

**INFORME FINAL DE PRÁCTICA UNIVERSITARIA  
“SOPORTE EN PROCESOS DE GARANTÍAS DE TRANSFORMADORES  
ABB, PLANTA DE TRANSFORMADORES DOSQUEBRADAS”**

**BRAYAN STEVEN QUINTERO SIERRA**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE TECNOLOGÍA  
PROGRAMA DE TECNOLOGÍA ELÉCTRICA**

**2018**

**INFORME FINAL DE PRÁCTICA UNIVERSITARIA  
“SOPORTE EN PROCESOS DE GARANTÍAS DE TRANSFORMADORES  
ABB, PLANTA DE TRANSFORMADORES DOSQUEBRADAS”**

**BRAYAN STEVEN QUINTERO SIERRA**

**Informe presentado como requisito para optar al título de  
Tecnólogo en Electricidad**

**Ing. Oscar Gómez Carmona  
Director**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE TECNOLOGÍA  
PROGRAMA DE TECNOLOGÍA ELÉCTRICA  
PEREIRA  
2018**

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

---

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Pereira (04, 06, 2018)

## **DEDICATORIA**

*A Dios.*

*Por haberme permitido llegar hasta este punto y habernos dado salud, tranquilidad, fortaleza y espiritualidad para lograr este objetivo, además de su infinita bondad y amor.*

*A mi familia.*

*Porque siempre han estado apoyándome de manera permanente en este proceso de formación académica.*

**Brayan Steven Quintero Sierra**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Infinitas gracias damos a Dios primeramente por permitirme culminar de manera satisfactoria este proyecto de vida que traerá consigo bendiciones y oportunidades.*

*Gracias a la facultad de Tecnologías de la Universidad Tecnológica de Pereira, cuerpo directivo y docente, por poner a mi entera disposición todos los recursos e interés para que triunfara en esta formación como tecnólogo.*

*Un agradecimiento Ing. Oscar Gómez Carmona quien me guio para culminar de manera adecuada este trabajo de grado.*

*Gracias a ABB y al Ing, German Bedoya Zambrano por darme esta oportunidad de ser parte de su organización y de brindarme sus conocimientos para la realización de este proyecto.*

*Y finalmente gracias a todos aquellos que siempre me brindaron un conocimiento para mi formación integral y académica.*

**Brayan Steven Quintero Sierra**

## CONTENIDO

|  | Pág. |
|--|------|
| 1. PARTES DEL TRANSFORMADOR.....   | 10   |
| 2. ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR.....                                     | 21   |
| 2.1. RELÉ BUCHHOLZ.....  | 21   |
| 2.2. DISPOSITIVO DE TOMA DE GAS.....                                     | 23   |
| 2.3. COMPENSADOR UNIVERSAL.....  | 24   |
| 2.4. VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN.....  | 25   |
| 2.5. RELÉ DE PRESION SUBITA Y RELÉ DE SELLO.....                         | 26   |
| 2.6. RELÉ DE FLUJO.....  | 28   |
| 2.7. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BUSHING.....                      | 29   |
| 2.8. INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE.....                                   | 32   |
| 2.9. SEPARADOR FLEXIBLE.....   | 34   |
| 2.10. DESHUMIDIFICADORES DE AIRE DE GEL DE SÍLICE.....                   | 34   |
| 2.11. RELÉ DE RUPTURA DE MEMBRANA/BOLSA.....                             | 39   |
| 2.12. REFRIGERACIÓN.....   | 40   |
| 2.13. GABINETE DE CONTROL.....   | 42   |
| 2.14. "OLTC ON-LOAD TAP CHANGER" INTERCAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA..... | 44   |
| 2.15. TIPOS DE BOBINAS.....  | 52   |
| 3. CASOS DE GARANTÍAS DURANTE LA PRACTICA.....                           | 58   |

|   |    |
|---|----|
| 3.1. CAMBIO DE INTERRUPTOR DE PROTECCIÓN DE DESHUMIDIFICADOR TRANSFORMADOR 60 MVA, COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE OCCIDENTE..... | 58 |
| 3.2. INSPECCIÓN AL TRANSFORMADOR DE 2000 KVA “PEÑA COLORADA” EN MÉXICO .....  | 59 |
| 3.3. REPARACIÓN POR FUGA DE PRESIÓN EN TRANSFORMADOR DE 12.5 MVA “COVIDIEN” EN MÉXICO.....                              | 61 |
| 3.4. INSPECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES ROMAGNOLE Y ELGAMA   | 63 |
| 3.5. CAMBIO DE SENSOR DE GASES EN EL HYDRAN TRANSFORMADOR FASE S SUBESTACIÓN EPSA CARTAGO.....                          | 65 |
| 3.6. INSPECCIÓN VISUAL TRANSFORMADOR PAMPA CAMARONES15/20 MVA, 110/23 KV .....  | 67 |
| 3.7. TRANSFORMADO DE 5 KVA MONOFÁSICO CON TENSIONES CAÍDAS EN BORNES DEL SECUNDARIO .....                               | 68 |
| 3.8. TRANSFORMADOR 15 KVA MONOFÁSICO, CON FUGA DE ACEITE POR LA TAPA SUPERIOR Y CON FALLA POR CORTOCIRCUITO.....        | 70 |
| 4. PROTOCOLO DE PRUEBAS TRANSFORMADOR .....   | 72 |
| 5. CONCLUSIONES .....   | 79 |
| 6. RECOMENDACIONES.....   | 80 |
| 7. BIBLIOGRAFÍA .....   | 81 |

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se realiza una descripción en detalle de las actividades realizadas durante los seis meses de práctica universitaria en la fábrica de transformadores de ABB LTDA ubicada en Dosquebradas Risaralda.

Se hará un repaso sobre conceptos de las partes de un transformador de potencia, luego pasando por casos atendidos en relación con garantías e inspecciones de distintos equipos y demás aspectos encontrados durante el tiempo de la pasantía.

**Palabras clave:** Transformador de potencia, transformador de distribución, bobinas, OLTC.

## **ABSTRACT**

In the present work is made a detailed description of the activities carried out during the six months of university practice in the transformer factory of ABB LTDA, in Dosquebradas Risaralda.

There will be a review of the concepts of the parts of a power transformer, after going through cases attended in relation to equipment warranties and other aspects found during the time of the internship.

**Key words:** Power transformer, distribution transformer, coils, OLTC.



## INTRODUCCIÓN

En el proceso de generación, transmisión y distribución de energía; encontramos diferentes dispositivos claves que participan en este conjunto de etapas que conectan a los consumidores de energía eléctrica con las centrales de generación.

Entre las etapas de generación-transmisión y transmisión-distribución hay un equipo que es clave en la conexión de todo el sistema y son los transformadores. Estos equipos pueden ser elevadores (para el caso de generación-transmisión) y reductores (para el caso transmisión-distribución) los transformadores mencionados son llamados de “potencia”.

Cuando pasamos a los puntos de distribución de energía salimos de un transformador reductor el cual tiene en su lado de alta tensiones entre 115 kV y 230 kV, para llevarlos a 34,5 kV o 13.2 kV en su lado de baja y así a las redes de media tensión; ya en MT requerimos llegar a los consumidores finales y para esta tarea entran los transformadores de distribución pasando tensiones de 13,2 kV o 34,5 kV a 120V,208V240V,360V y etc...

Los transformadores son actores importantes en el sistema eléctrico y en frente a las necesidades del crecimiento eléctrico tanto nacional como en la región está ABB tda Colombia con su planta de transformadores da una opción más en el mercado de estos equipos con transformadores de potencia y distribución, siendo vanguardia en la eficiencia energética y en la calidad de sus productos.

Dentro de la organización requiere un soporte en la empresa quien le ayude al administradores de garantías con la elaboración de los informes técnicos de los servicios de los transformadores como en los análisis de falla estos, trabajo en planta de STP (Small Power Transformers) en solicitud de piezas para ejecutar garantías, creación de la queja formalmente que hace el cliente ante la plataforma de la empresa y anexar allí las pruebas que se tienen sobre el tratamiento que se está dando al problema. Desde esta posición se empieza este trabajo que busca dejar planteados los conceptos y técnicas utilizadas para diagnósticos. de transformadores de potencia o distribución.

## 1. PARTES DEL TRANSFORMADOR

En este numeral se verán las partes y los accesorios que tiene un transformador de potencia y distribución.

### 1.1. PARTE ACTIVA:

La parte activa de un transformador está compuesto por, núcleo, bridas, bobinas y aislamientos.

**1.1.1. Núcleo:** medio conductor para el flujo magnético y esqueleto para la resistencia mecánica de la Parte Activa

**1.1.2. Bridas:** la función es dar soportabilidad y evitar desplazamientos del núcleo.

**1.1.3. Bobina:** conjunto de espiras de cobre o aluminio aisladas, conectadas en serie.

**1.1.4. Aislamientos:** son la vida útil del equipo en general y se encuentran en forma sólida, líquida o gaseosa.

### 1.2. ESFUERZOS RADIALES DE CORTOCIRCUITO:

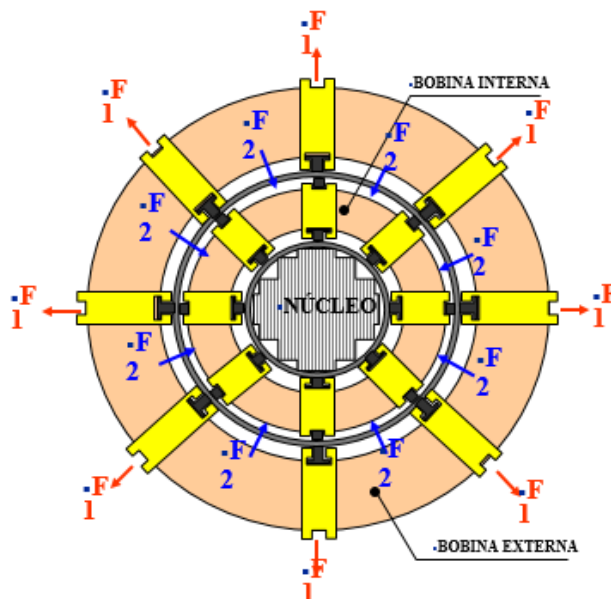


Imagen 1. Esfuerzos radiales en las bobinas del transformador.

La bobina externa tiende a aumentar su diámetro (fuerza "F1") mientras que la bobina interna tiende a reducir su diámetro (fuerza "F2")

### 1.3. ESFUERZOS AXIALES DE CORTOCIRCUITO

Los esfuerzos axiales son fuerzas perpendiculares a la sección transversal del conductor que forma la bobina y durante un cortocircuito ellas se comportan así.

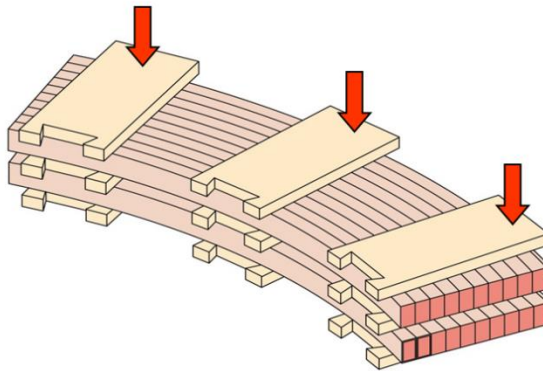


Imagen 2. Fuerzas axiales aplicadas a la bobina..

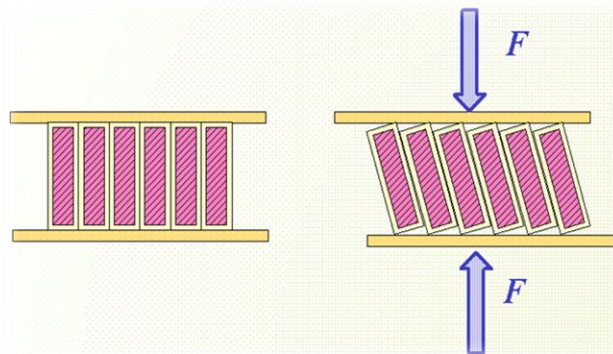


Imagen 3. Fuerzas axiales aplicadas a la bobina.

Antes un corto el conductor se ve en riesgo de que pierda su configuración inicial y se pueda deformar el conductor y su aislante.

### 1.4. ANTES DE OCURRIR EL CORTO CIRCUITO

Para que el transformador pueda soportar las corrientes de cortocircuito él debe de estar:

- Muy bien calculado, proyectado y CONSTRUIDO
- Tener bobinas devanadas bien apretadas y ajustadas
- Calzos, espaciadores y tiras perfectamente alienados

- Conductor de cobre con la dureza especificada (que sea la correcta)
- Amarres en discos y espiras de bobinas bien firmes
- Bobinas tratadas y ajustadas conforme a los procedimientos y al proyecto mecánico
- Soportes de presión, calzos colectivos, bridas, yugos, tirantes, etc. Bien ajustados, apretados y asegurados

## 1.5. PRINCIPALES CUIDADOS CON LA PARTE ACTIVA

- Limpieza y ausencia de contaminación
- Correcta alineación del núcleo y verticalidad de sus piernas
- Bobinas montadas según marcación de fases
- Aislamientos y barreras montadas según diseño
- Ductos de refrigeración sin obstrucción
- Es sumamente importante mantener la alineación de las tiras y de los calzos (para esfuerzos mecánicos)
- Se debe verificar el ajuste radial de los conductores (espiras y discos de las bobinas)
- Verificar la correcta conexión de los cables (evitar cambios en las conexiones)
- Verificar las uniones soldadas (sin porosidades)
- Verificar las uniones ponchadas o “crimpadas” (con la matriz correcta)
- Cierre del yugo superior (sin: dobleces, golpes, rebabas, cortocircuito en las puntas, entrehierros fuera de tolerancia, etc....)
- Aterrizaje del núcleo (un solo punto y contacto firme)
- Aterrizaje de las bridas (contactos bien hechos)

## 1.6. CUANDO OCURRE EL CORTOCIRCUITO

En el momento en que corto aparece surgen fuerzas en la parte activa hacia los yugos inferior y superior y en la bobina; dichas fuerzas se muestran en la siguiente imagen.

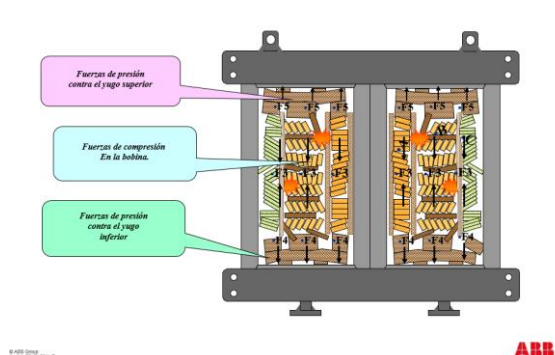


Imagen 4. Fuerzas dentro de la parte activa en el momento del cortocircuito.

## 1.7. VACÍO DE LA PARTE ACTIVA

El vacío es la ausencia total de material en un determinado espacio o lugar, o la falta de contenido en el interior de un recipiente. Para nuestro caso se denomina también vacío a la condición de una cavidad cerrada donde la presión de aire u otros gases es menor que la atmosférica.

El vacío antes del llenado del aceite tiene 2 finalidades:

- Secar la humedad superficial absorbida durante el prensado y el reapriete de la parte activa.
- Remover el aire de los aislamientos para asegurar una completa impregnación.
- El vacío se debe ejecutar con el tiempo y a la presión especificada según las tablas siguientes. Se puede conectar la manguera de vacío directamente al tanque del transformador, al tanque conservador o al tanque conservador auxiliar que se utiliza para llenar bajo vacío el transformador, incluyendo su tanque conservador y bujes, se recomienda usar mangueras con un diámetro superior a 2 pulgadas y una distancia lo más corta posible.

| RH%   | Tiempo de exposición [horas] | Tiempo en el tanque antes de iniciar el vacío [horas]  | Tiempo de vacío [horas] | Comentarios  |
|---|------------------------------|--|-------------------------|--|
| ≤ 35  | ≤ 10                         | ≤ 12   | 12                      |  |
| 35 - 60   | ≤ 6                          | ≤ 12   | 24                      |  |
|   | > 6 a ≤ 8                    | ≤ 12   | 24                      |  |
|   | ≤ 16                         | ≤ 12   | 12                      | Se requiere secado superficial después de el re-ajuste |
| 60 - 70   | ≤ 6                          | ≤ 12   | 24                      |  |
|   | > 6 a ≤ 12                   | ≤ 12   | 12                      | Se requiere secado superficial después de el re-ajuste |
| > 70  | ≤ 5                          | ≤ 8  | 24                      |  |
|   | > 5                          | ≤ 12   | 12                      | Se requiere secado superficial después de el re-ajuste |
| Si el tiempo de exposición se excede, se requiere un nuevo proceso de secado. |                              | Si el tiempo en el tanque es mayor de 12 horas y no puede ser recortado, se necesita tomar acciones extras para mantener la temperatura de la parte activa antes del vaciado; como cerrar el tanque temporalmente con cubiertas de transporte y aplicación de vacío. El tanque debe entonces ser llenado con aire seco hasta que se llene de aceite. |                         |  |

Tabla 1. Exposición permitida y tiempos de encube donde el Um > 36kV.

| Nivel de voltaje, Um [kV] | Presión antes del inicio del tiempo de vacío [mbar] | Tiempo de vacío [horas]                                  | Presión de vacío final [mbar] | Vacío durante el llenado de aceite [mbar] |
|---------------------------|---|--|-------------------------------|---|
| ≤ 12                      | ≤ 1,0   | > 2,5  | ≤ 0,4                         | ≤ 1.0                                     |
| 12.1 – 24                 | ≤ 1,0   | ≥ 4,0  | ≤ 0,4                         | ≤ 1.0                                     |
| 24.1 – 36                 | ≤ 1,0   | ≥ 6,0  | ≤ 0,4                         | ≤ 0.5                                     |
| > 36                      | ≤ 0,4   | Referirse a check card 1LBA 209 822 "Reapriete y Encube" | ≤ 0,3                         | ≤ 0.4                                     |

Tabla 2. Tiempos de vacío, y presiones para diferentes niveles de voltaje en transformadores con Um ≤ 36 kV

- El tiempo de vacío para  $U_m \leq 36$  kV es válido cuando la humedad relativa en el área de encube es  $\leq 70\%$ , y cuando el tiempo de exposición antes de que el vacío comience es menor a 6 horas, si una de estas condiciones no se cumple, el tiempo de vacío deberá ser de acuerdo con la tabla 1.
- El tiempo de vacío para  $U_m \leq 36$  kV es solamente válido para partes activas con placas de presión hechas de madera contra placada.

El tiempo máximo de exposición no debe exceder los valores consignados en las tablas anteriores, si cualquiera de estos tiempos es excedido la parte activa debe regresar al horno y seguir el proceso de secado superficial.

Para la aplicación de vacío se debe considerar lo siguiente:

- Tiempo de exposición de la parte activa en el ambiente durante el prensado, el reapriete y la ubicación dentro del tanque hasta tener una sola tapa de inspección abierta.
- Humedad relativa.
- Tiempo dentro del tanque antes de iniciar vacío.
- NOTA: Está prohibida la labor de encube con humedades relativas superiores al 80%.
- El tiempo de vacío se cuenta a partir que llegue a 1 Torr, el tiempo de exposición cuenta al momento de abrir la puerta del horno y el tiempo dentro del tanque cuando en lo máximo se tiene una tapa de inspección abierta.
- El llenado de aceite es siempre bajo vacío a una presión menor de 1 Torr. Este vacío se debe mantener por lo menos hasta que todos los aislamientos queden bajo aceite.
- Preferiblemente el llenado de aceite se debe hacer a través de la válvula inferior del tanque, o por la válvula superior del tanque, lo importante es evitar que el flujo de aceite de directamente a los aislamientos de los devanados. No olvide utilizar el dispositivo para medir la presión con la que está entrando el aceite al transformador.
- Se debe purgar el sistema antes de iniciar el proceso de llenado, con el objetivo de evitar burbujas dentro del transformador y verificar la presión interna del transformador.

## **1.8. TRATAMIENTO DE ACEITE**

Con el tratamiento de aceite se pretende mejorar las características dieléctricas conforme a los patrones de calidad establecidos.

Se debe iniciar el tratamiento del aceite hasta que se obtengan valores en los resultados iguales, menores o mayores según el caso y según la norma ASTM-D 3487.

Valores adoptados son:

- Rigidez > 52kV
- Humedad < 10ppm
- Factor de potencia < 0.05%

Para los cuidados del aceite almacenado se tiene en cuenta que:

- El punto de inflamación del aceite de transformador es 145°C (293°F). El aceite que está en un tanque de almacenamiento puede llegar a esa temperatura en condiciones anormales, por tanto, se deben tomar precauciones para evitar un incendio. La manera más efectiva de extinguir un incendio por aceite es combatir las llamas con la ayuda de extintores químicos. No se debe usar agua a menos que se aplique con una boquilla de pulverización.
- El bombeo y filtraje del aceite pueden causar acumulación de cargas estáticas en el equipo que se está llenando. Esa carga puede descargarse en el espacio arriba del aceite y provocar una explosión.
- Se debe conectar a tierra el equipo de manejo de aceite y el tanque en el aparato que se está llenando, se debe también purgar el interior del aparato con nitrógeno antes de empezar las operaciones de llenado. No adoptar estas precauciones puede causar daños al equipo, lesión personal grave o la muerte.
- Instalar un By-Pass al compartimiento del conmutador bajo carga y/o a la bolsa o membrana del tanque de expansión, en el caso de que el transformador los posea.

Para transformadores 230kV, se debe de someter el volumen total de aceite a 2 recirculaciones en la máquina de termo vacío, con el fin de:

- Ayudar a la impregnación de aceite de los aislamientos.
- Ayudar a eliminar burbujas acumuladas en la parte activa sumergida en aceite.
- Realizar un micro filtrado de partículas sólidas presentes en el aceite.
- Se requiere un tiempo de espera para la satisfactoria impregnación de aceite en los aislamientos. La temperatura es un factor principal para una buena impregnación.

Los valores mostrados en la tabla siguiente pueden ser usados bajo las siguientes condiciones:

- Todas las instrucciones de este procedimiento deben ser cumplidas.
- La temperatura del aceite se debe medir en el fondo del tanque.
- El tiempo de impregnación se cuenta a partir del llenado total con aceite. El tiempo de recirculado de aceite debe estar incluido en el tiempo total de impregnación.

| Oil temperature [°C] | Minimum Impregnation time Hrs |               |                     |
|----------------------|-------------------------------|---------------|---------------------|
|                      | Figgeholm HDLP                | Weidmann HDLP | HDLC Laminated Wood |
| 66 – 70              | 30                            | 38            | 12                  |
| 60 – 65              | 34                            | 44            |                     |
| 54 – 59              | 38                            | 46            |                     |
| 49 – 53              | 42                            | 52            | 24                  |
| 44 - 48              | 46                            | 58            |                     |

Tabla 3. Tiempos de impregnación para aceite mineral.

## 1.9. PUNTO DE ROCÍO

El punto de rocío es la temperatura a la que el aire ya no puede contener más vapor de agua, y por tanto la humedad del aire se condensa, y pasa de vapor a gotas de agua cuando la mezcla se enfría a presión constante. Cuando la temperatura del aire es parecida a la de rocío, se producirá niebla, lluvia o nieve.

La temperatura a la que se condensa (o solidifica) el vapor de agua en una muestra de gas a un valor de presión se le llama temperatura de punto de rocío y su valor depende de la presión del gas. El incremento en la presión del gas incrementa el valor de la temperatura de punto de rocío. Para esta medida se utiliza un higrómetro.

### Información general del punto de rocío:

- La humedad presente en el material aislante del transformador puede ser originada durante el proceso de fabricación de este por deficiencia del proceso de secado o por exposición excesiva de la parte activa a las condiciones del medio ambiente. También puede ser transferida por el aceite aislante usado para la impregnación de la parte activa.
- El control de la humedad contribuye en sobre manera para minimizar los efectos de esta degradación de la celulosa y disminuye los riesgos de fallas durante los ensayos eléctricos.
- Este control posibilita también el establecimiento de normas rígidas, para montaje, desensamble, inspecciones internas y demás operaciones que exponen la parte activa de los transformadores a las condiciones atmosféricas ambientales.



### Objetivo del punto de rocío:

- Determinar la cantidad de humedad relativa superficial del aislamiento (URSI) en Transformadores.

Nota: esta temperatura es medida indirectamente a través de la temperatura del gas que está en contacto con la superficie del aislamiento.

### Recomendaciones para la medición del punto de rocío:

- El transformador debe estar sin aceite
- El equipo después de llenado con gas (aire seco o Nitrógeno) debe permanecer en reposo como mínimo 24 horas (18 horas), para que la humedad en el aislamiento sea igual a la del gas.
- El instrumento medidor del punto de rocío debe ser siempre conectado en la parte superior del transformador ya que puede haber aceite en el fondo del tanque.
- El punto de la muestra debe estar abierto comprobando en la válvula o en el regulador que no exista ninguna suciedad o condensado. (Si se encuentra cualquier suciedad o condensado presente, se debe esperar hasta que se despeje, o no realizar la prueba).
- Verificar las temperaturas del gas así mismo como la del ambiente. Con temperaturas arriba de 55°C se puede dañar el equipo o provocar falsas lecturas.
- Verifique que la presión del transformador sea positiva, entre 2 y 3 PSI (0.2 kgf/cm<sup>2</sup>). En caso de no serla, presurice con Nitrógeno seco o aire seco hasta alcanzarla. Hay que garantizar la estanqueidad por un lapso de 18 a 24 horas.
- Abra momentáneamente la válvula superior del transformador, para evacuar cualquier residuo de aceite y evitar el contacto con el equipo de medición.
- Instale en la válvula superior del transformador, un sistema de manguera para la ubicación del equipo a una altura razonable de operación.
- El punto de la muestra debe estar abierto comprobando en la válvula del transformador o en el sistema de conexión al equipo de medición que no exista ninguna suciedad o condensado. (Si se encuentra cualquier suciedad o condensado presente, se debe esperar hasta que se despeje, o no realizar la prueba).

### El criterio de aceptación en transformadores es el siguiente:

- Para transformadores nuevos  $\leq 0.5\%$
- Para transformadores tratados en campo  $\leq 1.0 \%$

## 1.10. PRUEBA DE HERMETICIDAD (ESTANQUEIDAD)

La prueba de Hermeticidad, en las unidades completas y con potencias inferiores a 10 MVA, consiste en la presurización durante mínimo 6 horas efectivas con Nitrógeno o aire seco del conjunto completo del transformador

La prueba de Hermeticidad debe ser aplicada a todos los transformadores después del proceso de secado de la parte activa y antes del despacho de fábrica, teniendo en consideración el tiempo de reposo del aceite en sobre presión antes de la detección de la caída de presión del aceite por causa de alguna fuga.

Se recomienda para unidades mayores o iguales a 10 MVA, que este tiempo no sea inferior a 12 horas.

La presión de prueba es de 7.5 PSI, o la presión especificada en el diseño para todas las unidades nuevas y para transformadores reparados y mantenimientos, el tiempo de aplicación es similar a lo anterior y el valor de presión a suministrar es de 6 PSI, previa verificación de las instrucciones dadas por ingeniería.

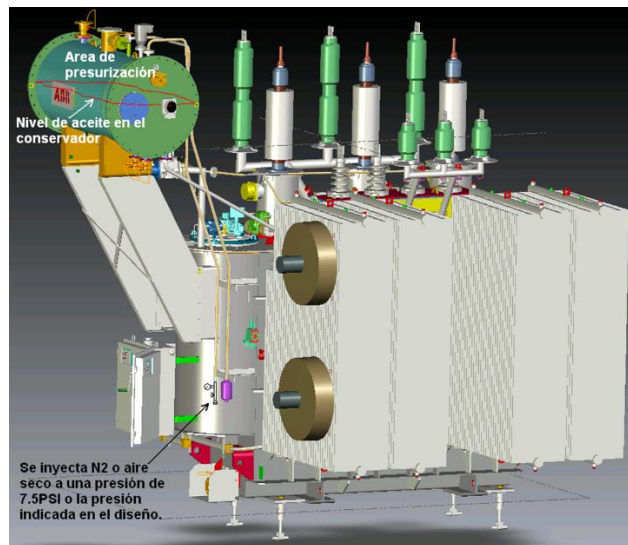


Imagen 4. Presión inyectada al transformador para prueba de hermeticidad.

### Método de Obtención de la Hermeticidad:

- Limpiar toda el área externa del transformador con un paño limpio, eliminando así cualquier residuo de aceite de las etapas anteriores del proceso, o que dificulten la detección de alguna fuga de aceite.
- Conectar el Nitrógeno o aire seco en el tanque de expansión.
- Presurizar el tanque hasta la presión de prueba.
- Cerrar la entrada de Nitrógeno o aire seco y dejar el transformador en reposo durante el tiempo especificado según la potencia del transformador o requisito.

### Verificación de la Hermeticidad:

- La presión de la prueba de hermeticidad debe ser mantenida a lo largo de un tiempo en que la unidad esté en reposo, verificando que la temperatura ambiente no varíe más de +/- 5 °C. Cuando se verifica que existe una rebaja excesiva en la presión de prueba, se debe localizar el punto de fuga de la unidad en cuestión.
- Durante el tiempo de aplicación de la presión, se inspeccionan los cordones de soldadura y empaques en general para verificar que no existan fugas de aceite y se considerará el transformador adecuadamente sellado si se conservó la presión dentro del intervalo de 7.5 psi +/- 0.5 PSI.
- Las fugas detectadas se corregirán inmediatamente y si lo anterior no es posible se debe elaborar el correspondiente producto no conforme.

### Transformadores con aceite:

- El aceite deberá ser drenado a 150 mm debajo de la tapa y se le inyectará Nitrógeno o aire seco a la presión indicada para despacho 0,2 kg/cm<sup>2</sup> (± 3 PSI) a 21°C, se debe suministrar sistema de presión constante si es requerido. También se pueden enviar equipos con niveles de aceite más bajos ya sea por solicitud del cliente o por razones de proceso (aisladores en ductos).

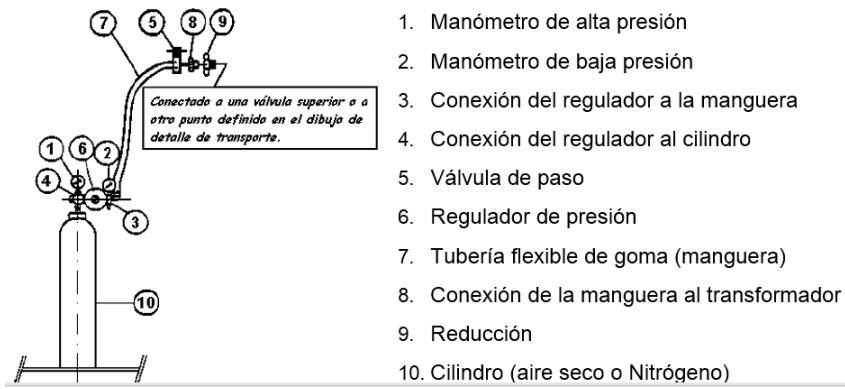
### Transformadores transportados con aire seco o Nitrógeno:

- Deberán ser completamente presurizados a una presión de 0,2 kg/cm<sup>2</sup> (± 3 PSI) a 21°C. Se debe suministrar un sistema de presión constante colocado en un lado externo del equipo, conectado a una válvula superior.

### Equipo de control automático de la presión interna del transformador (Sistema Inertaire):

Se instala para proteger la parte activa contra la entrada de humedad durante el transporte y/o almacenamiento y antes de la instalación del transformador, el tanque del transformador se llena con Nitrógeno o aire seco, con una presión interna de 0,2 kg/cm<sup>2</sup> (± 3 PSI) a 21°C.

Para mantener esta presión a cualquier temperatura, se acopla externamente, al tanque del transformador, un equipo constituido de un cilindro de aire seco o Nitrógeno, identificados con los colores gris y negro, respectivamente y un dispositivo de control automático de la presión interna, el cual es conectado al cilindro a través de una tubería flexible de goma para alta presión. El equipo está esquematizado en la figura siguiente.



1. Manómetro de alta presión
2. Manómetro de baja presión
3. Conexión del regulador a la manguera
4. Conexión del regulador al cilindro
5. Válvula de paso
6. Regulador de presión
7. Tubería flexible de goma (manguera)
8. Conexión de la manguera al transformador
9. Reducción
10. Cilindro (aire seco o Nitrógeno)

Imagen 5. Equipo para el control automático de presión del transformador.

## 2. ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR

### 2.1. RELÉ BUCHHOLZ

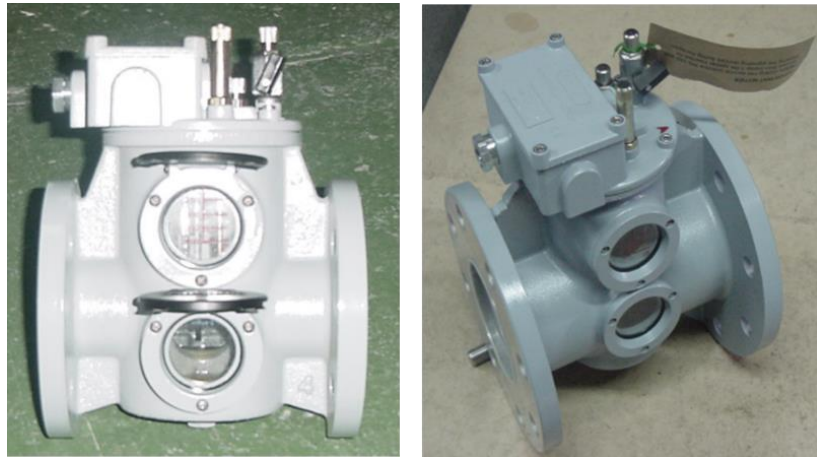


Imagen 6. Relé buchholz.

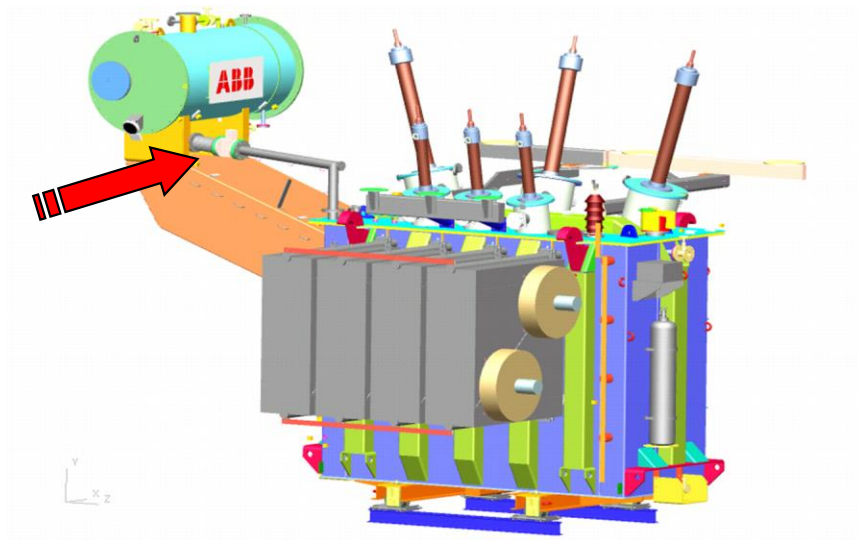


Imagen 7. Ubicación relé buchholz.

La presencia de gas al interior de un transformador sumergido en aceite es siempre señal de una anomalía de funcionamiento.

Puede ocurrir por:

- La descomposición de aislantes sólidos o líquidos al interior del transformador, causada por unos sobrecalentamientos o por arcos eléctricos;
- Desde el medio ambiente exterior, a través de las bombas de circulación;
- Desde el interior del transformador, en caso de que no se someta el dieléctrico a una desgasificación esmerada antes de la puesta en marcha del aparato.

Las corrientes excesivas de aceite, especialmente en las tuberías que van dirigidas hacia el conservador, se forman como consecuencia de unos cortocircuitos o de fuertes arcos eléctricos interiores, que pueden dañar o perjudicar el funcionamiento del transformador.

El goteo de aceite desde la caja del transformador podría causar graves daños por la contaminación al medio ambiente y en la peor hipótesis, hasta determinar el comienzo de un incendio.

Durante su funcionamiento normal el relé tiene que estar siempre lleno de aceite. Cuando hay formación de gas en el transformador, las burbujas tienen que encauzarse, como consecuencia del correcto planteamiento del transformador por la empresa constructora, en la tubería que lleva al conservador. Las burbujas se “acumulan” al interior del relé buchholz, en su parte superior, haciendo bajar el nivel del aceite y consecuentemente el primer flotador (o flotador superior), con el consiguiente accionamiento del interruptor de alarma.

En caso de que se forme gas de continuo, el mismo pasa sin obstáculos en la tubería colocada inmediatamente aguas abajo del relé hacia el conservador. En caso de que siga aumentando el volumen de gas y/o haya goteo (fuga) de aceite, baja el flotador inferior (o segundo flotador), y antes de que el relé se vacíe por completo se acciona el interruptor de desenganche (disparo). Este fenómeno ocurrirá sólo cuando habrá salido todo el aceite que se encontraba al interior del conservador.

## 2.2 DISPOSITIVO DE TOMA DE GAS

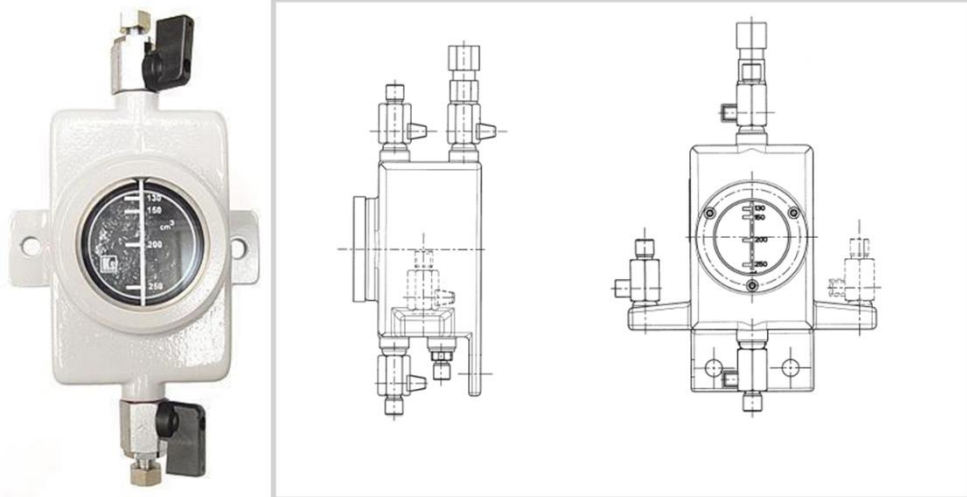


Imagen 8. Dispositivo de toma de gas.

Como es bien conocido, la presencia de gas en un transformador sumergido en aceite es siempre una señal de funcionamiento anormal y el relé Buchholz tiene la tarea de señalar su existencia. Por consiguiente, puede ser que haga falta analizar químicamente los eventuales gases, ya sea para averiguar su peligrosidad como para intentar localizar su origen sin tener que desconectar el transformador.

Desafortunadamente, el relé Buchholz está colocado cerca de piezas bajo tensión del transformador y por consiguiente resulta imposible tomar el gas directamente del relé sin desconectar el transformador mismo. Además, su colocación hace imposible acceder al mismo desde el suelo.

El dispositivo de toma gas tiene la tarea de remediar este inconveniente.

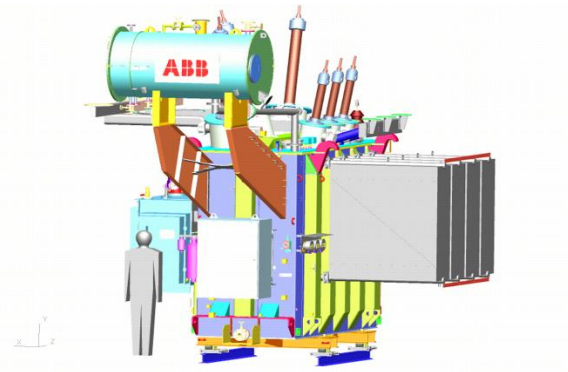


Imagen 9. Ubicación del dispositivo de toma de gas.

## 2.3 COMPENSADOR UNIVERSAL

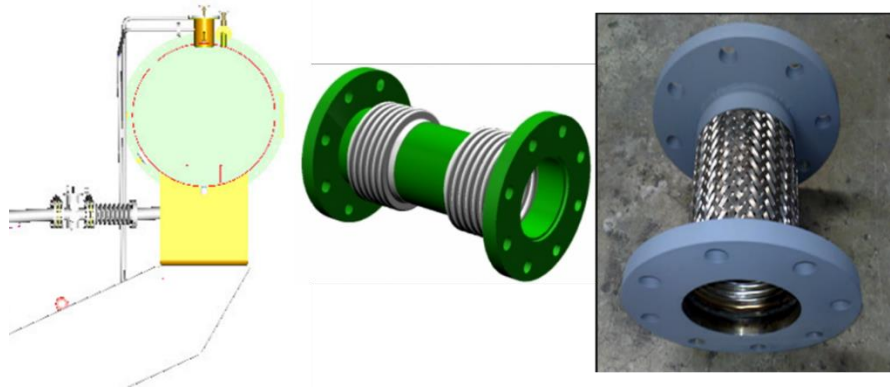


Imagen 10. Compensador universal.

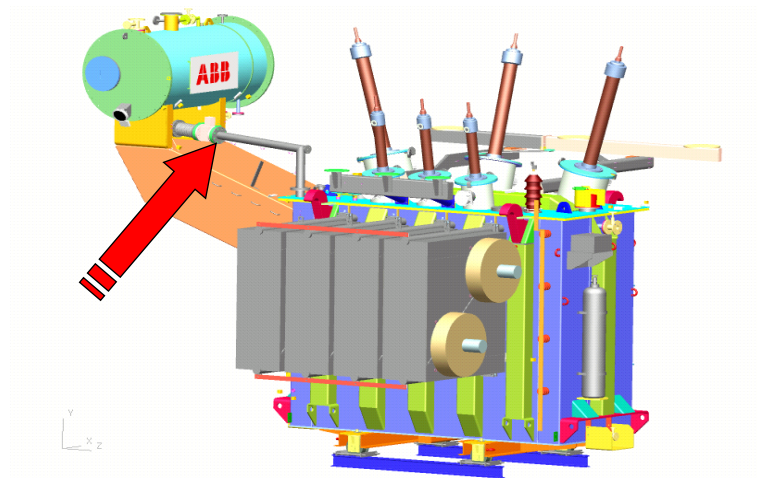


Imagen 11. Ubicación del compensador universal.

Absorbe movimientos axiales, laterales y angulares para compensar los cambios de dirección en el montaje de tuberías. Soporta presión y vacío.

Las juntas de expansión metálicas son accesorios flexibles que se montan en las tuberías para absorber los movimientos causados por dilatación térmica y/o vibración mecánica.



## 2.4. VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN



Imagen 12. Válvula de sobrepresión.

Se utiliza como accesorio de protección, su función se lleva a cabo cuando dentro del transformador se produce una falla de corto circuito, el arco eléctrico vaporiza instantáneamente parte del líquido aislante, produciendo con ello una súbita sobrepresión dentro del tanque.

Si esta sobrepresión formada no se libera en forma adecuada en un corto tiempo, el transformador podrá explotar y esparcir el líquido contenido dentro de él, causando serios daños al medio que lo rodea.

Con estos dispositivos se tiene una respuesta de fracción de segundo para liberar las sobrepresiones en el transformador, conmutador, etc.

El relevador mecánico de sobrepresión es una válvula que se acciona con resortes calibrados, de tal manera, que, al comenzar a incrementarse la presión interna en el tanque, éste empieza a ceder la presión y el diafragma actúa abriéndose súbitamente dejando escapar las presiones peligrosas.

Cuando el relevador opera, un perno indicador saldrá de la parte superior, señalizando la operación de la válvula. Este perno se restablece oprimiéndolo suavemente hacia el interior de la cubierta y queda listo para la siguiente operación.

## 2.5. RELÉ DE PRESION SUBITA Y RELÉ DE SELLO



Imagen 13. Relé de presión súbita.

El relé de presión es utilizado para proteger el transformador de fallas internas mediante la detección de cambios súbitos de presión debidos a la formación de arcos internos en él que obligan a un micro interruptor a cambiar temporalmente de estado.

Tal aumento de presión puede producir daños severos en el equipo y presentar peligro al personal de funcionamiento externo (operadores). El relé de presión súbita se instala en el transformador, aminorando la posibilidad de tal ocurrencia discerniendo las tasas del aumento de la presión por encima de los límites seguros establecidos por el fabricante de transformador. Cuando tales condiciones se experimentan se iniciará una señal eléctrica para la operación del micro interruptor instantáneo para indicar un disparo del relé que desenergiza el transformador e instituye una alarma si es deseada. Para mantener la señal de este relé puede utilizarse un relé de sello ubicado en un gabinete el cual mantiene la señal.

El relé serie 900 se calibra para ser usado en aceite, la serie 910 para el uso en el espacio de gas. En el diseño de ambos relés se considera la no actuación de ellos bajo las siguientes circunstancias variaciones normales de presión causadas por el cambio de la temperatura, por la vibración, por el golpe mecánico, ni por oleadas de una bomba (refrigeración con aceite forzado). El relé puede ser montado en el

transformador, ya que puede soportar pleno vacío o 20 psi de presión positiva sin sufrir daño.

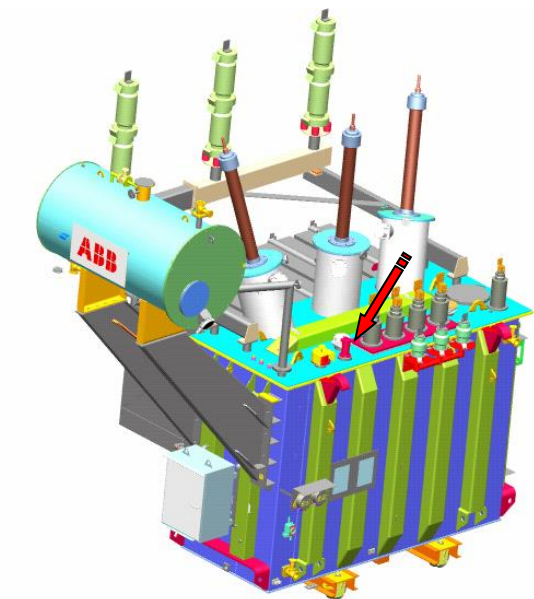


Imagen 14. Ubicación relé de presión súbita.



Imagen 15. Partes del relé de presión súbita.

## 2.6. RELÉ DE FLUJO



Imagen 16. Relé de flujo.

El relé de protección está previsto para proteger el cambiador y el transformador de un desperfecto en el compartimiento de aceite del ruptor o cuerpo insertable, o en el recipiente de aceite del selector bajo carga.

El relé reacciona cuando, debido a un fallo, la velocidad del flujo de aceite que es provocado a circular desde la cabeza del cambiador de tomas hacia el conservador de aceite sobrepasa el valor establecido.

Este flujo de aceite actúa sobre la clapeta y la hace bascular a la posición de desconexión. Esto hace que se accione el contacto magnético encapsulado de gas inerte, se desenganchen los interruptores de potencia y se desenergice el transformador.

El funcionamiento del relé no se puede producir por las conmutaciones cuando éstas se efectúan bajo carga nominal o bajo sobrecarga admisible.

El relé de protección reacciona al flujo de aceite y no a la acumulación de gas en el relé de protección. El relé de protección no precisa purga de aire durante el llenado de aceite del transformador. La acumulación de gas en el relé de protección es normal.

## 2.7. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BUSHING

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida u otros dispositivos de medida y control. De esta manera, se evita la conexión directa entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, que sería peligroso para los operarios y requeriría cuadros de instrumentos con aislamiento especial. También se evita utilizar instrumentos especiales y caros, cuando se requieren medir corrientes intensas.

Existen diferentes tipos de transformadores de corriente, en nuestro caso los que utilizamos son los de tipo toroidal (tienen un devanado secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético (núcleo) y una ventana a través de la cual puede hacerse pasar un conductor que proporciona el devanado primario).



Imagen 17. Transformador de corriente tipo bushing.

Los transformadores de corriente pueden tener las siguientes funciones:

- Tc de medida: está destinado a alimentar los instrumentos de medida como indicadores, registradores, integradores, contadores, relés y otros aparatos análogos. Dentro de este tipo de tc's se encuentran los de medición, imagen térmica y los de regulación.
- Tc de protección: destinado a alimentar relés de protección (relé diferencial). Se pueden encontrar internos y externos (ej: protección de la cuba).

### Parámetros durante la fabricación de los tc's:

- Garantizar las medidas del núcleo ancho de fleje, diámetro interno, diámetro externo y altura de núcleo.
- Aislamiento requerido por el núcleo (inicial), entre capas y aislamiento final.
- Garantizar las dimensiones finales diámetro interno, diámetro externo y altura de núcleo.
- Puede ser necesario que el tc tenga varias relaciones de transformación, esto puede lograrse mediante derivaciones adecuadas en el secundario (taps), se debe tener especial cuidado con la empalmada de los terminales de salida de los taps, esta solución afecta la forma de arrollamiento y puede afectar las características finales del tc.

### Precauciones de seguridad:

- El circuito secundario de los tc's debe estar puesto a tierra, esta es una condición de seguridad, y es conveniente que esta puesta se haga en un punto muy próximo a él. Se debe poner a tierra un solo punto, si el circuito secundario no está puesto a tierra, el secundario se convierte, de hecho en la placa de media de un condensador, actuando el devanado de alta tensión y tierra como las otras dos placas.
- El devanado secundario siempre debe estar cortocircuitado antes de desconectar la carga. Si se abre el circuito secundario con circulación de corriente por el primario, todas las ampervueltas primarias son ampervueltas magnetizantes y normalmente producirán una tensión secundaria excesivamente elevada en bornes del circuito abierto.
- Durante las pruebas los terminales del TTR no debe estar en contacto con la tierra o cualquier pieza metálica.

La prueba de relación y polaridad a tc's, se debe llevar a cabo después de realizar las siguientes actividades: fabricación de tc, montaje en tapa, cúpulas o cuba y cableado externo, durante las pruebas de accesorios.

- Esta prueba verifica si los tc's están con la polaridad correcta, que los terminales de identificación del secundario están correctamente marcados y conectados en los puntos indicados tanto en el Junction Block como en las borneras del gabinete.

### Procedimiento para la prueba de relación y polaridad para tc's desmontados:

- Se deben cortocircuitar los terminales de baja tensión (X) del TTR trifásico a través de la ventana del tc, simulando el devanado primario (figura 1).

- Conecte los terminales del devanado secundario (S1-S2) a los terminales de alta tensión (H) del TTR (figura 1).
- Seleccione la tensión de prueba, para tc's que tengan un número alto de espiras en el secundario o la sección del núcleo sea suficientemente grande, se puede intentar hacer la prueba con voltajes altos (120, 100 ó 80 voltios). Si el tc se satura o las relaciones son muy pequeñas se debe rebajar el voltaje o realizar la prueba con el TTR monofásico (figura 2).
- Si el tc aún se satura, la medición se debe hacer con corriente.

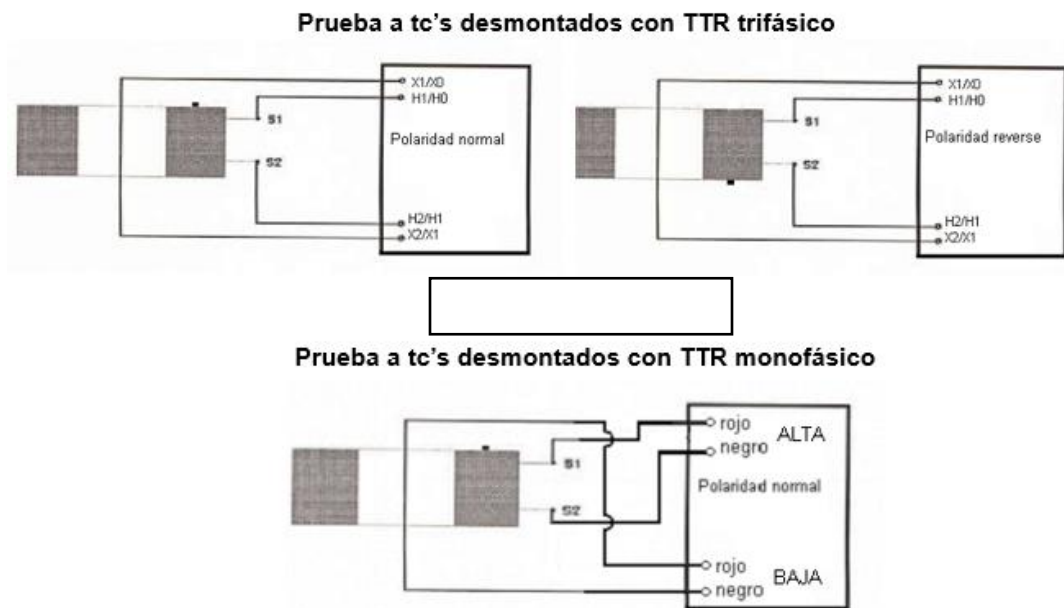


Imagen 18. Pruebas con TTR al TC.

Para probar tc's instalados en el transformador, se deben seguir los siguientes pasos:

- El transformador debe estar desenergizado.
- Al revisar los tc's ubicados en una fase, se deben cortocircuitar los terminales de fase del otro devanado ubicado en la misma pierna del núcleo del devanado que posee los tc's.
- Conectar los cables del TTR a los tc's para la medida e identificación de su polaridad (figura 3).
- El terminal identificado como X1/X0 se conecta al terminal de fase donde se encuentra ubicado el tc y el terminal identificado como X2/X1 se conecta al terminal donde finaliza la fase que posee los tc's.

- Los terminales identificados con H1/H0 y H2/H1 se conectan a los terminales del devanado secundario del tc, para los cuales deseamos conocer la relación (S1-S2, S1-S3, S1-S4, S1-S5).
- Retirar los puentes que cortocircuitan los tc's en el gabinete durante la prueba.
- La medición de la polaridad se puede hacer con una batería cuando no tengamos disponibilidad de un TTR (figura 4).
- Si el instrumento de medida conectado al circuito da lectura positiva la polaridad es normal o directa, si la lectura es negativa la polaridad es contraria o reverse.

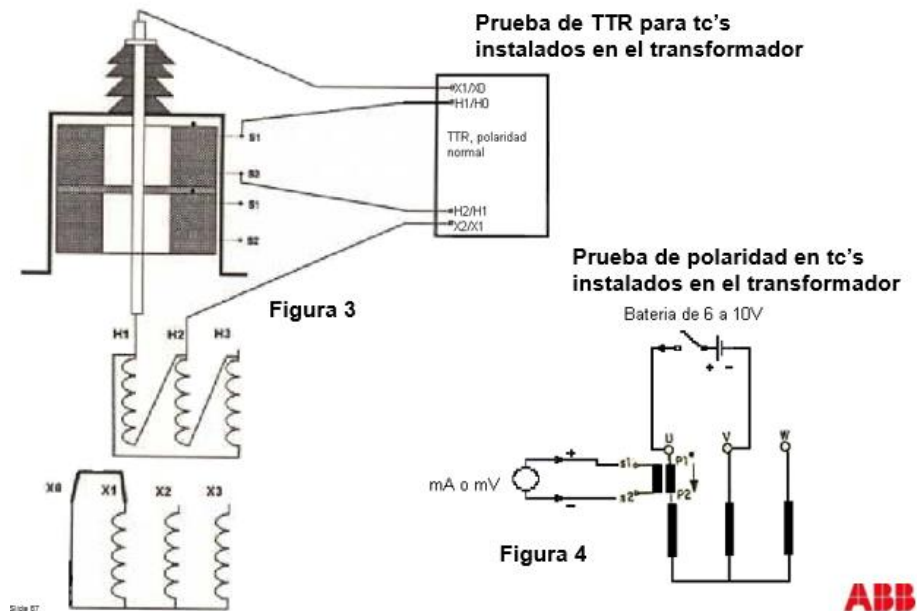


Imagen 19. Pruebas con TTR al TC ya montado en el transformador.

## 2.8. INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE



Imagen 20. Indicadores de nivel de aceite.



Los indicadores de nivel son utilizados con gran eficacia para controlar variaciones de volumen de líquidos en forma visual, eléctrica o ambas. Algunos tienen por principio de funcionamiento una transmisión magnética, efectuada por imanes permanentes opuestos, separados herméticamente y accionados por un fluctuador acoplado a una barra.

Este tipo de construcción garantiza una perfecta estanqueidad del equipo y posibilita su uso en serias condiciones, sin afectar su parte activa o los contactos.

En transformadores donde las variaciones de carga influyen directamente en el volumen del aceite, son instalados en su conservador de expansión o directamente en la cuba principal (transformadores sellados).

En esta aplicación poseen una referencia de volumen de aceite en torno a 25°C, que orienta al usuario al nivel apropiado de llenado del aceite a temperatura ambiente. De esta forma, también los marcadores de máximo y mínimo corresponden a los respectivos volúmenes en las temperaturas correspondientes admisibles por el proyecto del transformador, pudiendo ser, por lo tanto, una protección térmica adicional.

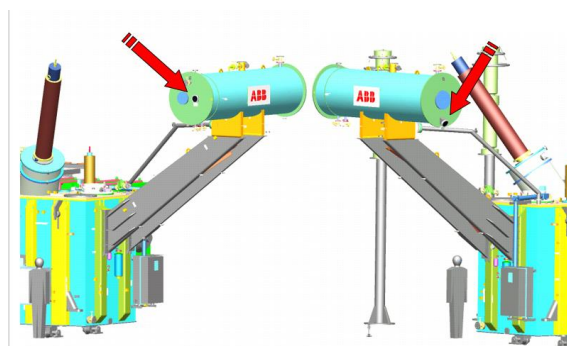


Imagen 21. Ubicación de indicadores de nivel de aceite.

#### Observaciones para verificar antes de instalar un indicador de nivel de aceite:

- Funcionamiento del indicador de nivel antes de efectuar el montaje, mover suavemente el accionador trasero, algunas veces, asegurándose que la aguja se mueve libremente por todo su curso.
- En aparatos con contactos eléctricos se debe verificar si el ángulo de actuación corresponde a la señal de salida del contacto (máximo y mínimo).
- Aislamiento y resistencia de los contactos.
- Empaques y tapas.
- Oxidación, daños de pintura, estado del puntero y carátula.
- Pérdida de fluctuación de la boya.

- Desgaste anormal de los soportes y ejes.

## 2.9. SEPARADOR FLEXIBLE

Compensa las diferencias de presión y volumen entre el medio ambiente y el interior del transformador, evitando que el aceite dieléctrico del transformador entre en contacto con el aire.



Imagen 22. Ubicación del separador flexible en el tanque conservador.

### Características:

- Revestimiento externo resistente a los aceites de transformadores.
- Revestimiento interno resistente al Nitrógeno y a los agentes atmosféricos como el ozono y a la humedad.
- Alta resistencia mecánica.
- Están hechos de un tejido elastómero, vulcanizado a alta temperatura en vacío.

## 2.10. DESHUMIDIFICADORES DE AIRE DE GEL DE SÍLICE

Son unos recipientes transparentes para sales de óxido de silicio, llamado gel de sílice, químicamente puro y provisto de indicador a color. A través de los mismos tiene que pasar el aire aspirado al interior del transformador después de las contracciones térmicas de la masa de aceite.

El gel de sílice tiene la tarea de absorber la humedad del aire y evitar así la contaminación del aceite, mientras que el colorante señala el grado de saturación que se ha alcanzado. Las variaciones del color son reportadas sobre la etiqueta del deshumidificador.

Ahora hay que sustituir la sal contenida en el deshumidificador por otra nueva o regenerada.

Una propiedad característica del gel de sílice es su elevada capacidad de absorción de la humedad atmosférica.



Imagen 23. Deshumidificador de gel de sílice.

En la parte de abajo se encuentra el sistema de cierre que impide el contacto continuo del aire exterior con las sales.

Este cierre puede ser hidráulico o mecánico y permite el pasaje del aire en los dos sentidos (entrada o salida) sólo cuando se establece una diferencia de presión entre el interior del transformador y el exterior.

Entre las sales y el sistema de cierre hay un laberinto. Los mismos tienen la doble tarea de difundir de manera uniforme el aire que entra y evitar que el polvo de las sales que haya eventualmente pueda dañar el sistema de cierre.

#### Cuidados e instalación:

- Durante el transporte los deshumidificadores, completos de sales, se envían herméticamente cerrados con tapones de plástico o bridas ciegas para evitar que se altere el estado del silicagel.
- Se debe verter aceite mineral hasta la muesca que hay en el recipiente una vez que se haya instalado el deshumidificador. Se recomienda además colocar unas tuberías de unión desde el conservador al deshumidificador con diámetros nominales para el pasaje del aire iguales al diámetro de la brida o del agujero roscado, para evitar estrangulaciones del caudal de aire ya sea en la entrada como en la salida.

### Mantenimiento:

Regeneración de la sal. Durante el proceso de absorción, la sal se satura de humedad. Para revertir esto es posible efectuar una regeneración de la sal mediante la cual la humedad es eliminada. Esta operación se hace mediante el calentamiento de esta a una temperatura entre 120°C y 150°C, hasta que ella regresa al color inicial.

### Deshumidificador de aire sin mantenimiento:

Si el conservador succiona aire, este circula a través de un filtro de tela metálica de acero inoxidable hacia el interior del aparato. Este filtro y la capucha protectora filtran polvo, arena y otras impurezas del aire.

El aire filtrado circula a través del recipiente lleno de desecante granulado incoloro el cual absorbe la humedad y deshumece el aire. El aire deshumidificado sigue ascendiendo por la tubería hasta el conservador de aceite.

Un sensor se encarga de controlar a través del aire el grado de saturación del desecante. El desecante se regenera en función del estado mediante los elementos calefactores integrados en el recipiente del desecante, los cuales son controlados mediante un sensor de temperatura.



Imagen 24. Deshumidificador de gel de sílice de auto mantenimiento.

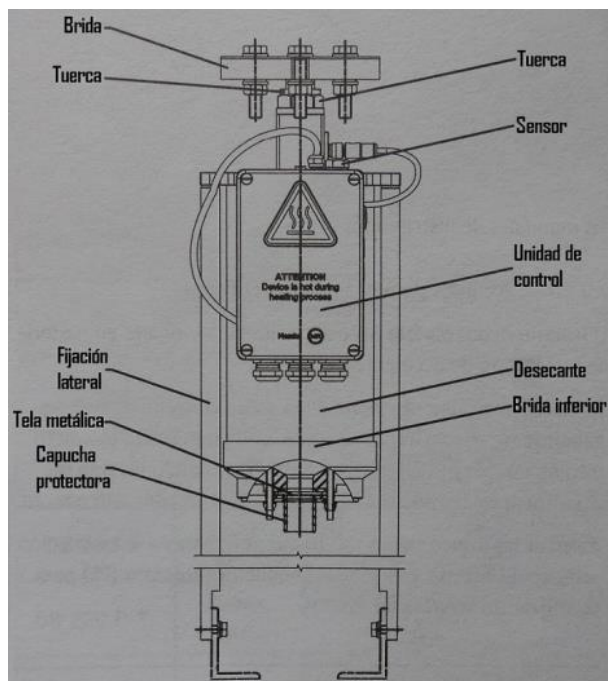


Imagen 25. Partes del deshumidificador de gel de sílice.

El vapor de agua generado en el proceso se condensa mediante convección en el deshumidificador situado en la brida metálica inferior. El agua sale a través del filtro de acero.

Como se utiliza un gel incoloro, no tóxico y absorbente de la humedad que no cambia de color cuando se produce saturación de humedad, no es preciso hacer trabajos de mantenimiento y regeneración del desecante. Los geles de sílice que cambian de color tienen una vida útil limitada producto de los aditivos químicos que contienen.

El sistema de control de la calefacción posee algunas variantes como son:

- Control con base en el contenido de humedad relativa
- Por intervalo de tiempo en el que en el conservador de aceite se desprende aire
- Por intervalos de tiempo definidos para la regeneración del desecante en caso de que falle el sensor de humedad.

El deshumidificador dispone de una función de autocontrol. Un contacto de relé se encarga de advertir sobre cualquier error que se produzca en el aparato. Pueden detectarse los siguientes fallos:

- Fallo de la tensión de alimentación

- Fallo de la calefacción de gel de sílice
- Fallo en un sensor
- Fallo interno

Los indicadores de estado (LED) en caso de producirse un fallo en el aparato se encenderán y apagarán indicando un error. Tres de los LED que indican el estado del equipo se encuentran al costado de la unidad de control y otros dos en la parte superior de la misma.

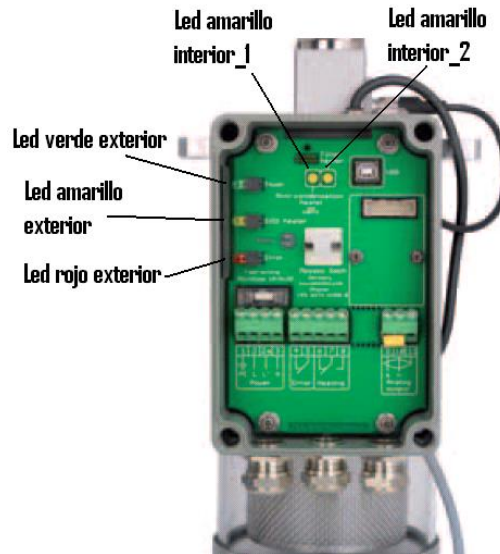


Imagen 26. Unidad de control deshumidificador de gel de sílice.

- LED verde exterior encendido, tensión de alimentación encendida
- LED amarillo exterior encendido, proceso de regeneración activo
- LED rojo exterior, fallo del equipo (parpadea)
- LED amarillo interior-1 encendido, calefacción anti condensación activada (caja de conexiones)
- LED amarillo interior-2 encendido, calefacción del filtro encendida
- Relé de aviso de fallo, si se produce un error en el aparato o la tensión de alimentación no está conectada o activada, el contacto está cerrado. Cae retardado >7 segundos, tras desconectarse la tensión de alimentación para no generar un aviso de error.
- Contacto de aviso de regeneración, se encuentra cerrado durante este proceso.

### Auto verificación:

Una vez conectada la tensión de alimentación, el aparato realiza una auto verificación (aprox. 15seg). Durante este proceso los LED exteriores parpadean de forma consecutiva, se comprueba el funcionamiento de los relés (excepto el relé de fallo) y el sistema de sensores.

Una vez terminado el proceso el equipo pasa al programa de control y el LED verde exterior se encenderá. Se mostrará cualquier error que se detecte. Se puede realizar una verificación más detallada en los equipos provistos del pulsador de verificación.

## **2.11. RELÉ DE RUPTURA DE MEMBRANA/BOLSA**

El Relé de Ruptura de Membrana/Bolsa es un dispositivo capaz de detectar la ruptura de la membrana o bolsa usada en sistemas de preservación de aceite en transformadores.

Está constituido por un sensor óptico que debe ser instalado sobre la membrana o dentro de la bolsa y una unidad de control localizada en el panel de control del transformador. El sensor está provisto de una cápsula de polysulfone el cual contiene un LED emisor y un circuito disparador.



Imagen 27. Relé de ruptura de bolsa.

La unidad de control posee un contacto reversible y dos LED's, siendo uno para señalización de ruptura de la membrana o bolsa y el otro para señalización del MBR conectado.

El funcionamiento del MBR está basado en el principio de la reflexión de la luz. Cuando no hay presencia de aceite la luz emitida por el LED-emisor es totalmente reflejada internamente por la cúpula de la cápsula y captada por el receptor óptico.

Si el aceite cubre la cápsula el efecto reflexivo en el límite de la cúpula cambia, parte de la luz emitida se dispersa en el aceite y la cantidad de luz que alcanza el receptor óptico es reducida, causando el desequilibrio de los circuitos de acoplamiento y la actuación del contacto de señalización. El contacto de salida es reversible y su modo de operación (operar o vuelve al reposo en caso de falla en la membrana) es seleccionado a través de un jumper externo.

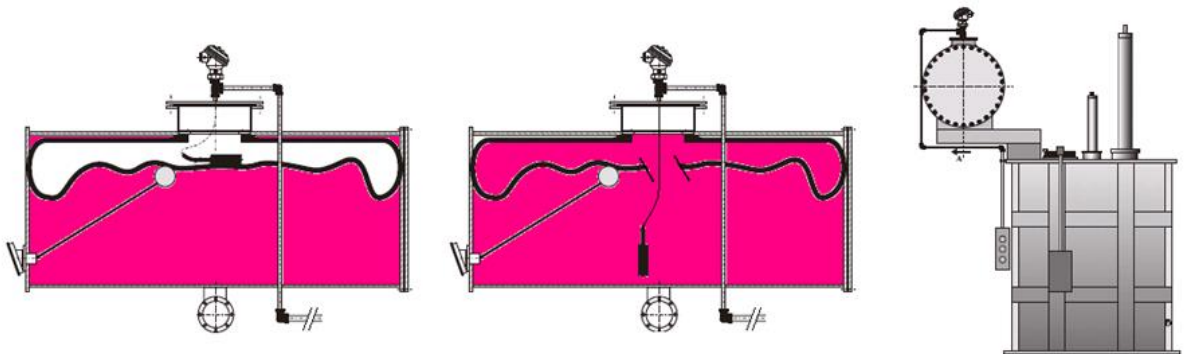


Imagen 28. Funcionamiento del relé de ruptura de bolsa.

## 2.12. REFRIGERACIÓN

El sistema de refrigeración puede integrar los siguientes elementos.

Radiador: refrigera el transformador en forma natural, permitiendo la circulación del aceite a través de su compartimiento.

Ventiladores: utilizados para mantener las temperaturas del transformador dentro de los límites establecidos al incrementar su potencia nominal. Refrigera el transformador en forma forzada, encausando el aire a través de los radiadores.

El aceite puede fluir a través de los bobinados en forma vertical o en zig-zag de forma natural.

En la ventilación tenemos dos tipos.

- Ventilación vertical:



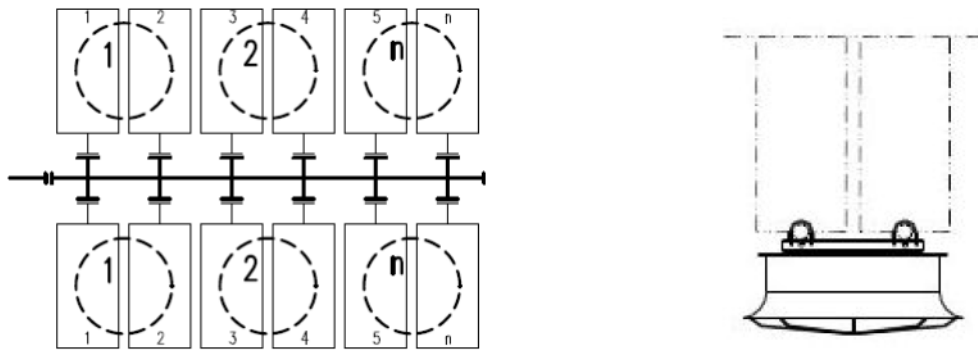


Imagen 29. Sistema de ventilación vertical.

- Ventilación horizontal:

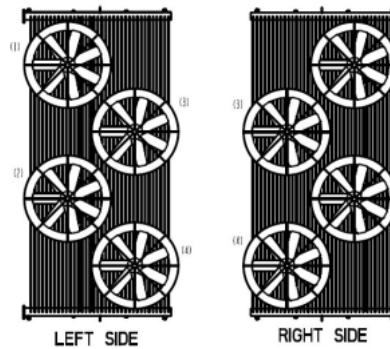


Imagen 30. Sistema de ventilación horizontal.

- Sistemas de refrigeración:

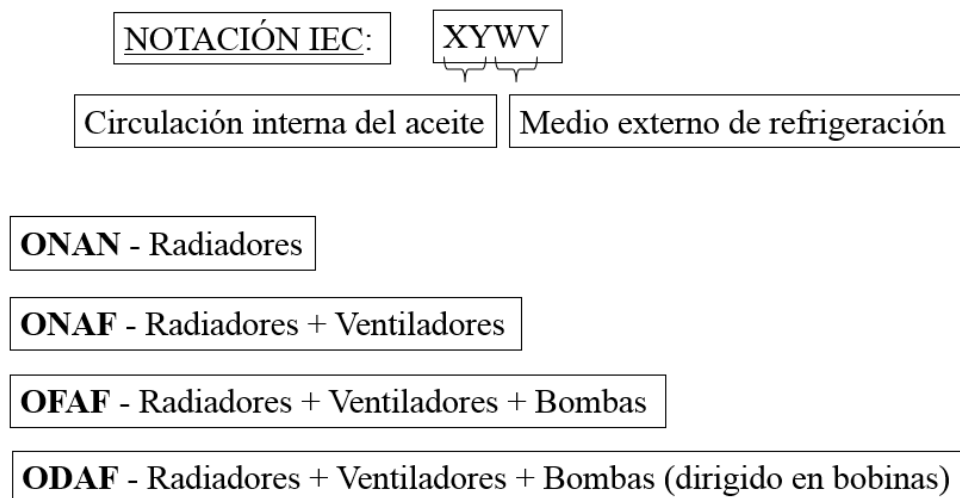


Imagen 30. Sistema de ventilación horizontal.

- ONAN: El aceite se refrigera cuando circula por medio de las paredes de los radiadores
- ONAF: El aceite se refrigera cuando circula por las paredes de los radiadores reforzadas con ventilación.
- OFAF: El aceite se refrigera con una combinación de bombas de circulación de aceite más ventilación.
- ODAF: El aceite de refrigera con una combinación de bombas de circulación de más refrigeración dirigido hacia el direccionamiento específico desde el interior del transformador.

### **2.13. GABINETE DE CONTROL**

Utilizado para recopilar las señales auxiliares de los elementos de protección, control y medida del transformador, controlando además el sistema de refrigeración. Posee en su interior un sistema de calefacción como medio de preservación de los equipos.

#### Pasos y consideraciones a tener en cuenta en la operación del gabinete:

- Identificación de los accesorios (contactores, borneras, resistencia calefactora, guardamotors, etc), marcación del cableado interno (interconexión de accesorios) y cableado externo del gabinete.
- Utilización de los circuitos propios del gabinete.
- Cableado externo, ingreso de señales provenientes de los gabinetes auxiliares, mando a motor, Hydran, TEC, unidad de filtrado, inerteaire, así como las señales de todos los accesorios de protección instalados en el transformador.
- Parametrización, configuración, apriete (torque) y ajustes de valores de disparo a tener en cuenta con los diferentes dispositivos que componen el gabinete.
- Configuración metalmecánica del gabinete: el gabinete debe estar previsto con manijas con llave en la puerta externa y tipo mariposa o similar cuando lleva puerta interna, cuando esta puerta es prevista en ella podrán ser ubicados los dispositivos de comando e indicación propios del gabinete, adicionalmente esta protegerá el cableado interno del gabinete, algunos gabinetes llevan vidrios para visualización de señales o equipos sin necesidad de abrir el gabinete, este generalmente deberá ser de vidrio templado.
- El gabinete llevara en su parte inferior una abertura de acceso para el cableado de interconexión proveniente de los demás gabinetes, accesorios y salida de señales para la sala de control de la subestación. Estará provisto de una barra externa y una barra interna para los aterrizajes. Para más información acerca

de las características constructivas debemos remitirnos a los planos metalmecánicos del gabinete.

- En el interior del gabinete, se encuentran los equipos de servicios auxiliares que permiten trabajar y operar el gabinete con todas las facilidades posibles, adicional al sistema de protección contra la humedad interna (circuito de calefacción).

Algunos de los circuitos del gabinete son:

- Circuito de calefacción, constituido por el sistema de iluminación interna el cual se acciona por medio de un micro-interruptor que enciende la lámpara de iluminación cuando la puerta interna o externa se abre, tiene instalado un toma para alimentación auxiliar de acuerdo con el requerimiento del cliente ubicado en el interior del gabinete.
- Cuenta con un higróstico que es calibrado según las condiciones de humedad relativa en las cuales estará instalado el transformador, teniendo en cuenta los requerimientos específicos del sitio. Este dispositivo se encuentra conectado a una o dos resistencias de calefacción que mantendrán una temperatura adecuada con el fin de evitar el deterioro dentro del gabinete, tanto de sus dispositivos como de su parte física. Existe también un respiradero ubicado en uno de los lados del gabinete que ayuda a mantener la temperatura y las condiciones adecuadas.
- Circuito control refrigeración forzada, el gabinete posee un sistema de control para el comando de las etapas de refrigeración forzada presentes en cada uno de los autotransformadores de la subestación, este está constituido por selectores los cuales permiten manipular manual, automático o en forma remota desde este gabinete la iniciación tanto de la etapa 1 como de la etapa 2 de la refrigeración sea ONAF o OFAF.
- Existen otros circuitos como son los circuitos de fuerza y los circuitos de alimentación de accesorios.

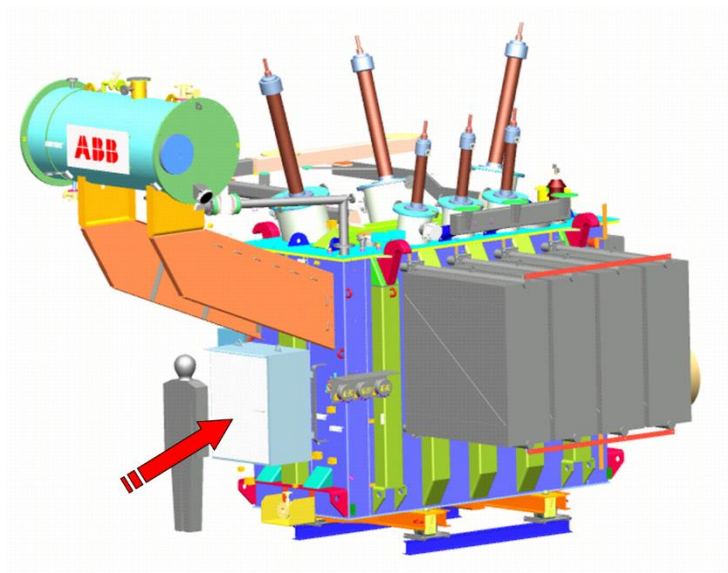


Imagen 31. Ubicación del gabinete de control.

#### 2.14. “OLTC On-Load Tap Changer” Intercambiador de tomas bajo carga

Es un dispositivo que cambia la relación de vueltas entre los bobinados de un transformador. Esta relación determina la tensión en las bobinas y es esencial para la estabilidad de tensión de la red bajo condiciones variables.

Tipos de OLTC:

- Conmutador selector: Unidad combinada con el conmutador y selector de tomas en el mismo recinto

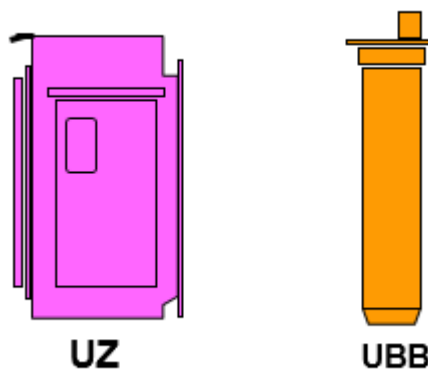


Imagen 32. Conmutadores selectores UZ y UBB.

- Tipo conmutador – diverter: Conmutador y un selector de tomas por separado

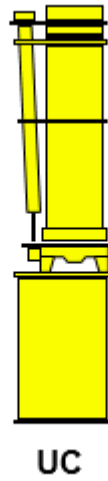


Imagen 32. Conmutador diverter UC.

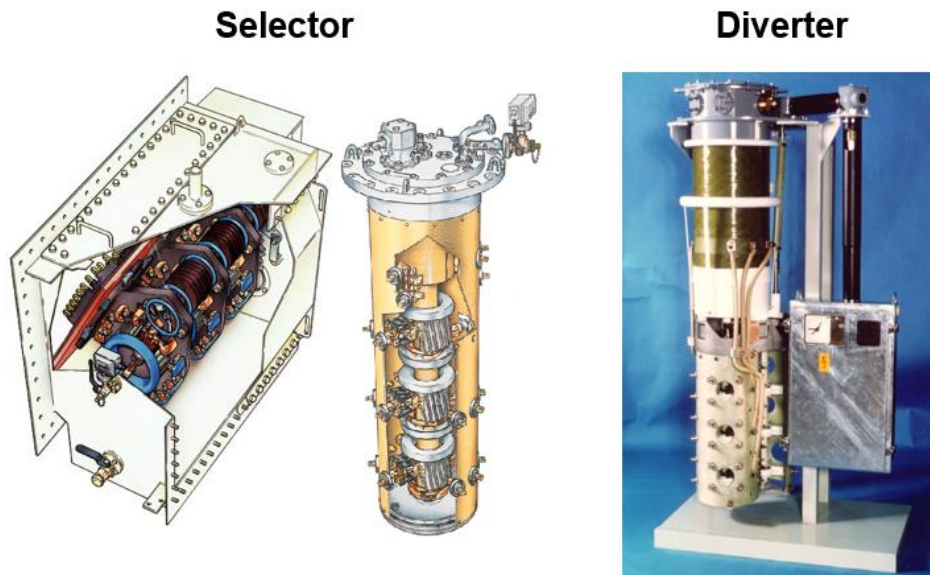


Imagen 33. Conmutador selector y conmutador diverter.

### Designación de tipo de los OLTC:

Para la designación de los intercambiadores bajo carga se parte desde las dos opciones siguientes.

- Si es conmutador selector UZ:

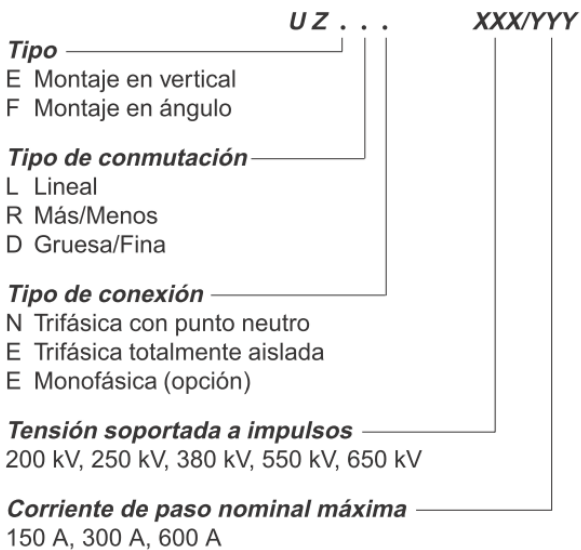


Imagen 34. Designación UZ.

- Si es conmutador selector UBB:

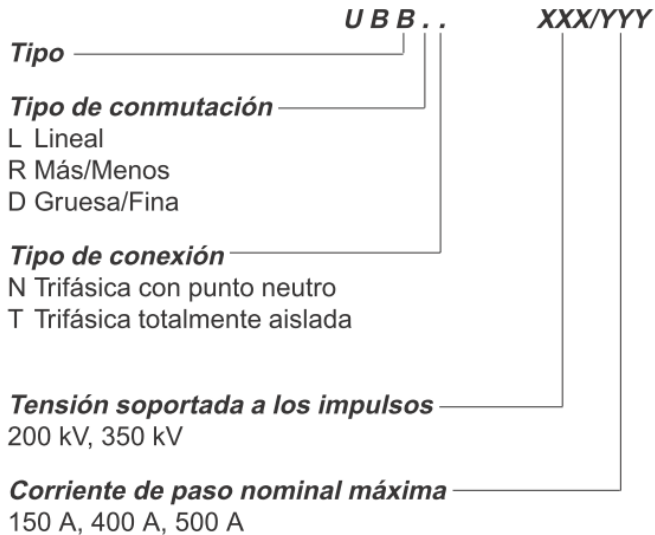


Imagen 35. Designación UBB.

- Si es conmutador diverter UC:

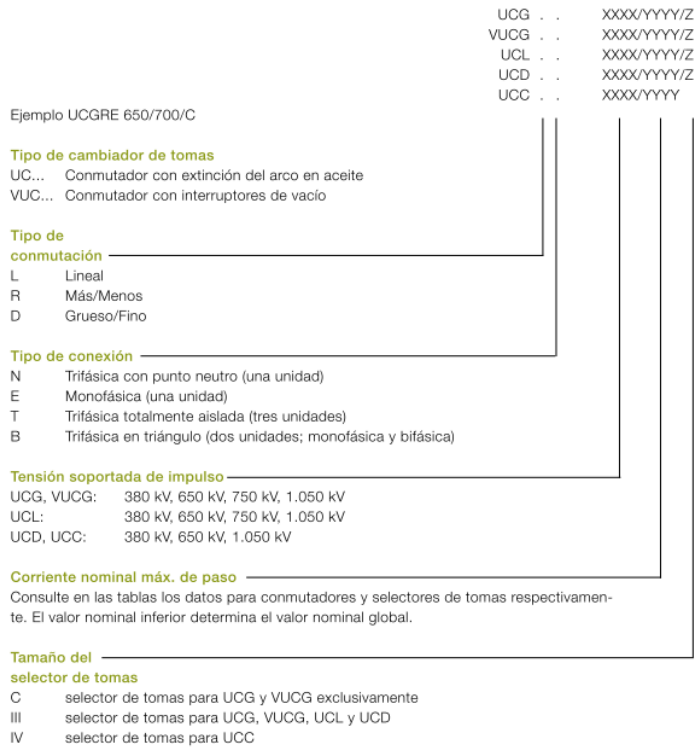


Imagen 36. Designación UC/VUC.

Tipo de conmutación:

Hay tres tipos de conmutación en los OLTC; lineal, más o menos y gruesa o fina.

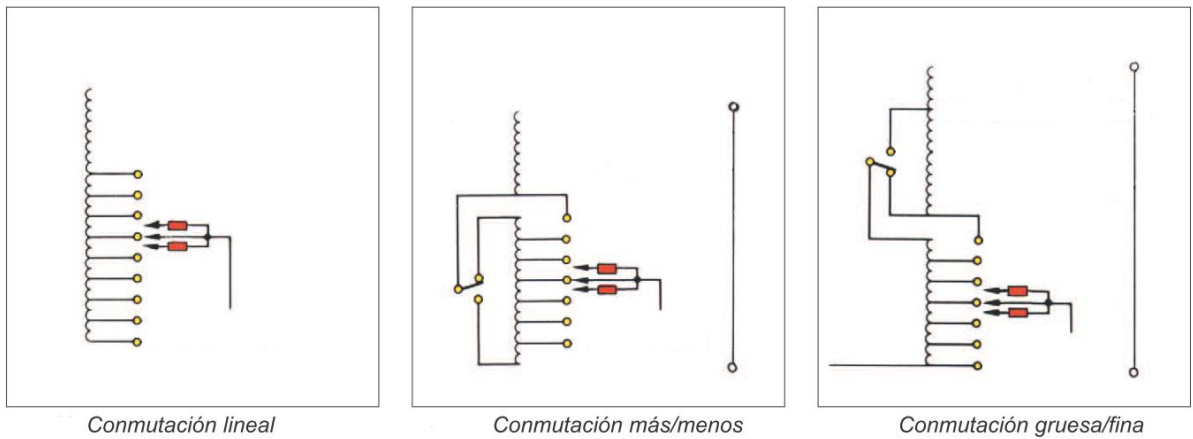


Imagen 37. Tipos de conmutación.

- En la primera el selector pasa por las diferentes posiciones de taps en forma lineal.
- En la segunda es utilizada para mayores rangos de regulación. El bobinado está conectado al devanado principal a través de un interruptor separado  $\pm$ . Este interruptor permite que la tensión a través del devanado de regulación se añada o se reste del voltaje a través del devanado principal. selector puede pasar de una relación de vueltas grande a una mucho menos solo con un cambio de switch.
- En la tercera la función de regulación se divide en dos devanados, uno para el paso grueso y uno para los pasos finos.

#### Principio de funcionamiento OLTC selector de carga:

El cambiador de tomas se compone de tres unidades monofásicas, idénticas entre sí, montadas en la caja del selector de carga. Cada unidad monofásica está equipada con un selector de carga y contactos de paso. El cambiador incluye además un preselector para conmutación menos/más o gruesa/fina.

El selector de carga es un sistema formado por contactos fijos y un contacto móvil. Cada contacto fijo lleva dos líneas de contacto a cada lado, una para el contacto principal móvil y otra para los contactos de conmutación móviles.

El sistema de contactos móviles de una unidad monofásica consiste en un contacto principal, un contacto de conmutación principal y dos contactos de paso.

El sistema está integrado de tal forma que constituye una unidad rígida que gira por medio de un eje de transmisión común. En la posición de trabajo, la corriente de carga se transmite por medio del contacto principal móvil (formado por dos dedos de contacto), que se mantiene presionado contra el contacto fijo mediante resortes. Tanto los contactos de conmutación móviles como los contactos de paso tienen forma de rodillo y se desplazan sobre los contactos fijos. Los contactos de conmutación fijos y móviles son los responsables del paso o el corte de la corriente.

Los contactos de conmutación son de Cobre/Tungsteno o, en el caso de los cambiadores de tomas de intensidad más baja, únicamente de Cobre.

Resistencias de paso: Las resistencias están hechas de hilo enrollado en espiral en bobinas aislantes. Van conectadas entre el contacto principal móvil y los contactos de paso.

Preselector: El preselector se utiliza para invertir el bobinado de regulación o para cambiar la conexión en la regulación gruesa/fina.



Secuencias de cambio:

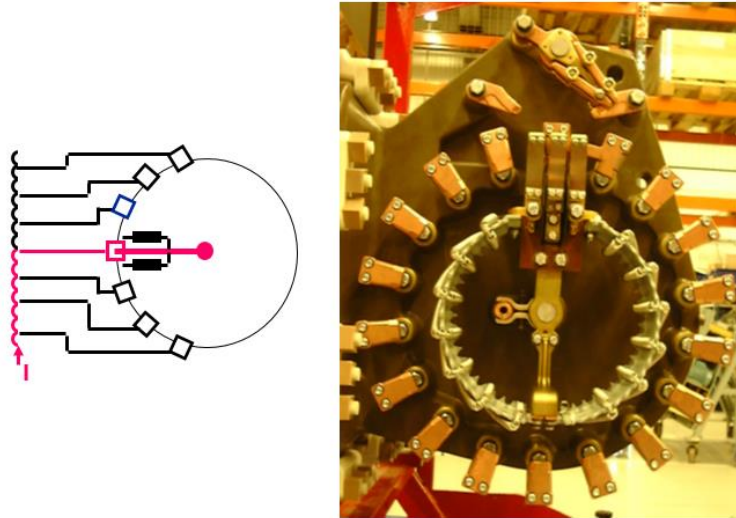


Imagen 37. Diagrama de conmutación.

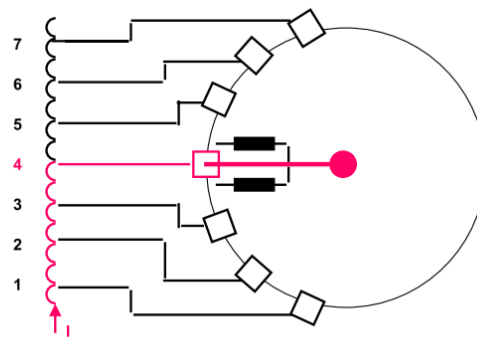


Imagen 38. Secuencia de operación 1.

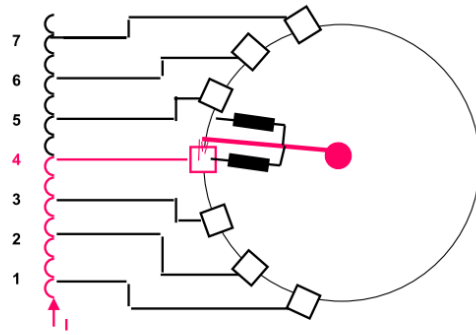


Imagen 39. Secuencia de operación 2.

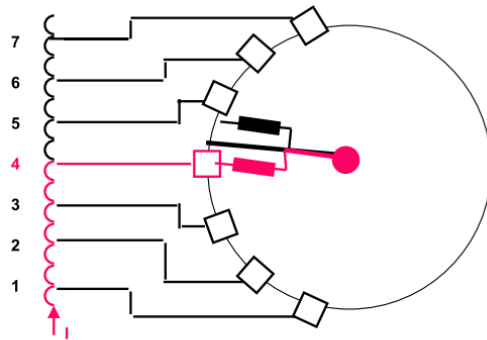


Imagen 40. Secuencia de operación 3.

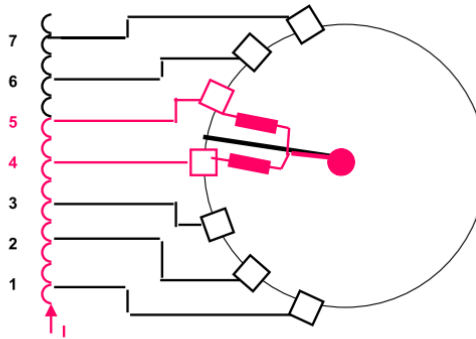


Imagen 41. Secuencia de operación 4.

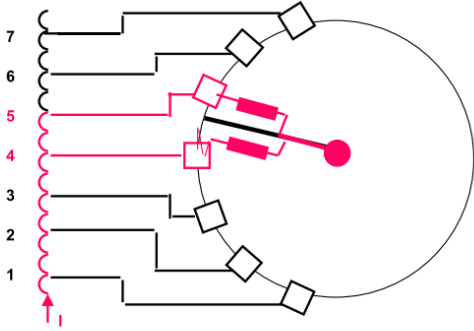


Imagen 42. Secuencia de operación 5.

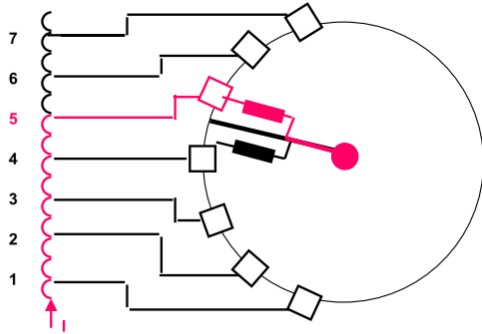


Imagen 43. Secuencia de operación 6.

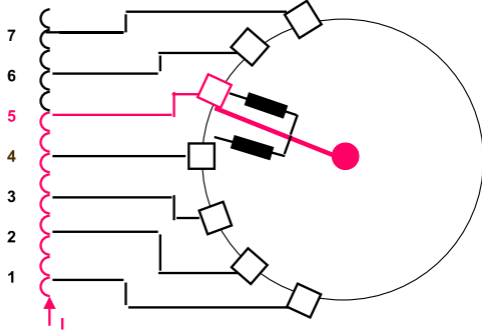


Imagen 44. Secuencia de operación 7.

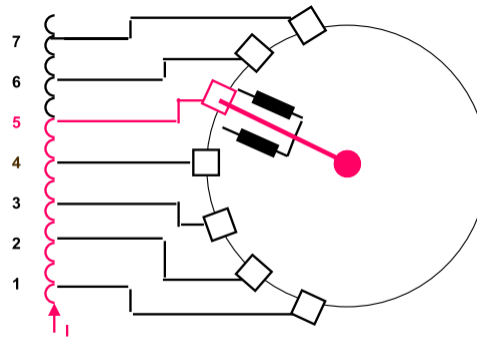


Imagen 45. Secuencia de operación 8.

Partes del OLTC:

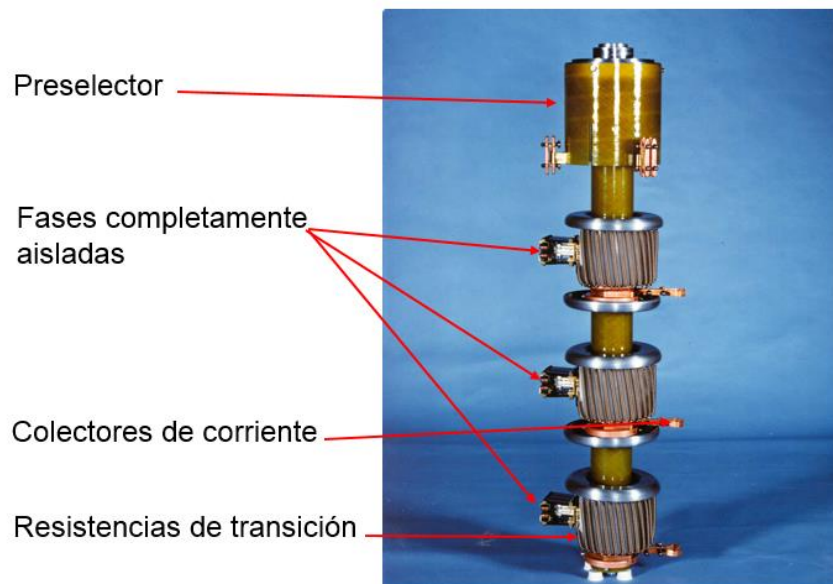


Imagen 46. Partes del OLTC.

**2.15. Tipos de bobinas**

Existen diferentes tipos de bobinas en los transformadores y cada tipo de bobina se aplica al tipo de diseño variando según el nivel de tensión o la potencia, los tipos de bobinas son:

- Bobinas en fleje
- Bobinas en capa
- Bobinas en hélice
- Bobinas en disco

### Bobinas tipo fleje:

#### Características:

- Son utilizadas principalmente en niveles de tensión bajos (<24 kV) y potencias pequeñas (<20 MVA)
- Que poseen un número bajo de espiras.
- Por ser bobinas para bajas tensiones normalmente están pegadas contra el núcleo.
- Bobinas que tienen la capacidad de manejar corrientes altas debido a que se tienen grandes áreas de conductor.



Imagen 47. Bobina tipo fleje.

- Son bobinas que afectan la impedancia del transformador debido a la utilización de platinas.
- No tiene buena capacidad al impulso debido a las aristas del fleje, lo que puede generar una falla (69 kV AT).
- Presenta un buen comportamiento a los esfuerzos axiales que puede tener una bobina en el momento de un corto circuito.

### Bobina tipo capa:

#### Características:

- Utilizadas principalmente en niveles de media y baja tensión (<69 kV) y potencias medianas (<50 MVA).
- Pueden llegar a tener pocas o muchas espiras según sea la configuración del transformador, en este caso son multi funcionales.

- En potencias bajas pueden ser las bobinas más externas, mientras que en potencias altas pueden ser bobinas que están contra el núcleo.
- Muy utilizadas para terciarios en un transformador.
- Conformadas también por diferentes números de capas (Multilayer) en forma radial y pueden dividirse en dos partes axiales.
- No poseen espaciadores por lo tanto sólo tienen ductos de refrigeración.
- No se prensan, sólo se ajustan (Menos fuerza de prensado que las demás). Debe ser una bobina mecánicamente robusta ya que al no poseer separadores axiales puede tender a deformarse.
- Son bobinas ideales para ser utilizadas en bobinas con regulación sin tensión (DETC) “De-Energized Tap Changer” o también “cambiador de tomas sin carga”.



Imagen 48. Bobina tipo capa.



Imagen 49. Arreglo de 1, 2 y hasta 3 conductores.

- Poseen conductores con mucho aislamiento (papel) con el fin de evitar un corto entre espiras ya que no poseen espaciadores que las separen.
- No tiene buena capacidad al impulso por lo tanto cuando son bobinas principales pueden llegar a tener conductores muy grandes.
- Tiene la ventaja de que puede utilizar varios conductores en forma axial en la misma espira (Bajo número de espiras).
- Debido a la cantidad de aislamiento, se calientan demasiado, por lo tanto, necesitan varios ductos en forma radial (Papel).

### Bobinas tipo hélice:

#### Características:

- Utilizadas principalmente en niveles de media tensión (<69 kV) y potencias medianas (<80 MVA).
- Normalmente no tienen un número elevado de espiras (<200), pero tienen un buen comportamiento cuando los niveles de tensión en baja son altos (34.5, 69 kV).
- Generalmente se encuentran cercanas al núcleo (Bobinas A).
- Muy utilizadas en transformadores con terciario ya que ofrecen buen comportamiento ante cortocircuitos.



Imagen 50. Bobina tipo hélice.

- Se utiliza frecuentemente conductor CTC (Continuously Transposed Cable).
- Poseen espaciadores. Para su refrigeración son usadas guías de aceite o bloques.
- Siempre necesitan de prensado con el fin de acondicionar la altura mecánica de la bobina.

- Por lo general se construyen en una sola capa y siempre tienen sólo una espira por vuelta.
- Máximo puede llevar 2 capas y aunque no es un arreglo común es una buena alternativa cuando el número de espiras es elevado.
- Al utilizar conductor CTC presentan un buen comportamiento al impulso y a los esfuerzos de corto circuito.
- En estas bobinas se puede utilizar tanto cable transpuesto empapelado como tipo malla (Netting tape).
- No son muy utilizadas en bobinas de regulación con OLTC o DETC.

### Bobinas tipo disco:

#### Características:

- Utilizadas principalmente en niveles de media y alta tensión (<230 kV) y potencias medianas ( $\leq 100$  MVA).
- Normalmente tienen un número elevado de espiras ya que su diseño permite tener un número variado de espiras por disco.
- Usualmente son las más externas, sólo superadas por las bobinas de regulación.
- Tienen una gran aplicabilidad ya que permite combinar diferentes tipos de conductores CTC (empapelado o Netting) o rectangular (empapelado) y diferentes tipos de aislamiento dependiendo del nivel de tensión.



Imagen 51. Bobina tipo disco.



- Poseen espaciadores. Para la refrigeración de la bobina son utilizadas guías de aceite o ductos de refrigeración.
- Siempre necesitan de prensado con el fin de acondicionar la altura mecánica de la bobina.
- Tienen un excelente comportamiento al impulso y a los esfuerzos de corto circuito debido a que se puede tener un número variado de conductores en forma radial y a la utilización de conductores apantallados (shield conductor).
- Se utilizan tanto para bobinas con regulación con carga como sin carga (OLTC y DETC).

### 3. CASOS DE GARANTÍAS DURANTE LA PRACTICA

#### 3.1. CAMBIO DE INTERRUPTOR DE PROTECCIÓN DE DESHUMIDIFICADOR TRANSFORMADOR 60 MVA, COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE OCCIDENTE

Se presenta una falla en el interruptor de protección del deshumidificador automático del transformador, el cual es encargado de absorber la humedad del aire y evitar así la contaminación del aceite, por parte de ABB se da garantía al cliente pero se investiga desde donde ocurre el error por parte de la compañía hallando el problema desde el área de ingeniería, se dio instrucciones de instalar un breaker de 2 A cuando el deshumidificador requería por criterio del fabricante un breaker de 16 A y dando como consecuencia que la protección se activara seguidamente dejando fuera de operación el dispositivo.



Imagen 52. Transformador 60 MVA subestación principal CEO en Popayán.

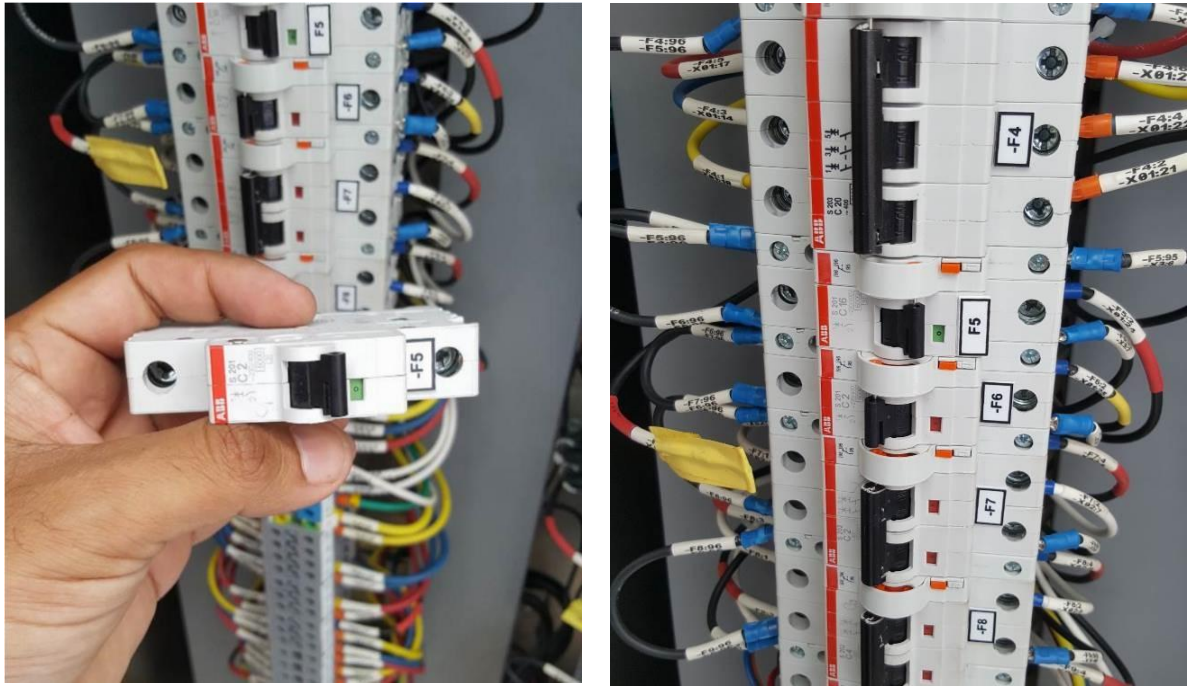


Imagen 53. Cambio del interruptor automático (F5) de 2 A a 16 A.

Conclusión:

- Se dejaron los deshumidificadores en óptimas condiciones.

**3.2. • INSPECCIÓN AL TRANSFORMADOR DE 2000 KVA “PEÑA COLORADA” EN MÉXICO**

Por parte de ABB México se coordinó una visita a instalaciones del transformador para realizar una inspección de sus partes externas como de la parte activa.

Procedimiento:

- Inspección visual. Se revisaron todos los puntos de unión mecánica como son salidas de bobina delta o estrella, conexión aisladores, conexión DETC, se inspeccionaron los apoyos de bobinas superiores, inferiores e intermedios, calzos de apriete, cables de conexiones, aterrizajes internos. No se encontró algún indicio de falla aparente.
- Se drenó de aceite por debajo del accionamiento del DETC y se retiró de tapa del handhole.
- Se desarmó DETC.

- Se retiró de tapa principal con parte activa se colocó bolsa tipo lona colocar la parte activa y evitar contaminar el suelo.

Pruebas realizadas durante y después de la operación:

Relación de transformación: se realizaron las diferentes secuencias de acuerdo con la placa de características y a las posibilidades por tener la parte activa desencubada. Los resultados de las pruebas realizadas están dentro de las tolerancias.

Resistencia de devanados: de acuerdo con los resultados obtenidos, no hay ninguna novedad en las medidas realizadas. Están de acuerdo al diseño y a lo medido en la fábrica.

Corriente de excitación: las corrientes en las piernas de los extremos tienen un comportamiento normal, adicionalmente no se presentó disparo del equipo por sobrecorriente lo que indica que no debe haber corto entre espiras que origine corrientes circulantes.

Resistencia de aislamiento: sin novedad.



Imagen 54. Transformador 200 kVA Peña Colorada.



Imagen 56. Parte activa.

Conclusión:

- Con respecto al análisis hecho se concluye que el transformador está en óptimas condiciones y no se evidencia ningún fallo posible.

### **3.3. REPARACIÓN POR FUGA DE PRESIÓN EN TRANSFORMADOR DE 12.5 MVA “COVIDIEN” EN MÉXICO**

Se coordina una visita para la atención de un transformador con fuga de presión, los alcances del trabajo a realizar son los siguientes:

- Desenergización del transformador y aterrizaje, por parte del cliente.
- Apertura del ducto de BT.
- Desconexión de los cables de AT y BT, por parte del cliente.
- Presurización de la unidad a 8psi x 4h.
- Revisión de fugas bajo la metodología con “agua jabonosa”.
- Inspección de todas las juntas mecánicas arriba del nivel de aceite (espacio del gas).
- Corrección de la fuga encontrada.
- Nueva presurización para verificación a 8psi x 4h.
- Estabilización para inspección y seguimiento.
- Normalización del transformador
- Entrega al cliente

Debido a que al cliente no se le aclaró por parte de ABB que era necesario tener el transformador desenergizado y disponible por un tiempo definido de horas, no fue

posible realizar la inspección programada. Se acordó enviar la información entre las partes por medio de correos electrónicos y así poder agendar la fecha más probable para las partes. Aun así se procedió a realizar inspección visual del transformador.



Imagen 57. Transformador 12.5 MVA Covidien y manómetros del sistema Inertaire.

Para la unidad (transformador) que presentaba fuga se autoriza la presurización con atmosfera positiva las veces que sea necesario para tranquilidad del cliente, hasta la fecha de entrega del equipo desenergizado para la corrección del defecto que se presenta.

Se recomienda quitar el objeto de la imagen 58 ya que puede oxidar la pintura.



Imagen 58. Objeto tirado en la cubierta del transformador.

### 3.4. INSPECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES ROMAGNOLE Y ELGAMA

Se programó una inspección visual sobre el estado de almacenamiento de los transformadores de distribución de ELGAMA y los de potencia son de ROMAGNOLE dos empresas venezolanas, ubicados en ALMACAFE con el fin de determinar que deterioro presentan a causa de su exposición al medio ambiente.



Imagen 59. Guacales de los transformadores de distribución ELGAMA.



Imagen 60. Transformadores de potencia ROMAGNOLE inspeccionados.



Imagen 61. Tanques de almacenamiento de aceites de los transformadores ROMAGNOLE.



Imagen 62. Transformador monofásico ELGAMA, con el plástico ya deteriorado.

Como conclusiones de la inspección se obtiene que:

- Los transformadores se encuentran en buenas condiciones hasta donde la inspección visual nos permitió.
- El estado de algunos guacales es de deterioro y se recomienda cambiarlos para así evitar algún colapso de ellos y se puedan generar daños en los equipos.



- Los plásticos que cubren los transformadores de ELGAMA en su mayoría presentan deterioro y ruptura de ellos dejando a los equipos a la exposición del agua.
- El estado del almacenamiento del aceite de los transformadores ROGMANOLE es óptimo y no se vio deterioro en ello.

### **3.5. CAMBIO DE SENSOR DE GASES EN EL HYDRAN TRANSFORMADOR FASE S SUBESTACIÓN EPSA CARTAGO**

EPSA reporta la aparición de alarma en el hydran del transformador de la fase S del banco monofásico, éste dispositivo esta sensando todo el tiempo gases dentro del aceite del transformador y al haber alarma se pondría en riesgo la vida útil del aislamiento; inmediatamente se hace el retiro del equipo del transformador en instalaciones del cliente y se solicita a laboratorio el análisis de una muestra de aceite para determinar si hay algún daño en él.

Luego de tener los resultados del aceite se concluye que el estado es óptimo y se direcciona a analizar el hydran para revisar el estado del sensor y en general del dispositivo. Tras revisarlo se halla que el sensor está dañado y se solicita el repuesto a GE (General Electric).



Imagen 63. Transformador monofásico fase S.



Imagen 64. Dispositivo de análisis de gases Hydran con falla.

- El retiro del Hydran se hizo meses antes de mi vinculación a la empresa.



Imagen 65. Momento de la instalación del dispositivo con respecto a los planos de ingeniería.



Imagen 66. Momento de la instalación del dispositivo con respecto a los planos de ingeniería.

### **3.6. INSPECCIÓN VISUAL TRANSFORMADOR PAMPA CAMARONES15/20 MVA, 110/23 KV**

Se solicita la inspección visual del transformador Pampa Camarones que se encuentra almacenado en ALMCAFÉ y que hace varios meses está a exposición del medio.



Imagen 67. De izquierda a derecha; Manómetro de presión interna del transformador y manómetro de presión del cilindro de nitrógeno.



Imagen 68. Huacal del gabinete de control.

El transformador presenta deterioro causado por el ambiente externo en los guacales del gabinete de control y otras partes que le cubren. Él cuenta con presión interna, pero en el cilindro de nitrógeno se encuentra vacío y no se sabe hace cuánto ha estado así.

Se concluyó:

- El transformador tiene deterioro en sus huacales debido al ambiente exterior al que se encuentra expuesto y se recomienda removerlos.
- El cilindro de nitrógeno se encuentra vacío y se recomienda cambiarlo por otro.
- Se debe llevar el transformador a planta para una inspección más profunda sobre su estado.

### **3.7. TRANSFORMADO DE 5 KVA MONOFÁSICO CON TENSIONES CAÍDAS EN BORNES DEL SECUNDARIO**

Se reporta “transformador desfasado, tomando la lectura en borneras una fase marca 37V y la otra 120V y presenta un sonido anormal (sonido fuerte)”.

De acuerdo con lo reportado se realizan las inspecciones necesarias al transformador bajo garantía dada por ABB.

- Recepción e inspección externa: se evidencia un accesorio intervenido (aislador AT fase X).
- Pruebas de recepción: la prueba inicial de relación de transformación muestra un cortocircuito en la parte activa.
- Inspección interna: al interior del tanque se evidencia humedad, la cual ingresó por el capicete de la fase X de alta tensión (ubicado a la derecha visto por baja tensión). Sobre la brida y la salida del terminal de la fase X desde la bobina, se evidencia agua. En el fondo del tanque también se evidencia agua.



Imagen 68.1. Aislador intervenido por el cliente.

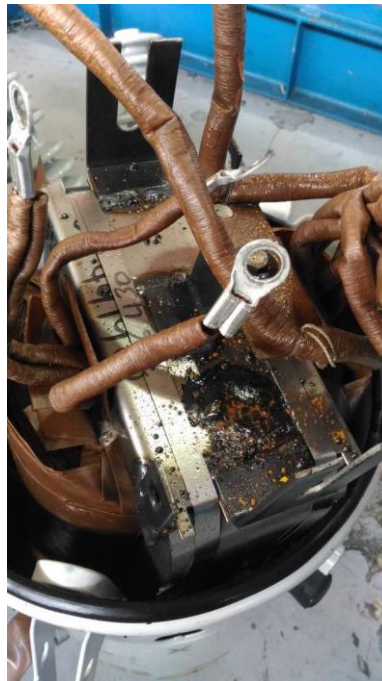


Imagen 68.2. Evidencia de humedad dentro del transformador.

Se concluye que el transformador no tiene garantía.

### **3.8. TRANSFORMADOR 15 KVA MONOFÁSICO, CON FUGA DE ACEITE POR LA TAPA SUPERIOR Y CON FALLA POR CORTOCIRCUITO.**

Se realizó inspección visual del equipo:

- Los accesorios como lo son la válvula de sobrepresión, DETC y aisladores se encuentran en buenas condiciones.
- Las empaquetaduras asociadas al transformador se encuentran en buenas condiciones.
- El transformador presenta fuga de aceite por la tapa.

De acuerdo con lo consignado en el formato reporte de campo por el usuario, “se escuchó ruido inicial y después de 2 o 3 minutos se dispararon los cortacircuitos del lado de alta”.

De acuerdo con lo reportado en los formatos, anexos y correos enviados, se solicita el traslado del transformador a la planta de ABB en Dosquebradas para su inspección de acuerdo con la GTC71 (Guía Técnica Colombiana 71).

- Recepción e inspección externa: se evidencia accionamiento de la tapa válvula del transformador y fuga de aceite.
- Inspección interna: el aceite se encuentra oscuro y con carbón, al igual que el interior de las paredes del tanque y la tapa, se evidencia desplazamiento axial en las bobinas, lo cual indica que la causa más probable de la falla es un cortocircuito.

Tomando en cuenta lo descrito anteriormente, la evaluación de los hallazgos y los anexos a este documento, ABB determina que la falla presentada en el transformador NO está cubierta dentro del alcance de la garantía.



Imagen 68.3. Fuga se aceite por tapa del transformador causada por las fuerzas axiales post-cortocircuito.



Imagen 68.4. Daño en la parte activa por causa del cortocircuito.

#### 4. PROTOCOLO DE PRUEBAS TRANSFORMADOR

En el siguiente anexo se muestra un informe de pruebas un transformador de 15 MVA. Se omitirán datos como número de serie del transformador e información del cliente y de personal de ABB.

|   |                                |                                |  |
|---|--------------------------------|--------------------------------|--|
| <b>ABB</b>  | <b>PROTOCOLO DE ENSAYOS</b>    |                                | Nº de Protocolo:<br>2015 - 007         |
|   | <b>Asea Brown Boveri Ltda.</b> |                                | Pág 1 de 20                            |
| <b>Cliete:</b><br>PTAR  | <b>Máquina Ensayada:</b>       | <b>Nº de Serie:</b> [REDACTED] | Transformador Trifásico                |
| Dirección del Cliente:  | Potencia Nominal Máxima:       | Tensión:                       | 15 / 20 MVA<br>46 +11-9 x 1% / 13.2 kV |
| PTAR Planta de Tratamiento de Aguas Residuales, Bello Antioquia, Colombia | Intensidad Nominal:            | BIL:                           | 251.02 / 874.77 A<br>250 / 110 kV      |
|   | Conexión:                      | Grupo de Conexión:             | D / yn<br>Dyn5                         |
|   | Frecuencia:                    | Refrigeración:                 | 60 Hz<br>ONAN / ONAF                   |
|   | Calentamiento Máx. del Aceite: | Calentamiento Medio del Cobre: | 60 °C<br>65 °C                         |
| <b>Referencia de ABB:</b>   |                                |                                |  |
| Referencia del Producto:  | Transformador Trifásico        |                                |  |
| Nº de Pedido:   | Proyecto [REDACTED]            |                                |  |
| Nº de Placa:  | [REDACTED]                     |                                |  |
| Inspección y Plan de Ensayos:   | -                              |                                |  |

Imagen 69. Protocolo de pruebas del transformador de potencia.

En la imagen 69 se detalla la información general sobre el equipo y del cliente.



|  |  |  |
|--|--|--|
| <b>Ensayos Realizados y Aprobados:</b>   |  |  |
| Relación   | <b>Recepcionado por:</b><br><br><b>Comentarios:</b><br>INFORME FINAL DE PRUEBAS EN FÁBRICA |  |
| Resistencia de Arrollamientos  |  |  |
| Pérdidas e Intensidad de Vacío   |  |  |
| Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito   |  |  |
| Rendimiento  |  |  |
| Regulación   |  |  |
| Sobretensión Aplicada  |  |  |
| Sobretensión Inducida  |  |  |
| Resistencia del Aislamiento  |  |  |
| Capacidad y F.P. del Aislamiento   |  |  |
| Impulso Atmosférico  |  |  |
| Calentamiento  |  |  |
|  Acreditado Ante el Organismo Nacional de Acreditación ONAC, bajo la Norma NTC-ISO/IEC 17025:2005 - código 13-LAB-013 |  |  |

Imagen 70. Protocolo de pruebas del transformador de potencia.



En la imagen 70 se especifica que pruebas se le realizaron al equipo.

Prueba de relación entre devanados:

| Terminales Primarios:   |            | 1U-1V-1W             |            |                 |                |                |                  |                       |
|---|------------|----------------------|------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|-----------------------|
| Terminales Secundarios:   |            | 2U-2V-2W-2N          |            |                 |                |                |                  |                       |
| Grupo de Conexión:  |            | Dyn5                 |            |                 |                |                |                  |                       |
| Posición  |            | Tensión Nominal (kV) |            | Relación Medida |                |                | Relación Teórica | Diferencia Máxima (%) |
| Primario  | Secundario | Primario             | Secundario | 1U-1W<br>2W-2N  | 1V-1U<br>2U-2N | 1W-1V<br>2V-2N |                  |                       |
| 1   | -          | 51.060               | 13.200     | 6.6861          | 6.6864         | 6.6860         | 6.6999           | -0.21                 |
| 2   | -          | 50.600               | 13.200     | 6.6265          | 6.6268         | 6.6263         | 6.6395           | -0.20                 |
| 3   | -          | 50.140               | 13.200     | 6.5669          | 6.5671         | 6.5666         | 6.5792           | -0.19                 |
| 4   | -          | 49.680               | 13.200     | 6.5072          | 6.5074         | 6.5069         | 6.5188           | -0.18                 |
| 5   | -          | 49.220               | 13.200     | 6.4475          | 6.4477         | 6.4473         | 6.4585           | -0.17                 |
| 6   | -          | 48.760               | 13.200     | 6.3878          | 6.3880         | 6.3875         | 6.3981           | -0.17                 |
| 7   | -          | 48.300               | 13.200     | 6.3280          | 6.3283         | 6.3279         | 6.3377           | -0.16                 |
| 8   | -          | 47.840               | 13.200     | 6.2684          | 6.2687         | 6.2682         | 6.2774           | -0.15                 |
| 9   | -          | 47.380               | 13.200     | 6.2087          | 6.2089         | 6.2085         | 6.2170           | -0.14                 |
| 10  | -          | 46.920               | 13.200     | 6.1490          | 6.1492         | 6.1488         | 6.1567           | -0.13                 |
| 11  | -          | 46.460               | 13.200     | 6.0893          | 6.0895         | 6.0891         | 6.0963           | -0.12                 |
| 12  | -          | 46.000               | 13.200     | 6.0296          | 6.0298         | 6.0294         | 6.0359           | -0.11                 |
| 13  | -          | 45.540               | 13.200     | 5.9699          | 5.9701         | 5.9697         | 5.9756           | -0.10                 |
| 14  | -          | 45.080               | 13.200     | 5.9102          | 5.9105         | 5.9101         | 5.9152           | -0.09                 |
| 15  | -          | 44.620               | 13.200     | 5.8505          | 5.8507         | 5.8504         | 5.8549           | -0.08                 |
| 16  | -          | 44.160               | 13.200     | 5.7908          | 5.7910         | 5.7906         | 5.7945           | -0.07                 |
| 17  | -          | 43.700               | 13.200     | 5.7311          | 5.7313         | 5.7310         | 5.7341           | -0.05                 |
| 18  | -          | 43.240               | 13.200     | 5.6715          | 5.6716         | 5.6713         | 5.6738           | -0.04                 |
| 19  | -          | 42.780               | 13.200     | 5.6118          | 5.6119         | 5.6116         | 5.6134           | -0.03                 |
| 20  | -          | 42.320               | 13.200     | 5.5521          | 5.5522         | 5.5519         | 5.5531           | -0.02                 |
| 21  | -          | 41.860               | 13.200     | 5.4924          | 5.4925         | 5.4922         | 5.4927           | -0.01                 |
| <b>Declaración de Conformidad.</b>  |            |                      |            |                 |                |                |                  |                       |
| El equipo pasó satisfactoriamente la prueba según lo establecido por la Norma IEC 60076-1 del 2011 numeral 10.    |            |                      |            |                 |                |                |                  |                       |
| Notas: Equipos de medida: Tettex Winding Analyser 2293 - No. Interno: E-0285<br>Se verificó el grupo de conexión. |            |                      |            |                 |                |                |                  |                       |
| Prueba realizada por: <span style="background-color: black; color: black;">XXXXXXXXXX</span>                      |            |                      |            |                 |                |                |                  |                       |
| Máxima Incertidumbre expandida de la medición 0.08%, con un nivel de confianza del 95%.                           |            |                      |            |                 |                |                |                  |                       |

Imagen 71. Resultados prueba de relación.

La norma IEC 60076 numeral 10 habla de las tolerancias entre las medidas en tensión de las espiras del transformador estableciendo que el porcentaje de tolerancia no debe ser mayor del 0.5%.

Prueba de resistencia de devanados o de arrollamientos:

| Temperatura de Referencia: 75 °C<br>Terminales Ensayados: 1U-1V-1W<br>Temperatura Media del Aceite: 26.1 °C |                                  |        |        |   |                                |   |
|---|----------------------------------|--------|--------|---|--------------------------------|---|
| Posición  | Resistencia entre Terminales (Ω) |        |        |   | Resistencia media por fase (Ω) | Resistencia por fase a la Temperatura de Referencia (Ω) |
|   | 1U-1V                            | 1V-1W  | 1W-1U  | - |                                |   |
| 1 -   | 0.5999                           | 0.5997 | 0.6005 | - | 0.9000                         | 1.0688  |
| 2 -   | 0.5954                           | 0.5952 | 0.5960 | - | 0.8933                         | 1.0608  |
| 3 -   | 0.5909                           | 0.5908 | 0.5915 | - | 0.8866                         | 1.0529  |
| 4 -   | 0.5865                           | 0.5864 | 0.5871 | - | 0.8800                         | 1.0450  |
| 5 -   | 0.5821                           | 0.5820 | 0.5827 | - | 0.8734                         | 1.0372  |
| 6 -   | 0.5776                           | 0.5776 | 0.5783 | - | 0.8668                         | 1.0293  |
| 7 -   | 0.5733                           | 0.5732 | 0.5739 | - | 0.8602                         | 1.0215  |
| 8 -   | 0.5688                           | 0.5688 | 0.5695 | - | 0.8536                         | 1.0136  |
| 9 -   | 0.5645                           | 0.5644 | 0.5652 | - | 0.8470                         | 1.0059  |
| 10 -  | 0.5600                           | 0.5600 | 0.5607 | - | 0.8404                         | 0.9979  |
| 11 -  | 0.5547                           | 0.5548 | 0.5557 | - | 0.8326                         | 0.9887  |
| 12 -  | 0.5601                           | 0.5601 | 0.5608 | - | 0.8405                         | 0.9981  |
| 13 -  | 0.5645                           | 0.5644 | 0.5651 | - | 0.8470                         | 1.0058  |
| 14 -  | 0.5688                           | 0.5687 | 0.5694 | - | 0.8535                         | 1.0135  |
| 15 -  | 0.5731                           | 0.5730 | 0.5737 | - | 0.8599                         | 1.0212  |
| 16 -  | 0.5775                           | 0.5774 | 0.5781 | - | 0.8665                         | 1.0289  |
| 17 -  | 0.5818                           | 0.5817 | 0.5824 | - | 0.8729                         | 1.0366  |
| 18 -  | 0.5862                           | 0.5861 | 0.5868 | - | 0.8795                         | 1.0445  |
| 19 -  | 0.5905                           | 0.5904 | 0.5911 | - | 0.8860                         | 1.0521  |
| 20 -  | 0.5950                           | 0.5948 | 0.5955 | - | 0.8926                         | 1.0600  |
| 21 -  | 0.5992                           | 0.5991 | 0.5999 | - | 0.8991                         | 1.0677  |

Imagen 72. Resultados prueba de resistencias de arrollamiento en las diferentes posiciones del OLTC.

| Temperatura de Referencia: 75 °C<br>Terminales Ensayados: 2U-2V-2W-2N<br>Temperatura Media del Aceite: 26.1 °C  |                                  |         |         |   |                                |   |
|---|----------------------------------|---------|---------|---|--------------------------------|---|
| Posición  | Resistencia entre Terminales (Ω) |         |         |   | Resistencia media por fase (Ω) | Resistencia por fase a la Temperatura de Referencia (Ω) |
|   | 2U-2N                            | 2V-2N   | 2W-2N   | - |                                |   |
| --  | 0.01558                          | 0.01553 | 0.01553 | - | 0.01555                        | 0.01846   |
| Notas: Equipos de medida: Tettex Winding Analyser 2293 - No. Interno: E-0285<br><br>Prueba realizada por : ██████████<br><br>Máxima Incertidumbre expandida de la medición 0.3%, con un nivel de confianza del 95%. |                                  |         |         |   |                                |   |

Imagen 73. Resultados prueba de resistencias de arrollamiento en terminales de secundario del transformador.

Prueba de pérdidas e intensidad de vacío:

|                                      |  |  |  |                                    |                                    |                                    |                                |  |        |                   |        |                             |                                |
|--------------------------------------|--|--|--|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|--|--------|-------------------|--------|-----------------------------|--------------------------------|
| <b>ABB</b>                           |  | <b>PROTOCOLO DE ENSAYOS</b><br><b>Pérdidas e Intensidad de Vacío</b> |  |                                    |                                    |                                    |                                | N° de Protocolo:<br>2015 - 007             |        |                   |        |                             |                                |
|                                      |  |  |  |                                    |                                    |                                    |                                | Pág 6 de 20                                |        |                   |        |                             |                                |
| <b>N° de Serie:</b> ██████████       |  |  |  |                                    |                                    |                                    |                                |  |        |                   |        |                             |                                |
| <b>Terminales Alimentados:</b>       |  | 2U-2V-2W-2N  |  | <b>Posición:</b>                   |                                    | -                                  |                                |  |        |                   |        |                             |                                |
| <b>1° Terminales Abiertos:</b>       |  | 1U-1V-1W   |  | <b>Posición:</b>                   |                                    | 12                                 |                                |  |        |                   |        |                             |                                |
| <b>Potencia Base:</b>                |  | 15.00 MVA  |  | <b>Potencia Nominal:</b>           |                                    | 15.0 MVA                           |                                |  |        |                   |        |                             |                                |
| <b>Temperatura Media del Aceite:</b> |  | 25.4 °C  |  | <b>Frecuencia:</b>                 |                                    | 60                                 |                                |  |        |                   |        |                             |                                |
| <b>Valores Medidos</b>               |  |  |  |                                    |                                    |                                    |                                | <b>Pérdidas<sup>1</sup></b><br><b>(kW)</b> |        | <b>Intensidad</b> |        | <b>Valores Garantizados</b> |                                |
| <b>V</b>                             | $\frac{V_{eficaz}}{1,11 \times V_{media}}$ | <b>1,11xV<sub>media</sub></b><br><b>(kV)</b>                         | <b>V<sub>eficaz</sub></b><br><b>(kV)</b> | <b>I<sub>A</sub></b><br><b>(A)</b> | <b>I<sub>B</sub></b><br><b>(A)</b> | <b>I<sub>C</sub></b><br><b>(A)</b> | <b>Pérdidas</b><br><b>(kW)</b> |  |        |                   |        | <b>Intensidad</b>           | <b>Pérdidas</b><br><b>(kW)</b> |
| 110 %                                | 1.07                                       | 8.311  | 8.933                                    | 6.249                              | 6.112                              | 6.472                              | 18.14                          | 16.79                                      | 0.96 % | -                 | -      |                             |                                |
| 105 %                                | 1.03                                       | 8.002  | 8.216                                    | 1.834                              | 1.648                              | 1.964                              | 13.26                          | 12.91                                      | 0.28 % | -                 | -      |                             |                                |
| 100 %                                | 1.01                                       | 7.619  | 7.714                                    | 0.8350                             | 0.6920                             | 0.9260                             | 10.30                          | 10.17                                      | 0.12 % | 10.50             | <0.5 % |                             |                                |
| 95 %                                 | 1.01                                       | 7.204  | 7.263                                    | 0.5530                             | 0.4190                             | 0.6160                             | 8.552                          | 8.482                                      | 0.08 % | -                 | -      |                             |                                |
| 90 %                                 | 1.01                                       | 6.805  | 6.847                                    | 0.4490                             | 0.3130                             | 0.4890                             | 7.314                          | 7.269                                      | 0.06 % | -                 | -      |                             |                                |

Imagen 74. Resultados prueba pérdidas e intensidad de vacío con los terminales se alta abiertos y alimentado por el secundario.

Prueba de pérdidas en carga y tensión de cortocircuito:

|  |               |   |                             |                               |                                 |                                |   |                                |   |
|--|---------------|---|-----------------------------|-------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|---|--------------------------------|---|
| <b>Terminales Alimentados:</b>   |               | 1U-1V-1W  |                             | <b>Temperatura de Ref:</b>    |                                 | 75.0 °C                        |   |                                |   |
| <b>1° Terminales Cortocircuitados:</b>   |               | 2U-2V-2W-2N   |                             | <b>Potencia Base:</b>         |                                 | 15.00 MVA                      |   |                                |   |
| <b>Conexión</b>  |               |   | <b>Medido</b>               |                               |                                 | <b>Corregido<sup>1</sup></b>   |   | <b>Garantizado</b>             |   |
| <b>Posiciones</b>  |               | <b>U<sub>Nominal</sub></b><br><b>Terminal</b><br><b>Alimentado</b><br><b>(kV)</b> | <b>Temp.</b><br><b>(°C)</b> | <b>Tensión</b><br><b>(kV)</b> | <b>Intensidad</b><br><b>(A)</b> | <b>Pérdidas</b><br><b>(kW)</b> | <b>Impe-</b><br><b>dancia</b><br><b>(%)</b> | <b>Pérdidas</b><br><b>(kW)</b> | <b>Impe-</b><br><b>dancia</b><br><b>(%)</b> |
| <b>Alimentado</b>  | <b>1° Cto</b> |   |                             |                               |                                 |                                |   |                                |   |
| 1  | -             | 51.060  | 25.4                        | 4.1989                        | 170.25                          | 64.480                         | 8.19  | -                              | -   |
| 12   | -             | 46.000  | 25.4                        | 3.6120                        | 188.44                          | 68.303                         | 7.85  | 75.00                          | 8.00  |
| 21   | -             | 41.860  | 25.4                        | 3.2156                        | 206.29                          | 78.415                         | 7.71  | -                              | -   |
| <b>Terminales Alimentados:</b>   |               | 1U-1V-1W  |                             | <b>Temperatura de Ref:</b>    |                                 | 75.0 °C                        |   |                                |   |
| <b>1° Terminales Cortocircuitados:</b>   |               | 2U-2V-2W-2N   |                             | <b>Potencia Base:</b>         |                                 | 20.00 MVA                      |   |                                |   |
| <b>Conexión</b>  |               |   | <b>Medido</b>               |                               |                                 | <b>Corregido<sup>1</sup></b>   |   | <b>Garantizado</b>             |   |
| <b>Posiciones</b>  |               | <b>U<sub>Nominal</sub></b><br><b>Terminal</b><br><b>Alimentado</b><br><b>(kV)</b> | <b>Temp.</b><br><b>(°C)</b> | <b>Tensión</b><br><b>(kV)</b> | <b>Intensidad</b><br><b>(A)</b> | <b>Pérdidas</b><br><b>(kW)</b> | <b>Impe-</b><br><b>dancia</b><br><b>(%)</b> | <b>Pérdidas</b><br><b>(kW)</b> | <b>Impe-</b><br><b>dancia</b><br><b>(%)</b> |
| <b>Alimentado</b>  | <b>1° Cto</b> |   |                             |                               |                                 |                                |   |                                |   |
| 1  | -             | 51.060  | 25.4                        | 5.5683                        | 225.79                          | 115.19                         | 10.93                                       | -                              | -   |
| 12   | -             | 46.000  | 25.4                        | 4.8237                        | 251.54                          | 122.18                         | 10.47                                       | -                              | -   |
| 21   | -             | 41.860  | 25.4                        | 4.2559                        | 272.93                          | 140.71                         | 10.28                                       | -                              | -   |
| <p><b>Notas:</b> Equipo de medida: Analizador de Potencia - Marca LEM NORMA D6000 - No. interno: E-0231.</p> <p>Prueba realizada por: ██████████</p> <p>Máxima Incertidumbre expandida de la medición 1.0%, con un nivel de confianza del 95%.</p> |               |   |                             |                               |                                 |                                |   |                                |   |

Imagen 75. Resultados prueba pérdidas en carga y tensión de cortocircuito con potencias bases de 15 y 20 MVA.

- Corregido a la potencia base y a la temperatura de referencia.

Prueba de rendimiento del transformador a diferentes factores de potencias y a diferentes porcentajes de cargabilidad:

| <b>Condición de Ensayo:</b>   |     | <b>CosPhi = 0.8</b>  |        |        |        |        |   |
|---|-----|----------------------|--------|--------|--------|--------|---|
| <b>(1) Terminales del 1<sup>er</sup> arrollamiento:</b>   |     | 1U-1V-1W             |        |        |        |        |   |
| <b>(2) Terminales del 2<sup>o</sup> arrollamiento:</b>  |     | 2U-2V-2W-2N          |        |        |        |        |   |
| <b>Potencia Base:</b>   |     | 15.00 MVA            |        |        |        |        |   |
| Posiciones  |     | Factor de Potencia   |        |        |        |        |   |
|   |     | 0.80                 | 0.80   | 0.80   | 0.80   | 0.80   | - |
| (1)   | (2) | Factor de Carga      |        |        |        |        |   |
|   |     | 25 %                 | 50 %   | 75 %   | 100 %  | 125 %  | - |
| 1   | -   | 99.529               | 99.564 | 99.487 | 99.382 | 99.266 | - |
| 12  | -   | 99.521               | 99.548 | 99.463 | 99.350 | 99.227 | - |
| 21  | -   | 99.500               | 99.506 | 99.400 | 99.267 | 99.123 | - |
| <b>Condición de Ensayo:</b>   |     | <b>CosPhi = 0.9</b>  |        |        |        |        |   |
| <b>(1) Terminales del 1<sup>er</sup> arrollamiento:</b>   |     | 1U-1V-1W             |        |        |        |        |   |
| <b>(2) Terminales del 2<sup>o</sup> arrollamiento:</b>  |     | 2U-2V-2W-2N          |        |        |        |        |   |
| <b>Potencia Base:</b>   |     | 15.00 MVA            |        |        |        |        |   |
| Posiciones  |     | Factor de Potencia   |        |        |        |        |   |
|   |     | 0.90                 | 0.90   | 0.90   | 0.90   | 0.90   | - |
| (1)   | (2) | Factor de Carga      |        |        |        |        |   |
|   |     | 25 %                 | 50 %   | 75 %   | 100 %  | 125 %  | - |
| 1   | -   | 99.581               | 99.612 | 99.543 | 99.450 | 99.347 | - |
| 12  | -   | 99.574               | 99.598 | 99.522 | 99.422 | 99.312 | - |
| 21  | -   | 99.555               | 99.561 | 99.467 | 99.348 | 99.220 | - |
| <b>Condición de Ensayo:</b>   |     | <b>Cos Phi = 1.0</b> |        |        |        |        |   |
| <b>(1) Terminales del 1<sup>er</sup> arrollamiento:</b>   |     | 1U-1V-1W             |        |        |        |        |   |
| <b>(2) Terminales del 2<sup>o</sup> arrollamiento:</b>  |     | 2U-2V-2W-2N          |        |        |        |        |   |
| <b>Potencia Base:</b>   |     | 15.00 MVA            |        |        |        |        |   |
| Posiciones  |     | Factor de Potencia   |        |        |        |        |   |
|   |     | 1.00                 | 1.00   | 1.00   | 1.00   | 1.00   | - |
| (1)   | (2) | Factor de Carga      |        |        |        |        |   |
|   |     | 25 %                 | 50 %   | 75 %   | 100 %  | 125 %  | - |
| 1   | -   | 99.623               | 99.651 | 99.589 | 99.505 | 99.412 | - |
| 12  | -   | 99.616               | 99.638 | 99.570 | 99.480 | 99.380 | - |
| 21  | -   | 99.600               | 99.605 | 99.520 | 99.413 | 99.297 | - |
| <b>Notas:</b> No hay valores garantizados, los cálculos de estas magnitudes se relacionan directamente con las pérdidas de cortocircuito y vacío. |     |                      |        |        |        |        |   |

Imagen 76. Resultados prueba de rendimiento con perfiles de carga variados y factor de potencia entre 0.8 y 1.

Prueba de sobre tensión aplicada:

En esta prueba se aplica una sobretensión dada y el transformador debe aguantar ese esfuerzo en el tiempo determinado.

**Frecuencia (Hz):** 60

| Terminales Ensayados | Tensión (kV) | Duración (s) |
|----------------------|--------------|--------------|
| 1U-1V-1W             | 95           | 60           |
| 1U-1V-1W             | 34           | 60           |

**Notas:** Equipo de medida: Analizador de Potencia Marca LEM NORMA D6000 -No. interno: E-0129  
Prueba realizada por: Luis Ángel Soto – Holman E. Ramírez.  
Máxima Incertidumbre expandida del voltaje de prueba 1.0%, con un nivel de confianza del 95%.

Imagen 77. Resultados prueba de tensión aplicada en terminales de alta.

Prueba de sobretensión inducida:

**Posición de Alta Tensión:** 12  
**Terminales Alimentados:** 2U-2V-2W-2N  
**Frecuencia (Hz):** 300

| Terminales Ensayados | Terminales a Tierra | Tensión (kV) | Duración (s) | D.P. Medidas |
|----------------------|---------------------|--------------|--------------|--------------|
| 1U-1V-1W             | 2N                  | 92.00        | 24           | -            |

**Notas:** Equipo de medida: Analizador de Potencia - Marca LEM NORMA D6000 - No. interno: E-0231  
Prueba realizada por:   
Máxima Incertidumbre expandida del voltaje de prueba 0.5%, con un nivel de confianza del 95%.

Imagen 78. Resultados prueba de tensión inducida en terminales del secundario.

Se ensayan los terminales del secundario del transformador, se equipotencializa el neutro con la tierra y se aterriza.

Prueba de impulso atmosférico:

| Tipo de Onda <sup>1</sup> | Terminal Ensayado | Tensión Requerida (kV) | Tensión Aplicada (kV) | Posición del Conmutador | Forma de Onda (µs) | Identificación Oscilograma |
|---------------------------|-------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------|--------------------|----------------------------|
| RFW                       | 1U                | 127.00                 | 127.17                | 1                       | 1.286 x 55         | 242                        |
| FW                        | 1U                | 250.00                 | 249.83                | 1                       | 1.309 x 55         | 243                        |
| FW                        | 1U                | 250.00                 | 249.67                | 1                       | 1.249 x 55         | 244                        |
| FW                        | 1U                | 250.00                 | 249.52                | 1                       | 1.306 x 55         | 245                        |
| RFW                       | 1V                | 127.00                 | 126.96                | 12                      | 1.238 x 55         | 246                        |
| FW                        | 1V                | 250.00                 | 249.63                | 12                      | 1.248 x 55         | 247                        |
| FW                        | 1V                | 250.00                 | 249.47                | 12                      | 1.250 x 55         | 248                        |
| FW                        | 1V                | 250.00                 | 249.49                | 12                      | 1.251 x 55         | 249                        |
| RFW                       | 1W                | 127.00                 | 126.92                | 21                      | 1.298 x 55         | 250                        |
| FW                        | 1W                | 250.00                 | 249.38                | 21                      | 1.255 x 55         | 251                        |
| FW                        | 1W                | 250.00                 | 249.35                | 21                      | 1.249 x 55         | 252                        |
| FW                        | 1W                | 250.00                 | 249.26                | 21                      | 1.250 x 55         | 253                        |
| RFW                       | 2U                | 56.000                 | 56.238                | -                       | 1.103 x 48         | 255                        |
| FW                        | 2U                | 110.00                 | 110.53                | -                       | 1.107 x 48         | 256                        |
| FW                        | 2U                | 110.00                 | 110.49                | -                       | 1.106 x 49         | 257                        |
| FW                        | 2U                | 110.00                 | 110.55                | -                       | 1.107 x 49         | 258                        |
| RFW                       | 2V                | 56.000                 | 56.254                | -                       | 1.103 x 48         | 259                        |
| FW                        | 2V                | 110.00                 | 110.49                | -                       | 1.107 x 49         | 260                        |
| FW                        | 2V                | 110.00                 | 110.52                | -                       | 1.107 x 49         | 261                        |
| FW                        | 2V                | 110.00                 | 110.45                | -                       | 1.107 x 49         | 262                        |
| RFW                       | 2W                | 56.000                 | 56.287                | -                       | 1.098 x 48         | 263                        |
| FW                        | 2W                | 110.00                 | 110.56                | -                       | 1.101 x 48         | 264                        |
| FW                        | 2W                | 110.00                 | 110.52                | -                       | 1.103 x 49         | 265                        |
| FW                        | 2W                | 110.00                 | 110.50                | -                       | 1.108 x 48         | 266                        |

Notas: Equipo de medida: Generador de Impulsos Marca Haefely, 3200kV, se Anexan los gráficos de los impulsos.

Imagen 79. Resultados prueba de impulso atmosférico.

<sup>1</sup>Leyenda:

| ANSI: |                         | CEI: |                       |
|-------|-------------------------|------|-----------------------|
|       | Onda Reducida           | RFW  | Onda Reducida         |
|       | Onda Plena              | FW   | Onda Plena            |
|       | Onda Cortada Reducida   | RCW  | Onda Cortada Reducida |
|       | Onda Cortada            | CW   | Onda Cortada          |
|       | Frente de Onda Reducido | RFoW |                       |
|       | Frente de Onda          | FoW  |                       |

Imagen 80. Perfiles de tipo de onda aplicados en la prueba.

El anterior protocolo es entregado al cliente antes de la entrega del transformador, el laboratorio de pruebas está certificado por la ONAC (Organismo Nacional de Acreditación de Colombia) bajo el código "13-LAB-013".

## 5. CONCLUSIONES

Todo el proceso dentro de la empresa me dejó muchos aprendizajes tanto profesionales y de fortalecimientos como persona, siendo este último el pilar de cada empresa tener calidad humana entre sus trabajadores, con lo anterior expuesto se concluye que:

- Los conocimientos teóricos aprendidos en la academia se fortalecen en la práctica como también se aprenden conceptos nuevos en el entorno eléctrico al que nos vemos expuesto en esta profesión.
- Las causas más comunes de fallas en los transformadores son por fugas de aceite o de presión, la buena verificación desde fábrica antes de enviarlos a sus clientes finales y el correcto proceso de fabricación garantiza que el índice de quejas de producto sea menor.
- Cuando en la inspección visual no se evidencien fallas en los equipos se deberá realizar pruebas en laboratorio del transformador tanto de su parte activa como del aceite.
- La mala manipulación de los equipos por parte de personal inexperto genera daños en los equipos.

## 6. RECOMENDACIONES

- Se deben seguir todas las instrucciones de montaje que el fabricante pueda dar, ya que la omisión de estas recomendaciones hace que la garantía del equipo no tenga validez
- Las personas que manipulen los transformadores o a sus accesorios deben ser profesionales en el área.
- El presente trabajo sirve como guía de reconocimiento de partes del transformador de potencia o distribución como de también dejar buenos hábitos de manejo de estos equipos.



## **7. BIBLIOGRAFÍA**

1. IEC. 60076-1. Edition 2.1. 2000-04. Clause 9. Tolerances, table 1. Item 2. Voltage ratio at no load on principal tapping for a specified first pair of windings.