



**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ.**



**REPORTE DE RESIDENCIA.**

**MODERNIZACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DEL TRANSFORMADOR DE  
400/115 KV EN LA C. H. BELISARIO DOMINGUEZ.**

**ASESOR:**

**M. en C. JULIO ENRIQUE MEGCHUN VAZQUEZ.**

**REVISORES:**

**DR. RUBEN HERRERA GALICIA.**

**ING. ABRAHAM OCAMPO SOLORSARNO.**

**RESIDENTE:**

**MILET DE JESUS CRUZ ZAVALA.**

**TUXTLA GUTIERREZ CHIAPAS A; 09 DE DICIEMBRE DE 2013.**

## Índice.

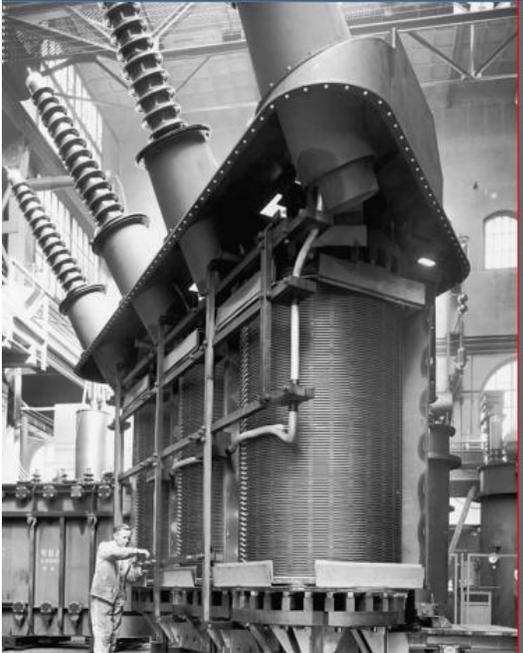
1. Introducción.....	4
1.1 Antecedentes.....	4
1.2 Estado del arte.....	6
1.3 Justificación.....	7
1.4 Objetivo.....	8
2. Fundamento teórico.....	8
2.1 Construcción del transformador.....	9
2.2 Elementos de los núcleos de transformadores.....	15
2.3 Tipos de núcleos.....	16
2.4 Tipos de devanados de los transformadores.....	17
2.5 Construcción de los devanados.....	20
2.6 Conexión de los devanados.....	21
2.7 Clasificación de los materiales aislantes.....	24
2.8 Método de enfriamiento de los T.P.....	25
2.9 Conexión de los transformadores monofásicos.....	29
2.10 Pruebas a transformadores.....	33
3. Desarrollo.....	41
3.1 Objetivo.....	41
3.2 Alcance.....	41
3.3 Recepción.....	42
3.4 Revisión interna.....	42
3.5 Armado.....	44

3.6 Tratamiento preliminar.....	45
3.7 Secado.....	46
3.8 Llenado .....	46
3.9 Pruebas y verificación.....	47
3.10 Energización y puesta en servicio.....	48
4. Resultados y conclusiones.....	49
4.1 Resultados.....	49
4.2 Conclusiones.....	49
Referencias.....	50
Anexos.....	50-56

# 1. Introducción

## 1.1 Antecedentes.

### El transformador.



A finales del siglo XIX, el transformador demostró ser un componente indispensable para la transmisión competitiva de la energía eléctrica. Durante la exposición de Frankfurt am Main en Alemania del año 1891 se hizo una demostración de una instalación de 20 kV donde se probó la viabilidad de los transformadores eléctricos.

La invención del transformador, data del año de 1884 para ser aplicado en los sistemas de transmisión que en esa época eran de corriente directa y presentaban limitaciones técnicas y económicas. El primer sistema comercial de corriente alterna con fines de distribución de la energía eléctrica que usaba transformadores, se puso en operación en los Estados Unidos de América.

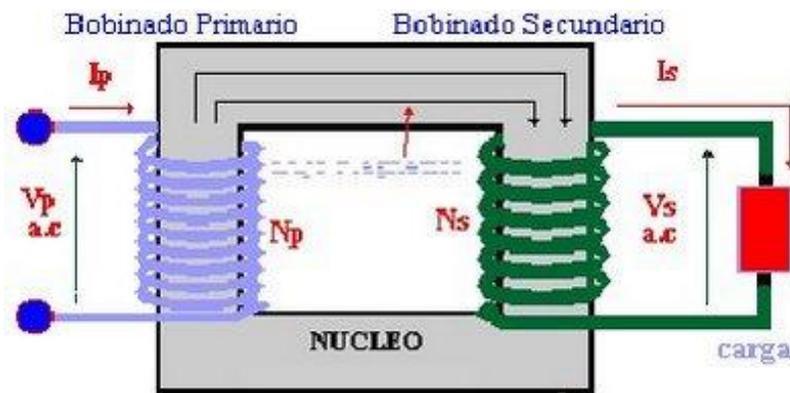
En el año de 1886 en Great Barington, Mass., en ese mismo año, al protección eléctrica se transmitió a 2000 volts en corriente alterna a una distancia de 30 kilómetros, en una línea construida en Cerchi, Italia.

A partir de estas pequeñas aplicaciones iniciales, la industria eléctrica en el mundo, ha recorrido en tal forma, que en la actualidad es factor de desarrollo de los pueblos, formando parte importante en esta industria el transformador.

El transformador, es un dispositivo que no tiene partes móviles, el cual transfiere la energía eléctrica de un circuito u otro bajo el principio de inducción electromagnética. La transferencia de energía la hace por lo general con cambios en los valores de voltajes y corrientes.

Un transformador elevador recibe la potencia eléctrica a un valor de voltaje y la entrega a un valor más elevado, en tanto que un transformador reductor recibe la potencia a un valor alto de voltaje y a la entrega a un valor bajo.

### Principio de funcionamiento del transformador.



El principio de funcionamiento del transformador, se puede explicar por medio del llamado transformador ideal monofásico, es decir, una máquina que se alimenta por medio de una corriente alterna monofásica.

A reserva de estudios con mayor detalle, la construcción del transformador, sustancialmente se puede decir que un transformador está constituido por un núcleo de material magnético que forma un circuito magnético cerrado, y sobre de cuyas columnas o piernas se localizando devanados, uno denominado “primario” que recibe la energía y el otro el secundario, que se cierra sobre un circuito de utilización al cual entrega la energía. Los dos devanados se encuentran eléctricamente aislado entre sí.

El voltaje en un generador eléctrico se induce, ya sea cuando una bobina se mueve a través de un campo magnético o bien cuando el campo producido en los polos en movimiento cortan una bobina estacionaria.

En ambos casos, el flujo total es sustancialmente contante, pero hay un cambio en la cantidad de flujo que eslabona a la bobina. Este mismo principio es válido para el transformador, solo que en este caso las bobinas y el circuito magnético son estacionarios (no tienen movimiento), en tanto que el flujo magnético cambio continuamente.

## 1.2 Estado del arte.

El primer transformador fue construido por M. Faraday (1831) cuando realizó los experimentos en los que descubrió la inducción electromagnética. El aparato que usó consistió en dos bobinas enrolladas una encima de la otra. Faraday no puso mayor atención en este aparato, ya que estaba interesado en otras cosas.

Fue hasta 1878, cuando el científico ruso P. N. Yablochkov construyó la primera planta comercial para la alimentación de un nuevo tipo de lámparas eléctricas inventadas por él conocidas como bujías Yablochkov. Para esta nueva central de energía, Yablochkov creó en cooperación con los talleres Gramme Engineering Works de Francia un generador síncrono y para mejorar el trabajo de la instalación, fabricó un transformador que tenía un circuito magnético abierto.

Aunque fue impugnada la originalidad de este invento, las patentes concedidas a Yablochkov en 1876 y 1877 aunadas a la evidencia del relato sobre la iluminación en la Exposición mundial de París y el informe publicado por la Compañía Francesa de Iluminación Eléctrica, no deja lugar a dudas de que Yablochkov fue el primero que lo utilizó en una planta industrial comercial. Lucien H. Gaulard, inventor francés y John D.

Gibbs, ingeniero inglés, obtuvieron en 1882 una patente para un dispositivo que llamaron generador secundario. El sistema que ellos patentaron fue una versión poco práctica de lo que actualmente llamamos un transformador.

Demostraron su sistema en Inglaterra en 1883 y en Italia en 1884. Entre los visitantes a sus exposiciones estuvieron tres húngaros: Otto T. Bláthy, Max Déri y Karl Zipernowski.

Ellos mejoraron el diseño del transformador y en 1885 presentaron en la exposición Nacional Húngara (en Budapest), lo que resultó ser prototipo del sistema de iluminación que se utiliza en la actualidad. Su sistema tenía 75 transformadores conectados en paralelo que alimentaban 1067 lámparas incandescentes del tipo Edison.

El sistema era alimentado por un generador de ca de 1350 volts. La construcción de los transformadores era laboriosa y cara. Otto T. Bláthy fue el primero en usar la palabra transformador.

George Westinghouse (industrial norteamericano) presencié la demostración de Gaulard y Gibbs en Italia y conocía el sistema construido por Edison en Nueva York, del cual no era simpatizante, ya que estaba consciente de sus desventajas.

En 1884 Westinghouse contrató a William Stanley (joven ingeniero eléctrico). En 1885 Stanley ya había diseñado varios tipos de transformadores superiores a los de los húngaros. Stanley construyó con la ayuda de otros científicos, transformadores con laminillas de hierro, las cuales disminuían las pérdidas de energía.

En 1886 entró en operación una planta construida bajo la dirección de Stanley en el pueblo de Great Barrington, Massachusetts. Esta planta operó con ca, con un generador de 500 volts y alimentó un conjunto de lámparas a una distancia de 2 km. Utilizando transformadores redujeron el voltaje a 100 V, que es el valor que se requiere para hacer funcionar las lámparas. De esta manera Westinghouse inició la manufactura y venta de equipos para distribuir electricidad de ca.

En 1891 el ingeniero Braun (director de los talleres Oerlikon de Suiza) construyó el primer transformador de 30 kV sumergido en aceite.

### **1.3 Justificación.**

Imagine por un momento un mundo sin transformadores eléctricos: no habría sistemas de transmisión de alto voltaje y por consiguiente, no habría forma, desde el punto de vista económico, de transportar la electricidad a largas distancias. La infraestructura del suministro de energía no tendría ni las economías de escala ni la acumulación de recursos que disfrutamos hoy en día.

Otros avances más recientes que no habrían sucedido son el comercio energético internacional, con sus beneficios para el cliente, o el aprovechamiento a gran escala de la energía eólica en regiones lejanas, con sus beneficios medioambientales. Hoy en día no se podría confiar tanto en la energía eléctrica, sería más cara, y las industrias y los hogares tendrían un aspecto muy diferente.

Los transformadores de potencia transforman la energía eléctrica de un nivel de tensión a otra, aumentando escalonadamente niveles de tensiones para minimizar las pérdidas de transmisión, o reduciéndolas para distribución.

Los transformadores forman parte muy importante en una subestación eléctrica, fabricar un nuevo transformador y transportarlo a la subestación genera unos costos elevados, no obstante los daños que resultarían por una avería en un transformador y las pérdidas de producción pueden salir costando mucho más.

Por lo tanto las compañías eléctricas tratan de mantener sus transformadores en funcionamiento durante tanto tiempo como sea posible, durante el funcionamiento normal y especialmente durante una falla eléctrica los transformadores de

potencia están sometidos a esfuerzos eléctricos, mecánicos, térmicos y ambientales.

Los transformadores de potencia están expuestos a esfuerzos mecánicos durante el transporte desde la fábrica hasta la subestación o cuando se transporta de una subestación a otra, por terremotos, y durante fallas de corto circuitos externos.

Los transformadores de potencia tienen que soportar esfuerzos de las sobre tensiones de servicio, así como las sobre tensiones de impulso como la de un rayo o los impulsos de conmutación.

Hay que disipar el calor generado por las pérdidas internas principalmente por las corrientes de cargas, las altas temperaturas causan el deterioro de los materiales de aislamientos del transformador. Las averías del transformador causadas por estos esfuerzos pueden causar explosiones, incendios y costosos efectos secundarios. Por lo tanto las compañías eléctricas o proveedores de servicio prueban los transformadores de potencia con el fin de evaluar su estado y hasta planear su sustitución.

**Entre los métodos eléctricos más comunes esta:**

- La medición de la resistencia de los devanados.
- La comprobación del cambiador de tomas.
- La medición de la relación de transformación.
- La medición de las capacitancias.
- La medición del factor de potencia.

La medición de la resistencia de los devanados: permite identificar daños en los devanados, por ejemplo: corto circuitos en los devanados, también problemas de contactos de los devanados, los cables o el cambiador de tomas.

La medición de la relación de transformación y la corriente de magnetización ayudan a identificar los cortos circuitos entre las espiras del devanado. Las mediciones de la capacitancia y el factor de potencia se llevan a cabo para evaluar los bornes del transformador o las terminales de este.

Después de algunas averías eléctricas, también puede verificarse la integridad de la geometría y el aislamiento del devanado utilizando avanzadas pruebas de diagnóstico como: La impedancia de corto circuito o reactancia de fuga y la respuesta en frecuencia de las pérdidas de dispersión o medir el factor de potencia en un rango de frecuencias.

A través de los esfuerzos de medición y mantenimientos periódicos y de diagnóstico, las compañías eléctricas y los proveedores de servicio logran atender la creciente necesidad de suministro eléctrico continuo y fiable.

#### **1.4 objetivo del proyecto.**

Cabe resaltar que la importancia de realizar un diagnóstico en la toma de decisiones para la adquisición de un equipo de potencia (TP) que se implementa en la central Hidroeléctrica Belisario Domínguez, se centra en las acciones económicas como también en el aspecto de ingeniería; esto quiere decir que el aspecto económico no es relevante ya que la infraestructura de esta empresa es amplia, pero cabe hacer énfasis en el aspecto de ingeniería y se consideran tanto los aspectos técnicos de embalaje, transporte, manejo, montaje y puesta en servicio de un transformador de potencia.

## **2. Fundamento teórico**

### **2.1 Construcción del transformador.**

A continuación, realizamos una visión general sobre las principales partes que constituyen un transformador (núcleo, devanados y cuba) y los sistemas de aislamiento que posee, el sólido o papel, y el líquido o aceite, mostrando también los distintos ensayos de diagnóstico que se practican al transformador.

#### **2.1.1 Núcleo magnético**

Los núcleos de los transformadores se construyen a partir de láminas delgadas de acero al silicio, estas láminas se fabrican específicamente para su uso en transformadores. El núcleo de acero tiene bajo contenido en carbono  $<0,1\%$ . Mayor contenido de carbono tiene una influencia perjudicial sobre las pérdidas de histéresis, así como en las propiedades de envejecimiento.

El núcleo de acero es aleado con silicio (Si). El silicio aumenta la resistencia eléctrica específica, lo que a su vez reduce las pérdidas de corrientes parásitas en el núcleo. Un mayor contenido de silicio hace que el núcleo de acero sea frágil, por lo que el contenido se mantiene por debajo del 3%.

Hoy en día, se utiliza casi exclusivamente acero de grano orientado. El laminado se realiza en frío en las chapas de acero, en la hoja de acero los dominios magnéticos tienden a orientarse en la dirección de laminación. Se obtiene un material con propiedades muy buenas en la dirección de laminado (pocas

pérdidas), por el contrario las propiedades en el sentido transversal del laminado son bastante pobres. El proceso de laminación requiere un equipo especial con una presión superficial muy alta.

El acero de grano orientado núcleo está disponible en varios grados. Las diferentes propiedades se obtienen por la composición de las materias primas, el grado de acabado laminado en frío y tratamientos diferentes, por ejemplo, el tratamiento láser. El tratamiento con láser es un tratamiento mecánico que divide los dominios magnéticos en pequeños dominios con menores pérdidas en el resultado.

Para reducir las pérdidas en el circuito magnético y la corriente de excitación es posible utilizar chapas magnéticas amorfas ya que entre sus características principales se encuentra su alta permeabilidad. No obstante este tipo de chapas magnéticas es mucho más caro y requiere una fabricación del transformador un poco diferente, por lo que se utiliza muy poco.

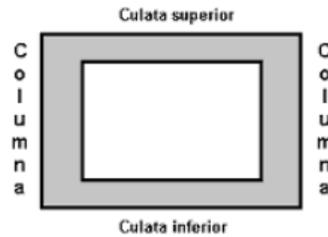
Las pérdidas por corrientes de Foucault en el núcleo de acero son proporcionales al cuadrado del espesor. Por lo tanto las hojas de acero tienen que ser delgadas para reducir las pérdidas sin carga. El espesor típico es de 0,18 mm hasta 0,30 mm. Para minimizar pérdidas por corrientes parásitas, las hojas deben estar aisladas unas de otras.

Antes era común el uso de barniz o papel. Hoy en día el fabricante suministra directamente el núcleo de acero aislado, las chapas de grano orientado vienen preparadas mediante un tratamiento especial que proporciona el aislamiento necesario, este tratamiento se le conoce como Carlite. El aislamiento es un material inorgánico compatible con el aceite del transformador y es resistente a la corrosión y la temperatura. La capa aislante es muy fina  $<4 \mu\text{m}$ .

Para unir entre sí las chapas del núcleo se deben emplear materiales no metálicos, ya que si se utilizara un perno metálico para unir entre sí las chapas, se engendraría en este perno fuerzas electromotrices que darían lugar a corrientes que circulan en circuito cerrado, calentando el perno.

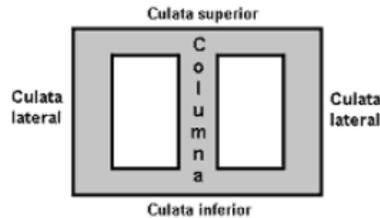
Por último, destacaremos que el núcleo del transformador puede clasificarse según su disposición:

1.- Simple o de columnas, donde los bobinados van dispuestos sobre las dos columnas y el flujo magnético se canaliza a través de las columnas y culatas. (figura 2.1)



*Figura 2.1 Ejemplo de un núcleo magnético simple o de columnas.*

2.- Doble o acorazado, donde la columna central tiene el doble de sección que las culatas laterales y los bobinados van colocados sobre esta columna central. (figura 2.2)



*Figura 2.2: Ejemplo de un núcleo doble o acorazado*

### 2.1.2. Arrollamientos

Los arrollamientos están formados por conductores bobinados para formar el devanado. La forma del conductor de la bobina en transformadores de potencia suele ser rectangular (pletina) con el fin de utilizar eficazmente el espacio disponible. Incluso en los transformadores pequeños para la distribución del conductor en la sección trasversal por medio de un alambre pequeño circular, este cable es a menudo aplanado por ambos lados para aumentar el factor de espacio en la ventana principal.

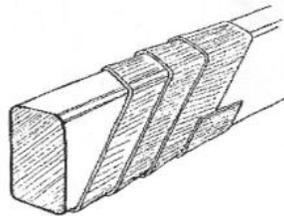
Aunque cabe destacar que lo esencial en los devanados es el número de espiras más que la forma y la disposición de las espiras.

En transformadores grandes la sección de cobre debe ser grande. Con el aumento de la sección del conductor, el conductor debe dividirse en dos o más elementos conductores en paralelo con el fin de reducir el efecto pelicular y las pérdidas por

corrientes de Foucault en los conductores y además facilitar el trabajo de bobinado.

El conjunto de los conductores en paralelo se denomina cable. Cada uno de los conductores que componen el cable está aislado, ya sea por una serie de vueltas de papel (figura 2.3) o por un barniz o esmalte. Dos hilos paralelos separados y aislado eléctricamente a veces pueden tener una cubierta de papel común.

La capa de papel se construye de finas (una o unas pocas decenas: micrómetros) tiras de papel, un pocos centímetros de ancho, alrededor y lo largo de la cadena, como se indica en la figura 2.3 Se utilizan varias capas de papel para obtener el espesor total necesario establecido por las propiedades eléctricas y mecánicas.

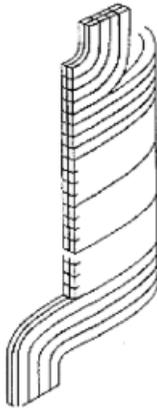


*Figura 2.3: Conductor envuelto con papel aislante*

Con el fin de evitar esfuerzos dieléctricos locales, la superficie del conductor es lisa y sin rebabas. Las esquinas son redondeadas. El material es mecánicamente suave. Con el fin de soportar las fuerzas de cortocircuito es necesario someter al material a un trabajo en frío con el fin de aumentar su resistencia mecánica. Una forma de hacer el proceso de trabajo en frío es exponer el cable a una operación de flexión repetitiva.

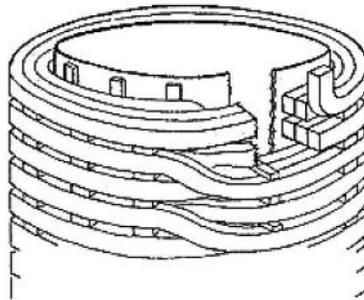
A continuación mostraremos los distintos tipos de devanados que existen, Arrollamientos en capas, figura 2.4. Se forman arrollando un cable formando una hélice. Cada conductor de la hélice está en contacto con el conductor anterior y con el conductor posterior.

En arrollamientos de varias capas, una vez que se ha llegado a la parte inferior del devanado, se bobina la siguiente capa concéntrica con la anterior.



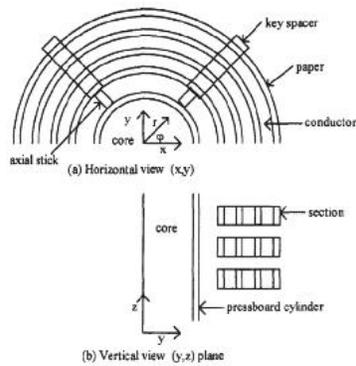
*Figura 2.4 Arrollamientos en capas*

Arrollamientos helicoidales, figura 2.5. Los arrollamientos helicoidales son semejantes a los arrollamientos por capas, pero en lugar de que los conductores de una determinada capa estén en contacto, se separan los conductores por medio de separadores.



*Figura 2.5 Arrollamientos helicoidales*

Arrollamientos en disco, figura 2.6. En los arrollamientos de discos, cada uno de los discos consiste en un conjunto de espiras bobinadas formando una espiral. Entre un disco y el siguiente se coloca un separador, con el fin de permitir una mejor refrigeración del devanado.

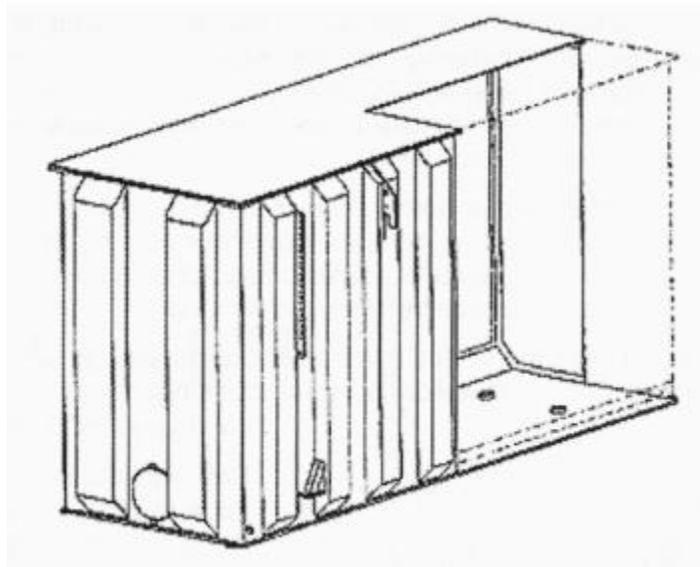


*Figura 2.6 Arrollamientos en disco*

Arrollamientos de papel de aluminio. El aluminio es un material con menor resistencia mecánica que el cobre, por eso en los transformadores con devanados de aluminio el devanado se fabrica arrollando un folio de cobre en forma de espiral. Este tipo de arrollamientos también se utilizan en los devanados de BT de los transformadores en seco encapsulados en resina.

### 2.1.3. La cuba

La cuba o tanque (figura 2.7) es principalmente el contenedor para el aceite y la protección física de la parte activa. También sirve como estructura de soporte para los accesorios y equipos de control.



*Figura 2.7: Ejemplo de una cuba, la envolvente que cubre al transformador de potencia*

Antes de llenar el tanque de aceite con la parte activa dentro de él se hace el vacío para eliminar todo el aire que podría poner en peligro la rigidez dieléctrica del aislamiento del transformador. En consecuencia, el tanque está diseñado para soportar la presión de la atmósfera y un cierto vacío con un mínimo de deformaciones.

La cubierta del tanque puede ser atornillada o soldada a la estructura de la cuba.

Algunos usuarios prefieren un tanque de campana, este tanque es soldado o atornillado a la parte inferior del tanque. En funcionamiento normal el tanque está eléctricamente puesto a tierra.

El tanque debe tener unas dimensiones compatibles con el transporte por carretera o ferrocarril y, al mismo tiempo, dentro de él se encuentra la parte activa del transformador guardando las distancias de aislamiento necesarias y todo ello con un diseño bastante simple, esto hace que a menudo la tarea del diseñador sea un desafío considerable en el diseño de grandes transformadores.

El transformador de potencia llevara adosado un tanque de expansión, en caso de que aumente la presión en el interior del transformador debido a la temperatura, el aceite se depositará en este tanque.

Otro fenómeno a tener en cuenta en el diseño de los tanques es que la coincidencia de las frecuencias de vibración generada en el núcleo del transformador y las frecuencias de resonancia de las diferentes partes del tanque puede aumentar el sonido emitido al medio ambiente.

### **Consideraciones generales.**

Un transformador consta de dos partes esenciales: El núcleo magnético y los devanados, estos están relacionados con otros elementos destinados a las conexiones mecánicas y eléctrica entre las distintas partes al sistema de enfriamiento, al medio de transporte y a la protección de la máquina en general.

En cuanto a las disposiciones constructivas, el núcleo determina características relevantes, de manera que se establece una diferencia fundamental en la construcción de transformadores, dependiendo de la forma del núcleo, pudiendo ser el llamado núcleo tipo columnas y el núcleo tipo acorazado.

Existen otros aspectos que establecen diferencias entre tipos de transformadores, como es por ejemplo el sistema de enfriamiento, que establece la forma de disipación del calor producido en los mismos, o bien en términos de su potencia y voltaje para aplicaciones, como por ejemplo clasificar en transformadores de potencia a tipo distribución.

## **La construcción del núcleo.**

El núcleo magnético está formado por laminaciones de acero que tienen pequeño porcentajes de silicio (alrededor del 4%) y que se denominan “laminaciones magnéticas”, estas laminaciones tienen la propiedad de tener pérdidas relativamente bajas por efecto de histéresis y de corrientes circulantes.

Están formados por un conjunto de laminaciones acomodadas en la forma y dimensiones requeridas. La razón de usar laminaciones de acero al silicio en los núcleos de las máquinas eléctricas, es que el silicio aumenta la resistividad del material y entonces hace disminuir la magnitud de las corrientes parásitas o circulantes y en consecuencia las pérdidas por este concepto.

En el caso de transformadores de gran potencia, se usan las llamadas “laminaciones de cristal orientado” cuyo espesor es de algunos milímetros y contienen entre 3% y 4% de silicio, se obtienen de material laminado en caliente, después se hace el laminado en frío, dando un tratamiento térmico final a la superficie de las mismas.

Este tipo de laminación cuando se sujetan al flujo en la dirección de las laminaciones, presentan propiedades magnéticas mejores que la laminación “normal” de acero al silicio usada para otro tipo de transformadores.

## **2.2 Elementos de los núcleos de transformadores.**

En los núcleos magnéticos de los transformadores tipo columna se distinguen dos partes principales: “las columnas” o piernas y los “yugos”. En las columnas se alojan los devanados y los yugos unen entre si la las columnas para cerrar el circuito magnético.

Debido a que las bobinas se deben montar bajo un cierto procedimiento y desmontar cuando sea necesario por trabajos de mantenimiento, los núcleos que cierran el circuito magnético, terminan al mismo nivel en la parte que está en contacto con los yugos, o bien con salientes. En ambos casos los núcleos se arman con “juegos” de laminaciones para columnas y yugos que se arman por capas de arreglos “pares” e “impares”.

Cuando se emplean laminaciones de cristal orientado, es necesario que las uniones entre yugos y columnas se realicen con cortes inclinados para evitar trayectorias transversales de las líneas de flujo respecto a tales direcciones.

Cuando se han armado los niveles a base de juegos de laminaciones colocadas en “pares” e “impares” el núcleo se sujeta usando tornillos opresores y separa por medio de los tornillos tensores.

En cuanto a los Yugos, se refiere, no estando vinculados estos con los devanados, pueden ser, entonces, rectangulares, aún cuando pueden tener también escalones para mejorar el enfriamiento.

### **2.3 Tipos de núcleos.**

Cuando se ha mencionado con anterioridad, los núcleos para transformadores se agrupan básicamente en las siguientes categorías:

- Tipo núcleo o de columnas.
- Tipo acorazado.
- Tipo núcleo o de columnas.

Existen distintos tipos de núcleos tipos columna, que está caracterizado por la posición relativa de las columnas y de los yugos.

#### **Núcleo monofásico.**

Se tienen dos columnas unidas en las partes inferior y superior por medio de un yugo, en cada una de estas columnas se encuentran incrustados la mitad del devanado primario y la mitad del devanados secundario.

#### **Núcleo trifásico.**

Se tienen tres columnas dispuestas sobre el mismo plano unidas en sus partes inferior y superior por medio de yugos. Sobre cada columna se incrustan los devanados primarios y secundarios de una fase. Las corrientes magnetizantes de las tres fases son distintas entre sí, debido principalmente a que el circuito magnético de las columnas externas es más largo que el correspondiente a la columna central. Este desequilibrio, tomando en cuenta que la corriente magnetizantes de las tres fases es distintas entre sí, debido principalmente que el circuito magnético de las columnas externas es más largo que el correspondiente a la columna central. Este desequilibrio, tomando en cuenta que la corriente de vacío es bastante baja, tiene influencia solamente para las condiciones de operación en vacío.

#### **Tipo acorazado.**

Este tipo de núcleo acorazado, tiene la ventaja con respecto al llamado tipo columna, de reducir la dispersión magnética, su uso es más común en los transformadores monofásicos. En el núcleo acorazado, los devanados se localizan sobre la columna central, y cuando se trata de transformadores pequeños, las

laminaciones se hacen en troqueles. Las formas de construcción pueden ser distintas y varían de acuerdo con la potencia.

### **Herrajes o armadura.**

Como se ha mencionado antes, los núcleos de los transformadores tienen partes que cumplen con funciones puramente mecánicas de sujeción de las laminaciones y estructuras, estas partes o elementos se conocen como “herrajes” o armadura y se complementan con componentes como fibra de vidrio o madera para protección de la sujeción de los yugos.

### **2.4 Tipos de devanados de los transformadores.**

Los devanados de los transformadores se pueden clasificar en baja y alta tensión, esta distinción es de tipo global y tiene importancia para los propósitos de la realización práctica de los devanados debido a que los criterios constructivos para la realización de los devanados de baja tensión, son distintos de los usados para los devanados de alta tensión.

Para los fines constructivos, no tiene ninguna importancia la función de un devanado, es decir, que sea primario o el secundario, importa solo la tensión para la cual debe ser previsto.

Otra clasificación de los devanados se puede hacer con relación a la potencia del transformador, para tal fin existen devanados para transformadores de baja potencia, por ejemplo de 1000 a 2000 VA y para transformadores de media y gran potencia. Los devanados para transformadores de pequeña potencia son los más fáciles de realizar.

En este tipo de transformadores los devanados primario y secundario son concéntricos y bobinado sobre un soporte aislante único. Por lo general, se usan conductores de cobre esmaltado, devanados en espiral y con capas sobrepuestas. Por lo general, el devanado de menor tensión se instala más cerca del núcleo interponiendo un cilindro de papel aislante y mediante separadores, se instala en forma concéntrica el devanado de tensión mayor. Los extremos de los devanados (denominados también principio y final del devanador) se protegen con aislante de forma de tubo conocido como “spagueti”.

### **Devanados para transformadores de distribución.**

En estos transformadores, la diferencia entre las tensiones primaria y secundaria es notable, por ejemplo, los transformados para redes de distribución de 13200 volts a las tensiones de utilización de 220/127 volts debido a estas diferencias, se emplean criterios constructivos distintos a los considerados en los transformadores

pequeños de baja tensión y se dividen en devanados de baja tensión y de alta tensión.

### **Devanados de baja tensión.**

Están constituidos por lo general, de una sola espiral (algunas veces en dos o tres capas sobrepuestas), con alambres rectangular aislado. El conductor se usa generalmente para potencia pequeñas y tiene diámetros no superiores a 3 o 3.5 mm. El aislamiento de los conductores, cuando son cilíndricos, puede ser de algodón o de papel, más raramente conductor esmaltado en el caso que los transformadores que no sean enfriados por aceite.

Para transformadores de mediana y gran potencia, se recurre al uso de placa o solera de cobre aislada, el aislamiento es por lo general de papel. En el caso de que las corrientes que transporte el devanado sean elevadas ya sea por vacilidad de manipulación en la construcción o bien para reducir las corrientes parásitas, se puede construir el devanado don más de una solera o placa en paralelo.

### **Devanados de alta tensión.**

Los devanados de alta tensión, tiene en comparación con los de baja tensión, muchos espiras, y la corriente que circula por ellos, es relativamente baja, por lo que son de conductor de cobre de sección circular con diámetro de 2.5 a 3.0 mm.

Con respecto a las características constructivas, se tienen variantes de fabricante a fabricante, hay básicamente dos tipos, el llamado “tipo bobina” formados de varias capas de conductores, estas bobinas tienen forma discoidal, estas bobinas se conectan, por lo general, en serie para dar el número total de espiras de una fase. El otro tipo des el llamado “de capas” constituido por una sola bobina con varias capas, esta bobina es de longitud equivalente a las varias bobinas discoidales que constituirían el devanado equivalente, por lo general, el número de espiras por capa en este tipo de devanado, es superior al constituido de varias bobinas discoidales.

Como aspectos generales, se puede decir que el primer tipo (bobinas discoidales), da mayor facilidad de enfriamiento e impregnarse de aceite, debido a que dispone canales de circulación más numerosos, también tiene la ventaja de que requiere de conductores de menor diámetro equivalente al otro tipo, da mayor facilidad constructiva. Tiene la desventaja de ser más tardado en su construcción.

Las bobinas discoidales se conocen también como “tipo galleta” en algunos casos, se forman cada una, de un cierto número de conductores dispuestos en capas y aisladas estas capas entre sí por papel aislante, cada bobina al terminar se “amarra” con cinta de lino o algodón para darle consistencia mecánica y

posteriormente se les da un baño de barniz y se hornean a una cierta temperatura, con lo cual adquiere la rigidez mecánica necesaria. Cada bobina, está diseñada para tener una tensión no superior a 1000-1500 volts, por lo que para dar la tensión necesaria para una fase, se deben colocar varias bobinas en serie.

### **Posición de los devanados.**

La disposición de los devanados en los transformadores, debe ser hecha de tal forma, que se concilien en la mejor forma las dos exigencias que son contrastantes entre sí, del aislamiento y de la menor dispersión del flujo. La primera requiere de la mayor separación entre devanados, en tanto que la segunda, requiere que el primario se encuentra lo más cercano posible del secundario. En la práctica, se alcanza una solución conveniente del problema con la disposición de los devanados dentro de los siguientes tipos:

- Concéntrico.
- Concéntrico doble.
- Alternado.

En el tipo concéntrico, cada uno de los devanados está distribuido a lo largo de toda la columna el devanado de tensión más baja se encuentra en la parte interna (más cercano al núcleo) y aislado del núcleo, y el de tensión más elevada, por medio de tubos aislantes (cartón baquelizado, baquelita, etc.).

En la disposición de concéntrico doble, el devanado de tensión más de baja se divide en dos mitades dispuestas respectivamente al interior y al exterior uno de otro. En el llamado tipo alternado, los dos devanados están subdivididos cada uno en una cinta número de bobinas que están dispuestas en las columnas en forma alternada.

Las consideraciones que orientan desde el punto de vista de diseño, la disposición de los devanados, son aquellos referentes al enfriamiento, el aislamiento, la reactancia de dispersión y a los esfuerzos mecánicos.

Con relación a los aislamientos, la solución más conveniente la representa el tipo concéntrico simple, porque requiere de una sola capa aislante entre los dos devanados, por lo que esta disposición es ventajosa en el caso de tensiones elevadas.

El llamado concéntrico doble tiene la prerrogativa de dar lugar a la reactancia de dispersión con valor de alrededor de la mitad de aquel relativo al concéntrico simple. El tipo alternado, en cambio, permite variar tales reactancias, repartiendo en forma distinta las posiciones de las bobinas de los dos devanados..para los

esfuerzos mecánicos son mejor las disposiciones de tipo alternado, pues permite que el transformador soporte mejor los esfuerzos mecánicos.

## **2.5 Construcción de los devanados.**

Como se indicó anteriormente, los conductores usados para la construcción de los devanados, pueden ser de alambre circular (como un diámetro comprendida entre 0.2 y 0.4 mm) o bien solera de distintas medidas.

Según sea el tipo de las espiras de las bobinas, se pueden construir en dos formas.

- Helicoidal continua.
- Con bobinas separadas (discoidales).

Las bobinas helicoidales se hacen, por lo general, cuando el conductor empleado es de solera, lo único que se debe tener cuidado es en la forma del aislamiento con respecto al núcleo y eventualmente su constitución mecánica. Este tipo de construcción tiene cierto tipo de limitaciones, en cuanto al aislamiento se refiere, aún cuando se puede construir en varias capas, por lo que su práctica se limita a los devanados de baja tensión.

La construcción de bobinas discoidales (para devanados con bobinas separadas), generalmente se hace con el mismo número de espiras por bobinas y de capas se hace de manera que se limite la tensión máxima entre espiras de capas adyacentes a un valor entre 200 y 300 volts, con esto se espera que en general, y sólo en casos excepcionales, el voltaje por bobina sea cuando mucho 1000 volts entre capas separadas por papel aislante.

Con relación a la posición de los devanados, los transformadores son de dos tipos: de devanados concéntricos y devanados alternados.

En el caso de los transformadores con devanados concéntricos, estos, los devanados primario y secundario, son completamente distintos y se encuentran montados uno dentro del otro sobre el núcleo, estando, por razones de aislamiento, principalmente el devanado de menor voltaje más cerca del núcleo.

En transformadores de mayor potencia y sólo excepcionalmente, se puede dividir el devanado de bajo voltaje en dos partes, de manera que una quede cercano al núcleo y la otra se coloque sobre el devanado de alta tensión, es decir, es un doble concéntrico.

La disposición de los devanados concéntrica, es la que tiene un mayor campo de aplicación.

Cualquiera que sea el tipo de devanado, la construcción de las bobinas se hace normalmente sobre moldes de madera o metálicos montados sobre bobinadoras o devanadoras cuyo tipo es distinto, dependiendo principalmente del tamaño de bobinas por construir. En el caso de bobinas para transformadores pequeños, que se pueden hacer en talleres de bobinado, estas bobinas son de tipo manual, y eventualmente se pueden llegar a usar tornos.

Cuando se termina de devanar una bobina, antes su montaje se le debe dar un tratamiento como secarla en vacío para quitar posibles restos de humedad, y también un proceso de impregnación de barniz aislante y horneado a una temperatura que depende del tipo de barniz y cuyo objetivo es dar consistencia mecánica.

### **Aislamiento externo de los devanados.**

Los devanados primario y secundario, deben estar aislados entre sí, generalmente este aislamiento se hace por medio de separadores de madera, baquelita o materiales aislantes similares que además cumplan con funciones refrigerantes.

### **Sistema de amarre axial de los devanados mediante tornillos opuestos de presión.**

El aislamiento entre las fases de los transformadores trifásicos se efectúa separando convenientemente las columnas, entre las cuales se interponen algunas veces separadores o diafragmas de cartón tratado o bien de baquelita.

El aislamiento externo entre las fases, se logra por medio de las boquillas a las que se conectan las terminales de los devanados.

### **2.6 Conexiones de los devanados.**

Cuando se construye un devanado, se puede bobinar en el sentido a la derecha o a la izquierda (con respecto al sentido de las manecillas del reloj), se ha observado que una corriente que tiene un determinado sentido, produce un flujo magnético en sentido opuesto, se tiene un devanado construido hacia la izquierda o un devanado hacia la derecha, esto se debe tomar en consideración, para evitar que con las conexiones que se realicen, se tengan flujos opuestos o voltajes inducidos opuestos.

En general, cada fabricante adopta un sentido único de devanado para todas las bobinas, tanto secundarias como primarias.

En los transformadores monofásicos de dos columnas, el flujo es directo y en sentido opuesto en las dos columnas, esto significa que debe haber una forma de conexión.

### **Cambio en la relación de transformación.**

En una red de distribución, la tensión no es exactamente la misma en todos los puntos, debido a que la caída de tensión depende de la distancia del punto de alimentación y de la magnitud de la carga.

Para poder emplear los transformadores de distribución en los distintos puntos de la red y adaptarlos a las variaciones tensión, se provee uno de los devanados de un cambiador de derivaciones (El de alta tensión) de tal forma que se puedan aumentar o disminuir el número de espiras y en consecuencia, variar la relación de transformación dentro de límites establecidos, estos límites, normalmente son del 5%.

### **Materiales eléctricos usados en la construcción de transformadores.**

#### **Conductores eléctricos.**

Los materiales usados como conductores en los transformadores, al igual que los usados en otras máquinas eléctricas, deben ser de alta conductividad, ya que con ellos se fabrican las bobinas. Los requisitos fundamentales que deben cumplir los materiales conductores, son los siguientes:

- La más alta conductividad posible.
- El menor coeficiente posible de temperatura por resistencia eléctrica.
- Una adecuada resistencia mecánica.
- Deben ser ductiles y maleables.
- Deben ser fácilmente soldables.
- Tener una adecuada resistencia a la corrosión.

La resistividad o resistencia específica, al tensión disruptiva, la permitividad y la histéresis dieléctrica en adición a las propiedades dieléctricas se deben considerar también las propiedades mecánicas y su capacidad para soportar la acción de agentes químicos, el calor y otros elementos presentes durante su operación.

## **La temperatura y los materiales aislantes.**

Uno de los factores que más afectan la vida de los aislamientos, es la temperatura de operación de las máquinas eléctricas, esta temperatura está producida principalmente por las pérdidas y en el caso específico de los transformadores, durante su operación, estas pérdidas están localizadas en los siguientes elementos principales:

El núcleo o circuito magnético, aquí las pérdidas son producidas por el efecto de histéresis y las corrientes circulantes en las laminaciones, son dependientes de la inducción, es decir, que influye el voltaje de operación.

Los devanados, aquí las pérdidas se deben principalmente al efecto joule y en menos medida por corrientes de Foucault, estas pérdidas en los devanados son dependientes de la carga en el transformador.

Se presentan también pérdidas en las uniones o conexiones que se conocen también como “puntos calientes” así como en los cambiadores de derivaciones.

Todas estas pérdidas producen calentamiento en los transformadores, y se debe eliminar este calentamiento a valores que no resultan peligrosos para los aislamientos, por medio de la aplicación de distintos medios de enfriamiento.

Con el propósito de mantener en forma confiable y satisfactoria la operación de las máquinas eléctricas, el calentamiento de cada una de sus partes, se debe controlar dentro de ciertos límites previamente definidos.

Las pérdidas en una máquina eléctrica son importantes no tanto porque constituyan una fuente de ineficiencia, sino porque pueden representar una fuente importante de elevación de temperatura para los devanados, esta elevación de temperatura puede producir efectos en los aislamientos de los propios devanados, o bien en los aislamientos entre devanados y el núcleo, por esta razón, es siempre importante que todos los aislamientos entre devanados y el núcleo.

Por esta razón, es siempre importante que todos los aislamientos se mantengan dentro de los límites de temperatura que garanticen su correcta operación, sin perder su efectividad.

Como la elevación en la temperatura depende también de la carga en las máquinas dentro de sus límites de carga o “cargabilidad” establecidos, para así respetar los límites de temperatura de su aislamiento.

En su régimen nominal de operación, un transformador tiene estrechamente, ligado su voltaje y potencia a los límites impuestos por los aislamientos usados y en menor grado por las pérdidas por efecto joule.

## 2.7 Calificación de los materiales aislantes.

La clasificación de los materiales aislantes para máquinas eléctricas con relación a su estabilidad terminal, cubre básicamente siete clases de materiales aislantes que se usan por lo general y que son los siguientes:

CLASE	TEMPERATURA
Y	90 oC
A	105 oC
E	120 oC
B	130 oC
F	155 oC
H	180 oC
C	Mayor a 180 oC

Una descripción breve de estos materiales se da a continuación:

### Clase Y.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales, tales como algodón, seda y papel sin impregnar.

### Clase A.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales tales como el algodón, sed ya papel con alguna impregnación o recubrimiento o cuando se sumergen en dialécticos líquidos tales como aceite. Otros materiales o combinación de materiales que caigan dentro de estos límites de temperatura, pueden caer dentro de esta categoría.

### Clase E.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales que por experiencia o por pruebas, pueden operar a temperaturas hasta de 5 oC, sobre el temperatura de los aislamientos Clase A.

Clase B.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales tales como la única, fibra de vidrio, asbestos, etc. con algunas sustancias aglutinantes, puede haber otros materiales inorgánicos.

Clase F.

Este aislamiento consiste en materiales o combinaciones de materiales tales como mica, fibra de vidrio, asbesto, etc., con sustancias aglutinables, así como otros materiales o combinaciones de materiales no necesariamente inorgánicos.

Clase H.

Este aislamiento consiste de materiales tales como el silicón, elastómetros y combinaciones de materiales tales como la mica, la fibra de vidrio, asbestos, etc., con sustancias aglutinables como son las resinas y silicones apropiados.

Clase C.

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales tales como la mica, la porcelana, vidrio, cuarzo con o sin aglutinantes.

## **2.8 Métodos de enfriamiento de transformadores de potencia.**

Como ya se mencionó antes, el calor producido por las pérdidas en los transformadores afecta la vida de los aislamientos, por esta razón es importante que este calor producido disipe de manera que se mantenga dentro de los límites tolerables por los distintos tipos de aislamiento.

- La transmisión del calor tiene las etapas siguientes en los transformadores:
- Conducción a través del núcleo, bobinas y demás elementos hasta la superficie.
- Transmisión por convección en el caso de los transformadores secos.

Para los transformadores en aceite, el calor se transmite por convección a través de este dieléctrico.

Los límites de calentamiento para los transformadores se dan a continuación:

PARTE DEL TRANSFORMADOR	MODO DE ENFRIAMIENTO	CLASE DE AISLAMIENTO (POR TEMPERATURA)	CALENTAMIENTO oC
Devanados	Por aire, natural o con ventilación rozada	A E B F H C	60 75 80 100 125 150
<input type="checkbox"/> Circuito magnéticos y otras partes. <input type="checkbox"/> Sin estar e contacto con los devanados			<input type="checkbox"/> Los mismos valores que para los devanados. <input type="checkbox"/> Valores similares a las partes aislantes susceptibles de entrar en contacto con los devanados.

Líquidos refrigerantes y aislantes.

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

- La más volumétrica.
- El coeficiente de dilatación térmica.
- La viscosidad.
- El calor específico
- La conductividad térmica.

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

## **Dignación de los métodos de enfriamiento.**

Los transformadores están por lo general enfriados por aire o aceite y cualquier método de enfriamiento empleado debe ser capaz de mantener una temperatura de operación suficientemente baja y prevenir “puntos calientes” en cualquier parte del transformador. El aceite se considera uno de los mejores medios de refrigeración que tiene además buenas propiedades dieléctricas y que cumple con las siguientes funciones:

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

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

### **Radiación.**

Es la emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz y representa en temperaturas elevadas un mecanismo de pérdida de calor. En el caso de los transformadores, la transferencia del calor a través del tanque y los tubos radiadores hacia la atmósfera es por radiación.

La selección del método de enfriamiento de un transformador es muy importante, ya que la disipación del calor, como ya se mencionó antes, influye mucho en su tiempo de vida y capacidad de carga, así como en el área de su instalación y su costo,. De acuerdo a las normas americanas (ASA C57-1948) se han normalizado definido algunos métodos básicos de enfriamiento, mismos que se usan con la misma designación en México y son los siguientes:

#### Tipo AA.

Transformadores tipo seco con enfriamiento propio, estos transformadores no contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento, el aire es también el medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas, por lo general se fabrican con capacidades inferiores a 2000 kVA y voltajes menores de 15 kV.

#### Tipo AFA.

Transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzado, se emplea para aumentar la potencia disponible de los tipo AA y su capacidad se basa en la posibilidad de disipación de calor por medio de ventiladores o sopladores.

Tipo AA/FA.

Transformadores tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento por aire forzado, es básicamente un transformador tipo AA al que se le adicionan ventiladores para aumentar su capacidad de disipación de calor.

Tipo OA

Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural, en estos transformadores el aceite aislante circula por convección natural dentro de una tanque que tiene paredes lisas o corrugadas o bien provistos con tubos radiadores. Esta solución se adopta para transformadores de más de 50 kVA con voltajes superiores a 15 kV.

Tipo OA/FA

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio y con enfriamiento por aire forzado, es básicamente un transformador OA con la adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor en las superficies de enfriamiento.

Tipo OA/FOA/FOA.

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado - aire forzado/con aceite forzado/aire forzado.

Con este tipo de enfriamiento se trata de incrementar el régimen de operación (carga) de transformador tipo OA por medio del empleo combinado de bombas y ventiladores. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos: en el primero se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas con lo que se logra aumentar en 1.33 veces la capacidad del tipo OA, con el segundo paso se hace trabajar la totalidad de los radiadores y bombas con lo que se logra un aumento de 1.667 veces la capacidad del OA. Se fabrican en capacidades de 10000 kVA monofásicos 15000 kVA trifásicos.

Tipo FOA.

Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Estos transformadores pueden absorber cualquier carga de pico a plena capacidad ya que se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo.

□Tipo OW.

Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua, en estos transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente, el aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

Tipo FOW.

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada. Este tipo de transformadores es prácticamente igual que el FO, sólo que el cambiador de calor es del tipo agua - aceite y se hace el enfriamiento por agua sin tener ventiladores.

## **2.9 Conexión de los transformadores monofásicos.**

La conexión más simple de las conexiones de los transformadores es la conexión monofásica.

Un método sencillo de llevar las terminales de los devanados primarios y secundarios a las boquillas que llevan al exterior del tanque del transformador dos indicó en la figura anterior. Para proporcionar flexibilidad en las conexiones, las bobinas de los devanados primario y secundario, se arreglan en dos secciones, cada sección de una bobina tiene el mismo número de espiras, por lo tanto, genera el mismo voltaje. Las dos primeras secciones se conectan por lo general juntas, dentro del tanque y únicamente dos son llevadas al exterior del tanque a través de las boquillas, las cuales las aíslan de la tapa.

Se pueden sacar cuatro conductores secundarios de cada bobina del secundario, con los dos conductores o terminales transpuestos del interior, antes de ser llevado al exterior.

En transformadores nuevos del tipo distribución. Es práctica común estas dos terminales transpuestas, se conecta dentro del tanque y sólo un conductor común se lleva al exterior. La boquilla secundaria centro se le denomina por lo general "Boquilla del nuestro" y en muchos casos es una tuerca que conecta también a la pared del tanque proporcionando un medio de conexión a tierra al tanque del transformador.

## **Sistemas polifásicos.**

Como se sabe, en corriente alterna hay dos tipos de circuitos: los denominados circuitos monofásicos y los circuitos polifásicos (los más comunes son los trifásicos). En los circuitos monofásicos sólo una fase o conjunto de voltajes de onda de forma senoidal se aplican a los circuitos y únicamente en una fase circula corriente senoidal.

En un sistema polifásico se aplican dos o más voltajes senoidales a las diferentes partes del circuito y circulan en las mismas artes las correspondientes corrientes senoidales.

Cada parte del sistema polifásico se conoce como “fase” y prácticamente se denominan FASE A, FASE B y Fase C y en la misma forma se designan los voltajes indicando “voltajes de la fase A”, “voltaje de la fase B”, etc., y las corrientes, corriente de la fase A, corriente de la fase B, etc.

Los voltajes aplicados a un sistema polifásico se obtienen de una fuente de suministro polifásica, también, de manera que cada fase está siempre separada, por ejemplo, en un sistema trifásico se tienen tres fases separadas. Los métodos más comunes de conectar los devanados de una máquina eléctrica trifásica son en delta y en estrella, como se muestra a continuación:

- Conexión delta.
- Conexión estrella.
- Vectores de voltaje.

Se puede observar que en tanto los voltajes en las terminales A, B y C, son los mismos para las conexiones delta y estrella.

Los voltajes a través de los devanados 1, 2 y 3 en los dos sistemas, no sólo son de diferente magnitud, también se observa que sus direcciones no coinciden. Este hecho es importante en la conexión de transformadores, ya que puede provocar dificultades en la conexión de transformadores cuando no se tiene cuidado en esto.

## **Conexión trifásica de transformadores.**

La transformación trifásica se puede realizar por medio de tres transformadores monofásicos en conexión trifásica o por medio de transformadores trifásicos. Los métodos de conexión de los devanados par a la conexión trifásica son los mismos, ya sea que se usen tres devanados en un transformador trifásico, o bien tres

transformadores monofásicos por separado, en conexión trifásica. Las conexiones trifásicas más comunes son las denominadas delta y estrella.

### **Conexión delta-delta.**

Esta conexión se usa con frecuencia para alimentar cargas de alumbrado pequeñas y cargas trifásica simultáneamente. Para esto se puede localizar una derivación o Tap en el punto medio del devanado secundario de uno de los transformadores conectándose a tierra y se conecta también al neutro del secundario. De esta manera, las cargas monofásicas se conectan entre los conductores de fase y neutro, por lo tanto, el transformador con la derivación en el punto medio toma dos terceras partes de la carga monofásica y una tercera parte de la carga trifásica. Los otros dos transformadores cada uno toma un tercio de las cargas monofásicas y trifásicas.

Para poder cargar al banco trifásico en forma balanceada, se deben cumplir con las siguientes condiciones:

- todo los transformadores deben tener idéntica relación de transformación.
- Todos los transformadores deben tener el mismo valor de impedancia.
- Todos los transformadores deben conectar en el mismo tap o derivación.

### **Conexión delta abierta-delta abierta.**

La conexión delta-delta representa en cierto modo la mas flexible de las conexiones trifásicas. Una de las ventajas de esta conexión, es que si uno de los transformadores se daña o se retira de servicio, los otros dos pueden continuar operando en la llamada conexión “delta-abierta” o “V”. Con esta conexión se suministra aproximadamente el 58% de la potencia que entrega un banco en conexión delta-delta.

En la conexión delta abierta, las impedancias de los transformadores no necesitan ser iguales necesariamente, aunque esta situación es preferible cuando es necesario cerrar la delta con un tercer transformador.

La conexión delta abierta, se usa normalmente para condiciones de emergencia, cuando en una conexión delta-delta uno de los transformadores del banco se desconecta por alguna razón. En forma similar a la conexión delta-delta, del punto medio del secundario de uno de los transformadores se puede tomar una derivación para alimentar pequeñas cargas de alumbrado o bien otros tipos de cargas.

### **Conexión estrella-delta.**

Esta conexión se usa con frecuencia para alimentar cargas trifásicas grandes de un sistema trifásico de alimentación conectado en estrella.

Tiene la limitante de que para alimentar cargas monofásicas y trifásicas en forma simultánea, no dispone del neutro.

Por otra parte, tiene la ventaja relativa de que la impedancia de los tres transformadores no necesita ser la misma en esta conexión.

Las relaciones entre corrientes y voltajes de fase de línea a línea para la conexión estrella delta, son las mismas que se tienen en la conexión delta-estrella estudiada en el párrafo anterior.

### **Conexión estrella-estrella.**

Esta conexión se usa cuando se requiere alimentar grandes cargas monofásicas en forma simultánea, con cargas trifásicas. También se usa sólo si el neutro del primario se puede conectar sólidamente al neutro de la fuente de alimentación ya sea con un neutro común o a través de tierra. Cuando los neutros de ambos lados del banco de transformadores no se unen, el voltaje de línea a neutro tiende a distorsionarse (no es senoidal). La conexión estrella-estrella, se puede usar también sin unir los neutros, a condición de que cada transformador tenga un tercer devanado que se conoce como “devanado terciario”. Este devanado terciario está siempre conectado en delta.

Con frecuencia, el devanado terciario se usa para alimentar los servicios de la Subestación.

### **Transformadores de una sola boquilla.**

En la conexión estrella-estrella, los transformadores que tienen sólo la boquilla de tal tensión o primaria, esta boquilla se conecta a la línea de alimentación. La conexión especial en la parte externa del tanque del transformador, toma el lugar de la segunda boquilla de alta tensión y se debe conectar entre los tres transformadores y al hilo de neutro o tierra.

Los transformadores de distribución tienen una conexión instalada entre la boquilla de bajo voltaje del neutro y el tanque.

### **Transformadores trifásicos.**

En términos generales, un banco formado por tres transformadores monofásicos, se puede reemplazar por un transformador trifásico. Estos transformadores

trifásicos, como se ha descrito en capítulos anteriores, tienen un núcleo magnético con tres piernas, en donde se alojan los devanados primario y secundario de cada una de las fases.

Los devanados se conectan internamente, en forma similar a los bancos de transformadores monofásicos, en cualquiera de las conexiones trifásicas, en cualquiera de las conexiones trifásicas, es decir, estrella-delta, delta abierta, etc.

Para una capacidad dada, un transformador trifásico es siempre de menor tamaño y más barato que un banco formado por tres transformadores monofásicos con la misma capacidad. En algunas ocasiones, aun con lo mencionado antes, se prefiere el uso de bancos de transformadores monofásicos, especialmente cuando por mantenimiento y confiabilidad resulta importante la facilidad para reemplazar a una de las unidades.

### **Conexión de transformadores en paralelo.**

Los transformadores se pueden conectar en paralelo por distintas razones, las principales están relacionadas con problemas de confiabilidad y de incremento en la demanda. Cuando se excede o se está a punto de exceder la capacidad de un transformador ya en operación.

Para conectar los transformadores en paralelo y garantizar su correcta operación, se deben cumplir ciertas condiciones como son:

- Deben tener los mismos voltajes primarios y secundarios.
- Deben tener los mismo valor de impedancia expresado en por ciento o en por unidad.
- Se debe verificar que la polaridad de los transformadores sea la misma.

## **2.10 Pruebas a transformadores.**

### **Introducción.**

Las pruebas se hacen en los transformadores y sus accesorios por distintas razones, durante su fabricación, para verificar la condición de sus componentes, durante la entrega, durante su operación como parte del mantenimiento, después de su reparación, etc.

Algunas de las pruebas que se hacen en los transformadores e consideran como básicas y algunas otras varían de acuerdo a la condición individual de los transformadores y pueden cambiar de acuerdo al tipo de transformador, por lo que existen distintas formas de clasificación de las pruebas a transformadores, por

ejemplo algunos las clasifican en prueba de baja tensión y prueba de alta tensión. También se pueden agrupar como pruebas preliminares, intermedias y de verificación (Finales).

Las pruebas preliminares se realizan cuando un transformador se ha puesto fuera de servicio para mantenimiento programado o para revisión programada o bien ha tenido alguna falla. Las pruebas se realizan antes de “abrir” el transformador y tienen el propósito general de encontrar el tipo y naturaleza de la falla. Las llamadas pruebas preliminares incluyen:

- Prueba al aceite del transformador.
- Medición de la resistencia de aislamiento de los devanados.
- Medición de la resistencia óhmica de los devanados.
- Determinación de las características del aislamiento.

Las llamadas pruebas intermedias, como su nombre lo indican se realizan durante el transcurso de una reparación o bien en las etapas intermedias de la fabricación, cuando el transformador está en proceso de armado o bien desarmado (según sea el caso) y el tipo de pruebas depende del propósito de la reparación o la etapa de fabricación, por lo general se hacen cuando las bobinas no han sido montadas o desmontadas (según sea el caso) y son principalmente las siguientes:

- Medición de la resistencia de aislamiento de tornillos y herrajes contra el núcleo.
- Prueba de la resistencia de aislamiento de tornillos y herrajes por voltaje aplicado.
- Prueba de las boquillas por medio de voltajes aplicados.

Cuando se han desmontado las bobinas durante un trabajo de reparación, entonces las pruebas se incrementan.

Las pruebas finales se hacen sobre transformadores terminados de fabricación o armados totalmente después de una reparación e incluyen las siguientes:

- Prueba al aceite del transformador.
- Medición de la resistencia de aislamiento.
- Prueba de relación de transformación.
- Determinación del desplazamiento de fase de los grupos de bobinas.

- Determinación de las características del aislamiento.
- Prueba del aislamiento por voltaje aplicado.
- Prueba para la determinación de las pérdidas en vacío y en corto circuito (determinación de impedancia).
- Prueba del aislamiento entre espiras por voltaje inducido.
- Medición de la corriente de vacío y la corriente de excitación.

El orden de las pruebas no es necesariamente el mencionado anteriormente, y de hecho existen normas nacionales e internacionales que recomiendan que pruebas y en qué orden se deben realizar, así como cuando se deben efectuar.

### **Pruebas al aceite del transformador.**

El aceite de los transformadores se somete por lo general a pruebas de rigidez dieléctrica, prueba de pérdidas dieléctricas y eventualmente análisis químico.

Cuando se trata de pruebas de campo, la condición del aceite se puede determinar por dos pruebas relativamente simples. Una que compra el color de una muestra de aceite del transformador bajo prueba, con un conjunto o panel de colores de referencia que dan un indicación de la emulsificación que puede tener lugar. El recipiente en que se toma la muestra debe enjuagar primero con el propio aceite de la muestra ya debe ser tomado de la parte inferior del transformador de la válvula de drenaje.

Cuando se usa un probador de color, a la muestra de aceite se debe colocar en tubo de vidrio transparente que se introduce en una pared del probador diseñada ahora tal fin. Se tiene un pequeño disco que gira y que tiene distintos colores de referencia, cuando el color le disco es similar al de la muestra, aparece la designación numérica del color de la muestra de aceite. De hecho esta prueba sirve para verificar el grado de oxidación de la aceite y debe marcar 0.5 para aceites nuevos y 5 máximo para aceites usados.

En el rango de color amarillo, naranja y rojo indican que el transformador puede tener daños severos.

### **Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.**

Esta prueba se hace en un probador especial denominado “probador de rigidez dieléctrica del aceite”. En este caso, la muestra de aceite también se toma de la parte inferior del transformador, por medio de la llamada válvula de drenaje y se

vacía en un recipiente denominado “copa estándar” que puede ser de porcelana o de vidrio y que tiene una capacidad del orden de ½ litro.

En ocasiones el aceite se toma en un recipiente de vidrio y después se vacía a la copa estándar que tiene dos electrodos que pueden ser planos o esféricos y cuyo diámetro y separación está normalizada de acuerdo al tipo de prueba. El voltaje aplicado entre electrodos se hace por medio de un transformador regulador integrado al propio aparato probador.

Después de llenada la copa estándar se debe esperar alrededor de 20 minutos para permitir que se eliminen las burbujas de aire del aceite antes de aplicar el voltaje; el voltaje se aplica energizando el aparato por medio de un switch que previamente se ha conectado ya un contacto o fuente de alimentación común y corriente. El voltaje se eleva gradualmente por medio de la perilla o manija del regulador de voltaje, la tensión o voltaje de ruptura se mide por medio de un voltmetro graduado en kilo volts.

Existen de cuerdo distintos criterios de prueba, pero en general se puede afirmar que se pueden aplicar seis rupturas dieléctricas con intervalos de 10 minutos., la primero no se toma en cuenta, y el promedio de las otras cinco se toma como la tensión de ruptura o rigidez dieléctrica. Normalmente la rigidez dieléctrica en los aceites aislantes se debe comportar en la forma siguiente:

- Aceites degradados y contaminados De 10 a 28 kV
- Aceites carbonizados no degradados De 28 a 33 kV
- Aceites Nuevo sin desgasificar De 33 a 44 kV
- Aceite Nuevo desgasificado De 40 a 50 kV
- Aceite regenerado De 50 a 60 kV

### **Prueba de resistencia de aislamiento.**

La prueba de resistencia de aislamiento en transformadores sirve no solo ara verificar la calidad del aislamiento en transformadores, también permite verificar el grado de humedad y en ocasiones defectos severos en el aislamiento.

La resistencia de aislamiento se mide por medio de un aparato conocido como “MEGGER”. El megger consiste de una fuente de alimentación en corriente directa y un sistema de medición. La fuente es un pequeño generador que se puede accionar en forma manual o eléctricamente. El voltaje en terminales de un megger varía de acuerdo al fabricante y a si se trata de accionamiento manual o eléctrico, pero en general se pueden encontrar en forma comercial megger de 250 volts, 1000 volts y 2500 volts. La escala del instrumento está graduada para leer resistencias de aislamiento en el rango de 0 a 10,000 mega homs.

La resistencia de aislamiento de un transformador se mide entre los devanados conectados todos entre sí, contra el tanque conectado a tierra y entre cada devanado y el tanque, con el resto de los devanados conectados a tierra.

Para un transformador de dos devanados se deben tomar las siguientes medidas:

- Entre el devanado de alto voltaje y el tanque con el devanado de bajo voltaje conectado a tierra.
- Entre los devanados de alto voltaje y bajo voltaje conectado entre sí, contra el tanque.

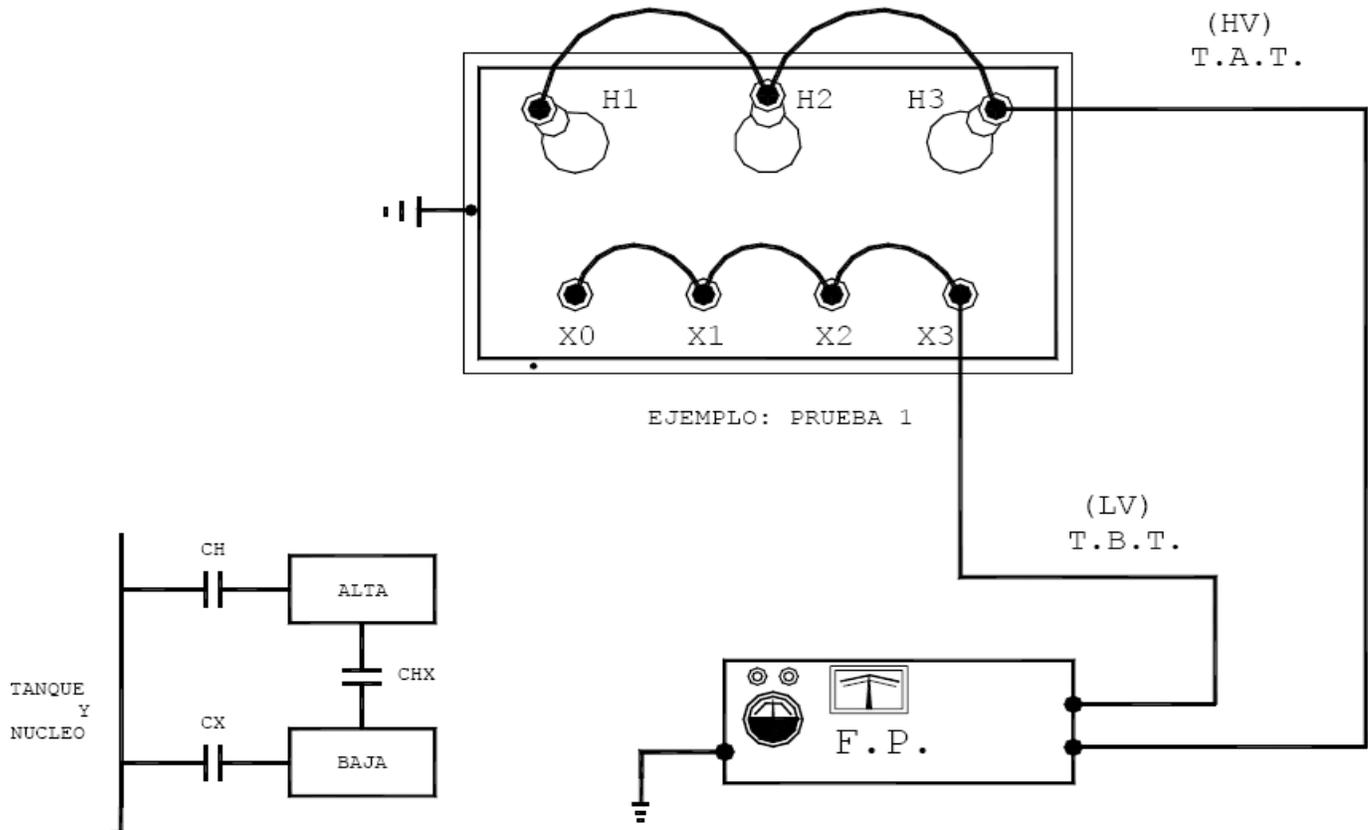
Estas mediciones se pueden expresar en forma sintetizada como:

- Alto Voltaje Vs. Tanque + bajo voltaje a tierra.
- Bajo voltaje Vs. Tanque + alto voltaje a tierra.
- Alto voltaje + bajo voltaje Vs. Tanque a tierra.

Cuando se trata de transformadores con tres devanados las mediciones que se deben efectuar son las siguientes:

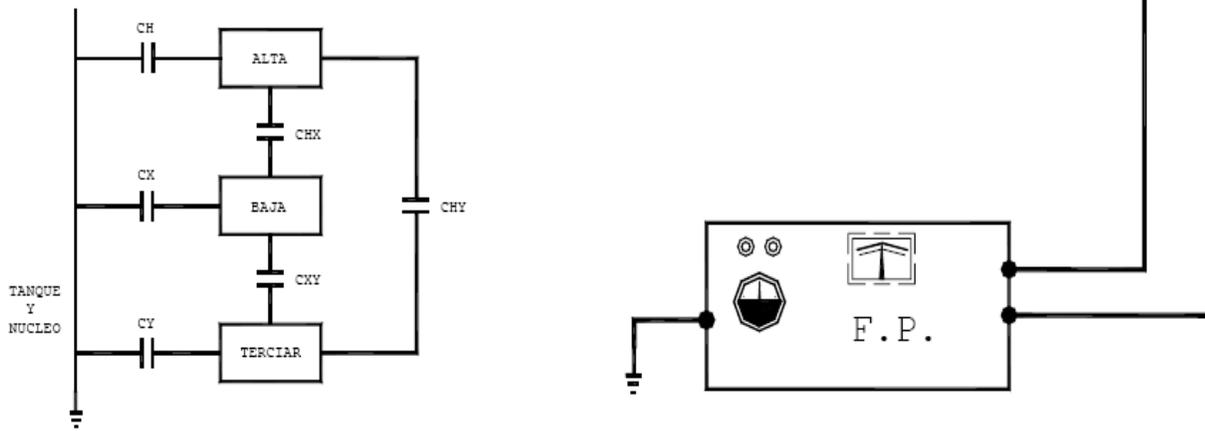
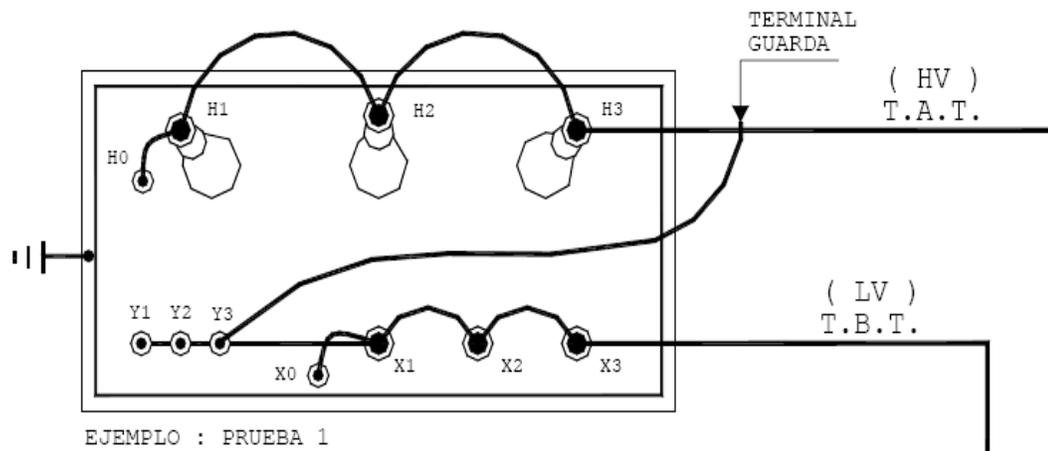
- Alto voltaje (primario) Vs. Tanque con los devanados de bajo voltaje (secundario) y medio voltaje (terciario) a tierra.
- Medio voltaje (terciario) Vs. Tanque con los devanados de alto voltaje y bajo voltaje a tierra.
- Bajo voltaje (secundario) Vs. Tanque, con los devanados de alto voltaje y medio voltaje a tierra.
- Alto voltaje y medio voltaje juntos Vs. Tanque, con el devanado de bajo voltaje a tierra.
- Alto voltaje + medio voltaje + bajo voltaje Vs. Tanque.

**Prueba del factor de potencia con 1, 2 y 3 devanados.**



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	T.A.T.	T.B.T.	SELECTOR	
1	H	X	GROUND	CH+CHX
2	H	X	GUARDA	CH
3	X	H	GROUND	CX+CHX
4	X	H	GUARDA	CX
5	H	X	UST	CHX

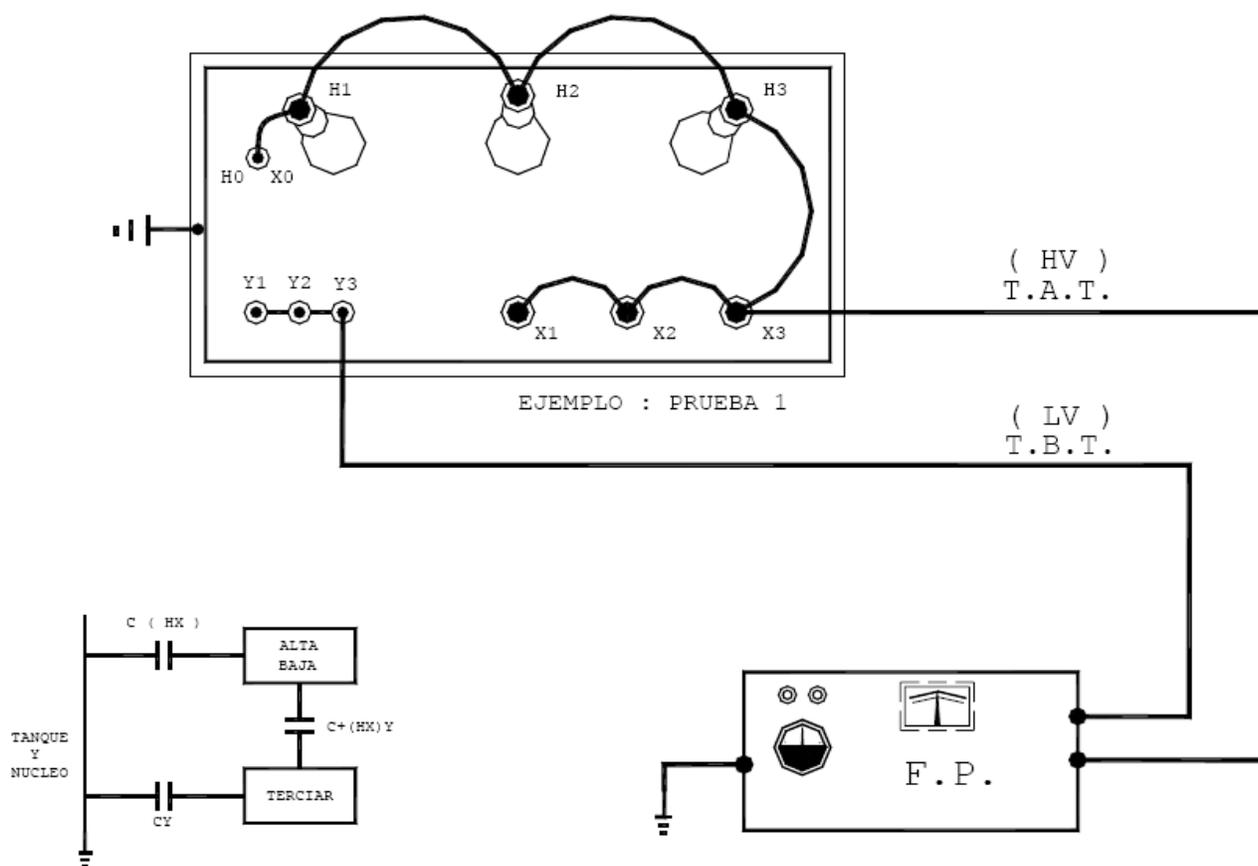
EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	T.A.T.	T.B.T.	GUARDA	SELECTOR	
1	H	X	Y	GROUND	CH+CHX
2	H	X+Y	—	GUARDA	CH
3	X	Y	H	GROUND	CX+CX Y
4	X	H+Y	—	GUARDA	CX
5	Y	H	X	GROUND	CY+CHY
6	Y	H+X	—	GUARDA	CY
7	H	X	Y ( TIERRA )	UST	CHX
8	X	Y	H ( TIERRA )	UST	CXY
9	Y	H	X ( TIERRA )	UST	CHY

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Tq= TANQUE



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	T.A.T.	T.B.T.	SELECTOR	
1	H X	Y	GROUND	C (HX) + C (HX) Y
2	H X	Y	GUARDA	CHX
3	Y	HX	GROUND	CY + C (HX) Y
4	Y	HX	GUARDA	CY
5	HX	Y	UST	C (HX) Y

NOTA: CUANDO EL TRANSF. NO DISPONGA DE BOQUILLAS PARA EL DEVANADO TERCIARIO, SOLAMENTE SE REALIZA LA PRUEBA N° 1 (CH) CONECTANDO LA T.B.T. AL TANQUE. EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

## 3. Desarrollo

### 3.1 Procedimiento para recepción y puesta en servicio del transformador de potencia de 400/115 kv.

#### **Características:**

**Marca:** IEM

**Tipo.** Monofásico

**Conexión:** Y-Y-D

**Relación:** 400/115 kv

**MVA:** 75

**Frecuencia:** 60 hz

**Peso total:** 137254 kg

**Año de fabricación:** 1996

**Puesta en servicio:** 1997

#### **3.1.1 Objetivo.**

El presente procedimiento para la puesta en servicio, tiene como objetivo obtener óptima confiabilidad y máxima disponibilidad del transformador de potencia en operación, y realizar durante su instalación y montaje una recepción adecuada y una puesta en servicio con el máximo cuidado y eficiencia logrando una larga vida útil de los aislamientos como un mínimo mantenimiento preventivo evitando la presencia de fallas mayores.

#### **3.2 Alcance.**

Este procedimiento deberá aplicarse en la instalación y montaje del transformador de potencia de alta y extra alta tensión de 115 hasta 400 kv de mediana y gran capacidades mayores a 20 MVA. La instalación puede ser de transformadores nuevos o reparados, en subestaciones a cargo de los departamentos de construcción o los que tengan que ser instalados o relocalizado por necesidad de operación, por las regiones de transmisión.

### **3.3 Recepción.**

Los transformadores de potencia de extra alta tensión y grandes capacidades son transportado de la fabrica a su lugar de instalación en barcos, ferrocarriles o por carretera, por su tamaño y peso normalmente son transportado sin aceite aislante evitando la entrada de humedad en los mismos durante el transporte del transformador, el tanque se llena con nitrógeno o aire seco a presión positiva considerando las variaciones de presión por cambio de altitud y temperatura a que pudiera estar sujeto durante su transporte.

Cuando se recibe el transformador en el sitio donde se va a instalar antes de bajarlo del vehículo de transporte, plataforma de ferrocarril o carretera deberá efectuarse una minuciosa inspección externa, con el objetivo de verificar que no hay signos de daños externos (golpes), comprobando que los cables, varillas de amarre, bloqueos y soldaduras al vehículo que lo transporta estén en su lugar y en buenas condiciones.

En el caso de existir signos de daño será necesario avisar al fabricante, el transportista y la compañía de seguros correspondientes, levantando acta de recepción para el caso de que hubiera reclamaciones en tránsito.

Se revisaran las condiciones de presión contenido de oxígeno y punto de rocío del nitrógeno o aire seco según sea el caso, la presión del gas deberá ser positiva aun si el tiempo es muy frio el contenido de oxígeno deberá ser menos de 1 % en el caso de que el gas sea nitrógeno y el punto de rocío deberá ser prácticamente el mismo que tenía en el momento de embarque en la fábrica, si la presión del gas es “cero” o “negativa” el contenido de oxígeno y punto de rocío serán mayores que los esperados existe la posibilidad de que los aislamientos del transformador están contaminados con aire y humedad de la atmosfera, por lo que será necesario tomar las medidas para someter al transformador a un riguroso proceso de secado después de su armado.

Para verificar si el transformador durante su manejo y transporte sufrió aceleraciones o impactos mayores a los especificados por los fabricantes se deberán revisar los registradores de impacto.

### **3.4 Revisión interna.**

Antes de armar el transformador en su sitio de instalación y excepcionalmente antes de descargarlo de su vehículo de transporte es necesario efectuar una revisión rigurosa interna del transformador para verificar y confirmar si hubo daños durante su fabricación, manejo y transporte.

Para efectuar una inspección interna es necesario tomar las precauciones necesarias para evitar riesgos de sofocación o contaminación por el gas, sobre todo en el caso del nitrógeno por lo cual deberá evacuarse con una bomba de vacío para luego rellenar con aire seco teniendo cuidado par que el contenido de oxígeno no sea mayor de 19.5 % en cualquier lugar del interior del transformador, continuando con el suministro de aire seco durante la revisión interna y mientras en tanque está abierto.

El transformador no se deberá abrir bajo la circunstancia que permita la entrada de humedad, tales como días lluviosos, con ambientes de alta humedad relativa ni en lugares más calientes que el propio transformador en este caso se deberá abrir hasta que desaparezcan todos los signos de condición externa.

El transformador no deberá dejarse abierto por tiempo prolongado, sino únicamente el tiempo estrictamente necesario para efectuar la inspección, para lo cual se considera que son suficientes dos horas como máximo.

Para prevenir la entrada de humedad al abrir un transformador se puede realizar un llenado preliminar para cubrir las bobinas, con el aceite aislante gasificado y deshidratado a una temperatura de 30 °C, se calentara el núcleo y bobinas para reducir la posibilidad de condensación de humedad; el espacio libre dentro del transformador se ventilara a la atmosfera como se admita el aceite dentro del mismo.

Para mayor seguridad, este llenado preliminar puede hacerse utilizando el método de alto vacío, tomando en cuenta las precauciones indicadas para prevenir riesgos de sofocación manteniendo 19.5 % de oxígeno en los espacios libres dentro del tanque del transformador.

Se debe evitar que objetos extraños caigan o queden dentro del transformador, para lo cual, todos los artículos que se puedan perder, deberán eliminarse de las bolsas de la ropa de todo trabajador que este dentro y sobre el tanque del transformador todas las herramientas que se utilicen deberán ser marradas con cintas de algodón, lino o vidrio y aseguradas al tanque externamente.

Durante la revisión interna, las actividades más relevantes que se deben realizar son las siguientes:

- Se realizara una revisión minuciosa sobre la succión del núcleo y bobinas, así como sobre posibles desplazamientos.
- Se verificara el número de conexiones a tierra del núcleo, revisando su conexión y probando su resistencia a tierra.

- Se realizara una inspección visual de terminales, estructuras y soportes aislantes, conexiones y conectores.
- Se revisaran los cambiadores de derivaciones, verificando contactos y presión de los mismos en cada posición.
- Se revisaran los transformadores de corriente y sus terminales de boquilla verificando soportes y conexiones.
- Se realizara una inspección general para verificar para que no haya vestigio de humedad, polvo, partículas metálicas y cualquier material extraño.

Si durante la revisión interna se encuentran o se confirman daños internos los cuales puedan atribuirse a un manejo rudo, golpes o aceleraciones durante el transporte o durante el armado de fábrica se deberá notificar al transportista, al fabricante o a la aseguradora.

### **3.5 Armado.**

Los transformadores de gran capacidad y extra alta tensión para facilitar su manejo y transporte se construyen en secciones modulares separadas, como son el tanque principal, tapa o cubierta, sección de cambiador de derivación en baja carga, secciones para salida de boquillas, tanque conservador, enfriadores, válvulas y tuberías.

Las partes mencionadas son selladas con tapas provisionales, las que se eliminan durante el armado el montaje se deberá realizar en base a las instrucciones particulares de cada fabricante y tomar las precauciones recomendadas en los párrafos procedentes 3.2 y 3.4 sobre el contenido de oxígeno y el llenado preliminar, si los trabajos internos duran más de un día, durante la noche o periodos que no se trabajen los transformadores deberán ser sellados y presurizados.

El manejo e instalación de boquillas se hará siempre en posición vertical con las condiciones indicadas para cada tipo según el fabricante, las boquillas deberán estar siempre limpias y secas, se deberán tener precauciones especiales, para que durante su manejo y montaje, no se excedan cargas mecánicas sobre sus extremos superiores a límites de diseño, que pudieran ocasionar roturas graves de su porcelana.

Como en el caso de las boquillas, los radiadores o enfriadores deberán siempre manejarse en posición vertical, y antes de instalarse deberán lavarse perfectamente con aceite con aceite limpio y caliente (25-35 °C) misma operación que deberá hacerse para el tanque conservador, tuberías y válvulas de aceite.

Para el montaje de los accesorios mencionados en los párrafos anteriores se utilizan una gran variedad de empaques, en cuanto a forma y tamaño se refiera, ya que por lo que respecta al material, dependiendo al material podrá ser de uno o dos tipos cuando mucho.

Al montarse los cambiadores de derivaciones se verifica su instalación correcta en ambos sentidos, así como en cada posición se haga contacto completo en cuanto a área y presión para cada una de las derivaciones, todas las conexiones eléctricas que manejan corriente.

Deberán limpiarse cuidadosamente antes de soldarse, o unirse con conectores mecánicos, se confirmara la operación de los indicadores de nivel, flujo y temperatura antes de sellar el tanque.

Al terminar de armar el transformador y completamente sellado se procederá a probar su hermeticidad presurizándolo con aire o nitrógeno seco a una presión de  $0.7 \text{ kg/cm}^2$  verificando que no allá fugas explorando con la aplicación de espuma de jabón en todas las uniones con soldaduras, juntas y empaques en caso de encontrarse con fugas estas deberán ser corregidas antes de proceder al llenado o al secado definitivo del transformador.

### **3.6 Tratamiento preliminar.**

Previamente al llenado definitivo del transformador con su aceite aislante, se debe someter a un tratamiento preliminar con alto vacio para eliminar la humedad que se haya absorbido durante la maniobra de inspección interna y de armado, sobre todo para verificación de humedad residual.

El tanque principal, radiadores o enfriadores, tanque conservador, tuberías y accesorios deberán soportar altos vacios. Pero en casos contrarios estos elementos deberán ser aislados y sellados.

Después de probado el transformador (fugas) se procede a la expulsión del aire, continuando con la evacuación por medio de una bomba de vacio con capacidades suficientes para alcanzar alto vacio, hasta lograr dentro del transformador una presión absoluta, en estas condiciones se mantienen durante 12 horas, más un tiempo adicional de 1 hora por cada 8 horas que el transformador estuvo abierto y expuesto para inspección y armado.

Al terminar el periodo prescrito de alto vacio, se rompe introduciendo aire o nitrógeno seco hasta lograr una presión de  $5 \text{ lbs/plg}^2$  dentro del transformador manteniendo estas condiciones por 24 horas, suficiente para que se alcance un equilibrio de humedad entre el gas y los aislamientos.

Si los valores de humedad residual de los aislamientos determinados en esta etapa, así como las medidas en las etapas de recepción son mayores de 0.3% para transformadores de 230kv y 400 kv, de 0.4% y 0.5 % para transformadores de 60 kv a 85 kv y 115 kv a 150 kv respectivamente, se deberá proceder a un sistema de secado del transformador para dejarlo dentro de los límites establecidos.

### **3.7 Secado.**

El objetivo de secar un transformador de potencia, es eliminar de sus aislamientos humedad y gases que hayan quedado atrapados durante el transporte y durante los trabajos de inspección, interna y armado restableciendo las características óptimas de rigidez dieléctrica y vida térmica de los aislamientos.

Actualmente se utilizan cuatro procedimientos de secado dependiendo su aplicación, del tipo del transformador según sea su voltaje de alta o extra alta tensión, del tamaño, contenido de humedad y de los medios que se dispongan para realizar el secado, de acuerdo con su efectividad e importancia los procedimientos de secado son:

- Secado con alto vacío y calor continuos.
- Secado con alto vacío y calor efelicos.
- Secado con alto vacío continuo.
- Secado con aire caliente.

### **3.8 Llenado.**

Tan pronto como se considera que el transformador está seco es esencialmente que se llene totalmente con su aceite aislante para cubrir núcleo y devanados, esta operación también deberá hacerse al terminar los procesos de armado y tratamiento preliminar, si al realizar la prueba de humedad residual se considera seco el transformador.

El aceite aislante usado para el llenado definitivo del transformador deberá ser tratado previamente de tal manera de lograr un aceite deshidratado y desgasificado, el resto de las pruebas del aceite tanto químicas como eléctricas deberán dar resultados dentro de los límites de especificación.

Durante la circulación del aceite aislante a través de la planta de tratamiento y del propio transformador, se puede producir voltajes debido a cargas electroestáticas porque para prevenir lo anterior, todas las terminales externas del transformador, su tanque, tuberías y equipos de tratamiento deberán ser conectados sólidamente a tierra durante el llenado.

Para el llenado, el transformador tiene que ser evacuado hasta lograr el máximo vacío posible dentro del mismo y manteniendo este vacío durante todo el proceso de llenado.

Este aceite deberá ser calentado a 20 °C y preferentemente a temperatura mayor a la del estado ambiente, introducido en el tanque a una altura sobre el núcleo y las bobinas, por un punto opuesto a la toma de succión de la bomba de vacío, de tal manera que le chorro del aceite no pegue directamente sobre aislamientos de papel, será admitido a través de una válvula para regular su flujo manteniendo siempre presión positiva, la velocidad de llenado deberá ser controlada y limitada para evitar burbujas atrapadas entre los aislamientos, se recomienda valores máximos de 100lts/min.

En una sola operación continua de llenado se deberá a alcanza a cubrir núcleo y devanados si por alguna razón se interrumpe el proceso y se rompe el vacío en un periodo largo, se deberá vaciar el transformador y volver a empezar el llenado.

Para transformadores con preservación de aceite con nitrógeno, el llenado se continuara hasta el nivel indicado como normal y para el sistema de tanque conservador tan arriba como sea posible.

Después que se termina el llenado del transformador, sobre el espacio libre se mantendrán las condiciones de vacío durante 3 o 4 horas, mas antes romper vacío con aire o nitrógeno seco, hasta tener una presión de 5lbs/plg<sup>2</sup>.

La maniobra anterior tiene el objetivo de expulsar al exterior con la bomba de vacío las burbujas de agua o de gas que por acción del propio vacío obtenido durante el llenado, se difunden o se expanden dentro del aceite.

Como etapa final de llenado el aceite se circulara continuamente a través de la planta de tratamiento, cuando menos por 6 horas un equivalente a 2 veces el volumen total de aceite para eliminar humedad residual y gases disueltos durante este proceso, se tendrán operando todas las bombas de aceite, al terminar, el transformador se dejara en reposo para asentamiento con un máximo de 24 horas antes de ser energizado.

### **3.9 Pruebas y verificaciones.**

El transformador, completamente ensamblado y lleno con su aceite aislante, estará listo para realizarle una serie de pruebas y verificaciones finales antes de energizarlo y ponerlo en servicio.

- Prueba de resistencia de aislamientos de cada uno de los devanados a tierra y entre devanados.

- Prueba de factor de potencia de cada uno de los devanados a tierra y entre devanados.
- Prueba de factor de potencia a todas las boquillas equipadas con tap de pruebas o tap capacitivo.
- Prueba de relación de transformación en todas las derivaciones.
- Medición de resistencia óhmica de todos los devanados.
- Pruebas de rigidez dieléctrica, factor de potencia, resistividad, tensión interfacial y acidez del aceite aislante.
- Pruebas de contenido de agua y contenido total de gases del aceite aislante.
- Verificación de contenidos de oxígeno y de gases combustibles, en la cámara de nitrógeno. Estas pruebas se repetirán al entrar el transformador en servicio.
- Verificación de operación de los dispositivos indicadores y de control, temperatura del aceite y punto más caliente.
- Verificación de operación de los equipos auxiliares como bomba de aceite, ventiladores e indicadores de flujo.
- Verificación de alarmas y disparos por protecciones propias del transformador así como los esquemas de protección diferencial y de respaldo.

### **3.10 Energización y puesta en servicio.**

Si el resultado de las pruebas eléctricas y las verificaciones de control y protección son satisfactorios, se procederá a energizar el transformador, de ser posible elevando el voltaje lentamente de mínima excitación a voltaje nominal.

El transformador se mantendrá en vacío y voltaje nominal por un periodo mínimo de 8 horas, en estas condiciones se volverá a verificar los contenidos de oxígeno y gases combustibles, se mantendrá una estrecha vigilancia sobre el transformador, verificando que no haya áreas críticas (puntos caliente), ruido y vibraciones anormales.

Durante el periodo de energización en vacío, mencionado en el párrafo anterior, se verificará la operación del equipo auxiliar, ventiladores y bombas y en caso de existir cambiador de derivaciones bajo carga, este se deberá operar en todas sus posiciones. Si no se detectara ningún problema se considera que el transformador está listo para tomar carga y durante este periodo se aplicará una estrecha vigilancia durante las primeras de operación y después de algunos días de operar en condiciones normales de carga, se recomienda repetir una vez más la prueba de contenidos de oxígeno y de gases combustibles en el colchón de gas, además verificar pruebas de rigidez dieléctrica y contenido de agua en el aceite.

## **4. Resultados y conclusiones.**

### **4.1 Resultados.**

El proyecto de la puesta en servicio del transformador de potencia sus resultados fueron positivos, se hicieron las pruebas correspondientes para evaluar la vida útil del transformador T6 de la central Belisario Domínguez y se dictaminó que no se modernizaría debido a que cumple todas las normas de calidad.

Los resultados fueron analizados por el personal de la empresa, ellos evaluaron las condiciones del transformador dando resultados positivos, y se obtuvo una óptima confiabilidad y máxima disponibilidad del transformador de potencia en operación.

La puesta en servicio se hizo con el máximo cuidado y eficiencia logrando una larga vida útil de los aislamientos como un mínimo mantenimiento preventivo evitando la presencia de fallas mayores.

### **4.2 Conclusiones.**

Este proyecto me dio a conocer a fondo todo lo que se incluye en el tema de transformadores de potencia, es decir, conocí y entendí que es un transformador, cuales son las leyes que influyen en el funcionamiento de los transformadores, cuales son las partes que los componen, cuales son las normas que rigen a los transformadores en México, su simbología, las pruebas que se le aplican a un transformador antes de que se le pueda dar uso, las formulas que se necesitan para calcular factores específicos en los transformadores y la manera en que se pueden conectar según sea el uso que se les va a dar.

De igual manera entender un poco de la historia de los transformadores y como es que han ido evolucionando con el paso del tiempo y la tecnología que posiblemente se podrá utilizar en un futuro para la fabricación y uso de los transformadores de potencia.

Por otro lado conocer algunos o los más conocidos productores de transformadores en México y los que utiliza la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.)

## Referencias.

Máquinas Eléctricas y transformadores.

Edwin Kosow

El ABC de las Máquinas Eléctricas

Enríquez Harper

## Anexos.

COORDINACION DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION										
GERENCIA DE SUBESTACIONES Y LINEAS										
		<b>ANEXO N° 4</b>						REVISIÓN:	A	
								CÓDIGO:	R-SES-29-01	
								EDICION:	0	
		PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE								
								HOJA:	1 DE 1	
SUBESTACIÓN:	ANGOSTURA		SUBÁREA:	TUXTLA			FECHA:	14/05/2009		
EQUIPO:	TRANSF. T-6		MARCA:	IEM			SERIE:	23-8201, 02, 03 Y 04.		
FASE:	A-B-C Y R.	CAPACIDAD:	75 MVA.	VOLTAJE:	400 KV.		ACEITE:	PARAFINICO		

1.- RIGIDEZ DIELECTRICA			LÍMITE INTERIOR 26 KV							
			PRUEBAS / KV - CM						PROMEDIO	N°SERIE Y
MUESTRA	1	2	3	4	5	6		MARCA		
F-"A"	38.2	36.8	34.9				36.63	PROBADOR		
F-"B"	39.3	46.3	38.8				41.46	M0009209		
F-"C"	40.4	43.6	42.7				42.33			
F-"R"								HIPOTRONICS		

2.- RESISTIVIDAD			LÍMITE INTERIOR 50 X 106 OHMS-CM.							
			PRUEBAS / MEGHOMS - CM						CORREGIDO	N°SERIE Y
MUESTRA	1	2	3	PROMEDIO	TEMP. °C	20 °C	MARCA			
F-"A"	10000			50000	35	125000	PROBADOR			
F-"B"	8000			40000	33	88800	207291			
F-"C"	6200			31000	35	77500				
F-"R"							BIDDLE			

### 3.- FACTOR DE POTENCIA

EXCELENTE = 0.05% LÍMITE < 1.0%

MUESTRA	MILIAMPERES			WATTS			% F P		TEMP.	N°SERIE Y
	LECTURA	MULTIPLIC.	MA	LECTURA	MULTIP.	W	MEDIDO	A 20°C	ACEITE	MARCA
F-"A"	44.8	.02	.896	1.25	.01	.0125	.14		35	PROBADOR
F-"B"	45.1	.02	.902	1.45	.01	.0145	.16		33	1581/1597
F-"C"	45	.02	.900	1.7	.01	.017	.19		35	DOBLE
F-"R"										M2H-D

### 4.- FACTOR DE POTENCIA A 100 °C

LÍMITE MÁXIMO 2.0%

MUESTRA	MILIAMPERES			WATTS			% F P			N°SERIE Y
	LECTURA	MULTIPLIC.	MA	LECTURA	MULTIP.	W	MEDIDO		MARCA	
F-"A"	43.35	.02	.867	22.85	.01	.2285	2.63			PROBADOR
F-"B"	42.3	.02	.846	29.8	.01	.298	3.52			1581/1597
F-"C"	42.3	.02	.846	17.85	.01	.1785	2.11			DOBLE
F-"R"										M2H-D

### GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION SURESTE

### ANEXO 8.7

### PRUEBAS DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN A TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES CON ALTA TENSION EN DELTA

DATOS DEL TRANSFORMADOR										
NOMBRE DE LA INSTALACION:	S.E. ANGOSTURA									
CLAVE DE LA INSTALACION	ANG.									
CLAVE DEL EQUIPO:	T-6									
MARCA:	IEM									
No. DE FASES:	MONOFASICO FASE-A									
No. DE SERIE:	23-8201									
TENSION: A.T.	400	KV	B.T.	115	KV					
CONEXIÓN: A.T.	ESTRELLA		B.T.	ESTRELLA						
CAPACIDAD:	75	MVA								
IMPEDANCIA:	65									

R U E B A	ALTA TENSION EN DELTA			KV DE	CORRIENTE DE EXCITACIÓN EQUIVALENTE (Ie) EN mA.																							
	DEBANADO ERGIZA	DEVANADO A UST	DEVANADO A TIERRA		PRUEBA	TAPS																						
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
1	H1	H0		10	20.5	20.6	20.6	20.9	20.7	20.8	20.9	21.0	21.2	21.1	21.2	23.6	23.7	23.7	23.8	23.9	24.1	25.5	24.5	24.7	24.8			
2	H0	H1		10	20.4	20.5	20.5	20.6	20.7	20.7	20.8	20.9	21.1	21.2	21.2	23.5	23.6	23.6	23.7	23.8	24.1	25.4	24.5	24.7	24.8			
3	X1	X0		10	126.6																							
4	X0	X1		10	126																							
5	Y1	Y2		4	467																							
6	Y2	Y1		4	469.5																							

CRITERIO DE ACEPTACION Y RECHAZO: 1).- TOMAR COMO REFERENCIA LA PRUEBA DE PUESTA EN SERVICIO, PARA COMPARACION CON PRUEBAS POSTERIORES.  
 2).- VALOR MENOR O IGUAL A  $\pm 10\%$  DE DIFERENCIA AL VALOR DE LA PRUEBA ANTERIOR, ES ACEPTABLE.  
 3).- VALOR MAYOR AL  $10\%$  DE DIFERENCIA, AL VALOR DE LA PRUEBA ANTERIOR, ES RECHAZADA E INVESTIGAR CAUZA.  
 4).- EL  $\%$  DE DIFERENCIA ACEPTABLE ENTRE LA PRIMER PRUEBA Y LA PRUEBA DE COMPROBACION ( PRUEBA INVERSA ), DEBERA SER  $\pm 5\%$ , SI ESTA DIFERENCIA ES MAYOR DEL  $5\%$ , DEBERA INVESTIGARSE LA CAUZA.



**COORDINACION DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION**  
 GERENCIA DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION  
 GERENCIA REGIONAL DE TRANSFORMACION SURESTE

Revisión: 4  
 Código: R-SES-16-01  
 Fecha: 04/07/01  
 Hoja: 1 de 1

ANEXO 3

**PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION DE TRANSFORMADORES**

SATT	TUXTLA	SUBESTACION	ANGOSTURA	NOMENCLATUFT-6 FASE-A	FECHA	23/SEP./2012
TRANSFORMADOR	MONOFASICO	CLAVE	ANG	MARCA	SERIE	238201
ENFRIAMIENTO TIPO	OA/FA1/FA2	FASES	1		Conexión	H Y
CAPACIDAD	H 75	MVA	400 KV.		Conexión	X Y
	X 75	MVA	115 KV.		Conexión	Y $\Delta$
	Y 25	MVA	34.5 KV.			

TAP NUM	VOLTAJE KV.	RELACION TEORICA	FASE A		RELACION TEORICA	FASE A		RELACION TEORICA	FASE A		
			CONEXIONES	%DIF		CONEXIONES	%DIF		CONEXIONES	%DIF	
H - X			H1H0 VS X1X0			H1H0 VS Y1Y2			X1X0 VS Y1Y2		
1	440000	3.826087	3.822	0.11	7.363308	7.344	0.26	1.924501	1.918	0.337797	
2	436000	3.7913043	3.787	0.11	7.296369	7.279	0.24				
3	432000	3.7565217	3.753	0.09	7.229429	7.21	0.27				
4	428000	3.7217391	3.717	0.13	7.16249	7.143	0.27				
5	424000	3.6869565	3.683	0.11	7.095551	7.077	0.26				
6	420000	3.6521739	3.648	0.11	7.028612	7.01	0.26				
7	416000	3.6173913	3.614	0.09	6.961673	6.944	0.25				
8	412000	3.5826087	3.58	0.07	6.894734	6.877	0.26				
9	408000	3.5478261	3.545	0.08	6.827795	6.81	0.26				
10	404000	3.5130435	3.51	0.09	6.760855	6.745	0.23				
12	400000	3.4782609	3.475	0.09	6.693916	6.676	0.27				
14	396000	3.4434783	3.441	0.07	6.626977	6.609	0.27				
15	392000	3.4086957	3.406	0.08	6.560038	6.544	0.24				
16	388000	3.373913	3.372	0.06	6.493099	6.477	0.25				
17	384000	3.3391304	3.337	0.06	6.42616	6.41	0.25				
18	380000	3.3043478	3.303	0.04	6.35922	6.342	0.27				
19	376000	3.2695652	3.268	0.05	6.292281	6.278	0.23				
20	372000	3.2347826	3.233	0.06	6.225342	6.21	0.25				
21	368000	3.2	3.199	0.03	6.158403	6.142	0.27				



## COORDINACION DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

GERENCIA DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

GERENCIA REGIONAL DE TRANSFORMACION SURESTE

Revisión: 4

Código: R-SES-16-01

Fecha: 04/07/01

Hoja: 1 de 1

### ANEXO 3

### PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION DE TRANSFORMADORES

SATT	TUXTLA	SUBESTACION	ANGOSTURA	NOMENCLATUT-6 FASE- B	FECHA
TRANSFORMADOR	MONOFASICO	CLAVE	ANG	MARCA	SERIE
ENFRIAMIENTO TIPO	FOA	FASES	1	ITEM	23/SEP./2012
CAPACIDAD	H 75	MVA	400 KV.		Conexión H Y
	X 75	MVA	115 KV.		Conexión X Y
	Y 25	MVA	34.5 KV.		Conexión Y $\Delta$

TAP NUM	VOLTAJE KV.	RELACION TEORICA	FASE B		RELACION TEORICA	FASE B		RELACION TEORICA	FASE B	
			CONEXIONES	%DIF		CONEXIONES	%DIF		CONEXIONES	%DIF
H - X			HIHO VS XIHO			HIHO VS YTY2			XIHO VS YTY2	
1	440000	3.826087	3.822	0.11	7.363308	7.344	0.26	1.924501	1.918	0.6500906
2	436000	3.791304	3.787	0.11	7.296369	7.279	0.24			
3	432000	3.756522	3.753	0.09	7.229429	7.21	0.27			
4	428000	3.721739	3.717	0.13	7.16249	7.143	0.27			
5	424000	3.686957	3.683	0.11	7.095551	7.077	0.26			
6	420000	3.652174	3.648	0.11	7.028612	7.01	0.26			
7	416000	3.617391	3.614	0.09	6.961673	6.944	0.25			
8	412000	3.582609	3.58	0.07	6.894734	6.877	0.26			
9	408000	3.547826	3.545	0.08	6.827795	6.81	0.26			
10	404000	3.513043	3.51	0.09	6.760855	6.745	0.23			
12	400000	3.478261	3.475	0.09	6.693916	6.676	0.27			
14	396000	3.443478	3.441	0.07	6.626977	6.609	0.27			
15	392000	3.408696	3.406	0.08	6.560038	6.544	0.24			
16	388000	3.373913	3.372	0.06	6.493099	6.477	0.25			
17	384000	3.33913	3.337	0.06	6.42616	6.41	0.25			
18	380000	3.304348	3.303	0.04	6.35922	6.342	0.27			
19	376000	3.269565	3.268	0.05	6.292281	6.278	0.23			

## RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

										FECHA	25/11/2012
CONEXIONES		LINEA H1,H0	TIERRA X1,X0	FLOTANDO Y1,Y2	FASE		RESERVA				
LECTURAS		DAR	POL.INDICE	V. DE PRUEBA	I. DE PRUEBA		CAP.		DD		
16.2	GΩ	1.0	0.99	10.4	KV'S		170	N.A	9.8	N.F.	2.04
CONEXIONES		LINEA H1,H0	TIERRA TIERRA	FLOTANDO Y1,Y2							
LECTURAS		DAR	POL.INDICE	V. DE PRUEBA	I. DE PRUEBA		CAP.		DD		
16.4	GΩ	1.0	1.0	10.5	KV'S		642	N.A	15.4	N.F.	1.66

		LINEA	TIERRA	FLOTANDO						
CONEXIONES		X1,X0	H1,H0	Y1,Y2						

LECTURAS		DAR	POL.INDICE	V. DE PRUEBA	I. DE PRUEBA		CAP.		DD
64.9	GΩ	1.0	0.98	10.4 KV'S	160	N.A	9.9	N.F.	1.42

		LINEA	TIERRA	FLOTANDO					
CONEXIONES		X1,X0	TIERRA	Y1,Y2					

LECTURAS		DAR	POL.INDICE	V. DE PRUEBA	I. DE PRUEBA		CAP.		DD
60.6	GΩ	1.0	0.99	10.4 KV'S	175	N.A	6.5	N.F.	2.24

		LINEA	TIERRA	FLOTANDO					
CONEXIONES		Y1,Y2	H1,H0	X1,X0					

LECTURAS		DAR	POL.INDICE	V. DE PRUEBA	I. DE PRUEBA		CAP.		DD
15.3	GΩ	1.01	1.0	10.3 KV'S	679	N.A	10.6	N.F.	1.39



Comisión Federal de Electricidad

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
 SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN  
 GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION SURESTE

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN EQUIPO ELECTRICO

COMPañIA	C.F.E.	FECHA	02/06/2013
SUBESTACIÓN	ANG.	TEMP. AMBIENTE	(4)
EQUIPO PROBADO	T-6 FASE A	CONDICION METEOROLOGICA	SOLEADO
EQUIPO DE PRUEBA MARCA	TERAOHM	TIPO	MI 3200
		SERIE	7180619

PRUEBAS	CONEXIÓN		LECTURAS						
	LINEA	H1,H0	RES. DE AIS.	DAR	INDICE DE POL.	VOLT. DE PRUEVA	I. PRUEBA	CAPACITANCIA	DES. DIELECTRICA
1	GUARDA	X1,X0,Y1,Y2	6.71 GΩ	.99	1.00	10.3 KV	1.54 μa	10.5 nf	14.4
	TIERRA	TANQUE							
	LINEA	H1,H0	11.6 GΩ	0.85	0.83	10.3 KV	887 na	9.4 nf	12.1
2	GUARDA	Y1,Y2							
	TIERRA	X1,X0							
	LINEA	H1,H0	13.2 GΩ	1.28	0.72	10.3 KV	782 na	10.5 nf	12.0
3	GUARDA	X1,X0							
	TIERRA	Y1,Y2							
	LINEA	X1,X0	9.46 GΩ	1.00	0.99	10.3 KV	1.09 na	6.7 nf	16.5
4	GUARDA	X1,X0,Y1,Y2							
	TIERRA	TANQUE							
	LINEA	X1,X0	12.5 GΩ	1.00	1.00	10.3 KV	825 na	9.8 nf	12.7
5	GUARDA	Y1,Y2							
	TIERRA	H1,H0							
	LINEA	X1,X0	22.8 GΩ	.99	1.00	10.3 KV	452 na	5.5 nf	14.4
6	GUARDA	H1,H0							
	TIERRA	Y1,Y2							
	LINEA	Y1,Y2	13.0 GΩ	0.96	1.14	10.3 KV	790 na	13.8 nf	8.48
7	GUARDA	H1,H0,X1,X0							
	TIERRA	TANQUE							
	LINEA	Y1,Y2	12.6 GΩ	1.30	0.90	10.3 KV	820 na	5.7 nf	24.0
8	GUARDA	X1,X0							
	TIERRA	H1,H0							
	LINEA	Y1,Y2	187 GΩ	1.00	0.96	10.3 KV	55.1 na	0 nf	0
9	GUARDA	H1,H0							
	TIERRA	X1,X0							

Página 1