICOS REALIZADOS EN MI CARRERA PROFESIONAL .....</b>	<b>68</b>
<b>CAPÍTULO VI ANÁLISIS COSTO BENEFICIO.....</b>	<b>72</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>76</b>
<b>Recomendaciones .....</b>	<b>77</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>78</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura N° 2.1: Transformador de poder en esquema y símbolo. ....</b>	<b>12</b>
<b>Figura N° 2.2: Transformador de poder circuito de relaciones. ....</b>	<b>13</b>
<b>Figura N° 2.3: Campo magnético. ....</b>	<b>18</b>
<b>Figura N° 2.4: Campo magnético y medición de corriente. ....</b>	<b>19</b>
<b>Figura N° 2.5: Campo magnético y medición de corriente. ....</b>	<b>20</b>
<b>Figura N° 2.6 Vida útil de un transformador. ....</b>	<b>26</b>
<b>Figura N° 4.1: Conexión alta tensión vs baja tensión + tierra. ....</b>	<b>38</b>
<b>Figura N° 4.2: Conexión alta tensión + tierra vs baja tensión. ....</b>	<b>38</b>
<b>Figura N° 4.3: Conexión alta tensión vs baja tensión. ....</b>	<b>39</b>
<b>Figura N° 4.4: Prueba de relación de transformación en un transformador de dos devanados conexión delta – estrella. ....</b>	<b>48</b>
<b>Figura N° 4.5: Polaridad sustractiva. ....</b>	<b>50</b>
<b>Figura N° 4.6: Polaridad aditiva. ....</b>	<b>50</b>
<b>Figura N° 4.7: Diagrama de conexión, método de descarga inductiva. ....</b>	<b>51</b>
<b>Figura N° 4.8 Conexión para la medición de Factor de Potencia. ....</b>	<b>54</b>
<b>Figura N° 4.9 Tablero para la medición de factor de potencia. ....</b>	<b>54</b>
<b>Figura N° 4.10: Conexión para realizar prueba de resistencia óhmica de los devanados conexión delta – estrella. ....</b>	<b>58</b>
<b>Figura N° 5.1: Pruebas eléctricas a transformador de poder 220KV/33KV 150 MVA Proyecto OGP1 Subestación Minera Escondida BHP Billiton. ....</b>	<b>68</b>
<b>Figura N° 5.2: Pruebas eléctricas a transformador de poder 220KV/69KV 150 MVA Proyecto EWS Subestación Domeyko Minera Escondida BHP Billiton. ....</b>	<b>69</b>
<b>Figura N° 5.3: Pruebas eléctricas a transformador de poder 23KV/0.4KV 1.5MVA Proyecto RODS Minera Candelaria, Lundin Mining. ....</b>	<b>69</b>
<b>Figura N° 5.4: Equipos de Pruebas eléctricas Omicron, para pruebas a transformador de poder 23KV/0.4KV 1.5MVA Proyecto RODS Minera Candelaria, Lundin Mining. ....</b>	<b>70</b>
<b>Figura N° 5.5: Pruebas eléctricas a transformador de poder híbrido 220KV/0.4KV 2 MVA Proyecto SE Diego de Almagro SE 220kv Transelec. ....</b>	<b>71</b>
<b>Figura N° 5.6: Pruebas eléctricas a transformador de Monoplares 220KV/0.4KV 23MVA Proyecto SE Carrera Pinto SE 220kv Transelec. ....</b>	<b>71</b>
<b>Figura N° 6.1 Transformador tipo pedestal trifásico ....</b>	<b>73</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla N° 3.1: Pruebas Eléctricas a Transformadores.....</b>	<b>27</b>
<b>Tabla N° 4.1: Bitácora de prueba de resistencia de aislamiento alta tensión vs baja tensión + tierra. ....</b>	<b>39</b>
<b>Tabla N° 4.2: Bitácora de prueba de resistencia de aislamiento alta tensión + tierra vs baja tensión.....</b>	<b>39</b>
<b>Tabla N° 4.3: Bitácora de prueba de resistencia de aislamiento alta tensión vs baja tensión. ....</b>	<b>41</b>
<b>Tabla N° 4.4: Valores de referencia para el diagnóstico de transformadores..</b>	<b>42</b>
<b>Tabla N° 4.5: Bitácora de campo para medir rigidez dieléctrica.....</b>	<b>44</b>
<b>Tabla N° 4.6: Valores límite del aceite aislante para electrodos de prueba.....</b>	<b>45</b>
<b>Tabla N° 4.7: Relación de transformación en un transformador de dos devanados conexión delta – estrella.....</b>	<b>48</b>
<b>Tabla N° 4.8: Valores de tensiones de prueba del factor de potencia para transformadores de potencia y distribución al aislante. ....</b>	<b>55</b>
<b>Tabla N° 4.9: Criterios de aceptación para materiales aislantes. ....</b>	<b>55</b>
<b>Tabla N° 4.10: Bitácora para un transformador de dos devanados prueba de resistencia óhmica de devanados conexión delta – estrella .....</b>	<b>59</b>
<b>Tabla N° 4.11: Valores límite del aceite aislante.....</b>	<b>66</b>
<b>Tabla N° 4.12: Valores límite para aceite regenerado.....</b>	<b>66</b>
<b>Tabla N° 4.13 La norma ANSI NETA 2017. ....</b>	<b>67</b>
<b>Tabla N° 6.1: Costos comparativos. ....</b>	<b>75</b>

## ÍNDICE DE ECUACIONES

(Ec .N° 2.1).....	13
(Ec. N° 2.2).....	17
(Ec N° 2.3).....	18
(Ec. N° 3.1).....	29
(Ec. N° 4.1).....	41
(Ec. N° 4.2).....	41
(Ec. N° 4.3).....	46
(Ec. N° 4.4).....	49
(Ec. N° 4.5).....	56
(Ec. N° 4.6).....	56
(Ec. N° 4.7).....	56
(Ec. N° 4.8).....	60
(Ec. N° 4.9).....	60
(Ec. N° 4.10).....	62
(Ec. N° 4.11).....	60
(Ec. N° 4.12).....	61
(Ec. N° 4.13).....	61
(Ec. N° 6.1).....	74

## **RESUMEN**

El transformador como equipo primario de distribución de energía eléctrica requiere de un estricto programa de mantenimiento para lo cual es indispensable tener un procedimiento que aplique las normas de prueba, la tecnología y la ingeniería y garantizar la seguridad de los usuarios y su patrimonio. De ahí la importancia de generar dicho manual puesto que en más de una ocasión se han generado accidentes. Esto por una manera incorrecta al momento de la realización de las pruebas. Con tales necesidades surge la idea de generar dicho manual, para el mejoramiento y creación de una metodología más efectiva, actualizada; sin dejar de lado las normativas vigentes.

Transformador de poder - pruebas eléctricas - voltage primario-voltage secundario-  
relación de transformación

## **ABSTRACT**

The transformer as the primary equipment for the distribution of electrical energy requires a strict maintenance program for which it is essential to have a procedure that applies the test standards, technology and engineering and guarantee the safety of users and their assets. Hence the importance of generating said manual since accidents have been generated on more than one occasion. This is due to an incorrect way at the time of the tests. With such needs the idea of generating said manual arises, for the improvement and creation of a more effective, updated methodology; without neglecting current regulations.

Power transformer - electrical tests - primary voltage -secondary voltage -  
transformation ratio

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

El mantenimiento preventivo a transformadores no era una opción viable; ya que el riesgo de falla de éstos es relativamente bajo, sin embargo, cuando este equipo presenta una falla la mayoría de estas ocasiones, la falla ya no se puede suprimir, lo cual desencadena una serie de problemas entre los cuáles se encuentra el daño a personas, costos elevados de recuperación, equipo fuera de servicio, largos periodos de espera al reparar la falla, entre otros.

Considerando también que dentro del Sistema Eléctrico el Transformador es el equipo que presenta el mayor costo, por tanto, es necesario prolongar la vida útil del mismo. El mantenimiento preventivo se encarga de esto, garantizar que el equipo se encuentre en condiciones satisfactorias para seguir en servicio. Anteriormente, el mantenimiento consistía primordialmente en la medición de la resistencia de aislamiento y la determinación de rigidez dieléctrica del aceite aislante, en el caso de transformadores sumergidos en aceite.

Sin embargo, hoy en día y gracias a los avances de la tecnología tenemos una mayor variedad de pruebas para determinar las condiciones en las que se encuentra un transformador.

Considerando lo anterior se desarrollará el mantenimiento preventivo con las siguientes pruebas:

Análisis del aceite el cual se incluye la cromatografía de gases disueltos para determinar las condiciones del transformador, el análisis físico-electroquímico para ver la condición del aceite, rigidez dieléctrica del aceite, resistencia de aislamiento, resistencia óhmica, relación de transformación, factor de potencia y polaridad.

Con el esquema anterior, se puede tener la percepción completa y segura de la condición de cualquier transformador ya que se analiza desde el punto eléctrico, físico, aislante y mecánico, siendo éstos los parámetros más importantes con los que cuenta el transformador eléctrico.

## **1.1 Objetivos**

- Lograr la correcta ejecución de pruebas eléctricas de transformadores de distribución y poder sacar el máximo provecho a su vida útil.

### **1.1.1 Objetivo General**

- Establecer los parámetros adecuados técnicos y de seguridad para realizar el mantenimiento a transformadores de distribución, y mencionar los tipos de ensayos que deben realizarse en este tipo de máquinas eléctricas estáticas.

### **1.1.2 Objetivos Específicos**

- Aplicar las normativas correspondientes a los procedimientos de pruebas en Transformadores.
- Mostrar de forma didáctica, la correcta ejecución de las Pruebas eléctricas.
- Aplicar los criterios de aceptación de acuerdo con la Normativa ANSI NETA ATS 2017.
- Integrar en un manual el procedimiento requerido para el óptimo desarrollo secuencial para la ejecución del mantenimiento al transformador.

## **1.2 Metodología de Trabajo**

- I. Identificación del transformador de poder,
- II. Identificación del tipo de transformador de distribución,
- III. Identificación de las pruebas eléctricas que se realizarán a esta máquina eléctrica,
- IV. Verificación de las medidas de control, seguridad antes de efectuar pruebas eléctricas y ensayos de cualquier tipo,
- V. Realización de las pruebas eléctricas
- VI. Obtención de resultados,
- VII. Protocolización de resultados de las pruebas,
- VIII. Aplicar criterios de aceptación de acuerdo con las normativas técnicas vigentes ANSI NETA 2017.

## **CAPÍTULO II**

### **PARTES CONSTITUTIVAS Y LEYES FUNDAMENTALES**

Los Transformadores de Distribución son la base principal para abastecer de Energía Eléctrica, por ello es necesario su conocimiento; se comenzará por sus antecedentes, definición, las partes constitutivas de éste y las leyes fundamentales mediante las cuales se rige.

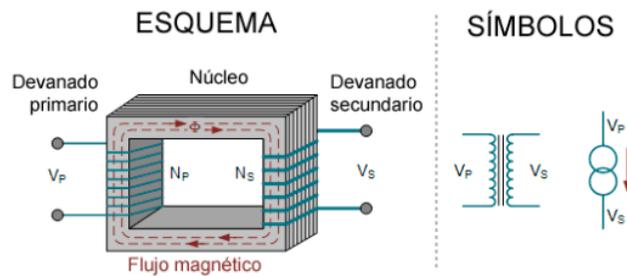
#### **2.1 Generalidades**

Hoy en día, en que se requiere transportar grandes cantidades de flujo eléctrico desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo, no sería concebible sin el desarrollo de ciertos equipos eléctricos como es el caso característico de los transformadores. Conforme la demanda eléctrica va en aumento, la industria eléctrica tuvo un incremento. La dificultad de trasladar este tipo de energía de un lugar a otro fue haciéndose más evidente, pues en sus principios, se generaba corriente continua a baja tensión; esto hacia sumamente ineficiente la transmisión de grandes bloques de energía. Se vio entonces la necesidad de elevar la tensión en los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de energía y reducirlo al llegar a los centros de carga o consumo.

### 2.1.1 Definición

Con base en la ANSI C57 o IEC 76. “Transformadores de Distribución” define al Transformador como el “equipo eléctrico, que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos a la misma frecuencia y transformando usualmente los valores de tensión y corriente”.

Fuente: Normativa ANSI C57/IEC76 <https://ieeexplore.ieee.org/document/779366/similar#similar>



**Figura N° 2.1: Transformador de poder en esquema y símbolo.**

Fuente figura: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/magnetic/tracir.html>

### 2.1.2 Antecedentes

La electricidad es una de las hijas de la modernidad, pues nace con ella a los inicios del siglo XVIII y continúa avanzando hasta el día de hoy. En el punto más alto de este vertiginoso proceso, a finales del siglo XIX, la ciencia y la tecnología tuvieron que tomar un respiro para solucionar un problema: cómo llevar la energía eléctrica hasta las ciudades, fábricas, casas y campo. El Transformador Eléctrico fue la respuesta con que la tecnología de entonces resolvió el problema, lo cual permitió que continuará el impetuoso desarrollo de lo que hoy se conoce como progreso. El primer transformador eléctrico fue construido por Michael Faraday (Newington, Gran Bretaña, 1791 - Londres, 1867), en 1831 cuando se disponía a llevar a cabo los experimentos en los que posteriormente descubriría la inducción electromagnética. Los elementos que usó fueron dos bobinas enrolladas una sobre la otra. Al variar la corriente que pasaba por una de ellas, cerrando o abriendo el circuito, el flujo magnético, a través de la segunda bobina variaba y se inducía un flujo magnético. Esto es, precisamente, un transformador eléctrico. Pero como suele pasar en estos casos, su descubridor, Michael Faraday, no prestó mayor atención a este hecho ya que eran otras cuestiones las que le interesaban.

Con el pasar de los años, varios fueron los científicos que llevaron a cabo experimentos con distintas versiones de este primer transformador inventado por Michael Faraday (1791 - 1867). Más de 50 años después, en 1884 los ingenieros húngaros Zipernowsky, Bláthy y Deri, trabajadores todos de la compañía Ganz crearon en Budapest el modelo “ZBD” de transformador de corriente alterna además de descubrir la fórmula matemática de los transformadores:

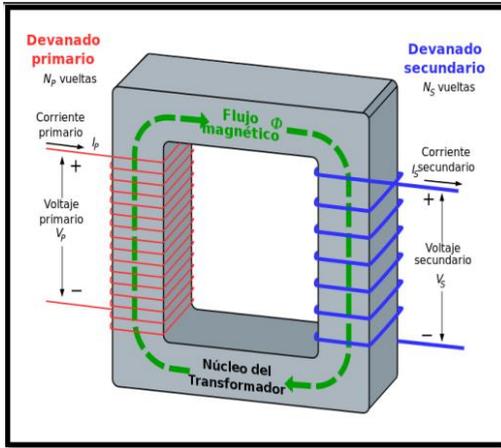


Figura N° 2.2: Transformador de poder circuito de relaciones.

Fuente figura: <https://dSPACE.Ups.edu.ec/bitstream/123456789/10657/1/UPS-GT001566.pdf>

$$RDT = \frac{VP}{VS} = \frac{IS}{IP}, \quad (\text{Ec. N}^\circ 2.1)$$

**Definiciones:**

RDT: Relación de Transformación.

VP: Tensión en el devanado primario.

IP: Corriente en devanado Primario. (H1-H2).

IS: Corriente en devanado Primario. (X1-X2).

Posteriormente el generador, renombrado transformador por los colaboradores de George Westinghouse (1846 – 1914), consistía en un núcleo de hierro dulce alrededor del cual se devanaban las bobinas de alta y baja tensión. Con ello, cimentaron las bases de un sistema que reemplazaría al de Thomas Edison (1847 – 1931) para la generación, distribución y consumo de la electricidad.

Fuente: [http://iee.azc.uam.mx/ilg/tms/Articulo\\_Historia\\_del\\_Transformador](http://iee.azc.uam.mx/ilg/tms/Articulo_Historia_del_Transformador).

En diciembre de 1885, la Westinghouse Electric Company construyó un transformador monofásico, cuya principal diferencia con el de Gaulard fue el circuito magnético, elaborado con un núcleo acorazado en lugar del núcleo simple del francés George Westinghouse (1846 – 1914).

Fuente: World Digital Library. 1904-05. Consultado el 28 de julio de 2013.

Nikola Tesla (1856 – 1943), el último gran participante de esta historia era un ingeniero croata que había inventado en Europa el motor de inducción que trabajaba con CA y recién había ideado los sistemas de transmisión polifásicos (de dos o tres fases).

Fuente: World Digital Library. 1904-05. Consultado el 28 de julio de 2013.

El 23 de mayo de 1886 se emplearon por primera vez transformadores para iluminar la ciudad de Great Barrington, Massachusetts. Ese mismo año, la energía eléctrica se transmitió a 2000 volts en corriente alterna a una distancia de 30 kilómetros, en una línea construida en Cerchi, Italia.

### **2.1.3 Clasificación**

En esta sección se muestra la clasificación de los grupos de transformadores existentes en la industria.

**A.-** Por la operación: Se refiere a la energía o potencia que manejan dentro del sistema eléctrico:

- Transformadores de distribución: los que tiene capacidad desde 5 hasta 500kVA (monofásicos y/o trifásicos).
- Transformadores de potencia: los que tiene capacidad mayor de 500kVA

Fuente: World Digital Library. 1904-05. Consultado el 28 de julio de 2013.

**B.-** Por el número de fases: de acuerdo con las cualidades del sistema

- Monofásico: transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una fase y neutro. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión.
- Trifásico: transformadores de potencia o de distribución que son conectados a tres fases

y pueden estar o no conectados a un neutro común, tienen tres devanados de alta tensión y tres de baja tensión.

**C.-** Por su utilización: de acuerdo con la posición que ocupan dentro del sistema.

- Transformador para elevar: son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador. Proporciona la energía a la línea de transmisión
- Transformadores de subestación: los transformadores de potencia que se conectan al final de la línea de transmisión para reducir la tensión a nivel de subtransmisión
- Transformadores de distribución: reducen la tensión de subtransmisión a tensiones aplicables en zonas de consumo
- Transformadores especiales: son transformadores de potencia diseñados para aplicaciones no incluidas en las anteriores y que pueden ser:
- Reguladoras de tensión, transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, transformadores des fasores, autotransformadores para minería, transformadores para pruebas.
- Transformadores para instrumento. Son parte esencial en un sistema eléctrico debido a que se hace posible la medición de los parámetros como voltaje y corriente, tanto para la medición, como para el control y protección del sistema eléctrico.

**D.-** Por la construcción o forma de núcleo: de acuerdo con la posición que existe entre la colocación de las bobinas y el núcleo.

- Núcleo acorazado también llamado tipo “Shell”, en el cual el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión.
- Núcleo no acorazado también conocido como tipo columna o “core” y es aquel en el cual las bobinas aportan una parte considerable del circuito magnético

**E.-** En función de las condiciones de servicio

- Para uso interior

- Para uso a la intemperie.

**F.-** En función de los lugares de la instalación

- Tipo poste.
- Tipo subestación.
- Tipo bóveda o Sumergible
- Tipo pedestal

**G.-** De acuerdo con tipo de enfriamiento: Existen los sumergibles en aceite y el tipo seco.

Entre los sumergidos en aceite se tienen:

- **Tipo OA:** Sumergido en aceite, con enfriamiento natural.
- **Tipo OA/FA:** Sumergido en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado
- **Tipo OA/FA/FOA:** Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento de aceite forzado-aire forzado, con enfriamiento aceite forzado-aire forzado.
- **Tipo FOA:** Sumergidos en aceite, con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado.
- **Tipo OW:** Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua
- **Tipo FOW:** Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada.

#### **2.1.4 Ley de Faraday**

Michael Faraday (1791 – 1867).

Si se mueve un conductor a través de un campo magnético de manera que corte las líneas de flujo se inducirá una tensión en el conductor, cuanto mayor sea el número de líneas de flujo cortadas por unidad de tiempo o cuanto mayor sea la intensidad del campo magnético, tanto mayor será la tensión inducida en el conductor. Si se mantiene fijo el

conductor y se mueve el campo magnético de modo que sus líneas de flujo corten al conductor, existirá el mismo efecto.

Si se pone una bobina de  $N$  vueltas en la región del flujo variable, se inducirá una tensión a través de la bobina, como se determina por medio de la ley de Faraday.

$$\mathbf{e} = N\left(\frac{d\phi}{dt}\right), \quad (\text{Ec. N}^\circ 2.2)$$

Donde:

$N$  = Numero de vueltas de la bobina.

$\frac{d\phi}{dt}$  = Cambio instantáneo de flujos.

#### 2.1.4.1 Fuerza electromotriz

La fuerza electromotriz (f.e.m.) es toda causa capaz de mantener una diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito abierto para producir una corriente eléctrica en un circuito cerrado. La f.e.m. se mide en volts, al igual que el potencial eléctrico. Se define como el trabajo que el generador realiza para pasar por su interior la unidad de carga positiva del polo negativo al positivo, dividido por el valor en Coulomb de dicha carga.

Esto se justifica en el hecho de que cuando circula esta unidad de carga por el circuito exterior al generador, desde el polo positivo al negativo, es necesario realizar un trabajo o consumo de energía (mecánica, química, etcétera) para transportarla por el interior desde un punto de menor potencial (el polo negativo al cual llega) a otro de mayor potencial (el polo positivo por el cual sale). Se relaciona con la diferencia de potencial  $V$  entre los bornes y la resistencia interna  $r$  del generador mediante la fórmula  $\mathbf{E} = V + \mathbf{I}r$  (el producto  $\mathbf{I}r$  es la caída de potencial que se produce en el interior del generador a causa de la resistencia óhmica que ofrece al paso de la corriente). La f.e.m. de un generador coincide con la diferencia de potencial en circuito abierto. La fuerza electromotriz de

inducción (o inducida) en un circuito cerrado es igual a la variación del flujo de inducción  $\Phi$  del campo magnético que lo atraviesa en la unidad de tiempo, lo que se expresa por la fórmula:

$$\mathbf{e} = \left(\frac{d\phi}{dt}\right), \quad (\text{Ec N}^\circ 2.3)$$

## 2.2 Principios de inducción electromagnética

La Inducción electromagnética consiste en obtener energía eléctrica a partir de variaciones de flujo magnético.

Cuando circula una corriente eléctrica por un conductor se crea un campo magnético. Michael Faraday (1791 – 1867) pensaba que se podría producir el proceso inverso, que un campo magnético produzca una corriente eléctrica y por lo tanto una diferencia de potencial. Dado esto, en el año de 1831 se publica la Ley de Inducción Electromagnética. El campo magnético se produce solo cuando las espiras de un alambre enrollado alrededor del núcleo magnético transportan corriente eléctrica.

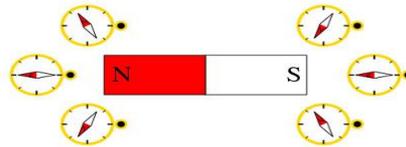


Figura N° 2.3: Campo magnético.

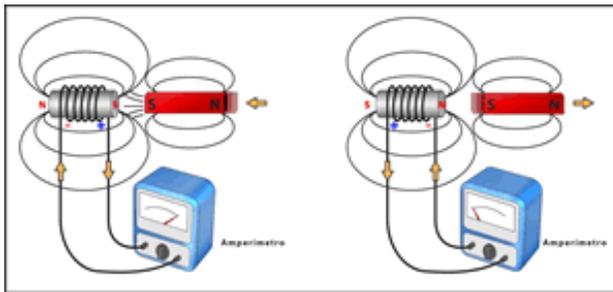
Fuente: <http://rsefalicante.umh.es/TemasMagnetismo/Magnetismo2.htm>

El proceso de inducción electromagnética se explica en forma simplificada con la figura 2.3, donde se muestra cómo se induce una tensión en una bobina cuando un imán permanente se mueve alternadamente hacia dentro y hacia fuera de la bobina. A este proceso se le conoce en el estudio del electromagnetismo como “inducción electromagnética”, se pueden destacar tres importantes hechos:

Fuente: Joseph Henry». Distinguished Members Gallery, National Academy Of Sciences.

- Cuando el imán permanente se mueve dentro de la bobina no se produce una tensión.
- Si el imán permanente se mueve hacia afuera de la bobina, el voltímetro muestra una tensión en la otra polaridad (se dice que la tensión fluye en dirección opuesta).

- Si el imán permanente se mueve hacia el interior de la bobina, el voltímetro muestra una tensión en la otra polaridad (se dice que la tensión fluye en la otra dirección) Cuando se mueve el imán permanente hacia el interior de la bobina, el campo se hace intenso y cuando se mueve hacia afuera, se debilita. Por supuesto que, si el imán no se mueve en la bobina, no existe cambio en el campo magnético y no se induce ninguna tensión en la bobina. Este hecho constituye una de las leyes básicas de la electricidad (Ley de Faraday).

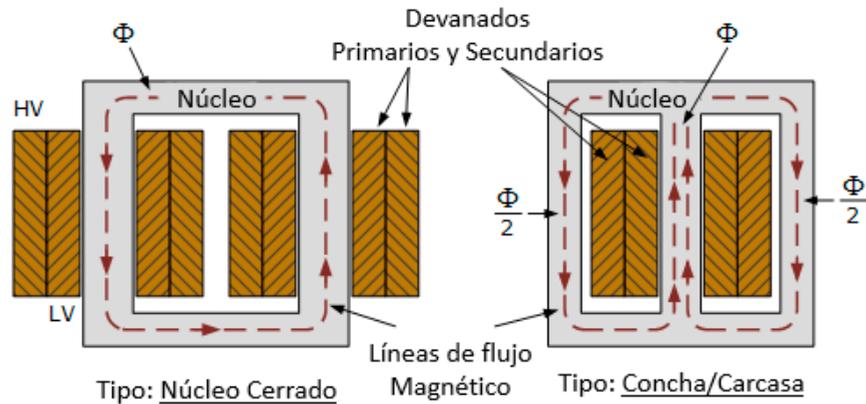


**Figura N° 2.4: Campo magnético y medición de corriente.**  
Fuente:<http://rsefalicante.umh.es/TemasMagnetismo/Magnetismo2.htm>

### 2.2.1 Principio de funcionamiento del transformador

En su forma más simple, un transformador consiste en dos devanados conductores que se ejercen inducción mutua. El primario es el devanado que recibe la tensión eléctrica y el secundario es el que debe entregarlo a una red del sistema eléctrico nacional. Los devanados suelen estar sobre un núcleo laminado de material magnético, o constituido por una aleación pulverizada y comprimida entonces se habla de un transformador con núcleo de hierro. A veces, como ocurre en muchos transformadores de frecuencia no hay núcleo alguno y se dice que se trata de un transformador con núcleo de aire. En otros tipos, como ocurre en la bobina de inducción, el núcleo debe estar constituido por un haz compacto de alambres finos de hierro constituyendo en el aire el camino de retorno para el flujo magnético.

Fuente: <http://rsefalicante.umh.es/TemasMagnetismo/Magnetismo2.htm>



**Figura N° 2.5: Campo magnético y medición de corriente.**  
**Fuente:** <https://ingtelecto.com/construccion-de-transformadores/>

## 2.3 Construcción del transformador

Las partes que componen un transformador son clasificadas en cuatro grandes grupos, los cuales comprenden:

- Circuito magnético (núcleo)
- Circuito eléctrico (devanados)
- Sistema de aislamiento
- Tanque y accesorios.

### 2.3.1 Construcción del núcleo

El núcleo magnético está formado por laminaciones de acero que tienen pequeños porcentajes de silicio (alrededor de 4%) y que se denominan “laminaciones magnéticas”, estas laminaciones tienen la propiedad de tener pérdidas relativamente bajas por efecto de histéresis y de corrientes circulantes. Las laminaciones se disponen o colocan en la dirección del flujo magnético, de manera que los núcleos para transformadores están formados por un conjunto de laminaciones. La razón de usar laminaciones de acero al silicio en los núcleos de las máquinas eléctricas es que el silicio aumenta la resistividad del material y entonces hace disminuir la magnitud de las corrientes parasitas o

circulantes y en consecuencias las pérdidas por este concepto. En general, las laminaciones al silicio se saturan para valores de inducción más abajo que aquellos relativos a las laminaciones normales, tales valores van disminuyendo al aumentar el contenido del silicio. En el caso de transformadores de gran potencia, se usan las llamadas “laminaciones de cristal orientado” cuyo espesor es de algunos milímetros y contiene entre 3% y 4% de silicio, se obtiene de material laminado en caliente, después se hace el laminado en frío, dando un tratamiento térmico final a la superficie de las mismas. Este tipo de laminación cuando se sujetan al flujo en la dirección de las laminaciones, presentan propiedades magnéticas mejores que la laminación “normal” de acero al silicio usada para otro tipo de transformadores.

Fuente: Joseph Henry». Distinguished Members Gallery, National Academy Of Sciences.

#### **2.3.1.1 Devanados**

El Transformador cuenta con dos Devanados; el devanado primario (Lado Fuente) y el devanado secundario (Lado Carga). La construcción para ambos devanados es distinta. De las necesidades del diseño y los materiales que se utilizan, básicamente, son: el cobre y el aluminio. La función de los devanados (primarios) es crear un flujo magnético para inducir en los devanados (secundarios) una fuerza electromotriz, y transferir potencia eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética; este proceso se desarrolla con una pérdida de energía muy pequeña.

La diferencia de tensiones es notable para los transformadores de distribución. Los devanados de baja tensión se construyen con una sola espiral de conductor redondo o de un tipo placa de solera, esto se debe, a que en el devanado de baja tensión fluye una mayor corriente eléctrica. Para los devanados de alta tensión son formados mediante muchas espiras, siendo conductores circulares los que se ocupan, ya que la corriente eléctrica que fluirá por este es relativamente pequeña.

#### **2.3.1.2 Circuito magnético**

El Circuito Magnético es el más importante de todos estos, debido a que éste es en donde se realizará la conducción del flujo magnético. También conocido como el Núcleo, es el centro del transformador y comúnmente se encuentra formado por láminas

al silicio de grano orientado con una alta permeabilidad eléctrica; es decir, permite el paso del flujo eléctrico sin distorsionar o sin alterar la estructura de las láminas. Además de que este material reduce las pérdidas por magnetización, como las pérdidas por histéresis.

Dentro de este circuito existen dos tipos de núcleos dependiendo de la construcción (en la forma en que alojan las bobinas):

- Tipo Núcleo
- Tipo Acorazado

En ambos núcleos las bobinas se agrupan en forma concéntrica, es decir, que tienen el mismo centro todas las bobinas. Un punto de diferencia entre estos dos tipos de núcleos es la distribución que se presenta en el flujo magnético de cada uno, logrando una variación en el diseño de las bobinas. En el núcleo acorazado es mejor el soporte mecánico dando así una mayor sujeción a las bobinas.

### **2.3.2 Refrigeración y aislamiento**

En los transformadores muy pequeños, la superficie es relativamente grande frente al volumen. La refrigeración por radiación y por convección natural suele ser suficiente para mantener la temperatura de funcionamiento por debajo del máximo que debe soportar el aislante sin reducir propiedades físicas y eléctricas.

Para una pérdida dada por unidad de volumen de las partes en funcionamiento el calor que hay que disipar crece proporcionalmente a las dimensiones lineales. Al ir aumentando el tamaño, hay que aumentar el área de la superficie o hay que proveer medios artificiales para acelerar la disipación del calor. A menudo se combina estos dos medios para facilitar la refrigeración.

### **2.3.3 Materiales aislantes**

Existen una gran diversidad en orígenes de propiedades, muchos son de origen natural como por ejemplo el papel, algodón, parafina, etc. Otros naturales, pero de origen inorgánico, como por ejemplo el vidrio, la porcelana y las cerámicas.

### 2.3.4 Propiedades eléctricas de los materiales aislantes

Las principales propiedades que determinan la factibilidad de uso de un material aislante son:

La resistividad o resistencia específica, la tensión disruptiva, la permisividad y la histéresis dieléctrica. En adición a las propiedades dieléctricas se deben considerar también las propiedades mecánicas y su capacidad para soportar la acción de agentes químicos, el calor y otros elementos presentes durante su operación y esfuerzo térmico cuando se presenta una corriente de circuito corto.

### 2.3.5 Líquidos refrigerantes y aislantes

El calor producido por la carga se transmite a través de un medio al exterior, este medio debe ser aire o bien líquido. La transmisión del calor se hace por un material en forma más eficiente, dependiendo de los siguientes factores:

- La masa volumétrica
- El coeficiente de dilatación térmica

En condiciones geométricas y térmicas idénticas, el aceite es mejor conductor térmico que el aire, es decir resulta más eficiente para la disipación del calor.

**Aceite para transformadores:** Uno de los medios más satisfactorios de refrigeración consiste en sumergir en aceite las partes del transformador, lo cual sirve para el doble propósito de facilitar la extracción del calor del núcleo y devanados y al propio tiempo proporcionar unas propiedades aislantes apreciablemente buenas. El aceite deberá tener gran rigidez dieléctrica, poca viscosidad, punto de congelación bajo y punto de ignición elevado, debiendo estar exento de ácidos corrosivos álcalis y azufre. En aceite no debe oxidarse ni formar barros.

### 2.3.6 Designación de los métodos de enfriamiento

Los transformadores están por lo general enfriados por el aire o aceite y cualquier método de enfriamiento empleado debe ser capaz de mantener una temperatura de operación suficientemente baja en cualquier parte del transformador. El aceite se

considera uno de los mejores medios de refrigeración que tiene además buenas propiedades dieléctricas y que cumple con las siguientes funciones:

- Actúa como aislante eléctrico
- Actúa como refrigerante
- Protege a los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire

Como relación a la transferencia del calor específicamente, las formas en que se debe transferir por un transformador son las siguientes:

- Convención-Conducción.
- Radiación

### **2.3.7 El tanque**

Los transformadores que emplean la refrigeración por líquido deben tener sus núcleos y devanados necesariamente encerrados en tanques que eviten las pérdidas del refrigerante, los cuales están contruidos de acero soldado y pueden tener forma redonda, ovalada, elíptica o rectangular. El tanque debe tener espacio suficiente para permitir la dilatación y contracción térmica del aceite. Tomando en cuenta que el tanque es un medio protector del conjunto interior del transformador.

### **2.3.8 Accesorios más importantes del transformador de distribución**

- a) Busching o Boquilla de porcelana A.T y B.T.
- b) Cambiador de derivaciones.
- c) Terminales de cobre para A.T. y B.T.
- d) Válvula de muestreo de aceite.
- e) Indicador de Nivel de Aceite
- f) Indicador de Nivel de Temperatura
- g) Devanados A.T y B.T.

## CAPÍTULO III

### PRUEBAS TRANSFORMADORES PARA SU MANTENIMIENTO

Para mantener la salud de transformadores de distribución, es necesario aplicar pruebas de rutina para medir el estado de equipo, para ello aplicamos un set de pruebas basado en las varias normativas de pruebas y ensayos.

Las Pruebas a transformadores según la Norma:

IEEE 62 / IEC 60076-1 / IEC 60076-3 / IEEE C57-125/ IEC 60076-1

IEEE C57-12-92 / IEEE 62 / IEC 60076-1 / IEC 60076-3 / IEEE C57-125

IRAM 2325 – IEEE std 62-1995 - IEEE std 62-1995

Fuentes:[https://www.academia.edu/11348059/IEEE\\_Guide\\_for\\_Diagnostic\\_Field\\_Testing\\_of\\_Electric\\_Power\\_Apparatus%3%91\\_Part\\_1\\_Oil\\_Filled\\_Power\\_Transformers\\_Regulators\\_and\\_Reactors\\_Sponsor\\_Power\\_System\\_Instrumentation\\_and\\_Measurements\\_Committee\\_of\\_the\\_IEEE\\_Power\\_Engineering\\_Society\\_IEEE\\_Standards\\_Board](https://www.academia.edu/11348059/IEEE_Guide_for_Diagnostic_Field_Testing_of_Electric_Power_Apparatus%3%91_Part_1_Oil_Filled_Power_Transformers_Regulators_and_Reactors_Sponsor_Power_System_Instrumentation_and_Measurements_Committee_of_the_IEEE_Power_Engineering_Society_IEEE_Standards_Board).

Se dividen en:**Pruebas prototipo:** son las aplicables a nuevos diseños, con el propósito de verificar si el producto cumple con lo especificado en las normas o por el usuario.

**Pruebas de rutina:** son pruebas que debe efectuar el fabricante a todos los transformadores de acuerdo con los métodos indicados en esta norma, para verificar si la calidad del producto se mantiene dentro de lo especificado por norma o por el usuario.

**Pruebas opcionales:** son las establecidas entre fabricante y usuario, con el objeto de verificar características especiales del transformador.

Fuente: **Omega Electric.**

#### 3.1 Generalidades del mantenimiento

Se le denomina mantenimiento a la acción de mejorar el estado o alguna situación determinada a una cosa o elemento.

Existen tres tipos de mantenimiento, los cuales se pueden aplicar a equipos en operación:

- Mantenimiento Correctivo
- Mantenimiento Preventivo- Mantenimiento Predictivo

Se describirán brevemente su definición, principales puntos y características.

### 3.1.1 Mantenimiento correctivo

Es el concepto de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurre. Se centra exclusivamente en corregir las fallas o defectos que se aprecian en el funcionamiento.

Es el mantenimiento que se presenta de emergencia, ya que debe llevarse a cabo con la mayor celeridad para evitar que se incrementen daños humanos y/o materiales.

Si se presenta una falla imprevista, se procederá a repararla en el menor tiempo posible para que el sistema, equipo o instalación siga funcionando normalmente.

### 3.1.2 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo como su nombre lo dice, prevé e impide que se genere una falla en el equipo durante el periodo de vida útil del mismo. Se podría decir que sirve para garantizar el funcionamiento del equipo.

En la siguiente imagen se muestra gráficamente como se presenta la vida útil de un equipo.

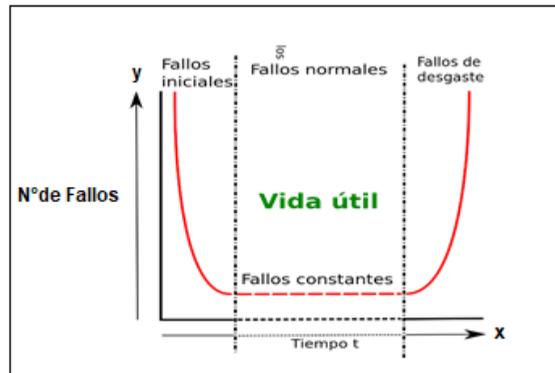


Figura N° 2.6 Vida útil de un transformador.

Fuente: <https://www.inducor.com.ar/>

### 3.1.3 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo es el diagnóstico físico y eléctrico del estado en el que se encuentra el transformador, al momento de la prueba. Detectando con anterioridad

los posibles puntos de falla y con esto tener soluciones previsibles y con ello asegurar la continuidad en el funcionamiento del transformador. Cabe mencionar que este tipo de mantenimientos contemplan la prevención y corrección del equipo.

### 3.2 Pruebas a transformadores de distribución

Son la base para verificar y apoyar los criterios de aceptación o para analizar los efectos con referencia en los cambios que se producen con respecto a los valores iniciales de puesta en servicio o de la última prueba.

**Tabla N° 3.1: Pruebas Eléctricas a Transformadores.**

Fuente: <https://tecnologiasena457.files.wordpress.com/2014/09/pruebas>

Descripción de la prueba	Tipo de prueba		
	Prototipo	rutina	Opcional
1.- Resistencia óhmica de los devanados	-	X	-
2.- Resistencia de aislamiento (1min)	-	X	-
3.- Rigidez dieléctrica del líquido aislante	-	X	-
4.- Tensión aplicada	X	-	-
5.- Tensión inducida	-	X	-
6.- Relación de transformación	-	X	-
7.- Polaridad y secuencia de fases	-	X	-
8.- Perdidas en vacío	-	X	-
9.- Corriente en vacío	-	X	-
10.- Perdidas debidas a la carga	-	X	-
11.- Tensión de impedancia	-	X	-
12.- Factor de potencia del líquido aislante	X	-	-
13.- Factor de potencia de los aislamientos del conjunto	X	-	-
14.- Elevación de temperatura de los devanados	X	-	-
15.- Hermeticidad	-	X	-
16.- Circuito corto	X	-	-
17.- Nivel de ruido	-	-	X
18.- perdidas, corriente de excitación, impedancia: a	-	-	X
19.- elevación de temperatura de los devanados	-	-	X

#### 3.2.1 Medición de la resistencia óhmica de los devanados

La medición de la resistencia óhmica de los devanados tiene tres propósitos:

- Cálculo de las perdidas  $I^2R$  de los devanados, Cálculo de la temperatura promedio de los devanados al final de la prueba de elevación de temperatura, Como un antecedente para determinar una posible falla.

Los valores establecidos por esta norma son aplicables a sistemas eléctricos de potencia de corriente alterna a frecuencia de 50 Hz. y tensiones eléctricas mayores de 100 V y hasta 400kV.

### **3.2.2 Resistencia de aislamiento**

La resistencia de aislamiento se define como la oposición al paso de una corriente eléctrica que ofrece un aislamiento al aplicarle una tensión continua durante un tiempo dado y medido a partir de la aplicación del mismo, se usan como referencia de tiempo comenzando de 0 a 10 minutos.

La corriente que se genera es denominada corriente de aislamiento la cual está compuesta de:

- Corriente capacitiva.
- Corriente de absorción dieléctrica.

Fuente: <https://tecnologiasena457.files.wordpress.com/2014/09/pruebas>

### **3.2.3 Rigidez dieléctrica del líquido aislante**

Es una prueba que muestra la presencia de agentes contaminantes (agua, polvo, partículas conductoras) en el aceite, las cuales son representativas si se presentan valores bajos de rigidez. Cuando un aceite está muy contaminado tiende a presentar valores bajos de rigidez

El valor de tensión en kilovoltios a la que se presenta descarga entre los electrodos se le conoce como rigidez dieléctrica y como norma general es el promedio del resultado de 5 pruebas sobre la misma muestra espaciadas un minuto.

<https://tecnologiasena457.files.wordpress.com/2014/09/pruebas>

### **3.2.4 Tensión aplicada**

En transformadores diseñados para que cualquier terminal de un devanado se pueda usar como terminal de línea, la prueba de tensión aplicada debe hacerse aplicando la tensión de prueba en cada devanado con todos los otros devanados puestos a tierra. La tensión de prueba deber ser la correspondiente a la clase de aislamiento del devanado.

Evidencia de posibles fallas son: aparición de humo y burbujas en el líquido aislante, sonido audible como estallido o incremento súbito en la corriente del circuito de prueba. Para determinar si ha ocurrido una falla, cualquiera de estas indicaciones debe ser investigadas cuidadosamente: por observación, repetición de la prueba, o por otras pruebas.

<https://tecnologiasena457.files.wordpress.com/2014/09/pruebas>

### 3.2.5 Tensión inducida

La finalidad de esta prueba consiste en comprobar si el aislamiento entre vueltas, capas y secciones de los devanados del transformador es de la calidad requerida, así como verificar el aislamiento entre bobinas y entre devanados y tierra. La prueba es el doble de la tensión nominal y hasta completar 7200 ciclos. El flujo máximo al que opera el núcleo está determinado por la ecuación general del transformador.

$$\Phi = \frac{E}{4.44 * f * N}, \quad (\text{Ec. N}^\circ 3.1)$$

Donde:

$\Phi$ : Flujo Magnético

E: Fuerza electromotriz inducida

N: Número de vueltas

4.44: Constante de circuitos magnéticos

f: Frecuencia

### 3.2.6 Relación de transformación

La relación de vueltas debe determinarse para todas las derivaciones, así como para todas las posibilidades conexiones de los devanados del transformador.

La prueba de relación de transformación debe hacerse a tensión nominal o menor y a frecuencia nominal o mayor, sin carga y des energizado.

En caso de transformadores trifásicos, en los cuales cada fase sea independiente y accesible, se puede utilizar alimentación monofásica y verificarse fase por fase, sin embargo, cuando así convenga, debe utilizarse alimentación trifásica.

Si se da el caso en el cual los devanados de alta tensión están conectados en estrella y el neutro inaccesible, se considera como primera opción usar alimentación trifásica; sin embargo, cuando así convenga debe utilizarse alimentación monofásica.

Los transformadores con conexión estrella y diametral Hexa fásica, que no tienen el neutro accesible, deberán probarse con alimentación trifásica. Cualquier diferencia en las características magnéticas de las tres fases, origina un desplazamiento del neutro. Cuando dicho desequilibrio ocurre, la conexión diametral debe cambiarse, ya sea a una conexión delta o a una estrella. Si se encuentra que las tensiones de línea son iguales y del valor adecuado (1.73 veces la tensión diametral si está conectada en estrella), la relación es correcta.

Métodos de prueba de relación de transformación:

- Método de los dos voltímetros.
- Método del transformador patrón.
- Método del puente de relación.

### **3.2.7 Polaridad y secuencia de fases**

Se requiere principalmente para poder efectuar la conexión adecuada de bancos de transformadores.

Los transformadores monofásicos o trifásicos tienen marcadas las terminales con un sistema patrón que designa la polaridad del transformador.

Para conectar los arrollamientos del mismo transformador en paralelo, o bien para conectar transformadores monofásicos para obtener un banco trifásico.

La marca de polaridad del transformador designa las direcciones relativas instantáneas de la corriente en las terminales del transformador.

Las terminales en cuanto a la polaridad se dividen en:

Polaridad aditiva; significa que las polaridades de un mismo lado tienen subíndices diferentes (H1, X2; H2, X1) y la tensiones se suman. Referencia Figura 4.6 Página 43.

Polaridad sustractiva; cuando las terminales de un mismo lado poseen subíndices iguales (H1, X1; H2, X2), y las tensiones se restan. Referencia Figura 4.5 Página 43.

### **3.2.8 Pérdidas en vacío**

La aplicación de la prueba en vacío permite obtener los datos para conocer las características de saturación del circuito magnético, las pérdidas en el núcleo y la corriente de excitación.

La pérdida del hierro en el transformador es prácticamente coincidente con la entera potencia absorbida a vacío. La corriente a vacío es, en efecto, una porcentual muy modesta de aquella nominal y circula solamente en el devanado primario, ella determina así las pérdidas en el cobre perfectamente despreciables respecto al valor de las pérdidas en el hierro.

### **3.2.9 Corriente en vacío**

Las pérdidas de histéresis son una función de la densidad máxima del flujo del núcleo e independientes de la forma de onda de dicho flujo y a su vez, la densidad máxima del flujo es una función del valor medio de la tensión (no del valor eficaz), por lo que al ajustar la tensión media correspondiente a una onda senoidal en la prueba de pérdidas en vacío, se obtienen las pérdidas de histéresis reales correspondientes a una onda senoidal, aunque la forma real de la onda de tensión aplicada no sea así.

Las pérdidas por corrientes circulantes en el núcleo varían con el cuadrado de la tensión eficaz y son independientes de la forma de onda de la tensión aplicada.

Como la prueba de pérdidas en vacío se realiza con base en la tensión media, en el caso de que la onda de tensión aplicada no sea senoidal, las tensiones media y eficaz no mantienen la relación de 1,11; Lo cual hace que las pérdidas por corrientes circulantes se alteren.

### **3.2.10 Pérdidas debidas a la carga**

Son aquellas que corresponden a la potencia absorbida a la frecuencia nominal,

cuando en las terminales del primario circula la corriente nominal y las terminales del lado secundario están en corto circuito.

Las pérdidas con carga son producidas únicamente por el valor de la resistencia de las bobinas del transformador, por lo que en algunos casos se les conoce también como pérdidas en el cobre.

Estas pérdidas tienen su valor máximo cuando el transformador opera a plena carga y son despreciables cuando opera en vacío.

### **3.2.11 Factor de potencia del líquido aislante**

Es una de las pruebas más significativas para evaluar un aceite aislante. Un bajo factor de potencia indica bajas pérdidas dieléctricas y un bajo nivel de contaminantes o bajo deterioro del aceite.

### **3.2.12 Factor de potencia de los aislamientos del conjunto**

Las pruebas de factor de potencia del aislamiento deben hacerse entre los devanados y tierra y entre los devanados. Debe utilizarse un equipo con una precisión de 0,5 % como máximo.

Debe medirse el factor de potencia del aislamiento por medio de un puente de capacitancias, o por el método de volt-ampere. Las mediciones deben llevarse a cabo a frecuencia de 50 Hz como mínimo.

### **3.2.13 Circuito corto**

Esta prueba se lleva a cabo para determinar experimentalmente el valor de la impedancia equivalente de un transformador y las pérdidas en los devanados. Como su nombre lo indica, la prueba de circuito corto en un transformador se desarrolla con uno de los devanados conectados en circuito corto, debido a esto, al otro se le aplica durante la prueba un voltaje del 5% al 15% del voltaje nominal. La determinación del valor de las pérdidas adicionales es necesaria para el cálculo del rendimiento. Las pérdidas óhmicas pueden estar exactamente definidas como aquellas debidas al valor de la resistencia de los devanados y a la corriente que circula por ellos, suponiendo que esta uniformemente distribuida sobre todas las secciones de los conductores, como si se

tratara de una corriente continua. El valor de las pérdidas óhmicas que es proporcional al valor de la resistencia y al cuadrado de la corriente (ley de joule), varía al cambiar la temperatura, en tanto es independiente del valor de la frecuencia. Las pérdidas adicionales o parasitas dependen de la no-uniformidad con la que la corriente alterna se distribuye en la sección de los conductores, y son producto del flujo disperso ligado a la circulación de la corriente.

Fuente:<https://tecnologiasena457.files.wordpress.com/2014/09/pruebas>

### **3.2.14 Pérdidas, corriente de excitación, impedancia: a tensiones, carga o frecuencia distinta a las nominales**

La prueba de corriente de excitación monofásica es muy útil para localizar problemas tales como defectos en la estructura magnética del núcleo, desplazamiento de los devanados, fallas en el aislamiento entre vueltas o problemas en el cambiador de derivaciones. Estas condiciones resultan en un cambio en la reluctancia efectiva del circuito magnético, afectando la corriente requerida para obtener un flujo magnético específico a través del núcleo.

## **CAPÍTULO IV**

### **PROCEDIMIENTO MANTENIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

En este capítulo se propondrán una serie de pruebas para el mantenimiento preventivo, seleccionadas rigurosamente de la gama existente de pruebas a transformadores de distribución, con el fin de extender la vida útil del transformador; mejorando el modo de aplicación de éstas, sin alterar el principio de funcionamiento del transformador y de las pruebas mismas.

#### **4.1 Desarrollo del Procedimiento**

Puntos principales para desarrollar el mantenimiento preventivo a transformadores de distribución, estas modalidades de mantenimiento permiten comprobar las propiedades del fluido dieléctrico, al detectar cualquier falla que emane de las partes activas (bobinado, circuito eléctrico, magnético, regulado) y de los aislamientos celulósicos.

##### **a) Condiciones en las cuales se debe presentar el personal**

- No presentarse bajo la influencia del alcohol y drogas
- No portar objetos metálicos, en caso de tener cabello largo este deberá ir sujeto.
- Tener bitácora de mantenimiento.
- Verificar que se tenga materiales y equipos certificados para realizar la prueba.
- Contar con el equipo de medición y su correspondiente calibración.

Fuente: Gabriel Vásquez SM (experiencias recogidas de 15 años de trabajo).

##### **b) Ejecutar la prueba de inspección ocular del área y equipo**

Con la inspección obtendremos un análisis de las condiciones físicas en las cuales se encuentra el equipo.

Puntos clave de la inspección visual.

- Estado físico del transformador.
- Placa de datos.
- Cambiador de derivaciones / posición de operación
- Nivel de aceite y nivel de temperatura.
- Sistema de puesta a tierra.

**c) Retirar toda la carga del transformador.**

- Verificar ausencia de potencial.
- Realizar maniobra de puesta a tierra.

**d) Condiciones de seguridad para pruebas**

- Delimitar la zona de prueba, señalización y Plan de Bloqueo de equipos eléctricos
- Restringir el acceso al personal no capacitado para realizar la prueba, únicamente podrán estar en el área los responsables de cada prueba

**e) Consideraciones para los equipos de medición**

- Los equipos de medición se deben de encontrar en buen estado
- Los equipos deben de contar con la calibración vigente
- Los equipos tendrán que ubicarse en una posición fija y visible para disminuir el grado de error.

**f) Puntos clave para evitar accidentes en pruebas que requieren ser energizada.**

**Fuente:** <https://tecnologiasena457.files.wordpress.com/2014/09/pruebas>

- Tratar de evitar la manipulación con conductores energizados
- Evitar que otras partes del cuerpo, además de las manos, entren en contacto con conductores energizados o conectados a tierra.
- Es necesario, emplear plataforma de material aislante, así como guantes en zonas con circuitos energizados.

**4.2 Prueba de resistencia de aislamiento**

Esta prueba sirve para dar una idea confiable de las condiciones del aislamiento total del transformador bajo prueba.

La medición de la resistencia se basa en la ley de ohm por principio la resistencia de aislamiento presenta un valor muy elevado, por lo tanto, se generan resultados del orden de  $k\Omega$ ,  $M\Omega$ ,  $G\Omega$ , en incluso  $T\Omega$ .

Dicha resistencia representa la calidad de aislamiento entre elementos conductores. Con lo anterior se determinarán los riesgos de circulación de las corrientes de fuga.

La medición de la resistencia de aislamiento independientemente de ser cuantitativa es

relativa ya que el hecho de estar influenciada por aislamientos, tales como porcelana, papel, aceites, etc. La convierte en indicadora de la presencia de humedad y suciedad en esos materiales.

**a) Método de tiempo corto**

El método tiempo corto consiste en conectar el equipo () con base al circuito de las figuras 10, 11 y 12 respectivamente, realizar la prueba y tomar las anotaciones pertinentes, lo anterior en un periodo de 15 a 60 segundos.

**b ) Método de tiempo largo**

Este método no requiere de pruebas anteriores y es independientemente del tamaño del equipo bajo prueba. Se requiere tomar muestras sucesivas en tiempo específicos (a los primeros 15 segundos, 30 segundos, 1 minuto, 2 minutos, 3 minutos, 4 minutos, 5 minutos, 6 minutos, 7 minutos, 8 minutos, 9 minutos y 10 minutos.) tomar nota de las lecturas.

**c)Procedimiento: Condiciones de prueba**

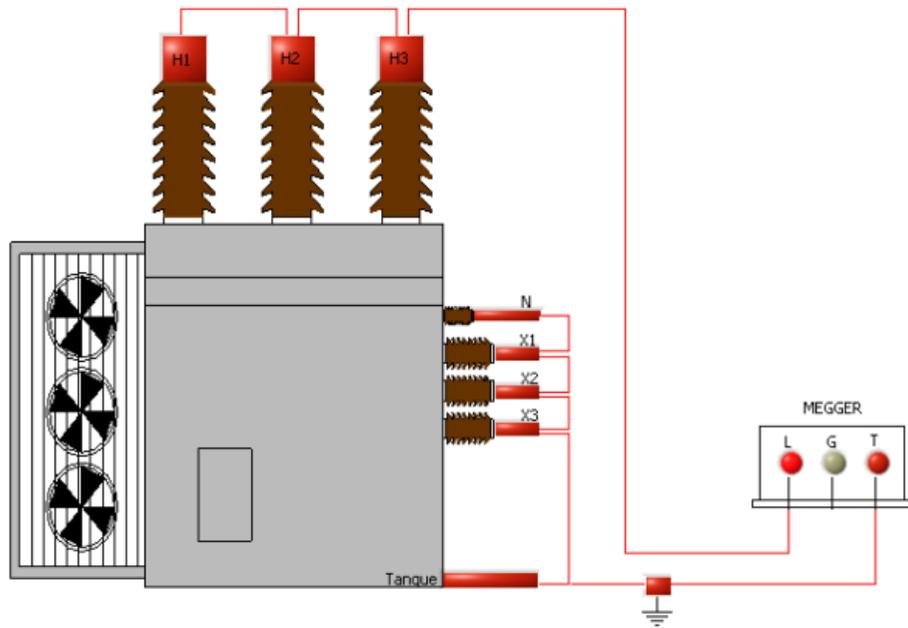
**Fuente:** <https://tecnologiasena457.files.wordpress.com/2014/09/pruebas>

1. Realizar el procedimiento de pruebas eléctricas tabla 3.1
2. Anotar en la bitácora correspondiente a cada prueba la tensión de prueba, el tiempo de prueba, la temperatura de prueba y la humedad, para realizar las correcciones pertinentes.
3. Realizar la medición de la temperatura ambiente y la humedad.  
Nota: la temperatura ambiente no debe de ser menor de 10 °C, ni mayor de 40°C. Si la temperatura está fuera de estos límites se puede hacer la prueba, si se dispone de los factores de corrección adecuados IEEE C57.152-2013.
4. Si el transformador cuenta con cambiador de derivaciones, la prueba se realiza en la posición de n posiciones existentes en el transformador, esto con el fin de medir todo el devanado.

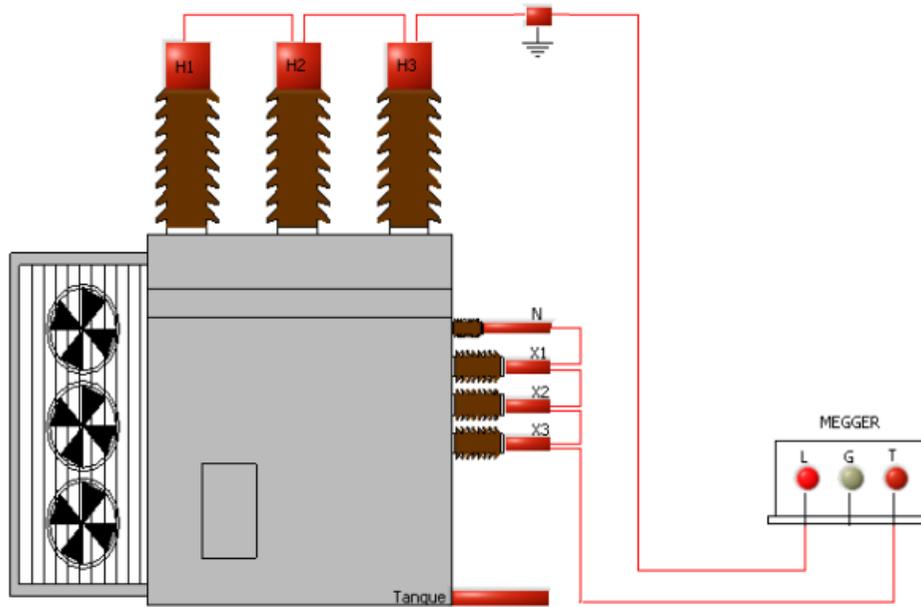
#### **d)Desarrollo de la prueba**

Fuente: <https://tecnologiasena457.files.wordpress.com/2014/09/pruebas>

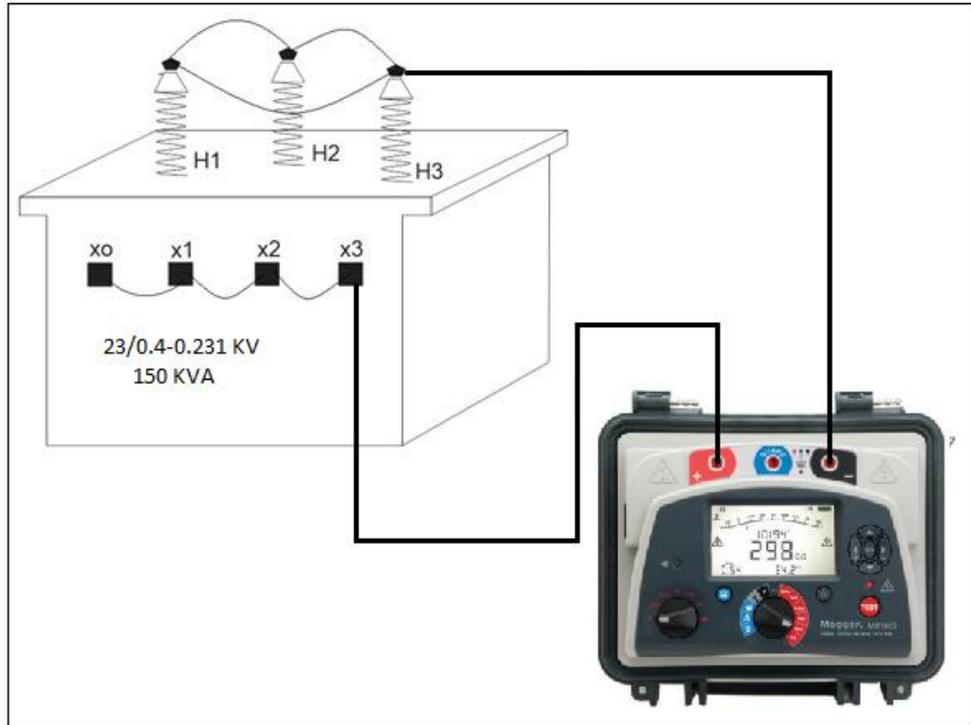
- 1.** Hacer limpieza de los terminales de alta y baja tensión con solvente dieléctrico (utilizar paños de limpieza).
- 2.** En caso de que en él medidor de aislación exista la terminal de Guarda, ésta deberá de conectarse mediante un puente con la terminal negativa. Esto porque en algunas circunstancias se pueden tener lecturas falsas de la resistencia de aislamiento debido al escape de corrientes en la superficie.
- 3.** Se deben poner en corto circuito los devanados de alta y baja tensión, con el fin de cerrar el circuito y evitar que se genere una ruptura dieléctrica en el punto donde se aplica tensión.
- 4.** La tensión aplicable a dicha prueba es de 5,000 volts.
- 5.** Elaborar la conexión de los diagramas que se presentan a continuación.
- 6.** Realizar la prueba en un intervalo de 0 a 10 minutos sucesivos: tomando la primera medición en 15 segundos, 30 segundos con la siguiente medición en 1 minuto, posteriormente se tomarán mediciones cada minuto hasta llegar a los 10 minutos de prueba.
- 7.** Al finalizar cada prueba se debe descargar a tierra conectando cada devanado a la pértiga de puesta a tierra.



**Figura N° 4.1: Conexión alta tensión vs baja tensión + tierra.**  
 Fuente: [http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas\\_subestaciones/megger.pdf](http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/megger.pdf)



**Figura N° 4.2: Conexión alta tensión + tierra vs baja tensión.**  
 Fuente: [http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas\\_subestaciones/megger.pdf](http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/megger.pdf)



**Figura N° 4.3: Conexión alta tensión vs baja tensión.**

Fuente: [http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas\\_subestaciones/megger.pdf](http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/megger.pdf)

**Tabla N° 4.1: Bitácora de prueba de resistencia de aislamiento alta tensión vs baja tensión + tierra.**

Alta tensión v/s baja tensión + tierra			
Tiempo	Tensión (V)	Medición ( $\Omega$ )	Temperatura de prueba ( $^{\circ}\text{C}$ )
0.15			
0.30			
1			
2			
3			
4			

Fuente: [http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas\\_subestaciones/megger.pdf](http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/megger.pdf)

**Tabla N° 4.2: Bitácora de prueba de resistencia de aislamiento alta tensión + tierra vs baja tensión.**

	Alta tensión v/s baja tensión		
Tiempo (min)	Tensión (V)	Medición ( $\Omega$ )	Temperatura de prueba ( $^{\circ}\text{C}$ )
0.15			
0.30			
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			

Fuente: [http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas\\_subestaciones/megger.pdf](http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/megger.pdf)

**Tabla N° 4.3: Bitácora de prueba de resistencia de aislamiento alta tensión vs baja tensión.**

	Alta tensión v/s baja tensión + tierra		
Tiempo (min)	Tensión (V)	Medición ( $\Omega$ )	Temperatura de prueba ( $^{\circ}\text{C}$ )
0.15			
0.30			
1			
2			
3			
4			
5			

Fuente: [http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas\\_subestaciones/megger.pdf](http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/megger.pdf)

8.- Interpretación de resultados de prueba para la evaluación de las condiciones del aislamiento. Para este punto es necesario obtener el índice de polarización que resulta de la de la división de la medición de la resistencia de aislamiento a 10 minutos, entre la resistencia de aislamiento a 1 minuto.

Donde:

$$IP = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a tierra al minuto 10}}{\text{Resistencia de aislamiento a tierra al minuto 1}}$$

**(Ec. N° 4.1)**

$$DAR = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a tierra al minuto 1}}{\text{Resistencia de aislamiento a tierra al segundo 30}}$$

**(Ec. N° 4.2)**

IP = Índice de polarización

DAR = Índice de absorción

**Tabla N° 4.4: Valores de referencia para el diagnóstico de transformadores.**

Índice de Polarización	IP: <1	Peligro
	IP: >1 , <1.5	Regular
	IP: >1.5 , <2.0	Precaución
	IP: >2 , <4	Bueno

Índice de Absorción	DA: <1.1	Peligro
	DA: >1.1 , <1.25	Regular
	DA: >1.25 , <1.4	Precaución
	DA: >1.4 , <1.6	Bueno

Fuente: <https://transequipos.com/prueba-de-indice-de-polarizacion-en-trasformadores-electricos/>

Posteriormente, se debe realizar una corrección de temperatura teniendo como referencia una temperatura inicial de 20 ° a los valores obtenidos de medición de resistencia de aislamiento a 10 minutos; esto se realizará, multiplicando la medición obtenida por el factor de corrección.

Resistencia da aislamiento corregida = FC \* medición 10 min.

Nota: los factores de corrección se obtienen de la ANSI NETA 2017e n la tabla 3 de los apéndices.

Es recomendable que los valores de puesta en servicio se tengan como referencia para comparaciones con pruebas posteriores.

### 4.3 Rigidez Dieléctrica

Es una prueba que muestra la presencia de agentes contaminantes (agua, polvo, partículas conductoras) en el aceite, las cuales pueden ser representativas si se presentan valores bajos de rigidez. Cuando un aceite está muy contaminado tiende a presentar valores bajos de rigidez los cuales disminuyen el aislamiento del transformador.

Normalmente una rigidez dieléctrica es de 18 kV es considerada como baja, 25 kV o mayor como buena. Un aceite seco, limpio y nuevo soporta normalmente 35 kV.

La prueba se hace con un probador de aceite que consiste en un transformador elevador, un regulador de tensión, un voltímetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón para la prueba, la copa patrón para la prueba consiste en un recipiente de baquelita o de vidrio refractado, dentro de la cual se alojan dos electrodos en forma de discos de 2.54 mm de diámetro, separados una distancia entre 2.54 mm.

### **Procedimiento**

- g) Realizar el procedimiento previo del punto Tabla 3.1.
- h) Verificar que nuestro probador de aceite funcione correctamente.
- i) Limpiar el área de la válvula donde se tomará la muestra eliminando polvo y excesos de materias acumuladas en la parte exterior.
- j) Retirar el tapón de la válvula de muestreo y limpiar únicamente con una manta limpia.
- k) Abrir la válvula y purgar aproximadamente un litro de aceite, esto para evitar tomar una muestra y dar resultados erróneos, ya que en el área inferior del transformador se concentran todos los residuos sólidos.
- l) Se toma una muestra de 3 a 4 litros de aceite, esto con la finalidad de obtener una muestra libre de impurezas.
- m) Verificar que la distancia entre electrodos sea la correcta.
- n) Se llena un recipiente con aceite hasta que los discos o electrodos queden cubiertos completamente y al nivel marcado en la copa.
- o) Al vaciar la muestra de aceite en la copa de prueba, esta deberá dejarse reposar durante cinco minutos antes de probarlo esto con el fin de que las burbujas que aparecen en el aceite se eliminen totalmente del aceite.
- p) La prueba dura 5 minutos, tiempo en el cual el probador incrementara su tensión en

pasos de 3kV por segundo hasta que el aceite rompa y se presente un pequeño arco eléctrico, una vez esto el equipo registrara la tensión de ruptura.

- q) A cada muestra se le efectuaran cinco pruebas de ruptura, agitando y dejando reposar la muestra un minuto después de cada prueba. Los valores reportados serán promediados y el valor obtenido será el valor final de nuestra prueba.

**Tabla N° 4.5: Bitácora de campo para medir rigidez dieléctrica.**

Prueba	Tensión de ruptura (kV)
1	
2	
3	
4	
5	
Promedio	

Fuente: [http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas\\_subestaciones/megger.pdf](http://www.tecsaqro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/megger.pdf)

#### **4.4 Interpretación de Resultados**

Según la ANSI NETA 2017 y la norma ASTM cuando el aceite rompa a menos de 22kV, se debe proceder a su acondicionamiento por medio de un filtro y una bomba centrifuga para aceite, o unidad regeneradora de aceite al vacío.

**Tabla N° 4.6: Valores límite del aceite aislante para electrodos de prueba.**

Prueba y Método ASTM	Valor para clase de Voltaje	
	≤ 69 KV	> 69 KV < 230 KV
Brecha 1 (mm)	25	30
Brecha 2 (mm)	45	52
% Máximo 25° C	0.05	0.05
% Máximo 100° C	0.5	0.4
Color ASTM D1500 Unidades ASTM Máximo	L1,0	L1,0
Examinación Visual, ASTM D1524	Brillante y Claro	Brillante y Claro
Número de neutralizaciones (acidez), ASTM D974, mg KOH/g, Máximo	0,015	0,015
Contenido del agua, STM D971 mN.Mm, Mínimo	20	10
Contenido de inhibidor de oxidación cuando se especifica ASTMA D2668	38	38
Aceite tipo I % Máximo	.....	.....
Aceite tipo I % Mínimo	.....	.....
Aceite tipo II % Máximo	0.3	0.3
Aceite tipo I % Mínimo	> 0.08	> 0.08

Fuente: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/download/338/433?inline=1>

Si una rigidez dieléctrica es de 18 kV es considerada como baja, 25 kV o mayor como buena. Un aceite seco, limpio y nuevo soporta normalmente 35 kV.

Fuente: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/download/338/433?inline=1>

#### **4.5 Relación de transformación**

Prueba que permite verificar la correcta relación entre relaciones de tensión de Primario y secundarios.

Determinar con la prueba la relación existente entre las vueltas del devanado primario con respecto a las vueltas del devanado secundario, bajo el principio que cuando dos transformadores que nominalmente tienen la misma relación de transformación y polaridad, y estos a su vez se excitan en paralelo, con la más pequeña diferencia en la relación de alguno de ellos, se produce una corriente circulante entre ambos y esta será

relativamente alta.

Con la prueba podremos conocer:

- Identificación de terminales.
  - Identificación de derivaciones
  - Identificación de conexión interna
  - Comprobar polaridad
  - Comprobar continuidad
  - Determinar falso contacto
  - Identificar espiras en corto circuito
- Consideraciones de prueba

1. Esta prueba se debe efectuar en todas las posiciones del cambiador de derivaciones y no solo en la posición en la que esté operando, ya que en el caso de que por alguna diversa situación sea necesario realizar un cambio de derivación este siga operando de una manera efectiva.

2. Determinar el valor de la tensión de impedancia teóricamente para lo cual debemos ocupar la ecuación siguiente:

$$a = \frac{V1}{V2}, \quad (\text{Ec. N}^\circ 4.3)$$

Dónde:

**a:** Relación de Transformación teórica

**V1:** Voltaje lado Primario

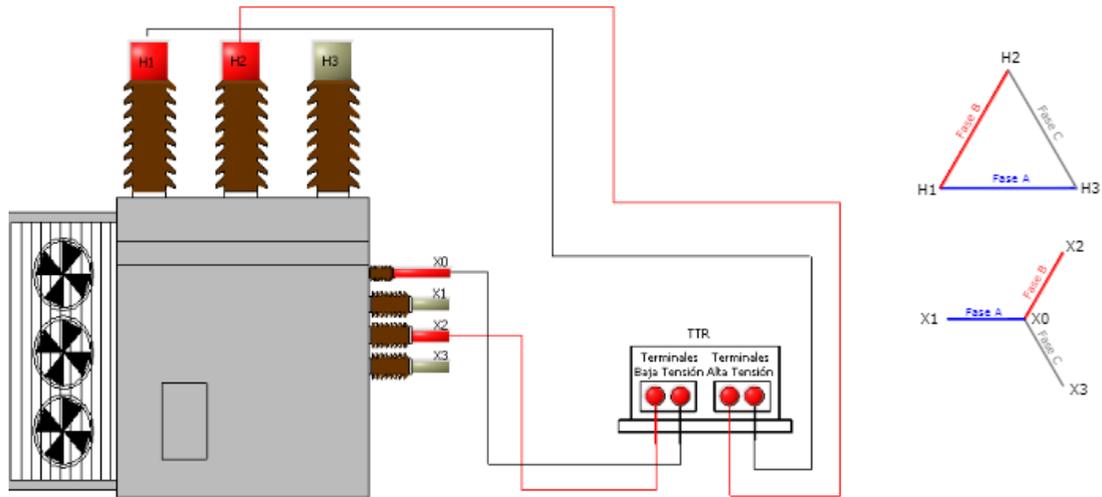
**V2:** Voltaje lado Secundario

## Procedimiento

- 1) Realizar el procedimiento previo del equipo de acuerdo con Tabla 3.1 Pruebas Eléctricas Página 21.
- 2) Hacer limpieza las boquillas de alta y baja tensión con solvente dieléctrico (utilizar manta blanca).
- 3) Elaborar la conexión de los diagramas que se presentan a continuación (ver figura 4.4).
- 4) Conectar los cables de tamaño superior de punta roscable a las terminales de alta tensión del transformador sujeto a prueba.
- 5) Conectar los cables de tamaño inferior de punta tipo caimán a las terminales de baja tensión del transformador sujeto a prueba.
- 6) El equipo de pruebas denominado T.T.R. deberá estar en la posición de encendido.
- 7) Seguido a esto deberá presionarse el botón de inicio de prueba con lo cual el equipo comenzará a realizar la medición.
  - Si al momento de que generar la prueba, se realiza un paro inesperado de tensión podemos deducir: La polaridad de conexión esta invertida/ El transformador tiene en sus espiras una falla de circuito corto.
- 8) Si el transformador bajo prueba no logra obtener balance, podemos considerar que existe un circuito corto o un circuito abierto entre los devanados.
- 9) Anotar en la bitácora correspondiente la medición de la tensión obtenida en cada prueba.
- 10) Al finalizar cada prueba se debe descargar con pértiga de puesta a tierra.
- 11) Esta prueba se realizará para cada posición del cambiador de derivaciones tomando como referencia la tabla 4.7.

## 4.6 Diagrama de conexiones

En esta parte de nuestro trabajo se muestran las distintas conexiones eléctricas en las cuales se realizan las pruebas de razón de transformación.



**Figura N° 4.4:** Prueba de relación de transformación en un transformador de dos devanados conexión delta – estrella.

**Tabla N° 4.7:** Relación de transformación en un transformador de dos devanados conexión delta – estrella.

Lectura	Conexiones de prueba				Medición de la Tensión (V)	Medición de la Corriente (mA)
	Rojo (AT)	Negro (AT)	Negro (BT)	Rojo (BT)		
1	H1	H3	X0	X1		
2	H2	H1	X0	X2		
3	H3	H2	X0	X3		

Fuente: <https://es.megger.com/products/medicion-transformadores/medicion-de-relacion-de-ttr>

## 4.7 Criterios de aceptación

En esta etapa de nuestro trabajo verificamos nuestros resultados obtenidos en base a los criterios de aceptación que nos dicen las normativas.

$$\%Tolerancia = \frac{(valor\ medido - valor\ calculado)}{Valor\ medido} \times 100, \quad (\text{Ec. N}^\circ 4.4)$$

Fuente: ANSI NETA ATS 2017

La tolerancia para la relación de transformación debe de ser  $\pm 0.5$  % de diferencia entre el valor medido y el valor calculado.

También es importante observar la corriente de medición que tenemos, debe de encontrarse en el rango de los miliamperes, ya que, de no ser así, si se presenta una corriente alta en valores de amperes; significa que hay un problema en el núcleo o posibles espiras en corto circuito.

## 4.8 Prueba de polaridad

Objetivo:

- Se requiere para la conexión de transformadores trifásicos en paralelo
- En transformadores monofásicos, para la conexión homóloga entre sus terminales.

Cuando se aplica a un devanado una tensión de C.A. en el otro devanado se induce otra onda proporcional a la aplicada. La onda aplicada o la inducida prácticamente se encuentran en fase. De manera que habrá una terminal de alta tensión y una de baja tensión que en cualquier instante tengan siempre la misma polaridad.

Estas terminales se identifican en los diagramas con un punto y en las terminales del transformador con los mismos subíndices. En todos los casos es importante efectuar las conexiones respetando la polaridad de los devanados. Es por tanto necesario que definamos en esa parte el concepto de polaridad.

Existen dos diferentes tipos de polaridad las cuales son:

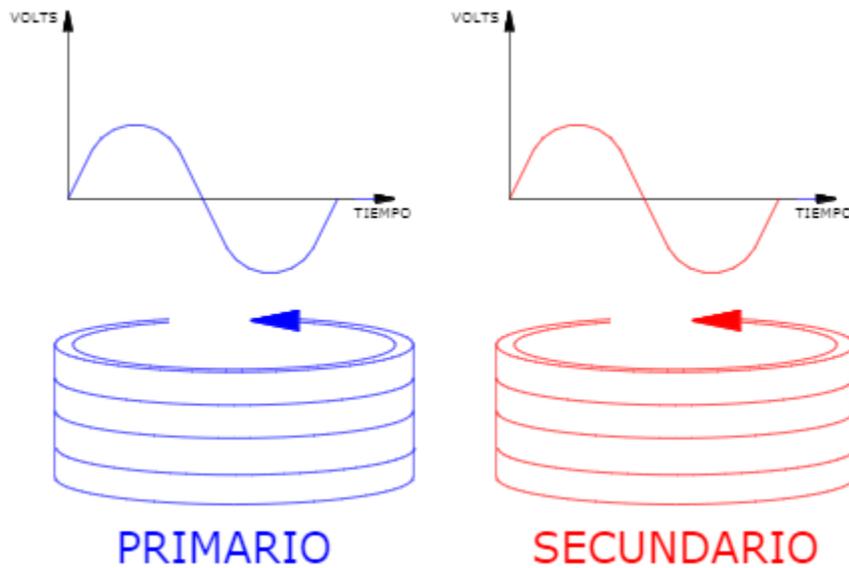


Figura N° 4.5: Polaridad sustractiva.

Fuente: <https://www.transformadores.cl/blog/transformadores-polaridad-aditiva-y-sustractiva/>

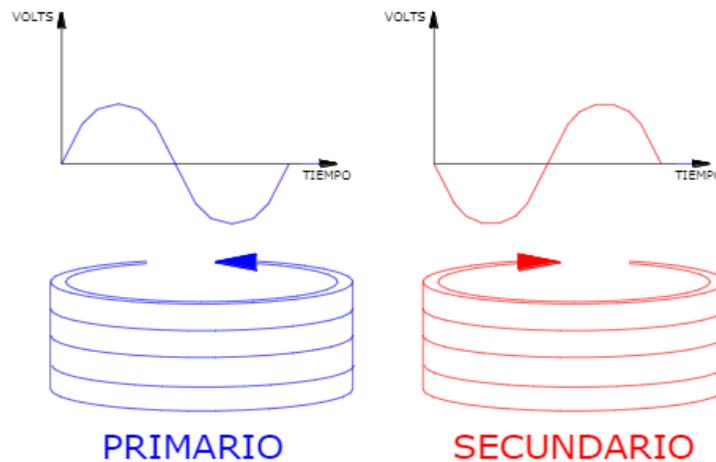


Figura N° 4.6: Polaridad aditiva.

Fuente: <https://www.transformadores.cl/blog/transformadores-polaridad-aditiva-y-sustractiva/>

## 4.9 Método de la descarga inductiva

Este método consiste en aplicar C.C. a uno de los devanados cuidando de no exceder el valor nominal. El observador, colocado frente a las dos terminales de baja tensión, por medio de un voltímetro de C.C. debe averiguar la polaridad de la tensión aplicada, de acuerdo con las conexiones del diagrama.

Fuente: <https://www.transformadores.cl/blog/transformadores-polaridad-aditiva-y-sustractiva/>

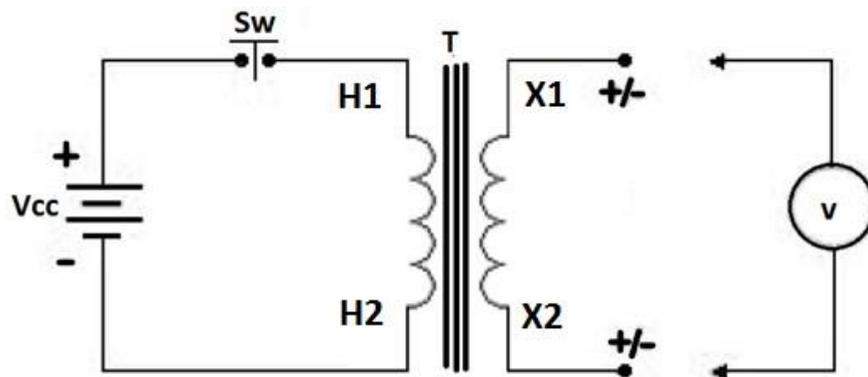


Figura N° 4.7: Diagrama de conexión, método de descarga inductiva.

Fuente: <https://www.transformadores.cl/blog/transformadores-polaridad-aditiva-y-sustractiva/>

### 4.9.1 Procedimiento:

1. Realizar el procedimiento previo del punto Tabla 3.1 Pruebas eléctricas página 21.
2. Limpiar las terminales perfectamente, a fin de que cuando se efectúe la conexión al voltímetro, se asegure un buen contacto.
3. Realizar el diagrama de la figura 4.7.
4. Se conecta a las terminales de alta tensión una fuente de corriente continua y al mismo tiempo se conecta un voltímetro analógico en las terminales de baja tensión. Se deberá poner atención en la deflexión que tiene la aguja del voltímetro.
5. Se realiza la apertura del interruptor de la fuente de corriente continua del devanado de alta tensión y se observa inmediatamente la deflexión de la aguja del voltímetro causada por la descarga inductiva.

#### **4.9.2 Criterios de aceptación**

Si la aguja se deflexiona en la misma dirección que el devanado de alta tensión, la polaridad es aditiva, si se genera una deflexión en sentido contrario, la polaridad es substractiva.

#### **4.10 Factor de potencia**

Esta prueba se realiza para conocer el estado de los aislamientos, se basa en la comparación de un dieléctrico con un capacitor. El equipo de prueba de aislamiento

Mide factor de potencia, la corriente de carga y la potencia de pérdida, en donde el factor de potencia, capacitancia y resistencia de corriente alterna pueden ser fácilmente calculados para un voltaje de prueba dado.

Espécimen aterrizado. - se prueba en transformador puesto a tierra cuando el selector de baja tensión se coloca en posición tierra, el cable baja tensión es conectado a potencial de tierra. De esta forma el cable de baja tensión puede ser utilizado para aterrizar el transformador bajo prueba. Es posible aterrizar el espécimen, utilizando la terminal de tierra del cable de alta tensión.

Espécimen guardado. - se prueba en. Cuando el selector de baja tensión se coloca en posición de guarda, el cable de baja tensión es conectado a guarda del equipo de prueba, haciendo una comparación, se puede observar la diferencia entre ambos circuitos de medición entre las terminales de alta tensión y tierra. La simple diferencia de estos en la posición del cable de baja tensión con respecto al medidor. La conexión a guarda también puede ser posible si se utiliza la terminal de guarda del cable alta tensión. Transformador no aterrizado. - se prueba el transformador no aterrizado.

Cuando el control de baja tensión se coloca en posición transformador no aterrizado, solamente la medición de mega volts ampere y mega Watts se efectúa a través del cable baja tensión. Se puede observar como el punto de conexión de guarda y tierra son comunes, se este modo la medición de mega volts ampere y mega watts no es realizada a través a tierra.

#### **4.10.1 Desarrollo de la prueba Condiciones**

1. Realizar el procedimiento previo del punto Tabla 3.1. Pruebas eléctricas página 21.
2. Elaborar la conexión de los diagramas a continuación (ver figura 4.8).
3. Colocar el equipo de medición de factor de potencia en una base firme y nivelada.
4. Conectar el cable de alto voltaje a la boquilla de alta tensión sujeta a prueba del transformador.
5. Conectar el cable de baja tensión a la boquilla correspondiente de baja tensión.
6. Colocar en el equipo de medición la perilla de rangos en la posición neutral existente entre mega volts ampere, mega watt.
7. Realizar la energización del equipo.
8. Incrementar gradualmente el voltaje, hasta llegar al punto máximo de la prueba (2.5kV, 5 kV y 10KV).
9. Una vez llegado a la tensión de prueba, se cambiará la posición del rango y se seleccionará mega volts ampere, mega watt que son las unidades que mide el equipo.
10. Seleccionar la posición de rango en la que se produce la mayor deflexión sobre la escala.
11. Tomar las lecturas correspondientes.

#### 4.10.2 Diagrama de conexión

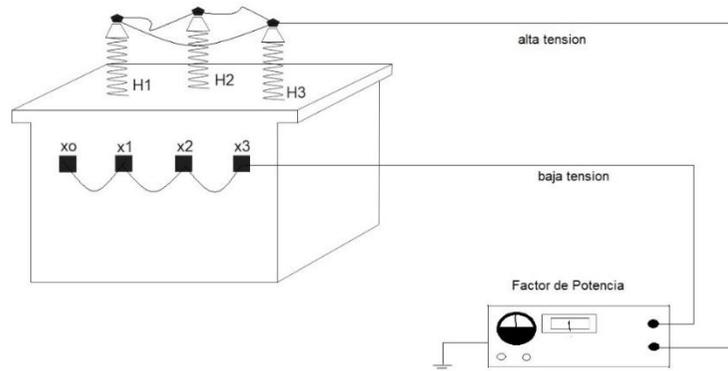


Figura N° 4.8 Conexión para la medición de Factor de Potencia.  
Fuente: <https://www.omicronenergy.com/es/>



Figura N° 4.9 Tablero para la medición de factor de potencia.  
<https://www.omicronenergy.com/es/>

**Tabla N° 4.8: Valores de tensiones de prueba del factor de potencia para transformadores de potencia y distribución al aislante.**

Tensión nominal del transformador en (kV)	Tensión de prueba de factor de
12 y mayores	10
4,04 a 8,72	5
2,4 a 4,8	2
Inferiores de 2,4	1

Fuente: <https://es.megger.com/products/medicion-transformadores>

#### 4.10.3 Interpretación de resultados de prueba para la evaluación de las condiciones del aislamiento

**Tabla N° 4.9: Criterios de aceptación para materiales aislantes.**

Material	% FP a 20°C	Constante dieléctrica
Aire	0.0	1.0
Aceite	0.1	2.1
Papel	0.5	2.0
Porcelana	2.0	7.0
Hule	4.0	3.6
Barniz Cambray	4.0 – 8.0	4.5
Agua	100.0	81.0

Fuente: <https://es.megger.com/products/medicion-transformadores>

### **Cálculo de la capacitancia**

$$C = (0.425)[pF], \quad (\text{Ec. N}^\circ 4.5)$$

### **Cálculo de la resistencia**

$$R = \frac{V^2}{P}, \quad (\text{Ec. N}^\circ 4.6)$$

**R**=Impedancia en mega ohm

**V** = tensión en volts

**P**= pérdidas en mili watts Calculo de factor de potencia

$$FP = \frac{P}{S}, \quad (\text{Ec. N}^\circ 4.7)$$

**FP**: Factor de Potencia

**P**: Potencia Activa

**S**: Potencia Aparente

### **Criterios de aceptación**

Si los valores medidos no son mayores del 5% podemos decir que no tiene falla el aislamiento, de lo contrario el aislamiento se encuentra en malas condiciones de operación.

### **4.7 Prueba de resistencia óhmica a devanados**

Esta prueba es utilizada para conocer el valor de la resistencia de los devanados de un transformador. Es auxiliar para conocer el valor de pérdidas en el cobre ( $I^2R$ ) y detectar falsos contactos en conexiones de boquillas, cambiadores de derivaciones, soldaduras deficientes y hasta alguna falla incipiente en los devanados.

La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15% del valor nominal (IEEE C57.12.90 5. Resistance measurements) del devanado, ya que con valores

mayores pueden obtenerse resultados inexactos causados por variación en la resistencia debido al calentamiento del devanado.

Un puente de Wheastone mide valores del orden de 1 ( $m\Omega$ ) a 11.110( $m\Omega$ ).

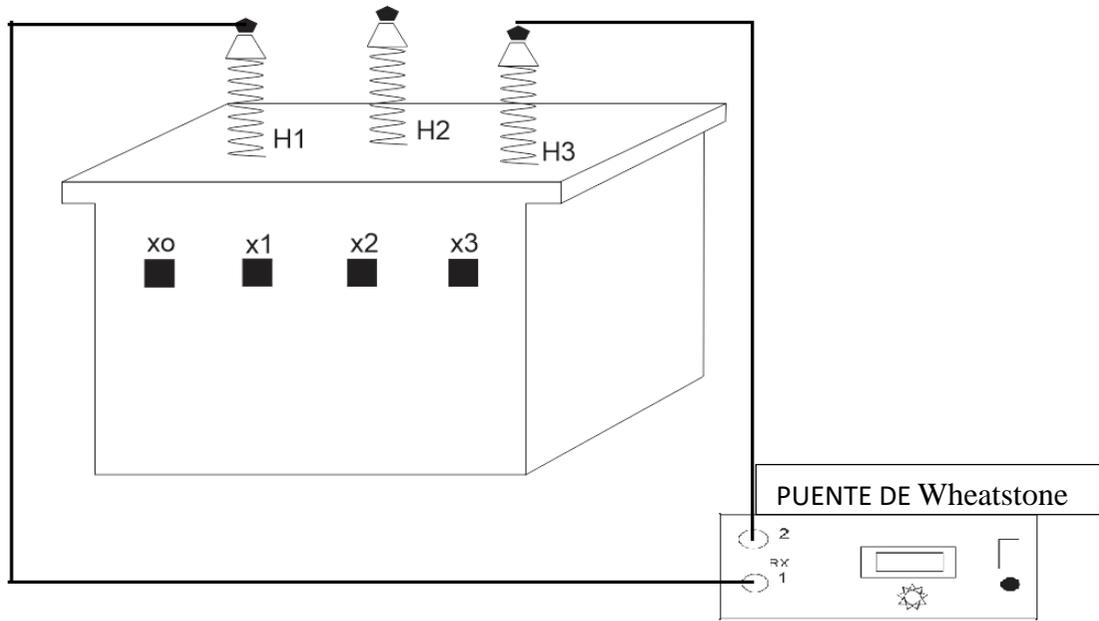
#### Procedimiento

Realizar el procedimiento previo del punto tabla 3.1 pruebas eléctricas página 21.

- a) Desconectar los neutros del sistema de tierra en una conexión estrella.
- b) Limpiar las terminales perfectamente con manta, a fin de que cuando se efectúe la conexión se asegure un buen contacto y al momento de realizar la medición esta sea la correcta.
- c) Colocar el equipo de medición en un lugar que se encuentre firme y nivelado (para evitar variaciones en las mediciones)
- d) El multiplicador y las perillas de medición (décadas) deben colocarse en su valor más alto.
- e) Realizar la conexión del circuito, véase figura 4.10.
- f) Monitorear la temperatura ambiente en el desarrollo de la prueba, realizar las anotaciones pertinentes y hacer sus correcciones respectivamente.
- g) Al circular la corriente continua por el devanado bajo prueba, se origina un flujo magnético que de acuerdo con la Ley de Lenz induce un potencial el cual produce flujos opuestos. Lo anterior se refleja en el galvanómetro por la impedancia que tiene el devanado. Pasado un cierto tiempo la aguja del galvanómetro se mueve hacia la izquierda, esto es debido a que comienza a estabilizarse la corriente en la medición de la resistencia. A continuación, es necesario accionar primero el multiplicador del medidor y obtener la lectura de la resistencia por medio de las perillas de medición hasta lograr que la aguja del galvanómetro quede al centro de su carátula.

- h) Medir la Resistencia de cada devanado y en cada posición del cambiador de derivaciones, registrando las lecturas en el formato de prueba.
- i) Esta prueba se realizará para cada posición del cambiador de derivaciones tomando como referencia la tabla 3.1 Pruebas eléctrica Página 21.
- j) Al finalizar cada prueba se debe descargar a tierra conectando cada devanado a la pértiga de puesta a tierra.
- k) Efectuar cuatro lecturas de la prueba.

**Conexiones para realizar la prueba**



**Figura N° 4.10: Conexión para realizar prueba de resistencia óhmica de los devanados conexión delta – estrella.**

Fuente: <https://es.megger.com/products/medicion-transformadores>

**Tabla N° 4.10: Bitácora para un transformador de dos devanados prueba de resistencia óhmica de devanados conexión delta – estrella**

ALTA									
LECTURA	CONEXIONES DE PRUEBA		MEDICIÓN N 1	MEDICIÓN N 2	MEDICIÓN N 3	MEDICIÓN N 4	PROMEDIO	TEMPERATURA DE PRUEBA (°C)	CORRECCIÓN A 75°C (Ω)
	RX (1)	RX (2)							
1	H1	H3							
2	H2	H1							
3	H3	H2							
RESISTENCIA ÓHMICA POR FASE									
BAJA									
1	X0	X1							
2	X0	X2							
3	X0	X3							
RESISTENCIA ÓHMICA POR FASE									

Fuente: <https://es.megger.com/products/medicion-transformadores>

### Interpretación de Resultados

En conexión delta de transformadores, el valor de la resistencia implica la medición de una fase en paralelo con la resistencia en serie de las otras dos fases.

Por lo anterior al realizar la medición, en las tres fases se obtienen valores similares. Para transformadores en conexión estrella el valor es similar en las tres fases, lo anterior puede tomarse como un punto de atención para determinar si existe alguna falla en dicha fase. En transformadores monofásicos, se comprueba fácilmente el daño del devanado fallado.

### Correcciones

Generalmente, la mayor parte de los datos son referidos a 75°C. Esta es la temperatura más comúnmente usada. La fórmula convertir lecturas de resistencias en devanados de cobre es la siguiente:

$$R_d = R_p * \frac{234.5 + T_p}{234.5 + T_d} \quad (\text{Ec. N}^\circ 4.8)$$

Dónde:

$R_p$ = Resistencia medida en el ensayo a la temperatura.

$T_p$ = Temperatura a la cual se desea referir la resistencia.

$T_d$ = temperatura del devanado en prueba.

El cálculo de las pérdidas por efecto Joule en un transformador de dos devanados, Se puede deducir de la expresión:

$$Q = I^2 R t = P t, \quad (\text{Ec. N}^\circ 4.9)$$

Dónde:

$Q$ = Calor o energía consumida

$P$ = Potencia Activa

$I$ = Corriente

$T$ =Tiempo

De manera que la expresión para las pérdidas se transforma en:

$$P = (R_p + I^2 + R_s) I^2 \quad [\text{W}], \quad (\text{Ec. N}^\circ 4.11)$$

Dónde:

$R_p$  = Resistencia medida en el devanado primario en ohms.

$R_s$ = Resistencia medida en el devanado secundario en ohms.

$I_p$ = Corriente primaria en amperes.

**I<sub>s</sub>**= Corriente secundaria en amperes. Pérdidas en un transformador trifásico

Para la conexión estrella, las pérdidas trifásicas se calculan como:

$$P = 3RfI^2 \text{ [W]}, \quad (\text{Ec. N}^\circ \text{ 4.12})$$

Para la conexión delta, las pérdidas trifásicas se calculan como:

**R<sub>f</sub>** = Valor promedio de la resistencia de fase.

**R<sub>M</sub>** = Valor medio de la resistencia medida.

**I**=Corriente secundaria.

Dónde:

$$(r_2) t = 1/6 (r_{X1X2} + r_{X2X3} + r_{X3X1}), \quad (\text{Ec. N}^\circ \text{ 4.13})$$

**r<sub>1</sub>** = resistencia en el devanado de un circuito delta ( $\Omega$ ).

**r<sub>2</sub>** = resistencia en el devanado de un circuito estrella ( $\Omega$ ).

**H<sub>1</sub>**= borne fase a de alta tensión. / **X<sub>1</sub>**= borne fase a de baja tensión.

**H<sub>2</sub>**= borne fase b de alta tensión. / **X<sub>2</sub>** = borne fase b de baja tensión.

**H<sub>3</sub>**= borne fase c de alta tensión. / **X<sub>3</sub>** = borne fase c de baja tensión

#### **4.8 Cromatografía de gases**

Esta prueba se realiza para diagnosticar que gases se generan dentro de un transformador sumergido en aceite.

Precauciones de muestreo:

1. Las conexiones entre la válvula del transformador y la jeringa deben estar unidas herméticamente para evitar la contaminación con la atmosfera.
2. Se debe ocupar manguera de hule o plástico impermeable al aceite
3. La jeringa no es reutilizable; solo se debe utilizar una sola vez.

4. Reducciones de varios tamaños y herramientas para su utilización
5. Ocupar un recipiente de aluminio para recibir el derrame de aceite.

### **Procedimiento**

1. Limpiar el área de la válvula donde se tomará la muestra eliminando polvo y excesos de materias acumuladas en la parte exterior.
2. Retirar el tapón de la válvula de muestreo y limpiar únicamente con una manta limpia.
3. colocar conexiones a la válvula para poder conectar la manguera con la cual se realizará la extracción del aceite.
4. Hacer la conexión entre la manguera y la válvula de muestreo.
5. Abrir la válvula y purgar aproximadamente un litro de aceite, esto para evitar tomar una muestra y dar resultados erróneos, ya que en el área inferior del transformador se concentran todos los residuos sólidos.
6. La jeringa debe estar con el émbolo totalmente adentro, evitando tener espacios dentro de esta.
7. La válvula de tres vías debe estar obstruyendo el flujo de aceite hacia la jeringa, permitiendo el paso de aceite del transformador al drenó.
8. Si la jeringa venga identificada, verificar que el número de serie de la jeringa corresponde a la muestra a tomar.
9. Hacer un lavado de la jeringa con el propio aceite
10. Llenar la jeringa con aceite dejando deslizar el émbolo con lentitud, empujado únicamente por la presión del aceite proveniente del transformador hasta alcanzar la capacidad máxima de volumen de la jeringa. Una vez llena la jeringa cambie la

posición de la válvula, cerrando el paso del aceite del transformador y permitiendo el paso del aceite de la jeringa al dren. Al tener la jeringa vacía después del primer lavado, permitir el paso de un poco de aceite del transformador hacia el dren para llenar el espacio del conducto de la válvula, posteriormente dejar pasar el aceite hacia la jeringa repitiendo el proceso de lavado de la jeringa mínimo 3 veces.

11. Se debe eliminar las burbujas presentes en el aceite, para lograr la expulsión de las burbujas se requiere poner la jeringa en posición vertical y con pequeños movimientos oscilatorios las burbujas serán expulsadas a través del conducto de drenado.
12. Realizar la toma de la muestra de aceite; para realizar esta actividad permitir el paso del aceite del transformador hacia la jeringa. Llenar la jeringa con aceite dejando deslizar el embolo con lentitud hasta alcanzar la capacidad máxima de volumen de la jeringa. Una vez llena la jeringa cambiar la posición de la válvula, cerrando el paso del aceite del transformador hacia la jeringa. En este punto se debe cerrar la válvula de muestreo, espere que drene el aceite y retire cuidadosamente el conjunto de manguera–válvula–jeringa. Si la muestra presenta burbujas o sedimentos desechar el aceite por el dren y repetir el proceso a partir del paso en el cual se hace el lavado.
13. Limpiar la parte exterior de la jeringa únicamente con manta limpia y empaçar adecuadamente para su traslado.
14. Retirar los accesorios utilizados.
15. Identificar y enviar la muestra laboratorio.

**Condiciones:**

1.- Valores de prueba

Entregados por laboratorio además de un análisis detallado de la calidad del aceite.

2.- Interpretación de resultados de prueba para la evaluación de las condiciones del aislamiento.

Con base a la norma IEEE std 104 – 2008 “guide for the interpretation of gases generator oil – immersed transformer” podemos realizar este punto

#### **4.9 Análisis físico – electro – químico al aceite**

Para que un aceite dieléctrico cumpla adecuadamente con su función de aislar y refrigerar el transformador debe tener ciertas características físicas, químicas y eléctricas que a continuación se presentan.

Contenido de Agua: el agua en el aceite de un transformador puede provenir del aire atmosférico o bien de resultado de la degradación de los materiales. El agua disuelta afecta las propiedades dieléctricas del transformador, reduce la rigidez dieléctrica y provoca un aumento del factor de potencia. Además de que acelera la degradación del papel.

Tensión interfacial: es una indicación de la presencia de compuestos hidrofílicos, como indicador de los productos de oxidación, los contaminantes polares solubles y los productos de degradación del aceite. Se mide la tensión entre dos líquidos inmiscibles, en este caso aceite y agua.

Número de neutralización (acidez): es la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio requerido para reaccionar con un gramo de aceite aislante. Un valor alto de número de neutralización indica la presencia de ácidos minerales, álcalis y ácidos orgánicos; producto de envejecimiento o contaminantes.

Color: es un valor numérico basado en la comparación de una serie de colores patrones con la luz transmitido bajo condiciones de prueba. Un cambio de color para un aceite en servicio puede indicar contaminación y/o envejecimiento

Factor de potencia: es un indicador de las pérdidas dieléctricas en el aceite aislante (envejecimiento y/o contaminación), es una característica muy sensitiva de la presencia de agua, suciedad, fibras, barnices, etc.

**Procedimiento:**

1. Ubicar la válvula de muestreo en el transformador y limpiar el área de la válvula donde se tomará la muestra con la finalidad de eliminar polvo y excesos de materias acumuladas en la parte exterior.
2. Retirar el tapón de la válvula de muestreo y limpiar sin utilizar solventes con una manta limpia.
3. Seleccionar del equipo de conexiones las cuales ajusten de acuerdo al diámetro de la válvula, considerar el uso de cinta de teflón a partir del segundo hilo de la rosca, esto nos permite una limpieza en la toma de la muestra así como también un flujo libre de aceite a través de la conexión sin obstáculos.
4. Hacer la conexión entre la manguera y la válvula de muestreo, el apriete debe ser normal sin llegar a esforzar la conexión de la rosca hacia la válvula.
5. Abrir la válvula de muestreo y purgar aproximadamente un litro de aceite, con la finalidad de evitar tomar una muestra que no sea representativa, ya que en esta área el aceite que se encuentra cercano a la válvula inferior puede presentar
6. Realizar al recipiente de vidrio completamente esterilizado y limpio que cuente con una tapa en forma de rosca para mayor seguridad y un tapón un lavado con el aceite del transformador antes de obtener la muestra definitiva.
7. Llenar el recipiente de vidrio con un litro de aceite para obtener la cantidad suficiente para el análisis físico-electroquímico.
8. Retirar los accesorios utilizados.
9. Identificar y enviar la muestra al laboratorio.

**Interpretación de los Resultados.**

La siguiente Tabla es proporcionada por la ANSI Neta 2017 para Aceites en uso, tomaremos los valores que el laboratorio no envíe como base para poder compararlos con la siguiente tabla.

**Tabla N° 4.11: Valores límite del aceite aislante.**

Prueba	Hasta 85 kV		
	Puede Continuar en Servicio	Se debe Reacondicionar	Se debe Regenerar o Disponer
Número de Neutralización Mg KOH/g Aceite	$\leq 0,2$	_____	$> 2,0$
Tensión Interfacial	$\geq 19,0$	_____	$< 19,0$
Factor de Potencia a 25°C	$\leq 1,0$	$\geq 1,0$	$\geq 1,6$
Factor de Potencia a 100° C	$\leq 5,0$	_____	$> 5,0$
<p>Nota:</p> <p>1.- Los valores presentados en esta tabla se dan como referencia, pero en cada caso se debe hacer un estudio particular</p> <p>2.- un solo valor de los presentados en esta tabla no siempre es significativo</p>			

Fuente: <https://es.megger.com/products/medicion-transformadores>

**Tabla N° 4.12: Valores límite para aceite regenerado.**

Prueba	Valor Límite
Numero de Neutralización, mg KOH/g	0,03 máximo
Tensión Interfacial, mN/m	40 mínimo
Factor de Potencia a 25 °C, 60 Hz, %	0,05 máximo
Factor de Potencia a 100 °C, 60 Hz, %	0,30 máximo
Contenido de Agua, mg/kg	35 máximo
Apariencia Visual	Brillante y transparente, sin sedimentos ni sólidos en suspensión
Color	1,0 máximo
Contenido de inhibidores, % en masa	0,08 a 0,30

Fuente: <https://es.megger.com/products/medicion-transformadores>

**Tabla N° 4.13 La norma ANSI NETA 2017.**

	Hasta 115 kV	Hasta 230 kV	Hasta 400 kV
Condiciones Normales	Cada 12 meses	Cada 6 meses	Cada 3 meses
Condiciones Especiales	Cada 6 meses	Cada 3 meses	Cada mes

Fuente: <https://es.megger.com/products/medicion-transformadores>

Donde entendiéndose por condiciones especiales las siguientes:

- Equipos Sobrecargados
- Equipos de los que se hayan detectado deficiencias en su funcionamiento

Equipos cuyo aceite se encuentre cerca de los valores límites para reacondicionar, regenerar o disponer.

## CAPITULO V

### TRABAJOS PRÁCTICOS REALIZADOS EN MI CARRERA PROFESIONAL

Las imágenes que a continuación se muestran, son experiencias de mi trayectoria profesional en distintas mineras y subestaciones a lo largo del país, en donde he tenido la oportunidad práctica de poner al servicio de la industria, los conocimientos teóricos adquiridos en la Universidad, y también muchas veces diferir, ya que en muchas situaciones la forma teórica de hacer los trabajos, difieren un poco de la forma real de realizar los trabajos, sobre todo en el ámbito de las pruebas eléctricas, ensayos eléctricos y procedimientos de mantención a los equipos importantes como es en este caso los transformadores de poder y distribución.



**Figura N° 5.1: Pruebas eléctricas a transformador de poder 220KV/33KV 150 MVA Proyecto OGP1 Subestación Minera Escondida BHP Billiton.**



**Figura N° 5.2: Pruebas eléctricas a transformador de poder 220KV/69KV 150 MVA Proyecto EWS Subestación Domeyko Minera Escondida BHP Billiton.**



**Figura N° 5.3: Pruebas eléctricas a transformador de poder 23KV/0.4KV 1.5MVA Proyecto RODS Minera Candelaria, Lundin Mining.**



**Figura N° 5.4: Equipos de Pruebas eléctricas Omicron, para pruebas a transformador de poder 23KV/0.4KV 1.5MVA Proyecto RODS Minera Candelaria, Lundin Mining.**



**Figura N° 5.5: Pruebas eléctricas a transformador de poder híbrido 220KV/0.4KV  
2 MVA Proyecto SE Diego de Almagro SE 220kv Transelec.**



**Figura N° 5.6: Pruebas eléctricas a transformador de Monopolares 220KV/0.4KV  
23MVA Proyecto SE Carrera Pinto SE 220kv Transelec.**

## **CAPÍTULO VI**

### **Análisis Costo Beneficio**

Para el presente análisis se contemplarán los gastos generados por las pruebas descritas anteriormente, ya que con la propuesta siguiente no solo se pretende generar un control de los equipos, sino que se reduzcan los cortes de suministros por: fallas a los mismos, circuito corto y disturbio general evitando: accidentes a personal de mantenimiento y al usuario final; así mismo se puede ver reflejado en pérdidas de producción, suspensión de actividades cotidianas, etc.

El presente análisis Costo – Beneficio, está basado en un transformador de 150 kVA y se contemplarán los costos y condiciones para la adquisición de un transformador nuevo, el cual será comparado con los costos de las pruebas de mantenimiento preventivo de un Transformador de Distribución, tomando como consideración el manual de procedimientos normativos que se propone.

En primera instancia se muestran los costos de un Transformador nuevo, los tiempos de entrega y la puesta en servicio. Este costo se presenta con el fin de poder contemplar el gasto que puede ser generado en caso de resultar un equipo afectado a razón de una falta de mantenimiento, es importante resaltar que además de los costos generados por la adquisición de un equipo nuevo se debe tomar en cuenta que para obtener el mismo se deben realizar una serie de pasos como son:

1. Alta de pedido.
2. Pago de pedido.
3. Pruebas de rutina.
4. Pruebas en campo.
5. Puesta en servicio.

Con el proceso anterior se deberán considerar las pérdidas resultantes ya que en este intervalo de tiempo se requeriría en caso de no contar con uno de repuesto, realizar la renta de uno, para no perder la continuidad del servicio y así evitar el aumento de pérdidas adyacentes por el fallo de este.

La siguiente lista de precios presentada fue proporcionada por una empresa minera dedicada a la producción y explotación de Cobre, la cual es usuaria de Transformadores de distribución, Transformadores de Medición, Transformadores de poder, esta se encuentra ubicada en Copiapo en la región de atacama, comuna de Tierra Amarilla.

**Figura N° 6.1 Transformador tipo pedestal trifásico**



Todos los precios cotizados están dados en pesos chilenos en moneda nacional (CL)

Para un transformador de 500 KVA tipo pedestal trifásico el costo es: 876 UF. -

En otra empresa dedicada a la fabricación de transformadores de Distribución y Potencia; la renta de un transformador con estas mismas características tiene un costo de 876 UF. -

Cuantificando los gastos anteriores, tendremos que nuestro costo total será de 876 UF.- considerando que los tiempos de entrega se realicen en el lapso establecido, menor a un mes ya que de no ser así se tendrán que contemplar un gasto adicional de un mes más de renta.

En la siguiente parte del Costo Beneficio, se describirá el costo propuesto para el mantenimiento preventivo a Transformadores de Distribución, costo el cual es variable con base a la empresa en la cual se realicen el mantenimiento.

Es importante hacer mención que la cotización siguiente se realizó con base en los datos que se pudieron recopilar, ya que no fue posible cotizar todos los productos y equipos para la realización de las pruebas descritas por este manual, algunas pruebas quedaran fuera de la cotización total descrita, quedando como se puede ver a continuación:

La siguiente empresa en la cual se cotizo, se encuentra ubicada la Ciudad de Copiapo

Es importante hacer mención que la cotización siguiente es el paquete de los servicios que presta dicha empresa y no manejan toda la gama de pruebas descritas en este manual.

1.- Pruebas a transformador de 500 kVA paquete, relación de transformación, resistencia óhmica y de aislamiento. 39UF.-

2.- Muestreo de aceite y análisis Físico – Electro – Químico para evaluar la calidad de este. 11UF.-

3.- Muestreo de aceite aislante y Cromatografía de Gases Disueltos para la detección de fallas incipientes. 4.76UF.-

Sumando los costos de las pruebas anteriores generan un costo total de 55UF.-

Sumando los costos generados en cada uno de los rubros anteriores, obtenemos un valor igual:

$$CT = (\sum \text{costo de pruebas de mantenimiento (Ec. N° 5.1)})$$

$$CT = 109,76 \text{ UF}$$

El costo promedio por mantenimiento es de 109,76UF, debemos de tener en cuenta que las empresas fueron muy reacias en generarnos las cotizaciones, es por ello que no fue posible obtener todas las cotizaciones por anexar.

El mantenimiento se deberá realizar una vez al año, esto en caso de trabajar el transformador en condiciones normales y en el caso de hacer trabajar el equipo en condiciones extraordinarias se deberá contemplar realizar el mantenimiento más de una vez al año. Es necesario considerar los problemas externos como son: condiciones de disturbio, fallas, circuito corto y eventos externos que puedan dañar al Transformador.

Se puede observar que el costo que se genera por mantenimiento preventivo a transformador no es comparable en cuestiones monetarias a la adquisición de un equipo nuevo, cabe resaltar el tiempo que se lleva para la adquisición de un transformador nuevo es considerable puesto que se está hablando de un tiempo mínimo aproximado de 1 mes en el mejor de los casos.

Como se puede observar con base en los resultados obtenidos anteriormente los costos son relativamente bajos considerando los gastos que pueden ser generados por la falla de un transformador de distribución, podemos determinar que es importante la realización de dicho mantenimiento en tiempo y forma para preservar lo más importante en este rublo como lo es la continuidad de servicio evitando así afectaciones al usuario final.

**Tabla N° 6.1: Costos comparativos.**

Comparativa transformador versus mantenimiento	
Transformador 500 kVA	Pruebas de Mantenimiento
876UF.-	109, 76UF.-

## CONCLUSIONES

Una vez terminado este trabajo “Descripción Técnica del Procedimiento Normativo para efectuar el Mantenimiento Preventivo a Transformadores de Distribución”, podemos definir los objetivos alcanzados:

Dentro de la amplia gama de pruebas que existen para transformadores de distribución, se seleccionaron las pruebas representativas que brindan una respuesta certera de la condición en la cual se encuentra el transformador.

Este procedimiento cumple con la normatividad vigente nacional e internacional; el cual debe ser ejecutado por personal altamente calificado para poder brindar confiabilidad en el modo de operación y desarrollo de este.

Es importante realizar estas pruebas de terreno; ya que después de la puesta en servicio los transformadores son descuidados y por ende se ignora el estado en el cual se encuentran operando.

Siendo las pruebas concluyentes; utilizando la ingeniería y la ética profesional para dar un veredicto imparcial e inalterable del estado del transformador.

Se establecieron los parámetros de seguridad para cada ejecución del procedimiento de prueba, dentro del mantenimiento preventivo a los transformadores de distribución; con el principal objetivo de evitar incidentes y accidentes al usuario final.

Se toma conciencia de la importancia de contar con un transformador en condiciones satisfactorias de operación, ya que no solo se obtienen pérdidas monetarias; se debe de incluir a análisis todas las pérdidas incuantificables que se generan.

## **Recomendaciones**

Leer en su totalidad y detenidamente el procedimiento de prueba para la correcta aplicación de éste; además de llevarlo en cada evento de mantenimiento.

Realizar todas las pruebas propuestas por este manual, ya que el análisis generado, hace que las pruebas sean de gran importancia.

Es necesario tener una idea previa antes de realizar el mantenimiento, ya sea teniendo información del fabricante o por los cálculos previos; esto con el fin de tener parámetros de comparación que nos ayuden a visualizar el alcance de la prueba y los resultados a los que se debe de llegar.

Si el resultado de la prueba es incongruente o se encuentra fuera de los parámetros de los criterios de aceptación y/o rechazo; es indispensable realizar nuevamente la prueba, para tener plena seguridad de que los valores son los correctos para la prueba.

Es importante que los equipos de medición sean calibrados semestralmente, con esto reducir el error por el equipo.

## BIBLIOGRAFÍA

Avelino Pérez Pedro, “Transformadores de Distribución, Teoría, Calculo, Construcción y Pruebas, tercera edición, reverté,”. Pág. 5 - 23

Kosow Irving L. “maquinas eléctricas y transformadores”, Segunda edición, Pearson Education, 1993. Pág. 545 - 629

Harper Enríquez Gilberto, “el ABC de las Maquinas Eléctricas vol.1 Transformadores”, Editorial Limusa. Pág. 115 – 162

A.L. Rojas D., “Prácticas de Laboratorio de Transformadores y Motores de Inducción”, Edición primera. Pág. 59 - 126

ANSI NETA 2017 “Transformadores y Autotransformadores de Distribución de Potencia, Métodos de Prueba”. Pág. 2- 91.

ANCE-2001 “Aisladores- Boquillas de Porcelana de alta y baja tensión para equipos de distribución, en servicio exterior e interior”. Pág. 1- 8.

IEE C57 “Guía para el Mantenimiento, Almacenamiento, Control y Tratamiento de Aceites Minerales Aislantes para Transformadores en Servicio”.

IEEE “Standard Test Code for Liquid – Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers” C57. 12.40 Pág. 8

IEEE STD 104 – 2008 “Guide fot the Interpretation of Gases Generator Oil – Immersed Transformer”.