

**TEMA:**

**MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 750 KVA**

**PRESENTA:  
CARLOS GIOVANNI CRUZ CABRERA**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**OPCIÓN I  
TESIS PROFESIONAL**

H. CD. DE JUCHITÁN DE ZARAGOZA, OAXACA, NOVIEMBRE DEL 2018



SEP

SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MEXICO  
Instituto Tecnológico del Istmo

Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza, Oax. 09 – Noviembre – 2018

DEPTO.: DIV. DE ESTUDIOS PROFESIONALES.  
No. DE OFICIO DEP-040/18

ASUNTO: Se autoriza Impresión de  
Trabajo Profesional.

C. CARLOS GIOVANNI CRUZ CABRERA  
PASANTE DE LA CARRERA DE  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
P R E S E N T E.

De acuerdo con el reglamento de Titulación y habiendo cumplido con todos los requisitos e indicaciones que la Comisión Revisora le hizo con respecto a su Trabajo Profesional, la División de Estudios Profesionales a mi cargo le autoriza la impresión del mismo, cuyo tema es:  
**MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 750 KVA.**

**ATENTAMENTE**

*Excelencia en Educación Tecnológica®*

*"Por una tecnología propia como principio de libertad"*

  
**LIC. ROBERTO ÁNGELES CASTILLEJOS**  
**JEFE DE LA DIV. DE ESTS. PROFESIONALES**



C.c.p. Coordinación de Titulación

RAC/MCLP/cgb



Carretera Panamericana Km. 821, C.P. 70000, Hca. Cd. de Juchitán de Zaragoza, Oax.  
Conmut. (971) 71-11042, 71-12559, Fax (ext.) 101  
[www.itistmo.edu.m](http://www.itistmo.edu.m)



## **AGRADECIMIENTO**

A la Comisión Federal de Electricidad, por haberme brindado el apoyo y la oportunidad necesaria para culminar mis estudios profesionales.

Agradezco a todas las personas que me brindaron su apoyo, que me tuvieron paciencia y dedicación, además de brindarme las facilidades para la realización de este proyecto de investigación.

## **DEDICATORIA**

A mi padre por su apoyo incondicional.

A Dios por el apoyo que siento cuando me encomiendo a él.

A mis hermanos por estar siempre en las buenas y en las malas conmigo.

A la memoria de mi madre que en paz descansa. 

A todos ellos muchas gracias.

## **CONTENIDO**

NOTACIONES.....	i
ACRÓNIMOS.....	iii
LISTA DE FIGURAS.....	iv
LISTA DE TABLAS.....	vi
RESUMEN.....	1

### **CAPÍTULO I**

#### **INTRODUCCIÓN**

1.1 Sistemas eléctricos de potencia (SEP).....	2
1.2 Justificación. ....	6
1.3 Objetivo del trabajo.....	10
1.4 Estructura del trabajo. ....	11

### **CAPÍTULO II**

#### **TRANSFORMADORES**

2.1 El Transformador en los sistemas eléctricos de potencia.....	12
2.1.1 El proceso en la tecnología del transformador.....	14
2.2 Principio de funcionamiento. ....	17
2.2.1 Ley de Faraday.....	20
2.2.2 Ley de Lenz. ....	22
2.3 Clasificación de los transformadores. ....	23

## **CAPÍTULO III**

### **TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 750 KVA**

3.1 Introducción. ....	30
3.2 Transformador de potencia. ....	30
3.3 Partes principales de un transformador de potencia. ....	32
3.4 Usos de los transformadores de potencia. ....	42

## **CAPÍTULO IV**

### **MANTENIMIENTO Y PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

4.1 Introducción. ....	43
4.2 Fundamentos teóricos y operación de los transformadores de potencia.....	43
4.3 Importancia del mantenimiento a transformadores de potencia.....	45
4.3.1 Revisión interna del transformador de potencia.....	47
4.4 Clasificación y tipos de mantenimiento. ....	48
4.5 Pruebas a transformadores de potencia. ....	50
4.5.1 Prueba de resistencia óhmica. ....	51
4.5.2 Prueba de resistencia de aislamiento. ....	56
4.5.3 Prueba de índice de polarización ....	62
4.5.4 Prueba de relación de transformación y polaridad. ....	65
4.5.5 Prueba de rigidez dieléctrica del aceite. ....	70
4.5.6 Prueba de capacitancia y factor de disipación. ....	74
4.5.7 Prueba de factor de potencia del aceite. ....	84
4.6 Reglas de seguridad aplicada a transformadores de potencia.....	85
CONCLUSIONES.....	88
REFERENCIAS... ..	89

## NOTACIONES

KW	KILO – WATTS
AT	ALTA TENSIÓN
DT	BAJA TENSIÓN
KVA	KILO – VOLT – AMPERE
MVA	MEGA – VOLT – AMPERE
FEM	FUERZA ELECTROMOTRIZ
	FLUJO MAGNÉTICO
I	CORRIENTE ELÉCTRICA
$E_1$	VOLTAJE PRIMARIO
$E_2$	VOLTAJE SECUNDARIO
$N_1$	NÚMEROS DE ESPIRAS EN PRIMARIO
$N_2$	NÚMEROS DE ESPIRAS EN SECUNDARIO
P	PRIMARIO
S	SECUNDARIO
MW	MEGAWATTS
CD	CORRIENTE DIRECTA
CA	CORRIENTE ALTERNA
1	UNA FASE
2	DOS FASES O BIFÁSICO
3	TRES FASES O TRIFÁSICO
$H_1, H_2$	TERMINALES DE ALTA TENSIÓN
$X_1, X_2$	TERMINALES DE BAJA TENSIÓN
Hz	HERTZ
$^{\circ}\text{C}$	GRADOS CENTÍGRADOS
%	PORCIENTO

Cm	CENTÍMETRO
Cm <sup>2</sup>	CENTÍMETRO CUADRADO
Cm <sup>3</sup>	CENTÍMETRO CUBICO
MM <sup>2</sup>	MILÍMETRO CUADRADO
KG	KILOGRAMO
V	TENSIÓN
P	POTENCIA
Wfe	PÉRDIDAS EN EL HIERRO
Wcu	PÉRDIDAS EN EL COBRE
Iex	CORRIENTE DE EXCITACIÓN
Z	IMPEDANCIA
Pe	POTENCIA DE ENTRADA
Ps	POTENCIA DE SALIDA
V <sub>2</sub>	TENSIÓN SECUNDARIA NOMINAL
M	MEGOMHS
IP	ÍNDICE DE POLARIZACIÓN
RT	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
NP	NÚMERO DE VUELTAS EN EL PRIMARIO
NS	NÚMERO DE VUELTAS EN EL SECUNDARIO
R <sub>1</sub>	RESISTENCIA A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA
R <sub>2</sub>	RESISTENCIA DE MEDIDA A LA TEMPERATURA AMBIENTE
T <sub>1</sub>	TEMPERATURA DE REFERENCIA EN GRADOS CENTÍGRADOS
K	CONSTANTE DEL MATERIAL, 234.5 PARA EL COBRE Y 225 PARA EL ALUMINIO
KV	KILO – VOLTS

## ACRÓNIMOS

BIL	BASIC IMPULSE INSULATION
TTR	TRANSFORMER TURN RATIO
SIU	SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES
IEEE	INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS
SEP	SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA
OA	OIL AIR
OA/FA	OIL AIR/FORCE AIR
FOA	FORCE OIL AIR
FOW	FORCE OIL WATER
OW	OIL WATER
AA	AIR AIR
AFA	AIR FORCE AIR
AA/FA	AIR AIR/FORCE AIR

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1.	Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia.	5
FIGURA 2.1.1.	Esquema representativo de un sistema eléctrico de potencia	13
FIGURA 2.2.	Núcleo y devanado de un transformador.	18
FIGURA 2.3.	Esquema eléctrico, transformador monofásico.	24
FIGURA 2.4.	Esquema eléctrico, transformador trifásico.	24
FIGURA 2.5.	Tipos de núcleo de transformador.	26
FIGURA 3.1.	Transformador de potencia.	31
FIGURA 3.2.	Partes esenciales del transformador de potencia.	39
FIGURA 3.3	Placa de un transformador de potencia	41
FIGURA 4.1.	Conexión de la prueba de resistencia óhmica en un transformador. Con conexión delta estrella.	53
FIGURA 4.2.	Diagrama para calcular la resistencia medida de un devanado en delta	54
FIGURA 4.3.	Diagrama para calcular la resistencia medida de un devanado en estrella	55
FIGURA 4.4.	Devanado de alta tensión contra baja tensión.	60
FIGURA 4.5.	Devanado de alta tensión contra baja tensión a tierra.	61
FIGURA 4.6.	Devanado de alta tensión a tierra contra baja tensión.	61
FIGURA 4.7.	Conexión para la prueba de relación de transformación y polaridad del transformador delta estrella	67
FIGURA 4.8.	Copa estándar para la prueba de rigidez dieléctrica del aceite.	71
FIGURA 4.9.	Aislamiento en transformadores.	74

FIGURA 4.10.	Comportamiento de los dieléctricos.	75
FIGURA 4.11.	Conexión del equipo de medición a las terminales del transformador.	83
FIGURA 4.12.	Detección del problema mediante el factor de potencia.	85

## LISTA DE TABLAS.

Tabla 3.1.	Pérdidas en acero al silicio a 60 y 50 Hz.	33
Tabla 3.2.	Comparación de las propiedades físicas del aluminio y el cobre.	34
Tabla 4.1.	Fugas de aceite en el transformador.	45
Tabla 4.2.	Alta temperatura del transformador.	46
Tabla 4.3.	Perdidas del líquido aislante, a temperatura ambiente y de operación.	51
Tabla 4.4.	Factor de corrección por temperatura.	58
Tabla 4.5.	Valores mínimos para la prueba de resistencia de aislamiento.	59
Tabla 4.6.	Formato para registrar los valores de la resistencia de aislamiento.	64
Tabla 4.7.	Conexiones y registro de la prueba de relación de transformación.	68
Tabla 4.8.	Valores aceptables de rigidez dieléctrica del aceite.	72
Tabla 4.9.	Corrección del factor de potencia por temperatura.	77
Tabla 4.10.	Tolerancia que puede tener el factor de potencia del aceite.	84

## RESUMEN

El transformador es un dispositivo electromagnético estático muy importante en la transmisión y la distribución de la energía eléctrica.

Actualmente se considera el corazón de la industria moderna, debido a la facilidad de transformar y transmitir la energía eléctrica con eficiencia a grandes distancias.

La invención del transformador fue lo que realmente vino a desarrollar a los sistemas eléctricos de potencia, porque se vio en la necesidad de elevar la tensión en los centros de generación, llevar a cabo la transmisión de energía y reducir la tensión al llegar a los centros de carga para todas las actividades en la vida del hombre.

En esta monografía se estudia los tipos de mantenimiento las recomendaciones de trabajo y las pruebas eléctricas que se aplican en los transformadores de potencia, en particular, a las realizadas en la industria. Entre estas se pueden mencionar las siguientes:

1. Prueba de resistencia óhmica.
2. Prueba de resistencia de aislamiento.
3. Prueba de índice de polarización.
4. Prueba de relación de transformación y polaridad.
5. Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.
6. Prueba de capacitancia y factor de disipación.
7. Prueba de factor de potencia del aceite.

Asimismo, se presentan algunos diagramas de conexión de los equipos de medición conectados a las terminales o boquillas del transformador bajo prueba, y las recomendaciones que se deben seguir para realizar algunas de ellas.

# CAPÍTULO I

## Introducción

### 1.1 Sistema eléctrico de potencia [1,2].

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica, todo esto, considerando las sub estaciones que modifican los valores de tensión y corriente. El sistema eléctrico de potencia está formado por cuatro partes principales: generación, transmisión, distribución y el consumo.

El objetivo de un sistema de potencia es proporcionar energía eléctrica confiable y con calidad a los usuarios. El suministro de energía con gran confiabilidad es fundamental e importante, ya que cualquier interrupción en el servicio puede causar inconvenientes mayores a los usuarios, puede llevar a situaciones de riesgo en el consumo industrial, puede ocasionar severos problemas técnicos y de producción. Invariablemente, en tales circunstancias, la pérdida del suministro repercute en grandes pérdidas económicas.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP), consta de los siguientes subsistemas:

1. Generación
2. Transmisión
3. Subestación
4. Distribución
5. Consumo

**GENERACIÓN:** La energía eléctrica se genera en las Centrales Eléctricas. Una central eléctrica es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, que produce energía en corriente alterna sinusoidal a voltajes intermedios, entre 6,000 y 23,000 Voltios.

**TRANSMISIÓN:** La energía se transporta, frecuentemente a gran distancia de su centro de producción, a través de la red de transporte, encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transporte estén interconectadas entre sí con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido.

**SUBESTACIONES:** Las instalaciones llamadas subestaciones son plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras (Subestación elevadora) y en la periferia de las diversas zonas de consumo (Subestación reductora), enlazadas entre ellas por la red de transporte.

**DISTRIBUCIÓN:** Las redes de distribución de energía se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas, o subterráneas.

**CONSUMO:** Es la energía aprovechable que llega a las residencias y a las industrias.

El sistema eléctrico de potencia representa una gran red de potencia eléctrica que tiene una cobertura de casi todo el país. El propósito del SEP es suministrar energía eléctrica de la más alta calidad al consumidor.

Las relaciones primordiales de la calidad de la energía eléctrica son:

1. La confiabilidad o continuidad del servicio. Consiste en que la energía esté en el momento y por todo el tiempo que la requiera el usuario.
2. La frecuencia constante. La frecuencia debe conservar su valor fundamental porque un desvío llegaría a causar inconvenientes en ciertos componentes y en la producción.
3. El voltaje dentro de rango. El voltaje debe conservarse en la condición sistematizada de  $\pm 5\%$  frecuentemente, debe permanecer lo más cerca posible del valor nominal en contraste con la frecuencia.
4. Forma de onda senoidal. La representación de onda de la tensión suministrada por el SEP debe ser senoidal. En los transformadores entre otros elementos, se producen distorsiones de la onda senoidal conocidas como “armónicas”. Que en realidad son

ondas senoidales de frecuencia múltiple de la onda principal cuya anchura empequeñece cuando aumenta la frecuencia. La presencia de armónicas causa problemas en máquinas eléctricas, equipos electrónicos, etc.

5.El desfaseamiento entre las fases debe ser de  $120^\circ$ . La operación de SEP es muy complicada porque trata de mantener operando en paralelo un enorme número de generadores, interconectados por transformadores y líneas de transmisión a sistemas de distribución con cargas en grandes regiones. [3]

Por otra parte las subestaciones de distribución deben construirse en función del crecimiento de la carga, es decir, deben estar ubicadas en los centro de carga de áreas urbanizadas para, de esta forma, asegurar la calidad y continuidad del servicio interconectándose a los sistemas de distribución para proporcionar energía eléctrica de manera constante al usuario.

Los sistemas de distribución son aquellos que llevan la potencia eléctrica hasta el consumidor. En la mayor de los casos los sistemas de distribución operan con tensiones de 33 KV o menores, siendo así como en la república Mexicana se tiene tensiones de 34.5 KV y menores para el nivel de distribución se pueden clasificar en dos categorías en base a su tensión de operación.

⇒Las redes que operan de 0 a 1000 Volts en baja tensión

⇒Las redes que operan de 1000 a 34,500 Volts en alta tensión

En México los circuitos de distribución secundarios son por lo general trifásicos de cuatro hilos de 115 a 127 Volts de líneas a neutro y 200 a 220 Volts entre líneas.

Los elementos que desempeñan la función de hacer variar las tensiones a los diferentes valores requeridos reciben el nombre de “transformadores”. En la figura 1.2 se muestra un diagrama unifilar de un Sistema Eléctrico de Potencia.

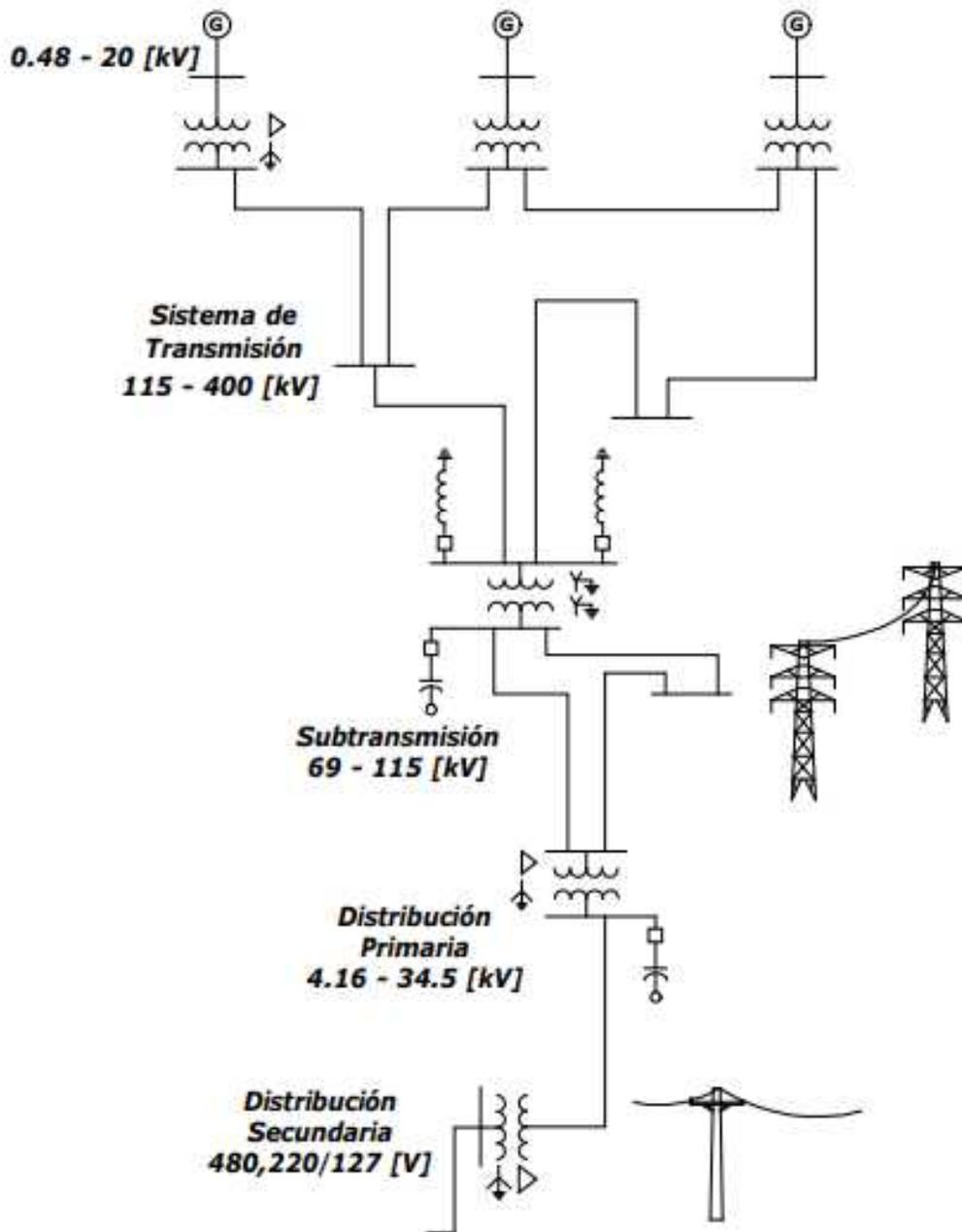


Figura.1.1 Diagrama de un sistema eléctrico de potencia.

## 1.2 Antecedentes históricos

El crecimiento de las redes de corrientes alterna, empezó en los EE.UU., en 1885, cuando George Westinghouse negoció con las patentes americanas que protegía el sistema que transmite la corriente alterna desarrollado por L. Gaulard y J.D.Gbas, de París.

William Stanley, un antiguo socio de Westinghouse, probaba transformadores en su laboratorio de Great Barrington, Massachusetts. Allí en el invierno de 1885-1886, instaló lámparas de la ciudad. La primera línea que transmite la corriente alterna en los EE.UU., se puso en funcionamiento en 1890, para llevar la energía eléctrica generada en una central hidroeléctrica desde Willamette Falls, hasta Portland, Oregón.

Las primeras líneas que transmitieron la corriente fueron monofásicas y la energía se consumía, generalmente, solo en alumbrado. Incluso los primeros motores fueron monofásicos; pero el 16 de mayo de 1888, Nikola Tesla, presentó una memoria en la que describía a los motores bifásicos de inducción y los síncronos. Las ventajas de los motores polifásicos se pusieron de manifiesto inmediatamente y en 1893 se mostró al público una red de distribución de corriente alterna bifásicos. A partir de entonces, la transmisión de la energía eléctrica, especialmente trifásica, fue sustituyendo gradualmente a los sistemas de corriente continua. En enero de 1894, había en EE.UU., cinco centrales generadoras polifásicas, de las cuales tres eran bifásicas y las dos restantes trifásicas.

Uno de los motivos de la rápida aceptación de los sistemas de la corriente alterna fue la existencia del transformador que hace posible el transporte de energía eléctrica a una tensión más alta que la de generación o utilización con la ventaja de una mayor capacidad de transmisión.

En el sistema de corriente continua, los generadores de corriente alterna suministran corriente continua a la línea, por medio de un transformador y un rectificador electrónico. Un convertidor electrónico transforma, al final de la línea, la corriente continua en alterna, pudieron reducir la tensión por medio de un transformador.

El estudio económico ha demostrado que el transporte aéreo de corriente continua no es económico en los EE.UU.

En Europa, donde las líneas de transmisión son, generalmente mucho más largas que en los EE.UU., existen en funcionamiento en varios sitios, líneas de transmisión de corriente continua, tanto como áreas subterráneas. En California, grandes cantidades de potencia hidroeléctrica se transporta desde el noroeste del pacifico hasta el sur de california en líneas de corriente alterna de 500 KV a lo largo de la costa y hacia el interior a través de Nevada por corrientes directa a 800 KV entre líneas.

Las estadísticas aparecidas desde 1920 indican un porcentaje de aumento casi constante en la capacidad de generadores instalados como la producción de energía anual revelando que estos valores casi se duplican cada 10 años. Realmente la producción de energía ha aumentado en los 50 años siguientes a 1920 más rápidamente que la capacidad instalada, probamente debido a las interconexiones, y a una mejor distribución total de carga durante el año.

Desde los primeros que transmitían corriente alterna en los EE.UU., la tensión de funcionamiento se ha ido incrementando con rapidez. En 1890, la línea Willamette-Portland funcionaba a 3,300 V. 1970, funcionaba ya una línea a 100 KV. La tensión creció a 150 KV en 1913, a 220 KV en 1923, a 244 KV en 1926, a 287 KV en la línea de Hooverdam a los Ángeles que entro a servicio en 1936. En 1953 se puso en funcionamiento la primera línea de 345 KV. En 1965 se puso en funcionamiento la primera línea de 500 KV; cuatro años más tarde en 1969, se puso en operación la línea de 765 KV.

Hasta 1917, las redes eléctricas funcionaron, como unidades separadas, porque empezaron como sistema aislado extendiéndose gradualmente para cubrir las necesidades de los consumidores. La demanda de grandes bloques de potencia y de mayor seguridad de funcionamiento sugirió la interconexión de los sistemas cercanos. La interconexión es ventajosa económicamente debido a que se necesita menor número de máquinas de reserva para atender la carga punta (capacidad reserva) y que funcionan menor número de máquinas

sin carga para tener en cuenta las repentinas e inesperadas elevaciones del consumo (reserva de carga).

La reducción de máquinas se hace posible, porque, generalmente una compañía puede pedir a otra la potencia adicional que se necesite. La interconexión, además permite a las empresas aprovechar las fuentes de energía más económicas, pudiendo ser más barato a una compañía al comprar energía que al producirla en una central. La interconexión se ha incrementado de tal manera, que se ha convertido en un rutinario cambio de energía entre las redes de diferentes compañías.

La continuidad de servicio de los sistemas depende de centrales hidroeléctricas en su mayor parte, en tiempo de extrema sequía, gracias a la energía obtenida de otros sistemas a través de la interconexión.

La interconexión planteó muchos problemas nuevos, de los cuales se han resuelto la mayor parte; incrementa la intensidad de la corriente en la red cuando se produce un corto circuito y exige la instalación de interruptores de mayor corriente nominal. La perturbación causada por un cortocircuito en un sistema puede extenderse a menos que se haya previsto. En el punto de interconexión, los adecuados relees e interruptores automáticos.

Las redes interconectadas no solo tienen que tener la misma frecuencia nominal, sino que los generadores síncronos de una red deben estar en fase. La programación del funcionamiento, perfeccionamiento y expansión de una red eléctrica exige el estudio de cargas.

Un problema importante en el funcionamiento correcto del sistema es fijar como se ha de repetir entre las distintas centrales generadoras y, dentro de estas, entre las distintas máquinas de combustión interna, uso de plásticos, insecticidas, etc.; los factores que determinan el consumo total de energía de cualquier país son: población, condiciones climatológicas, grado de industrialización, nivel de vida y disponibilidad de combustibles.

Uno de los medios que se han puesto en práctica en algunos países para la generación de la energía eléctrica, es el uso de la energía nuclear mediante el uranio 235 que es un elemento espontáneamente fisiónable y que de acuerdo al consumo mundial actual y las tasas de crecimiento para el consumo, se estima que no se extinguirá antes de 2000 años, por lo que el uso de reactores nucleares se puede incrementar en los próximos años ya que podrán prever energía eléctrica por cientos de años, aun en aquellos países con reserva combustible fósiles.

Las centrales térmicas que emplean combustible fósil comúnmente se reparten por la red de planta generadora está próxima a uno de los grandes centros de consumo.

En los EE.UU. y algunos otros países se han empleado la energía geotérmica en forma de vapor directo, que brotan del suelo. Varias centrales geotérmicas se encuentran funcionando en California pero la cantidad que aportan es insignificante para satisfacer las necesidades.

La energía solar podría convertirse en una práctica a gran escala; sin embargo, una mejor esperanza es la energía nuclear. Se prevé que los reactores nucleares alcanzarán un grado de desarrollo y que a partir de ese mismo momento la fusión nuclear controlada proporcione un suministro básicamente ilimitado de energía.

Si esto sucede, la red eléctrica debe continuar su crecimiento y dominar sobre las aplicaciones de combustible directo. Por ejemplo, el auto eléctrico probablemente será utilizado ampliamente a fin de preservar los combustibles fósiles (incluyendo el petróleo y el gas sintetizado de carbón) para la aviación y los transportes terrestres de largas distancias.

Una de las desventajas de las plantas nucleares es que su energía debe usarse a un nivel aproximadamente constante. El almacenamiento por bombeo hidráulico es una solución a este problema, incluye el empleo de una turbina de agua reversible para bombear el agua de niveles bajos estanco cuando la demanda de energía eléctrica es baja y emplear esta agua para atender la demanda durante el consumo máximo. El almacenamiento por bombeo puede compararse como la carga y descarga de una batería.

La tensión de los generadores se eleva los niveles de transmisión en el intervalo de 110 a 765 KV. La ventaja de niveles superiores de tensión en la línea de transmisión se evidencia cuando se tiene en cuenta la capacidad de transmisión en mega- voltamperios (MVA) de una línea, la cual varía con el cuadrado de la tensión.

Una tensión muy común es 12,470 V de línea a línea, lo que significa 7,200 V de línea a tierra, o neutro. Esta tensión se describe como 12,470/2,400 V. Una tensión inferior en sistemas primarios, que se emplean menos es la de 4,160/2,400 V. La mayor de las cargas industriales se alimenta del sistema primario, que también suministran los transformadores de distribución dando tensiones secundarias sobre circuito trifilares, monofásico para empleo residencial.

En esta caso, la tensión de 240 V entre dos líneas y 120 V de una fase a la referencia. Otros circuitos secundario son de 208/120 V, o sistemas trifásicos de cuatro líneas de 480/277 V.

### **1.3.- Objetivo del trabajo.**

El objetivo de esta monografía es elaborar los fundamentos para realizar las pruebas a los transformadores de potencia.

#### **1.4.- Estructura del trabajo.**

Para cumplir con esta meta el trabajo se estructura de la siguiente manera:

El capítulo dos se define al transformador en general, su evolución, el proceso de su tecnología, las leyes que rigen su principio de funcionamiento y su clasificación.

En el tercer capítulo se hace mención de manera particular el transformador de potencia las partes que lo constituyen su utilización e importancia en los sistemas eléctricos de potencia.

En el cuarto capítulo, se refiere a los tipos de mantenimiento, las pruebas a realizar y las características de cada una de ellas.

Finalmente se presenta la conclusión de este trabajo.

## **CAPÍTULO II**

### **Transformadores.**

#### **2.1 - El transformador en los sistemas eléctricos de potencia [2].**

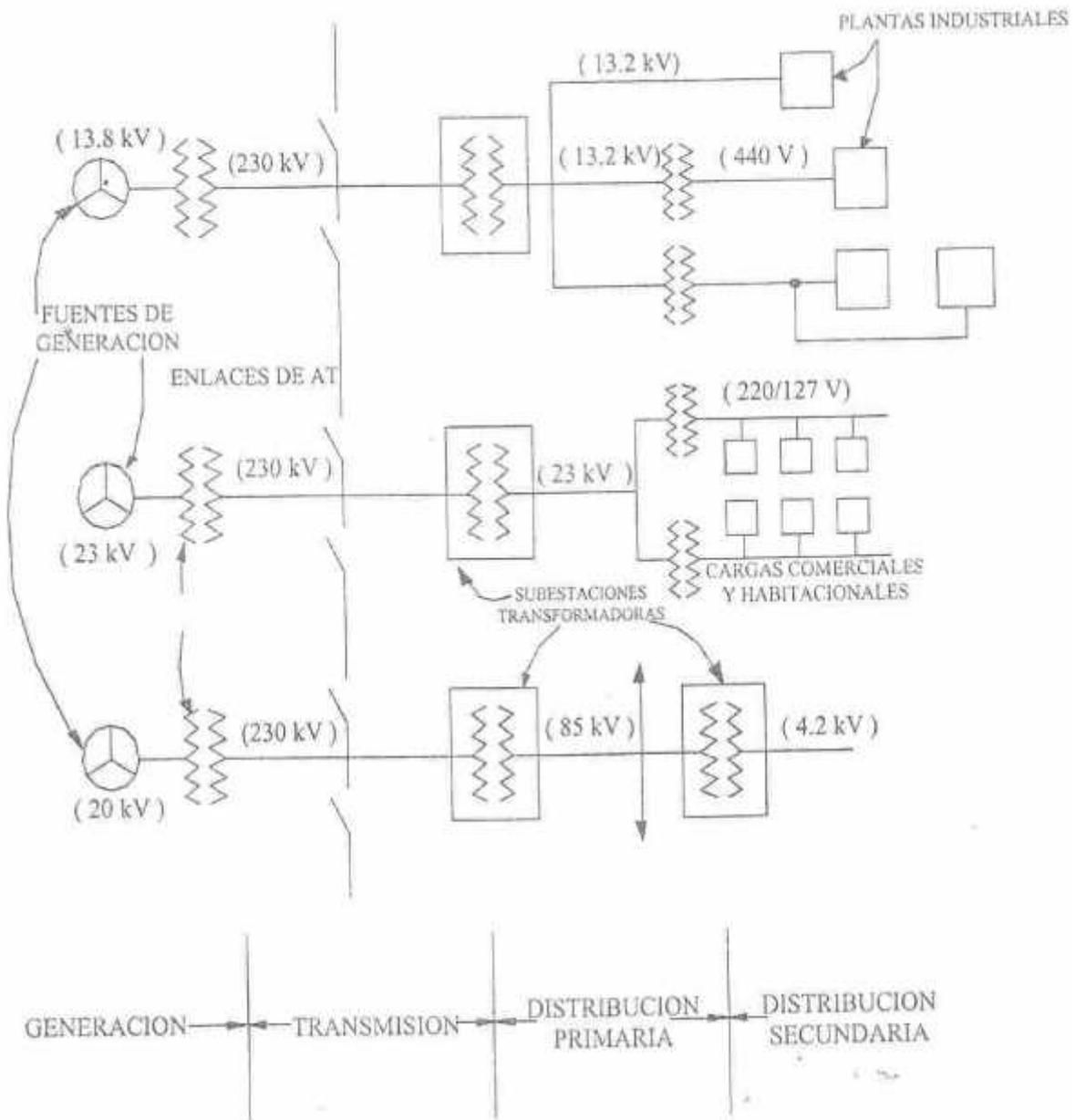
Hoy en día en que se requieren transportar grandes cantidades de energía eléctrica desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo, no sería posible sin el desarrollo de ciertos equipos eléctricos como es el caso característico de los transformadores.

Conforme la demanda eléctrica iba en aumento, la industria eléctrica, también fue teniendo un mayor crecimiento; la dificultad de trasladar este tipo de energía de un lugar a otro, fue haciéndose más evidente, pues en sus principios, se generaba corriente directa a baja tensión para alimentar los circuitos de alumbrado y de fuerza motriz; esto hacía ineficiente la transmisión de grandes bloques de energía.

Se vio entonces la necesidad de elevar la tensión en los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de energía y reducirlo al llegar a los centros de carga o de consumo.

El dispositivo ideal para llevar a cabo este proceso de transformación es el transformador, cambiándose con ello, el uso de corriente directa a corriente alterna, dado que el transformador funciona solo con corriente alterna.

En la figura 2.1 se muestra el esquema general de un sistema eléctrico de potencia. A través de un diagrama unifilar, se representa desde la generación hasta la utilización de la potencia eléctrica.



**Figura 2.1.1- Esquema representativo de un sistema eléctrico de potencia.**

Para llevar la energía a los centros de consumo desde las fuentes de generación, es necesario el uso de transformadores (como se puede observar en la Figura: 1.1), los cuales tienen una función determinada.

Las grandes plantas de generación o centrales generadoras, generan energía en grandes cantidades, luego es transmitida a subestaciones en puntos cercanos a los sitios donde será utilizada. La energía es distribuida desde dichas subestaciones hasta los usuarios.

Estas unidades se encuentran formando subestaciones eléctricas y según el empleo que se les dé, reciben el nombre de transformadores de potencia o de distribución y pueden ser elevadores o reductores.

Existen además los transformadores especiales y los transformadores para instrumentos que son empleados como auxiliares para conectar los aparatos para la medición, la protección y el control para los circuitos eléctricos de potencia.

Entonces se puede definir que los transformadores son una parte fundamental en los sistemas eléctricos en general. Pero particularmente, los transformadores de distribución tienen una gran demanda comercial por la pequeña capacidad y la gran cantidad de transformadores instalados. A manera de comparación se dice que, para un transformador de potencia de 300 MVA requeriríamos aproximadamente de cuatro mil transformadores de 75 KVA.

### **2.1.2. - El proceso en la tecnología del transformador [9,6].**

De acuerdo a lo mencionado, los precursores de la tecnología de los transformadores fueron los ingenieros electricistas rusos Yablochkov, Usagin y Dolivo-Dobrovolski que construyeron un transformador trifásico destinado a la transmisión de energía eléctrica. A partir de la última década del siglo pasado, el tipo de transformador con núcleo seco fue sustituido por el tipo sumergido en aceite.

Las dificultades que se encontraron primero debido a la falta de protección del aceite contra la oxidación producida por el aire, fueron eliminadas completamente con la introducción de los conservadores de aceite cuyo uso se generalizó desde principio de este siglo.

El perfeccionamiento de los transformadores fue debido en gran parte al uso de acero al silicio, llamado acero de transformador.

Durante el periodo de 1905 a 1940 el consumo de energía eléctrica en los países industrialmente desarrollados se ha venido duplicando casi cada 8 a 10 años. La capacidad de plantas de energía y de las potencias nominales de las unidades, incluyendo los transformadores, aumentan en consecuencia.

En 1930 se construyó un transformador trifásico de 100 KV y en 1936 un transformador de 195 KV con un sistema ordinario de refrigeración por ventiladores.

Con la construcción de las líneas de transporte de energía eléctrica a larga distancia desde centrales hidroeléctricas y térmicas alimentadas con combustible de bajo grado, las tensiones del transformador aumentaron desde 110 KV en 1907 a 220 KV en 1921, 287.5 KV en 1937 y 400 KV en 1952. El transporte de energía eléctrica desde la central Lenin situada en Volga hasta Moscú se hace a una tensión de 400 KV y desde la central hidroeléctrica de Volgograd hasta Moscú a una tensión de 500 KV.

La construcción y la conservación de los transformadores de alta potencia han originado numerosos y difíciles problemas de construcción, entre ellos:

1. El aumento del rendimiento del transformador.
2. La refrigeración.
3. La protección contra sobre tensiones.

El problema del rendimiento del transformador de potencia es muy importante en la práctica, esto es porque la energía generada en la central es sometida a tres o cuatro transformaciones antes de que llegue al consumidor. Para aumentar el rendimiento, los métodos de proyecto y técnica de construcción se mejoran empleando nuevos materiales y utilizando los antiguos eficazmente.

El problema de la refrigeración del transformador se puede solucionar de varios modos. Al principio, se construyeron los tanques o cubas de los transformadores de tamaño pequeño con hierro corrugado y en los transformadores de gran capacidad se empleó la refrigeración del aceite de la cuba por circulación de agua.

Pero estos transformadores no dieron seguridad en los servicios y fueron reemplazados por transformadores con tanques provistos de tubos exteriores disipadores del calor para capacidades de hasta 2 000 KVA y tanques del tipo de radiador con refrigeración natural para transformadores de hasta 7 500 KVA y con refrigeración de aire forzado en transformadores de mayor capacidad.

Antes de la segunda guerra mundial se adoptó el sistema de chorro o soplo de aire desde uno a dos ventiladores, pero actualmente, cada radiador es refrigerado por separado mediante ventiladores de pequeña capacidad montados en ellos.

Desde la construcción de las primeras líneas de alta tensión despertaron un interés los problemas de la protección del transformador contra sobre tensiones. La investigación ha demostrado que algunas de las medidas de protección, como el reforzamiento del aislamiento de los extremos de las bobinas, es insuficiente, mientras otros dispositivos tales como, los reactores protectores, son ineficaces.

En 1929 se construyó un transformador a prueba de descargas eléctricas con protección completa por capacidad, y en 1937 se construyó otro con protección parcial por capacidad en los talleres de transformadores de potencia de Moscú. Hoy en día, se usa este dispositivo de protección en todos los transformadores construidos para tensiones de 110 KV o más altas.

Al mismo tiempo que se ha perfeccionado el tipo fundamental de transformador de potencia, se ha creado una serie de estos transformadores de características especiales. Por otra parte las redes de energía interconectadas necesitaron transformadores con regulación de tensión bajo carga, tanto en magnitud como en fase.

Con el amplio desempeño de las plantas electrometalúrgicas y electroquímicas han sido creados nuevos tipos de transformadores de gran potencia para hornos e instalaciones rectificadoras. Para las operaciones de soldadura por arco, por contacto, se han creado nuevos tipos de transformadores.

De lo anterior se puede deducir que la construcción del transformador ha alcanzado un alto nivel de desarrollo capaz de satisfacer todos los requisitos.

## **2.2.- Principio de funcionamiento [1].**

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 estudio 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 cuyas columnas o piernas se localizan dos devanados, uno denominado “primario” que recibe la energía y el otro el “secundario”, que se cierra en un circuito de utilización al cual entrega la energía, los dos devanados se encuentran eléctricamente aislado entre sí.

En la siguiente figura se observa el esquema básico de un transformador.

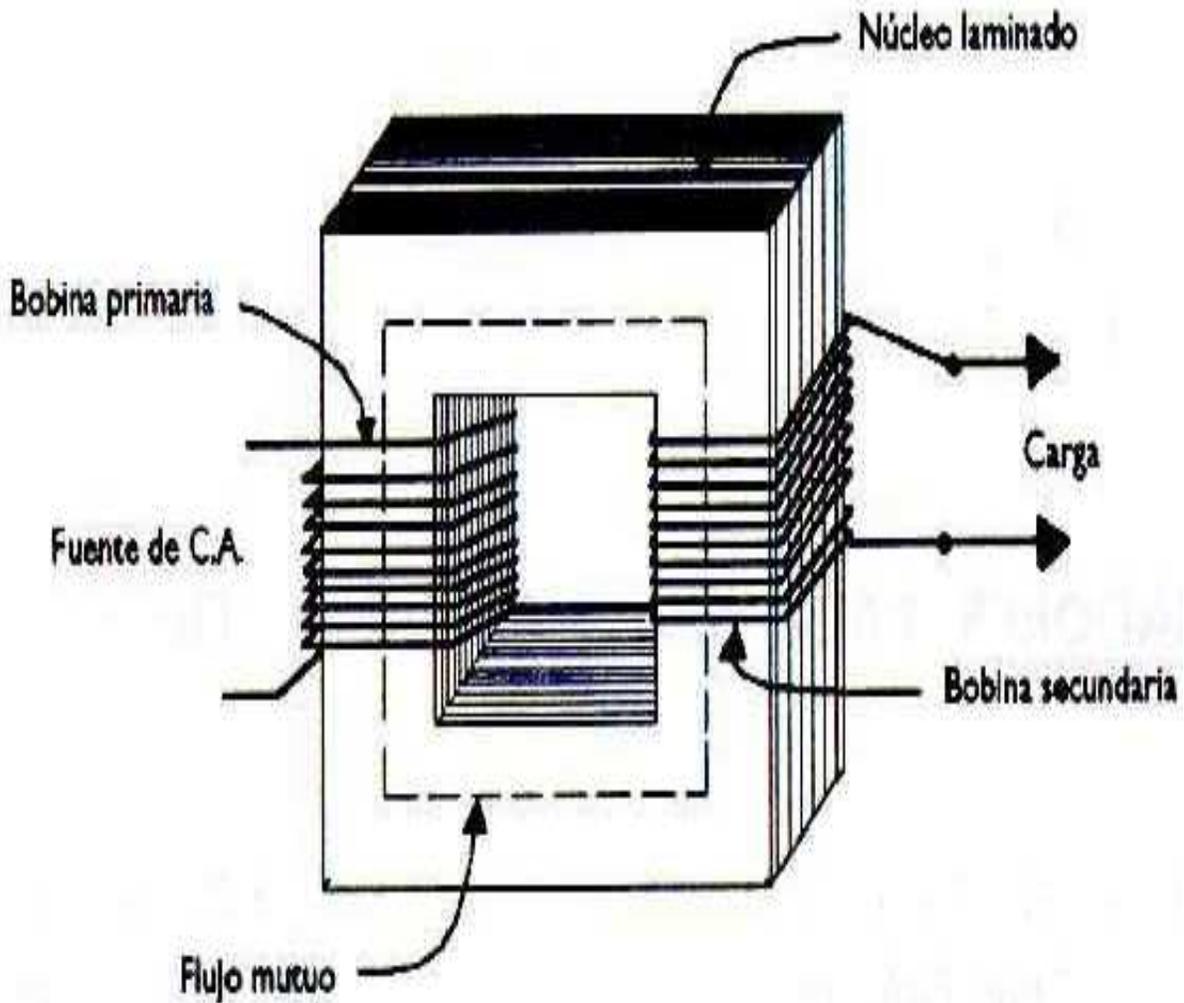


Figura 2.2 Núcleo y devanado de un transformador.

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 constante, pero hay 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 cambia continuamente.

El cambio, en el flujo se puede obtener aplicando una corriente alterna en la bobina, la corriente, a través de la bobina, varía en magnitud con el tiempo, y por lo tanto, el flujo producido por esta corriente, varía también en magnitud con el tiempo.

El flujo cambiante con el tiempo que se aplica en uno de los devanados, induce un voltaje  $E_1$  (en el primario). Si se desprecia por facilidad, la caída de voltaje por resistencia del devanado primario, el valor de  $E_1$  será igual y de sentido opuesto al voltaje aplicado  $V_1$ . De la ley de inducción electromagnética, se sabe que este voltaje inducido  $E_1$  en el devanado primario y también al cambio del flujo en la bobina. Se tienen dos relaciones importantes.

$$V_1 = -E_1 \quad (2.1)$$

$$E_1 \propto N_1 \left( \frac{d\Phi}{dt} \right) \quad (2.2)$$

Al mismo tiempo que el flujo cambia en la bobina primaria, también cambia en la bobina secundaria, dado que las bobinas se encuentran dentro del mismo flujo magnético, y entonces el índice de cambio del flujo magnético en ambas bobinas es exactamente el mismo. Este cambio en el flujo inducirá un flujo  $E_2$  en la bobina secundaria que será proporcional al número de espiras en el devanado secundario  $N_2$ . Si se considera que no tiene carga conectada al circuito secundario, el voltaje inducido  $E_2$  es el voltaje que aparece en las terminales del secundario, por lo que se tienen dos relaciones adicionales.

$$E_2 \propto N_2 \left( \frac{d\Phi}{dt} \right) \quad (2.3)$$

$$E_2 = V_2 \quad (2.4)$$

En virtud de que ambas bobinas se encuentran devanadas en el mismo circuito magnético, los factores de proporcionalidad para las ecuaciones de voltaje son iguales, de manera que si se dividen las ecuaciones para  $E_1$  y  $E_2$  se tiene:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.5)$$

Además como numéricamente deben ser iguales  $E_1$ ,  $V_1$ ,  $E_2$  y  $V_2$ , la ecuación anterior se puede escribir de la siguiente manera.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.6)$$

### 2.2.1.- Ley Faraday [2].

Michael Faraday, físico y químico británico, nació en 1791 en los campos ingleses pero su familia se mudó a Londres poco tiempo después. Faraday recibió una mínima educación y se convirtió en aprendiz de un encuadernador de libros a la edad de 14 años. Le fascinaron los artículos acerca de la electricidad y la química y tuvo la fortuna de tener un patrón que le permitía leer libros y asistir a las conferencias científicas, de la sociedad filosófica de la ciudad, recibió cierta educación en ciencia.

Se le considera como el científico más experimental y notable del siglo XVII. Sus numerosas contribuciones al estudio de la electricidad incluye la invención de: el motor eléctrico, el generador eléctrico y transformador. Así como el descubrimiento de la inducción electromagnética. Los experimentos conducidos por Michael Faraday en Inglaterra en 1831, mostraron que una corriente eléctrica podría inducirse en un circuito mediante un campo magnético variable. Los resultados de esos experimentos llevaron a una ley fundamental en el electromagnetismo conocido como ley de inducción de Faraday, que señala que:

“La fuerza electromotriz inducida es directamente proporcional al número de espiras por la variación del flujo con respecto al tiempo”.

La ley de inducción de Faraday, matemáticamente se describe:

$$E = N \frac{d\Phi}{dt} \quad (2.7)$$

Donde:

**E** es la fuerza electromotriz inducida.

**N** es el número de espiras del devanado.

$d\Phi / dt$  Es la variación del flujo magnético con respecto al tiempo.

Se dice que Michael Faraday fue sin duda uno de los mejores científicos de la historia pues gracias a su gran capacidad intelectual y a su dedicación en la investigación logró e inventó el primer transformador elemental, el cual permitió llevar la energía eléctrica hasta los rincones de los hogares en forma de iluminación y fuerza para mover las máquinas que liberaron al hombre de grandes esfuerzos mecánicos.

### 2.2.2.- Ley de Lenz [2].

Henrich Lenz (1804-1865), nació en la ciudad de Tartu, Estonia (Rusia), fue profesor de la universidad de San Petersburgo llevó a cabo muchos experimentos bajo la iniciativa de Faraday, es reconocido por la ley que lleva su nombre, que fue más tarde reconocido una expresión para la conservación de la energía. Su corta vida no está documentada pero se cree que originalmente estudio para el sacerdocio. La ley de Lenz fue una derivación de la ley de inducción de Faraday, lo cual menciona que:

“La corriente y la f.e.m. inducida tienen siempre una dirección tal que se oponen a la causa que la produce”

$$E = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (2.8)$$

Donde:

**E** Fuerza electromotriz inducida.

**N** Número de espiras del devanado.

$d\Phi / dt$  Variación del flujo magnético con respecto al tiempo.

El significado del signo negativo en la ecuación (2.8) indica que la Fem. Inducida se opone al cambio de quien la produce.

Por lo anterior se le ha venido considerando al transformador como un aparato esencial dentro del SEP. Pues sin él no será posible transmitir ni muchos menos distribuir la energía eléctrica necesaria y requerida para las distintas aplicaciones.

### 2.3.- Clasificación de los transformadores [3].

Los transformadores pueden ser clasificados de diferentes maneras dependiendo de la característica particular que se tome referencia, las clasificaciones comúnmente utilizadas a nivel mundial son los siguientes:

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

- Transformadores de distribución. Los que tienen capacidad desde 5 hasta 500KVA (monofásico y trifásico).
- Transformadores de potencia. Los que tienen capacidad mayores de 500KVA.

**b) Por el número de fase.** De acuerdo a las características del sistema al que se conectarán:

- Monofásico. Transformadores de potencia o distribución que son conectados a una línea o fases y un neutro o tierra. Tiene un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión. Se denota con 1 , como se muestra en la figura 2.3

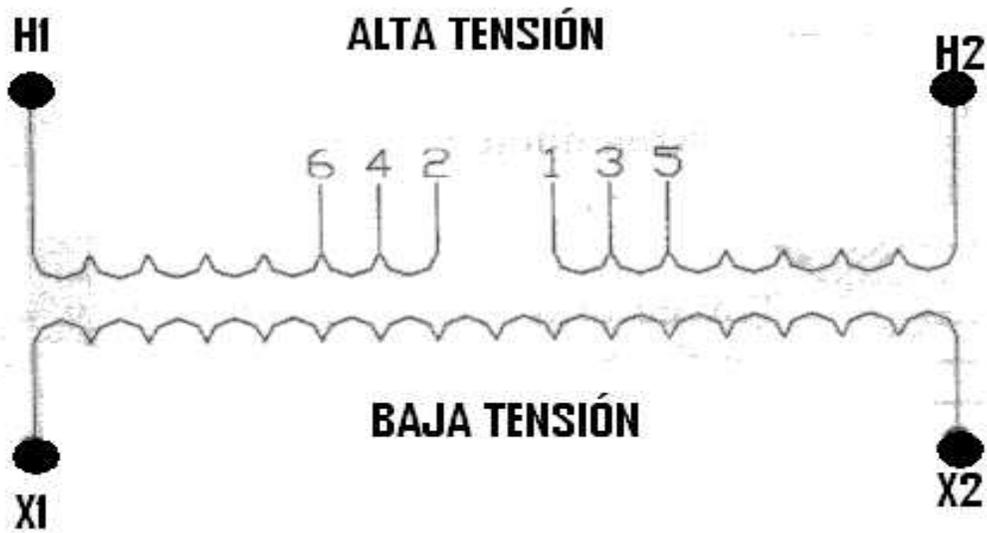


Figura 2.3 Esquema eléctrico, transformador monofásico.

- Trifásico. Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a 3 líneas o fase y pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra. Tiene 3 devanados de alta tensión y 3 de baja tensión. Se denota 3 se muestra en la figura 2.4 siguiente.

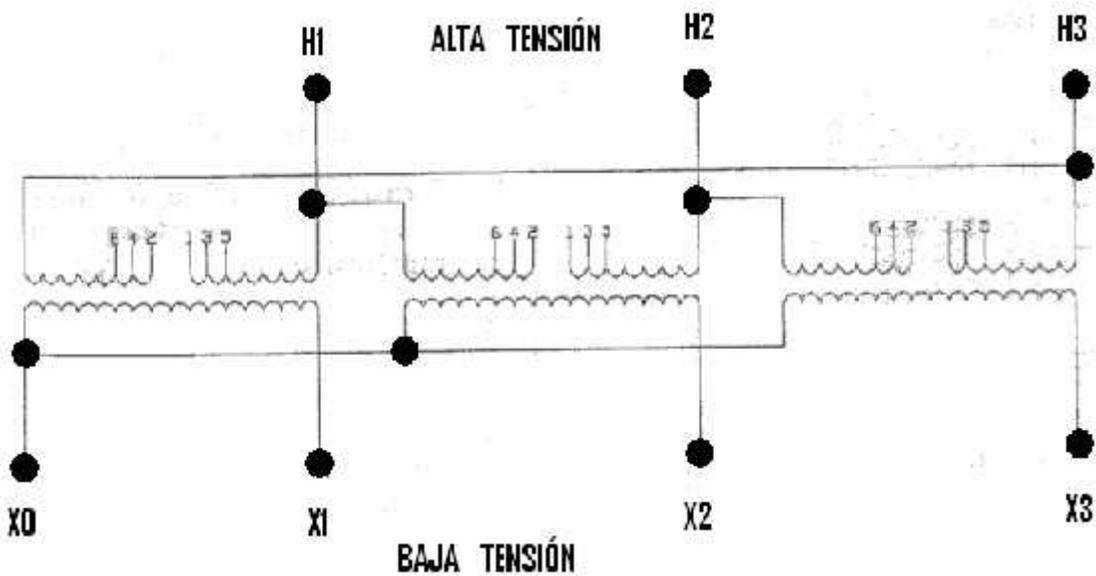


Figura 2.4 Esquema eléctrico, transformador trifásico.

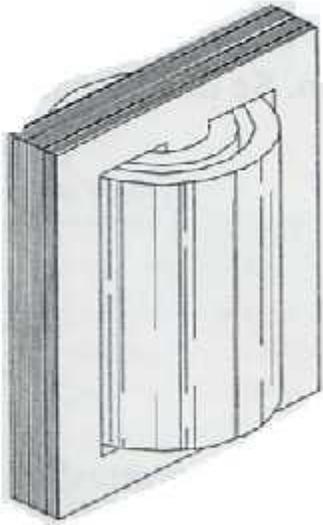
**c) Por su utilización.** De acuerdo a la posición que ocupa dentro del sistema.

- Transformadores para generador. Son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador. Proporcionan la energía a la línea de transmisión.
- Transformadores de subestación. Los transformadores de potencia que se conectan al final de la línea de transmisión para reducir la tensión a nivel de subtransmisión.
- Transformadores de distribución. Reducen la tensión de subtransmisión a tensiones aplicables en zonas de consumo.
- Transformadores especiales. Son transformadores de potencia diseñados para aplicaciones no incluidas en las anteriores y que pueden ser: reguladoras de tensión, transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, transformadores desfasadores; autotransformadores para mina; transformadores para prueba; transformadores para fuentes de corriente directa y muchos otros.

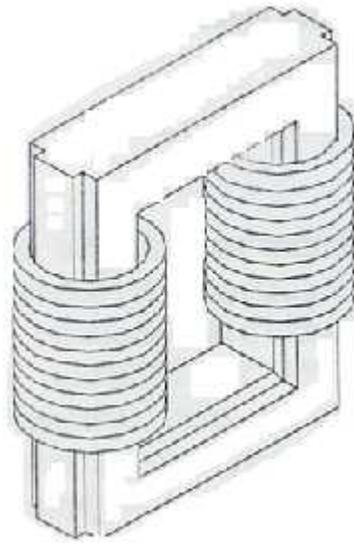
**d) Por la construcción o forma de su núcleo.** De acuerdo con la posición que existen entre la colocación de las bobinas y el núcleo, se conocen (o generalizan) dos tipos:

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

En las figura 2.5 se pueden ver ambos tipos de núcleos.



a) Núcleo tipo acorazado.



b) Núcleo tipo columnas.

Figura 2.5 Tipos de núcleo de transformadores.

**e) En función de las condiciones de servicio:**

- Para uso interior.
- Para uso a la intemperie.

**f) En función de los lugares de instalación:**

- Tipo poste.
- Tipo subestación.
- Tipo pedestal.

**g) De acuerdo al tipo de enfriamiento.** Existen los sumergidos en aceite y los tipos seco. Entre los sumergidos en aceite, tenemos:

- Tipo OA.
- Tipo OA/FA.
- Tipo OA/FA/FOA.
- Tipo FOA.

- Tipo OW.
- Tipo FOW.

Entre los tipos seco, tenemos:

- Tipo AA.
- Tipo AFA.
- Tipo AA/FA.

Descripción literal de los de tipos de enfriamiento:

Tipo OA. Es un transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más común y frecuente resultando más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estas unidades el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas, o bien provistos de enfriadores tubulares separados.

Tipo OA/FA. Sumergido en aceite con enfriamiento a base de aire forzado. Esta unidad es básicamente de tipo OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento, y por lo tanto, aumentar los KVA de salida del transformador. El empleo de este sistema de enfriamiento está indicado cuando la unidad debe soportar sobrecargas durante periodos cortos, pero cuya ocurrencia se espera con cierta frecuencia dentro de las condiciones normales de trabajo y, que deben ser tolerados sin afectar el funcionamiento normal del transformador.

Tipo OA/FA/FOA. Transformador surgido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento a base de aire forzado y a base de aceite forzado. El régimen del transformador tipo OA sumergido en aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de bombas y ventiladores. En la construcción se usan los radiadores desprendibles normales, con la adición de ventiladores montados sobre dichos radiadores y bombas conectadas a los cabezales de los mismos. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos.

En el primero se usa la mitad de los ventiladores y la mitad de las bombas para lograr el aumento de 1,333 veces la capacidad sobre el diseño OA; en el segundo se usa la totalidad de los ventiladores y las bombas, con lo que se consigue un aumento de 1,667 veces el régimen OA. El arranque y paro de los ventiladores y bombas son controlados por la temperatura de aceite, por medio de controles automáticos que seleccionen la secuencia de operación al aumentar la carga del transformador.

Tipo FOA. Sumergido en aceite con enfriamiento con aceite forzado con enfriadores de aire forzado. El aceite de estas unidades es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite, colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse únicamente con los ventiladores y bombas de aceite, trabajando continuamente, en cuyas condiciones pueden sostener la totalidad de su carga nominal.

Tipo OW. Sumergido en aceite, con enfriamiento por agua. Estos tipos de transformadores están equipados con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque. El agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite fluye estando en contacto con la superficie de los tubos.

Tipo FOW. Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada. Este es prácticamente igual que el tipo FOA, solo que el cambiador de calor es del modelo agua-aceite y por lo tanto; el enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventilador.

Tipo AA. Transformadores tipo seco con enfriamiento propio. Se caracteriza por no tener aceite u otro líquido para efectuar las funciones de aislamiento y enfriamiento. El aire es el único aislante que rodea el núcleo y las bombas.

Tipo AFA. Transformador tipo seco con enfriamiento por aire forzado, el diseño comprende un ventilador que empuja el aire en un ducto colocado en la parte inferior de la unidad; por medio de abertura en el ducto se lleva el aire a cada núcleo. Este tipo solo tiene un régimen. Con ventilador.

Tipo AA/FA. Transformador tipo seco con enfriamiento propio, con enfriamiento por aire forzado, su denominación indica que tiene dos regímenes, uno por enfriamiento natural y el otro contando con circulación de aire forzado por medio de ventiladores, éste control es automático y opera mediante un relevador térmico.

## CAPÍTULO III

### Trasformadores de potencia de 750 KVA.

#### 3.1.- Introducción [6,4].

En todo sistema industrial o de potencia, la función de transformación es de gran interés, ya que el buen funcionamiento de ésta, determina la continuidad del servicio.

Hoy en día en que se requiere transportar grandes cantidades de potencial eléctrico desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo; no sería posible sin el desarrollo de ciertos equipos eléctricos como es el caso característico de los transformadores.

Conforme la demanda eléctrica iba en aumento, la industria eléctrica también fue teniendo un mayor crecimiento. La dificultad de trasladar este tipo de energía de un lugar a otro, fue haciéndose más evidente, pues en sus principios se generaba corriente directa a baja tensión para alimentar los circuitos de alumbrado y de fuerza motriz; esto hacía sumamente ineficiente la transmisión de grandes bloques de energía. Se vio entonces en la necesidad de elevar la tensión en los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de energía y reducirlos al llegar a los centros de carga y de consumo, con la finalidad de evitar las posibles pérdidas.

El dispositivo ideal para llevar a cabo este proceso es el **transformador de potencia**, cambiándose con ello el uso de corriente directa a corriente alterna dado que el transformador solo funciona con corriente alterna

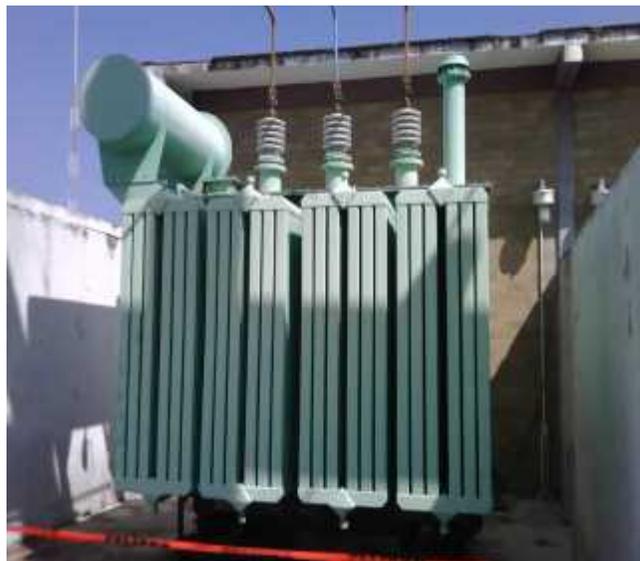
#### 3.2.- Transformador de potencia [5].

El transformador de potencia es un dispositivo electromagnético que sirve de enlace en dos partes de un sistema eléctrico que generalmente opera a diferentes valores de tensión y de corriente, pero siempre con la misma frecuencia. Por lo tanto se le puede considerar como un elemento transmisor de potencia eléctrica.

La función de este dispositivo electromagnético es: transformar la magnitud de las tensiones eléctricas de un nivel a otro manteniendo la misma frecuencia; acoplar impedancias aislar circuitos eléctricos y dependiendo de la conexión entre sus devanados varía el ángulo de desfase entre voltaje y corriente.

Un transformador de potencia es un aparato estático, porque en su construcción no contiene partes móviles, se encuentran permanentemente expuestos a la intemperie, debido a su localización involucra condiciones ambientales como: temperaturas extremas, elementos corrosivos, humedad, etc.; aunque el transformador está diseñado adecuadamente para soportar estos estados, puede verse afectado cuando llegan a presentarse condiciones no deseadas.

A continuación se muestra en la figura 3.1 el transformador de potencia.



**Figura 3.1 Transformador de potencia**

Dada la importancia de este dispositivo, debe estar protegido para evitar que sufra alteraciones durante su funcionamiento.

### **3.3.-Partes principales de un transformador de potencia [3].**

El transformador de potencia se compone de las siguientes partes activas y pasivas:

Partes activas.

- 1).- Circuito magnético (núcleo).
- 2).- Circuito eléctrico (devanados o bobinas).
- 3).- Sistema de aislamiento.

Partes pasivas.

- 1).- Tanque y accesorios.
- 2).- La tapa del tanque.

Partes activas.

#### **1).- El circuito magnético.**

El circuito magnético es la parte principal del transformador que sirve para conducir el flujo magnético generado, el cual conecta magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador.

El circuito magnético se conoce como núcleo. Este núcleo se encuentra formado por láminas de acero al silicio de grano orientado de bajas pérdidas y una alta permeabilidad magnética.

Básicamente tiene cuatro tipos de lámina de grano orientado, cuyas características se encuentran mencionadas en la tabla 3.1.

**TABLA 3.1**  
**PÉRDIDAS EN ACERO AL SILICIO A 60 Y 50 Hz.**

		60 Hz				50 Hz				
Grano de orientación	Espesor		watts por libra		watts por kg		watts por libra		watts por kg	
	Pulg	mm.	15 kilo Gauss	17 kilo Gauss						
M-2	.007	.18	0.42	-	0.93	-	0.32	-	0.70	-
M-3	.009	.23	0.46	-	1.01	-	0.35	-	0.77	-
M-4	.011	.28	0.51	0.74	1.12	1.63	0.39	0.56	0.85	1.24
M-5	.014	.35	0.66	0.94	1.46	2.07	0.50	0.71	1.11	1.57

Las pérdidas en lámina a 50 Hz comparadas con las pérdidas a 60 Hz tienen la siguiente equivalencia: pérdidas a 50 Hz = 0.76 x pérdidas a 60 Hz.

El tipo de lámina más utilizado en la fabricación de núcleos para transformadores es la m-4, cuyas características de watts por libra o watts por kilogramo contra la densidad de flujo a 50 y 60 Hz, están dados en la misma tabla.

## 2).- El circuito eléctrico (devanados o bobinas) [9].

La función de los devanados (primario) es crear un flujo magnético para inducir en los devanados (secundario) una f.e.m., y transferir potencia eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética.

Los devanados son la parte que componen los circuitos eléctricos del transformador (devanados primario y secundario). Los devanados se fabrican de diferentes tipos dependiendo de las necesidades del diseño, y los materiales que se utilizan son: el cobre y el aluminio.

El diseño debe considerar varias características particulares de ambos materiales, la tabla 3.2, presenta datos específicos de ciertas propiedades.

**TABLA 3.2**  
**COMPARACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL ALUMINIO Y EL COBRE.**

Propiedad	Aluminio	Cobre
Conductibilidad eléctrica a 20 °C recosido	62%	100%
Peso específico en gramos por cm <sup>3</sup> a 20 °C	2.7	2.89
Calor específico	0.21	0.094
Punto de fusión en °C	660	1083
Conductividad térmica a 20 °C (calorías/°C/cm <sup>2</sup> /cm)	0.53	.941
Esfuerzo mecánico a la tensión en Kg/mm <sup>2</sup>	16	25
Peso total de un transformador de 2500 KVA con devanado de AT a 44 KVA (Kg)	6318	6682

Las ventajas de las bobinas de cobre son:

\* Mayor resistencia mecánica.

\* Conductividad eléctrica buena.

En cuanto a la colocación de los arrollamientos de alta y baja tensión, se distinguen las siguientes disposiciones:

a).- Concéntricos, es decir, arrollamientos en que las proyecciones de las secciones transversales son círculos concéntricos.

b).- Intercalados, en las cuales las secciones de los arrollamientos de alta y baja tensión están colocadas alternamente a lo largo de la altura de la rama. El arrollamiento de baja tensión, está colocado más cerca de la rama porque es mucho más fácil aislarlo del núcleo que el arrollamiento de alta tensión.

Los tipos de arrollamientos concéntricos son:

1).- Arrollamiento de capas cilíndricas.

2).- Arrollamiento helicoidal.

3).- Arrollamiento continuo.

Los arrollamientos o capas cilíndricas se utilizan principalmente en transformadores con capacidades mayores de 500 KVA. La capa de arrollamiento la forman espiras contiguas arrolladas alrededor de un cilindro.

En los transformadores de alta tensión se emplea el arrollamiento tipo continuo que se diferencia del helicoidal en que se compone de una fila de discos o bobinas planas, separados por canales o conductos.

### 3).- El sistema de aislamiento [3].

Los transformadores de potencia poseen una serie de materiales aislantes, los cuales, forman el sistema de aislamiento. Estos materiales pueden ser.

- \* Cartón prensado.
- \* Papel manila y corrugado (hilos, cintas).
- \* Cartón prensado de alta densidad.
- \* Collares de cartón prensado y aislamientos finales.
- \* Esmaltes y barnices.
- \* Porcelanas (boquillas).
- \* Madera de maple para armados.
- \* Fibra vulcanizada.
- \* Líquido dieléctrico que puede ser aceite mineral, aceite de siliconas, etc.

El sistema de aislamiento, aísla los devanados del transformador entre ellos y la tierra, así como las partes cercanas al núcleo y las partes de acero que forman la estructura.

Los primeros materiales antes mencionados forman el sistema de aislamiento sólido, que debe de cumplir con cuatro importantes funciones:

- 1.- Calidad para soportar las altas tensiones (esfuerzos dieléctricos). Esto incluye ondas de impulso y transitorias.
- 2.- Calidad para soportar esfuerzos mecánicos y térmicos (temperaturas anormales), los cuales acompañan a un corto circuito.

3.- Cualidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor (transmisión de calor).

4.- Mantener las características deseadas, para un periodo de vida de servicio dando un adecuado mantenimiento.

El último material es el sistema aislante líquido que bañan las bobinas, el núcleo y los materiales aislantes sólidos. Este fluido sirve para tres propósitos especiales.

1.- Provee una rigidez dieléctrica.

2.- Proporciona un enfriamiento eficiente.

3.- Protege a todos los materiales.

El fluido puede ser aceite mineral para transformadores, silicona y de estos tres, el aceite mineral es usado en el llenado de 95% de los transformadores.

Es evidente que cualquier debilitamiento en el aislamiento puede conducir a una falla en el transformador. El aislamiento está deteriorado cuando ha perdido una parte importante de su propiedad dieléctrica original, característica mecánica por resistencia de impulso.

Partes pasivas

### **1).- El tanque y sus accesorios [9].**

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético, con el objetivo de preservar el aceite (realiza la función de dieléctrico y refrigerante) del conjunto núcleo – bobinas. Cuando el aceite se calienta, comienza a circular dentro del tanque a través de los tubos radiadores realizando la refrigeración natural del transformador.

Las condiciones de refrigeración de los transformadores son más difíciles cuanto es mayor la capacidad de potencia. Por lo consiguiente la construcción del tanque debe ser la apropiada, de acuerdo con la siguiente clasificación:

a).- Transformador de muy pequeña capacidad, hasta 30 KVA, con tanques lisos que son los de tipo más sencillo.

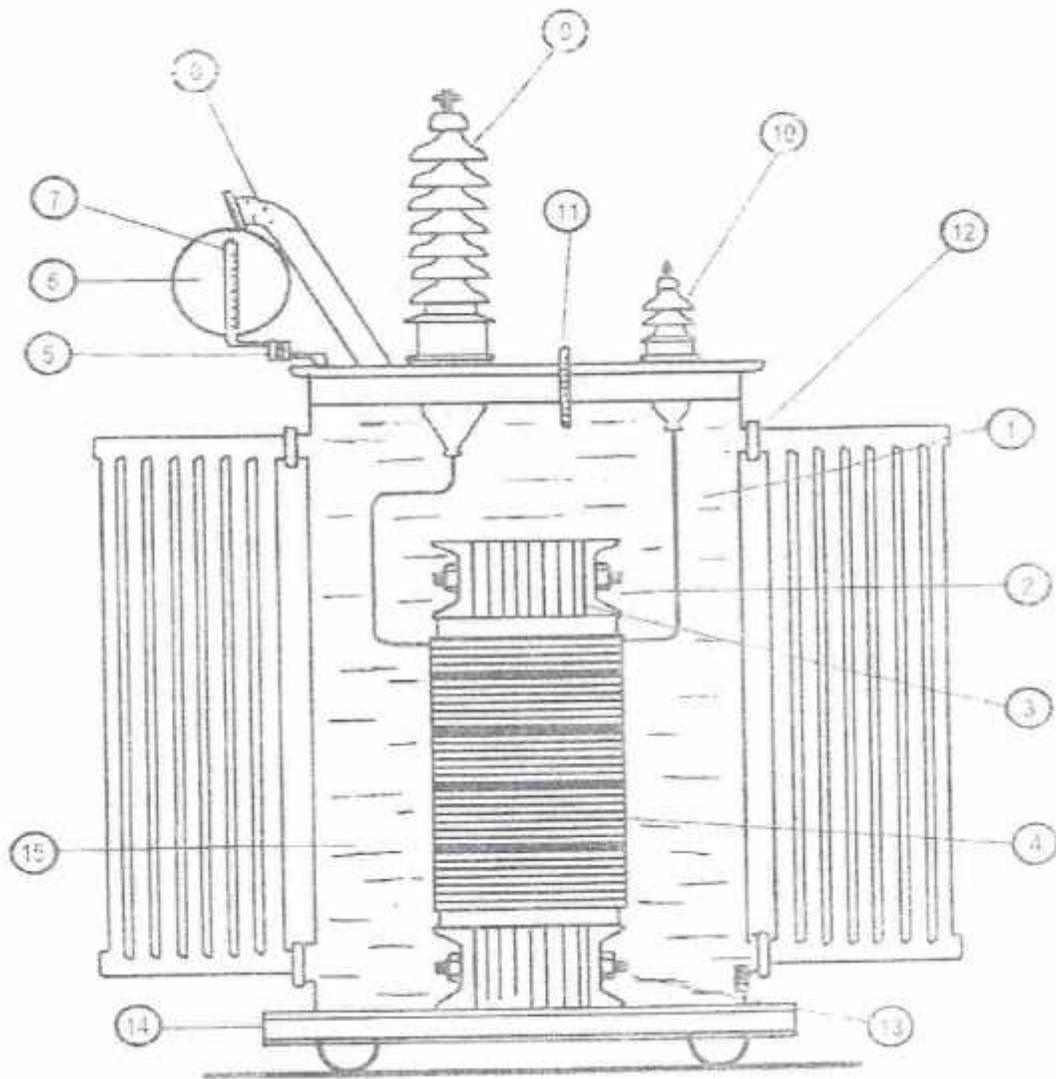
b).- Transformadores de gran capacidad, hasta de 3,000 KVA, en los que se utilizan tanques radiadores tubulares.

c).- Los transformadores con capacidades de hasta 10,000 KVA, que tienen un sistema de refrigeración o radiador con refrigeración natural conectado a las paredes del tanque.

d).- Para transformadores con capacidades de hasta 10,000 KVA o más, se emplea la refrigeración del chorro de aire de los radiadores. Al principio se empleó un sistema central de refrigeración por aire forzado con dos unidades de ventilador.

El tanque del transformador posee una serie de accesorios, de los cuales se mencionarán sus partes principales.

Las partes esenciales del transformador se mencionarán en la figura 3.2.

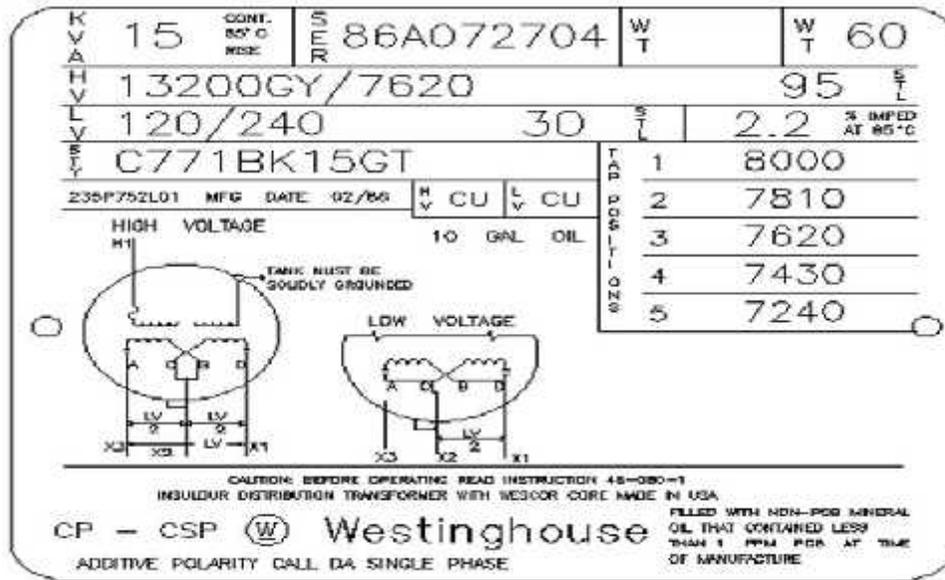


**Figura 3.2 Partes esenciales del transformador de potencia**

- 1.- TANQUE
- 2.- TUBOS RADIADORES
- 3.- NÚCLEO (CIRCUITO MAGNÉTICO)
- 4.- DEVANADOS

- 5.- RELE DE PROTECCIÓN BUCHHOLZ
- 6.- TANQUE CONSERVADOR
- 7.- INDICADOR DE ACEITE
- 8.- TUBO DE ESCAPE EN CASO DE EXPLOSIÓN
- 9.- BOQUILLAS O AISLADORES DE POTENCIA (ALTA)
- 10.- BOQUILLAS O AISLADORES DE POTENCIA (BAJA)
- 11.- TERMÓMETRO
- 12.- CONEXIÓN DE LOS TUBOS RADIADORES AL TANQUE
- 13.- TORNILLOS OPRESORES PARA DAR RIGIDEZ AL NÚCLEO
- 14.- BASE DE ROLAR
- 15.- REFRIGERANTE.

En la siguiente figura se muestra la placa de un transformador de potencia figura 3.3



Placa de un transformador de distribución, Línea de 13200 v. CEL

Figura 3.3 Placa de un transformador de potencia.

## 2) La tapa del tanque.

La tapa del tanque es una parte esencial de la construcción de éste. En la tapa están colocadas varias partes importantes, como son:

- Los pasa-tapas o atravesadores para los arrollamientos de baja tensión y alta tensión.
- Cámaras de expansión del aceite en transformadores de 100 KVA en adelante.
- Tipo de escape (protección) para transformadores con una capacidad de 1000 KVA en adelante.

La cámara de expansión del aceite y el tubo de escape o expulsión es un recipiente cilíndrico de chapa de acero montado sobre la tapa del tanque y conectado a ella por un tubo.

Para la protección del tanque de los posibles daños por cortocircuitos debido a la producción de gas en el tanque y el aumento brusco de presión, se introduce un tubo de escape

o expulsión, cubierto por un disco de vidrio, a una determinada presión, el disco de vidrio es despedido y los gases son liberados del tanque conjuntamente con el aceite.

### **3.4.- Usos de los transformadores de potencia [8].**

En la distribución de la potencia eléctrica, razones de seguridad exigen que la tensión a que se suministre la potencia a los usuarios no supere los 300 volts. En la mayoría de las localidades, la tensión de suministro es de 125 volts, si bien se tiende a adoptar las de 220 volts para alumbrado y 380 volts para usos industriales.

El sistema de transmisión y distribución por corriente alterna se ha hecho universal a causa de que el transformador de potencia hace elevar la tensión generada a tensiones más adecuadas. No es exagerado confirmar que sin la simplicidad, manejabilidad y gran rendimiento del transformador hubiera sido imposible el enorme desarrollo de los sistemas de transmisión y de distribución eléctrica de los últimos 50 años.

Los transformadores son, probablemente los aparatos electromagnéticos ampliamente utilizados. Varían muchísimo en tamaño y deben diseñarse para reunir los requisitos de una gran variedad de condiciones de funcionamiento.

Por otra parte, los transformadores de potencia que se utilizan en fábricas, suelen funcionar con tensión y frecuencia nominalmente constantes, ya que aquí tienen más importancia un buen rendimiento para una larga vida.

Los transformadores de potencia que se utilicen en las centrales y sub centrales generadoras se fabrican de capacidades aparentes que llegan hasta los 500 KVA. Actualmente se fabrican transformadores de potencia para plantas más grandes, cuyas potencias aparentes son superiores a los 900 KVA.

## **CAPÍTULO IV**

### **Mantenimiento y pruebas a transformadores de potencia.**

#### **4.1.- Introducción [5].**

La vida moderna, prácticamente en todos sus aspectos, depende de la energía eléctrica. Los perjuicios que ocasiona cualquier interrupción en el suministro de energía eléctrica, tanto en la industria como en los servicios públicos, afectan de manera considerable el desarrollo de las actividades diarias.

Para reducir el mínimo de fallas en el suministro de la energía eléctrica, es necesario entre otras cosas, una alta confiabilidad en el equipo que integra el sistema, desde la generación hasta la distribución y aprovechamiento. Por lo tanto, el control de calidad en la manufactura o en la reparación y mantenimiento de equipo resulta de gran importancia para poder contar con una garantía adecuada. Esto se efectúa por medio de una serie de pruebas que permiten estimar si el equipo puede trabajar en las especificaciones para las cuales se ha diseñado, con un riesgo mínimo de falla.

#### **4.2.- Fundamentos teóricos y operación en los transformadores de potencia [6,10].**

El transformador es un aparato eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a la misma frecuencia generalmente aumentando o disminuyendo los valores de tensión y de corriente eléctrica.

Un transformador puede recibir energía y devolverla a una tensión más elevada, en cuyo caso se le denomina transformador elevador, o puede entregarla a una tensión más baja, denominándolo como un transformador reductor.

En el caso en que la energía suministrada tenga la misma tensión que la recibida en el transformador, se dice entonces que este tiene una relación de transformación igual a la unidad.

Los transformadores al no tener partes giratorias, requieren de poca vigilancia y poco gasto de mantenimiento. El costo de los transformadores por kilowatts es bajo, comparado con el de otros aparatos o máquinas, y su rendimiento es superior.

Como no hay dientes, ni ranuras, ni partes giratorias, y sus arrollamientos pueden estar sumergidos en aceite, no es difícil lograr un buen aislamiento para altas tensiones.

El principio de operación del transformador, se basa en la acción mutua entre fenómenos eléctricos, magnéticos y no contienen partes móviles (a excepción hecha de los mecanismos para cambio de derivaciones y la impulsión de ventiladores o bombas de enfriamiento utilizados en los grandes transformadores de potencia).

La transferencia de la energía eléctrica por inducción electromagnética de un arrollamiento a otro, dispuesta en el mismo circuito magnético, se realiza con excelentes resultados.

La fuerza electromotriz (f.e.m.) se introduce por la variación del flujo magnético. Las espiras y el circuito magnético están en reposo respecto a otro, y la f.e.m., se induce por la variación de la magnitud del flujo con el tiempo.

La ley de Lenz fue una derivación de la ley de inducción de Faraday, la cual menciona que:

“Una f.e.m. inducida en un circuito es igual a la rapidez de cambio en el tiempo del flujo magnético a través del circuito.”

La dirección de la f.e.m. y de la corriente inducida se puede determinar a partir de la ley de Lenz, la cual se enuncia de la siguiente forma:

“La corriente y la f.e.m. inducidas actúan en tal dirección que tienden a oponerse a cualquier cambio en el número neto de líneas de flujo que pasan a través de la sección transversal del circuito.”

Es decir la corriente inducida tiende a mantener el flujo original a través del circuito. La ley de Lenz es una consecuencia de la ley de la conservación de la energía.

### **4.3.-Importancia del mantenimiento a transformadores de potencia [6].**

Todos los elementos del sistema eléctrico de potencia son de vital importancia, porque sin ello, no se podría llevar a cabo el suministro de energía eléctrica. Es fundamental mencionar la importancia del proceso de transformación, el cual actúa desde los centros de generación hasta los centros de consumo, mediante el transformador de potencia, ya que el mal funcionamiento de este elemento provocaría interrupciones en el sistema.

Debido a que el transformador de potencia es un aparato estático y permanentemente expuesto a la intemperie, involucra condiciones como temperaturas extremas, elementos corrosivos, humedad etc.

Aunque el transformador está diseñado adecuadamente para soportar estos estados, puede verse afectado cuando llegan a presentarse condiciones no deseadas, las cuales se determinan mediante una inspección ocular minuciosa y se pueden recomendar los siguientes puntos:

1.- Si existe fugas de aceite en el transformador se propone las pruebas eléctricas, mostradas en la tabla siguiente:

**Tabla 4.1**  
**Fugas de aceite en el transformador**

<b>PRUEBA</b>	<b>RESULTADOS OBTENIDOS</b>
Resistencia de aislamiento	Detecta humedad o deterioro del sistema
Rigidez dieléctrica	Determina si existe lodo y partículas

2.- Si presenta temperatura alta el transformador sin llegar a su capacidad normal, se proponen las pruebas mostradas en la tabla siguiente:

**Tabla 4.2**  
**Alta temperatura del transformador**

<b>PRUEBA</b>	<b>RESULTADOS OBTENIDOS</b>
Resistencia de aislamiento	Determina el sobrecalentamiento del transformador
Resistencia óhmica	Determina el valor de la resistencia; importante en la medición de pérdidas y elevación de la temperatura

3.- Si la pintura del transformador se maltrata con el paso del tiempo, en general, no necesita ser reemplazada completamente, se recomienda realizar lo siguiente:

Se debe de limpiar la superficie con trapo húmedo con solvente, con la finalidad de eliminar completamente lodos, aceite, grasas e impurezas sobre el área.

4.- Si no operan los ventiladores debido a la temperatura del transformador estos se tienen que operar manual y automáticamente para comprobar su correcto funcionamiento.

5.- Debido a las boquillas que presentan rupturas, se recomienda revisar el nivel de aceite, con la finalidad de estar dentro de las marcas de tolerancia, programando el cambio de la boquilla defectuosa.

6.- Siempre que el transformador este en servicio y el cambiador sea operado menos de 3000 veces al año o si no se utilizan todas sus posiciones, entonces el cambiador debe ser accionado en todas sus posiciones (con el transformador desenergizado) con el propósito de limpiar todos sus contactos.

7.- Si esta maltratada la pintura del interruptor, se tiene que limpiar la superficie con el trapo húmedo con solvente.

8.- Cuando el transformador, o algunos de sus apartarrayos presentan flameo, se debe programar su cambio inmediato.

9.- Cuando los aisladores presenten alto grado de contaminación, se recomienda dar mantenimiento cada 6 meses.

10.- Para prevenir corrientes de retorno, el tanque del transformador y el sistema de enfriamiento, es importante la verificación del sistema de tierra, éstas deberán ser aterrizadas con un conductor de tierra de suficiente sección transversal.

#### **4.3.1.- Revisión interna del transformador de potencia.**

Para efectuar una revisión interna del transformador de potencia es necesario tomar las precauciones necesarias para evitar riesgos de sofocación o contaminación por el gas sobretodo en el caso del nitrógeno, para lo cual deberán limpiarse con una bomba de vacío para luego rellenar con aire seco.

El transformador no se deberá abrir bajo circunstancias que permitan la entrada de humedad, tales como días lluviosos o con ambiente de alta humedad relativa, en este caso se deberá abrir hasta que desaparezcan todos estos signos de condensación externa.

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

Para prevenir la entrada de humedad, al abrir el transformador, se puede realizar un llenado preliminar para cubrir las bobinas con aceite aislante desgasificado y deshidratado a temperatura de 30 °C, calentando el núcleo y las bobinas para reducir la posibilidad de condensación de humedad; para mayor seguridad, este llenado preliminar puede hacerse utilizando el método de alto vacío.

Se debe evitar que objetos extraños caigan o queden dentro del transformador, para lo cual, todos los artículos que se puedan perder, deberán eliminarse en las bolsas de ropa de todo

trabajador que este dentro y sobre el tanque del transformador; todas las herramientas que se usen deberán ser amarradas con cinta de algodón y aseguradas al tanque externamente.

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

- Se debe realizar una verificación minuciosa sobre la sujeción del núcleo, revisando su conexión y probando su resistencia a tierra.
- Para probar el número de conexiones a tierra del núcleo, se recomienda revisar su conexión y su resistencia a tierra.
- Se propone una inspección visual de terminales, barreras entre fases, estructuras, soportes aislantes, conexiones y conductores.

#### **4.4.- Clasificación y tipos de mantenimiento [3,7].**

Para el mantenimiento del equipo, es conveniente considerar los siguientes aspectos y los tipos de mantenimiento.

- a) Mantenimiento correctivo.** Es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar al equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación por lo que no es recomendable en grandes empresas.
- b) Mantenimiento preventivo.** Tiene la finalidad de impedir o evitar que el equipo falle durante el periodo de su vida útil y técnica de su aplicación, se apoya en experiencias de su operación que determina que el equipo después de pasar el periodo de puesta en servicio reduce sus posibilidades de falla.

- c) **Mantenimiento predictivo.** Tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores; para lograr el máximo tiempo de operación del equipo, se aplican técnicas de revisión y pruebas más avanzadas, que requieren de controles rigurosos para su planeación y ejecución.

El mantenimiento predictivo se basa en que el equipo, después de pasar su periodo de puesta en servicio, reduce sus posibilidades de falla y se encuentra dentro del periodo de vida útil, posteriormente, el equipo envejece y aumenta considerablemente las fallas. Este tipo de mantenimiento tiende a reducir la cantidad de trabajos a realizar durante éste periodo, con esto se concluye que para la propuesta de mantenimiento al transformador de potencia, es factible efectuar el mantenimiento predictivo.

En base a resultados obtenidos en pruebas realizadas al equipo eléctrico; el personal responsable del mantenimiento, tendrá los argumentos suficientes para tomar la decisión de mantener energizado o retirar de servicio un equipo de operación que requiera mantenimiento.

A continuación, se enumeran los puntos que se consideran en el mantenimiento, para retirar o dejar operando el transformador de potencia.

1.- Archivo adecuado y análisis de resultados obtenidos en inspecciones visuales realizadas al equipo.

2.- Se recomienda establecer las necesidades de mantenimiento por cada equipo y formular las actividades en un programa de mantenimiento.

3.- Para cada uno en particular se pretende determinar las actividades con prioridad de mantenimiento.

4.- Se debe contar con el personal competente para realizar las actividades de mantenimiento.

#### 4.5.- PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA [3].

Para determinar las pruebas a los transformadores de potencia, es necesario señalar el elemento en particular que la requiere, mediante una inspección minuciosa del equipo y programar las pruebas correspondientes.

A continuación se mencionan algunas de las pruebas que se realizan a los transformadores de potencia.

Pruebas eléctricas a las bobinas.

1. Relación de transformación
2. Resistencia óhmica de los devanados
3. Índice de polarización

**1.- Relación de transformación.** Al aplicar ésta prueba se puede detectar si existe un corto circuito entre espiras, falsos contactos, circuitos abiertos, así como errores en las conexiones de las boquillas y cambiadores de derivación y, el valor establecido por la comisión federal de electricidad como máximo de diferencia permitido es de 0.5%.

**2.- Resistencia óhmica de los devanados.** El objeto es conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados, lo cual se requiera para la medición de las pérdidas por efecto Joule o por corrientes de Eddy y elevación de la temperatura del transformador. La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15% del valor nominal del devanado.

**3.- Índice de polarización.** Mediante esta prueba se sabrá si el aislamiento de los devanados se encuentran en buenas condiciones, la corriente de absorción dieléctrica tardara en desaparecer un tiempo de 10 minutos o más si el aislamiento del devanado bajo prueba está en buenas condiciones pero si el devanado está muy sucio o húmedo dicha corriente desaparecerá en uno o dos minutos.

Pruebas eléctricas al aceite

1. Factor de potencia del aceite
2. Rigidez dieléctrica del aceite
3. Capacitancia y factor de disipación

**2.- Factor de potencia del aceite.** Mediante esta prueba se determinan las pérdidas del líquido aislante a temperatura ambiente y a la temperatura de operación. Las tolerancias que debe tener el factor de potencia para el aceite se muestra en la tabla siguiente:

**Tabla 4.3**  
**Perdidas del líquido aislante, a temperatura ambiente y de operación.**

<b>PRUEBA</b>	<b>TEMPERATURA</b>	<b>RESULTAOS</b>
Factor de potencia	20 °C	0.05%
Factor de potencia	100 °C	0.05%

**3.- Rigidez dieléctrica del aceite.** Por medio de esta prueba, se determina la resistencia momentánea al paso de la corriente. A la prueba se le deben tomar dos muestras diferentes si ninguno de los dos valores es menor del valor mínimo aceptable fijado en 30KV se requieren pruebas posteriores y se considera como buena la rigidez dieléctrica.

**4.- Capacitancia y factor de disipación.** Por medio de esta prueba se determina si existe humedad y suciedad en el aceite que recubre a los devanados.

#### **4.5.1.- Prueba de resistencia óhmica [11].**

La prueba de resistencia óhmica en un transformador sirve para calcular las pérdidas por efecto JOULE ( $RI^2$ ) y pérdidas por corrientes de Eddy aunque en los programas de mantenimiento su finalidad es básicamente determinar si existen falsos contactos o punto de alta resistencia en las conexiones internas de los devanados, o bien espiras en cortocircuito.

Como se sabe, la temperatura afecta la resistencia de un conductor (a mayor temperatura mayor resistencia), por lo que en casos especiales es necesario hacer una corrección por temperatura utilizándose la siguiente fórmula:

$$R_1 = R_2 \frac{T_1 + K}{T_2 + K} \quad (4.1)$$

Donde:

$R_1$  resistencia a la temperatura de referencia.

$R_2$  resistencia medida a la temperatura ambiente.

$T_1$  temperatura de referencia en °C

$T_2$  temperatura en °C de la resistencia bajo prueba.

$K$  constante característica del material, 234.5 para el cobre y 225 para el aluminio.

Esta corrección es innecesaria hasta cierto punto para efectos de mantenimiento, ya que lo que interesa es la uniformidad de las lecturas.

Existen varios métodos para determinar la resistencia óhmica de un transformador; como lo es el método de caída de tensión utilizando un ducter; utilizando un puente de kelvin o, utilizando un puente de wheatstone.

Para probar un transformador delta-estrella se deben tomar las siguientes lecturas, como lo muestra la figura 4.1

H<sub>1</sub> – H<sub>2</sub>

H<sub>2</sub> – H<sub>3</sub>

H<sub>3</sub> – H<sub>1</sub>

X<sub>0</sub> – X<sub>1</sub>

X<sub>0</sub> – X<sub>2</sub>

X<sub>0</sub> – X<sub>3</sub>

X<sub>1</sub> – X<sub>2</sub>

X<sub>2</sub> – X<sub>3</sub>

X<sub>3</sub> – X<sub>1</sub>

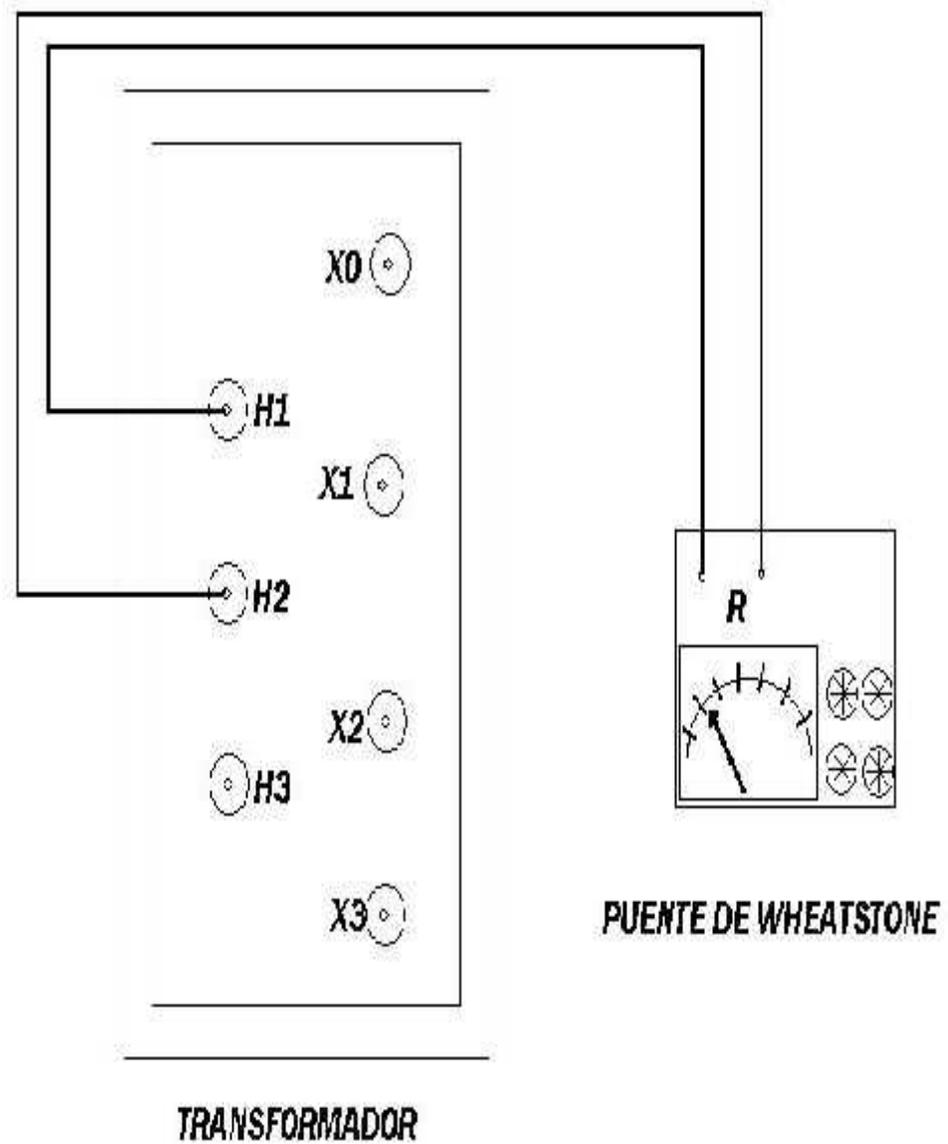


Figura 4.1 Conexión de la prueba de resistencia óhmica de un transformador con conexión delta – estrella.

**DEVANADO EN DELTA:**

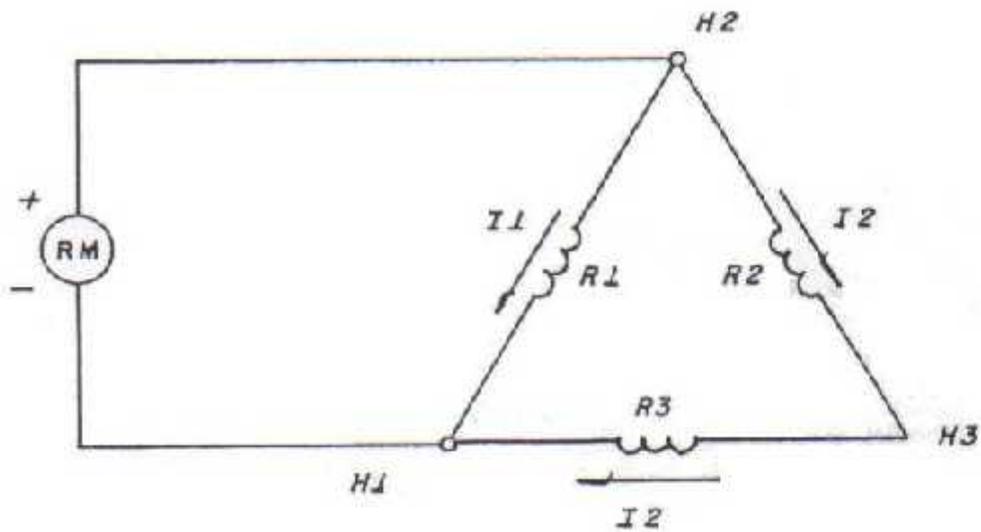


Figura 4.2 Diagrama para calcular la resistencia medida de un devanado en delta.

$R_1 = R_2 = R_3$  es la resistencia de los devanados.

$R_M$  es la resistencia medida.

$$R_1 = R_2 = R_3 \quad (4.2)$$

$$R_M = \frac{R_1 (R_2 + R_3)}{R_1 + (R_2 + R_3)} \quad (4.3)$$

$$R_M = \frac{R_1 (2R_1)}{R_1 + (2R_1)} \quad (4.4)$$

$$R_M = \frac{R_1 (2R_1)}{R_1 (3)} \quad (4.5)$$

$$R_M = \frac{2}{3} R_1 \quad (4.6)$$

$$R_1 = \frac{2}{3} R_M \quad (4.7)$$

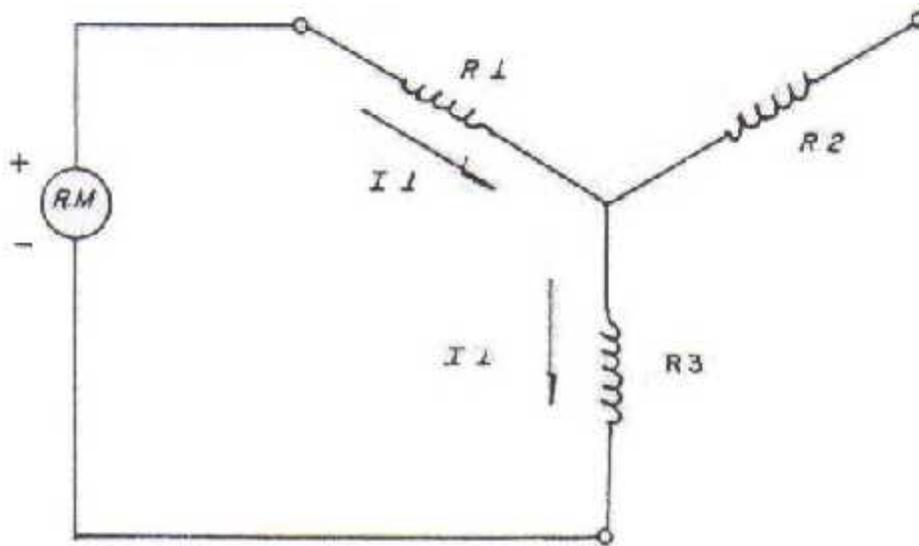
**DEVANADO EN ESTRELLA:**

$$R_1 = R_2 = R_3 \quad (4.8)$$

$$R_M = R_1 + R_2 \quad (4.9)$$

$$R_M = 2 R_1 \quad (4.10)$$

$$R_1 = \frac{1}{2} R_M \quad (4.11)$$



**Figura 4.3 Diagrama para calcular la resistencia medida de un devanado en estrella.**

NOTA 1:

Es importante eliminar la resistencia óhmica de los cables que se utilizan para la prueba y no tener resultados erróneos.

NOTA 2:

Es importante que las terminales del transformador estén perfectamente limpias, libres de sulfatación para que el contacto sea bueno.

NOTA 3:

Es importante escoger en el puente de Wheatstone un valor inicial de resistencia superior al que se va a medir.

#### **4.5.2.- Prueba de resistencia de aislamiento [11,7].**

Resistencia de aislamiento es el término usado para definir la oposición que presenta un aislamiento al paso de la corriente directa cuando se aplica un voltaje, se mide en MΩ el instrumento usado para la prueba se le denomina MEGGER.

Esta prueba sirve únicamente para dar una idea del estado en que se encuentran los aislamientos y decidir en un momento dado si se energiza o no un equipo. El obtener valores bajos no indica en forma decisiva que el aislamiento es malo ya que existen factores que afectan la prueba como lo son la suciedad, humedad y temperatura.

A la corriente resultante de la aplicación de un voltaje de corriente directa a un aislamiento se le llama “corriente de aislamiento” y consta de tres componentes principales:

a).- CORRIENTE CAPACITIVA:

Es de magnitud relativamente alta pero de corta duración ya que al término de unos 15 segundos máximos es despreciable, decrece conforme se carga el aislamiento y se debe a que el conductor se comporta como un condensador. A esta componente se debe el bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento.

b).- CORRIENTE DE ABSORCIÓN DIELECTRICA:

Esta corriente es la que toma es el aislamiento al polarizarse debido al incremento de la intensidad del campo eléctrico. Es grande al inicio de la prueba y decrece gradualmente con el tiempo a un valor cercano a cero siguiendo una función exponencial. Para efectos de prueba puede despreciarse el cambio que ocurre después de 10 minutos.

c).- CORRIENTE DE FUGA:

Es la corriente que fluye a través del aislamiento y es proporcional al voltaje aplicado, permanece constante a través del tiempo y constituye el factor primario para juzgar las condiciones de un aislamiento. Como se dijo antes la temperatura afecta las lecturas de resistencia de aislamiento, por lo que es conveniente referirlas a un valor común, para transformadores se considera una temperatura de referencia de 20°C y los factores de corrección son los siguientes:

**TABLA 4.4**  
**FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA.**

°C	FACTOR DE CORRECCION	°C	FACTOR DE CORRECCION
16	0.78	38	3.000
17	0.83	39	3.160
18	0.89	40	3.500
19	0.94	41	3.600
20	1.0	42	3.750
21	1.050	43	4.000
22	1.110	44	4.250
23	1.116	45	4.500
24	1.230	46	4.800
25	1.300	47	5.100
26	1.400	48	5.400
27	1.500	49	5.700
28	1.600	50	6.000
29	1.700	55	8.100
30	1.800	60	11.00
31	1.900	65	14.80
32	2.050	70	20.00
33	2.200	75	26.80
34	2.350	80	36.20
35	2.500	85	49.00
36	2.660	90	66.00
37	2.840	95	89.00

Las lecturas de resistencia de aislamiento deberán considerarse como relativas y sus resultados no solo servirán para comprobar que los valores se mantengan arriba de un mínimo recomendado, su mayor beneficio es cuando se comparan con pruebas anteriores efectuadas al equipo, observando su comportamiento a través del tiempo, una gráfica nos sería de gran utilidad.

A continuación se da un listado de los diferentes valores mínimos de resistencia de aislamiento recomendados para transformadores sumergidos en aceite a una temperatura de 20 °C.

**TABLA 4.5**  
**VALORES MÍNIMOS PARA LA PRUEBA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO PARA**  
**TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE.**

VOLTAJE (KV)	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN MΩ
1.2	32
2.5	68
5.0	135
8.66	230
15	410
25	670
34.5	930
46	1240
69	1860
92	2480
115	3100

La selección de los valores de prueba en corriente directa para determinar la resistencia de aislamiento será de acuerdo al voltaje de operación de los transformadores:

Para transformadores de baja tensión se utilizará el Megger en la escala de 500 VCD, para transformadores de media tensión utilizar la de 1000 VCD y para transformadores de alta tensión utilizar la escala de 2500 VCD.

Las pruebas que se deben realizar a un transformador son las siguientes:

- a).- Alta contra baja tensión.
- b).- Alta tensión contra baja tensión a tierra.
- c).- Alta tensión a tierra contra baja tensión.

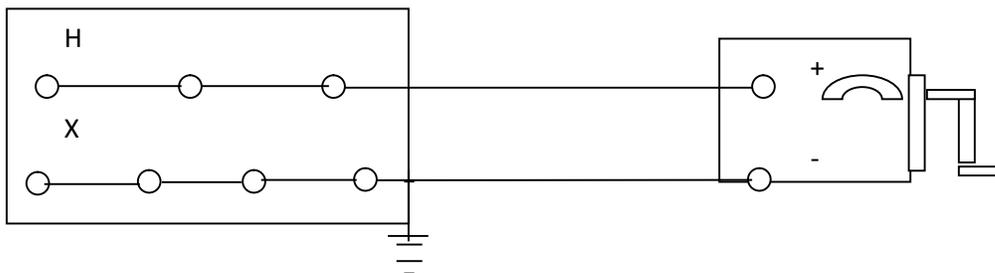
## DESCRIPCION DE LAS PRUEBAS A TRANSFORMADORES

A).- DEVANADO DE ALTA TENSIÓN CONTRA BAJA TENSIÓN.

Para realizar esta prueba se debe conectar como se muestra en la figura 4.4

TRANSFORMADOR

MEGGER



**Figura 4.4 Devanado de alta tensión contra baja tensión.**

B).- DEVANADO DE ALTA TENSIÓN CONTRA BAJA TENSIÓN A TIERRA.

Para realizar esta prueba se debe conectar como se muestra en la figura 4.5

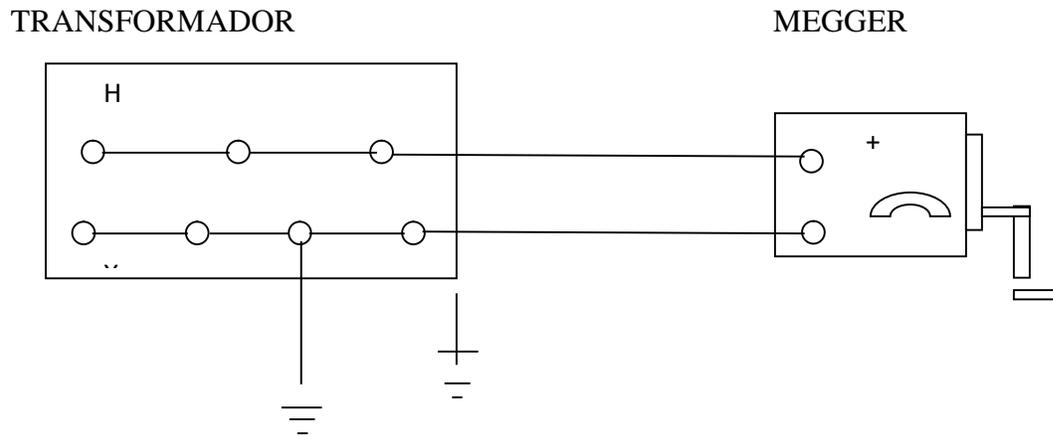


Figura 4.5 Devanado de alta tensión contra baja tensión a tierra.

C).- DEVANADO DE ALTA TENSIÓN A TIERRA CONTRA BAJA TENSIÓN.

Para realizar esta prueba se debe conectar como lo indica la figura 4.6

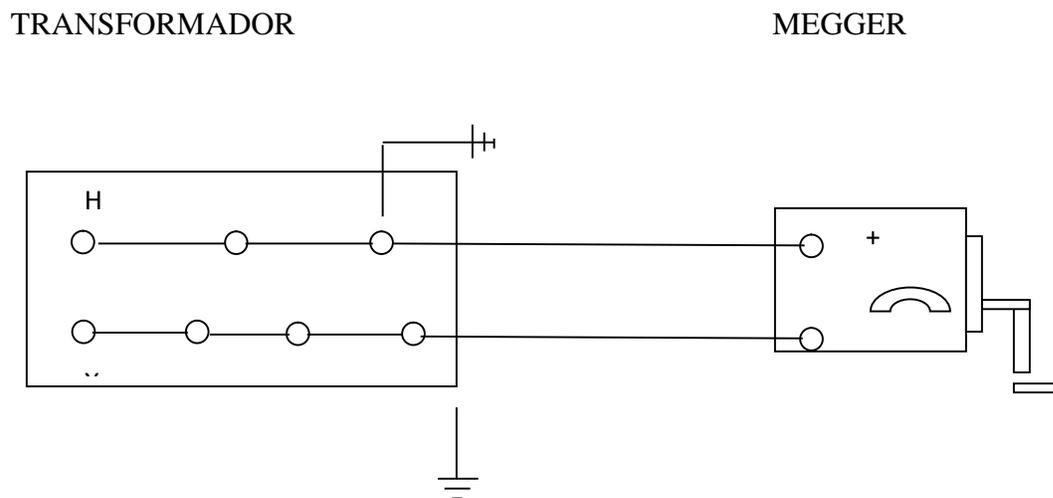


Figura 4.6 Devanado de alta tensión a tierra contra baja tensión.

El procedimiento para la prueba es la siguiente:

- a).- Verificar que no exista voltaje en las terminales del transformador.
- b).- Descargar a tierra las cargas estáticas.
- c).- Verificar que el tanque del transformador este aterrizado.
- d).- Desconectar el transformador.
- e).- Limpiar perfectamente las boquillas del transformador.
- f).- Colocar puentes en el devanado primario y en el secundario.
- g).- Anote la temperatura de prueba utilizando para ello el indicador de temperatura el aceite del transformador.

#### **4.5.3.- Prueba de índice de polarización [11].**

La prueba de índice de polarización es una medida de absorción dieléctrica, se expresa numéricamente como la relación de la resistencia de aislamiento a diez minutos entre el valor obtenido a un minuto.

$$\text{INDICE DE POLARIZACION (I.P.)} = \frac{\text{RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A 10 MIN}}{\text{RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A 1 MIN}} \quad (4.12)$$

Si el aislamiento del devanado bajo prueba se encuentra en perfectas condiciones, la corriente de absorción dieléctrica tardará en desaparecer un tiempo de 10 minutos o más. Pero si el devanado está muy sucio o húmedo dicha corriente desaparecerá en uno o dos minutos lo que originara un índice de polarización muy bajo resumiendo lo anterior, un índice de polarización (I.P.) bajo, indica humedad o suciedad del aislamiento.

El valor de (I.P.) recomendado generalmente como mínimo aceptable es de 1.5 cuando un equipo presente (I.P.) por debajo del mínimo aceptable se recomienda limpiar perfectamente bien el equipo bajo prueba con solvente dieléctrico y someterlo a un tratamiento de secado para eliminar la humedad contenida en el aislante.

El efecto de la temperatura sobre el índice de polarización si la temperatura del equipo bajo prueba no cambia considerablemente entre el primer y décimo minuto. Cuando esto sucede solo se recomienda hacer una corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento.

Para efectuar la prueba de (I.P.) en un transformador las conexiones son las mismas que en la prueba de resistencia de aislamiento se recomienda realizarlas simultáneamente y son las siguientes:

- a).- Devanado de alta tensión contra baja tensión.
- b).- Devanado de alta tensión contra baja tensión más tierra.
- c).- Devanado de alta tensión más tierra contra baja tensión.

Cada prueba dura 10 minutos y se deben de anotar los valores de resistencia de aislamiento en los siguientes tiempos.

**TABLA 4.6**  
**FORMATO PARA REGISTRAR LOS VALORES DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.**

TIEMPO	Ra MΩ
15''	
30''	
45''	
1'	
2'	
3'	
4'	
5'	
6'	
7'	
8'	
9'	
10'	

Al final se debe hacer la división de la resistencia de aislamiento a 10 minutos entre el valor a 1 minuto.

#### 4.5.4.- Prueba de relación de transformación y polaridad [11,3].

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de voltajes del primario al secundario, o la relación de corrientes del secundario al primario en los transformadores. Esta prueba nos determina si la tensión suministrada puede ser transformada fielmente a la tensión deseada. Se obtiene por la relación:

$$(a) = \frac{NP}{NS} = \frac{VP}{VS} = \frac{IS}{IP} \quad (4.13)$$

Donde:

(a) Relación de transformación.

NP Número de vueltas del primario.

NS Número de vueltas del secundario.

VP Voltaje en el primario.

VS Voltaje en el secundario.

IS Corriente del secundario.

IP Corriente en el primario.

Respecto a la polaridad, esta es importante, pues permite verificar el diagrama vectorial de los transformadores de potencia polifásicos y el desplazamiento angular expresado en grados entre el vector que representa la tensión de línea a neutro de una fase de alta tensión y el vector que representa la tensión de línea a neutro en la fase de baja tensión.

El equipo que se utiliza para llevar a cabo estas pruebas, es con el medidor de relación de vueltas, mejor conocido como TTR por sus siglas en inglés, ya que determina la polaridad y relación de transformación simultáneamente.

Este aparato opera bajo el principio de que cuando los transformadores que nominalmente tienen la misma relación de transformación y polaridad se excitan en paralelo, con la más pequeña diferencia en la relación de algunos de ellos; se produce una corriente circular entre ambos relativamente alta.

Es por este motivo, el TTR consta de un transformador de referencia con la relación ajustable de 0 – 130, una fuente de excitación de corriente alterna, un galvanómetro detector de cero corriente, un voltmetro, un amperímetro y un juego de terminales de prueba, contenidos en una caja metálica.

El medidor cuenta con cuatro terminales. Para realizar la prueba, dos de ellas denominadas de excitación ( $X_1$ ,  $X_2$ ), se identifican porque el conductor es de sección grande y en sus extremos tienen un conector tipo “C” con tornillos para su sujeción y conducción; las otras dos terminales se identifican porque el conductor es de sección pequeña y se denominan secundarias ( $H_1$ ,  $H_2$ ) y en sus extremos tienen conectores tipo mordaza.

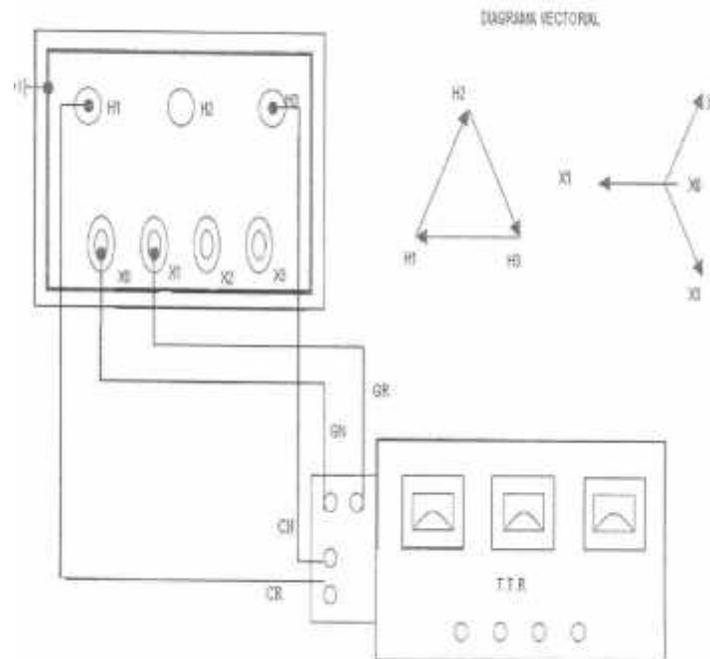
### **Aplicación del TTR.**

Este aparato está diseñado para hacer las mediciones de la relación de transformación en: transformadores, autotransformadores y transformadores reguladores de tensión. El TTR, es un instrumento práctico y preciso para analizar las condiciones de transformadores en los siguientes casos.

- a) Medición de la relación de transformación de los equipos nuevos, reparados o rebobinados.
- b) Identificación, determinación de terminales, derivaciones y sus conexiones internas.

- c) Determinación y comprobación de polaridad, continuidad y falsos contactos.
- d) Pruebas de rutina y detección de fallas incipientes.
- e) Identificación de espiras en corto circuito.

Para efectuar la prueba de la relación de transformación y polaridad en un transformador trifásico de conexión delta estrella, se deben hacer las conexiones como se muestra en la figura 4.7



**Figura 4.7 Conexión para la prueba de relación de transformación y polaridad de un Transformador delta estrella.**

**GN, GR.- TERMINALES DE EXCITACIÓN NEGRO Y ROJO.**

**CN, CR.- TERMINALES SECUNDARIAS NEGRO Y ROJO.**

**TABLA 4.7**  
**CONEXIONES Y REGISTRO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN**

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	CR	CN	GR	GN	
1	H1	H3	X1	X0	A
2	H2	H1	X2	X0	B
3	H3	H2	X3	X0	B

NOTA: El tanque debe estar aterrizado.

Recomendaciones para realizar la prueba de relación de transformación.

- A. Verificar que el transformador este aterrizado.
- B. Aterrizar el equipo de medición para protección del mismo.
- C. Limpiar perfectamente las terminales de prueba del transformador.
- D. Realizar las conexiones correspondientes de las terminales del medidor con las terminales de prueba del transformador (los conectores de excitación a las terminales de baja y las terminales secundarias a las de alta tensión).
- E. Colocar el medidor sobre una superficie firme y nivelada, tal que la manivela pueda ser operada sin interrupciones.
- F. Se debe anotar los datos de placa y diagrama vectorial del transformador a probar.
- G. Se calcula la relación teórica, tomando en cuenta que la relación a medir es por fase correspondiente de alta y baja tensión de los transformadores trifásicos.
- H. Los valores de relación teóricos calculados servirán de base para colocar los selectores en el valor esperado en el medidor.
- I. Se debe accionar la manivela manteniendo 8 volts de excitación y opere los selectores de menor rango hasta lograr la deflexión nula en el galvanómetro.
- J. Efectuar las mediciones y registrar las lecturas en el formato correspondiente.

K. Al terminar la prueba poner fuera de servicio el medidor.

NOTA: Es recomendable, que cuando se tenga duda del aparato, efectuar la comprobación del mismo para lo cual se realizan tres pruebas.

#### 1.- COMPROBACIÓN DE BALANCE.

Se debe colocar todos los selectores en cero. Conectando  $H_1$  con  $H_2$ , asegurando que los conectores  $X_1 - X_2$  no se toquen entre sí ni hagan contacto con el tope. Girando la manivela del generador hasta obtener 8 volts de excitación. Observar el galvanómetro detector, la aguja debe permanecer al centro de la escala sobre la marca de cero. Si es necesario, ajustar a cero la aguja con un desarmador manteniendo los 8 volts de excitación, soltar la manivela y observar el galvanómetro detector.

#### 2.- COMPROBACIÓN DE RELACIÓN CERO.

En las terminales de excitación  $X_1 - X_2$ , apretar los tornillos hasta el tope hasta que hagan un buen contacto con la cara opuesta, si es necesario colocar una arandela de cobre. Mantener separadas las terminales  $X_1 - X_2$  y dejar las terminales  $H_1$  Y  $H_2$  conectada entre si y los selectores en cero. Girando la manivela hasta obtener 8 volts y observar el galvanómetro. Si la aguja no indica cero, ajustar el cuarto selector hasta lograrlo manteniendo los 8 volts de excitación.

#### 3.- COMPROBACIÓN DE LA RELACIÓN UNITARIA.

Efectuar el mismo proceso para las terminales de excitación del punto anterior. Conectar la terminal secundaria negra  $H_1$  a la terminal negra de excitación  $X_1$  y la terminal secundaria roja  $H_2$  a la terminal roja de excitación  $X_2$ . Colocar los selectores en la lectura 1.000, girar la manivela hasta obtener 8 volts de excitación y simultáneamente observar el galvanómetro. Si la lectura no es cero, ajustar con el cuarto selector sin dejar de girar la manivela.

Si el cuarto selector indica lectura menor de cero, cambiar los selectores hasta obtener una lectura de 0.9999, ajustar nuevamente el cuarto selector, hasta que la aguja marque cero, el equipo deberá leer 1.0 con casi la mitad de una división en el cuarto selector.

El porcentaje de diferencia máximo permitido entre la relación de transformación teórica menos la relación medida por 100, entre la relación teórica no debe ser mayor de 0.4%.

Mediante la prueba del TTR se puede detectar cuando un transformador tiene fallas entre espiras y núcleo, alguna fase abierta, también sirve para verificar diagrama vectorial de placa en transformadores trifásicos, además tiene buena aplicación en transformadores que se conectan en paralelo ya que una diferencia de relación entre ellos origina corrientes circulantes.

#### **4.5.5.- Prueba de rigidez dieléctrica del aceite [11, 3,7].**

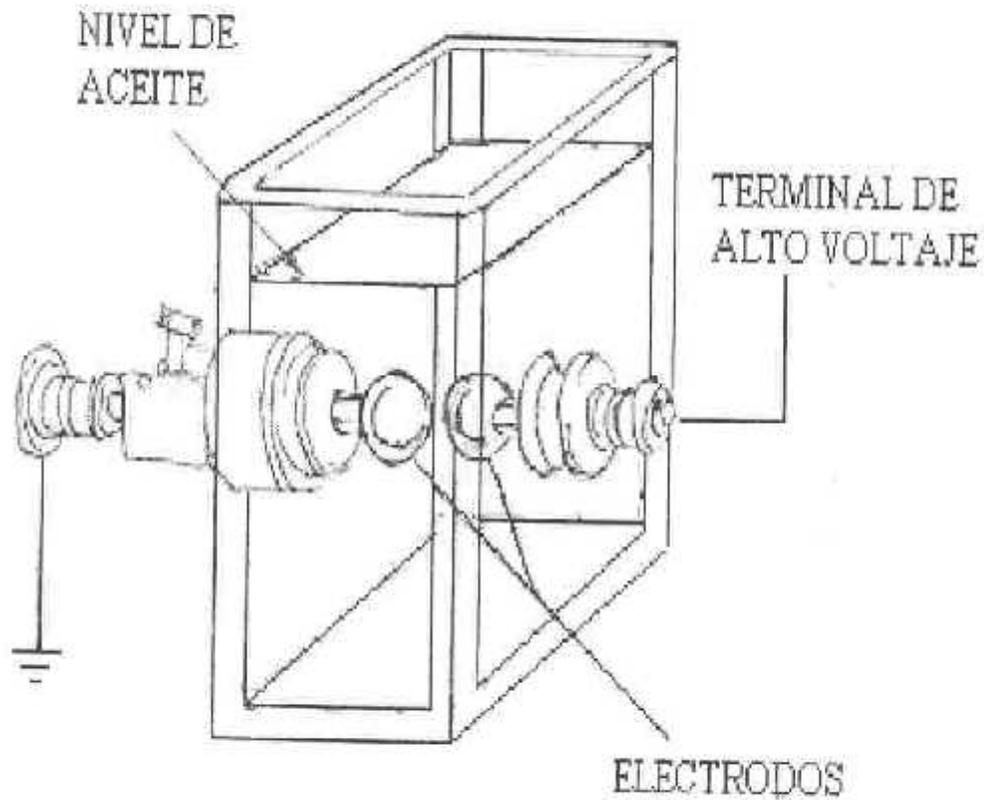
Objetivo de la prueba.

La rigidez dieléctrica del aceite es el voltaje mínimo al cual se produce un arco eléctrico entre dos electrodos metálicos esta prueba nos indica la habilidad de un aceite, que hace las veces de refrigerante y de aislante, para soportar esfuerzos eléctricos sin falla.

Esta prueba aplicada al aceite es una de las más frecuentes, ya que al conocer el valor de la tensión de ruptura que soporta un aceite es mucho más valioso, además determina la resistencia de la muestra del aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión el equipo utilizado para efectuar la prueba de rigidez dieléctrica, es el probador de aceite que consta de un transformador de potencial elevado, un regulador de tensión, un volómetro indicador, un interruptor y la copa estándar de la marca MEGGER.

Esta copa, (en la cual se vierte el aceite) que contiene dos electrodos separados a 0.25 centímetros que se juntan lentamente conforme se le aplica más voltaje hasta llegar al punto de ruptura del aceite (ver figura 4.8). Con rango de 0 – 60 KV entre electrodos 500VA (volt –

Amper) de potencia, 110 – 130 – 220 VCA (voltaje de corriente alterna) de alimentación a 50 Hz, velocidad nominal de subida 3KV/segundos.



**Figura 4.8** Copa estándar para la prueba de rigidez dieléctrica del aceite.

Procedimiento de la prueba.

La prueba se lleva a cabo llenando la copa con el aceite a probar, hasta que los electrodos queden cubiertos, o al nivel marcado en la copa, se cierra el interruptor del aparato

alimentando por una fuente de 127 volts; mientras se va incrementando el potencial, se registran las lecturas en KV alcanzados.

Al introducir la muestra de aceite en la copa de prueba, esta deberá dejarse reposar durante tres minutos antes de probarlo, con el objeto de que se escapen las burbujas de aire que puedan estar contenidas en el aceite.

A cada muestra se le efectuarán tres pruebas de ruptura agitando y dejando reposar la muestra un minuto, después de cada prueba. Los valores obtenidos se promediaran y el valor promedio será el representativo de la muestra.

Normalmente el valor mínimo aceptable de rigidez dieléctrica es de 42 KV para aceites nuevos y 38 KV para aceites usados, el máximo para aceites nuevos es 46 KV. Para una mejor orientación, observe la siguiente tabla:

**Tabla 4.8**  
**Valores aceptables de rigidez dieléctrica del aceite.**

<b>Condición</b>	<b>Tensión de ruptura en KV</b>
Excelente	46
Muy bueno	44
Bueno	42
Satisfactorio	40
Dudoso	38
Malo	Menos de 38

Recomendaciones que se deben tener para realizar la prueba de rigidez dieléctrica del aceite.

Antes de realizar la prueba de rigidez dieléctrica del aceite se deben tomar las siguientes recomendaciones para que se obtenga un buen resultado de la muestra:

1. Efectuar las pruebas en días secos, procurar evitar hacerla en días nublados, húmedos o después de que haya llovido.
2. Que los recipientes de prueba estén limpios y secos.
3. La muestra debe tomarse de la parte inferior del transformador.
4. Limpiar la válvula de muestreo.
5. Drenar un poco de aceite.
6. Enjuagar el recipiente de prueba cuando menos una vez con el aceite a probar.
7. Evitar el contacto de los dedos con el interior de la copa o el aceite a probar.
8. Llenar la copa de prueba procurando que rebase unos dos centímetros a los Electroodos o al nivel de la copa.
9. Dejar reposar unos tres minutos al aceite dentro de la copa.
10. Calibrar la separación de los electrodos (2.54 milímetros).
11. Efectuar la primera prueba y registrar el valor de ruptura en KV.
12. Dejar reposar el aceite durante un minuto antes de efectuar la segunda prueba.
13. Efectuar cinco pruebas a la muestra (dejando reposar un minuto entre ellas).
14. Sacar el promedio de las cinco pruebas siendo este el valor de la rigidez dieléctrica.
15. La diferencia entre prueba y prueba no debe ser mayor de 5KV.
16. Si se tiene dudas tomar una nueva muestra para ensayarla.

Las normas indican que se deben tomar como mínimo tres muestras, pero para efectos de mantenimiento y estadística, si no se tiene duda, con una muestra es suficiente, si se observa en la historia del equipo que hay una variación grande del resultado anterior y el actual, es conveniente ensayar otra muestra.

#### 4.5.6.- Prueba de capacitancia y factor de disipación [11].

La prueba de capacitancia y factor de disipación en transformadores se efectúa con el equipo denominado puente de capacitancia y factor de disipación de la marca J. G. Biddle

La operación básica del probador estriba en las propiedades generales de los capacitores. El aislamiento en transformadores puede representarse como lo muestra la siguiente figura 4.9:

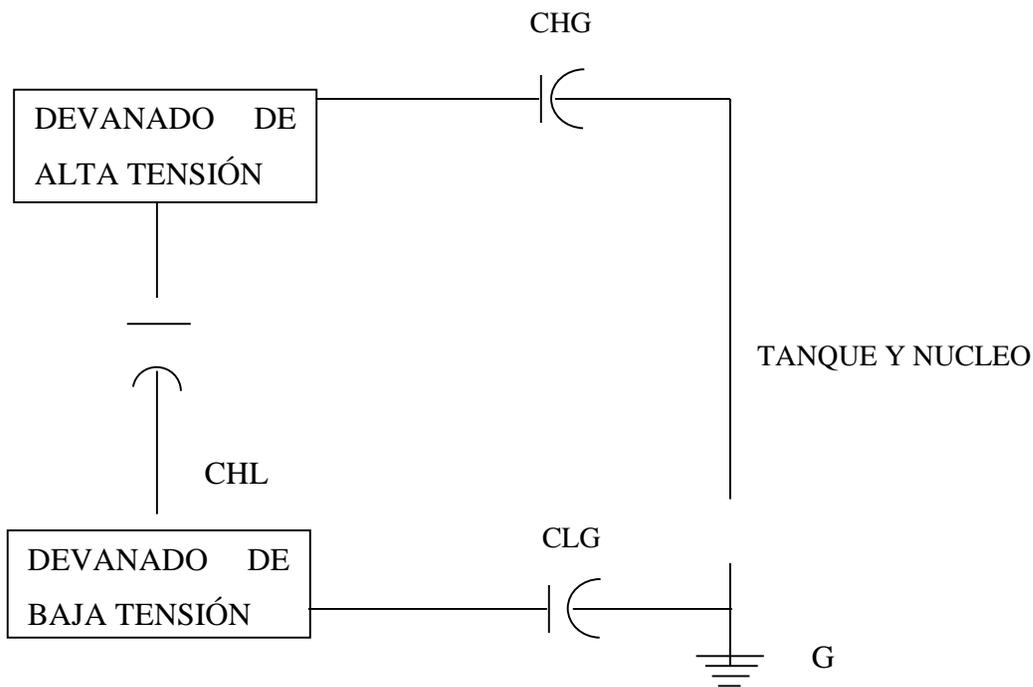
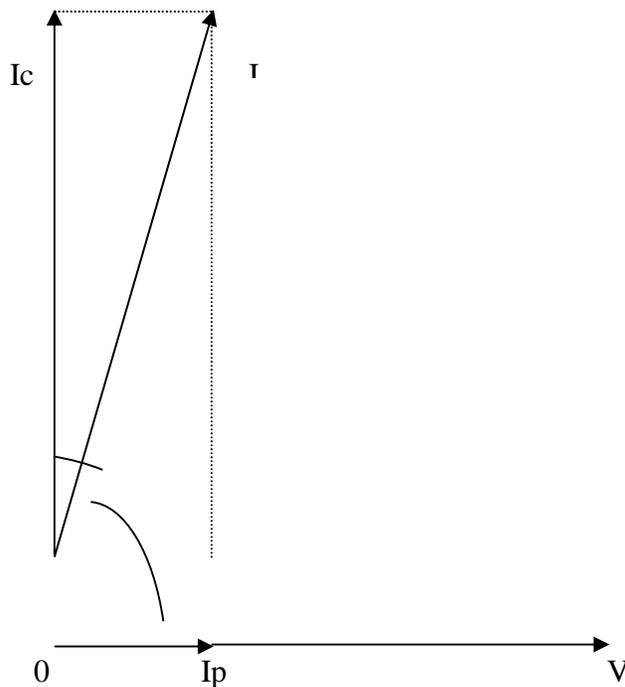


Figura 4.9 Aislamiento en transformadores

El aislamiento indicado como CHG, CLG Y CHL son respectivamente, el aislamiento entre el devanado de alta tensión y tierra , el aislamiento entre baja tensión y tierra y el de alta tensión y baja tensión, en la figura anterior los aislamientos están representados como capacitores por ser una forma simple de representarlos, el factor de potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en porcentaje que resulta de la corriente de carga que toma el dieléctrico al aplicarle un voltaje determinado.

Debido a la situación de no ser aislante perfectos además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre las atravesara una corriente que este en fase con el voltaje aplicado, a esta corriente se le denomina pérdidas eléctricas.

En estas condiciones, el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial cuando se le aplica un voltaje figura 4.10:



**Figura 4.10 Comportamiento de los dieléctricos.**

Para aislamientos con bajo factor de potencia  $I_c$  e  $I$  son substancialmente de la misma magnitud, y la componente de pérdida  $I_p$  muy pequeña, en estas condiciones el ángulo  $\theta$  es muy pequeño y el factor de potencia está dado por:

$$\text{F.P.} = \cos \theta = \frac{W}{VA} = \frac{I_c}{I} \quad \text{es el factor de disipación.} \quad (4.16)$$

De lo anterior se deduce que el factor de potencia siempre será la relación de los watts de pérdidas entre la carga en volts-amperes del dieléctrico bajo prueba, el factor de potencia es el criterio principal usado para juzgar las condiciones del aislamiento de devanados en transformadores y es particularmente recomendado para detectar humedad o suciedad en los mismos.

El valor del factor de potencia obtenido es independiente del área o espesor del aislamiento y depende únicamente de la humedad, la ionización y la temperatura como el factor de potencia aumenta directamente con la temperatura, se deben referir todas las lecturas a una temperatura base, normalmente de 20 °C.

A continuación se da una tabla para corrección del factor de potencia, donde se toma como base una temperatura de 20 °C.

**Tabla 4.9**  
**Corrección del factor de potencia**

TEMPERATURA EN °C	FACTOR DE CORRECCIÓN
17	1.12
18	1.08
19	1.04
20	1.00
21	0.96
22	0.91
23	0.87
24	0.83
25	0.79
26	0.76
27	0.73
28	0.70
29	0.67
30	0.63
31	0.60
32	0.58
33	0.56
34	0.53
35	0.51
36	0.49
37	0.47
38	0.45
39	0.44
40	0.42
41	0.40
42	0.38
43	0.37
44	0.36
45	0.34
46	0.33
47	0.31
48	0.30

El probador de capacitancia y factor de disipación viene en dos gabinetes separados (Puente y fuente de poder), y deben interconectarse antes de energizar. Para ello se debe, hacer lo siguiente:

1. Conectar la terminal de tierra a una tierra de baja impedancia usando el cable de tierra de 4.5m. (15 pies) de calibre numero 4 AWG.
2. Usando los dos conductores cortos de cable coaxial conectar CX del puente a CX de la fuente de poder y CN del puente a CN de la fuente de poder.
3. Conectar el cable coaxial de 21m. (70 pies) con terminal roja al borne CXL red de la fuente de poder
4. Si se requiere, conectar el cable de la terminal azul de 70 pies al borne CXL blue de la fuente de poder.
5. Conectar el cable de terminal negra para a la tensión de 70 pies (21 m) al borne CXH de la fuente de poder. Conectar el cable de protección exterior (pantalla) al tornillo de tierra.
6. Conectar el cable de control manual de 7.6 m. (25 pies) a uno de los bornes marcado como external interlock. El otro borne debe cortocircuitarse apropiadamente o usar otro switch. Como bloqueo.
7. Conectar el receptáculo de entrada del puente al receptáculo de la fuente de poder usando la extensión flexible de 2.5 m. (8 pies).
8. Conectar el receptáculo de la entrada de la fuente de poder a una fuente de C.A. usando el cable de 7.6 m. (25 pies).

Una vez que sean efectuadas las conexiones del probador, se prosigue de la siguiente manera:

- 1.- Antes de energizar el aparato verificar que todas las conexiones están bien hechas y el aparato esté debidamente aterrizado.

Asegurarse que el transformador a probar esté debidamente desenergizado antes de hacer las conexiones. Cortocircuitar el devanado primario y secundario conectando el

cable negro de HV al devanado de alta tensión y el cable rojo LV al devanado de baja tensión.

2.- Abrir el interruptor principal del aparato y colocar el control de voltaje en cero.

3.- Colocar los controles del puente en las posiciones iniciales siguientes:

C MULTIPLIER	SHORT
C DIALS	5,5,0
DF MULTIPLIER	0.1
DF DIALS	0
DETECTOR GAIN	MIDWAY (ENMEDIO)
DETECTER PHASE	DF
SUPRESSOR RANGE	LOW
SUPRESSOR C AND DF DIALS	ENMEDIO
POWER REVERSING SWITH (POR ATRAS)	DIRECT (=)

4. - Energizar el aparato cerrado el interruptor principal (main breaker). La lámpara verde “AC ON” así como la carátula del detector de cero deberá iluminarse. Si la lámpara OPEN GROUND se ilumina, indica que el circuito de tierra en el cable de potencia está abierto, o que hay una alta resistencia de tierra entre el cable de tierra y la tierra del cable de potencia. El aparato no puede ser energizado con alto voltaje cuando existe una tierra abierta.

5.- Colocar el selector según se requiera, configuración UST – GST.

6.- Colocar los switch range selector de KV y MA en el rango deseado.

7.- Cerrar el switch manual de interlock (bloqueo). Si se usa un segundo switch de bloqueo deberá serrarse también.

8.- Colocar el control del voltaje en cero. Presionar el botón ON u OUTPUT voltaje las dos lámparas rojas deberán iluminarse. Si estas lámparas no encienden, comprobar y ver si el control de voltaje está en cero.

9.- Girar el control de voltaje hasta obtener el voltaje de prueba deseado.

10.- Ajustar el control del detector de sincronía (detector SYNC) hasta hacer llegar el indicador a cero.

NOTA: La rotación en el sentido de las manecillas del reloj de todos los controles del puente moverán la aguja a la derecha, sin embargo cuando la carga de la capacitancia está arriba del valor de la resonancia de la fuente de poder (aproximadamente 0.3 F) la aguja se moverá en la dirección opuesta.

11.- Con la perilla de detector de fase en la posición “C” la aguja girará a la derecha.

12.- Girar la perilla del “multiplicador de capacitancia” en sentido contrario de las manecillas del reloj hasta que el indicador gire a la izquierda, luego incrementar el ajuste de “C” con las perillas. Comenzar con el dial de mayor valor hasta ser llegar el indicador a cero.

NOTA: Si ocurre lo contrario cuando el rango del switch este en 1 pF, el valor de la capacitancia es menor que 55 pF y las perillas de medición “C” tendrán que decrementarse para obtener el nulo en el indicador.

Si se desea, la perilla multiplicadora de capacitancia puede estar en un rango conveniente justo antes de la inversión, en el supuesto caso que las perillas de medición “C” tengan que decrementarse para obtener el cero, deberá recordarse, sin embargo, que la primera perilla de medición “C” deberá tener siempre por lo menos un paso en el circuito de balance. Para mayor sensibilidad y precisión de la primera perilla deberá leer 3 o más.

NOTA: Evitar usar el multiplicador de capacitancia en 1,2 Y 5 pF cuando exista un campo fuerte de interferencias.

La primera perilla de medición “C” puede estar en cero para esta condición.

13.-Con el switch detector de fase en la posición “DF“ ajustar las perillas de medición “DF” para hacer llegar el indicador a cero, si la aguja del detector continua oscilando Asia la izquierda cuando el rango es máximo, incrementar el multiplicador “DF” al próximo rango más alto, es decir, 1 o 10.

NOTA: Omitir este paso cuando esté presente un fuerte campo de interferencia disminuir el detector de ganancia si también se obtiene mucha sensibilidad.

14.- Los pasos del 9 al 13 constituyen un balance ordinario del puente.

15.- Reduce el control de voltaje a cero (no desenergizar)

16.- Colocar el detector de fase en “C”, entonces ajustar el control del supresor de interferencia “C” hasta obtener el nulo. Pasar el switch a “MED” o “HI” medio o alto si se requiere.

17.- Colocar el detector de fase en “DF” y ajustar el control de supresor de interferencia “DF” hasta obtener el nulo. Pasar el switch a “MED” o “HI” (medio –alto) si se requiere.

18.- Pasar el switch de “C” a “DF” y ajustar hasta obtener el balance fino.

19.- Avanzar el control de voltaje hasta obtener el voltaje de prueba deseado.

20.- Colocar el detector de fase “C”, luego reajustar las perillas de “C” hasta obtener el nulo.

21.- Colocar el detector de fase en “DF”, luego reajustar las perillas de “DF” hasta obtener el nulo.

22.- Pasar el switch de fase de “DF” a “C” y reajustar para obtener el nulo, repetir la operación hasta que se logre mantener el nulo al pasar de una u otra posición.

23.- Reducir el voltaje de prueba a cero, luego checar el balance de “C” y “DF”, reajustar los controles de supresión “C” y “DF” si se requiere.

La suma de las perillas del factor de disipación multiplicada por 1 para el rango de 0 – 1%, 1.0 para el rango de 0 – 10% y 10 para el rango de 0 – 100%, dará el porcentaje del factor de disipación del transformador bajo prueba.

Las tres primeras pruebas son en la posición 3,4 y 5, del selector, repitiendo las posiciones para las tres siguientes pruebas.

Conexión para realizar la prueba de capacitancia y factor de disipación.

En la figura 4.11, se muestra la conexión del equipo de medición, a las terminales del transformador.

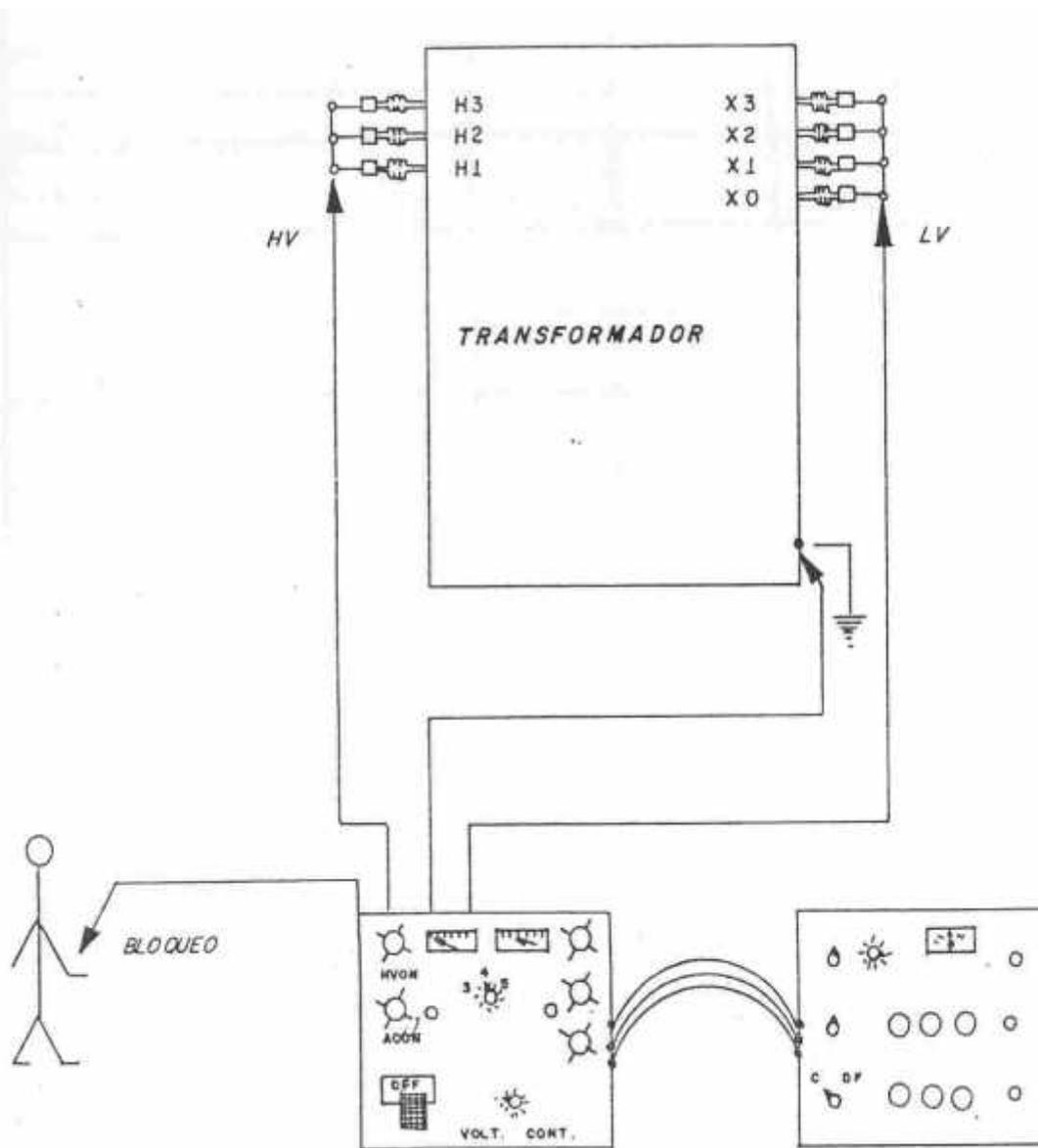


Figura 4.11 Conexión del equipo de medición a las terminales del transformador

#### 4.5.7.- Prueba de factor de potencia del aceite [12, 4,7].

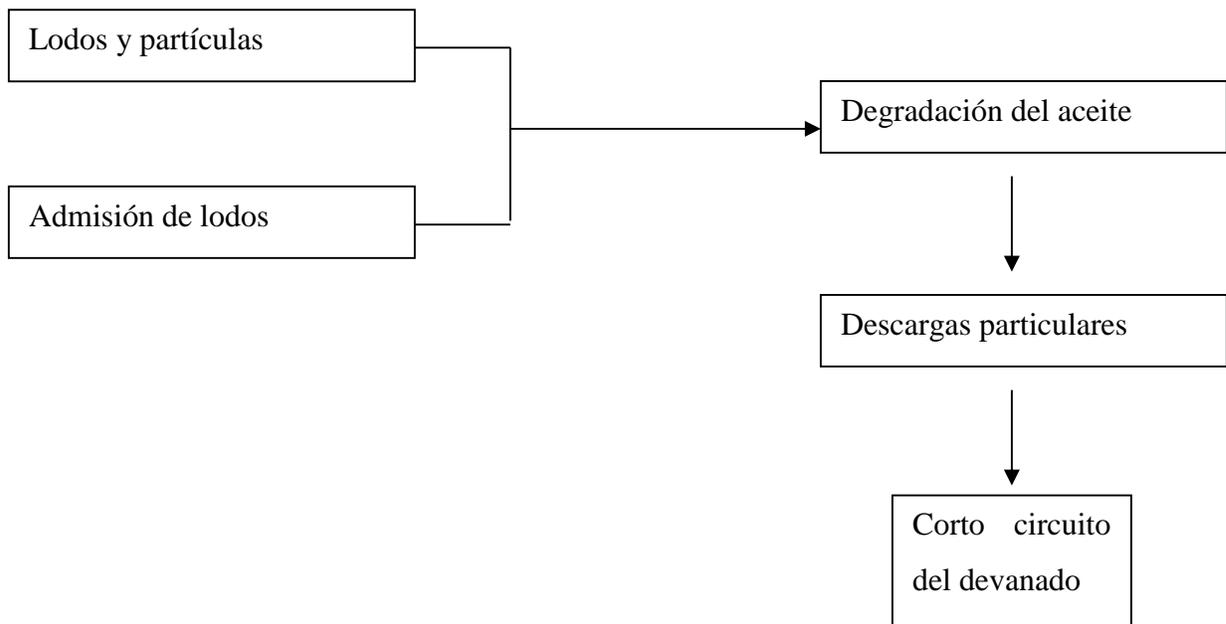
Mediante esta prueba se determina las pérdidas del líquido aislante a temperatura ambiente y a la temperatura de operación. Las tolerancias que debe tener el factor de potencia para el aceite se muestran en la tabla 4.9.

**Tabla 4.10**  
**Tolerancia que puede tener el factor de potencia.**

<b>PRUEBA</b>	<b>TEMPERATURA</b>	<b>TOLERANCIA EN %</b>
Factor de potencia	20 °C	< 0.05
Factor de potencia	100 °C	< 0.05

La prueba se realiza con un puente de shering, el cual está integrado por una fuente de corriente alterna a 60 Hz, una copa para alojar el líquido aislante y electrodos normalizados para producir el gradiente. La medición de las pruebas se realiza a través de la capacitancia y potencia aparente.

El siguiente diagrama de flujo se da una explicación de la detección de problemas a través de la prueba del factor de potencia del aceite.



**Figura 4.12 Detección de problema mediante el factor de potencia.**

Como lo indica el diagrama, de la figura anterior la admisión de lodos y partículas, produce una degradación del papel, provocando descargas parciales, hasta llegar al corto circuito del devanado.

#### **4.6.- Reglas de seguridad aplicadas a transformadores de potencia [4].**

Es de suma importancia el tomar en cuenta las recomendaciones propuestas, para evitar en lo posible accidentes que pudieran presentarse durante las maniobras del equipo.

1. Fluido aislante de los transformadores puede ser un líquido mineral flamable. Se debe tomar en cuenta esta consideración, cuando instalen equipos en lugares próximos a vías públicas o edificios, ya que existe la posibilidad de que una falla en el transformador, traiga como consecuencia fuego y/o explosión, poniendo en peligro la vida y las propiedades del equipo.
2. Un inadecuado aterrizamiento puede causar alto voltaje en el tanque del transformador y las salidas del secundario, y como consecuencia una fuente de peligro para la vida.

3. bajo ciertas condiciones de falla los voltajes secundarios de línea a tierra de los transformadores con devanados secundarios sin aterrizar (por ejemplo, DELTAS, ESTRELLAS CON NEUTRO FLOTANTE Y DELTAS ABIERTAS), se pueden aproximar a un nivel tan alto como los voltajes de suministro. Este voltaje es sumamente peligroso.

a). No se debe depender de indicaciones visuales tales como la posición de un interruptor o el equipo de fusibles, como medio para determinación de una condición de “equipo desenergizado”. El contacto con una terminal energizada puede tener como consecuencias un choque eléctrico, quemaduras y aun la muerte. Siempre considere que una terminal se encuentra energizada a menos que se haya realizado lo contrario.

b). Los pedazos de trapo deberán estar completamente limpios y usarse como tapones para prevenir que caigan objetos en lugares de difícil acceso.

c). Toda herramienta deberá ser intervenida, si es posible, las herramientas a utilizar deberán de estar aseguradas por medio de una cinta de algodón de tal manera que se elimine la posibilidad de extravió de la misma.

d). Debe de haber una persona responsable de la vigilancia del personal y de los materiales dentro y fuera del tanque y para asegurarse de que nada es dejado dentro del tanque accidentalmente. Esta persona también debe de ser responsable que se tengan las precauciones para la apertura del tanque.

e). No se deben destapar por ningún motivo el transformador a menos que la temperatura del tanque y sus partes internas sea como mínimo 10 °C más alto que el punto de rocío del aire exterior.

f). En el momento de cambios súbitos en el clima, amenaza de lluvia o nieve, se debe tomar las precauciones pertinentes para el cierre del tanque lo más rápido posible, para proteger el aislamiento. No se deberán realizar operaciones de vació cuando este lloviendo o mientras el transformador no esté bajo cuidado de alguna persona.

g). Cuando se lleven a cabo pruebas de presión o se aplique vacío, lea las notas de la placa de datos e iguale la presión entre el tanque principal y otros compartimientos separados por paredes cuando esto sea requerido. También, cualquier conexión rígida en parte superior de las boquillas debe ser desconectada para eliminar la fractura del aislador la cual podría ser causada por la deflexión del tanque y la cubierta bajo las pruebas de presión o la aplicación de vacío.

h). Se debe evitar el uso de medidores de presión que contengan mercurio excepto que se coloque una trampa efectiva entre el medidor y el transformador ya que existe la posibilidad de que por un descuido caiga el mercurio dentro del transformador. Para la medición de vacío, se prefieren medidores aneroicos de presión absoluta o medidores de tipo termocouple adecuadamente calibrados.

i). Se debe recordar que en los tanques de transformadores completamente herméticos pueden, bajo ciertas condiciones, acumularse gases explosivos, y que en los procesos de manejo de líquidos dieléctricos, pueda generarse electricidad estática. En las precauciones de seguridad se debe incluir la purga de los espacios de gas nitrógeno o aire seco antes del llenado con líquido o su filtrado y aterrizado el transformador, sus boquillas y el equipo para tratamiento de aceite.

j). Electricidad estática. En la operación de un filtro prensa es necesario que se tome en cuenta el problema de la electricidad estática y sean descargados las áreas y tanques en la medida de lo posible.

## CONCLUSIONES

Uno de los equipos más importantes en los sistemas eléctricos de potencia, es el transformador, debido a la función que desempeña. Por lo tanto, es necesario que opere en óptimas condiciones.

Para evitar la salida prematura del equipo en operación, es necesario que las actividades de mantenimiento sean de mejor calidad y se tenga una mayor atención en la aplicación de las pruebas eléctricas a realizar, para así conocer el estado de sus componentes y tomar una decisión efectiva que garanticen un buen mantenimiento y por lo consiguiente la continuidad de su servicio.

Para efectuar las pruebas eléctricas y el mantenimiento a los transformadores de potencia, se requieren manejar distintos procedimientos y análisis de resultados, los cuales se realizan con los equipos de medición como: MEGGER, T.T.R, el puente de WHESTONE, el probador de aceite, el puente de capacitancia y factor de disipación.

Dependiendo del resultado de estos aparatos definimos que tipo de mantenimiento darle y se sabrá que parte del transformador presenta una falla.

## REFERENCIAS.

- [1]. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER “EL ABC DE LAS MAQUINAS ELÉCTRICAS TRANSFORMADORES” EDITORIAL LIMUSA 2006.
  
- [2]. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER “CURSO DE TRASFORMADORES Y MOTORES DE INDUCCIÓN” CUARTA EDICIÓN, LIMUSA, 1995.
  
- [3]. PEDRO AVELINO PÉREZ “TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, SEGUNDA EDICIÓN, ED. REVERTE, 1998.
  
- [4]. FINK, DONALD G, MANUAL PRÁCTICO DE ELECTRICIDAD PARA INGENIEROS, MC GRAW HILL.
  
- [5]. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER, ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA ED. LIMUSA, 1994.
  
- [6]. CHAPMAN J. STEPHEN, “MÁQUINAS ELÉCTRICAS” MC GRAW HILL.
  
- [7]. PACHECO VALENCIA “TRANSFORMADORES”, ED. IPN 1996.
  
- [8]. S.A. NASAR, “MAQUINAS ELÉCTRICAS” CECSA, 1993.
  
- [9]. GRAY “MÁQUINAS ELÉCTRICAS Y SISTEMAS ACCIONADORES” ED. ALFA OMEGA 1993.
  
- [10]. KRAOSS JOHN D. “ELECTROMAGNETISMO” ED. MC GRAW HILL, TERCERA EDICIÓN 1984.

- [11]. MANUAL DE PRUEBAS ELÉCTRICAS PARA EL INGENIERO ELECTRICISTA EN LA REFINERÍA ANTONIO DOVALI JAIME, SALINA CRUZ OAX. 1987.
- [12]. IRVING L. KOSOW, “MÁQUINAS ELÉCTRICAS Y TRANSFORMADORES. SEGUNDA EDICIÓN PRETICE – HALL, HISPANOAMERICANA, 1993