

SEP

SNEST

DGEST

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ



Electricidad Industrial y Mantenimiento S. A.
de C. V.

**“Diagnóstico de Fallas en Transformadores de
Distribución y Media Potencia Hasta 34500 kV”**

Agosto-Diciembre 2014

REPORTE FINAL DE RESIDENCIA PROFESIONAL

Asesor Interno:
Ing. Ángel Reyes Albores

Asesor Externo:
Ing. Bárbara Adriana
Rodríguez Bucio

PRESENTA:

FRANCISCO SALOMÓN TRUJILLO GOMEZ
09270108
INGENIERÍA ELECTRICA

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas. 15 de diciembre de 2014.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS.....	iv
INTRODUCCIÓN.....	2
JUSTIFICACIÓN.....	5
OBJETIVOS.....	6
Objetivos generales.....	6
Objetivos específicos.....	6
CAPITULO 1. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA EN QUE PARTICIPO.....	7
1.1 Datos generales.....	7
1.1.1 Nombre o razón social de la empresa.....	7
1.1.2 Ubicación de la empresa.....	7
1.1.3 Giro de la empresa.....	7
1.1.4 Tamaño de la empresa.....	7
1.1.5 Rama.....	7
1.2 Breve reseña histórica de la empresa.....	8
1.3 Organigrama de la empresa.....	9
1.4 Misión, visión y políticas.....	9
1.5 Productos y clientes.....	9
1.6 Premios y certificaciones.....	17
1.7 Relación de la empresa con la sociedad.....	17
1.8 Problemas a resolver, priorizándolos.....	18
1.9 Alcances y limitaciones.....	19
CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO.....	20
2.1 El transformador.....	20
2.2 Antecedentes históricos del transformador.....	22
2.3 Clasificación de los transformadores.....	23
2.4 Pruebas eléctricas aplicadas a transformadores.....	31
2.4.1 Pruebas de resistencia de aislamiento.....	34
2.4.2 Prueba de factor de disipación de los aislamientos.....	39
2.4.3 Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.....	44
2.4.4 Prueba de detección de bifenilos policlorados en el aceite.....	46

2.4.5 Pruebas de relación de transformación y polaridad.....	55
2.4.6 Prueba de resistencia óhmica de los devanados.....	60
2.4.7 Prueba de potencial aplicado.....	66
2.4.8 Prueba de potencial inducido.....	71
2.4.9 Prueba de impulso.....	77
2.4.10 Determinación de pérdidas en el transformador.....	86
2.4.11 Pruebas especiales aplicables.....	91
CAPITULO 3. DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES.....	92
3.1 Procedimiento y descripción de las actividades realizadas.....	115
3.2 Resultados, planos, graficas, prototipos y programas.....	135
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	153
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES.....	154
ANEXOS.....	155

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS.

Figura 1.3.1. Organigrama de la empresa.....	9
Figura 2.3.1. Esquema eléctrico, transformador monofásico.....	24
Figura 2.3.2. Esquema eléctrico, transformador trifásico.....	24
Figura 2.3.3. Formas constructivas de núcleos y los tipos de núcleo de transformadores.....	25
Figura 2.3.4. Formas constructivas de núcleo.....	26
Tabla 2.4.1.1. Factores para corrección de resistencia de aislamiento por temperatura a 20°C.....	35
Figura 2.4.1.1. Esquema de conexiones de un transformador para la prueba de resistencia de aislamiento.....	36
Tabla 2.4.1.2. Valores mínimos de aislamiento recomendado por NORMA en transformadores sumergidos en aceite.....	37
Tabla 2.4.1.3. Condiciones de aislamiento basadas en la relación de índice de absorción dieléctrica y del índice de polarización.....	38
Figura 2.4.1.2. Diagrama que presenta la curva de absorción dieléctrica de un transformador de potencia.....	38
Figura 2.4.2.1. Diagrama vectorial del factor de potencia del aislamiento.....	40
Figura 2.4.2.2. Esquema simplificado del equipo utilizado en la prueba de factor de disipación.....	41

Figura 2.4.2.3. Diagrama donde podemos obtener en forma gráfica los factores de corrección para la prueba de factor de disipación.....	41
Figura 2.4.2.4. Curvas características de comportamiento de la $\tan \delta$ contra kV.....	43
Figura 2.4.3.1. Esquema de los principales componentes de un probador de rigidez dieléctrica.....	46
Tabla 2.4.4.1. Datos químicos de los Bifenilos Policlorados.....	47
Figura 2.4.4.1. Estructura química de los Bifenilos Policlorados.....	47
Tabla 2.4.4.2. Picos de concentración para Clor-NOIL contra Concentraciones de BPC's.....	51
Tabla 2.4.4.3. Rangos de error estimados para Clor-N-OIL 50 ppm.....	52
Tabla 2.4.4.4. Materiales absorbentes para BPC's.....	54
Figura 2.4.5.1. Esquema representativo para la prueba de relación de transformación.....	57
Figura 2.4.5.2. Secuencia de conexiones para la prueba de relación de transformación y polaridad, en un transformador conexión delta-estrella.....	59
Figura 2.4.6.1. Conexión para la medición de resistencia óhmica del devanado por el método de caída de potencial.....	62
Figura 2.4.6.2. Conexión en estrella.....	63
Figura 2.4.6.3. Conexión en delta.....	63

Figura 2.4.6.4. Esquema simplificado de los puentes.....	64
Figura 2.4.6.5. Puentes de Kelvin y Wheatstone conectados con el método de los cuatro hilos.....	65
Tabla 2.4.7.1 Tensiones de prueba establecidos por el IEEE para transformadores sumergidos en aceite de acuerdo a su nivel de aislamiento.....	66
Figura 2.4.7.1. Esquemas que presentan las conexiones necesarias para realizar la prueba de potencial aplicado.....	67
Figura 2.4.7.2. Circuito simplificado para realizar la prueba de potencial aplicado..	69
Figura 2.4.7.3.Corte transversal de dos tipos de transformadores de prueba aislados con aceite.....	70
Tabla 2.4.8.1. Tiempos establecidos por las normas ANSI C57-72 para la prueba de potencial inducido.....	72
Figura 2.4.8.1. Esquemas eléctricos representativos para aplicar la prueba de potencial inducido a transformadores monofásicos y trifásicos con aislamientos uniformes.....	73
Figura 2.4.8.2.Circuito representativo para la prueba de un transformador trifásico, conectado en delta su alta tensión.....	74
Figura 2.4.8.3. Esquema eléctrico para aplicar la prueba de potencial inducido a un transformador monofásico, con alimentación en el devanado de baja tensión.....	75
Figura 2.4.8.4. Esquema eléctrico para aplicar la prueba de potencial inducido a un transformador trifásico.....	75

Figura 2.4.9.1. Representación de una onda de impulso completa.....	78
Figura 2.4.9.2. Tipos de forma de onda que son aplicadas en la prueba de impulso.....	79
Figura 2.4.9.3. Diagrama de los trazos para determinar si una onda es normalizada.....	80
Tabla 2.4.9.1. Magnitud de las ondas de impulso normalizadas.....	81
Figura 2.4.9.4. Esquema eléctrico de un generador de impulso.....	82
Figura 2.4.9.4. Esquema eléctrico para efectuar una prueba de impulso.....	83
Figura 2.4.9.6. Conexiones en un transformador para la prueba de impulso.....	84
Figura 2.4.9.7. Formas de conexión para efectuar una prueba de impulso, más rigurosa en el devanado de baja tensión.....	85
Figura 2.4.10.1. Núcleo de un transformador.....	88
Figura 2.4.10.2. Esquema eléctrico para el ensayo en circuito abierto de un transformador (secundario abierto).....	88
Figura 2.4.10.3. Esquema eléctrico para el ensayo en cortocircuito de un transformador (secundario cortocircuitado).....	90
Figuras 3.1. Presencia de carbón en papel aislante de un bobina de A.T.....	95
Figuras 3.2. Tanque abombado por causa de una falla de impulso por rayo.....	97

Figura 3.3. Daños causados por falla de impulso por rayo en boquillas.....	98
Figuras 3.4. Daños causados por falla de impulso por rayo en aceite.....	99
Figura 3.5. Núcleo fundido por causa de una falla de impulso por rayo.....	100
Figura 3.6. Considerable presencia de carbón en herraje.....	101
Figura 3.7. Daños causados a bobinas por falla de impulso por rayo o maniobras.....	102
Figura 3.8. Daños causados por falla de hermeticidad al tanque del transformador.....	104
Figura 3.9. Presencia de lodos (sedimentos) en el herraje por humedad contenida en el aceite dieléctrico.....	105
Figura 3.10. Muestra del interruptor e indicador de sobretensión.....	107
Figura 3.11. Presencia de cobre pulverizado sobre herraje.....	108
Figura 3.12. Daños por sobrecarga en devanados.....	109
Figura 3.13. Aflojamiento evidente en laminación del núcleo de un transformador de alta eficiencia.....	111
Figura 3.14. Presencia de corrosión en lámina de núcleo.....	114
Figuras 3.1.1. Proceso de descarga de transformadores.....	116

Figuras 3.1.2. Personal de E.I.M.S.A realizando labores de descarga de transformadores.....	117
Figuras 3.1.3. Proceso de extracción del aceite dieléctrico.....	118
Figuras 3.1.4. Pruebas que determinan el estado de falla del transformador.....	119
Figura 3.1.5. Proceso de extracción y escurrimiento del transformador (bobinas, núcleo, herraje).....	120
Figura 3.1.6. Tanques desensamblados.....	121
Figura 3.1.7. Proceso de retiro de herraje y extracción del núcleo (laminas).....	122
Figura 3.1.8. Proceso de extracción del cobre (bobinas).....	123
Figura 3.1.9. Realización del proceso de bobinado por personal de E.I.M.S.A.....	124
Figura 3.1.10. Colocación del núcleo y herraje a sus correspondientes bobinas...	125
Figura 3.1.11. Interior del horno eléctrico instalado en la empresa E.I.M.S.A.....	126
Figuras 3.1.12. Personal de la empresa E.I.M.S.A. realizando el proceso de ensamble.....	127
Figuras 3.1.13. Personal de la empresa E.I.M.S.A. realizando pruebas de resistencia de aislamiento (MEGGER).....	128
Figura 3.1.14. Proceso de llenado del tanque con aceite dieléctrico nuevo.....	130

Figura 3.1.15. Personal de EIMSA realizando el proceso de diseño y fabricación de un tanque.....	131
Figura 3.1.16. Proceso de pintura.....	132
Figura 3.1.17. Exhibición en patio del producto terminado.....	133
Tabla 3.2.1. Tensiones nominales preferentes.....	137
Tabla 3.2.2. Eficiencias mínimas permitidas para los transformadores de distribución (eficiencias en %).....	137
Tabla 3.2.3. Impedancias normalizadas.....	138
Figura 3.2.1. Transformador monofásico con arreglo B.T. – A.T. y con núcleo apilado.....	140
Figura 3.2.2. Esquema del desarrollo de devanados de B.T. y A.T.....	145
Figura 3.2.2. Plantilla de diseño para bobina de A.T.....	149

INTRODUCCIÓN

EIMSA, Electricidad Industrial y Mantenimiento, S.A. de C.V. es una empresa dedicada al ramo eléctrico, para ser más específicos a la reparación, mantenimiento y venta de transformadores, motores y generadores eléctricos; así como también a líneas eléctricas en alta y baja tensión; se encuentra ubicada en la ciudad de Tuxtla Gutiérrez en el estado de Chiapas y brinda sus servicios tanto a empresas privadas como a públicas.

La realización de este proyecto de residencia profesional que lleva por nombre: “Diagnostico de fallas en transformadores de distribución y mediana potencia hasta 34500 kV” fue desarrollado durante el periodo comprendido entre los meses de Agosto-Diciembre de 2014, con una duración de 4 meses, cubriendo con un total de 640 horas.

El trabajo aquí descrito tiene como objeto realizar un diagnóstico el cual ayude a determinar las causas de fallas en transformadores de distribución y media potencia hasta 34500 kV, colaborando así en la pronta intervención de los usuarios de los transformadores antes de que ocurra algún tipo de falla en el aparato, esto se hará por medio de una batería de pruebas, con lo cual se pretende clasificar los tipos de fallas de acuerdo a sus orígenes.

Al clasificar las fallas de acuerdo a sus orígenes se tendrá una visión previa de lo que podría desarrollarse en la maquina estática y poder así implementar acciones para así reducir la incidencia de la falla. En cuanto a las pruebas, se explicarán todas y cada una de ellas, los procedimientos para llevarlas a cabo, los diagramas de conexiones de los instrumentos a utilizar y la normatividad vigente para su realización.

Una vez realizadas las pruebas para determinar las causantes de fallas y la localización de estas, se procederá a realizar las reparaciones correspondientes y

posteriormente se cumplirán con las pruebas de reparación para obtener el estado óptimo del transformador.

Este proyecto de residencia profesional puede colaborar en el entendimiento de las fallas presentadas en los transformadores de distribución, y más; en aquellas causas que podrían originarlas. Nombramos específicamente a los transformadores de distribución; puesto que estos son los más visibles en nuestro entorno y en el día a día podemos encontrarlos en lugares en los que ni siquiera pensábamos encontrarlos.

Los métodos para la realización de cada una de las partes prácticas, llámese pruebas, mantenimiento o cualquier otro tipo de hechos prácticos, serán realizados de acuerdo a las normas vigentes establecidas; tanto por la empresa, como por las entidades normativas que rigen en nuestro país.

Los capítulos contenidos en este reporte de residencia profesional son los siguientes:

CAPITULO 1. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA EN QUE PARTICIPO:

En este primer capítulo se describen los datos generales de la empresa en donde fueron realizadas las prácticas profesionales, se otorga una breve reseña, sus productos, servicios y principales clientes, así como también son incluidos los problemas a resolver y los alcances y limitaciones del proyecto.

CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO:

En este apartado se describen toda la teoría necesaria para llevar a cabo el proyecto de residencia profesional, se incluyen también todas y cada una de las pruebas realizadas a los transformadores, los instrumentos usados y sus diagramas de conexiones.

CAPITULO 3. DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES:

En este tercer y último capítulo se determinan las causantes de fallas y los efectos de cada una de las fallas localizadas en los transformadores, así también; se describen las formas de cómo combatir oportunamente las causantes de fallas antes de poder convertirse en una falla que incida en el funcionamiento del transformador. También se agregan los resultados, planos, prototipos y programas obtenidos de las prácticas profesionales.

JUSTIFICACIÓN

Todo proyecto de residencias está orientado a la solución de un problema, o por lo menos, propone estrategias que de ser aplicadas contribuirán a resolverlo, por esto es necesario exhibir los motivos que merecen el trabajo a realizar. En este apartado se define la necesidad que satisface este proyecto y se señala cuál será el aporte que se ofrecerá con su realización.

El proyecto aquí propuesto tiene como finalidad ofrecer una diagnóstico con el cual se determinen las fallas que se pueden llegar a presentar en los transformadores de distribución y mediana potencia hasta 34.5 kV, estos diagnósticos hacen una oportuna intervención antes de que pueda presentarse una falla para posteriormente poder someter al transformador a las pruebas necesaria para poder determinar la causante de la falla o tratarla de manera oportuna.

La realización de las pruebas se hacen con el fin de determinar la gravedad de las fallas y los efectos causados en las partes del transformador, una batería de pruebas determinara todas y cada una de las fallas presentes en el transformador para posteriormente realizar las reparaciones correspondientes y así poder obtener el estado óptimo para la puesta en funcionamiento de los transformadores reparados.

OBJETIVOS

Objetivos generales

Diagnosticar las fallas en transformadores de distribución y mediana potencia con una tensión de hasta 34500V mediante una batería de pruebas.

Objetivos específicos

- Estudiar las fallas que se presentan en los transformadores de distribución y sus efectos.
- Detectar los orígenes que dan lugar a fallas en los transformadores de distribución.
- Analizar los efectos causados por las fallas presentes en el transformador y diagnosticar las reparaciones a realizar para obtener el estado óptimo para que el transformador funcione adecuadamente.
- Realizar las reparaciones correspondientes al transformador de acuerdo a la falla detectada.
- Realizar un diagnóstico el cual permita detectar los orígenes para combatirlos y no dar lugar a algún tipo fallas en los transformadores.

CAPITULO 1. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA EN QUE PARTICIPO

1.1 Datos generales

1.1.1 Nombre o razón social de la empresa: Electricidad Industrial y Mantenimiento SA de CV

1.1.2 Ubicación de la empresa: 3ª Poniente Norte No. 159, Col. Francisco. I. Madero, Tuxtla Gutiérrez Chiapas

1.1.3 Giro de la empresa: Servicio de rehabilitación, mantenimiento, venta, renta y fabricación de transformadores de distribución

1.1.4 Tamaño de la empresa: Pequeña empresa

1.1.5 Rama: Servicios eléctricos

Razón Social: Electricidad Industrial y Mantenimiento S.A. de C. V.

Fecha de Constitución legal: Marzo 01, 1991

Datos de acta constitutiva: Notario No. 38 Lic. Omar Abacuc Sánchez Heras
Volumen 290, Permiso No. 09000968,
Expediente 9109000943, Folio No. 1644.

Registro Federal de Causantes: EIM – 910301 - 778

No. De afiliación al IMSS: A68 – 21878 – 10 - 0

No. De afiliación al Congreso del Edo: HCE – 1M97199

No. De afiliación a la CMIC: 83 335

No. De afiliación a la Contraloría General: CGE - 0013

1.2 Breve reseña histórica de la empresa

“ELECTRICIDAD INDUSTRIAL Y MANTENIMIENTO” SOCIEDAD ANÓNIMA de CAPITAL VARIABLE, (E.I.M.S.A.) Empresa mexicana fundada en 1984 en la ciudad de Oaxaca, cuyo objetivo primario es, desde entonces, brindar un servicio personalizado a sus clientes, resolviendo sus necesidades eléctricas a través de nuestra experiencia y calidad.

Con esta idea en mente, en E.I.M.S.A le ofrecemos servicio en venta, mantenimiento y rehabilitación de transformadores tipo poste, subestación y pedestal; plantas de emergencia; tableros de control y arrancadores. Venta de material eléctrico de baja y alta tensión. Diseño y construcción de instalaciones eléctricas en media, baja tensión y proyectos de alumbrado público. Nos especializamos en obras eléctricas subterráneas, híbridas y aéreas. Ofrecerle estos servicios para EIMSA es fácil por la experiencia que tenemos en el sector eléctrico.

En E.I.M.S.A operamos bajo el Sistema de Calidad señalado por el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales LAPEM, contribuyendo a la superación de nuestros clientes y de la empresa misma.

Nuestra carta de presentación es la atención personalizada, tomando cada trabajo, como una labor de amigos, poniendo igual atención en lo técnico y en lo económico. Para su mayor seguridad, adquirimos la mejor tecnología para usted.

1.3 Organigrama de la empresa

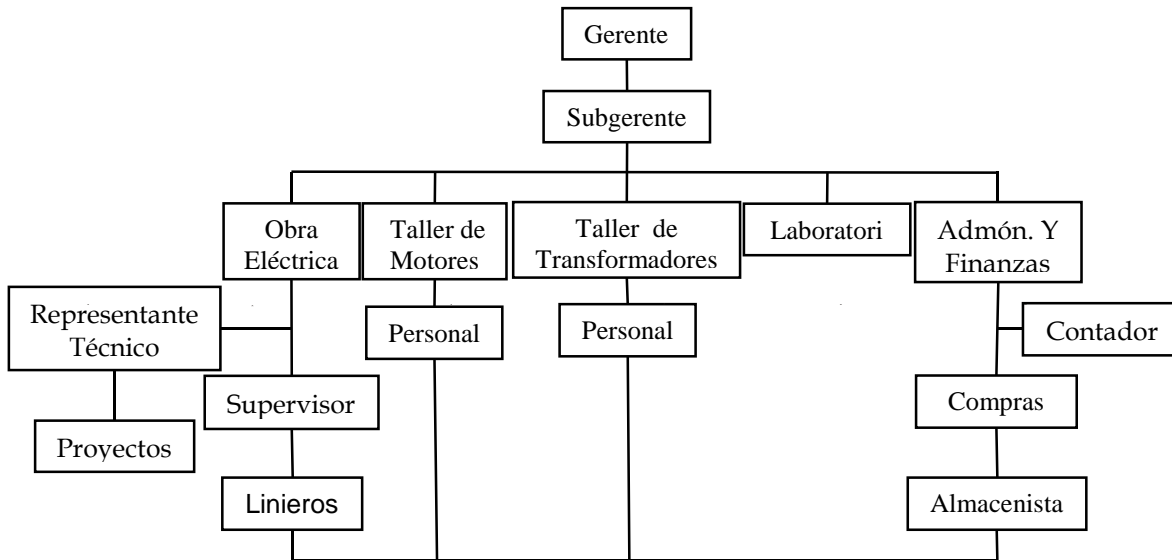


Figura 1.3.1. Organigrama de la empresa.

1.4 Misión, visión y políticas

Política de calidad de E.I.M.S.A.:

“ES NUESTRA POLÍTICA DE CALIDAD SATISFACER LOS REQUERIMIENTOS DE NUESTROS CLIENTES, COMPROMETIÉNDONOS Y COMPROMETIENDO A NUESTROS PROVEEDORES CON LA FILOSOFÍA DE CALIDAD ISO -9000, MEJORANDO Y CONTROLANDO NUESTROS SERVICIOS”

1.5 Productos y clientes

Los productos y principales clientes de E.I.M.S.A. son:

Transformadores

Venta – renta - mantenimiento - rehabilitación

- Capacidades: Monofásicos y bifásicos: 10, 15, 25, 37.5, 50, 75 y 100k VA.

- Trifásicos: 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500, 750, 1000, 1200, 1500, 2000 y 3000 k VA.
- Voltajes en media tensión: 33000, 33000/YT 19050, 13200 y 13200/YT 7620 Volts.
- Voltajes en baja tensión: 460, 254, 240, 220, 127 y 120 Volts.
- Fases: Monofásicos, bifásico y trifásicos.
- Enfriamiento: Secos y Aceite.
- Tipo: Poste, pedestal, subestación.
- Especiales: Bifásicos – Trifásicos y Conexión TT.

Subestaciones eléctricas

Venta –mantenimiento - rehabilitación

- Capacidades: Varias.
- Voltajes en media tensión: 13,200 y 33, 000 volts.
- Fases: Trifásicos.

Motores eléctricos

Venta – renta - mantenimiento - rehabilitación

- Capacidades: 5, 10, 15, 20, 30, 45, 75, 250, 500 y 1000 HP.
- Voltajes en media tensión: 4,160 volts.
- Voltajes en baja tensión: 460, 254, 240, 220 Volts.
- Fases: Trifásicos.

Generadores eléctricos

Venta – renta - mantenimiento - rehabilitación

- Capacidades: Varias.
- Voltajes en baja tensión: 460, 254 y 220, 127 Volts.

- Fases: Trifásicos.
- Tablero de control: Con y sin tablero de control.
- Protección termomagnética: Con y sin protección termomagnética.

Equipos eléctricos en media y baja tensión

Venta – renta - mantenimiento - rehabilitación

- Interruptores de potencia.
- Reguladores de voltaje.
- Restauradores.
- Bancos de capacitores.
- Cables de potencia.
- Cuchillas de operación en grupo.
- Apartarrayos.
- Seccionadores.
- Arrancadores.

Sistemas de tierra física

Proyecto y construcción de sistemas de tierra física para:

1. Industria
2. Sistemas de bombeo
3. Edificios administrativos y de computo
4. Pararrayos
5. Torres de transmisión

Líneas eléctricas de media tensión

Proyecto y construcción de líneas eléctricas aéreas y subterráneas en:

1. Comunidades

2. Municipios
3. Fraccionamientos
4. Ampliaciones de redes
5. Ranchos
6. Obras particulares

Pruebas eléctricas

Contamos con moderno equipo de medición para la realización de las pruebas eléctricas requeridas en las normas nacionales respecto al sector eléctrico:

Prueba de resistencia de aislamiento a:

- Transformadores.
- Motores.
- Generadores.
- Interruptores de potencia.
- Cables de potencia.
- Boquillas.
- Apartarrayos.
- Cuchillas desconectadoras.
- Restauradores.
- Reguladores de voltaje.
- Capacitores.
- Accesorios para subterráneas.
- Red de tierra.

Prueba de resistencia de aislamiento en núcleo a:

- Transformadores.
- Motores.
- Generadores.

Prueba de factor de potencia a:

- Interruptores de potencia.
- Transformadores.
- Boquillas.
- Apartarrayos.
- Cuchillas desconectoras.
- Restauradores.
- Reguladores de voltaje.

Prueba de rigidez dieléctrica a:

- Interruptores de potencia.
- Transformadores.
- Aceite dieléctrico.

Prueba de pérdidas eléctricas en el cobre a:

- Transformadores.
- Motores.
- Generadores.

Prueba de relación de transformación y polaridad a:

- Transformadores: Instrumento, Distribución, Potencia.
- Reguladores de voltaje.

Prueba de polaridad y hermeticidad a:

- Transformadores.

Prueba de pérdidas magnéticas a:

- Motores.
- Generadores.
- Transformadores.

Prueba de corriente de excitación a:

- Transformadores: Instrumento, Distribución, Potencia.
- Reguladores de voltaje.

Prueba de potencial aplicado a:

- Transformadores.

Principales clientes

- Sistema Municipal de Agua Potable y Alcantarillado de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas
- Harvell García González
- Gloria Eliciaría Castro Gálvez
- Municipio de Tonalá, Chiapas
- Publicidad en Cartelera S.A. de C.V.
- Ingenieros Civiles Álvarez Kanter S.A. de C.V.
- Desarrollo Tecnológico y Servicios Comunitarios el Puente S.A. de C.V.
- Z Construcciones y Proyectos Selva Negra
- Radiodifusora XEUE AM S.A. de C.V.
- Zureco de Chiapas S.A. de C.V.
- María Eugenia Pérez Fernández
- Instituto de Seguridad y Servicio Social de los Trabajadores del Estado de Chiapas
- Radiodifusora XERPR AM S.A. de C.V.
- Radiodifusora XETUG AM S.A. de C.V.
- Radiodifusora XEIO AM S.A. de C.V.
- Municipio de Zinacantan Chiapas
- El Tabernal S.P.R. de RL
- Universidad Autónoma de Chiapas
- Construcciones Hidroagricolas del Istmo

- Partido Acción Nacional
- Alternativa 19 del Sur S.A. de C.V. SOFOM ENR
- Moisés Díaz Jiménez
- Robles Sasso y Abogados S.C.
- Ganadería el Diamante de Mapastepec SPR de RL
- Beidelman Ambrosio Rosado
- Coordinados Colon S.A. de C.V.
- José Luis Martínez Noriega
- Construye a Tiempo S.A. de C.V.
- Enrique Gómez Flores
- BDM Instalaciones S de RL de C.V.
- Eliazar Eleria Reyes
- Antonio Pascual Rocha Osorio
- Jorge Luis Juan Rivas
- Centro Escolar Cori S.C.
- María del Rosario Morales Ruiz
- Fe Mantenimiento y Construcción S. de R.L. de C.V.
- Colegio la Salle de Tuxtla A.C.
- José Francisco Zarate Ángel
- Colegio de Estudios Científicos y Tecnológicos del Estado de Chiapas
- Antonio Pérez Girón
- Comercializadora Civil Eléctrica Integral
- Componentes y Acabados de la Construcción
- Granja Avícola Maravilla SPR de RL
- Marnop Construcciones S.A. de C.V.
- Impulsora Ganadera del Sur S.A. de C.V.
- Municipio de Teopisca Chiapas
- La Feria Chiapas AC
- Arrendadora Flamingo S.A. de C.V.
- Ranulfo Pérez Ovando

- Cía. Industrializadora Forestal
- Operadora de Autopistas Aldesem
- Robinson Hernández Moreno
- Grupo Eléctrico Damar S.A. de C.V.
- Televimex S.A. de C.V.
- Proveedora Eléctrica Pineda
- Universidad Politécnica del Edo. de Chiapas
- Secretaria de Obras Públicas y Vivienda
- Comisión Federal de Electricidad
- Universidad Tecnológica la Selva, Ocosingo Chiapas
- Aeropuerto y Servicios Auxiliares : ASA
- Universidad Linda Vista, Pueblo Nuevo Solistahuacan, Chiapas.
- Instituto de Estudios Superiores de Chiapas
- Cable Operadora del Sur SA de CV
- Chiapas Euromotriz SA de CV
- Gasolinera la Pirámide
- Secretaria de salud
- Ingenieros Civiles y Asociados ICA
- Técnica Ihsec
- Comisión de Avalúo de Bienes Nacionales
- Grupo Farrera
- Inst. Interamericano de cooperación para la agricultura
- Poliforum Tuxtla Gutiérrez
- Figo Construcciones
- Aleph Construcciones
- Comisión de Caminos del Edo. de Chiapas
- Secretaría de Desarrollo Rural
- Banobras: Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos
- Secretaria de turismo
- Instituto Estatal Electoral : IEE

- Universidad Descartes
- Proyectos y Construcciones del Sur
- Cía. Azucarera la Fe SA de CV
- Mayoreo San Cristóbal
- Grijalva Construcciones
- Grupo PC Construcciones
- SEARS Tuxtla
- Plaza Cristal Tuxtla

1.6 Premios y certificaciones

Proveedor confiable de la CFE vigencia hasta el 2016

Taller autorizado de la ONU- SEMARNAT PNUD 00059701

1.7 Relación de la empresa con la sociedad

La empresa E.I.M.S.A. utiliza mano de obra humana, por lo cual le brinda a su entorno un ambiente laboral y oportunidades de sustento, dándoles la capacidad a las personas que viven en sus cercanías de aprender a realizar tareas que podrían desconocer, mas sin embargo; esta empresa les adiestra para poder así realizar estas tareas que llevaran a cabo en su estancia con la empresa.

La manera en que la empresa E.I.M.S.A. da oportunidades de empleo a las personas que viven en sus cercanías colabora con la sociedad para hacer gente de bien y con un sustento; para así brindarles las oportunidades de crecimiento humano que ellos se merecen.

1.8 Problemas a resolver, priorizándolos

En este apartado se plantea el problema expresando en forma descriptiva y en términos concretos las características que se observan actualmente. Aquí se relacionan los objetivos específicos que se deberán alcanzar para lograr el objetivo general.

A continuación se presenta una lista de problemas a resolver (ordenada por prioridad), estos son:

- El estudio de las fallas en transformadores, es un campo abierto; puesto que muchos de sus orígenes no son tomados en cuenta y esto propicia una falla afectando el funcionamiento óptimo de un transformador. Los orígenes deben ser estudiados de manera minuciosa para poder así determinar el tipo de falla que suscitara en el transformador.
- El análisis de los efectos que una falla causa en un transformador debe ser comprendido y verificado de manera exhaustiva, puesto que, no podemos dejar que un transformador funcione con partes no verificadas aun sabiendo que existe una falla, pues mediante las pruebas la maquina aun no otorga los valores que se requieren para su puesta en servicio.
- El diagnóstico de una falla será determinante para atacarla de manera eficiente y oportuna, puesto que las fallas serán analizadas desde sus orígenes; no se esperara a que la falla se haga presente en el transformador y esto ayudara a reducir su presencia e incidencia.

1.9 Alcances y limitaciones

Es pertinente dar a la residencia profesional una formulación lógica adecuada y precisar tanto sus límites como sus alcances. Este apartado se refiere al impacto que tendrá dentro de la empresa el proyecto que se realiza, así como las limitaciones que se tiene para lograr nuestros objetivos.

Alcances

Los alcances del proyecto de residencia aquí presentados son los siguientes:

- Realizar inspecciones a transformadores con fallas.
- Determinar que origino la falla en el transformador y verificar las partes afectadas.
- Realizar las pruebas necesarias para localizar los efectos causados por fallas en el transformador.
- Una vez determinada la falla se procederá a realizar las reparaciones necesarias y a efectuar las pruebas de reparación hasta lograr la eficiencia requerida para el transformador reparado.

Limitaciones

Las limitaciones que este proyecto de residencia presenta son:

- El proyecto de residencia profesional aquí reportado, no cambia de ninguna manera la forma en que la empresa realiza sus acciones para dar mantenimiento, reparación o realizar las pruebas a los transformadores, única y exclusivamente se colaborara en apoyar las tareas que la empresa realiza.

CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 El Transformador

El transformador es probablemente uno de los dispositivos eléctricos más útiles jamás inventados. Puede aumentar o disminuir el voltaje o corriente de un circuito de ca, puede aislar circuitos entre sí y puede incrementar o disminuir el valor aparente de un capacitor, un inductor o un resistor. Además, el transformador nos permite transmitir energía eléctrica a grandes distancias y distribuirla de manera segura en fábricas y hogares.

En esencia, un transformador se compone de dos o más devanados acoplados por medio de un flujo magnético mutuo. Si uno de estos devanados, el principal, se conecta a una fuente de voltaje alterna, se produce un flujo alterno cuya amplitud dependerá del voltaje principal, de la frecuencia del voltaje aplicado y del número de vueltas. El flujo mutuo se vinculará con el otro devanado, el secundario, e inducirá un voltaje dentro del mismo cuyo valor dependerá del número de vueltas en el devanado secundario, así como de la magnitud del flujo mutuo y la frecuencia. Al proporcionar de forma adecuada el número de vueltas en el devanado primario y secundario, es posible obtener casi cualquier relación de voltaje o relación de transformación.

La parte fundamental en el funcionamiento del transformador requiere únicamente de la existencia de un flujo mutuo con variación temporal compartido por ambos devanados. Este hecho puede ocurrir en dos devanados acoplados en aire, pero dicho acoplamiento entre los mismos se realizara de manera más efectiva al usarse un núcleo de hierro u otro material ferromagnético, debido a que el flujo se mantiene en un patrón definido de alta permeabilidad que une ambos devanados. Este transformador comúnmente se denomina transformador con núcleo de hierro. La mayoría de los transformadores son de este tipo.

Para reducir las pérdidas causadas por corrientes de eddy en el núcleo, el circuito magnético generalmente está compuesto de una pila de láminas delgadas. Existen dos tipos comunes de construcción para dichas estructuras. En el transformador tipo núcleo los devanados se enrollan alrededor de dos columnas de un núcleo magnético rectangular; en el transformador tipo blindado o acorazado los devanados se enrollan alrededor de la columna central o pierna del núcleo de tres columnas. En general, se utilizan láminas de acero al silicio con espesor de 0.014 para los transformadores que operan con frecuencias menores a unos cuantos cientos de Hertz. El acero al silicio posee propiedades adecuadas como bajo costo, bajas pérdidas en el núcleo y alta permeabilidad a densidades de flujo altas (1.0 a 1.5 T). Los núcleos de transformadores pequeños, empleados en circuitos de comunicación a altas frecuencias y bajos niveles de energía, algunas veces se fabrican a partir de aleaciones ferromagnéticas pulverizadas y comprimidas, denominadas ferritas.

En cada una de las configuraciones anteriormente mencionadas, la mayoría del flujo se limita al núcleo y por lo tanto vincula a ambos devanados. Los devanados también producen flujo adicional, denominado flujo de dispersión, que atraviesa un devanado sin pasar al siguiente. Aunque el flujo de dispersión es una pequeña fracción del flujo total, desempeña una función importante al determinar el comportamiento del transformador. En los transformadores prácticos, la dispersión se reduce al subdividir los devanados en secciones colocadas lo más cerca posible entre sí, una sección en cada una de las dos piernas del núcleo, colocando el devanado primario y el devanado secundario como bobinas concéntricas. En la estructura tipo blindado, se pueden usar variaciones en la disposición del devanado concéntrico, también es posible que los devanados consistan en una cantidad de delgadas bobinas ensambladas en una pila con bobinas primarias y secundarias de distribución alterna.

2.2 Antecedentes históricos del transformador

El primer transformador eléctrico fue construido por Michael Faraday en 1831 cuando se disponía a llevar a cabo los experimentos en los que posteriormente descubriría la inducción electromagnética.

Los elementos que usó fueron dos bobinas enrolladas una sobre la otra. Al variar la corriente que pasaba por una de ellas, cerrando o abriendo el interruptor, el flujo magnético, a través de la segunda bobina variaba y se inducía una corriente eléctrica. Esto es, precisamente, un transformador eléctrico. Pero como suele pasar en estos casos, su descubridor, Michael Faraday, no prestó mayor atención a este hecho ya que eran otras cuestiones las que le interesaban.

Con el pasar de los años, varios fueron los científicos que llevaron a cabo experimentos con distintas versiones de este primer transformador inventado por Faraday.

Más de 50 años después, en 1884 los ingenieros húngaros Zipernowsky, Bláthy y Deri, trabajadores todos de la compañía Ganz crearon en Budapest el modelo “ZBD” de transformador de corriente alterna además de descubrir la fórmula matemática de los transformadores:

$$\frac{V_S}{V_P} = \frac{N_S}{N_P}$$

Dónde:

V_S : Tensión en el secundario.

N_S : Número de espiras en el secundario.

V_P y N_P : Corresponden al primario.

Fue al querer patentar el invento que surgió por primera vez la palabra transformador para nombrar este aparato.

2.3 Clasificación de los transformadores

Los transformadores pueden ser clasificados de distintas maneras, según se tome como base la operación, la construcción o la utilización; así tenemos que:

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 500 kVA (monofásicos y/o trifásicos)

- Transformadores de potencia. Los que tienen capacidades mayores de 500 kVA

b) Por el número de fases. De acuerdo a las características del sistema al que se conectará:

- Monofásico. Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una línea o fase y un neutro o tierra. Tienen un solo devanado de alta y uno de baja tensión. Se denota con 1 , figura 2.3.1.

- Trifásico. Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a 3 líneas o fases y pueden estar o no conectados a n neutro común o tierra. Tiene 3 devanados de alta y 3 de baja tensión. Se denota con 3 , figura 2.3.2.

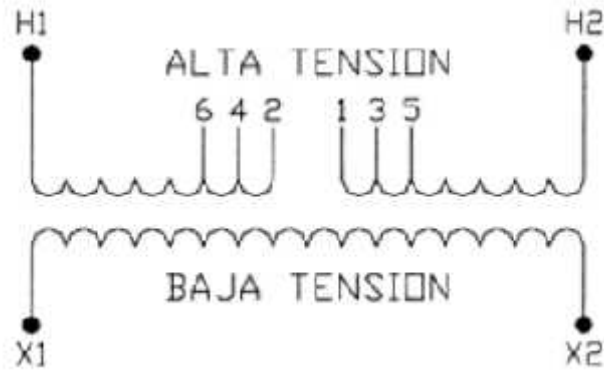


Figura 2.3.1. Esquema eléctrico, transformador monofásico.

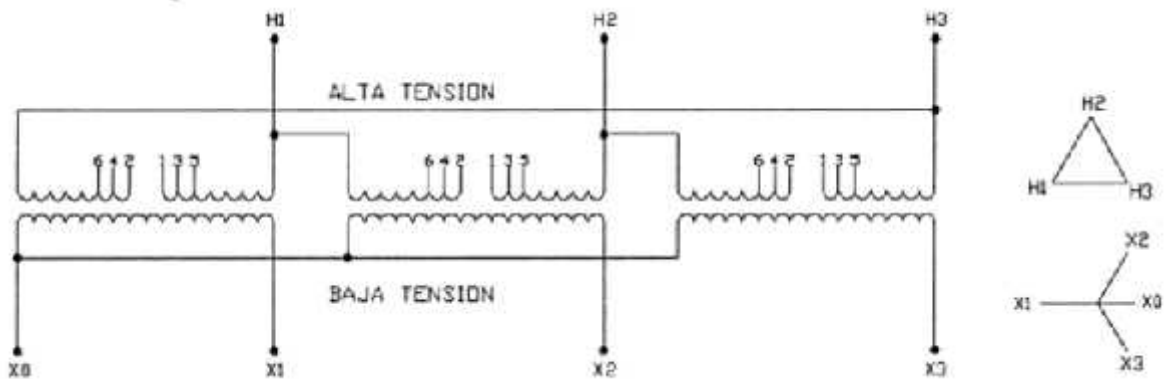


Figura 2.3.2. Esquema eléctrico, transformador trifásico.

c) Por su utilización. De acuerdo a la posición que ocupan dentro del sistema:

- Transformador para generador. Son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador. Proporcionan la energía a la línea de transmisión.

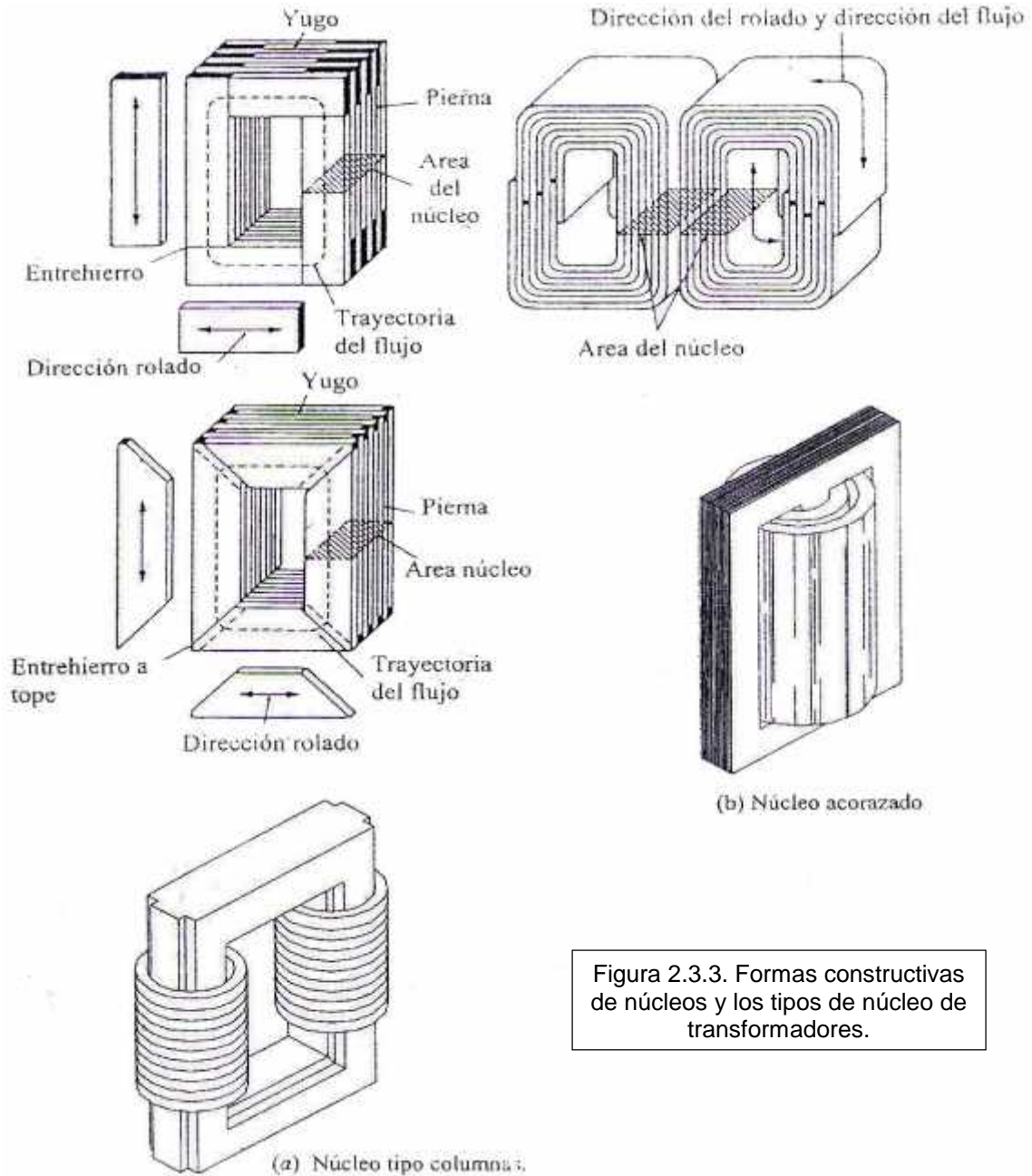


Figura 2.3.3. Formas constructivas de núcleos y los tipos de núcleo de transformadores.

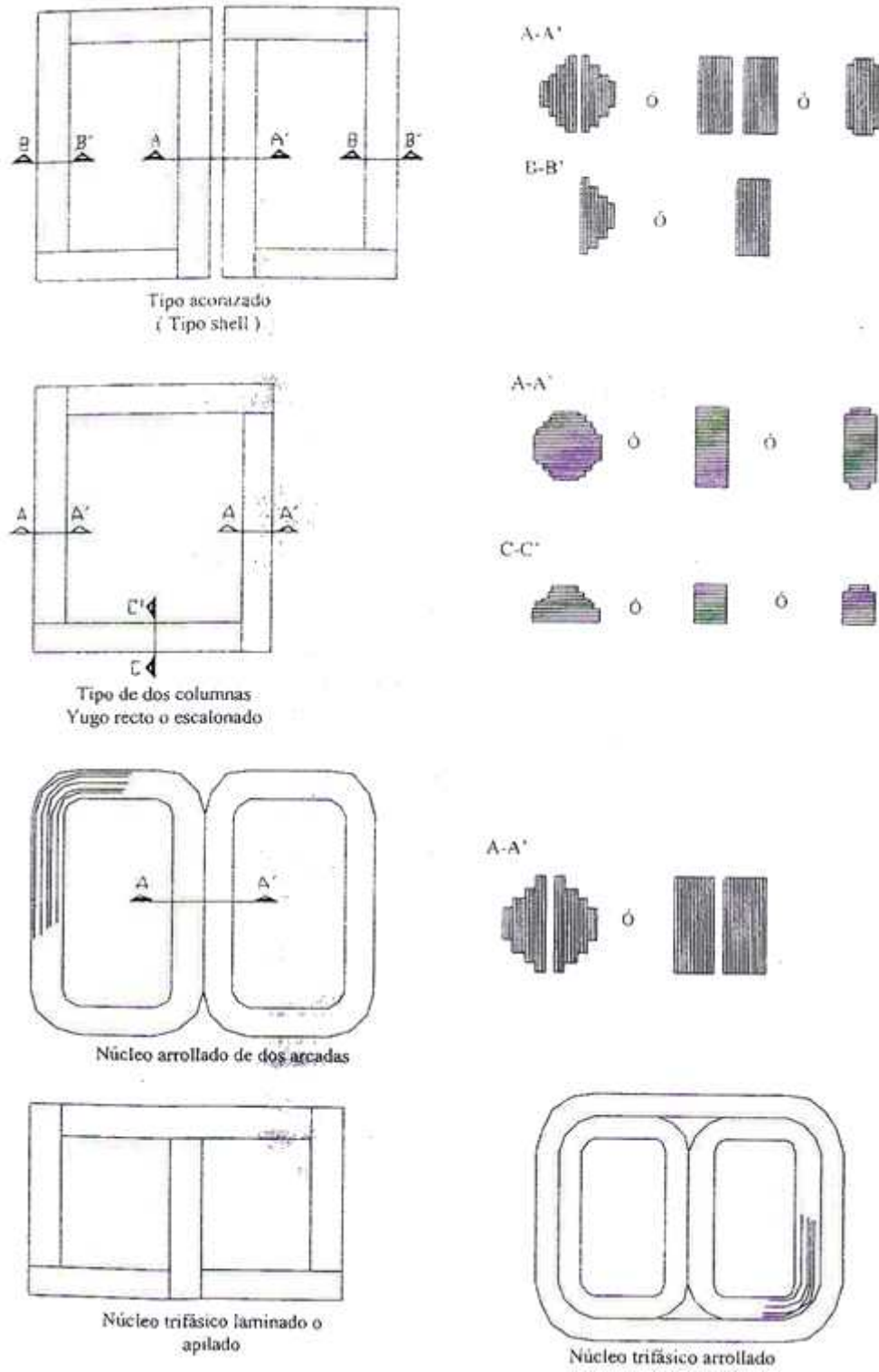


Figura 2.3.4. Formas constructivas de núcleo.

- Transformador de subestación. Los transformadores de potencia que se conectan al final de la línea de transmisión para reducir la tensión a nivel de subtransmisión.

- Transformador 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 defasadores; autotransformadores para mina; transformadores para prueba; transformadores para fuentes de corriente directa y muchos otros.

- Transformadores de instrumentos. Son transformadores de potencial y transformadores de corriente que son usados en la medición, en la protección y en el control.

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

- Núcleo acorazado. También llamado tipo "shell", es aquel en el cual el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión.

- Núcleo no acorazado. También conocido como tipo columna o "core" y es aquel en el cual las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético.

En las figuras 2.3.3 y 2.3.4 se pueden ver ambos tipos de núcleos y las formas constructivas de los mismos.

e) En función de las condiciones de servicio:

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

En este caso únicamente se toma en cuenta el lugar en el que el transformador se encuentre localizado (dentro o fuera de las instalaciones donde fue conectado) ya que los tipos de transformadores usados en aplicaciones de uso interior o intemperie son los mismos.

f) En función de los lugares de instalación:

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

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 secos, tenemos:

- Tipo AA
- Tipo AFA

- Tipo AA/FA

Descripción literal de los 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 o de radiadores separables.

Tipo OA/FA. Sumergido en aceite con enfriamiento a base de aire forzado. Esta unidad es básicamente del tipo OA a la cual se le ha 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 sobrecarga 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 sumergido 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 usan 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 bombas, con lo que se consigue un aumento de 1,667 veces el régimen OA. El arranque y parada de los ventiladores y bombas

son controlados por la temperatura del 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, en con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado 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 ventiladores.

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 medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas.

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 aberturas 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 otro contando con la circulación forzada por medio de ventiladores, este control es automático y opera mediante un relevador térmico.

Los transformadores de distribución son generalmente del tipo OA (autoenfriados en aceite).

2.4 Pruebas eléctricas aplicadas a transformadores

Un transformador es probado para homologar de que ha sido adecuadamente diseñado y construido a fin de soportar la carga solicitada, y que, al mismo tiempo resista todas las situaciones peligrosas a las que este expuesto en operación durante un periodo de veinte años o más.

La única prueba verídica que puede demostrar que un transformador durar veinte años es hacerlo funcionar durante veinte años. En realidad, las pruebas hechas en fabrica solo son un seguro idealizado, aunque basados en resultados de pruebas sobre el buen estado de los materiales aislantes y de las piezas más importantes, o sobre el de las que con más probabilidad puedan presentar defectos de diseño o de fabricación. En general, a los transformadores se les practica una serie de pruebas que se inician desde las realizadas a la materia prima, hasta las de mantenimiento. Estas pruebas en orden cronológico son las siguientes:

1.- Pruebas a la materia prima. Materiales electrotécnicos como: aislantes solidos (cintas, papeles, cartones, madera, etc.); líquidos (aceite mineral, aceites de silicones, fluido r-temp); ferromagnéticos (aceros eléctricos), y los aislamientos externos (boquillas de A.T y B.T.). Estas pruebas ya no son requeridas cuando se construyen o reparan transformadores, puesto que; las normas que rigen la construcción o reparación de los transformadores marcan los materiales a usar (que

están ya normalizados y cumplen con todos los requerimientos necesarios para utilizarlos).

2.- Pruebas en fábrica. Estas pruebas pueden dividirse en tres partes:

a) Pruebas que nos determinan la calidad de su fabricación. Estas pruebas nos verifican la calidad con que el transformador fue fabricado; así como también, evaluar el estado en que se encuentra para soportar las condiciones normales de operación y las anormales provocadas por condiciones de falla o de sobretensiones de tipo atmosférico. Estas pruebas son:

- Resistencia de aislamiento.
- Factor de disipación del aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aceite.
- Relación de transformación y polaridad.
- Resistencia óhmica de los devanados.
- Potencial aplicado.
- Potencial inducido.
- Pérdidas debidas a la carga
- Perdidas en vacío
- Impulso por descarga atmosférica.
- Prueba de temperatura.
- Prueba de cortocircuito a tensión nominal.

b) Pruebas que nos determinan la calidad del servicio. Este conjunto de pruebas da a conocer la eficiencia de trabajo del transformador, así como su regulación de tensión. Además, determina si este está dentro del porcentaje de impedancia y corriente de excitación establecidos en garantía. Estas pruebas son:

- Perdidas en los devanados y % de impedancia.

- Perdidas en el núcleo y % de corriente de excitación.

c) Pruebas para determinar la calidad de operación del transformador. Estas pruebas nos determinan la vida útil del transformador, ya que dependiendo de la rapidez con que envejezca el aislamiento, en esa misma proporción será el acortamiento de su vida útil. Estas pruebas son:

- Temperatura.
- Hermeticidad.
- Descargas parciales.

3.- Pruebas de embarque (sólo en transformadores de potencia):

- a) Fugas de aceite.
- b) Punto de rocío.
- c) Detección de impactos.
- d) Corriente de excitación a 2500 volts.

4.- Pruebas de campo (solamente en transformadores de potencia):

a) Puesta en servicio:

- Punto de rocío.
- Resistencia de aislamiento.
- Factor de disipación.
- Resistencia óhmica de los devanados.
- Rigidez dieléctrica del aceite.
- Relación de transformación.
- Corriente de excitación a 2500 volts.
- Alambrado externo.

b) Mantenimiento preventivo:

- Punto de rocío.
- Resistencia de aislamiento.
- Factor de disipación.
- Rigidez dieléctrica del aceite.

Las pruebas en fábrica antes mencionadas se aplican al 100% de los transformadores, a excepción de las de impulso y temperatura, ya que estas solo se realizan en prototipos.

Las de factor de disipación se aplican por norma a todos los transformadores de potencia, o sea, a los que son iguales o mayores de 500 kVA; y las de descargas parciales a todos los que tienen una clase de aislamiento igual o mayor de 115kV.

En este apartado en particular, hablaremos de las pruebas de fábrica que se aplican a los transformadores de distribución. Trataremos de describir estas pruebas en cierto orden de secuencia recomendado por la práctica o por las normas establecidas vigentes; así mismo anticipamos que se dará mayor énfasis a la descripción conceptual y objetiva de cada prueba, ya que la metodología o el procedimiento de realizar esta se puede consultar en las normas de referencia correspondiente; también en esta se indican las especificaciones y características del equipo a usar para cada prueba en particular.

2.4.1 Prueba de resistencia de aislamiento

La prueba de resistencia de aislamiento se realiza en fábrica, después de que el transformador ha terminado su proceso de secado y se encuentra a una temperatura entre 0 y 40 °C. Esta prueba sirve, básicamente, para determinar la cantidad de humedad e impurezas que contienen los aislamientos del transformador.

La prueba se efectúa con un aparato conocido como medidor de resistencia de aislamiento y comúnmente llamado “MEGGER”, a una tensión de 1000 volts, durante 10 minutos. El análisis de resultados se realiza con los valores obtenidos y corregidos a 20°C; el criterio de aceptación o rechazo es fijado por el fabricante. Así mismo, deberá analizarse el incremento de la resistencia entre el primer y el décimo minuto. El cociente de dividir el valor de resistencia de aislamiento a 10 minutos y el valor a 1 minuto, dará un número mayor a la unidad, que se conoce como índice de polarización (I_P):

$$I_P = \frac{R_{da} \cdot 10 \text{ m}}{R_{da} \cdot 1 \text{ m}}$$

Los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento se ven grandemente afectados por la temperatura, por lo que se tienen que ajustar empleando ciertos factores de corrección (K), los cuales se pueden tomar de la tabla 2.4.1.1

Diagrama de conexiones

La prueba de resistencia de aislamiento de un transformador debe de involucrar las siguientes maniobras de conexión:

- Alta tensión contra baja tensión más tierra.
- Baja tensión contra alta tensión más tierra.
- Alta tensión contra baja tensión.

Tabla 2.4.1.1. Factores para corrección de resistencia de aislamiento por temperatura a 20°C.

TEMPERATURA	FACTOR “K”	TEMPERATURA	FACTOR “K”
95	89,0	35	2,5
90	66,0	30	1,8
85	49,0	25	1,3
80	36,2	20	1,0
75	26,8	15	0,73

70	20,0	10	0,54
65	14,8	5	0,40
60	11,0	0	0,30
55	8,1	-5	0,22
50	6,0	-10	0,16
45	4,5	-15	0,12
40	3,3		

Esto se puede representar en forma esquemática como en la figura 2.4.2.1.1.

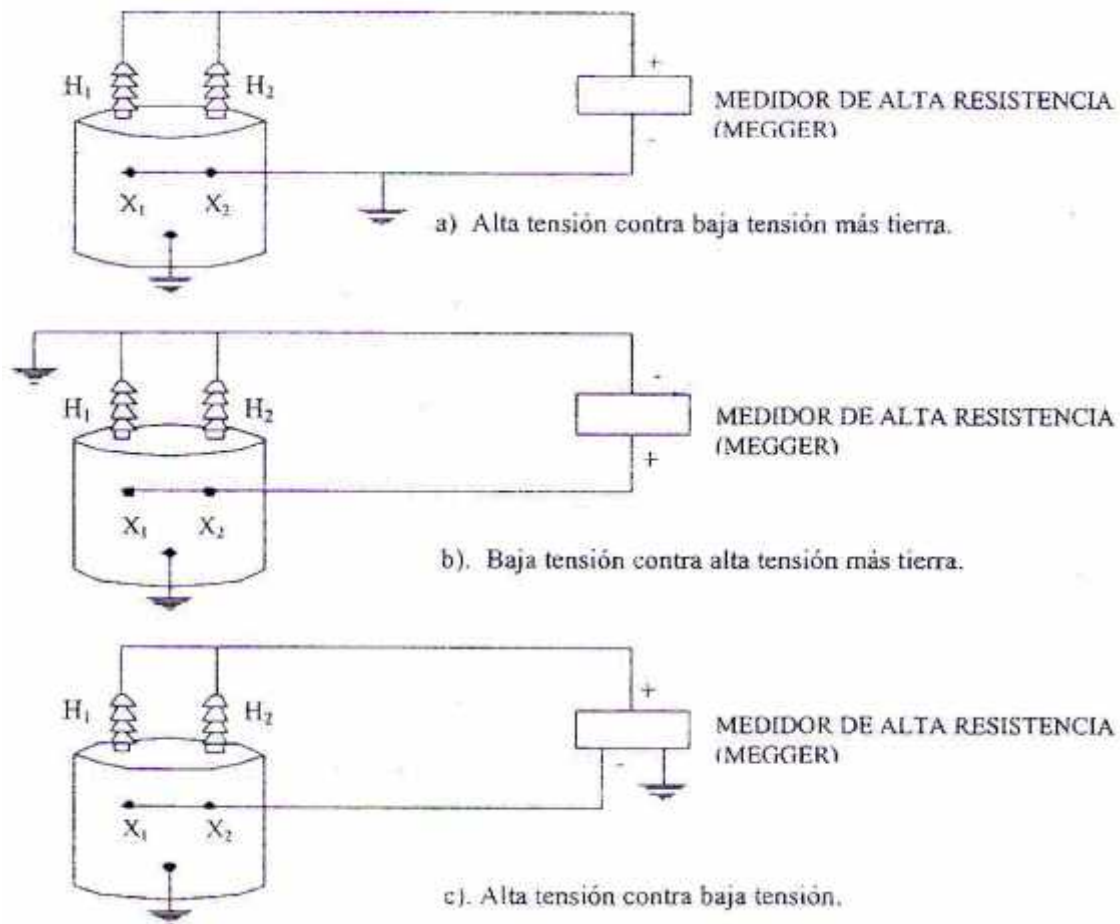


Figura 2.4.1.1. Esquema de conexiones de un transformador para la prueba de resistencia de aislamiento.

Criterios de aceptación o de rechazo

Existen varios criterios para aceptar o rechazar una prueba de resistencia de aislamiento. Como se comentó anteriormente estos estarán establecidos por el fabricante, dependiendo de su experiencia y posibilidad de extracción de humedad en los transformadores.

A continuación se presente la tabla 2.4.2.1.2, donde se indican los valores mínimos de aceptación de resistencia para cada clase de aislamiento de acuerdo al criterio de aceptación de fabricantes de transformadores. Dicho criterio establece que los valores del índice de absorción de 1,4 o mayor, son indicativos de buenas condiciones del aislamiento, ver tabla 2.4.2.1.3.

Tabla 2.4.1.2. Valores mínimos de aislamiento recomendado por NORMA en transformadores sumergidos en aceite.

Resistencia mínima de aislamiento de un transformador en aceite a 20°C, 1 minuto y 1000 volts de prueba.			
Clase de Aislamiento KV	Megaohms	Clases de Aislamiento Kv	Megaohms
1,2	32	92	2480
2,5	68	115	3100
5,0	135	138	3720
8,7	230	161	4350
15,0	410	196	5300
25,0	670	230	6200
34,5	930	287	7750
46,0	1240	345	9300
69,0	1860	--	--

Tabla 2.4.1.3. Condiciones de aislamiento basadas en la relación de índice de absorción dieléctrica y del índice de polarización.

CONDICIONES	RELACIÓN 60/30 Seg.	RELACIÓN 10/1 Min.
PELIGRO	-----	menos de 1
POBRE	menos de 1,1	menos de 1,5
DUDOSO	1,1 a 1,25	1,5 a 2
REGULAR	1,25 a 1,4	2 a 3
BUENO	1,4 a 1,6	3 a 4
EXCELENTE	arriba de 1,6	arriba de 4

La relación de absorción dieléctrica se define como la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento, realizadas a diferentes intervalos de tiempo (60/30 seg.); durante la misma prueba la relación de 10/1 min., se conoce como índice de polarización. La figura 2.4.2.1.2 representa la curva de absorción dieléctrica, característica de un transformador de potencia.

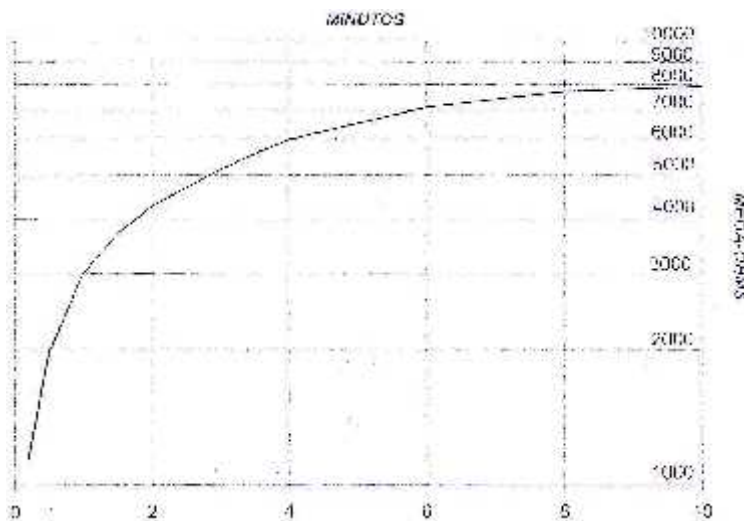


Figura 2.4.1.2. Diagrama que presenta la curva de absorción dieléctrica de un transformador de potencia.

2.4.2 Prueba de factor de disipación de los aislamientos

Objetivo de la prueba

El objetivo principal de esta prueba es, verificar el grado de sequedad que tiene los materiales aislantes, por lo que a esta prueba se le considera complementaria, o quizás más rigurosa a la de resistencia de aislamiento.

La prueba se realiza aplicando una tensión alterna de 2,5 kV entre el devanado de alta tensión y el de baja tensión. Con ello circulara una corriente I a través del aislamiento, formado por dos componentes como lo indica la figura 2.4.2.1

La corriente I_C es debida a la capacitancia del aislamiento y la corriente I_W a la conductancia transversal la cual está integrada, fundamentalmente, por corrientes superficiales: histéresis (oposición del dieléctrico a ser polarizado) y por descargas parciales.

Por definición el factor de disipación es la tangente δ , luego entonces:

$$\tan \delta = \frac{I_W}{I_C}$$

El ángulo θ es complemento al angulo δ y por lo tanto:

$$\cos \theta = \frac{I_W}{I} \text{ (factor de potencia),}$$

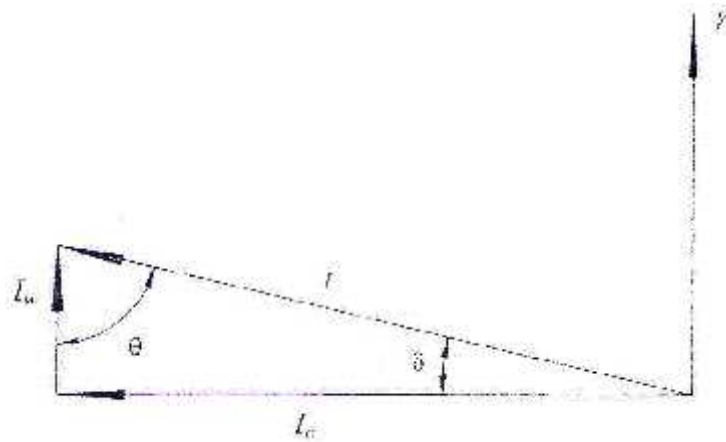


Figura 2.4.2.1. Diagrama vectorial del factor de potencia del aislamiento.

para valores pequeños de δ , la $\cos \theta$ es aproximadamente igual a $\cos \theta$; por lo tanto, se confunden los valores de $\tan \delta$ (*factor de disipación*) con el $\cos \theta$ (*factor de potencia tradicional*).

Para juzgar la calidad de un dieléctrico en diseño, no se debe considerar solo un valor de $\tan \delta$ a una cierta tensión, sino que debe estudiarse su variación en función de la tensión y el tiempo. Para cuestiones prácticas de prueba basta solo un valor.

La prueba se realiza utilizando un aparato llamado puente de Schering, figura 2.4.2.2, aunque también se puede obtener midiendo las pérdidas en miliwatts y la potencia aparente en milivolts-amperes. Esta prueba, al igual que la de resistencia de aislamiento, se debe realizar a una temperatura aproximada de 20°C , para evitar posibles errores al corregirla a dicha temperatura.

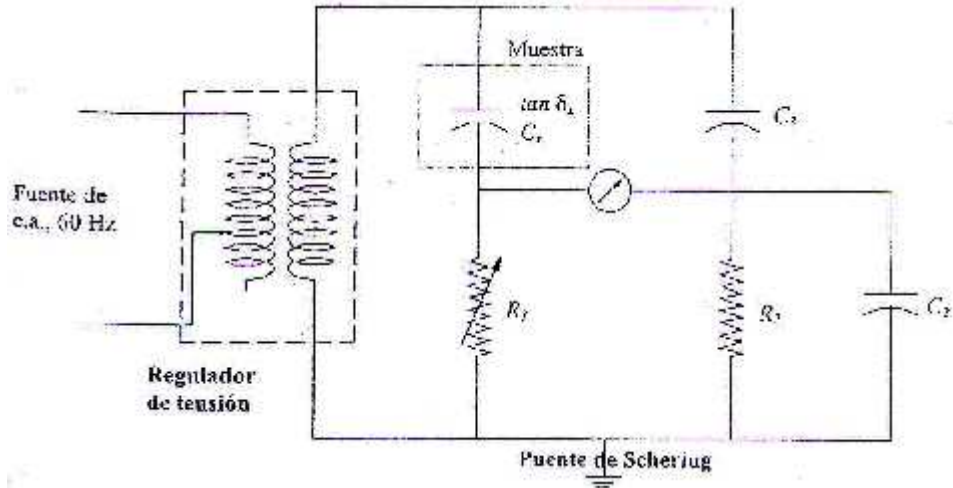


Figura 2.4.2.2. Esquema simplificado del equipo utilizado en la prueba de factor de disipación.



Figura 2.4.2.3. Diagrama donde podemos obtener en forma gráfica los factores de corrección para la prueba de factor de disipación.

Los factores de corrección (**K**) utilizados para corregir el factor de disipación a 20°C, se obtienen de la gráfica de la figura 2.4.2.3. La gráfica anteriormente expuesta, ha sido obtenida experimentalmente de los aislamientos típicos empleados en los transformadores sumergidos en aceite y son satisfactorios para fines prácticos. La corrección se hace aplicando la ecuación siguiente:

$$FD_{20} = K(FD_T)$$

donde:

$FD_{20^{\circ}C}$: Factor de disipación a 20°C.

FD_T : Factor de disipación medido a temperatura T .

K : Factor de corrección, obtenido de la gráfica.

T : Temperatura a la cual se realiza la prueba en °C.

Esquema de conexiones y resultados de prueba

-Esquema de conexiones.

Las conexiones que se hacen para realizar esta prueba son exactamente las mismas que para la prueba de resistencia de aislamiento, representado en la figura 2.4.1.1, aunque esta prueba generalmente suprime la prueba de la A.T. contra la B.T.

- Criterios de aceptación o de rechazo.

Los valores admisibles sugeridos por la mayoría de los fabricantes de transformadores son de 2% como máximo a 20°C para los transformadores de distribución y del 1.0% para los transformadores de potencia.

Los resultados de prueba que excedan los límites establecidos anteriormente no serán aceptados, por lo que el transformador tendrá que volver a ser procesado. Sin embargo, en casos especiales y con resultados complementarios de las pruebas de resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica del aceite, se podrían modificar los criterios establecidos.

En la figura 2.4.2.4 (a), se presenta en forma gráfica una prueba del factor de disipación de un aislamiento en buenas condiciones; en la figura 2.4.2.4 (b), se presenta una prueba del factor de disipación de un transformador ideal (con cero

humedad); en la figura 2.4.2.4 (c), se presenta una prueba del factor de disipación en un aislamiento en mal estado, por tener descargas parciales y presentar variaciones en su $\tan \delta$ a diferentes tensiones.

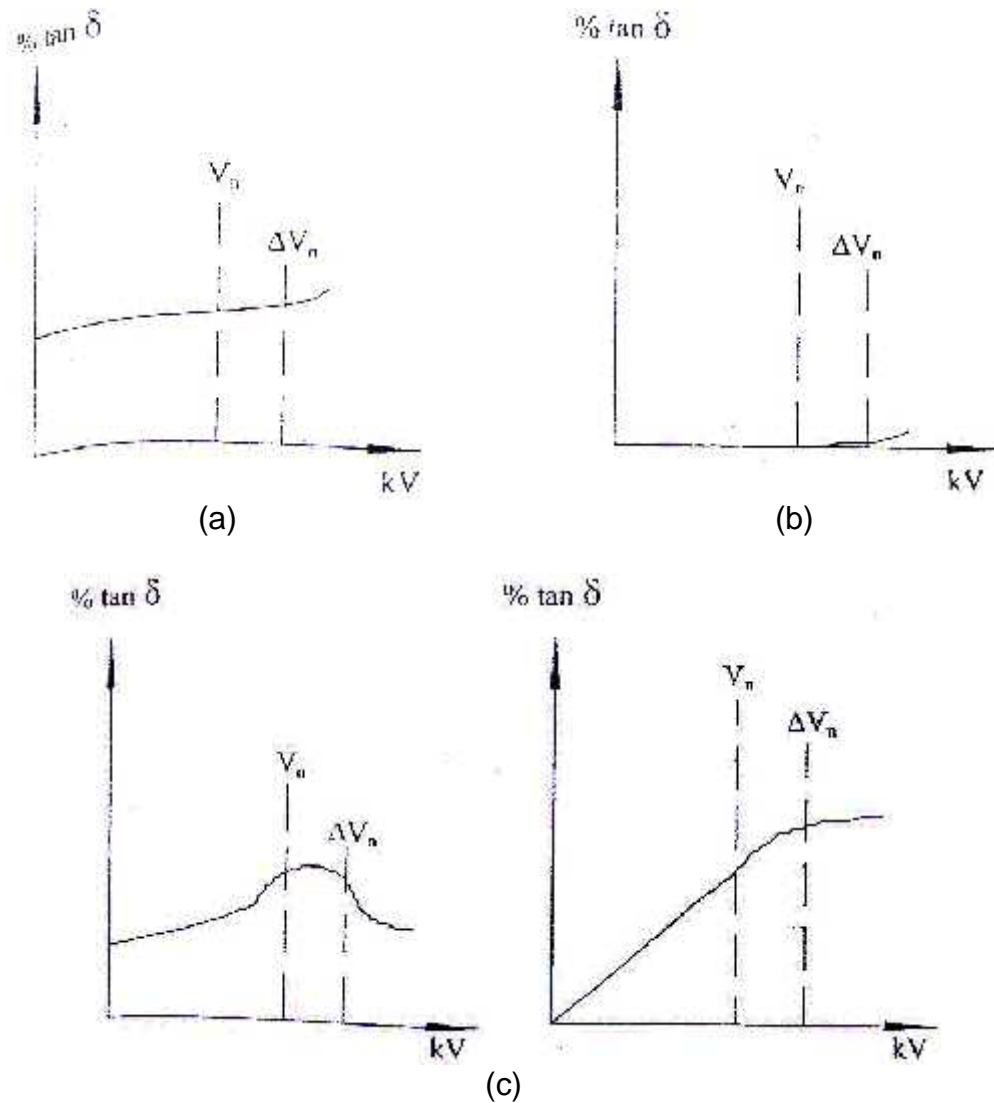


Figura 2.4.2.4. Curvas características de comportamiento de la $\tan \delta$ contra kV.

2.4.3 Prueba de rigidez dieléctrica del aceite

Objetivo de la prueba

Esta prueba aplicada al aceite es una de las más frecuentes, ya que, el conocer el valor de la tensión de ruptura que un aceite soporta es mucho más valioso; además, esta prueba revela cualitativamente la resistencia momentánea de la muestra del aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y solidos conductores en suspensión.

Procedimiento de la prueba

La prueba se efectúa con el equipo llamado “probador de aceite”, que consiste de un transformador de potencial elevado, un regulador de tensión, un voltmetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón para la prueba. La copa patrón, consiste de un recipiente en forma de discos de 25,4 mm de diámetro, separados una distancia entre sí de 2,54 mm, y con las caras perfectamente paralelas, figura 2.4.3.1.

La prueba se lleva acabo llenando la copa con aceite hasta que los discos o electrodos queden cubiertos completamente y al nivel marcado en la copa; posteriormente se cierra el interruptor del aparato, el cual previamente se habrá conectado a una fuente de 127 volts. Luego se va incrementando gradualmente la tensión en el aparato con el regulador, aproximadamente a una velocidad constante de 3kV por cada segundo, hasta que el aceite contenido entre los electrodos falla; consistiendo esta falla en el brinco del arco eléctrico, entre los electrodos, con lo cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación de la fuente de energía eléctrica.

Mientras se va incrementando el potencial, el operador ira registrando mentalmente las lecturas en kV alcanzadas hasta que ocurra la ruptura de aislamiento; en este

momento la prueba concluye y el operador anotara en su registro el valor de los kV más alto alcanzado.

Al vaciar la muestra de aceite en la copa de prueba, esta deberá dejarse reposar durante unos 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 efectúan tres pruebas de ruptura, agitando y dejando reposar la muestra un mínimo de un minuto, después de cada prueba. Los valores obtenidos se promediaran y el valor obtenido del promedio será le representativo de la muestra. Este promedio es válido siempre que ninguna prueba sea diferente en más de 5kV, si existe una variación mayor deberán efectuarse más pruebas con nuevas muestras.

Cuando se prueba aceite muy sucio, deberá lavarse la copa con un buen solvente y secarla perfectamente; posteriormente, tener la precaución al obtener una muestra, ya que, se debe enjuagar la copa dos o tres veces con el mismo aceite por muestrear.

Normalmente una rigidez dieléctrica de 18kV es considerada como baja, 30 kV o mayor como buena. Un aceite seco, limpio y nuevo soporta normalmente 35 kV o más

Criterios de aceptación y recomendaciones

Cuando un aceite rompe a menos de 30 kV, se debe proceder a su acondicionamiento por medio de un filtro prensa y una bomba centrifuga para aceite, o una unidad regeneradora de aceite al vacío.

Al filtrar un aceite, este debe subir su poder dieléctrico a un valor mínimo de 30 kV para transformadores de distribución no nuevos. Algunas veces, puede suceder que

en aparatos que han estado fuera de servicio por mucho tiempo, se encuentren húmedos tanto los devanados como el aceite. Si al filtrar el aceite no se elimina la humedad de los devanados, en este caso, hay que someter las bobinas a un proceso de secado para evitar una falla de aislamiento. Aunque en el filtro prensa se elimine la humedad, así como partículas finas de sedimentos y carbón, puede ocurrir que después de pasar varias veces el aceite por el filtro no suba su poder dieléctrico al valor deseado, entonces, se recomienda sustituirlo por aceite nuevo.

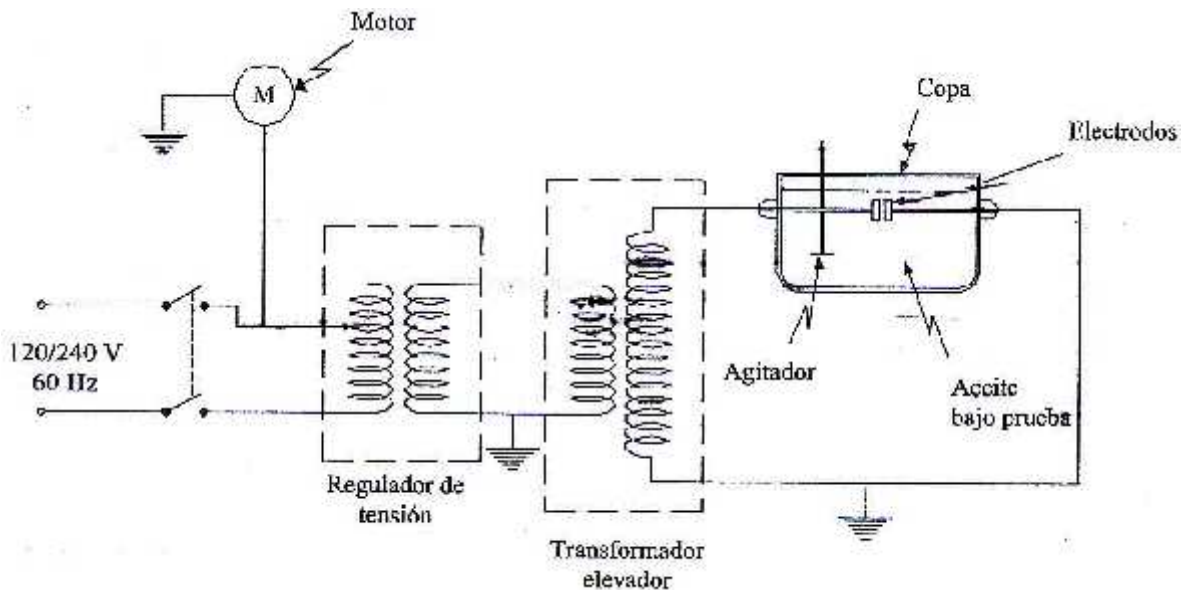


Figura 2.4.3.1. Esquema de los principales componentes de un probador de rigidez dieléctrica.

2.4.4 Prueba de detección de bifenilos policlorados en el aceite

Información

Los Bifenilos Policlorados (BPC's) son una mezcla de hasta 209 compuestos orgánicos clorados individuales. No se conocen fuentes naturales de ellos. Los BPCs se encuentran principalmente en dos estados: líquido y sólido. Los líquidos van de color claro al amarillo ligero de consistencia resinosa por contener cantidades elevadas de cloro y en estado sólido, los BPCs son polvo blanco. Ciertos BPCs pueden existir en aire como vapor. No tiene olor o sabor especial.

Formula empírica	$C_{12}H_{(10-n)}Cl_n$ Donde n es mayor a 2, principalmente 2-7. En caso de que n=1, los bifenilos son monoclorados
Masa molecular relativa	189-499 g
Densidad	1,2-1,6 g/cm ³
Punto de ebullición	320-420 °C
Presión de vapor	0,2-133x10 ⁻³ Pa

Tabla 2.4.4.1. Datos químicos de los Bifenilos Policlorados.

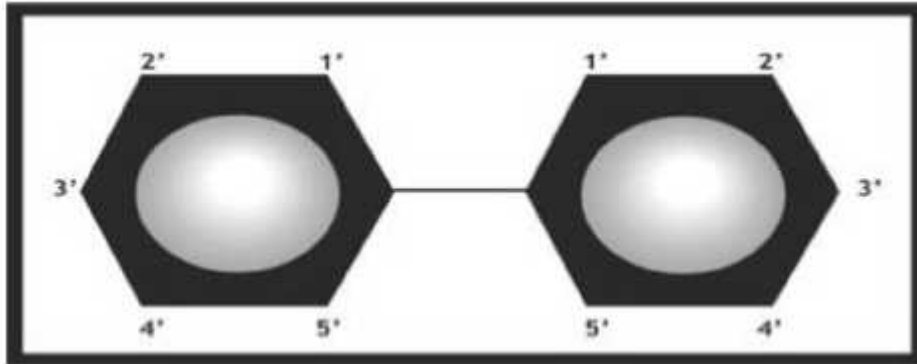


Figura 2.4.4.1. Estructura química de los Bifenilos Policlorados.

Con base en los criterios y procedimientos del Programa de Gestión Ambiental de Sustancias Tóxicas de Atención Prioritaria elaborado por el Instituto Nacional de Ecología (INE), se clasifica a los BPC's como una sustancia tóxica con nivel de prioridad 2, pues se sabe, que cumple con lo siguiente: Predominantemente de origen antropogénico; Tóxico; Persistente; Bioacumulable.

Nombres comerciales (BPC's)

Dependiendo de su país los BPC's tienen diversos nombres:

Nombre Comercial	País
Clophen	Alemania Occ.
Aroclor o Aroclor B	Reino Unido y E.U
Pyralene	Francia
Phenoclor	Francia
Askarel	EU
Clorinol o Clorinal	EU
Clorinol o Clorinal	EU
Dycanol o Dikanol	EU
Aceclor	Bélgica

Algunas de las mezclas comerciales de los BPC's son conocidas en Estados Unidos por el nombre industrial registrado, Aroclor. Por ejemplo, el nombre Aroclor 1254 significa que la mezcla contiene aproximadamente 54% de cloro en peso, como lo indican los dos últimos dígitos en el nombre. Una característica importante que permitió su uso fue que no se encienden fácilmente y constituyen buenos materiales aislantes, los BPC's se usaron extensamente como refrigerantes y lubricantes en transformadores, condensadores y en otros artículos eléctricos. La producción de BPC's cesó en Estados Unidos en agosto del año 1977 a raíz de evidencia de que se acumulan en el ambiente y que pueden causar efectos perjudiciales.

Principales usos de los BPC's

Entre 1929 y 1989 la producción total mundial de BPC (excluida la ex-Unión Soviética) fue de 1,5 millones de toneladas, lo que hace un promedio de unas 26,000 toneladas al año. Incluso después de que en 1979 se prohibiese en Estados Unidos la fabricación, venta y distribución de BPCs debido a evidencia de acumulación en el medio ambiente y de efectos nocivos producidos por estos

compuestos, entre 1980 y 1984 la producción mundial se mantuvo en 16,000 toneladas al año, y entre 1984 y 1989, en 10,000 toneladas.

Por las ventajas de sus características físicas y químicas, los usos de los BPCs se pueden clasificar como cerrados o abiertos. Sistemas completamente cerrados: transformadores eléctricos; condensadores eléctricos (incluidas las reactancias de lámparas fluorescentes); interruptores, capacitores, balastos, interruptores de alta tensión, bobinas reguladoras y otros accesorios eléctricos; cables eléctricos; motores eléctricos y electroimanes (cantidades muy pequeñas). Sistemas abiertos: plastificante en cloruro de polivinilo, neopreno y otros cauchos artificiales; ingrediente en pinturas, barnices, ceras de pisos, plastificantes en resinas y otros materiales de recubrimiento; ingrediente en tintas y papel de autocopia; ingrediente en adhesivos. Aditivos de plaguicidas; Ingrediente en lubricantes, materiales de sellado (composiciones obturadoras en la industria de la construcción) y de calafateo; Ignífugo en telas, alfombras, espuma de poliuretano, etc.; Lubricantes (lubricantes para microscopios, guarniciones de frenos, lubricantes para cuchillas, lubricantes de otros tipos).

Métodos de identificación de los bifenilos policlorados.

Identificación Física

Los transformadores deben traer una placa de identificación en la que generalmente aparece la siguiente información:

- Compañía fabricante;
- Fecha de fabricación;
- País de origen;
- Capacidad (kVA);
- Tipo de aceite o fluido aislante;
- Peso, volumen;

Es importante verificar:

- Si el nombre del fluido aislante se encuentra dentro de la tabla “Otros nombres comerciales (BPC’s)” de ser así es un transformador con BPC’s.
- Si la especificación de este líquido empieza con la letra “L” (como LFAF, LFAN, LFWN, LNP, LNS, LNW y LNWN) dicho transformador contiene BPC’s.

Si el transformador no tiene placa de identificación se recomienda recurrir a la factura de compra e identificarlo o realizar un análisis cromatográfico de BPC’s para determinar si contienen o no BPC’s.

Método colorimétrico

Existe en el mercado una prueba colorimétrica rápida (CLOR-N-OIL 50) que cumple con el método de detección EPA Method 9079 de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos de América (EPA) y que permite determinar si el aceite analizado rebasa la concentración de 50 mg/kg (o 50 partes por millón) de BPC’s que de acuerdo a la normatividad ambiental vigente de nuestro país se encontraría fuera de límites por lo que se considera material contaminado con BPC’s y requiere de un manejo ambientalmente adecuado.

Si bien esta prueba no es aprobada en la normatividad nacional y no sustituye el análisis cromatográfico, representa un método de fácil uso y de detección inmediata de BPC’s. Además de su bajo costo, esta prueba permite identificar rápidamente si tiene o no BPC’s, y tomar las medidas pertinentes.

La muestra de aceite a probar, se hace reaccionar con una mezcla de sodio metálico y naftaleno como catalizador y diglyma, a temperatura ambiente. Este procedimiento convierte todos los Halógenos Orgánicos a sus respectivos Haluros de sodio

(Cloruro de Sodio). Todos los Haluros en la mezcla tratada, incluidos los presentes antes de la reacción, son extraídos en una buffer acuosa, se adiciona una cantidad de Nitrato de Mercurio, seguido de una solución de Difenilcarbazona, como indicador. El color desarrollado es azul-violeta.

Un color amarillo al final de la reacción, nos indica una concentración más alta que el punto máximo de la prueba (20, 50 o 500 ppm), y un color azul-violeta nos indica una concentración igual o menor que el punto máximo de la prueba.

El punto final a la cual cada prueba da positivo, es usando un estándar de Aroclor 1242. Este isómero provee un punto final de bajo contenido de Cloro con respecto a otros Aroclors usados en equipo eléctrico. Una lista de Aroclors usados en equipo eléctrico y su concentración de BPC's, que dan una indicación positiva usando el KIT de 50 ppm, se observa en la tabla 2.4.4.2.

Picos de concentración para Clor-NOIL contra Concentraciones de BPC's	
Aroclor	Concentración ppm
1242	21.2
1242	45.0
1254	26.3
1254	50.0
1260	8.2
1260	50.0

Tabla 2.4.4.2. Picos de concentración para Clor-NOIL contra Concentraciones de BPC's

Interferencias

- Agua presente en la muestra, en un porcentaje mayor al 2 %, puede causar resultados bajos. El agua presente a niveles altos, da como resultado un cambio obvio en la reacción de Sodio y es razón para detener la prueba.

- Niveles altos de Sulfuro, alrededor del 4 %, causa una alta posibilidad de resultados Falsos-Positivos. (La muestra huele a Sulfuro (huevo podrido), después de la reacción de Sodio).
- Cualquier Cloro contenido previamente en la muestra, puede ser medido como BPC's, resultando un Falso-Positivo, en la concentración total de Cloruros de BPC's, en la muestra, que será más alta que el punto final para el KIT.

Validación

- De 228 pruebas corridas en un rango de 50 ppm, se observa que es mucho más factible que se obtenga Falsos Positivos que Falsos-Negativos (si no se tiene interferencias).
- Para muestras que contenían 45 ppm, 37 de 41 dieron como resultado >50 ppm
- En otro estudio, 937 resultados negativos con el CLOR-N-OIL, fueron analizados por CG. Los resultados indican que los Falsos-Negativos son menores al 1 % (0.65 %), por lo tanto las medidas en las que un transformador puede ser clasificado como NO-BPC's, es más grande que el 99 %, es decir solo aproximadamente 9 resultados son Falsos-Negativos de 937. (Ver tabla 2.4.4.3).

Rangos de error estimados para Clor-N-OIL 50 ppm		
Concentración de BPC's ppm	Expectativa rango de Falsos Positivos %	Expectativa Rango de Falsos Negativos %
8	<3	-----
21	2.8	-----

26	35	-----
45	88	-----
50	-----	1.4

Tabla 2.4.4.3. Rangos de error estimados para Clor-N-OIL 50 ppm

Método cromatográfico

La prueba de detección de BPC's, se realiza mediante técnicas de cromatografía de gases, cromatografía líquida, espectrofotometría de absorción atómica, densitometría y otras. Para la determinación de BPC's, se pueden emplear algunos de los siguientes métodos:

Método de Prueba No. EPA-8080

Método de Prueba EPA No. 8081

Método de Prueba EPA No. 8082

Método ASTM 4059-D

De acuerdo a la Nom-133-Semarnat-2000-Protección Ambiental debe realizarse por un laboratorio aprobado y certificado. En México el organismo certificador es la Entidad Mexicana de Acreditación (Ema), además se recomienda que el laboratorio cuente con un oficio de certificación de la Procuraduría de Protección al Ambiente (PROFEPA).

Un dato importante es verificar con un documento emitido por la Ema, si el laboratorio participo recientemente en los Ensayos de Aptitud organizadas por la entidad, este es una herramienta externa de control de la calidad que permite a los laboratorios comparar su desempeño con otros laboratorios, detectar tendencias y por lo tanto, tomar cualquier acción correctiva que sea necesaria para facilitar su mejora continua. En la Unión Europea existen algunos otros métodos utilizados para la detección de BPC's: IEC 61619 – EN 12766 Insulating liquids – Contamination by

PCBs, (PCB, PCT and PCBT). Methods of determination by capillary column Gas Chromatography.

Manipulación de equipos con BPCs

Etiquetado

Para el correcto etiquetado de los equipos y materiales residuales que contienen o están contaminados con BPC's, se debe considerar el anexo 1 de la Norma Oficial Mexicana NOM-133-SEMARNAT-2000, Protección ambiental - bifenilos policlorados (BPC's). Especificaciones de manejo.

Procedimientos de limpieza y recolección

En caso de derrame en el área de almacenamiento o fuera de él, se pueden utilizar varios materiales absorbentes de BPC's, de acuerdo a la tabla siguiente:

Tabla 2.4.4.4. Materiales absorbentes para BPC's

Material	Empresa fabricante
Aserrín	-----
Vermiculita	-----
Imbiber Bedds	Dow Chemical
Hy Dry	Tennier Chemicals
Diasorb	Diamond Shamrock
Stay-Dry	Waverly Minera Products
Oil-Dry	Waverly Mineral Products
Carbón Activado	-----
Tierra con gran cantidad de humus	-----

2.4.5 Pruebas de relación de transformación y polaridad

Objetivo de la prueba

La prueba de relación de transformación tiene como principal objetivo, la determinación de la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario, o sea, nos determina si la tensión suministrada puede ser transformada fielmente a la tensión deseada.

El objetivo de la prueba de polaridad es determinar el desplazamiento angular expresado en grados entre el vector que representa la tensión de línea a neutro de una fase de A.T. y el vector que representa la tensión de línea a neutro en la fase correspondiente en B.T. La polaridad reviste una gran importancia en la conexión de los transformadores, sobre todo, si estos han de ser conectados en paralelo o en bancos.

Consideraciones teóricas

Desde el aspecto teórico de la relación de transformación, se deduce que esta resulta de dividir el número de vueltas del devanado primario entre el número de vueltas del devanado secundario, o el resultado de dividir la tensión en el devanado primario entre la tensión del devanado secundario, ambas tensiones de línea a neutro de las fases.

Matemáticamente, la relación de transformación de un transformador se puede expresar como:

$$\alpha = \frac{N_1}{N_2} \approx \frac{V_1}{V_2} \approx \frac{I_1}{I_2}$$

donde:

α : Relación de transformación.

V_1 y V_2 : Tensiones en las terminales del devanado primario y secundario.

I_1 y I_2 : Corrientes en el devanado primario y secundario.

Existen varios métodos para determinar la relación de transformación de un transformador. Básicamente existen tres métodos a saber:

1. Método de los voltímetros.
2. Método de los potenciómetros.
3. Método del transformador patrón (TTR).

Sin la intención de hacer un manual de pruebas, aquí solo mencionaremos el método del transformador patrón (TTR); ya que, este método es el más usual y conveniente para determinar la relación de transformación (a) en un transformador.

Marcas de polaridad

Si el devanado de alta tensión se conecta a una fuente de c.d. de un potencial tal, que no exceda la corriente nominal y al mismo tiempo se conecta un voltmetro de cero central, se observa el sentido de deflexión de la aguja; luego, las terminales del voltmetro se transfieren al devanado de baja tensión, conectando las terminales X_1 y X_2 las terminales que estaban en H_1 y H_2 , desconecta repentinamente la fuente de c.d. y se observa el desplazamiento de la aguja del voltmetro. Si la aguja se deflexiona en el mismo sentido original, la polaridad es aditiva y si se deflexiona en sentido contrario, la polaridad es substractiva.

Principio de operación del T.T.R.

El la figura 2.4.5.1, se observa el esquema de la conexión del T.T.R.

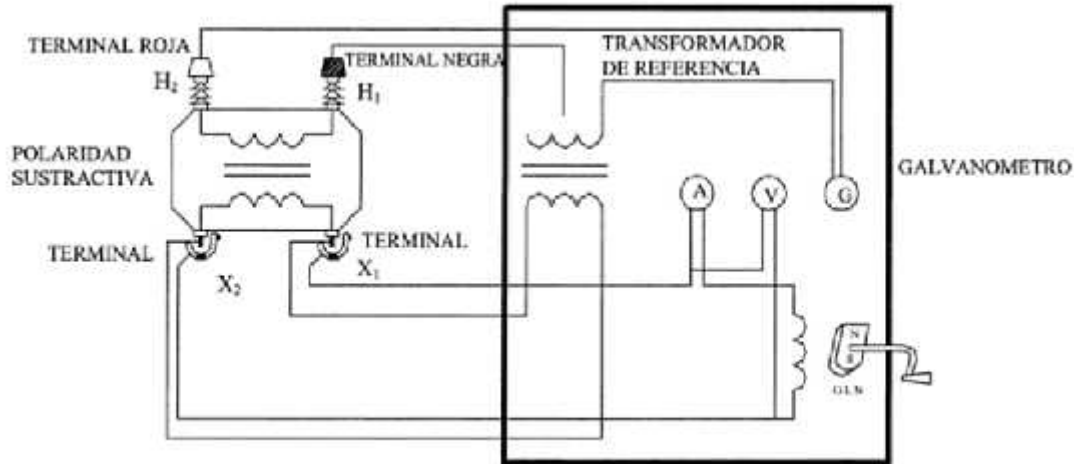


Figura 2.4.5.1. Esquema representativo para la prueba de relación de transformación.

El T.T.R. opera bajo el conocido principio de que cuando dos transformadores tienen nominalmente la misma relación de transformación, se conectan y se excitan en paralelo. Con la más pequeña diferencia en la relación de algunos de ellos, se produce una corriente circulante relativamente grande entre ambos.

Observando la figura 2.4.5.1, el transformador patrón se conecta en paralelo con el transformador bajo prueba, con un galvanómetro conectado en serie con las bobinas secundarias de ambos transformadores. Al excitar las bobinas primarias y que el galvanómetro no detecte deflexión (que no pase corriente a través de él), en ese momento podemos decir que los dos transformadores tienen la misma relación de transformación.

Para obtener el equilibrio del galvanómetro en el equipo T.T.R., es necesario ir variando la posición de los selectores (S_1 , S_2 , S_3 y S_4) hasta lograr el equilibrio de la aguja del galvanómetro.

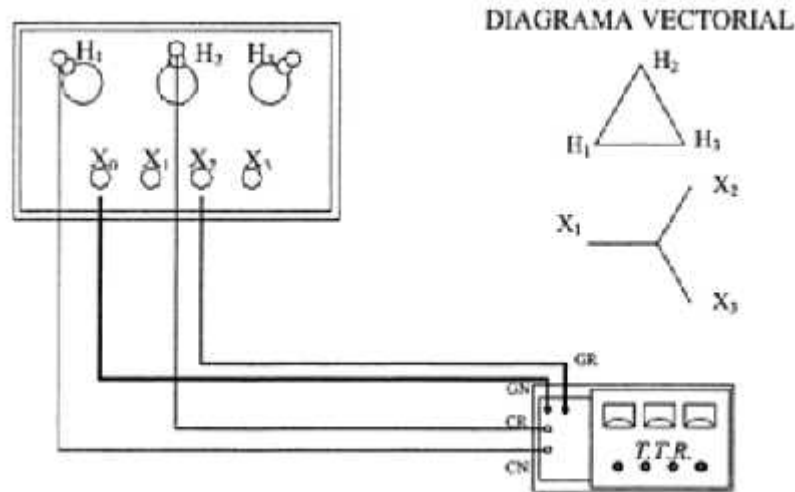
Al mover la posición de los selectores, lo que realmente se está haciendo es variar el número de vueltas del bobinado secundario del transformador patrón.

Aplicación del T.T.R.

Este aparato está diseñado para hacer mediciones de la relación de transformación “a” en transformadores, autotransformadores y reguladores de tensión. El aparato tiene una limitante de relación, comúnmente relaciones de transformación de 0 a 130, pero actualmente existen de mayor relación, en la figura 2.4.5.2, se muestran las conexiones de la prueba. Si se requiere de mayor relación, conecte en serie dos aparatos T.T.R.

El T.T.R., 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 y determinación de terminales, derivaciones (taps) 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 cortocircuito.



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	CN	CR	GN	GR	
1	H1	H2	X0	X2	$\phi 2$
2	H2	H3	X0	X3	$\phi 3$
3	H3	H1	X0	X1	$\phi 1$

Figura 2.4.5.2. Secuencia de conexiones para la prueba de relación de transformación y polaridad, en un transformador conexión delta-estrella.

El T.T.R., es un equipo auxiliar en los siguientes casos:

- 1).- en la determinación de las condiciones reales del transformador después de la operación de protecciones primarias tales como: Diferencial, Buchholz, Fusibles de Potencia, etc.
- 2).- Identificación de espiras en cortocircuito.
- 3).- En la investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo.
- 4).- Determinación de la cantidad de espiras en bobinas de transformadores (por métodos suplementarios).

Interpretación de los resultados

Para interpretar los resultados será necesario calcular el por ciento de diferencia que exista entre los valores reales y valores teóricos, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\% D = \frac{V_{t_1} - V_m}{V_{t_1}} \times 100$$

Como regla general se acepta que el por ciento de diferencia no debe ser mayor del 0,5% de acuerdo a la NMX-J-169-ANCE

2.4.6 Prueba de resistencia óhmica de los devanados

Objetivo de la prueba

Esta prueba nos sirve, básicamente, para comprobar que todas las conexiones internas efectuadas en los devanados y guías, fueron sujetadas firmemente, así como, también obtener información para determinar las pérdidas de cobre (I^2R) y calcular la temperatura de los devanados en la prueba de temperatura.

Al desarrollar la prueba de resistencia óhmica, debe medirse simultáneamente la temperatura de los devanados, para lo cual es necesario tener presente los siguientes pasos:

- Si el transformador es de tipo seco, la temperatura de los devanados será determinada *como el promedio de por lo menos tres termómetros colocados entre los devanados.*

- Si el transformador está sumergido en líquido aislante debe ser desenergizado cuando menos 8 horas antes de efectuar la medición y la temperatura del devanado será considerada como la que tiene el propio líquido.

- el lugar donde se efectúen las mediciones debe estar protegido de variaciones bruscas del ambiente.

Existen dos métodos comúnmente usados para realizar esta prueba:

- Método del puente de Wheatstone o Kelvin.
- Método de caída de potencial.

El método del puente es el más usado por la sencillez de su manejo y por la gran exactitud que nos ofrece; además de que la corriente con la que opera es muy pequeña, por lo cual no se alteran las lecturas por defectos de calentamiento durante la medición. La norma establece este método como el único en devanados donde la corriente nominal es menor de un ampere.

El segundo método solo es empleado cuando la corriente nominal del devanado bajo prueba, es mayor de un ampere. La prueba se realiza haciendo circular una corriente directa a través del devanado que no exceda del 15% de la corriente nominal, para evitar posibles errores originados por calentamiento del devanado. Las lecturas de tensión y corriente son tomadas simultáneamente de los aparatos, estando estos conectados como se indica en la figura 2.4.6.1. La resistencia será obtenida empleando la ley de Ohm.

Como se observa en la figura 2.4.6.1, el voltmetro debe conectarse lo más cerca posible a las terminales del devanado, con el fin de eliminar la caída de potencial que existe en la línea de corriente.

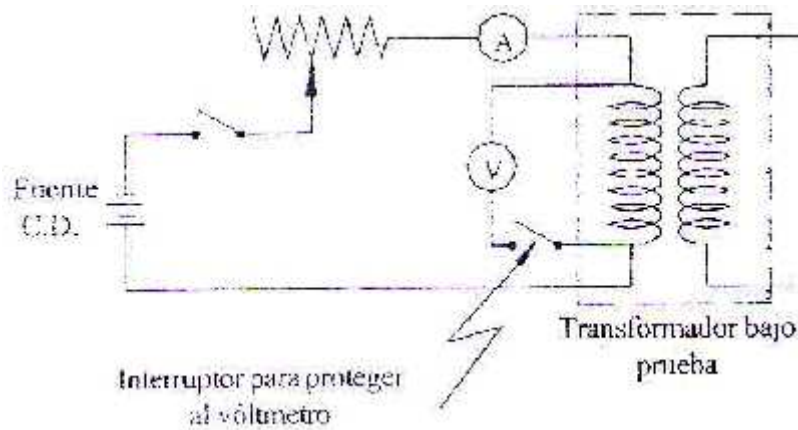


Figura 2.4.6.1. Conexión para la medición de resistencia óhmica del devanado por el método de caída de potencial.

Para tener una mayor precisión en la medición es conveniente tomar cinco lecturas de tensión y corriente. El promedio de las resistencias obtenidas será considerado como el valor real.

La resistencia de los devanados es generalmente referida a la temperatura de operación a plena carga por medio de la siguiente ecuación:

$$R_{T1} = R_{T2} \left(\frac{T_A + T_1}{T_A + T_2} \right),$$

donde:

R_{T1} : Resistencia referida a la temperatura T_1 .

R_{T2} : Resistencia referida a la temperatura T_2 .

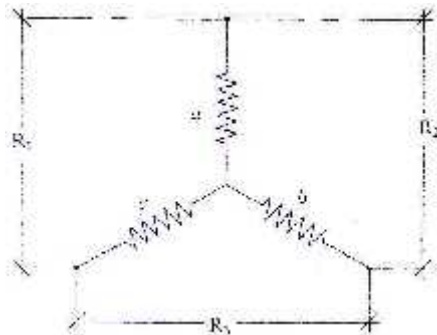
T_2 : Temperatura del devanado en el momento de la medición de la resistencia R_{T2} , en °C.

T_A : Constante de temperatura de resistencia cero, para cobre=234.5 y para aluminio=225,0.

T_1 : Temperatura de operación en °C, determinada por la ecuación: $T_1 = \Delta T + 20^\circ\text{C}$, donde ΔT es la elevación total de temperatura del transformador.

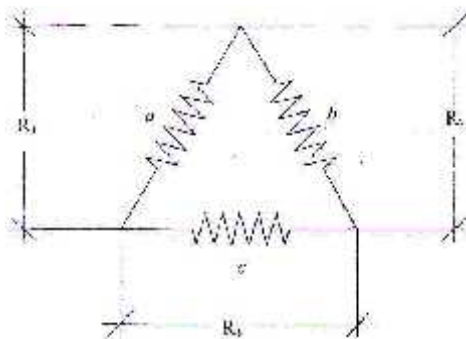
En transformadores monofásicos la resistencia medida es entre las terminales $H_1 - H_2$ y $X_1 - X_2$, y en transformadores trifásicos entre $H_1 - H_2$, $H_1 - H_3$, $H_2 - H_3$ y $X_1 - X_2$, $X_1 - X_3$, $X_2 - X_3$. Es de comprender que las mediciones tomadas en devanados trifásicos no representan la resistencia de cada fase. En el caso de un devanado conectado en estrella, cada medición será de $2R$, siendo R el valor de la resistencia de fase. Pero no es aplicable cuando existe un desequilibrio en los valores de la resistencia. Para determinar dicha resistencia en forma correcta cuando están desequilibradas, se emplea las siguientes ecuaciones del circuito en estrella que se muestra en la figura 2.4.6.2.

En el caso de un devanado conectado en delta la lectura será $2/3R$, pero al igual que en el caso de la estrella, es incorrecto considerarlo así, cuando existe un desequilibrio en las resistencias de fase. Por tal motivo, estas resistencias deben determinarse con las siguientes ecuaciones obtenidas del circuito en delta, figura 2.4.6.3.



$$\begin{aligned} a &= 0.5(R_1 + R_2 - R_3) \\ b &= 0.5(R_2 + R_3 - R_1) \\ c &= 0.5(R_1 + R_3 - R_2) \end{aligned}$$

Figura 2.4.6.2. Conexión en estrella.



$$\begin{aligned} a &= \frac{(-R_1 - R_2 + R_3)^2 - 4R_1R_2}{2(R_1 - R_2 - R_3)} \\ b &= \frac{(-R_1 - R_2 + R_3)^2 - 4R_1R_2}{2(-R_1 + R_2 - R_3)} \\ c &= \frac{(-R_1 - R_2 + R_3)^2 - 4R_1R_2}{2(-R_1 - R_2 + R_3)} \end{aligned}$$

Figura 2.4.6.3. Conexión en delta.

Características del equipo usado

Los equipos más empleados en esta prueba son: el puente de Wheatstone y el puente de Kelvin; ambos para medir resistencias, con la diferencia de que el puente de Wheatstone se usa para resistencias de 1 a 1×10^9 y el puente de Kelvin de 1×10^{-5} a 1 . En la figura 2.4.6.4 se presentan los esquemas elementales de estos puentes.

Al realizar las mediciones de resistencia óhmica en los devanados, es necesario eliminar los errores que se pueden introducir del cable empleado y la resistencia de contacto. Para esto se utiliza el método de los cuatro hilos, figura 2.4.6.5, donde se emplean dos hilos para transmitir la corriente y los otros dos para medir la caída de tensión en el devanado.

La ecuación para determinar la resistencia R_x empleando el puente de Wheatstone es:

$$R_x = R_2 \frac{R_3}{R_1}$$

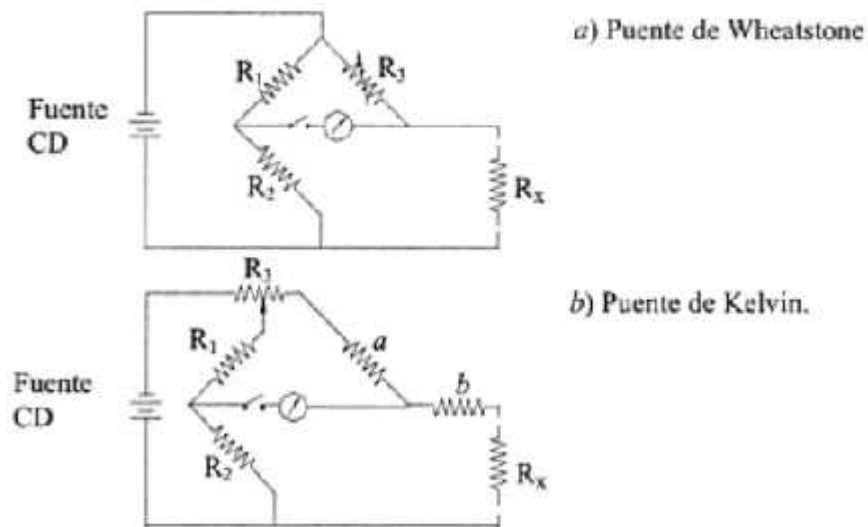


Figura 2.4.6.4. Esquema simplificado de los puentes: (a) Wheatstone y (b) Kelvin.

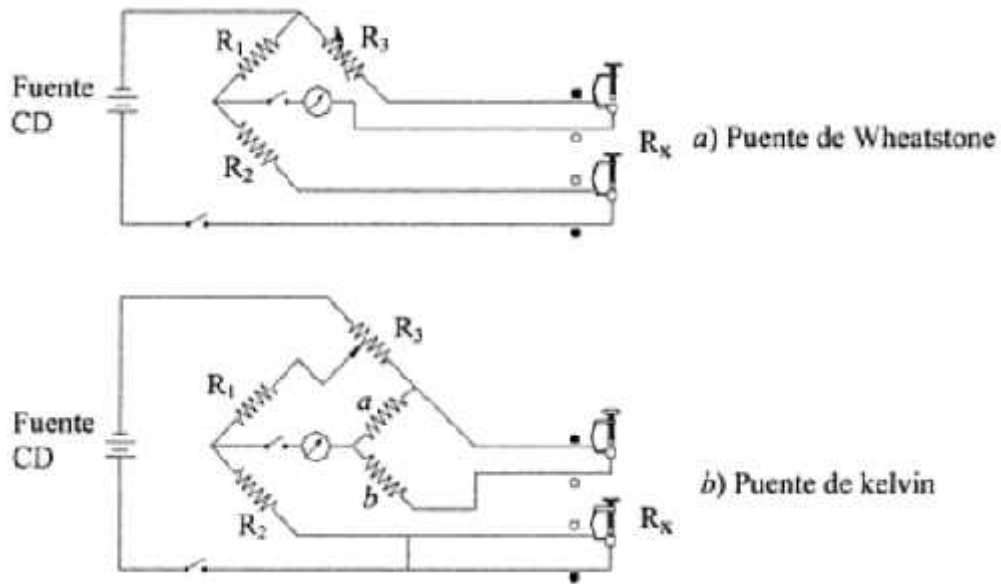


Figura 2.4.6.5. Puentes de Kelvin y Wheatstone conectados con el método de los cuatro hilos.

() Señal de corriente

Para el puente de Kelvin la ecuación que se emplea es:

$$R_X = \frac{R_2}{R_1} (R_3 + a) - b$$

Comentarios a considerar

Los devanados que no están bajo prueba deberán permanecer en circuito abierto durante la medición, para con ello lograr una estabilización más rápida de la corriente de alimentación. Solo en el caso que la fuente de C.D. sea una máquina de conmutación, los devanados fuera de prueba deben estar en cortocircuito, para amortiguar las variaciones de la tensión y por lo tanto eliminar las pequeñas vibraciones de la aguja del voltmetro. Esto es aplicable tanto en el método de caída de potencial como en el del puente.

2.4.7 Prueba de potencial aplicado

La prueba de potencial aplicado consiste en verificar que la clase y cantidad de material aislante sean las adecuadas, con el objetivo de asegurar que el transformador resistirá los esfuerzos eléctricos a los que se verá sometido durante su operación.

La prueba se efectúa aplicando una tensión a 60 Hz, durante un minuto, iniciándose con un valor no mayor de un cuarto del establecido como tensión de prueba (ver tabla 2.4.7.1).

Posteriormente se elevara hasta alcanzar la tensión requerida en un tiempo aproximada de 15 segundos. Para suspender la tensión, se reducirá gradualmente hasta alcanzar por lo menos un cuarto de la tensión máxima aplicada en un tiempo no mayor de 5 segundos.

Si la tensión se retira repentinamente por medio de un interruptor, el aislamiento puede ser dañado por una tensión transitoria mayor que la de prueba. Solo en caso de falla la tensión podrá ser suspendida repentinamente.

Tabla 2.4.7.1 Tensiones de prueba establecidos por el IEEE para transformadores sumergidos en aceite de acuerdo a su nivel de aislamiento.

Tensiones de Prueba de acuerdo al nivel de aislamiento			
Clase de Aislamiento kV	Tensión de Prueba (Valor Eficaz) kV	Clase de Aislamiento kV	Tensión de Prueba (Valor Eficaz) kV
1,2	10	161	325
2,5	15	196	395
5	19	215	430
8,7	26	230	460
15	34	315	630
18	40	345	690
25	50	375	750
34,5	70	400	800

46	95	430	860
69	140	460	920
92	185	490	980
115	230	520	1040
138	275	545	1090

Cuando el mismo devanado tiene dos clases de aislamiento o más, como puede ser el caso de los devanados conectados en estrella o monofásicos, que tiene aislamiento reducido progresivamente el neutro, la tensión de prueba es el correspondiente a la clase de aislamiento del neutro.

Esquema de conexiones eléctricas

Para llevar a cabo esta prueba, todas las terminales de un mismo devanado se conectan entre sí. El devanado que se someterá a prueba se conecta a la terminal de alta tensión del transformador de prueba y todas las otras terminales de los devanados restantes se conectan a tierra, al igual que el tanque. Lo anterior se muestra en la figura 2.4.7.1.

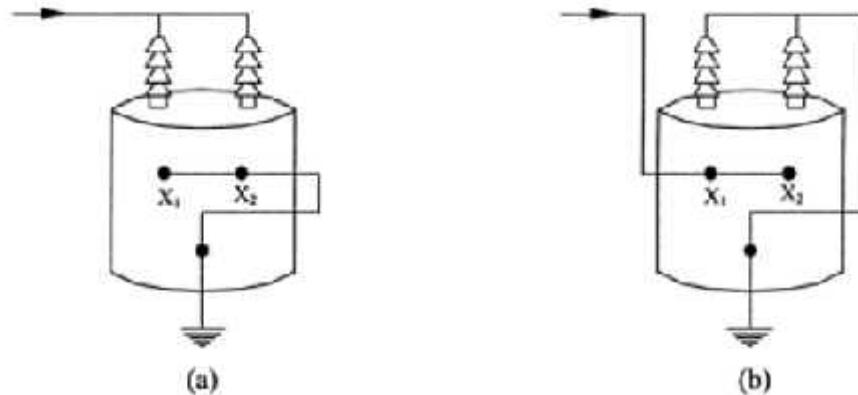


Figura 2.4.7.1. Esquemas que presentan las conexiones necesarias para realizar la prueba de potencial aplicado.

- a) Transformador monofásico con su alta tensión bajo prueba.
- b) Transformador monofásico con su baja tensión bajo prueba.

Criterios de aceptación o rechazo

Los medios por lo que se pueden detectar una falla son:

- *Incremento brusco de corriente.*

Al incrementarse la corriente repentinamente durante la prueba existe la presencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión.

- *Ruidos dentro del tanque.*

Al existir un ruido amortiguado o zumbido dentro del tanque, será debido a una distancia crítica o un exceso de humedad.

- *Humo y burbujas.*

La presencia de humo y burbujas indicara la existencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión, pero si se observan burbujas sin humo, no necesariamente indicaran una falla ya que puede existir aire ocluido en el devanado; por lo que en este caso se recomienda repetir la prueba.

Diagrama unifilar del circuito de prueba

El circuito eléctrico simplificado para realizar la prueba de potencial aplicado está indicado en la figura 2.4.7.2.

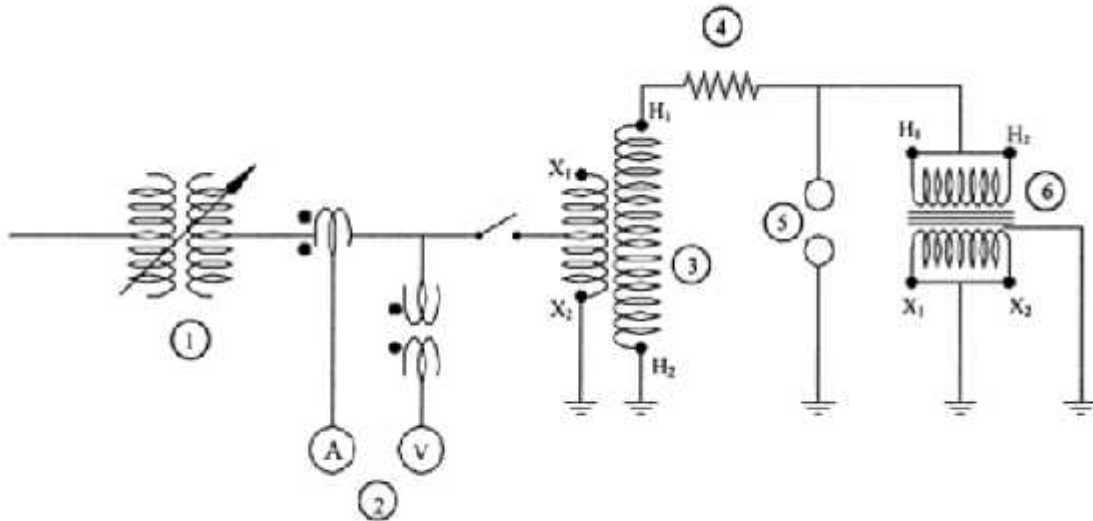


Figura 2.4.7.2. Circuito simplificado para realizar la prueba de potencial aplicado.

Siendo:

- 1.- Regulador de tensión.
- 2.- Sistema de medición.
- 3.- Transformador de prueba.
- 4.- Resistencia limitadora de corriente.
- 5.- Voltímetro de esferas.
- 6.- Transformador bajo prueba.

El transformador de prueba

Los transformadores de prueba usados en los laboratorios de alta tensión son, generalmente transformadores de bajos rangos de potencia, pero con relación de transformación muy grandes. Estos transformadores tienen normalmente una terminal del devanado de alta tensión conectado a tierra, con el fin de referir la tensión a este punto. Sin embargo, en muchos circuitos utilizados se requieren transformadores completamente aislados, como los empleados para cargar el generador de impulsos. La figura 2.4.7.3 representa un transformador de prueba.

No menos importante son los equipos que intervienen en la prueba de potencial aplicado – regulador de tensión, sistema de medición, voltmetro de esferas y resistencias limitadoras de corriente -, pero no siendo el objetivo de este texto describir con amplitud todos los pormenores de cada prueba, recomendamos consultar otros textos referentes al tema.



Figura 2.4.7.3. Corte transversal de dos tipos de transformadores de prueba aislados con aceite: 1) Devanado A.T., 2) Devanado B.T., 3) Núcleo magnético, 4) Base, 5) Terminal A.T., 6) Boquilla, /9 Tanque metálico y 8) Recipiente aislado.

Comentario al procedimiento de prueba

Una vez que las esferas están calibradas para la tensión de prueba, se procede a aplicar dicha tensión partiendo desde un mínimo hasta alcanzar la tensión de flameo, en cuyo instante se toma la lectura del voltmetro. Es necesario repetir esta operación no menos de tres veces, con intervalos mínimos de 15 segundos. El valor de las lecturas tomadas no deberá de diferir del 3% y su promedio se considerara como el correspondiente a la tensión de prueba.

Realizado lo anterior, se conecta el objeto bajo prueba y al voltmetro de esferas se le da un 10% más de distancia para evitar que en el transcurso de la prueba se establezca un arco entre sus esferas.

Cuando hay varios transformadores con las mismas características, estos pueden ser sometidos a prueba al mismo tiempo conectándolos entre sí en paralelo, siempre y cuando el transformador de prueba tenga la potencia suficiente.

La potencia requerida para probar un transformador está determinado por la siguiente ecuación:

$$k = 2\pi V^2 x 10^3,$$

siendo:

C: Capacitancia a tierra del objeto bajo prueba en faradios.

V: Tensión de prueba en volts.

El número de transformadores que se pueden probar al mismo tiempo, se calcula con la ecuación:

$$N = \frac{I}{2\pi},$$

siendo:

N: Número de transformadores que se pueden probar.

I: Corriente máxima del equipo de prueba en amperes.

C y V: Son los mismos parámetros especificados en la ecuación anterior.

2.4.8 Prueba de potencial inducido

Objetivo de la prueba

La finalidad de esta prueba consiste en comprobar si el aislamiento entre vueltas, capas y secciones de los devanados del transformador es de la calidad requerida,

así como, verificar el aislamiento entre bobinas y entre devanados y tierra. La prueba es al doble de la tensión nominal y hasta completar 7200 ciclos.

El flujo máximo al que opera el núcleo está determinado por la ecuación general del transformador.

$$\Phi_{m\acute{a}x.} = \frac{E}{4,44f},$$

Al aplicar una tensión del 200%, el flujo aumentara en la misma proporción, por lo que, para limitarlo se tendrá que aumentar en igual forma la frecuencia. Es decir, cuando el transformador este diseñado para operar a 60Hz, la prueba se podrá ejecutar a 120Hz y su duración será de 60 segundos. Cuando la prueba se realice con una frecuencia mayor a los 120 Hz, el esfuerzo dieléctrico en los devanados será mayor, por lo que la prueba se ha limitado a 7200 ciclos. Con este criterio se ha formulado la tabla 2.4.8.1, con los valores de frecuencia más comunes y su tiempo de duración.

Tabla 2.4.8.1. Tiempos establecidos por las normas ANSI C57-72 para la prueba de potencial inducido.

Frecuencia (Hz)	Duración de la Prueba (seg.)
120	60
180	40
240	30
360	20
400	18

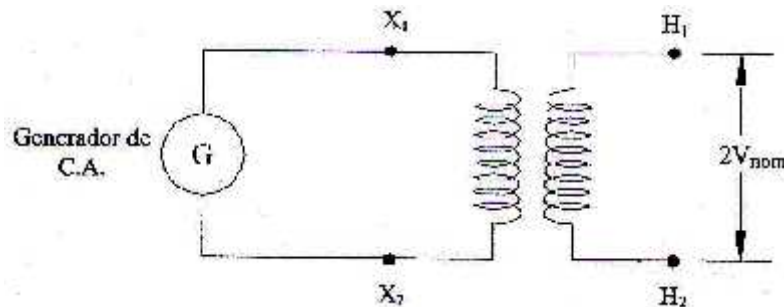
Procedimiento de prueba

La prueba se inicia aplicando una tensión menor o igual a la cuarta parte del valor de la tensión de prueba, incrementándose posteriormente hasta alcanzar la tensión plena en un tiempo no mayor de 15 segundos. Se sostiene la tensión de prueba durante el tiempo especificado en la tabla 2.4.8.1; y para suspender la prueba, se reduce gradualmente la tensión hasta alcanzar por lo menos una cuarta parte de su

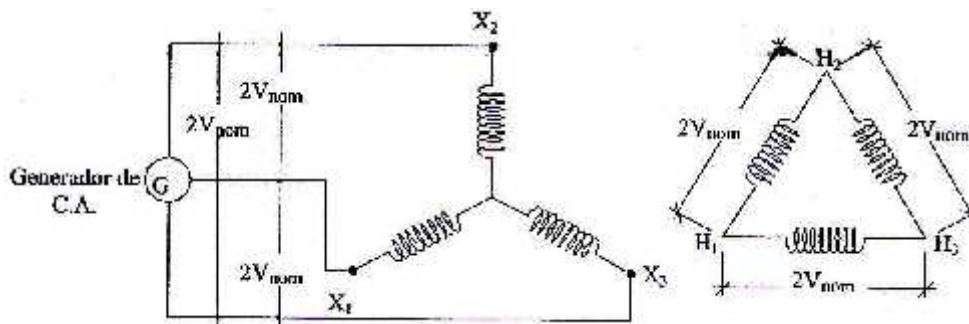
valor en un tiempo no mayor de 5 segundos, después de lo anterior se podrá interrumpir su alimentación.

Al igual que en la prueba de potencial aplicado, la prueba de potencial inducido solo podrá ser suspendida repentinamente en caso de falla, ya que, de otra manera se puede dañar los aislamientos por transitorios de sobretensión mayores que el de prueba.

Cuando los transformadores tiene un aislamiento uniforme en sus devanados se aplica el doble de la tensión nominal, induciéndose por lo tanto una tensión tal que los volts por vuelta son dos veces el nominal. Los esquemas eléctricos para aplicar la prueba de potencial inducido, se presentan en la figura 2.4.8.1.



a) Circuito eléctrico para aplicar la prueba a un transformador monofásico con su aislamiento uniforme.



b) Circuito eléctrico para aplicar la prueba a un transformador trifásico, conectando en delta sus devanados de alta tensión y considerando que su aislamiento es uniforme.

Figura 2.4.8.1. Esquemas eléctricos representativos para aplicar la prueba de potencial inducido a transformadores monofásicos y trifásicos con aislamientos uniformes.

En caso de que la fuente de excitación sea monofásica y el transformador al cual se someterá a prueba sea trifásico, la prueba debe realizarse por fases, como lo representa la figura 2.4.8.2, debiéndose probar independientemente cada una de ellas.

En los transformadores con aislamiento reducido al neutro, y que, por lo tanto, en la prueba de potencial aplicado se prueban con la tensión correspondiente al nivel de aislamiento del propio neutro, se aplicara una tensión de tal forma que se induzca entre las terminales de mayor clase de aislamiento y tierra (no necesariamente entre terminales y neutro) una tensión igual al que le corresponde en la prueba de potencial aplicado.

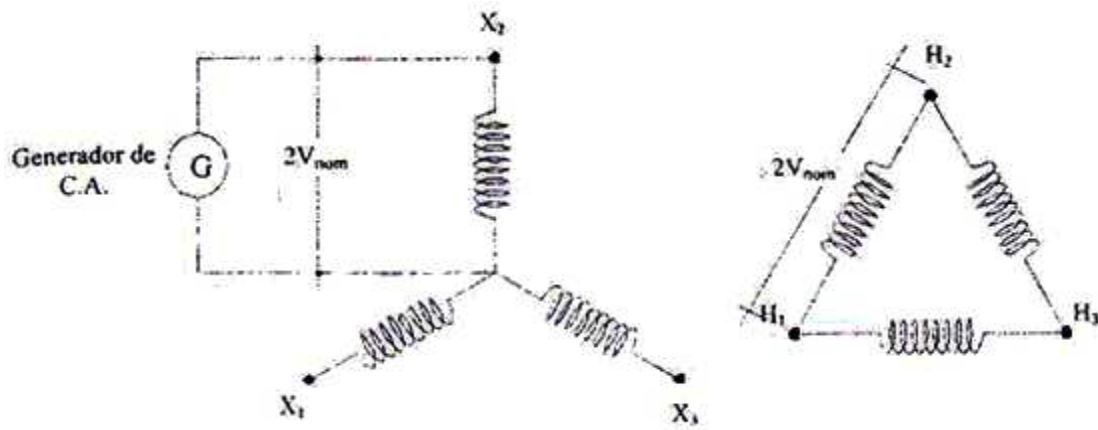


Figura 2.4.8.2. Circuito representativo para la prueba de un transformador trifásico, conectado en delta su alta tensión.

Los métodos de prueba más comunes para transformadores con aislamientos reducidos al neutro, son los siguientes:

- Método delta cerrada.
- Método delta abierta.
- Método serie

Esquema general de conexiones para la prueba.

El circuito utilizado para aplicar la prueba de potencial inducido, se indica en la figura 2.4.8.3.

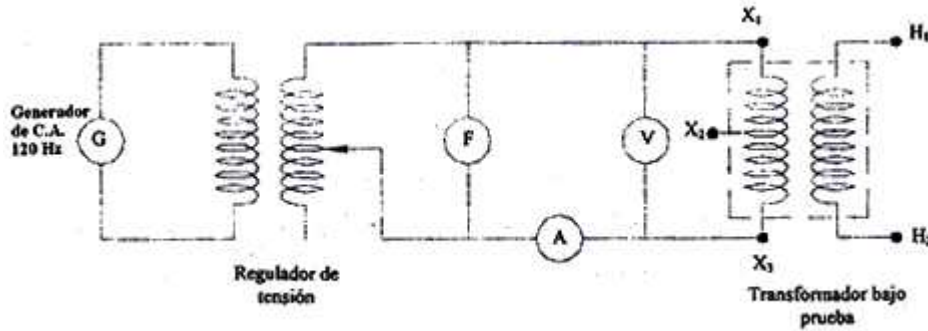


Figura 2.4.8.3. Esquema eléctrico para aplicar la prueba de potencial inducido a un transformador monofásico, con alimentación en el devanado de baja tensión.

Donde:

- F: Frecuencímetro.
- A: Amperímetro.
- V: Voltímetro eficaz.

El circuito utilizado en el caso de que el transformador fuera trifásico sería el de la figura

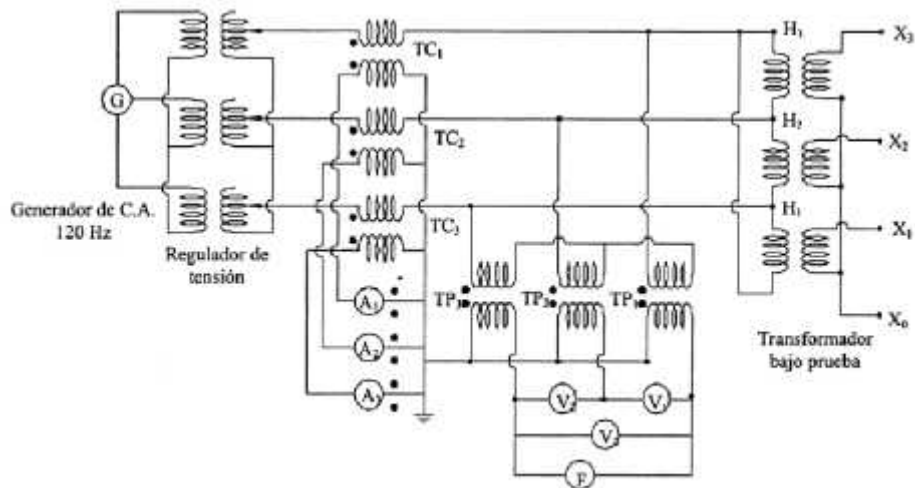


Figura 2.4.8.4. Esquema eléctrico para aplicar la prueba de potencial inducido a un transformador trifásico.

Donde:

A: Amperímetro.

V: Voltmetro.

F: Frecuencímetro.

T.C.: Transformador de corriente.

T.P.: Transformador de potencial.

Criterios de aceptación o rechazo

Los medios por los que se pueden detectar una falla, son los siguientes:

- Incremento brusco de corriente.

Cuando la corriente se incrementa bruscamente durante la prueba, existe la evidencia de falla en el devanado, ya sea entre vueltas o entre capas.

- Ruidos dentro del tanque.

Si se presenta un ruido fuerte en el interior del tanque, la falla posible puede deberse a distancias cortas de los devanados o partes vivas contra el tanque. Si el ruido presentado es amortiguado o en forma de zumbido, la causa puede ser por distancias críticas o por la existencia de humedad.

- Humo y burbujas.

La existencia de humo y burbujas en el aceite es prueba inequívoca de falla entre vueltas o entre capas del devanado. Cuando se presentan algunas burbujas sin humo, no es posible asegurar la existencia de falla, ya que las burbujas pueden haber estado ocluidas entre el devanado.

2.4.9 Prueba de impulso

Objetivo de la prueba

Como en muchas ocasiones las fallas en los transformadores son causadas por descargas atmosféricas, es indispensable saber si el aislamiento del transformador, puede soportar dichas descargas a que está sometido durante su operación.

Consideraciones teóricas y criterios establecidos

Para proteger un transformador de las descargas atmosféricas es necesario ver, primeramente que tipo de onda se produce.

En base a muchas experiencias y años de estudio se determinó que estas descargas son de corta duración, ya que, desde el momento en que se inicia hasta que llega a su valor máximo, tarda un tiempo de 1 a 20 μs , y el tiempo en que su valor desciende a cero es del orden de 10 a 90 μs ; pero la mayoría de estos transitorios tardan entre 1 y 5 μs en llegar a su valor máximo entre 10 y 40 μs en descender a un 50% de su valor pico.

De acuerdo con estos valores, un comité de AIEE-EEI-NEMA, en coordinación de aislamientos, emitió un reporte especificando los niveles básicos de aislamiento. Estos niveles se establecieron tomando como patrón una onda de 1,2/50 μs , donde 1,2 es el tiempo en μs que tarda una onda normalizada en llegar a su valor de cresta y 50 μs es el tiempo en que la onda decae a la mitad de su valor máximo a partir de su origen.

Las partes de la onda descrita anteriormente se ilustran en la figura 2.4.9.1.

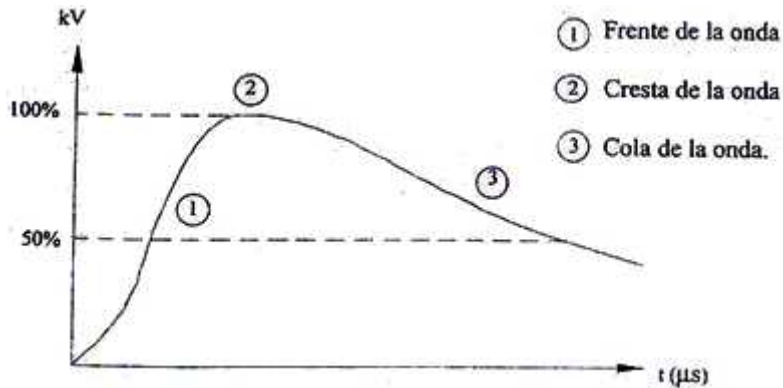


Figura 2.4.9.1. Representación de una onda de impulso completa.

Los disturbios producidos por descargas atmosféricas pueden ser representados por tres tipos básicos de ondas: onda completa, onda cortada y frente de onda.

Al efectuar una prueba, normalmente se omite la prueba de frente de onda y solo se aplican en el siguiente orden, una onda completa reducida, la cual debe estar entre el 50 y 70% del valor de la onda completa, posteriormente, se aplican dos ondas cortas, las cuales son del 115% del valor de la onda completa, y finalmente, se aplica una onda completa.

La onda reducida en este caso, solo nos sirve para compararla con la onda completa y establecer diferencias que nos puedan indicar una falla.

La aplicación de la onda completa en el transformador, es para verificar que este soportara los disturbios producidos en la línea de transmisión al caer en ellas ciertas descargas atmosféricas, ya que estos disturbios viajan por dicha línea hacia el transformador, en cuyo viaje la onda original es cambiada a causa de los efectos corona y efectos capacitivos. Cuando la onda llega al transformador tiene un tiempo aproximado de 1,2 μ s de frente y de 50 μ s de cola.

La onda cortada es aplicada, debido a que cuando la onda se aproxima al transformador, en algunas ocasiones se corta, yéndose su tensión a tierra. Esto es a causa del bajo aislamiento que existe en las subestaciones; ya que en estas

partes, el aislamiento es más débil que en la línea de transmisión y, además, se encuentran instalados apartarrayos. Esta onda es de un 15% mayor en magnitud que la onda completa y su tiempo de duración es aproximadamente de 1 a 3 μs .

La prueba de frente de onda es aplicada para predecir el comportamiento del transformador, cuando se vea sometido a una descarga atmosférica en forma directa, ya sea que caiga sobre el o muy cerca. Esta onda sube muy rápidamente hasta producir un arco, causando así un transitorio de pendiente pronunciada con una duración del orden de 0.025 a 1 μs y una magnitud de 50% más que la onda completa.

Las tres ondas mencionadas anteriormente se muestran en la figura 2.4.9.2

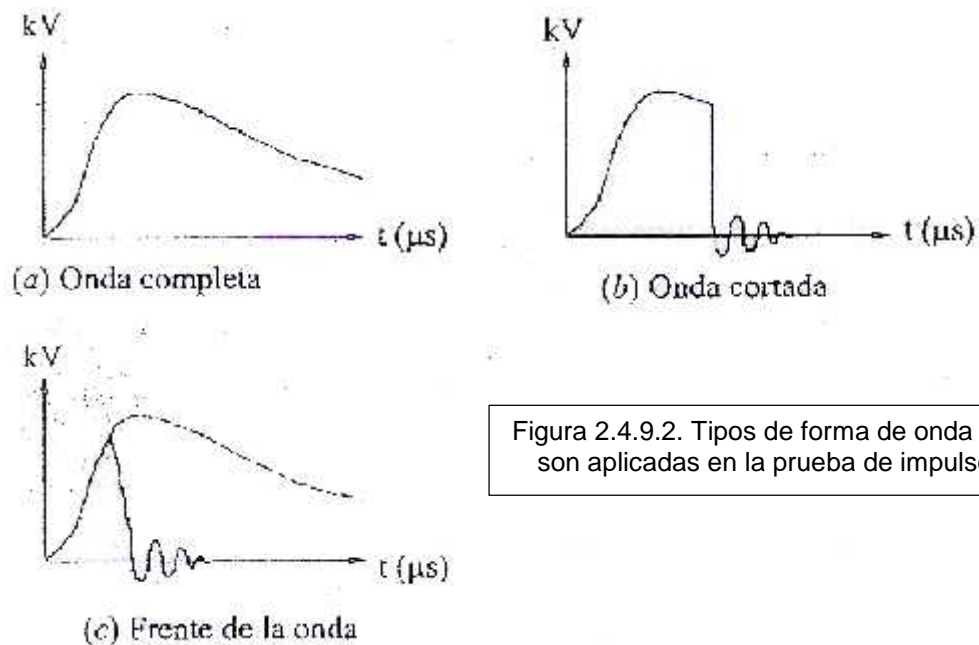


Figura 2.4.9.2. Tipos de forma de onda que son aplicadas en la prueba de impulso.

Normalización de la onda de impulso

Una onda de impulso normalizada es aquella que tiene un tiempo de frente de 1.2 μs con una tolerancia de $\pm 30\%$, un tiempo de cola de 50 μs con una tolerancia de $\pm 20\%$ y solo un $\pm 3\%$ de tolerancia en su magnitud establecida.

El tiempo de frente de onda se obtiene trazando una línea recta que pase por los puntos situados entre el 30 y 90% de la magnitud de onda. La línea recta se alarga hasta cruzar el eje del tiempo y a este nuevo punto se le llama cero virtual. El tiempo de frente será el comprendido entre el cero virtual y el punto donde la recta llega a 100% de la magnitud de la onda. Esto se muestra en la figura 2.4.9.3.

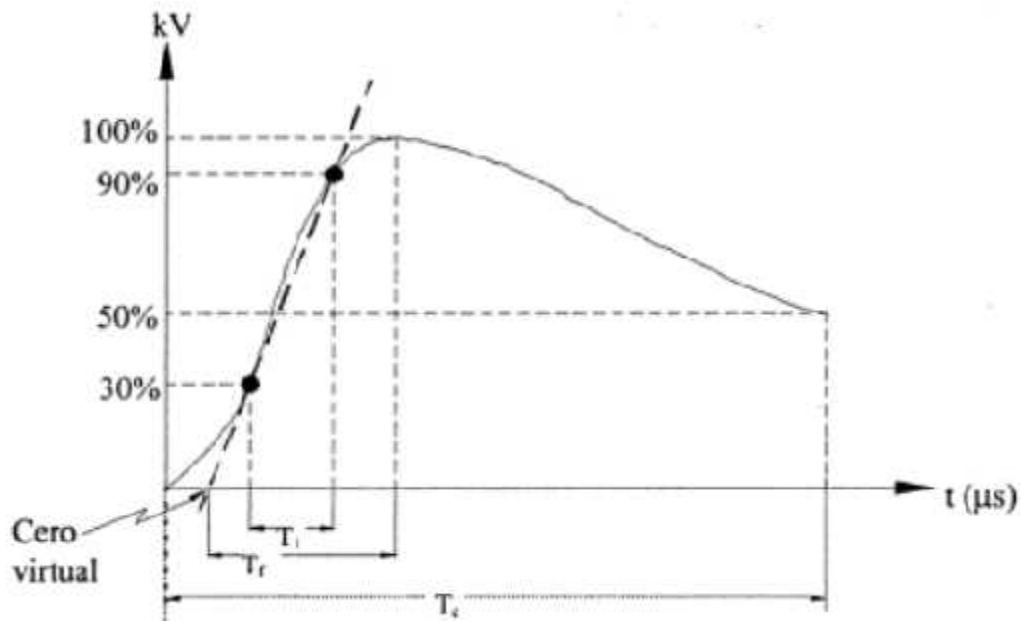


Figura 2.4.9.3. Diagrama de los trazos para determinar si una onda es normalizada.

T_1 : tiempo que tarda la onda en llegar del 30 al 90% de su valor de cresta.

T_c : tiempo en que tarda la onda en decaer a un 50% de su valor pico.

T_f : tiempo de frente.

En la tabla 2.4.9.1, se especifican las magnitudes de las ondas de impulso aplicadas a los transformadores sumergidos en aceite y de acuerdo a su nivel de aislamiento (Norma IEEE).

Equipo empleado (generador de impulso)

Los generadores de impulso están formados por una serie de capacitores ($C'1$) los cuales son cargados en paralelo y descargados en serie por medio de explosores (E).

Estos capacitores se cargan a través de una resistencia de carga ($R'3$), los cuales deben de ser de un valor mucho más grande que las resistencias de cola ($R'2$), para que no influyan apreciablemente en el circuito al momento de la descarga.

Un arreglo completo de un generador de impulso de varios pasos se representa en la figura 2.4.9.4, y en la figura 2.4.9.5 se presenta el diagrama unifilar del circuito para efectuar la prueba de impulso.

Donde:

- 1.- Regulador de tensión.
- 2.- Transformador elevador.
- 3.- Rectificador de tensión.

Tabla 2.4.9.1. Magnitud de las ondas de impulso normalizadas.

Clase de aislamiento (kV)	Onda completa	Onda cortada	
	Nivel básico de impulso (kV cresta)	Magnitud (kV cresta)	Tiempo de corte (μ s)
1,2	30	36	1
2,5	45	54	1,5
5,0	60	69	1,5
8,7	75	88	1,6
15	95	110	1,8
18	125	145	2,25
25	150	175	3
34,5	200	230	3
46	250	290	3
60	300	345	3

69	350	400	3
92	450	520	3
115	550	630	3
138	650	750	3
161	750	865	3
180	825	950	3
196	900	1035	3
215	975	1120	3
230	1050	1210	3
260	1175	1350	3
287	1300	1500	3
315	1425	1640	3
345	1550	1780	3
375	1675	1925	3
400	1800	2070	3
430	1925	2220	3
460	2050	2360	3
490	2175	2500	3
520	2300	2650	3
545	2425	2800	3

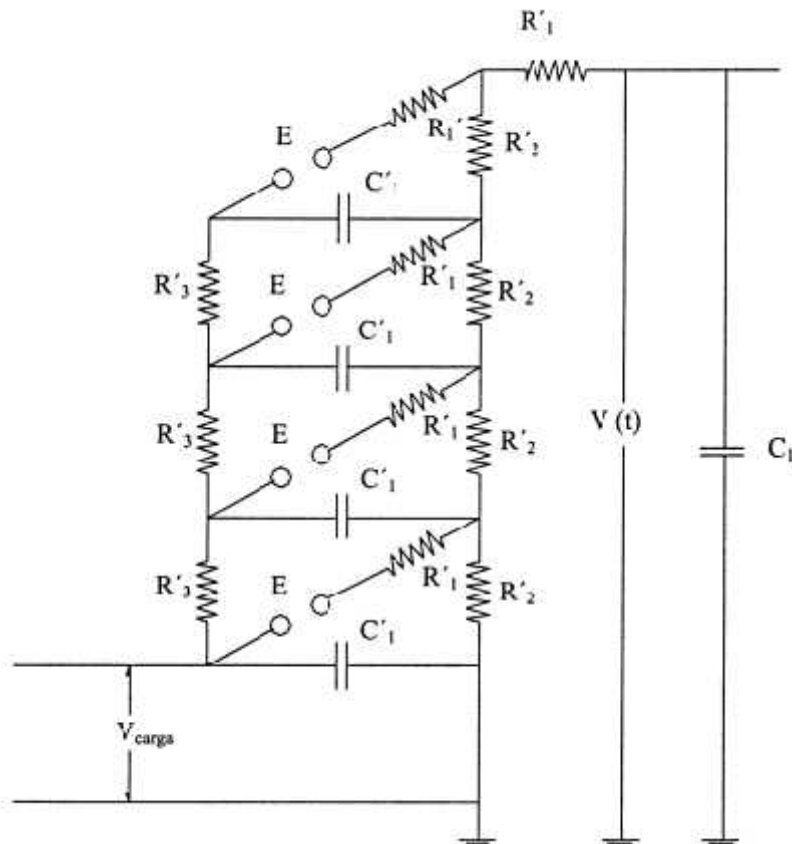


Figura 2.4.9.4. Esquema eléctrico de un generador de impulso.

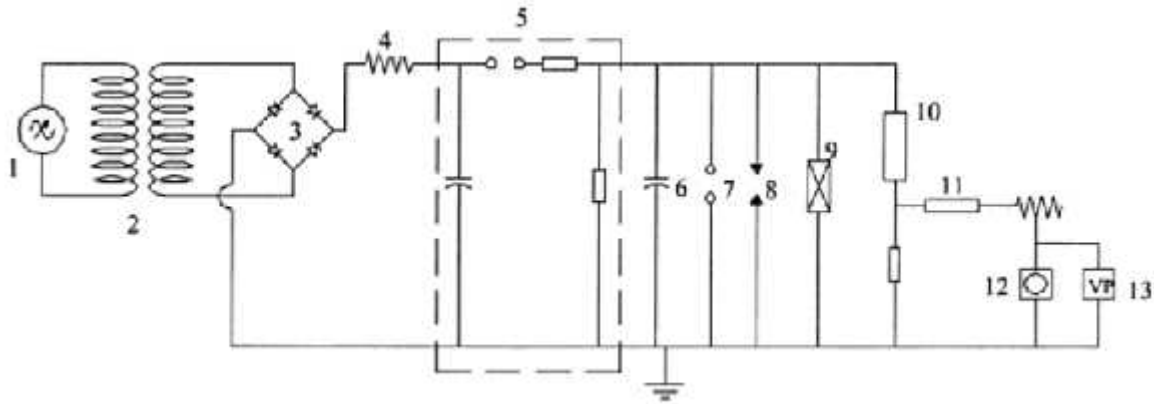


Figura 2.4.9.4. Esquema eléctrico para efectuar una prueba de impulso.

- 4.- Resistencia de protección.
- 5.- Generador de impulsos.
- 6.- Capacitancia de precarga.
- 7.- Vóltmetro de esferas.
- 8.- Explosor.
- 9.- Objeto bajo prueba.
- 10.- Divisor de tensión.
- 11.- Cable coaxial.
- 12.- Osciloscopio.
- 13.- Vóltmetro de pico.

Esquema de conexiones y detección de fallas

- *Esquema de conexiones.*

Generalmente una de las terminales de los devanados se debe probar por separado.

Las terminales del mismo devanado que no están siendo probadas deben conectarse directamente a tierra, así como, también las terminales de los otros devanados que no están bajo prueba, con el fin de limitar altas tensiones inducidas. Estas conexiones se muestran en la figura 2.4.9.6 (a, b y c).

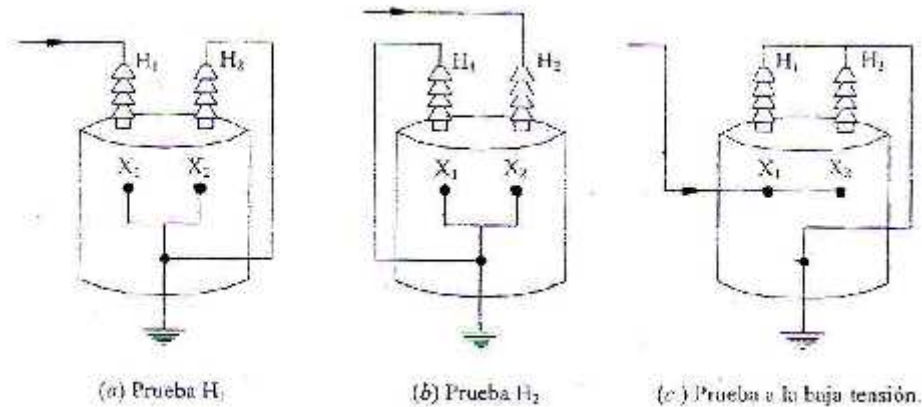


Figura 2.4.9.6. Conexiones en un transformador para la prueba de impulso.

Como se observa en la figura 2.4.9.6 (c), el devanado de baja tensión está puenteados. Esto es aceptado cuando los devanados tienen impedancias tan bajas que la tensión requerida en los 40 μ s, no se puede obtener con el equipo disponible, debido a la carga tan grande que representa. (Eficiencias muy bajas).

Otra forma de probar devanados de baja impedancia, es interconectando una resistencia no mayor de 500 ohms en la terminal a tierra del devanado, figura 2.4.9.7

- *Criterios de aceptación o rechazo.*

Los medios de detección de falla en los aislamientos al ser sometidos a una prueba de impulso pueden ser:

- Oscilogramas de tensión.

Se considera como falla a cualquier diferencia que exista entre la onda de tensión reducida y la onda de tensión completa. También se considera como falla las

diferencias que se observen al comparar las ondas cortadas, principalmente en su parte final.

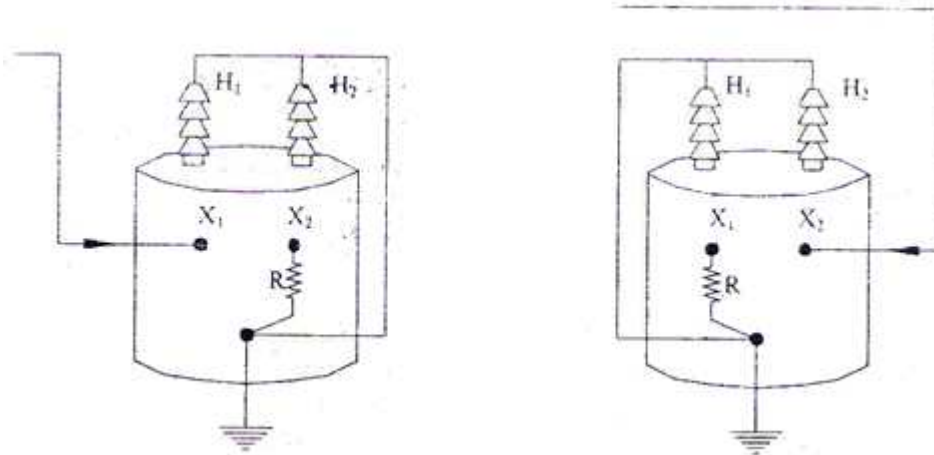


Figura 2.4.9.7. Formas de conexión para efectuar una prueba de impulso, más rigurosa en el devanado de baja tensión.

- Humo y burbujas.

Las burbujas y humo que suben a través del aceite son prueba inequívoca de falla. Sin embargo, las burbujas claras en ausencia de humo no siempre son evidencia de falla, ya que estas pueden ser originadas por aires ocluidos.

- Ausencia de arqueos en el explosor.

Si al efectuar la prueba de onda cortada no ocurre un arco en el explosor o cualquier parte externa del transformador y el oscilograma muestra una onda cortada, esto es prueba definitiva de que el arco fue dentro del transformador y debe considerarse como falla.

- Ruido dentro del tanque.

Los ruidos dentro del tanque del transformador en el instante de la aplicación del impulso, son indicación de una falla.

2.4.10 Determinación de pérdidas en el transformador

Perdidas en vacío

Las pérdidas en vacío son la suma de las pérdidas por histéresis, más las pérdidas por corrientes inducidas en el núcleo (corrientes de Foucault).

La finalidad de realizar esta prueba, consiste en determinar las pérdidas que tiene el transformador cuando se alimenta un devanado con su tensión y frecuencia nominal, y el otro devanado se encuentra abierto.

- *Perdidas por histéresis.*

Puesto que el flujo en el núcleo de un transformador es alterno, se requiere energía para realizar las continuas inversiones de los imanes elementales de que se compone el hierro. Esta potencia se denomina pérdida por histéresis. La pérdida por histéresis de un transformador varía en proporción directa a la frecuencia y a B_m^n , siendo B_m^n la densidad máxima de flujo y el exponencial n toma valores de 1,6 a 2 por la laminación rolada en caliente y se incrementa más allá de 2 para laminación rolada en frío. Steinmetz desarrolló el modelo matemático siguiente:

$$P_h = \sigma_h f B_m^n m,$$

donde P_h son las pérdidas por histéresis en W, f es la frecuencia en Hz, B es la densidad de flujo en Teslas, n es la masa del núcleo de acero en kg y el valor de σ_h varía en el rango de 3×10^{-3} a 20×10^{-3} .

- *Perdidas por corrientes de Foucault.*

Si el núcleo del transformador en la figura 2.4.10.1 es un bloque macizo de hierro, entonces el flujo alterno ϕ que atraviesa este núcleo hace circular corrientes según

se indican en la figura 2.4.10.1 a, del mismo modo que circulan por un arrollamiento secundario cortocircuitado. Se requiere una cierta potencia para mantener estas corrientes de Foucault, que se denominan pérdida por corrientes de Foucault.

Para hacer que estas corrientes de Foucault sean pequeñas, se coloca una resistencia elevada en su trayectoria, lo que se consigue construyendo el núcleo con láminas, como se indica en la fig. 2.4.10.1 b separando estas laminas entre sí mediante barniz y más recientemente con *carlite*. Las pérdidas por corrientes de Foucault varían con el cuadrado de la densidad de flujo y también con el cuadrado de la frecuencia. El modelo matemático para determinar estas pérdidas, está dado por:

$$P_e = \frac{1,65 f^2 B_m^2 t^2}{\rho} = \sigma_e (f B_m t)^2 m,$$

donde P_e son las pérdidas por corrientes de Foucault (o eddy) en W, f es la frecuencia en Hz, B_m es la densidad máxima de flujo en Teslas, t es el espesor de las hojas laminadas de acero individuales en m, ρ es la resistencia específica del material de la hoja en $\Omega \cdot m$, d es la densidad en $kg \cdot m^{-3}$ y m es la masa del núcleo de acero en kg. En la segunda forma de la ecuación el valor de σ_e está en el rango de 200 a 1000 $m^2 \cdot kg^{-1}$ para materiales de reciente desarrollo.

Ensayo en circuito abierto

Las pérdidas por histéresis y por corriente de Foucault, consideradas en conjunto, constituyen lo que se denomina pérdidas en el hierro. Suponiendo que la tensión de entrada V_1

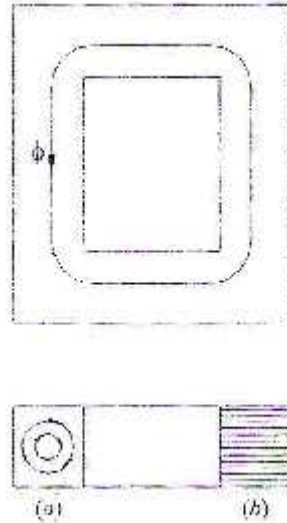


Figura 2.4.10.1. Núcleo de un transformador.

se mantiene constante, el flujo $\phi_{m\acute{a}x}$. Será prácticamente constante e independiente de la carga, porque $\phi_{m\acute{a}x}$ no puede variar sin romper el equilibrio entre E_1 y V_1 , permitiendo así que fluya una corriente primaria adicional para contrarrestar la variación de flujo. Puesto que el flujo es prácticamente independiente de la carga, la pérdida en el hierro se supone constante para todas las cargas. Esta pérdida en el hierro, se determina fácilmente por medio de las conexiones del esquema representado en la figura 2.4.10.2; en el cual se aplica al arrollamiento primario la tensión nominal y frecuencia nominal, mientras que el secundario permanece en circuito abierto. La potencia absorbida en estas condiciones es igual a la pérdida en el hierro, más una pérdida despreciable en el cobre.

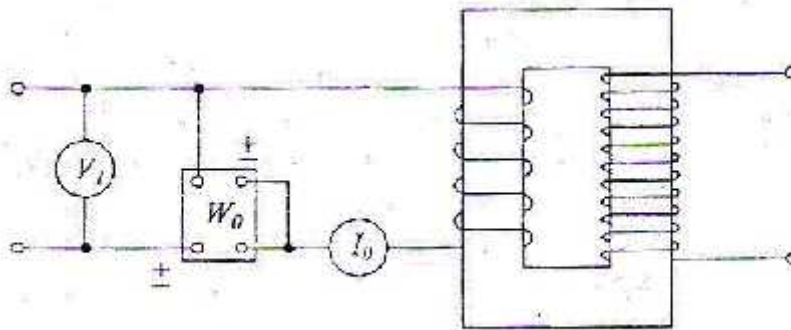


Figura 2.4.10.2. Esquema eléctrico para el ensayo en circuito abierto de un transformador (secundario abierto).

La lectura del wattmetro W_0 incluye la pérdida de potencia en su propio circuito de potencial, a menos que el wattmetro este compensado. W_0 incluye la pérdida de potencia en el amperímetro. Por consiguiente:

$$P = e e h i t : W_0 - \frac{V_1^2}{R_p} - I_0^2 R_a - I_0^2 R_1,$$

Siendo:

R_p : Resistencia del circuito de potencial del wattmetro.

R_a : Resistencia del amperímetro.

R_1 : Resistencia del arrollamiento del transformador que se utiliza en el ensayo como primario.

El modo más sencillo de eliminar la corrección $I_0^2 R_a$ es cortocircuitando el amperímetro mientras se hace la lectura del wattmetro. La corrección $I_0^2 R_1$ suele ser despreciable, pero la V_1^2/R_p puede ser muy importante, especialmente si el transformador es pequeño. El ensayo en circuito abierto se hace siempre sobre el arrollamiento de baja tensión. La pérdida en el hierro es la misma, medida sobre cualquiera de los arrollamientos, mientras se aplica la tensión nominal correspondiente a dicho arrollamiento, pero si la medida se hiciese sobre el arrollamiento de alta tensión, la corriente I_0 resultaría en extremo pequeña y la tensión excesivamente grande.

Ensayo en cortocircuito

La resistencia y la reactancia equivalente se miden por medio de un amperímetro, un voltmetro y un wattmetro, como indica la figura 2.4.20.3. Se cortocircuita el secundario y se regula la tensión V_1 hasta que I_1 alcance su valor a plena carga. Entonces I_2 tiene también su valor a plena carga, puesto que $\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2}$. No hay

potencia suministrada; en consecuencia, la potencia absorbida se transforma toda en pérdidas, las cuales se reducen casi por completo a la pérdida en el cobre, porque la pérdida en el hierro varía aproximadamente con el cuadrado de la tensión, y le valor de V_1 requerido para hacer circular la corriente a plena carga por los arrollamientos cuando el secundario esta cortocircuitado es solo alrededor de una décima parte de la tensión normal. En consecuencia, la pérdida en el hierro es solo una centésima parte, aproximadamente, de la normal y, por lo tanto, despreciable.

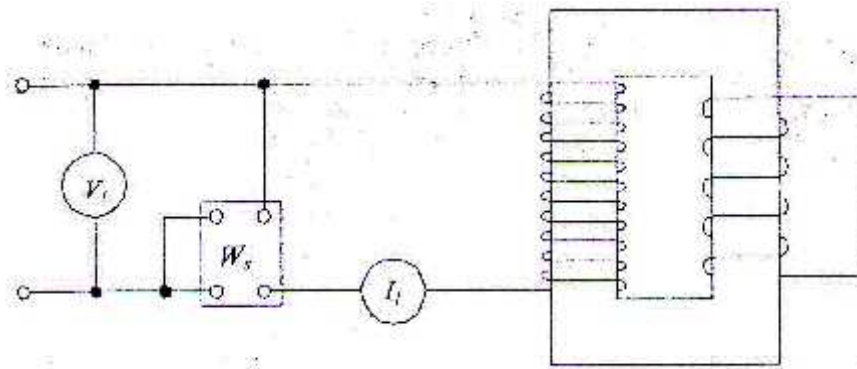


Figura 2.4.10.3. Esquema eléctrico para el ensayo en cortocircuito de un transformador (secundario cortocircuitado).

Por consiguiente:

$$W_C = p \quad e \quad e \quad c_i \quad : I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 = I_1^2 R_e,$$

de donde:

$$R_e = \frac{W_C}{I_1^2}$$

Además, puesto que el secundario esta cortocircuitado, no hay nada que se oponga al paso de la corriente en el primario, excepto R_e y X_e .

Ahora bien, sí;

$$Z_e = \sqrt{R_e^2 + X_e^2},$$

o también:

$$Z_e = \frac{V_1}{I_1},$$

y

$$X_e = \sqrt{Z_e^2 - R_e^2}$$

Una de las razones de utilizar la reactancia equivalente es que no hay medio de medir separadamente X_1 y X_2 .

Cuando se hace un ensayo en cortocircuito, se utiliza siempre como primario el arrollamiento de alta tensión, cortocircuitado el de baja tensión. Si se efectuase la medida sobre el arrollamiento de baja tensión, esta sería incómodamente baja, mientras que la intensidad resultaría muy a menudo demasiada elevada. La resistencia y la reactancia equivalentes, medidas del lado de alta tensión, pueden trasladarse al lado de baja tensión sin más que dividir sus valores por el cuadrado de la razón del número de espiras.

2.4.11 Pruebas especiales aplicables

Las pruebas que se consideran como especiales, son: las prueba de temperatura, la prueba de cortocircuito a tensión plena y la prueba de descargas parciales; estas son aplicables solo a nivel de prototipos. La prueba de temperatura nos determina la capacidad real del aparato; la de cortocircuito nos garantiza la resistencia mecánica de la bobinas a causa de los efectos electrotérmicos, y las descargas parciales nos diagnostican el comportamiento dieléctrico del sistema aislante del transformador.

CAPITULO 3. DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES

En este último capítulo del reporte de residencia profesional se hablara del diagnóstico de fallas en transformadores y de los efectos causados al no hacerse una pronta intervención anterior a la falla, así también se explicaran las posibles causantes que pueden dar origen a una falla, siendo estas naturales o causadas por acciones de terceros que podrían provocar el mal funcionamiento de la maquinas eléctrica.

Un diagnóstico oportuno brindaría la posibilidad de evitar o combatir de manera precisa la presentación de una falla en un transformador de distribución así como también los efectos causados sobre sus componentes que afectarían severamente su desempeño. La presentación de una falla en el transformador nos daría como resultado la no operación del mismo, puesto que alguna de sus componentes tendría que ser retiradas para su reparación o si en caso se requiriera su reemplazo. Es por ello que realizar un diagnóstico que nos brinde la causa de falla desde su origen sería una oportunidad de elección; esto es: mantener a la maquina eléctrica en continuidad (trabajando) o cesar sus actividades para realizarle una inspección con la cual podremos determinar el estado en el que se encuentra o ir de lleno hacia la parte afectada.

El conocer los efectos causados sobre los componentes de un transformador al presentarse una falla es pieza clave para lograr una rápida y eficiente intervención; cierto es que cuando la falla no está expuesta, es necesario realizar una inspección a profundidad, para así lograr la localización de la pieza que sufrió el daño y poder determinar el estado en el que se encuentra y si requiere ser reparada o reemplazada.

A continuación se presenta el diagnóstico de fallas en transformadores de distribución y mediana potencia hasta 34500kV, que incluye las pruebas realizadas

para determinar el estado y origen de la falla, así como también de los componentes que resultaron afectados al presentarse esta.

Se pueden presentar distintos tipos de fallas en los transformadores de distribución, así también son múltiples o escasos los componentes que resultan dañados por una falla presente; de forma general las causas más comunes que pueden resultar en falla en los transformadores de distribución son:

- Corto circuito.
- Impulso por rayo o maniobras.
- Humedad en el aceite (Hermeticidad defectuosa).
- Protección inadecuada.
- Sobrecarga.
- Defecto de fabricación.
- Reparación defectuosa.
- Vandalismo o daños por terceros.
- Otras causas.

Puede ocurrir entonces que la presencia de una falla en un transformador sea la unión de múltiples de las causas mencionadas anteriormente y así mismo sus efectos serán totalmente proporcionales a la magnitud de la falla ocurrida. Es así como para cada una de estas causas de fallas ya se tienen criterios establecidos para determinar qué efectos producen en el transformador y sus componentes, para así detectar con facilidad el punto exacto sobre el que se debe trabajar y lograr volver al transformador a su estado de operación óptimo.

Corto circuito

El daño que se presenta en el transformador por esta posible causa se debe al paso de una corriente excesiva o de baja impedancia que circula a través de los devanados, o al que el alambre de las espiras de la bobina haya sido trozado. Al hacerse la inspección se observa lo siguiente:

Causas externas

- Cortocircuito en acometidas.
- Conductores colgados.
- Conductores rotos (trozados, alambre magneto sin aislamiento, “barniz”).
- Vientos.
- Mala calidad de fusible.

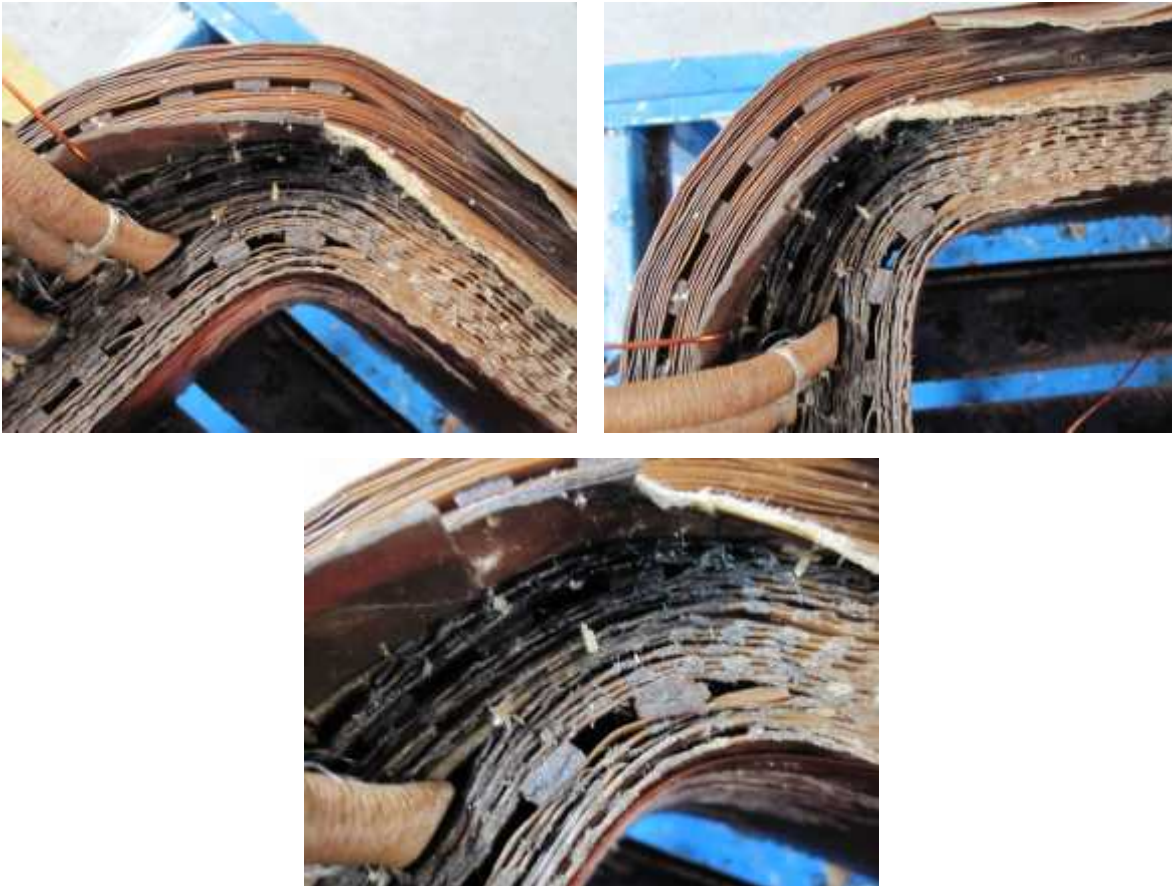
Inspección exterior

- Tanque: Puede presentar abombamiento o ruptura.
- Boquillas: No se observa ningún daño.

Inspección interior

- Aceite: Olor a quemado (dependiendo del tiempo que ha sido puesto fuera de servicio el transformador).
- Núcleo: No presenta daño.
- Herraaje: No presenta daño.

- Devanados: Se presenta un color oscuro anormal (carbón) en el aislamiento de A.T. y carbonizado (el volumen de carbonizado será presentado en proporción a la magnitud del corto circuito presentado en la bobina), así como residuos de conductor y aceite carbonizado.



Figuras 3.1. Presencia de carbón en papel aislante de un bobina de A.T.

Pruebas

- Relación de transformación (TTR): Puede resultar correcta si el material conductor no se fundió al momento de presentarse la falla; pero, si el material conductor ha sido trozado o fundido el TTR no dará relación de transformación (se opondrá al movimiento de la manivela, “se pondrá duro”).
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Puede resultar correcta.

- Rigidez dieléctrica del aceite: Resulta incorrecta puesto que el aceite presenta restos de carbón y rompe a menos de 30kV.

Impulso por rayo o maniobras

Este tipo de falla se presenta por una sobretensión en la red eléctrica sobre la cual descendió un rayo con lo cual el daño que se presenta en el transformador está en el devanado primario, al realizar la inspección se observa lo siguiente:

Inspección exterior

- Tanque: No presenta daño aparente, pero si la descarga fue muy fuerte puede abombarlo.





Figuras 3.2. Tanque abombado por causa de una falla de impulso por rayo.

- Boquillas: Pueden presentar flameo parcial o total, inclusive si la descarga es muy cerca al equipo, pueden presentarse destrucción de las mismas, puede también presentarse en el alambre conductor saliente de las boquillas un desgaste considerable en el barniz aislante, esto indica exceso de calor (el cobre esta quemado).



a)



b)



c)

Figura 3.3. Daños causados por falla de impulso por rayo en boquillas:

a) Alambre conductor saliente de las boquillas con desgaste considerable en el barniz aislante.

b) Presencia de flameo en boquillas.

c) Boquillas destruidas (rotas) por causa de falla de impulso por rayo.

Inspección interior

- Aceite: Se aprecian residuos de carbón, olor a quemado y una coloración muy oscura.



a)



b)

Figuras 3.4. Daños causados por falla de impulso por rayo en aceite:

a) Aceite dieléctrico con alto grado de degradación

b) Residuos de carbón contenidos en el aceite dieléctrico.

- Núcleo: Generalmente no presenta daño, pero se puede llegar a fundir si no está aterrizado correctamente o si la descarga atmosférica fue de proporciones considerables.

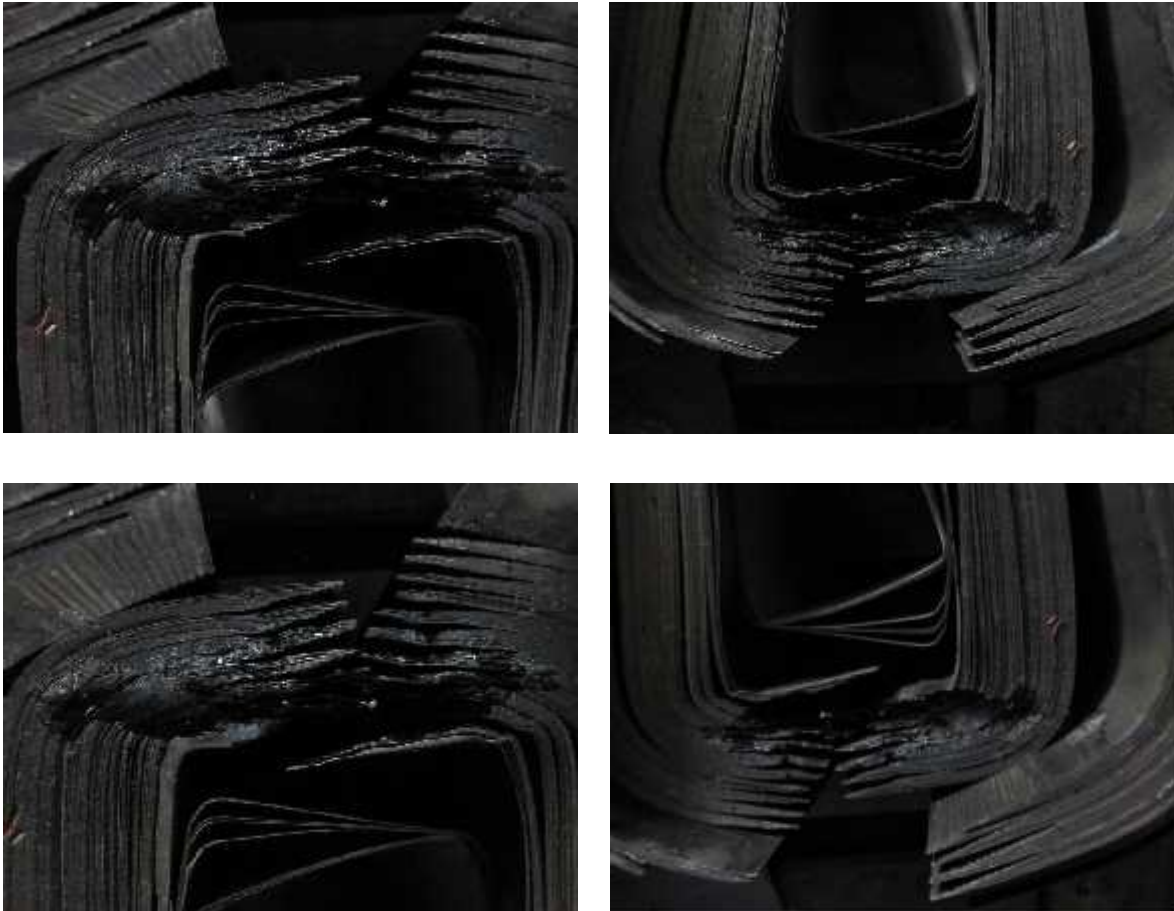


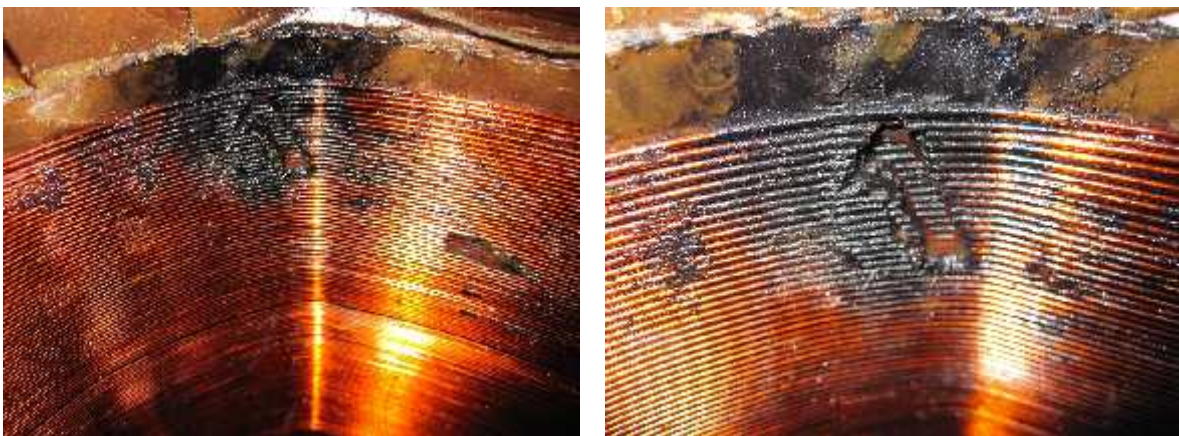
Figura 3.5. Núcleo fundido por causa de una falla de impulso por rayo.

- Herraje: No presenta daño si la descarga ha sido en menor proporción; de no ser así puede presentar restos considerables de carbón.



Figura 3.6. Considerable presencia de carbón en herraje.

- Devanado: Dependiendo de la intensidad del sobre voltaje, varía desde una perforación entre espiras (bobina abierta) hasta un corto circuito entre capas del devanado de alta tensión, puede presentarse también desplazamiento en las bobinas de A.T.



a)



b)

Figura 3.7. Daños causados a bobinas por falla de impulso por rayo o maniobras:

a) Bobina abierta (cortocircuitada).

b) Bobina con presencia de desplazamiento.

Pruebas

- Relación de transformación (TTR): Normalmente marca "abierto", pero cuando el daño es muy severo puede marcar "corto circuito" entre capas o no permitir el avance de la manivela ("se pone duro").

- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Puede dar un valor bajo debido a la carbonización del aceite.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Nos da un valor bajo que depende del grado de carbonización del aceite.

Humedad en el aceite (hermeticidad defectuosa)

Se presenta esta falla por una mala hermeticidad de los empaques, o por cerrar mal el registro de mano; lo que ocasiona la disminución de la rigidez dieléctrica del aceite y demás aislamientos por la filtración de humedad.

Causas externas

- Empaques rotos.
- Boquillas rotas.
- Tornillería floja.
- Desgaste por corrosión (paso del tiempo).

Inspección exterior

- Tanque: Se aprecian manchas o escurrimientos de aceite, empaques agrietados o fugas en válvulas.



a)



b)

Figura 3.8. Daños causados por falla de hermeticidad al tanque del transformador:

a) Escurrimientos en el tanque por presencia de falla de hermeticidad.

b) Desgaste por corrosión en el tanque por falla de hermeticidad.

- Boquillas: Se pueden encontrar conectores flojos, boquillas flojas o fisuradas.

Inspección interior

- Aceite: Se puede presentar mezclado con agua.

- Núcleo: Se aprecia presencia de agua y oxido.
- Herraje: Se aprecia presencia de agua, oxido y lodos.



Figura 3.9. Presencia de lodos (sedimentos) en el herraje por humedad contenida en el aceite dieléctrico.

- Devanados: Se presentan indicios de humedad.

Pruebas

- Relación de transformación (TTR): Da en corto circuito o abierto.
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Da valores muy bajos y en casos extremos da un valor cero.

- Rigidez dieléctrica del aceite: Da valores demasiado bajos.

Protección inadecuada

Causas externas

- Fusible de capacidad inadecuada.
- Sistemas de tierra inadecuada, rotos, falsos contactos, omisión de la misma.
- Apartarrayos inapropiados o dañados.

Pruebas

- Relación de transformación (TTR): Puede resultar correcta o incorrecta.
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Puede resultar correcta o incorrecta.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Puede resultar correcta o incorrecta.

Sobrecarga

Este daño es causado exclusivamente por un aumento anormal de la carga.

Causas externas

- Carga mayor al 120%.
- Desbalanceo entre fases.

Inspección exterior

- Tanque: No presenta daño aparente. Si el transformador posee interruptor de sobretensión (es autoprotegido), este debe estar accionado (“abierto”).



a)



b)

Figura 3.10. Muestra del interruptor e indicador de sobretensión:

- a) Cerrado (inactivo).
- b) Abierto (en estado activo)

- Boquillas: No presenta daño aparente.

Inspección interior

- Aceite: Se presenta una degradación acelerada del aceite con residuos de carbón y un olor a quemado.
- Núcleo: Puede presentar carbón en laminación.
- Herraje: Presenta acumulación de carbón o cobre pulverizado.



Figura 3.11. Presencia de cobre pulverizado sobre herraje.

- Devanado: Presenta envejecimiento acelerado en el aislamiento, esto es ya sea recalentado o quemado.



a)



b)

Figura 3.12. Daños por sobrecarga en devanados:

- a) Aislamiento de devanado en bobina de A.T. recalentado y quemado.
- b) Aislamiento y cobre de devanado destruidos por sobrecarga.

Pruebas

- Relación de transformación (TTR): Puede dar relación de transformación correcta o marcar "abierto".

- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Da un valor bajo debido a la degradación acelerada del aceite provocada por alta temperatura.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Da un valor bajo que depende del grado de carbonización del aceite.

Defecto de fabricación

Este tipo de causas de falla se le atribuye a la mala calidad de los materiales utilizados al igual que la deficiente mano de obra utilizada en su fabricación. Y no se pueden atribuir a otras causas.

Inspección exterior

- Tanque: No presenta un daño aparente, pero puede tener su tornillería floja o el deterioro prematuro de la pintura por su mala calidad.
- Boquillas: No presentan un daño aparente pero podrían estar flojas.
- Empaques: Pueden estar mal colocados o ser de mala calidad.

Inspección interior

- Aceite: De ser reutilizado el aceite, puede presentar olor a quemado, color oscuro o tener residuos de carbón.
- Núcleo: Puede estar no bien aterrizado o presentar aflojamiento en el fleje que tensa las láminas que conforman el núcleo.

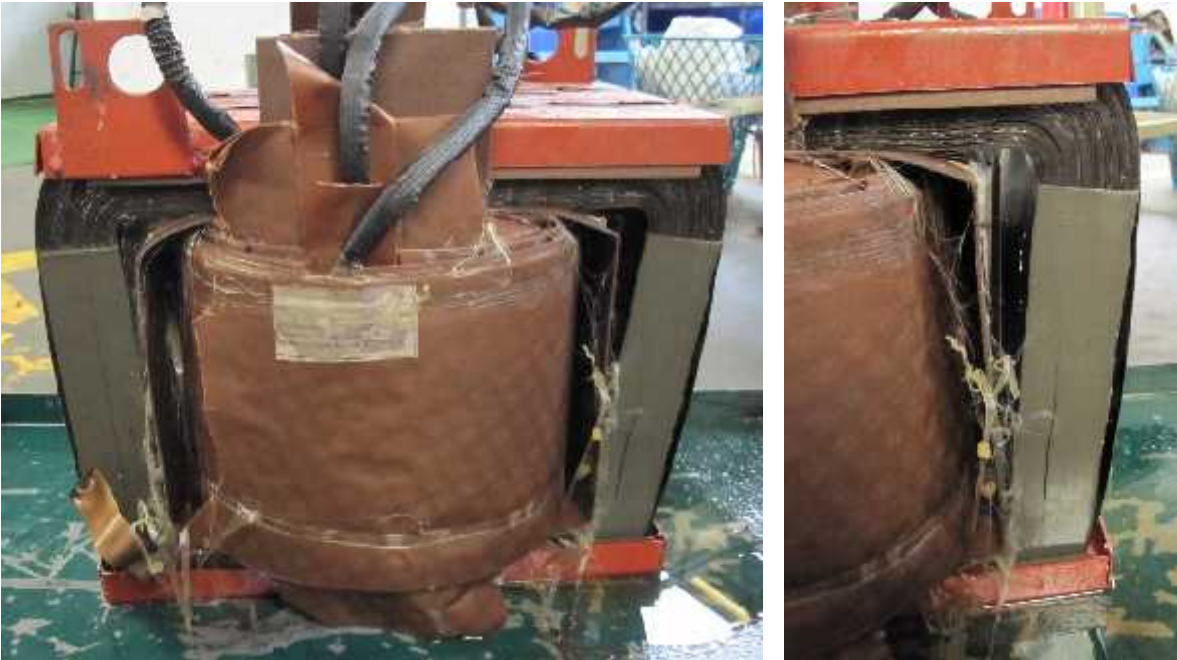


Figura 3.13. Aflojamiento evidente en laminación del núcleo de un transformador de alta eficiencia.

- Herraje: Podría estar flojo.
- Devanados: Generalmente no presentan daño en los devanados.
- Conexiones: Puntas mal soldadas, sueltas o mal aisladas.

Pruebas

- Relación de transformación (TTR): Puede marcar "corto circuito" o "abierto".
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Da un valor bajo e inclusive da cero.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Da un valor bajo menor de 30 kV.

Vandalismo o daños por terceros

Se origina por terceras personas y es esencial conocer sus causas externas ya que solo con estas podremos determinar el daño.

Causas externas

- Impactos de piedra o balas.
- Choques a poste o retenidas.
- Objetos extraños en la red secundaria.
- Acometidas fraudulentas.

Inspección exterior

- Tanque: Puede presentar impactos de bala o no presentar ningún daño aparente.
- Boquillas: Puede presentar boquillas quebradas o no presentar daño aparente.

Inspección interior

- Aceite: Pueden encontrarse residuos de carbón, coloración oscura, olor a quemado, se aprecia mezclado con agua y con formación de lodo.
- Núcleo: No presenta daños.
- Herraje: No se presentan daños aparentes.
- Devanados: Depende de la intensidad del daño, puede no presentar daño, o puede presentar impacto por bala, separación del devanado.

Pruebas

- Relación de transformación (TTR): Dependiendo de la magnitud de la causa puede dar relación correcta, marcar "abierto" o "corto circuito".
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Da un valor bajo
- Rigidez dieléctrica del aceite: Da un valor menor de 30 kV.

Otras causas

En esta clasificación se registran todas aquellas causas que no se pueden incluir en ninguna otro grupo. Siendo estas las más comunes.

Causas externas

- Falla en cambiador de derivaciones.
- Falsos contactos.
- Poste podrido o dañado.
- Voltaje de alimentación incorrecta.
- Corrosión por contaminación o paso del tiempo.

Inspección exterior

- Tanque: Puede presentar daños como abolladuras, aberturas, corrosiones y abombamiento.
- Boquillas: Puede presentar boquillas quebradas o sin daño aparente, las porcelanas contaminadas.

Inspección interior

- Aceite: Puede encontrarse con residuos de carbón, coloración oscura y un olor anormal.
- Núcleo: Puede presentar residuos de carbón o corrosión.



Figura 3.14. Presencia de corrosión y desgaste en lámina de núcleo.

- Herrajes: Pueden encontrarse sueltos, doblados o con residuos de carbón.
- Devanados: Puede presentar líneas reventadas o recalentamiento de las terminales del devanado de baja tensión.

Pruebas

- Relación de transformación (TTR): Dependiendo de la causa, puede dar relación correcta o marcar "abierto" o "corto circuito".
- Resistencia de aislamiento (MEGGER): Da un valor bajo.
- Rigidez dieléctrica del aceite: Da un valor bajo, menor de 30 kV.

3.1 Procedimiento y descripción de las actividades realizadas

En este apartado se mostraran de forma ordenada el proceso de que realiza la empresa E.I.M.S.A. para llevar acabo la reparación de los transformadores averiados desde que son descargados del camión que los transporta hasta el momento en que son entregados a sus respectivos propietarios, durante este proceso se mostraran las pruebas efectuadas en los momentos en que estas se requieran; estos momentos son: al momento de su llegada al taller, al momento que están siendo reparados y por ultimo al momento en que están siendo entregados.

Los momentos en la realización de pruebas (mencionados en el renglón anterior) equivalen a la categorización por etapas del proceso de pruebas en transformadores fabricados y/o reparados, entre estos procesos existe una relación muy cercana que podría llegar a confundirse; puesto que en la fabricación y reparación de transformadores se realizan procesos similares, con la pequeña diferencia que en la fabricación se construyen y diseñan todas y cada una de las partes del transformador y en la reparación se fabrican o diseñan solo aquellas piezas que así lo requieran. El momento en que estos procesos se asemejan en su totalidad es al tratar de obtener la máxima eficiencia del transformador después de haber sido fabricado o reparado.

Y con esta pequeña introducción, es así como procedemos a mostrar el proceso de reparación realizada por la empresa E.I.M.S.A. y el diagnóstico de las fallas en transformadores de distribución y mediana potencia hasta 34500kV que será presentando por áreas; todas aquellas que son las participantes en la reparación de los transformadores para así obtener de nuevo su estado óptimo de funcionamiento.

Área de desensamble

Transporte y descarga de los transformadores

El proceso de transporte y descarga de los transformadores es un proceso en el cual las maniobras deben realizarse con extremo cuidado, puesto que de no ser así un transformador dañado podría resultar con afectaciones mucho más considerables de las que poseía ya entonces. Las maniobras de descarga de los transformadores son realizadas con máquinas destinadas para este fin y que realizan las tareas sin necesidad de la utilización de la fuerza humana; tales operaciones se efectúan con grúas (grúa articulada instalada en el camión transportador) y tensores de acero.



Figuras 3.1.1. Proceso de descarga de transformadores.

El proceso resulta simple, pues el operario de la grúa (y conductor del camión transportador) eleva el transformador por medio de los tensores de acero a una altura que lo desprende del camión y sostiene en el aire, girándolo hacia el sitio destinado para así colocarlo sobre piso firme; una vez realizada esta acción los tensores de acero son retirados del transformador y la grúa es levantada y colocada justo encima del siguiente transformador destinado a descarga.



Figuras 3.1.2. Personal de la empresa E.I.M.S.A realizando labores de descarga de transformadores.

Extracción del aceite dieléctrico

La extracción del aceite dieléctrico contenido en el interior del transformador es realizada por medio de una bomba manual, para su almacenamiento en un contenedor. Existe dos pasos anteriores a la extracción del aceite dieléctrico que son: la realización de la prueba de rigidez dieléctrica (explicada en el CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO, apartado 2.4. Pruebas eléctricas aplicadas a transformadores, subtema 2.4.3. Prueba de rigidez dieléctrica del aceite) y prueba de detección de bifenilos policlorados en el aceite (explicada en el CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO, apartado 2.4. Pruebas eléctricas aplicadas a transformadores, subtema 2.4.4. Prueba de detección de bifenilos policlorados en el aceite); una vez determinado el estado de deterioro del aceite es extraído con la bomba manual y depositado en un contenedor para su almacenamiento, tal como se mencionó anteriormente.

Generalmente el aceite dieléctrico contenido en los transformadores con fallas es extraído y almacenado; puesto que, posee un grado de deterioro considerable (contiene carbón, restos de cobre fundido, agua y contaminantes suspendidos en el ambiente). Es por ello que resulta innecesario la recuperación del aceite original contenido en los transformadores pues es un proceso que reduce sus propiedades

tanto físicas, como químicas, incluso dieléctricas e implica tiempo mal destinado para tal acción.



Figuras 3.1.3. Proceso de extracción del aceite dieléctrico.

NOTA: La detenida observación en la coloración y olor del aceite dieléctrico es un punto clave para la determinación del tipo de falla ocurrida en el interior del transformador, tal como se vio en el CAPITULO 3. DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES.

Área de núcleos en reposo

Pruebas que determinan el estado de falla del transformador

Antes de continuar con el proceso de reparación del transformador dañado es necesaria la realización de pruebas para determinar el estado y efectos que causo la falla sobre la maquina eléctrica y sus componentes; en este proceso es realizada la prueba de relación de transformación (explicada en el CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO, apartado 2.4. Pruebas eléctricas aplicadas a transformadores, subtema 2.4.5 Pruebas de relación de transformación y polaridad), por medio de esta prueba se obtiene como resultado el estado de las bobinas del transformador (poseen cortocircuito, están quemadas, desplazadas).



a)



b)

Figuras 3.1.4. Pruebas que determinan el estado de falla del transformador:

a) Medición de relación de transformación a bobinas extraídas.

b) Medidor de relación de transformación (TTR).

Área de desensamble

Extracción y escurrimiento del transformador (bobinas, núcleo, herraje)

En esta etapa el transformador en sí, es retirado del tanque y se le coloca en una posición tal que, permita que el aceite dieléctrico contenido entre las espiras de las bobinas, láminas del núcleo y herraje del transformador sea escurrido y depositado en el interior del tanque de este mismo.



Figura 3.1.5. Proceso de extracción y escurrimiento del transformador (bobinas, núcleo, herraje).

En este proceso se pueden observar lodos y sedimentos que en el aceite han estado incorporados (muestra de que el aceite contiene agua) tal como se muestra en los apartados del CAPITULO 3. DIAGNÓSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES.

Desensamble del tanque

En esta parte del proceso de reparación del transformador le son retiradas todas y cada una de las partes instaladas sobre el tanque, estas son: boquillas de A.T y B.T., interruptor e indicador de sobretensión, cambiador de tomas en carga (TAP) y portafusibles (los componentes mencionados pueden variar, pues algunos de ellos corresponden a distintos tipos de transformador).



Figura 3.1.6. Tanques desensamblados.

Área de núcleos en reposo

Retiro de herraje y extracción del núcleo (laminas)

Como el título lo indica al transformador le son retirados el herraje y las láminas que conforman al núcleo, dejando así a las bobinas totalmente separadas de estos componentes. Los componentes mencionados son colocados sobre charolas para dejar que escurran todo el aceite que pueden contener.



Figura 3.1.7. Proceso de retiro de herraje y extracción del núcleo (laminas).

Área de horno

Horneado de herraje, bobinas y núcleo (laminas)

El proceso de horneado de herraje, bobinas y núcleo (laminas), es realizado como su nombre lo dice en un horno, el cual puede ser eléctrico o de gas; este proceso se hace con el fin de eliminar el agua contenida y aceite sobrante de los componentes anteriormente mencionados.

Área de bobinado

Extracción del cobre (bobinas)

Una vez realizado el proceso de horneado, se le es retirado el cobre (alambre) y papel aislante a las bobinas para poder ser reconstruidas, esto es rebobinadas. El cobre obtenido es desechado pues en muchos de los casos resulta estar quemado o en estado de desgaste elevado, y no puede ser destinado a ningún otro proceso en la reparación del transformador. Este proceso es realizado por medio de una máquina que también se utiliza para fabricar las bobinas de A.T. la cual extrae el cobre, que es enrollado en un carrete de madera que posteriormente es retirado, o también se puede realizar de manera manual aunque este proceso implica un retraso considerable.



Figura 3.1.8. Proceso de extracción del cobre (bobinas).

Proceso de bobinado

El proceso de bobinado implica el cálculo del número de espiras contenidas en las bobinas de A.T., el número de espiras que existen entre los TAP (cambiador de tomas en carga), calibre del alambre y el número de capas de vueltas que conformaran las bobinas que poseía originalmente el transformador antes de llegar al taller.



Figura 3.1.9. Realización del proceso de bobinado por personal de la empresa E.I.M.S.A.

Área de laminado

Colocación del núcleo y herraje

El proceso posterior al rebobinado es la colocación del núcleo y herraje en las bobinas reconstruidas, en este proceso se debe tener especial atención en brindar a las láminas del núcleo una tensión tal que no permita su aflojamiento al momento de reincorporarse a las bobinas y al tanque que los contiene, pues de presentarse un desarme en el interior del tanque el transformador sufriría un daño de considerables proporciones que afectaría no solo a la maquina como tal sino a las redes a las que se encuentra conectado.



Figura 3.1.10. Colocación del núcleo y herraje a sus correspondientes bobinas.

Área de horno.

Horneado del transformador (herraje, núcleo y bobinas)

Completado ya el proceso de reincorporación del núcleo y herraje a las bobinas, son sometidos por segunda vez al proceso de horneado con el fin de eliminar la humedad que pudiesen absorber durante la reconstrucción y reparación del transformador.



Figura 3.1.11. Interior del horno eléctrico instalado en la empresa E.I.M.S.A.

Área de ensamble

Ensamble (proceso y pruebas)

En el proceso de ensamble, tanto las partes que vienen incorporadas como el tanque mismo, son limpiados, restaurados o reconstruidos (de ser el caso necesario), así también son soldadas las terminales que van conectadas a las boquillas de A.T y B.T., interruptor e indicador de sobretensión, cambiador de tomas

en carga (TAP) y portafusibles (los componentes mencionados pueden variar, pues algunos de ellos corresponden a distintos tipos de transformador).



Figuras 3.1.12. Personal de la empresa E.I.M.S.A. realizando el proceso de ensamble.

En esta etapa al transformador le son realizadas la prueba de resistencia de aislamiento (explicada en el CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO, apartado 2.4. Pruebas eléctricas aplicadas a transformadores, subtema 2.4.1 Prueba de resistencia de aislamiento), relación de transformación (explicada en el CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO, apartado 2.4. Pruebas eléctricas aplicadas a transformadores, subtema 2.4.5 Pruebas de relación de transformación y polaridad) y por último la prueba de hermeticidad, la cual determina si los empaques de las boquillas, tapa, portafusibles, cambiador de tomas en carga, interruptor e indicador de sobretensión; no contienen fugas o carezcan de hermeticidad que podrían afectar el posterior desempeño del transformador.



Figuras 3.1.13. Personal de la empresa E.I.M.S.A. realizando pruebas de resistencia de aislamiento (MEGGER).

Almacén de aceite limpio

Llenado del tanque con aceite dieléctrico nuevo

En caso de que la prueba de hermeticidad resulte satisfactoria se procede al llenado del tanque con aceite dieléctrico nuevo, el cual no permitirá el calentamiento del transformador y brinde así la eficiencia máxima; este proceso se efectúa con una bomba eléctrica que introduce el aceite dieléctrico en el interior del tanque. En esta etapa el transformador es sometido a la prueba de vacío, la cual se efectúa con una bomba de vacío que extrae todo el aire y burbujas contenidos en el interior del tanque y aceite; verificando que no exista carencia de hermeticidad en cada uno de los empaques mencionados en el proceso anterior.



a)



b)

c)

Figura 3.1.14. Proceso de llenado del tanque con aceite dieléctrico nuevo:

- a) Bomba y contenedor de aceite dieléctrico nuevo.
- b) Transformador con aceite dieléctrico nuevo recién envasado.
- c) Personal de la empresa E.I.M.S.A. realizando prueba de vacío.

Área de soldadura y área de pintura.

Proceso de soldadura

La etapa de soldadura se hace presente única y exclusivamente cuando el tanque presenta abolladura, ruptura, deformidad o exista la necesidad de reconstruir alguna de sus partes o en su totalidad.



Figura 3.1.15. Personal de EIMSA realizando el proceso de diseño y fabricación de un tanque.

Proceso de pintura

El proceso de pintura es realizado justo después de que el tanque ha sido desensamblado, pues hay que realizar procesos de pintura los cuales son: lijado, toma de plantillas para las terminales (X_1 , X_2 , X_3 , H_1 , H_2 , H_3), preparación del fondo (primer) y preparación de la pintura. Una vez que el transformador ensamblado y llenado con el aceite dieléctrico es llevado al taller de pintura para brindarle las capas de color necesarias y obtener una estética adecuada para su posterior entrega.



a)



b)

Figura 3.1.16. Proceso de pintura:

- a) Preparación del tanque para posteriormente aplicarle pintura.
- b) Personal de la empresa E.I.M.S.A. realizando el proceso de pintura.

Área de producto terminado

Exhibición en patio (producto terminado)

Concluidos ya los procesos anteriores el transformador correctamente ensamblado y con una estética adecuada es colocado en el patio para su exhibición y posterior entrega a su(s) respectivo(s) propietario(s).



Figura 3.1.17. Exhibición en patio del producto terminado.

Área de laboratorio

Pruebas (producto terminado)

Este proceso es realizado para verificar si los transformadores que serán entregados a su(s) respectivo(s) propietario(s) cumplen con los parámetros establecidos para su puesta en funcionamiento. Las pruebas que aquí se realizan son aquellas catalogadas como pruebas en fabrica mencionadas en el CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO, apartado 2.4 Pruebas eléctricas aplicadas a transformadores, incisos a), b) y c) y son realizadas en el área de laboratorio de la empresa E.I.M.S.A.

3.2 Resultados, planos, graficas, prototipos y programas

La intención de este capítulo es relacionar la expectativa planteada al inicio del proyecto para analizar los resultados obtenidos al final del trabajo. Aquí se contrasta lo planeado con lo realizado.

Uno de los logros más grandes alcanzados en la realización de este proyecto de residencia profesional fue el conocer de manera totalmente practica el proceso de reparación de los transformadores con presencia de falla, con ello se pudo lograr así un diagnóstico de fallas que determinan tanto las causantes como todos y cada uno de efectos que se presentan en los componentes del transformador. Así también se contrastaron los aspectos teóricos con los prácticos; puesto que la teoría de los transformadores describe su fabricación o procesos de reparación de una manera; al momento de la práctica, esta se realiza de manera distinta, y es ahí donde todo se torna considerablemente interesante.

También se logra una confrontación de los resultados esperados con los obtenidos, pues para el proyecto de residencia profesional los resultados prácticos obtenidos logran ser más allá de los esperados, el aprendizaje que el proceso de reparación de transformadores otorga al momento de observarlo tal como es en realidad brinda una visión muy diferente a lo anteriormente visto en las materias impartidas en horario de clases.

En el ámbito técnico, se lograron despejar ciertas dudas sobre el desempeño de los transformadores en campo y más aún cuando estos presentan fallas, que tienen efectos sobre sus componentes, los cuales otorgaron un entendimiento bastante considerable al momento de su reparación. A continuación se presentan los resultados más notables al momento de revisar la teoría y compararla con la práctica.

De acuerdo a la teoría:

Diseño y cálculo de los transformadores de distribución

En todo sistema eléctrico de potencia, los transformadores de distribución son la fase última para la utilización de la energía eléctrica en alta o baja tensión. Lo definimos como un aparato estático que tiene una capacidad nominal de 5 hasta 500 kVA y una tensión eléctrica nominal de hasta 34500 volts en el lado primario y hasta 15000 volts nominales en el lado secundario. En USA se manejan tensiones de distribución más elevadas, clase 46 kV y clase 69 kV.

Dentro de los transformadores de distribución existen cuatro tipos: transformador tipo pedestal, transformador tipo subestación, transformador tipo sumergible y transformador tipo poste. De entre estos tipos de transformadores el transformador de distribución tipo poste es el más comúnmente empleado en los sistemas de distribución por lo que nuestro estudio estará enfocada a estos. Sin embargo, decimos en forma anticipada que el procedimiento del cálculo y el diseño constructivo del conjunto núcleo-bobina, prácticamente es el mismo para los cuatro tipos; solo hay cambios en su presentación externa, o sea, en la configuración de su tanque o cuba y de los accesorios adicionales.

Especificaciones de diseño del transformador tipo poste

Estos transformadores son del tipo autoenfriados y casi siempre sumergidos en aceite. Se encuentran continuamente en operación, ya sea que se tome o no corriente de carga de los devanados secundarios; las pérdidas en el hierro deberán ser menores en relación a las pérdidas en el cobre a plena carga de las que serían necesarias en transformadores de potencia. En otras palabras, deben diseñarse para una buena eficiencia que cubra “todo el día” y no para la eficiencia más alta a plena carga.

Los transformadores de distribución incluyen las capacidades de hasta 500 kVA y menores que se usan para bajar tensiones a partir del de distribución, a una tensión normal de servicio. Se fabrican para tensiones de operación hasta 34500 volts. Las capacidades nominales y clases de aislamiento están normalizadas (NOM-J-116-1989, NMX-J-116-ANCE Y NOM-002-SEDE-1999), ver tablas 3.2.1, 3.2.2 y 3.2.3.

Para el cálculo del diseño, los datos necesarios a los que debe sujetarse un transformador son, generalmente, las tensiones primarias y secundarias de línea a las cuales corresponden las tensiones de fase V_p y V_s con carga, para $\cos \phi_s = 1$ a 0.8 y la capacidad en kVA; así mismo, es requisito tomar en cuenta ciertos parámetros eléctricos de diseño, como el por ciento de impedancia (%Z), el por ciento de corriente de excitación (%I_o), las pérdidas de vacío (P_{Fe}), las pérdidas de carga (P_{Cu}) y la eficiencia. Estos parámetros como restricciones de garantía.

A manera de ilustrar la técnica del diseño y el cálculo, sigamos en ejemplo siguiente: Diseñar un transformador trifásico tipo poste de 75 kVA, 13200/220-127 volts, 60 Hz, 65 °C y ± 2 derivaciones en AT de 2.5% c/u, conexión $\Delta - Y$.

El transformador trifásico consiste, esencialmente, de tres transformadores monofásicos idénticos; a este respecto, tenemos que dividir la potencia trifásica entre 3, entonces:

$$k_{1\phi} = \frac{k_{3\phi}}{3} = \frac{75 k}{3} = 25k$$

Tabla 3.2.1. Tensiones nominales preferentes

Clase de Aislamiento kV	Tensiones en volts
1.2	120/240
	240/120
	220/127
	440/254
	480/277
5	4,160
8.7	7,620
15	13,200
	13,800
25	19,050
	20,000
	22,860
	23,000
34.5	33,000
	34,500
46	46,000
69	66,000

Tabla 3.2.2. Eficiencias mínimas permitidas para los transformadores de distribución (eficiencias en %)

Tipo de alimentación	Capacidad (kVA)	Clase de aislamiento		
		Hasta 15 kV	Hasta 25 kV	Hasta 34,5 kV
M	5	97,90	97,80	97,70
O	10	98,25	98,15	98,05
N	15	98,40	98,30	98,20
O	25	98,55	98,45	98,35

F	37,5	98,65	98,55	98,45
A	50	98,75	98,65	98,55
S	75	98,90	98,80	98,70
I	100	98,95	98,85	98,75
C	167	99,00	98,90	98,80
O				
T	15	97,95	97,85	97,75
R	30	98,25	98,15	98,05
I	45	98,35	98,25	98,15
F	75	98,50	98,40	98,30
A	112,5	98,60	98,50	98,40
S	150	98,70	98,60	98,50
I	225	98,75	98,65	98,55
C	300	98,80	98,70	98,60
O	500	98,90	98,80	98,70
S				

Tabla 3.2.3. Impedancias normalizadas.

Fases	VOLTS A.T.	%Z
1 ϕ	13200	2 a 3
	13200 YT/7620	
3 ϕ	13200	2 a 3
	23000	2 a 3,25
	33000	2 a 3,5

Considerando de entrada, que el transformador tendrá un arreglo de bobina: baja tensión- alta tensión (B.T. – A.T.), y que en el devanado de B.T. se usara hoja de aluminio en lugar de solera de cobre; esto a conveniencia de reducir el peso en el transformador y, desde luego, los efectos electromecánicos producidos por las corrientes de cortocircuito. También cabe mencionar que, por requerirse en los sistemas eléctricos un buen número de transformadores de distribución,

actualmente se prefiere diseñar estos usando núcleos arrollados (tipo Wescor) en lugar de usar núcleos apilados; dado a que esta construcción tiene ventajas en la producción en serie y además, resultan ser más eficientes en la operación. La figura 3.2.1, muestra un transformador monofásico con arreglo B.T. – A.T.

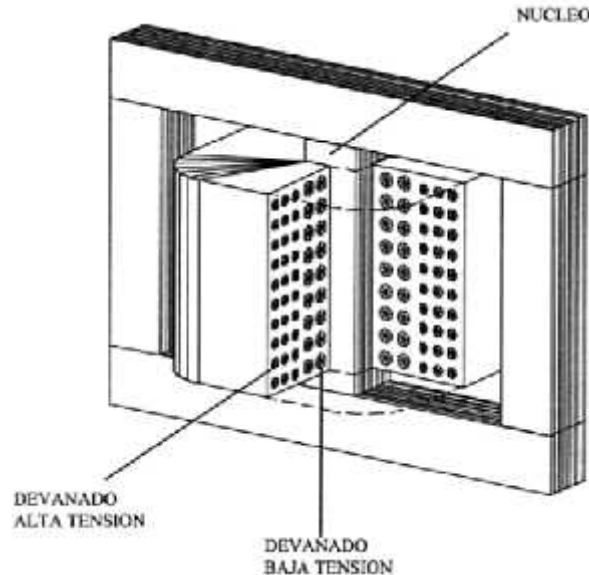


Figura 3.2.1. Transformador monofásico con arreglo B.T. – A.T. y con núcleo apilado.

Calculo de tensiones y corrientes en los devanados

Para la bobina del primario, por ser conexión delta, la tensión de línea será igual a los volts/bobina. Considerando las derivaciones extremas y la nominal, tenemos:

Posición No.	1	3	5
Volts de línea	13860	13200	12540

y la corriente nominal en el primario.

$$I_p = \frac{k}{V_p} = \frac{25 \text{ k}}{13,2 \text{ k}} = 1,89 \text{ A.}$$

La corriente en las posiciones 1 y 5.

$$I_{p1} = \frac{k}{V_{p1}} = \frac{25 \text{ k}}{13,86 \text{ k}} = 1,80 \text{ A.}$$

$$I_{p5} = \frac{k}{V_{p5}} = \frac{25 \text{ k}}{12,54 \text{ k}} = 1,99 \text{ A.}$$

Para la bobina del secundario, la tensión de fase será de 127 volts, luego entonces.

$$I_S = \frac{k}{k} = \frac{25 \text{ k}}{0,127 \text{ k}} = 196,85 \text{ A.}$$

Calculo del número de vueltas, sección del conductor y sección del núcleo

Numero de vueltas y sección del conductor

a) Determinación del número de vueltas (o espiras).

La determinación inicial del número de vueltas en los devanados de un transformador de distribución, puede efectuarse por cualquiera de las dos formas siguientes:

- A partir de algún diseño similar disponible.
- Mediante la determinación empírica de la relación $V_t = \text{volts/vuelta}$. En este caso puede emplearse la formula,

$$V_t = 1.1 \sqrt{\frac{k \cdot 1\phi}{(Z/5)^{1/2}}};$$

En donde:

Z: % de impedancia (3%), de tablas.

kVA₁ : kVA monofásicos del transformador (25 kVA);

y por lo tanto:

$$N_1 = \frac{V_1}{V_t} \text{ y } N_2 = \frac{V_2}{V_t},$$

despejando valores

$$V_t = 1.1 \sqrt{\frac{25}{(3/5)^{1/2}}} = 1.1 \sqrt{\frac{25}{0,7746}} = 6,249$$

$$V_t \approx 6,25.$$

También se puede usar la expresión siguiente:

$$V_t = \frac{1}{c} \sqrt{(r \quad e \quad v \quad - \quad a \quad)_{3\phi}}$$

donde el rendimiento se expresa en volt-ampere y c toma valores dependiendo del tipo de núcleo a usar:

Tipo columna (o core) ----- c = 40 – 70

Tipo acorazado (o shell) ----- c = 25 – 40

Para diseños preliminares puede suponerse un valor promedio. Los valores bajos del coeficiente c corresponden a tensiones bajas y frecuencias altas.

Y más directamente se pueden usar los kVA monofásicos, en la forma de la expresión siguiente:

$$V_t = c\sqrt{k} \quad ,$$

donde c toma valores dependiendo del tipo de núcleo a usar y de los valores de tensión y frecuencia,

Tipo columna (o core) ----- $c = 0,6 - 0,9$

Tipo acorazado (o shell) ----- $c = 0,9 - 1,3$

Volviendo al cálculo y por conveniencia del diseño, determinemos el número de vueltas del devanado secundario

$$N_2 = \frac{V_2}{V_t} = \frac{127 \text{ V}}{6,25} = 20,32 \text{ e.} \quad ,$$

por razones de manufactura este valor lo tenemos que ajustar a un número entero, el inmediato próximo es 20 espiras. Con este dato recalculemos los volts/vuelta, para así determinar el número de espiras del devanado primario:

$$V_t = \frac{127}{20} = 6,35;$$

luego entonces, tenemos que:

$$N_1 = \frac{V_1}{V_t} = \frac{13200}{6,35} = 2078,74 \text{ e.} \quad ,$$

en números redondos

$$N_1 = 2079 \text{ e. (nt)}.$$

Pero recordemos que tenemos derivaciones arriba y abajo del valor nominal; para efectos de diseño y de construcción calculemos el valor superior, o sea, para la posición 1 (taps 1) del cambiador de derivaciones, entonces:

$$N_1 t_1 = \frac{13860}{6,35} = 2182,671$$

$$\approx 2183 \text{ e. ,}$$

Al considerar el porcentaje del 5% arriba del valor nominal de vueltas, obtendríamos el mismo valor anterior:

$$2079 \text{ espiras} \times 1,05 = 2183 \text{ espiras.}$$

En resumen para la regulación de la tensión en el transformador, tenemos:

posición 1	13860 volts	2183 espiras
posición 2	13530 volts	2131 espiras
posición 3	13200 volts	2079 espiras
posición 4	12870 volts	2027 espiras
posición 5	12540 volts	1975 espiras

el desarrollo de los devanados, se presentan en la figura 3.2.2,

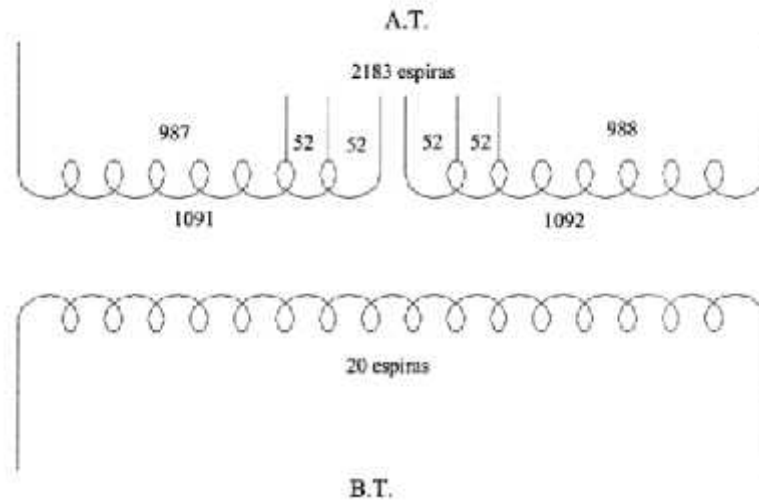


Figura 3.2.2. Esquema del desarrollo de devanados de B.T. y A.T.

b) Cálculo de calibres del conductor.

Para el cálculo de calibres de conductor, es común tomar una densidad de corriente (δ) que este dentro de los valores siguientes: 2,5 a 3,5 amperes/mm², para los transformadores sumergidos en aceite, y de 1,5 a 2,5 amperes/mm², para los transformadores de tipo seco. Para nuestro ejemplo tomemos una densidad de corriente de 3 amperes/mm², entonces los calibres serán:

Para la bobina de A.T., consideremos la corriente para la posición 5, que es ligeramente mayor a la corriente nominal; luego entonces:

$$A_c = \frac{I_{p5}}{\delta} = \frac{1,99 \text{ A}}{3 \text{ A/m}^2} = 0,663 \text{ m}^2,$$

de tablas este valor corresponde a un calibre número 19 AWG.

El calibre para la bobina de B.T., será de:

$$A_c = \frac{I_{\Sigma}}{\delta} = \frac{196,85 \text{ A}}{3 \text{ A/m}^2} = 65,61 \text{ m}^2,$$

De tablas, esta área corresponde a un calibre número 2/0 AWG. Aquí cabe aclarar que por algunas cuestiones técnicas, no conviene usar conductor redondo, más favorablemente conviene usar solera de cobre u hoja de aluminio para el mejor aprovechamiento del factor de espacio. También cabe aclarar que usar solera u hoja tiene ventajas e inconveniencias, dependiendo de la forma de la sección del núcleo a adoptar. Para núcleos rectangulares es preferible la hoja de aluminio.

En este diseño de transformador, usaremos un núcleo trifásico acorazado, del tipo arrollado (WESCOR) con sección rectangular.

El usar hoja de aluminio, lógicamente debemos suponer que se devanara una espira por capa, lo que redundara en una disminución considerable de la reactancia inductiva en el enrollado secundario.

Los resultados de la práctica:

Calculo número de vueltas bobina

Para el cálculo del número de vueltas para las bobinas que conformaran el transformador usaremos la siguiente ecuación:

$$\frac{V_{A.T.}}{V_{E.T.}} = N_p,$$

donde:

$V_{A.T.}$: Voltaje Alta Tensión.

$V_{B.T.}$: Voltaje Baja Tensión.

$N_{vueltas}$: Numero de vueltas.

La ecuación anterior también es conocida como la relación de transformación y esta viene definida por el número de fases del transformador, entonces tenemos que para:

$$T_{an} \quad d \quad 1\phi = \frac{V_{A.T.}}{V_{B.T.}} = \frac{7620}{240} = 31.75,$$

$$T_1 \quad d \quad 2\phi = \frac{V_{A.T.}}{V_{B.T.}} = \frac{13200}{240} = 55,$$

$$T_1 \quad d \quad 3\phi = \frac{V_{A.T.}}{V_{B.T.}} = \frac{13200}{127} = 103.937.$$

Cabe señalar que, los voltajes de A.T. y B.T. varían de acuerdo a la capacidad del transformador. Los voltajes mostrados anteriormente son los valores exactos de las capacidades que los transformadores de distribución soportan, obviamente de acuerdo a sus números de fases.

Pongamos pues un pequeño ejemplo, en el cual procederemos a calcular el número de vueltas necesarias para un transformador de 2ϕ . Entonces:

$$T_1 \quad d \quad 2\phi = \frac{13200}{240} = 55,$$

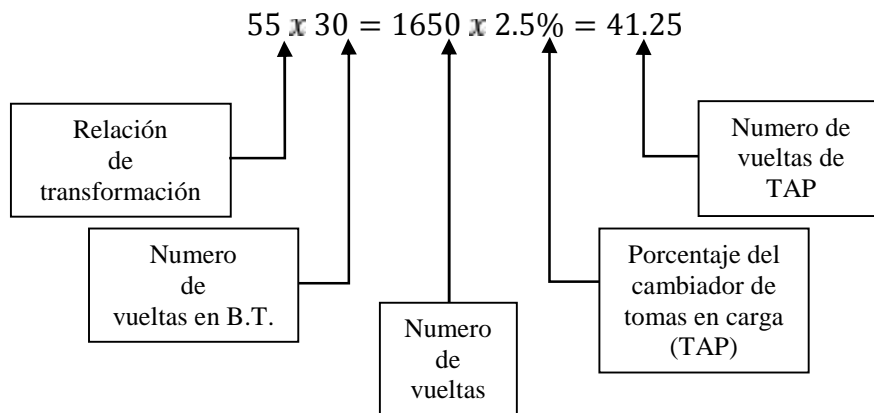
Decimos pues que el transformador de 2ϕ , posee entonces una relación de transformación de 55, esta cantidad será multiplicada por el número de vueltas en B.T. que son calculadas mediante el conteo en tiempo real del número de capas

existentes en la bobina; multiplicadas por el número de secciones presentes en el transformador.

Supongamos entonces que:

Al contar el numero vueltas en la bobina de B.T. nos da como resultado 15 vueltas, que serán multiplicadas por 2, pues es el número de secciones contenidas en el transformador; como resultado tenemos que son 30 en número de vueltas totales.

Entonces:



Como se podrá ver, fueron ya obtenidas las vueltas de TAP (cambiador de tomas en carga), para cuestiones técnicas consideraremos números enteros; entonces dejaremos en 41 en número de vueltas de TAP. A continuación le son agregadas al número de vueltas, las vueltas de TAP (2 por cada sección) para obtener así las vueltas totales; esto es:

$$1650 + 41 + 41 = 1732$$

The diagram shows the final calculation of total turns. A box labeled 'Numero de vueltas totales' has an arrow pointing to the result '1732' in the equation above it.

Obtenemos que: 1732 es el número de vueltas totales para la bobina de A.T., consideremos entonces que tenemos 2 secciones en esa bobina; entonces:

$$\frac{1732}{2} = 866$$

Numero de vueltas para cada sección

Ahora únicamente basta con anotar nuestros resultados en una hoja de diseño, la cual; será la guía para conectar las terminales salientes de la bobina al cambiador de tomas en carga (TAP) y obtener los voltajes deseados los cuales son seleccionados por el usuario del transformador al manipular el cambiador de tomas en carga. A continuación en la Figura 3.2.2 se presenta un diseño muy similar al usado por la empresa E.I.M.S.A.

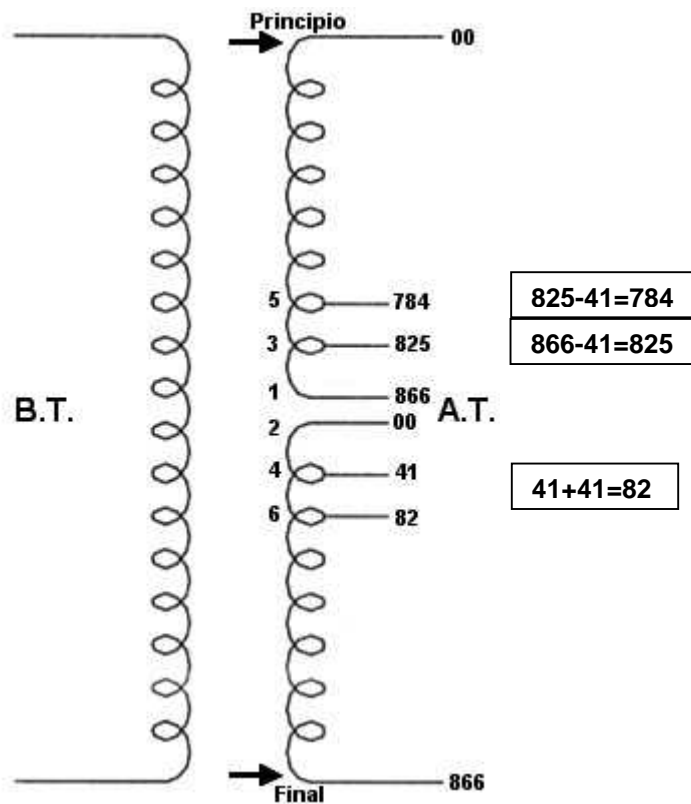


Figura 3.2.2. Plantilla de diseño para bobina de A.T.

Calculo calibre del conductor

Para el cálculo del calibre del conductor que poseerá la bobina, utilizamos la ecuación:

$$k = \frac{1000 \times kVA}{V_{tr}}$$

donde:

kVA: son los kVA nominales del transformador.

1000: Valor predeterminado.

$V_{transformador}$: es el Voltaje del transformador.

Pongamos un ejemplo entonces, para ello supondremos que tenemos un transformador de 2ϕ y 75kVA. Entonces:

$$k = \frac{1000 \times 75}{13200} = 5.68A$$

El resultado que nos da, es el valor de la corriente que fluye por la bobina de A.T. Para encontrar el calibre del conductor debemos de buscar en las tablas (ver Anexos) el valor más cercano al valor de la corriente obtenido y dividirlo entre el valor de la corriente obtenido de tabla pudiendo observar el calibre correspondiente a usar. O sea:

$$5.68 \div V \text{ or } d \text{ t} \dots$$

Cabe mencionar que existen parámetros definidos para obtener la corriente que fluye por la bobina de A.T. Estos son:

Alambre de cobre	3A o menos
Alambre de aluminio	1.8A o menos

Si en dado caso, los resultados están por encima de los valores de la tabla anterior es necesario buscar el error en los cálculos o realizarlos de nuevo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Como conclusión primordial tenemos la construcción o reparación adecuada de los transformadores con presencia de fallas. La reparación como podemos notar en este reporte de residencia profesional es realizada mediante un proceso bien establecido y que de no ser ejecutado tal cual fue descrito no se obtienen los resultados esperados, esto es; la realización de procesos innecesarios o la reparación errónea de los transformadores.

Cierto es que en muchas ocasiones los procesos suelen resultar cotidianos más sin embargo los resultados siempre serán los correctos y más esperados; es así como al realizar el proceso de reparación de los transformadores de manera correcta y definida podemos obtener como resultado transformadores en un estado óptimo para su puesta en funcionamiento, cubriendo todos y cada uno de los parámetros para los cuales han sido construidos y los cuales deben de cumplir eficientemente.

En el aspecto técnico, uno puede notar que la teoría de los transformadores es básica, pero puede en ocasiones resultar tediosa; sin embargo la practica ofrece grandes beneficios de aprendizaje, pues al observar a las personas que durante muchos años laboran en una empresa realizando las mismas actividades a lo largo de tanto tiempo logran tener la capacidad de adecuar fórmulas de tal manera que por medio de su aprendizaje empírico logren llegar al mismo resultado marcado en la teoría.

Ahora bien, hablando sobre el ámbito humano; la experiencia del trabajo en equipo nos brinda un entorno de familiarización y nos otorga una confianza en nosotros mismos para poder forjar un criterio el cual nos permitirá tomar las mejores decisiones al momento de elegir, esto también nos brinda un conocimiento extra,

pues aprendemos tanto de las personas que nos rodean así como de nosotros mismos.

Recomendaciones

Una de las recomendaciones primordiales a los compañeros residentes, sería que; al presentarse al centro de trabajo (empresa) ya sea del sector público o privado, donde realicen sus prácticas de residencia profesional muestren una actitud servicial y de disposición, así también demuestren ser puntuales y mantener una constante actitud de aprendizaje, puesto que; de nada nos sirve tratar de demostrar que somos mejores que las personas que nos reciben en los centros de trabajo o mantener una actitud arrogante, si no conocemos aun como realizar las actividades que durante años ellos realizan y conocen a la perfección.

Hablando de las empresas, ya sean estas privadas o públicas, la única recomendación que podría darles a conocer como residente sería que, constituyeran un banco de proyectos que nos brindasen más oportunidades de elegir al momento de realizar las prácticas profesionales, puesto que; en muchos de los casos un banco de proyectos no está contemplado, sin embargo los asesores tanto interno, como externo; nos brindan las bases o temas para realizar un proyecto de residencia profesional que podría resultar ambicioso o que otorgue grandes dividendos tanto a la empresa en donde se realizan las prácticas profesionales como para brindar una experiencia considerable al residente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES

Fitzgerald, A. E., Kingsley, Charles Jr., Umans, Stephen D. (2004). *Maquinas eléctricas*. México. McGraw Hill.

Pérez, Pedro Avelino. (2001). *Transformadores de distribución (teoría, calculo, construcción y pruebas)*. México. Editorial Reverté.

Transformadoreselectricos. (2013). Fecha de consulta: 28 de octubre de 2014. Disponible en: <http://transformadoreselectricos.wordpress.com/2013/05/07/el-transformador-electrico-su-historia/>

Wildi, Theodore. (2007). *Maquinas eléctricas y sistemas de potencia*. México. Pearson Prentice Hall.

ANEXOS

I. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES DE ALAMBRES DESNUDOS

Calibre	Diámetro del alambre en mm			Área de la sección transversal mm ²	Diámetro del alambre en in			Área de la sección transversal		Calibre
	AWG	mínimo	nominal		máximo	mínimo	nominal	máximo	circular mils	
4	5.138	5.189	5.225	21.15	0.2023	0.2043	0.2057	41735	0.03278	4
5	4.575	4.620	4.666	16.76	0.1801	0.1819	0.1832	33084	0.02599	5
6	4.074	4.115	4.155	13.30	0.1604	0.1620	0.1631	26246	0.02061	6
7	3.630	3.665	3.701	10.55	0.1429	0.1443	0.1453	20820	0.01635	7
8	3.231	3.264	3.297	8.367	0.1272	0.1285	0.1294	16513	0.01297	8
9	2.878	2.906	2.929	6.633	0.1133	0.1144	0.1153	13089	0.01028	9
10	2.563	2.588	2.609	5.260	0.1009	0.1019	0.1027	10381	0.00816	10
11	2.281	2.304	2.322	4.169	0.0898	0.0907	0.0914	8228	0.00646	11
12	2.032	2.052	2.069	3.307	0.0800	0.0808	0.0814	6527	0.00513	12
13	1.811	1.829	1.843	2.627	0.0713	0.0720	0.0726	5185	0.00407	13
14	1.613	1.628	1.643	2.082	0.0635	0.0641	0.0647	4108	0.00323	14
15	1.435	1.450	1.466	1.651	0.0565	0.0571	0.0577	3259	0.00256	15
16	1.278	1.290	1.303	1.307	0.0503	0.0508	0.0513	2579	0.00203	16
17	1.138	1.151	1.163	1.040	0.0448	0.0453	0.0458	2053	0.00161	17
18	1.013	1.024	1.034	0.8236	0.0399	0.0403	0.0407	1625	0.00128	18
19	0.902	0.912	0.922	0.6533	0.0355	0.0359	0.0363	1289	0.00101	19
20	0.805	0.813	0.820	0.5191	0.0317	0.0320	0.0323	1024	0.000804	20
21	0.716	0.724	0.732	0.4117	0.0282	0.0285	0.0288	812	0.000638	21
22	0.635	0.643	0.650	0.3247	0.0250	0.0253	0.0256	641	0.000503	22
23	0.569	0.574	0.579	0.2588	0.0224	0.0226	0.0228	511	0.000401	23
24	0.505	0.511	0.516	0.2051	0.0199	0.0201	0.0203	405	0.000317	24
25	0.450	0.455	0.460	0.1626	0.0177	0.0179	0.0181	321	0.000252	25
26	0.399	0.404	0.409	0.1282	0.0157	0.0159	0.0161	253	0.000199	26
27	0.358	0.361	0.363	0.1024	0.0141	0.0142	0.0143	202	0.000158	27
28	0.318	0.320	0.323	0.0804	0.0125	0.0126	0.0127	159	0.000125	28
29	0.284	0.287	0.290	0.0647	0.0112	0.0113	0.0114	128	0.000100	29
30	0.251	0.254	0.257	0.0507	0.0099	0.0100	0.0101	100	0.00007854	30
31	0.224	0.226	0.229	0.0401	0.0088	0.0089	0.0090	79.2	0.00006221	31
32	0.201	0.203	0.206	0.0324	0.0079	0.0080	0.0081	63.9	0.00005027	32
33	0.178	0.180	0.183	0.0254	0.0070	0.0071	0.0072	50.2	0.00003959	33
34	0.157	0.160	0.163	0.0201	0.0062	0.0063	0.0064	39.7	0.00003117	34
35	0.140	0.142	0.145	0.0158	0.0055	0.0056	0.0057	31.3	0.00002463	35
36	0.124	0.127	0.130	0.0127	0.0049	0.0050	0.0051	25.0	0.00001964	36
37	0.112	0.114	0.117	0.0102	0.0044	0.0045	0.0046	20.1	0.00001590	37
38	0.099	0.102	0.104	0.0082	0.0039	0.0040	0.0041	16.1	0.00001257	38
39	0.086	0.089	0.091	0.0062	0.0034	0.0035	0.0036	12.3	0.00000962	39
40	0.076	0.079	0.081	0.0049	0.0030	0.0031	0.0032	9.87	0.00000755	40
41	0.069	0.071	0.074	0.0040	0.0027	0.0028	0.0029	7.81	0.00000616	41
42	0.061	0.064	0.066	0.0032	0.0024	0.0025	0.0026	6.35	0.00000491	42
43	0.053	0.056	0.058	0.0025	0.0021	0.0022	0.0023	4.86	0.00000380	43
44	0.048	0.051	0.053	0.0020	0.0019	0.0020	0.0021	4.03	0.00000314	44

Diagnóstico de Fallas en Transformadores de Distribución y Media Potencia Hasta 34500 kV

II. PESO Y RESISTENCIA ELÉCTRICA DE ALAMBRES REDONDOS DE COBRE Y ALUMINIO									
Calibre	Resistencia en cc a 20 °C 100% conductividad		Resistencia en cc a 20 °C 61.8% conductividad		Peso				Calibre
	COBRE		ALUMINIO		COBRE		ALUMINIO		
AWG	ohm/km	ohm/kg	ohm/km	ohm/kg	kg/km	m/g	kg/km	m/g	AWG
4	0.8152	0.004336	1.319	0.02308	188.0	0.005319	57.15	0.01750	4
5	1.028	0.00690	1.664	0.03673	149.0	0.006709	45.34	0.02205	5
6	1.297	0.01097	2.098	0.05896	118.2	0.008459	35.94	0.02783	6
7	1.634	0.01742	2.644	0.09273	93.80	0.01066	28.51	0.03507	7
8	2.061	0.02770	3.333	0.1473	74.38	0.01344	22.62	0.04421	8
9	2.600	0.04410	4.206	0.2348	58.95	0.01696	17.93	0.05577	9
10	3.277	0.07006	5.302	0.3728	46.77	0.02138	14.20	0.07060	10
11	4.140	0.112	6.69	0.593	37.1	0.0270	11.30	0.0887	11
12	5.210	0.177	8.43	0.944	29.4	0.0340	8.96	0.112	12
13	6.560	0.281	10.63	1.50	23.4	0.0428	7.10	0.141	13
14	8.280	0.447	13.39	2.38	18.5	0.0540	5.61	0.178	14
15	10.40	0.711	16.90	3.79	14.7	0.0681	4.46	0.224	15
16	13.20	1.13	21.3	6.04	11.6	0.086	3.53	0.284	16
17	16.60	1.79	26.8	9.55	9.24	0.109	2.81	0.355	17
18	21.00	2.86	33.8	15.2	7.32	0.137	2.23	0.448	18
19	26.40	4.55	42.6	24.2	5.81	0.172	1.77	0.564	19
20	33.20	7.20	53.8	38.4	4.61	0.217	1.40	0.712	20
21	41.90	11.4	67.9	60.8	3.66	0.273	1.110	0.90	21
22	53.20	18.4	86.0	98.1	2.88	0.347	0.878	1.14	22
23	66.60	29.0	108	154	2.30	0.435	0.701	1.42	23
24	84.20	46.3	136	247	1.82	0.549	0.552	1.81	24
25	106.0	73.6	172	392	1.44	0.693	0.439	2.28	25
26	135.0	118	218	628	1.14	0.878	0.347	2.88	26
27	169.0	186	273	990	0.909	1.10	0.275	3.64	27
28	214.0	300	348	1600	0.715	1.40	0.217	4.60	28
29	266.0	463	430	2470	0.575	1.74	0.176	5.69	29
30	340.0	755	551	4030	0.450	2.22	0.137	7.32	30
31	430.0	1200	--	--	0.357	2.80	--	--	31
32	532.0	1940	--	--	0.288	3.47	--	--	32
33	675.0	2970	--	--	0.227	4.40	--	--	33
34	857.0	4790	--	--	0.179	5.59	--	--	34
35	1090	7680	--	--	0.141	7.08	--	--	35
36	1360	12100	--	--	0.113	8.88	--	--	36
37	1690	18400	--	--	0.0912	11.0	--	--	37
38	2130	29500	--	--	0.0721	13.9	--	--	38
39	2780	50300	--	--	0.0552	18.1	--	--	39
40	3540	81800	--	--	0.0433	23.1	--	--	40
41	4340	123000	--	--	0.0353	28.3	--	--	41
42	5440	193000	--	--	0.0282	35.5	--	--	42
43	7030	322000	--	--	0.00218	45.9	--	--	43
44	8510	472000	--	--	0.00180	55.5	--	--	44

III. I. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES DE ALAMBRES DESNUDOS

CALIBRES INTERMEDIOS (COBRE)

Calibre	Diámetro del alambre en mm		Diámetro del alambre en in.		Resistencia eléctrica oc a 20 °C * ohms/km		Peso	
	mínimo	máximo	mínimo	máximo	mínimo	máximo	kg/km	libras./1000 pies
4 1/2	4.849	4.931	0.1909	0.1941	0.9028	0.9336	166.96	111.96
5 1/2	4.318	4.392	0.1700	0.1729	1.1380	1.1774	132.42	88.80
6 1/2	3.846	3.911	0.1514	0.1540	1.4351	1.4841	105.03	70.43
7 1/2	3.424	3.484	0.1348	0.1372	1.8085	1.8724	83.30	55.86
8 1/2	3.051	3.103	0.1201	0.1221	2.2610	2.3510	66.16	44.46
9 1/2	2.715	2.765	0.1069	0.1089	2.8470	2.9660	52.53	35.31
10 1/2	2.418	2.463	0.0952	0.0970	3.6020	3.7530	41.68	28.01
11 1/2	2.151	2.192	0.0847	0.0863	4.5470	4.7440	33.00	22.18
12 1/2	1.918	1.954	0.0755	0.0769	5.7250	5.9680	26.22	17.62
13 1/2	1.707	1.738	0.0672	0.0684	7.2310	7.5360	20.76	13.96
14 1/2	1.521	1.552	0.0599	0.0611	9.1140	9.4820	16.48	11.08
15 1/2	1.356	1.382	0.0534	0.0544	11.500	11.930	13.08	8.794
16 1/2	1.207	1.232	0.0475	0.0485	14.470	15.080	10.38	6.974
17 1/2	1.074	1.095	0.0423	0.0431	18.320	19.020	8.212	5.519
18 1/2	0.955	0.975	0.0376	0.0384	23.070	24.070	6.503	4.371
19 1/2	0.853	0.869	0.0336	0.0342	28.090	30.140	5.176	3.479
20 1/2	0.759	0.775	0.0299	0.0305	36.580	38.060	4.108	2.761
21 1/2	0.676	0.691	0.0266	0.0272	46.000	48.100	3.295	2.174
22 1/2	0.602	0.612	0.0237	0.0241	58.600	60.560	2.573	1.729
23 1/2	0.536	0.546	0.0211	0.0215	73.620	76.410	2.043	1.373
24 1/2	0.478	0.488	0.0188	0.0192	92.290	96.260	1.626	1.093
25 1/2	0.424	0.434	0.0167	0.0171	116.40	122.00	1.286	0.8645
26 1/2	0.378	0.386	0.0149	0.0152	147.30	155.30	1.103	0.6811
27 1/2	0.338	0.343	0.0133	0.0135	186.70	192.40	0.8087	0.5435
28 1/2	0.300	0.305	0.0118	0.0120	236.30	244.40	0.6378	0.4286
29 1/2	0.267	0.272	0.0105	0.0107	297.20	308.60	0.5060	0.34

Nota: *Estos valores están basados en una resistividad del cobre de 17.241 ohm-mm²/km a 20 °C (100% de conductividad IACS).
 - Los valores de resistencia mínimos están basados sobre el diámetro máximo.
 - Los valores de resistencia máximos están basados sobre el diámetro mínimo.

III. II. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES DE ALAMBRES DESNUDOS

CALIBRES INTERMEDIOS (ALUMINIO)

Calibre	Diámetro del alambre en mm		Diámetro del alambre en in.		Resistencia eléctrica oc a 20 °C * ohms/km		Peso	
	mínimo	máximo	mínimo	máximo	mínimo	máximo	kg/km	libras./1000 pies
14 1/2	1.521	1.552	0.0599	0.0611	14.890	15.350	5.013	3.369
15 1/2	1.356	1.382	0.0534	0.0544	18.740	19.380	3.979	2.674
16 1/2	1.207	1.232	0.0475	0.0485	23.700	24.400	3.155	2.121
17 1/2	1.074	1.095	0.0423	0.0431	29.920	30.770	2.497	1.678
18 1/2	0.955	0.975	0.0376	0.0384	37.530	38.940	1.978	1.329
19 1/2	0.853	0.869	0.0336	0.0342	47.350	48.770	1.574	1.058
20 1/2	0.759	0.775	0.0299	0.0305	59.970	61.590	1.249	0.8395
21 1/2	0.676	0.691	0.0266	0.0272	75.530	77.820	0.9837	0.6611
22 1/2	0.602	0.612	0.0237	0.0241	94.800	98.020	0.7932	0.5259
23 1/2	0.536	0.546	0.0211	0.0215	120.20	123.70	0.6214	0.4176
24 1/2	0.478	0.488	0.0188	0.0192	150.90	155.80	0.4944	0.3323
25 1/2	0.424	0.434	0.0167	0.0171	190.50	197.40	0.3912	0.2629

Nota: *Estos valores están basados en una resistividad del aluminio de 27.757 ohm-mm²/km a 20 °C (61.8% de conductividad IACS).
 - Los valores de resistencia mínimos están basados sobre el diámetro máximo.
 - Los valores de resistencia máximos están basados sobre el diámetro mínimo.

IV.1. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES DE ALAMBRES ESMALTADOS

Calibre	CONSTRUCCIÓN SENCILLA						Calibre	CONSTRUCCIÓN DOBLE					
	Diámetro del alambre esmaltado en mm		Adición en mm	Diámetro del alambre esmaltado en in		Adición en in		Diámetro del alambre esmaltado en mm		Adición en mm	Diámetro del alambre esmaltado en in		Adición en in
AWG	mínimo	máximo	mínima	mínimo	máximo	mínima	AWG	mínimo	máximo	mínima	mínimo	máximo	mínima
4	---	---	---	---	---	---	4	5.232	5.330	0.094	0.2060	0.2098	0.0037
5	---	---	---	---	---	---	5	4.666	4.757	0.094	0.1837	0.1872	0.0037
6	---	---	---	---	---	---	6	4.163	4.246	0.091	0.1639	0.1671	0.0036
7	---	---	---	---	---	---	7	3.716	3.790	0.089	0.1463	0.1491	0.0035
8	3.274	3.338	0.043	0.1289	0.1314	0.0017	8	3.315	3.383	0.089	0.1305	0.1332	0.0035
9	2.921	2.980	0.043	0.1150	0.1173	0.0017	9	2.959	3.023	0.086	0.1165	0.1189	0.0034
10	2.606	2.660	0.043	0.1026	0.1047	0.0017	10	2.642	2.703	0.086	0.1040	0.1061	0.0034
11	2.322	2.373	0.041	0.0915	0.0934	0.0017	11	2.357	2.418	0.084	0.0928	0.0948	0.0033
12	2.073	2.117	0.041	0.0816	0.0833	0.0016	12	2.106	2.163	0.081	0.0829	0.0847	0.0032
13	1.852	1.892	0.041	0.0729	0.0745	0.0016	13	1.882	1.934	0.081	0.0741	0.0757	0.0032
14	1.654	1.692	0.041	0.0651	0.0666	0.0016	14	1.694	1.732	0.081	0.0667	0.0682	0.0032
15	1.473	1.509	0.038	0.0580	0.0594	0.0015	15	1.511	1.548	0.076	0.0595	0.0609	0.0030
16	1.313	1.348	0.036	0.0517	0.0531	0.0014	16	1.351	1.384	0.074	0.0532	0.0545	0.0029
17	1.173	1.207	0.036	0.0462	0.0475	0.0014	17	1.209	1.240	0.071	0.0476	0.0488	0.0028
18	1.046	1.077	0.033	0.0412	0.0424	0.0013	18	1.080	1.110	0.066	0.0425	0.0437	0.0026
19	0.932	0.963	0.030	0.0367	0.0379	0.0012	19	0.965	0.993	0.064	0.0380	0.0391	0.0025
20	0.836	0.864	0.030	0.0329	0.0340	0.0012	20	0.864	0.892	0.061	0.0340	0.0351	0.0024
21	0.744	0.770	0.028	0.0293	0.0303	0.0011	21	0.772	0.800	0.056	0.0304	0.0314	0.0022
22	0.663	0.686	0.028	0.0261	0.0270	0.0011	22	0.688	0.714	0.053	0.0271	0.0281	0.0021
23	0.594	0.617	0.025	0.0234	0.0243	0.0010	23	0.620	0.643	0.051	0.0244	0.0253	0.0020
24	0.531	0.551	0.025	0.0209	0.0217	0.0010	24	0.554	0.577	0.048	0.0218	0.0227	0.0019
25	0.472	0.493	0.023	0.0186	0.0194	0.0009	25	0.495	0.516	0.046	0.0195	0.0203	0.0018
26	0.422	0.439	0.023	0.0166	0.0173	0.0009	26	0.442	0.462	0.043	0.0174	0.0182	0.0017
27	0.378	0.396	0.020	0.0146	0.0156	0.0008	27	0.399	0.419	0.041	0.0157	0.0164	0.0016
28	0.338	0.356	0.020	0.0133	0.0140	0.0008	28	0.358	0.373	0.041	0.0141	0.0147	0.0016
29	0.302	0.320	0.018	0.0119	0.0126	0.0007	29	0.323	0.338	0.038	0.0127	0.0133	0.0015
30	0.269	0.284	0.018	0.0106	0.0112	0.0007	30	0.287	0.302	0.033	0.0113	0.0119	0.0013
31	0.238	0.254	0.016	0.0094	0.0100	0.0006	31	0.257	0.274	0.030	0.0101	0.0106	0.0012
32	0.216	0.231	0.015	0.0085	0.0091	0.0006	32	0.231	0.249	0.028	0.0091	0.0098	0.0011
33	0.191	0.206	0.013	0.0075	0.0081	0.0005	33	0.206	0.224	0.025	0.0081	0.0088	0.0010
34	0.170	0.183	0.013	0.0067	0.0072	0.0005	34	0.183	0.198	0.023	0.0072	0.0078	0.0009
35	0.150	0.163	0.010	0.0059	0.0064	0.0004	35	0.163	0.178	0.023	0.0064	0.0070	0.0009
36	0.135	0.147	0.010	0.0053	0.0058	0.0004	36	0.145	0.160	0.020	0.0057	0.0063	0.0008
37	0.119	0.135	0.010	0.0047	0.0053	0.0004	37	0.132	0.145	0.018	0.0052	0.0057	0.0007
38	0.107	0.119	0.008	0.0042	0.0047	0.0003	38	0.117	0.130	0.018	0.0046	0.0051	0.0007
39	0.091	0.104	0.008	0.0036	0.0041	0.0003	39	0.102	0.114	0.015	0.0040	0.0045	0.0006
40	0.081	0.094	0.008	0.0032	0.0037	0.0003	40	0.091	0.102	0.013	0.0036	0.0040	0.0005
41	0.074	0.086	0.008	0.0029	0.0034	0.0003	41	0.081	0.091	0.013	0.0032	0.0036	0.0005
42	0.066	0.076	0.005	0.0026	0.0030	0.0002	42	0.071	0.084	0.013	0.0028	0.0032	0.0005
43	0.058	0.066	0.005	0.0023	0.0026	0.0002	43	0.064	0.074	0.010	0.0025	0.0029	0.0004
44	0.051	0.061	0.005	0.0020	0.0024	0.0002	44	0.058	0.069	0.010	0.0023	0.0027	0.0004
45	0.0455	0.0559	0.0051	0.0018	0.0022	0.0002	45	0.0505	0.0610	0.0100	0.00199	0.00230	0.0004
46	0.0409	0.0508	0.0051	0.0016	0.0020	0.0002	46	0.0460	0.0533	0.0076	0.00181	0.00210	0.0003
47	0.0368	0.0432	0.0025	0.0015	0.0017	0.0001	47	0.0418	0.0483	0.0076	0.00165	0.00190	0.0003
48	0.0328	0.0381	0.0025	0.0013	0.0015	0.0001	48	0.0353	0.0432	0.0051	0.00139	0.00170	0.0002
49	0.0297	0.0330	0.0025	0.0012	0.0013	0.0001	49	0.0323	0.0381	0.0051	0.00127	0.00150	0.0002
50	0.0267	0.0305	0.0025	0.0011	0.0012	0.0001	50	0.0292	0.0356	0.0051	0.00115	0.00140	0.0002
51	0.0241	0.0279	0.0025	0.0010	0.0011	0.0001	51	---	---	---	---	---	---
52	0.0216	0.0254	0.0025	0.0009	0.0010	0.0001	52	---	---	---	---	---	---

IV. II. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES DE ALAMBRES ESMALTADOS													
CALIBRES INTERMEDIOS													
Calibre	CONSTRUCCIÓN SENCILLA				Calibre	CONSTRUCCIÓN DOBLE							
	Diámetro del alambre esmaltado en mm		Adición en mm	Diámetro del alambre esmaltado en in		Diámetro del alambre esmaltado en mm		Adición en in					
AWG	mínimo	máximo	mínima	mínimo	máximo	máxima	AWG	mínimo	máximo	mínima	mínimo	máximo	máxima
4 1/2	---	---	---	---	---	---	4 1/2	4.943	5.035	0.094	0.1946	0.1982	0.0037
5 1/2	---	---	---	---	---	---	5 1/2	4.409	4.494	0.091	0.1736	0.1769	0.0036
6 1/2	---	---	---	---	---	---	6 1/2	3.937	4.012	0.091	0.1550	0.1579	0.0036
7 1/2	---	---	---	---	---	---	7 1/2	3.513	3.581	0.089	0.1383	0.1410	0.0035
8 1/2	3.094	3.153	0.043	0.1218	0.1241	0.0017	8 1/2	3.134	3.196	0.086	0.1234	0.1258	0.0034
9 1/2	2.758	2.816	0.043	0.1086	0.1109	0.0017	9 1/2	2.797	2.859	0.086	0.1101	0.1125	0.0034
10 1/2	2.461	2.514	0.043	0.0969	0.0990	0.0017	10 1/2	2.497	2.557	0.084	0.0983	0.1007	0.0033
11 1/2	2.192	2.240	0.041	0.0863	0.0882	0.0016	11 1/2	2.228	2.287	0.084	0.0877	0.0900	0.0033
12 1/2	1.959	2.002	0.041	0.0771	0.0788	0.0016	12 1/2	1.991	2.045	0.081	0.0784	0.0805	0.0032
13 1/2	1.748	1.787	0.041	0.0688	0.0703	0.0016	13 1/2	1.778	1.829	0.081	0.0700	0.0720	0.0032
14 1/2	1.562	1.598	0.041	0.0615	0.0629	0.0016	14 1/2	1.603	1.638	0.079	0.0631	0.0645	0.0031
15 1/2	1.394	1.430	0.038	0.0549	0.0563	0.0015	15 1/2	1.433	1.468	0.076	0.0564	0.0578	0.0030
16 1/2	1.242	1.275	0.036	0.0489	0.0502	0.0014	16 1/2	1.280	1.311	0.071	0.0504	0.0516	0.0028
17 1/2	1.110	1.140	0.033	0.0437	0.0449	0.0013	17 1/2	1.146	1.173	0.069	0.0451	0.0462	0.0027
18 1/2	0.988	1.016	0.033	0.0389	0.0400	0.0013	18 1/2	1.021	1.049	0.064	0.0402	0.0413	0.0025
19 1/2	0.884	0.912	0.030	0.0348	0.0359	0.0012	19 1/2	0.917	0.942	0.061	0.0361	0.0371	0.0024
20 1/2	0.790	0.815	0.028	0.0311	0.0321	0.0011	20 1/2	0.818	0.843	0.058	0.0322	0.0332	0.0023
21 1/2	0.704	0.729	0.028	0.0277	0.0287	0.0011	21 1/2	0.732	0.757	0.056	0.0288	0.0298	0.0022
22 1/2	0.630	0.653	0.025	0.0248	0.0257	0.0010	22 1/2	0.655	0.678	0.053	0.0258	0.0267	0.0021
23 1/2	0.561	0.584	0.025	0.0221	0.0230	0.0010	23 1/2	0.587	0.610	0.051	0.0231	0.0240	0.0020
24 1/2	0.503	0.523	0.023	0.0198	0.0206	0.0009	24 1/2	0.526	0.546	0.048	0.0207	0.0215	0.0019
25 1/2	0.447	0.467	0.023	0.0176	0.0184	0.0009	25 1/2	0.470	0.490	0.046	0.0185	0.0193	0.0018
26 1/2	0.399	0.419	0.020	0.0157	0.0165	0.0008	26 1/2	0.419	0.439	0.043	0.0165	0.0173	0.0017
27 1/2	0.358	0.376	0.020	0.0141	0.0148	0.0008	27 1/2	0.378	0.396	0.041	0.0149	0.0156	0.0016
28 1/2	0.320	0.335	0.020	0.0126	0.0132	0.0008	28 1/2	0.340	0.356	0.038	0.0134	0.0140	0.0015
29 1/2	0.284	0.300	0.018	0.0112	0.0118	0.0007	29 1/2	0.305	0.320	0.036	0.0120	0.0126	0.0014

V. FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA POR TEMPERATURA

Temperatura del conductor		Factor de corrección COBRE	Factor de corrección ALUMINIO
°C	°F	Multiplicar el valor de la resistencia por:	Multiplicar el valor de la resistencia por:
0	32	1.0853	1.0877
5	41	1.0628	1.0644
10	50	1.0409	1.0420
15	59	1.0200	1.0206
20	68	1.0000	1.0000
25	77	0.9807	0.9802
30	86	0.9622	0.9612
35	95	0.9443	0.9430
40	104	0.9271	0.9254
45	113	0.9106	0.9084
50	122	0.8946	0.8921
55	131	0.8791	0.8763
60	140	0.8642	0.8611
65	149	0.8497	0.8464
70	158	0.8358	0.8322
75	167	0.8223	0.8185
80	176	0.8092	0.8052
85	185	0.7966	0.7923
90	194	0.7843	0.7799
95	203	0.7724	0.7678
100	212	0.7608	0.7561
105	221	0.7496	0.7447
110	230	0.7388	0.7337
115	239	0.7282	0.7230
120	248	0.7179	0.7126
125	257	0.7079	0.7025
130	266	0.6982	0.6927
135	275	0.6888	0.6832
140	284	0.6796	0.6739
145	293	0.6706	0.6649
150	302	0.6619	0.6561
155	311	0.6534	0.6475
160	320	0.6451	0.6392
165	329	0.6370	0.6310
170	338	0.6292	0.6231
175	347	0.6215	0.6154
180	356	0.6140	0.6078
185	365	0.6067	0.6005
190	374	0.5995	0.5933
195	383	0.5925	0.5863
200	392	0.5857	0.5794
205	401	0.5791	0.5727
210	410	0.5728	0.5662
215	419	0.5662	0.5598
220	428	0.5600	0.5536

*Nota: *Estos valores están basados en un valor de (T) = 234.5 °C para cobre suave y un valor de (T) = 228 °C para aluminio suave*

VI. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES Y ELÉCTRICAS DE ALAMBRES DESNUDOS

ULTRAFINOS

Calibre AWG	Diámetro nominal del alambre *		Resistencia eléctrica corriente continua a 20 °C OHMS						Calibre AWG
	mm	in	mínima		nominal		máxima		
			por pie	por metro	por pie	por metro	por pie	por metro	
45	0.0447	0.00176	3.080	10.11	3.616	11.86	3.348	10.98	45
46	0.0399	0.00157	3.870	12.70	4.544	14.91	4.207	13.00	46
47	0.0356	0.00140	4.868	15.87	5.714	18.75	5.291	17.36	47
48	0.0315	0.00124	6.205	20.36	7.285	23.90	6.745	22.13	48
49	0.0282	0.00111	7.744	25.41	9.090	29.82	8.417	27.62	49
50	0.0251	0.00099	9.734	31.94	11.43	37.50	10.58	34.71	50
51	0.0224	0.00088	12.32	40.42	14.46	47.44	13.39	43.93	51
52	0.0198	0.00078	15.69	51.48	18.41	60.40	17.05	55.94	52

Nota: *Las tolerancias mínimas y máximas se dan por medición de la resistencia óhmica del alambre y no por la medición dimensional.

RANGOS DE MANUFACTURA DE ALAMBRES MAGNETO ALUMINIO (AWG)

4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52			
					Sencillo Formanel ^{M.R.}																						
					Doble Formanel ^{M.R.}																						
					Sencillo Soldanel ^{M.R.} Nylon																						
					Doble Soldanel ^{M.R.} Nylon																						
					Sencillo Amidanel ^{M.R.}																						
					Doble Amidanel ^{M.R.}																						
					Sencillo Universanel ^{M.R.}																						
					Doble Universanel ^{M.R.}																						
					Sencillo Termanel ^{M.R.} Nylon																						
					Doble Termanel ^{M.R.} Nylon																						

Diagnóstico de Fallas en Transformadores de Distribución y Media Potencia Hasta 34500 kV

RANGOS DE MANUFACTURA DE ALAMBRES MAGNETO COBRE (AWG)																								
4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52
Sencillo Formanel ^{M.R.}																								
Doble Formanel ^{M.R.}																								
												Sencillo Soldanel ^{M.R.} Nylon												
												Doble Soldanel ^{M.R.} Nylon												
												Sencillo Polisoldanel ^{M.R.}												
												Doble Polisoldanel ^{M.R.}												
												Sencillo Polisoldanel ^{M.R.} Nylon												
												Doble Polisoldanel ^{M.R.} Nylon												
												1												
												Sencillo Soldaltzanel ^{M.R.}												
												Doble Soldaltzanel ^{M.R.}												
												Sencillo Soldatermanel ^{M.R.} Nylon												
												Doble Soldatermanel ^{M.R.} Nylon												
												Sencillo Termanel ^{M.R.} Nylon												
												Doble Termanel ^{M.R.} Nylon												
												Sencillo Politermanel ^{M.R.}												
												Doble Politermanel ^{M.R.}												
												Sencillo Politermanel ^{M.R.} Nylon												
												Doble Politermanel ^{M.R.} Nylon												
												Sencillo Termaltzanel ^{M.R.}												
												Doble Termaltzanel ^{M.R.}												
												Sencillo Polisoldatermanel ^{M.R.}												
												Doble Polisoldatermanel ^{M.R.}												
												2												
												Sencillo Polisoldatermanel ^{M.R.} Nylon												
												Doble Polisoldatermanel ^{M.R.} Nylon												
												Sencillo Amidanel ^{M.R.}												
												Doble Amidanel ^{M.R.}												
												Doble Amidanel AE ^{M.R.}												
												Doble Amidanel ^{M.R.} Ecologico												
												3												
Ferrado con papel																								
Termapel ^{M.R.}																								
												Doble Universanel ^{M.R.}												
												Doble Ultranel ^{M.R.}												
4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48	50	52

- 1.- Polisoldanel^{M.R.} Cementable Tipos I y II
- 2.- Polisoldatermanel^{M.R.} Cementable Tipos I y II
- 3.- Amidanel^{M.R.} Cementable Tipos I y II

TENSIONES MÁXIMAS RECOMENDADAS DE EMOBINADO					
Calibre	COBRE*		ALUMINIO**		Calibre
	lb	kg	lb	kg	
4	245	111	110	50.0	4
5	194	88,4	87,3	39,6	5
6	154	77,1	76,0	34,5	6
7	122	55,6	54,6	24,8	7
8	97,2	44,1	43,2	19,6	8
9	77,1	34,9	34,0	15,4	9
10	61,1	27,7	26,8	12,1	10
11	48,4	21,9	21,3	9,6	11
12	38,6	17,5	16,9	7,6	12
13	30,4	13,7	13,3	6,0	13
14	24,2	10,9	10,6	4,8	14
15	19,2	8,7	8,4	3,8	15
16	15,2	6,9	6,7	3,0	16
17	12,1	5,5	5,3	2,4	17
18	9,6	4,3	4,2	1,9	18
19	7,5	3,4	3,3	1,5	19
20	6,0	2,7	2,6	1,2	20
21	4,7	2,1	2,1	0,9	21
22	3,7	1,7	1,6	0,7	22
23	3,0	1,3	1,3	0,5	23
24	2,3	1,0	1,0	0,4	24
25	1,80	0,85	0,83	0,37	25
26	1,50	0,68	0,66	0,29	26
27	1,19	0,54	0,52	0,23	27
28	0,94	0,42	0,41	0,18	28
29	0,75	0,34	0,25	0,17	29
30	0,59	0,26	---	---	30
31	0,46	0,21	---	---	31
32	0,37	0,17	---	---	32
33	0,29	0,13	---	---	33
34	0,23	0,10	---	---	34
35	0,18	0,08	---	---	35
36	0,14	0,06	---	---	36
37	0,11	0,05	---	---	37
38	0,09	0,04	---	---	38
39	0,07	0,03	---	---	39
40	0,05	0,02	---	---	40
41	0,04	0,02	---	---	41
42	0,03	0,01	---	---	42
43	0,02	0,01	---	---	43
44	0,02	0,01	---	---	44
45	0,018	0,008	---	---	45
46	0,014	0,006	---	---	46
47	0,011	0,005	---	---	47
48	0,009	0,004	---	---	48
49	0,007	0,003	---	---	49
50	0,006	0,002	---	---	50
51	0,004	0,002	---	---	51
52	0,003	0,001	---	---	52

NOTAS: * Estos valores fueron calculados tomando como base el valor de 7 500 lb/in² que es la mitad del esfuerzo necesario para que un alambre de cobre suave empiece a sufrir una deformación permanente.

** Estos valores fueron calculados tomando como base el valor de 3 300 lb/in² que es la mitad del esfuerzo necesario para que un alambre de aluminio suave empiece a sufrir una deformación permanente.

El tipo de máquina embobinadora, sus aditamentos, el tipo de desenrollador empleado y el tipo de carrete; entre otros, pueden ocasionar variaciones de las tensiones de embobinado. Al inicio del proceso de embobinado debe acelerarse lentamente y no hacer paradas bruscas, para evitar que el alambre sufra deformaciones por tensiones excesivas.