

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONSIDERACIONES TÉCNICAS QUE SE DEBEN TENER
EN CUENTA PARA EL MONTAJE Y ENERGIZACIÓN POR
PRIMERA VEZ DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOSÉ MANUEL SOLÍS ARGUETA

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Hugo Leonel Ramírez Ortiz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

CONSIDERACIONES TÉCNICAS QUE SE DEBEN TENER EN CUENTA PARA EL MONTAJE Y ENERGIZACIÓN POR PRIMERA VEZ DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 1 de marzo de 2010.



José Manuel Solís Argueta

Guatemala 11 de septiembre de 2012

Ingeniero

Francisco González

Escuela Mecánica Eléctrica

Facultad de Ingeniería

Universidad de San Carlos de Guatemala

Por este medio informo que he revisado el informe final de trabajo de graduación titulado "CONSIDERACIONES TÉCNICAS QUE SE DEBEN TENER EN CUENTA PARA EL MONTAJE Y ENERGIZACIÓN POR PRIMERA VEZ DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA" realizado por el estudiante José Manuel Solís Argueta con número de carné 2004-13533.

Por lo cual después de haber realizado la revisión del respectivo informe final y de haber hecho las correcciones pertinentes considero que lleva los requisitos para su aprobación.

Atentamente,

José Guillermo Bedoya Barrios

Ingeniero Electricista

No. Colegiado 4846

ING. ELECTRICISTA
JOSE GUILLERMO BEDOYA BARRIOS
COLEGIADO No. 4846

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 29.2013
Guatemala, 9 de abril 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
“CONSIDERACIONES TÉCNICAS QUE SE DEBEN TENER EN
CUENTA PARA EL MONTAJE Y ENERGIZACIÓN POR
PRIMERA VEZ DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA”, del
estudiante José Manuel Solís Argueta que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



SFO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



ACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 29. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; JOSÉ MANUEL SOLÍS ARGUETA titulado: “CONSIDERACIONES TÉCNICAS QUE SE DEBEN TENER EN CUENTA PARA EL MONTAJE Y ENERGIZACIÓN POR PRIMERA VEZ DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA”, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 22 DE MAYO 2013.

Universidad de San Carlos
De Guatemala

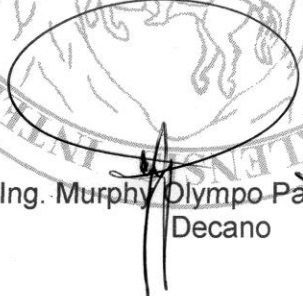


Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.525-2013

E l Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **CONSIDERACIONES TÉCNICAS QUE SE DEBEN TENER EN CUENTA PARA EL MONTAJE Y ENERGIZACIÓN POR PRIMERA VEZ DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**, presentado por el estudiante universitario: **José Manuel Solís Argueta**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE


Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, agosto de 2013



/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por permitirme la oportunidad de concluir mi carrera, y todas las bendiciones que me ha brindado.
- Mis padres** Héctor Osvaldo Solís y Sonia Noemi Argueta. Su amor, esmero, y dedicación será siempre mi inspiración.
- Mis hermanos** Walter, Otto y Mónica. Por tenerme mucha paciencia, y motivarme a concluir mis estudios.
- Mis primos** Arellys, Ilkian, Deblin, Diana, Karla, Cindy, Kerena, Mariloli, Ceci, Guayito, Adolfo, por su apoyo incondicional en muchas de las decisiones de mi vida.
- Mis tíos** Manfredo, Ofi, Hania, Mirna, Mimi, Axel. Por motivarme y aconsejarme a lo largo de mi vida.
- Srita. Gabriela Villanueva** Por ser una importante influencia en la culminación de este trabajo y motivación a para seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS A:

La Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la casa de estudios que me ha permitido la oportunidad de formarme como profesional, entre otras cosas.
Facultad de Ingeniería	Por ser una importante influencia en mi carrera, entre otras cosas.
Mis amigos de la facultad	Wilson Pérez, Felipe Castillo, Saulo Martínez, Carlos Rivas, Marco García, por todos los conocimientos compartidos en la trayectoria de mi carrera etc.
Empresa Eléctrica de Guatemala	Por permitirme la oportunidad de ejercer y poner en práctica lo aprendido en mi carrera, en sus instalaciones.
Ing. Giovanni Salazar	Por motivarme y brindarme la ayuda necesaria para culminar mi carrera.
Ing. Guillermo Bedoya	Por su asesoría en la elaboración de este trabajo.
A mis compañeros de trabajo	Elmar Fuentes, Roberto Román, Samuel Ramírez, por todo su apoyo y comprensión.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	1
1.1. El transformador de potencia.....	1
1.1.1. Principio de funcionamiento.....	3
1.1.2. Tipos de núcleos.....	4
1.1.2.1. Núcleo a inglete (tipo columna).....	5
1.1.2.2. Tipo acorazado	7
1.1.2.3. Comparación técnica entre un transformador tipo columna y otro tipo acorazado	10
1.1.3. Conexiones en los devanados de los transformadores.....	12
1.1.3.1. Conexión estrella-estrella.....	13
1.1.3.2. Conexión estrella-estrella con terciario ..	14
1.1.3.3. Conexión delta-delta	15
1.1.3.4. Conexión delta-estrella.....	16
1.1.3.5. Conexión estrella-delta.....	17
1.2. Accesorios del transformador de potencia.....	18
1.2.1. Cambiador de derivaciones	18

1.2.1.1.	Cambiadores de derivación sin carga	19
1.2.2.	Cambiadores de derivaciones bajo carga.....	19
1.2.3.	Relevador de flujo.....	20
1.2.4.	Relé Buchholz.....	21
1.2.5.	Termómetros	23
1.2.6.	Relevador de presión súbita	24
1.2.7.	Relevadores de sobre presión	25
1.2.8.	Indicadores de nivel de líquido	26
1.2.9.	Sistema de preservación del aceite	27
1.2.9.1.	Tanques conservadores.....	28
1.2.9.2.	Respiración libre a través de silica gel.....	28
1.2.9.3.	Sello de gas nitrógeno	28
1.2.9.4.	Preservación con celda (bolsa) de aire	29
1.2.10.	Secadores de aire.....	30
1.2.11.	Boquillas (<i>bushings</i>)	32
1.2.12.	Bombas e indicadores de flujo.....	32
1.2.13.	Ventiladores.....	32
1.2.14.	Gabinete de control	33
1.2.15.	Radiadores	33
2.	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	35
2.1.	Conceptos generales	35
2.1.1.	Función principal.....	35
2.1.2.	Fallas	36
2.1.2.1.	Fallas propias al sistema de potencia	36
2.1.2.2.	Fallas ajenas al sistema de potencia	37
2.1.3.	Requerimientos de protección	37
2.1.3.1.	Estabilidad, seguridad y selectividad	38
2.1.3.2.	Fiabilidad.....	39

2.1.3.3.	Confiabilidad.....	39
2.1.4.	Protecciones integradas o multifuncionales	39
2.1.5.	Especificaciones	41
2.2.	Protección de transformadores	42
2.2.1.	Consideraciones generales.....	42
2.2.2.	Tipos de fallas en el transformador	44
2.2.2.1.	Fallas incipientes.....	44
2.2.2.2.	Fallas internas	45
2.2.2.3.	Fallas externas	46
2.3.	Detección de fallos en transformadores.....	47
2.3.1.	Detección eléctrica.....	47
2.3.2.	Detección mecánico-química	49
2.3.3.	Magnetización del transformador.....	50
2.4.	Esquemas de protección.....	55
3.	PROCEDIMIENTO DEL MONTAJE DEL EQUIPO EN CAMPO.....	65
3.1.	Transporte y arribo al sitio de instalación	66
3.1.1.	Manejo	68
3.1.2.	Recomendaciones al arribo al sitio de instalación.....	69
3.2.	Almacenamiento	70
3.2.1.	Almacenaje de transformadores con tanque sellado .	72
3.2.2.	Almacenaje de transformadores con tanque de expansión.....	73
3.2.3.	Almacenaje del aceite aislante.....	74
3.2.4.	Problemas y soluciones presentadas en la recepción y almacenaje	75
3.3.	Llenado de aceite preliminar	78
3.4.	Montaje de radiadores	79
3.4.1.	Llenado de los radiadores	83

3.5.	Montaje del tanque de expansión	84
3.5.1.	Tanque conservador convencional	84
3.5.2.	Tanque conservador con barrera para conmutador bajo carga	86
3.5.3.	Tanque de expansión con membrana o separador flexible	86
3.6.	Llenado final de aceite mediante procesos de bajo vacío	91
3.6.1.	Tratamiento de vacío	92
3.6.2.	Llenado de aceite	93
4.	PRUEBAS DE CAMPO	97
4.1.	Pruebas en campo.....	97
4.1.1.	Prueba de punto de rocío	97
4.1.1.1.	Método del punto de rocío del gas (nitrógeno o aire).....	97
4.1.1.2.	Procedimiento para realizar la prueba de punto de rocío	98
4.1.1.3.	Recomendaciones al aplicar el método punto de rocío	103
4.1.2.	Medición de la resistencia de aislamiento	104
4.1.2.1.	Factores que intervienen en la prueba de resistencia de aislamiento.....	106
4.1.2.2.	Condiciones para la prueba de resistencia de aislamiento y factor de disipación	109
4.1.2.3.	Conexiones para realizar la prueba	112
4.1.2.4.	Interpretación de resultados de prueba para la evaluación de las condiciones de aislamiento.....	116

4.1.3.	Pruebas de polaridad y relación de transformación .	118
4.1.3.1.	Prueba de polaridad y secuencia de fase	118
4.1.3.2.	Prueba relación de transformación	119
4.1.3.3.	Recomendaciones generales para la prueba de relación de transformación y polaridad.....	121
4.1.3.4.	Conexiones para realizar la prueba.....	124
4.1.3.5.	Interpretación de resultados	132
4.1.4.	Prueba de tangente delta (factor de potencia de aislamientos).....	133
4.1.4.1.	Recomendaciones para realizar pruebas de factor de potencia del aislamiento	135
4.1.4.2.	Conexiones para realizar la prueba.....	136
4.1.4.3.	Interpretación de resultados para la evaluación de las condiciones de aislamiento	139
4.1.5.	Prueba de tangente delta (factor de potencia en los aisladores pasantes <i>bushings</i>)	141
4.1.6.	Prueba de las protecciones propias del transformador.....	144
4.1.6.1.	Prueba relé Buchholz	145
4.1.6.2.	Termómetros	147
4.1.6.3.	Relevador de flujo	148
4.1.6.4.	Relevador de sobrepresión	149
4.1.6.5.	Relevador de presión súbita.....	150
4.1.7.	Prueba SFRA (sweep frequency response analysis) barrido de frecuencia	151

4.1.7.1.	Conexiones para realizar la prueba	155
4.1.7.2.	Análisis de los resultados.....	157
4.1.8.	Prueba reactancia de dispersión	163
4.1.8.1.	Conexiones para realizar la prueba	165
4.1.9.	Prueba análisis de gases disueltos en el aceite (dga).....	172
4.1.9.1.	Análisis cromatográfico	175
4.1.9.2.	Método de Dörnengurg	175
4.1.9.3.	Método de la comparación de patrones gráficos	176
4.1.9.4.	Método Rogers	179
4.1.9.5.	Método de Duval.....	180
4.1.9.6.	Método Csus.....	182
4.1.9.7.	Método del Gas clave	182
4.1.10.	Pruebas fisicoquímicas en el aceite.....	183
4.1.10.1.	Pruebas físicas	184
4.1.10.2.	Pruebas químicas	188
4.1.11.	Prueba de factor de potencia del núcleo	192
4.1.11.1.	Procedimiento de prueba.....	193
4.1.11.2.	Conexionado para la prueba.....	195
4.1.12.	Prueba Megger del núcleo.....	197
5.	INSTRUCCIONES GENERALES PARA LA ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR	199
5.1.	Normas de seguridad	199
5.1.1.	Precauciones al energizar el transformador	201
5.2.	Herramientas necesarias para el montaje	201
5.3.	Inspección interna.....	205
5.3.1.	Conexiones interna.....	207

5.3.2.	Conexiones mecánicas	207
5.3.3.	Inspección después de la obra de conexiones	208
5.4.	Tiempo de exposición de núcleo y devanados permisibles	209
5.5.	Inspección de empaquetaduras de caucho.....	210
5.5.1.	Mantenimiento de las empaquetaduras y superficies selladas de la brida durante la instalación	211
5.6.	Instrumentos para la medición y la prueba en campo.....	212
CONCLUSIONES		217
RECOMENDACIONES.....		219
BIBLIOGRAFÍA.....		221
ANEXO		223

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama elemental del transformador	4
2.	Núcleo tipo columna	5
3.	Núcleo tipo columna con uniones a 45 grados	6
4.	Distintos arreglos de núcleo tipo columna (inglete).....	6
5.	Núcleo tipo acorazado	7
6.	Distintos tipos de núcleo tipo acorazado.....	8
7.	Ensamble de núcleo tipo acorazado	9
8.	Ensamble tipo columna.....	10
9.	Conexión estrella-estrella.....	14
10.	Conexión estrella-estrella con terciario.....	15
11.	Conexión delta-delta.....	16
12.	Conexión delta-estrella.....	17
13.	Conexión estrella-delta.....	18
14.	Relevador de flujo.....	20
15.	Esquema de funcionamiento de un relé Buchholz	22
16.	Dispositivo de imagen térmica.....	23
17.	Relevador de presión súbita.....	24
18.	Secador de aire utilizando silica gel	31
19.	Fallas propias al sistema de potencia.	36
20.	Relación entre operación incorrecta y confiabilidad	40
21.	Esquema de protección de transformador.....	43
22.	Alimentación de un defecto en un sistema alimentado por dos transformadores conectados en paralelo.	48

23.	Evolución de la intensidad instantánea (a) y de su componente homopolar (b) durante la magnetización en vacío de un transformador de potencia de 180 MVA.....	54
24.	Evolución del valor eficaz del armónico de segundo orden durante la magnetización del transformador	55
25.	Protección de autotransformadores terciario descargado.....	58
26.	Protección de terciario de autotransformador y transformador zig-zag.....	59
27.	Protección conexión y transformador con dos diferenciales porcentuales.	60
28.	Protección diferencial corta porcentual más dos diferenciales de alta impedancia.....	61
29.	Sistema de protección de transformador economizando el interruptor del lado de alta tensión.....	62
30.	Forma de sujeción a la plataforma de transporte.....	67
31.	Forma de centrar el transformador.....	67
32.	Partes del radiador.....	80
33.	Tanque de expansión convencional.....	85
34.	Tanque de expansión con barrera para conmutador bajo carga.....	86
35.	Tanque de expansión con membrana.....	89
36.	Conversión del punto de rocío de un gas a presión de vapor.....	99
37.	Equilibrio de humedad.	100
38.	Conexión del higrómetro de hielo seco	101
39.	Conexión del transformador de dos devanados, para la prueba de resistencia de aislamiento.....	114
40.	Conexión del transformador de tres devanados, para la prueba de resistencia de aislamiento.....	114
41.	Conexión del autotransformador, para la prueba de resistencia de aislamiento.....	115

42.	Conexión del reactor, para la prueba de resistencia de aislamiento.....	115
43.	Transformador de dos devanados, prueba relación de transformación (transformador en delta-estrella).....	124
44.	Transformador de dos devanados, prueba relación de transformación (transformador en estrella-delta).....	125
45.	Transformador de tres devanados, prueba relación de transformación.....	126
46.	Autotransformador, prueba relación de transformación.....	127
47.	Transformador de dos devanados, prueba relación de transformación delta-estrella (utilizando capacitor auxiliar)	128
48.	Transformador de dos devanados, prueba relación de transformación estrella-delta (utilizando capacitor auxiliar)	129
49.	Transformador de tres devanados, prueba relación de transformación (utilizando capacitor auxiliar)	130
50.	Autotransformador, prueba relación de transformación (utilizando capacitor auxiliar)....	131
51.	Conexión del transformador de dos devanados, para la prueba de factor de potencia de aislamiento.....	136
52.	Conexión del transformador de tres devanados, para la prueba de factor de potencia de aislamiento.....	137
53.	Conexión del autotransformador, para la prueba de factor de potencia de aislamiento.....	138
54.	Representación esquemática para aislamiento de transformadores y autotransformador.....	139
55.	Boquillas de porcelana de tubos para tensiones de servicio comprendidas entre 36 KV. y 110KV.	141
56.	Boquilla de porcelana rellena de pasta Compound, para tensiones de servicio comprendidas entre 36KV. y 110 KV.	142

57.	Partes constructivas del relé Buchholz	146
58.	Descripción prueba al relé de flujo	149
59.	Relación de presión de operación del transformador vs. tiempo.....	151
60.	Fallas de transformadores	155
61.	Conexión de estándar para medición de FRA.	156
62.	Conexión correcta e incorrecta de FRA	156
63.	Medición en AT con BT abierto y flotando	158
64.	Medición en AT con BT en cortocircuito.....	159
65.	Daño en el bobinado de la fase C	159
66.	Medición en BT1 con AT abierto y flotando	160
67.	Medición en BT2 con AT abierto y flotando	161
68.	Daño en el devanado BT2	162
69.	Prueba por fase de la reactancia de dispersión conexión (delta-estrella).....	165
70.	Pruebas de equivalentes trifásicos, prueba reactancia de dispersión conexión (delta-estrella).....	166
71.	Transformador de dos devanados, prueba reactancia de dispersión conexión (delta-estrella).....	167
72.	Transformador de dos devanados, prueba reactancia de dispersión conexión (estrella-delta).....	168
73.	Transformador de dos devanados, prueba reactancia de dispersión conexión (delta-delta).....	169
74.	Transformador de dos devanados, prueba reactancia de dispersión conexión (estrella- estrella)	170
75.	Autotransformador, prueba reactancia de dispersión.....	171
76.	Gráfica de Dörnenburg.....	176
77.	Método de Patrones Gráficos	178
78.	Triángulo de Duval	181

79.	Circuito dieléctrico de un transformador de dos devanados.....	192
80.	Circuito dieléctrico de un transformador de dos devanados con el núcleo a tierra desconectado	194
81.	Medición del bushing de baja tensión.	196
82.	Medición del aislamiento del devanado a núcleo de baja tensión...	196
83.	Humedad relativa promedio del aire.....	210

TABLAS

I.	Comparación técnica entre un transformador tipo columna y otro tipo acorazado	11
II.	Ventajas y desventajas en la conexión estrella-estrella	13
III.	Ventajas y desventajas en la conexión estrella-estrella con terciario	14
IV.	Ventajas y desventajas en la conexión delta-delta	15
V.	Ventajas y desventajas en la conexión delta-estrella.....	16
VI.	Ventajas y desventajas en la conexión estrella-delta.....	17
VII.	Clasificación de los niveles de gas en relación a una posible situación de fallo50
VIII.	Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT con refrigeración líquida.....	51
IX.	Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT sin refrigeración líquida.....	51
X.	Tensión de régimen del transformador e incrementos de vacío	92
XI.	Condiciones del aceite para el llenado final.	93
XII.	Porcentaje de humedad residual	104
XIII.	Factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento.....	112

XIV.	Resistencia mínima de aislamiento en aceite a 20°C	117
XV.	Valores de tangente delta y tip-up permisibles	134
XVI.	Recomendaciones IEEE de FRA.....	162
XVII.	Relación de Gases y falla que los provocan.....	174
XVIII.	Razones características del método de Rogers.	179
XIX.	Relaciones de gas para el método de CSUS.	182
XX.	Concentración máxima de agua (ppm) y voltaje de operación	190
XXI.	Tamaño de pernos y par de torsión	208
XXII.	Método de Inspección de empaquetaduras.....	211

GLOSARIO

ANSI	American National Standar Institute (Instituto Nacional Americano de Estandares).
ASTM	American Society of Test and Materials (Sociedad Americana de Pruebas y Materiales).
Bobina	Arrollamiento que forma un devanado el cual crea un flujo magnético.
Cambiador de derivación	Es un equipo auxiliar que permite modificar la relación de transformador en un transformador
Capacitancia	Parámetro eléctrico que relaciona la carga eléctrica por unidad de diferencia de potencial.
Cromatografía	Prueba de laboratorio para la identificación y cuantificación del contenido de gases que componen una mezcla.
DGA	Dissolved Gas Analysis (Análisis de Gases Disueltos).
Factor de potencia	Coseno del Angulo de fase Θ , entre el voltaje y la corriente

IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos)
Potencia activa	Potencia real de un sistema expresada en watt.
Potencia eléctrica	Razón del cambio de energía con respecto al tiempo
Potencia reactiva	Potencia necesaria para excitar la reactancia de las cargas.
Relación de transformación	Relación que existe entre el voltaje primario y el voltaje secundario.
Sistema de potencia	Conjunto de Elementos que forman una red eléctrica.
Tanque colapsable	Tanque que puede deformarse al presionarlo y regresar a su estado original.

RESUMEN

El siguiente trabajo de graduación está enfocado en las consideraciones técnicas para el montaje y energización de transformadores de potencia.

El capítulo uno establece aspectos generales del transformador como lo es; principio de funcionamiento y los accesorios que lo componen, ya que son de suma importancia para la comprensión de este documento.

En el capítulo dos se hace una mención sobre los aspectos generales de protecciones, entrando en detalle en lo referente a protecciones de transformadores de potencia.

En el capítulo tres se mencionan algunas recomendaciones para el manejo del transformador desde su salida de la empresa distribuidora hasta el lugar de instalación, teniendo en cuenta que se deben de realizar algunos procedimientos para el montaje de transformadores de potencia.

En el capítulo cuatro se presentan algunas pruebas que se realizan al transformador y con ello verificar que dicho equipo este en perfecto estado y listo para su funcionamiento.

En el capítulo cinco se dan las instrucciones generales para la energización de transformadores de potencia, tomando en cuenta algunas normas de seguridad para el buen funcionamiento del equipo y evitar daños a personas como también al mismo equipo.

OBJETIVOS

General

Dar a conocer las instrucciones necesarias y procedimientos a seguir para el montaje y energización por primera vez de transformadores de potencia.

Específicos

1. Conocer el proceso de transporte de un transformador de potencia, y todas sus medidas de seguridad para garantizar que llegue a su destino en buen estado.
2. Conocer la importancia que representa el montaje y energización de transformadores de potencia.
3. Establecer el procedimiento para el montaje y energización de transformadores de potencia.
4. Establecer normas de seguridad para el montaje y energización de transformadores de potencia.
5. Considerar según normas IEC, IEEE, ASTM. Las pruebas que se pueden realizar antes del montaje y energización del transformador de potencia.

6. Considerar a través de un estudio técnico qué pruebas de campo según la experiencia de profesionales, son necesarias antes de energizar un transformador de potencia.

INTRODUCCIÓN

El transformador se encuentra entre las máquinas eléctricas más importantes de todas las existentes en los sistemas eléctricos de potencia.

Su principio de funcionamiento es fundamental para su operación, por lo que se hace una pequeña descripción sobre su funcionamiento y cuáles son sus partes principales, así como también las formas más comunes de conexión.

Ya que los transformadores son equipos que tienen un costo muy elevado, este trabajo pretende dar a conocer la protección a transformadores de potencia y así reducir la influencia de una falla hasta el punto en que no afecte su funcionamiento y ponga en peligro seres humanos ni animales, o se produzcan daños relativamente importantes en él.

Para poder llevar a cabo el montaje del transformador se deben de tomar en cuenta algunos procedimientos, los cuales se tratan de homogenizar para que puedan ser aplicados por cualquier persona que esté capacitada para el montaje del mismo

Debido a lo difícil que es adquirir un transformador de potencia las empresas generadoras de electricidad o cualquier entidad relacionada con ellos, antes de poner en funcionamiento los transformadores de potencia deben de verificar que todo el equipo se encuentre en perfecto estado, esto conlleva a realizar múltiples pruebas, de las cuales se mencionan **las más importantes.**

1. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.1. El transformador de potencia

El transformador de potencia es un dispositivo electromagnético que sirve de enlace entre dos partes de un sistema eléctrico que generalmente operan a diferentes valores de tensión y corriente, pero siempre a la misma frecuencia.

Los transformadores de potencia siempre tendrán como función principal, transmitir una potencia eléctrica, de una central generadora ya sea hidroeléctrica, termoeléctrica, geotérmica, etc.

Esencialmente constan de:

- Un núcleo ferromagnético
- Dos o más bobinados para el lado de alta y baja tensión
- Elementos auxiliares

Un transformador ideal deberá entregar la misma potencia que recibe, por tanto:

$$P = V_H I_H \cos\theta = V_X I_X \cos\theta \quad (\text{monofásicos})$$

$$P = \sqrt{3} V_H I_H \cos\theta = \sqrt{3} V_X I_X \cos\theta \quad (\text{trifásico})$$

En donde:

P = Potencia transmitida

V_H = Voltaje en alta tensión
 I_H = Corriente en la línea de alta tensión
 V_X = Voltaje en baja tensión
 I_X = Corriente en la línea de baja tensión
 $\cos \theta$ = Factor de potencia

De cualquiera de las fórmulas anteriores se puede deducir que:

$$\frac{V_H}{V_X} = \frac{I_X}{I_H}$$

Lo que significa que por el devanado de alta tensión circula una corriente pequeña y por el de baja tensión circula una corriente grande.

La relación de alta tensión a baja tensión recibe el nombre de Relación de Transformación, y es la misma relación que el número de vueltas del devanado de alta tensión al número de vueltas del devanado de baja tensión, por tanto

$$\frac{V_H}{V_X} = \frac{N_H}{N_X} = a$$

En donde V_H Y V_X tienen el mismo significado descrito anteriormente.

N_H = Número de vueltas del devanado de alta tensión.

N_X = Número de vueltas del devanado de baja tensión.

Las condiciones ideales que se han planteado no se verifican en un transformador real en operación, debido principalmente a las pérdidas

asociadas a todo proceso de transformación de energía, y que para el caso del transformador se podrían clasificar en:

- Pérdidas eléctricas
- Pérdidas magnéticas

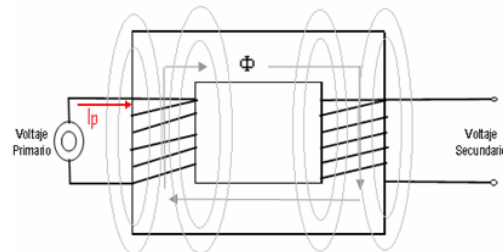
1.1.1. Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento del transformador de potencia se podría explicar haciendo uso del transformador ideal, el cual consta de un núcleo ferromagnético, dos bobinados que representan el devanado primario que es por donde se energiza al transformador y el devanado secundario que es donde se alimenta a las cargas.

Como ya se ha mencionado el devanado primario es el que recibe la tensión de la fuente, esta tensión crea en el devanado primario una corriente que circula por dicho devanado creando a su paso un flujo magnético oscilatorio en el tiempo, este flujo magnético es concentrado en el núcleo y se hace circular por el mismo.

El devanado secundario se encuentra arrollado también en dicho núcleo, por lo que según la Ley de Faraday, al hacer pasar un flujo magnético variante en el tiempo por un conductor (devanado secundario) se induce en él una tensión (voltaje secundario). Si se conecta una carga en el devanado secundario se creará una corriente por el devanado secundario que a su vez creará otro flujo magnético que se opondrá al que lo crea.

Figura 1. **Diagrama elemental del transformador**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.1.2. Tipos de núcleos

El núcleo es la parte del transformador en el cual fluye el campo magnético. El material denominado acero de núcleo está constituido por un alto porcentaje de hierro al que se le ha agregado un pequeño porcentaje de silicio. Recientemente se ha utilizado acero orientado o acero con granos orientados.

Estos aceros tienen características notables ya que las pérdidas resultantes en calor son más bajas cuando dichos aceros se usan en un circuito magnético de tal modo que el flujo magnético fluya en la dirección de rolado.

Por lo anterior, el núcleo está diseñado para aprovechar las ventajas de estas características.

La mayoría de los aceros de núcleo están rolados en láminas de 0.014 pulgadas de espesor (calibre 29), y ambos lados de cada lamina están cubiertos con un material aislante (carlite). El propósito de estas laminas tan

delgadas es de reducir las pérdidas y el calentamiento producido en el núcleo y esto se logra mediante el aislamiento de las láminas entre sí.

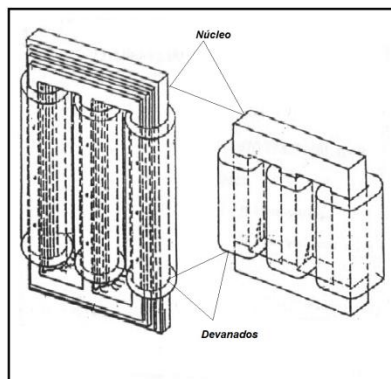
De acuerdo con la posición con que guardan los devanados respecto al núcleo en la construcción del transformador, se tienen 2 tipos:

- Núcleo a inglete (tipo columna)
- Núcleo tipo acorazado

1.1.2.1. Núcleo a inglete (tipo columna)

Conocido también como tipo core. En esta construcción, el núcleo proporciona un solo circuito magnético formado por un yugo superior y 2 o 3 columnas verticales o piernas para 1 o 3 fases, respectivamente. Los devanados son ensamblados concéntricamente en cada una de las columnas o piernas del núcleo. De esta manera, el circuito eléctrico envuelve al circuito magnético principal. Como se ve en la figura 2.

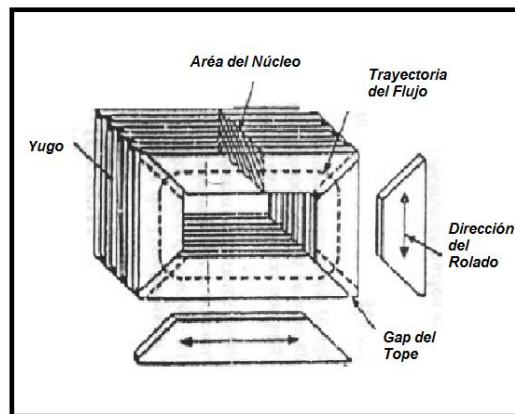
Figura 2. Núcleo tipo columna



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Este núcleo es usado para transformadores de potencia grandes. En realidad es un núcleo hecho con uniones a 45 grados. Se usa solamente con acero de núcleo rolando en frío. Como se ve en la figura 3.

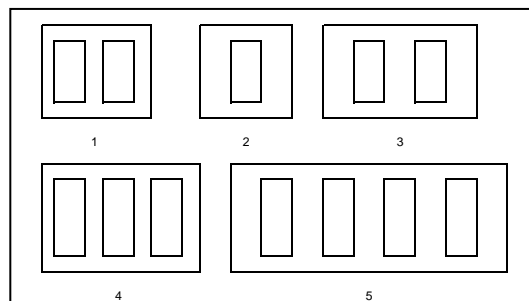
Figura 3. **Núcleo tipo columna con uniones a 45 grados**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Los núcleos tipo inglete se fabrican básicamente en cinco arreglos diferentes. Estos arreglos se muestran en la figura 4.

Figura 4. **Distintos arreglos de núcleo tipo columna (inglete)**



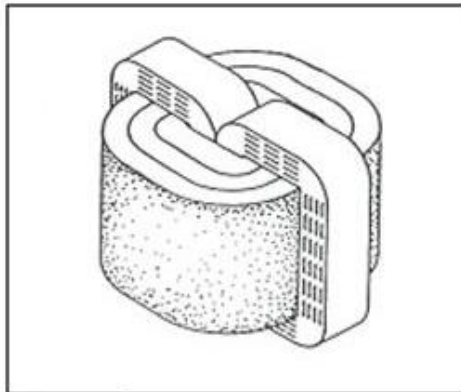
Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Se considera que todos estos arreglos tienen ángulo de 45 grados y 0.3 minutos de espesor y son de acero rolado en frío. Los fabricantes utilizan con mayor frecuencia los arreglos 1, 3, 5.

1.1.2.2. Tipo acorazado

Conocido como tipo Shell. En esta construcción los devanados forman 1 o 3 anillos para 1 o 3 fases respectivamente y el núcleo se ensambla alrededor de ellos, formando 2 o más circuitos magnéticos que envuelven al circuito eléctrico. Como se muestra en la figura 5.

Figura 5. **Núcleo tipo acorazado**

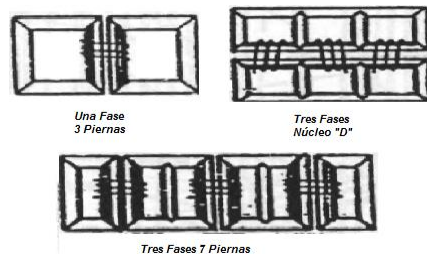


Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

En forma similar al núcleo tipo columna (inglete), el tipo acorazado es construido utilizando lámina con corte angular a 45 grados fabricada con acero al silicio (4%) rolado en frío.

En la figura 6, se muestra los diferentes tipos de núcleos aplicables a transformadores tipo acorazado.

Figura 6. **Distintos tipos de núcleo tipo acorazado**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

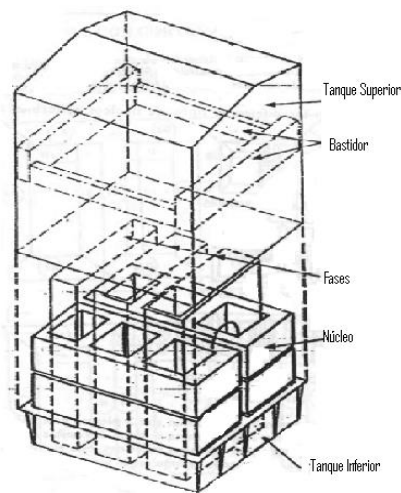
Para los transformadores tipo acorazado lo más común son 3 piernas para unidades monofásicas y 4 unidades trifásicas. Aunque ahora se tiene disponible el núcleo de 7 piernas en el diseño tipo acorazado para unidades trifásicas; esta alternativa se recomienda en unidades de gran capacidad cuando se requiere el menor peso posible y bajas pérdidas en vacío.

El ensamble de los transformadores de potencia tiene algunas diferencias específicas dependiendo del tipo de construcción, por lo que se tratarán las más importantes para nuestro caso.

Para los transformadores de potencia tipo acorazado, la etapa de ensamble núcleobobinas se inicia con el traslado del tanque inferior al área de ensamble final. Después de colocarse sobre dicho tanque el ensamble completo de las fases provenientes del proceso de secado, se inicia la laminación del núcleo alrededor de cada una de las piernas de las bobinas, colocándose sobre el tanque inferior y sobre una viga T de soporte mecánico.

La laminación externa se mantiene en su posición por medio de refuerzos que se encuentran colocados en la parte inferior del tanque superior (ver figura 7) las láminas del núcleo rodean completamente a todo el ensamble de las fases (devanados) y forman una estructura mecánica altamente resistente.

Figura 7. **Ensamble de núcleo tipo acorazado**



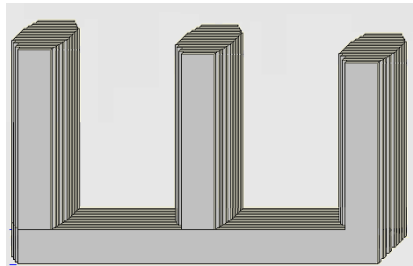
Fuente: Centro de Capacitación Celaya. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p 3.

Para el caso de los transformadores de potencia tipo columna, es posible iniciar el ensamble del núcleo una vez terminado el corte de las laminaciones.

Para ello, los elementos estructurales de soporte se colocan sobre una plataforma en posición horizontal y se procede a formar los diferentes pasos del núcleo, agrupando las laminaciones en la cantidad y anchos marcados en su especificación.

Una vez completado el núcleo, se realiza un bandeo de las piernas utilizando cinta de fibra de vidrio y mediante el auxilio de una grúa, se procede a colocarlo en posición vertical (ver figura 8).

Figura 8. **Ensamble tipo columna**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.1.2.3. Comparación técnica entre un transformador tipo columnas y otro tipo acorazado

A continuación se muestran una serie de comparaciones técnicas entre los núcleos tipo acorazado y tipo columna.

Tabla I. **Comparación técnica entre un transformador tipo columna y otro tipo acorazado**

No.	DISEÑO TIPO COLUMNAS	DISEÑO TIPO ACORAZADO
1	Menor Volts/Vuelta	Mayor Volts/Vuelta
2	Mayor número de vueltas	Menor número de vueltas
3	Las bobinas están más cerca de la pared del tanque, por lo cual se requiere una distancia muy grande entre bobinas y tanque.	El núcleo esta más cerca de la pared del tanque, por lo cual se requiere una distancia muy pequeña entre núcleo y tanque
4	Las disposiciones de los cambiadores de derivaciones en las tres fases se montan a un lado de las bobinas, por consiguiente, las guías de los taps son relativamente cortas.	La disposición de los cambiadores de derivaciones en las tres fases se encuentra en la parte superior de las fases, lo cual implica guías de taps largas.
5	Cuando se extrae del tanque la unidad, las bobinas son visibles para su inspección.	Cuando se desentanca la unidad solo la parte superior de las bobinas se puede inspeccionar.
6	El número de grupos alta-baja (espacios H-X) está limitada.	Diseño bástate flexible para formar varios grupos alta-baja.
7	Las bobinas de alta tensión se devanan continuamente lo cual minimiza las soldaduras para conectar bobina a bobina.	Cada bobina se devana separadamente por lo cual se requieren más soldaduras entre bobinas.
8	Solo una pequeña parte del núcleo soporta el ensamble de bobinas	Una gran parte de las bobinas es soportada por la estructura aislante
9	Se requiere de ductos especiales y barreras para dirigir el flujo de aceite y asegurar un buen enfriamiento.	Las bobinas están dispuestas verticalmente lo cual permite un eficiente flujo de aceite en ambas caras de las mismas.

Fuente: Centro de Capacitación Celaya, Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p 5.

- **Diseño tipo columnas**

Las fuerzas creadas por las corrientes de falla tienden a separar los devanados cilíndricos forzando el devanado de A.T. o el que se encuentre más hacia fuera de las piernas del núcleo y comprimiendo el devanado interior. Cualquier desbalance entre centros eléctricos tienden a desplazar verticalmente ambos devanados. Las bobinas están soportadas por anillos de presión devanados en ambos extremos los cuales a su vez están sobre los bastidores, manteniendo sujeto al conjunto de bobinas por medio de las placas seguro.

- **Diseño tipo acorazado**

La fuerza total entre los grupos de devanados alta y baja tensión durante condiciones de falla, varía con el cuadrado de los amperes vuelta por grupo. Los amperes vuelta por grupo de devanado se pueden reducir incrementando los espacios alta-baja. Las fuerzas que existen entre dichos grupos (H-X) de devanado están en direcciones opuestas y tienden a cancelarse una a otras. Además de esto, para controlar la magnitud de la fuerza total, los grupos de aislamientos y bobinas están soportados con estructuras de acero alrededor del núcleo y bobina.

1.1.3. Conexiones en los devanados de los transformadores

A continuación se presenta las conexiones más comunes en los devanados de los transformadores.

1.1.3.1. Conexión estrella-estrella

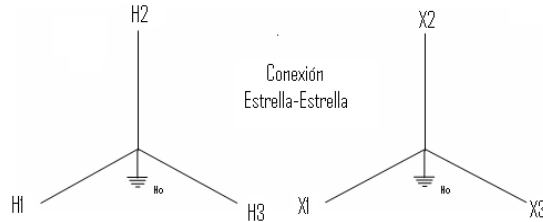
A continuación se presentan las ventajas y desventajas de la conexión estrella- estrella.

Tabla II. **Ventajas y desventajas en la conexión estrella-estrella**

No.	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1	Mayor utilización del cobre (vueltas mínimas)	Los neutros son inestables a menos que se aterricen sólidamente.
2	Aislamiento mínimo.	Unidades trifásicas de polaridad opuesta no pueden operar en paralelo.
3	Conexión más económica para pequeñas cargas de alto voltaje	La falla de una fase en un sistema trifásico, lo hará inoperante hasta ser reparado.
4	Ambos neutros accesibles para aterrizamiento, o para formar un sistema balanceado de cuatro hilos	
5	La capacidad entre vueltas es relativamente alta, por lo tanto, la severidad del esfuerzo dieléctrico debido a transitorios de voltaje es atenuada.	
6	Si una fase resulta fallada, es posible utilizar las dos restantes.	
7	Bajo condiciones de operación normal, el voltaje máximo a tierra en cada fase es solo $1/\sqrt{3}$ del voltaje de línea, graduándose hasta prácticamente cero en el neutro.	
APLICACIONES		
1	Alimentación de cargas trifásicas balanceadas relativamente pequeñas.	
2	Para distribución, si es del tipo columna, ya que el tipo acorazado introduce distorsión debido al contenido de armónicos.	

Fuente: elaboración propia.

Figura 9. **Conexión estrella-estrella**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.1.3.2. **Conexión estrella-estrella con terciario**

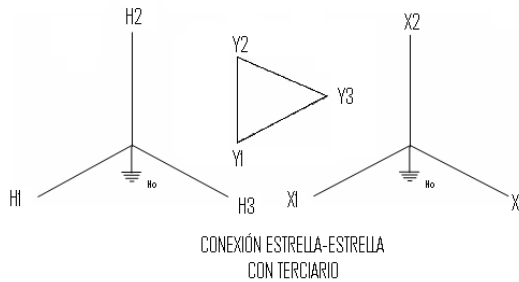
El devanado terciario es un devanado adicional, auxiliar en ciertas condiciones y es separado y distinto de los devanados primario y secundario.

Tabla III. **Ventajas y desventajas en la conexión estrella-estrella con terciario**

No.	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1	El devanado terciario proporciona un camino cerrado para los componentes de terceras armónicas en los devanados principales, logrando tener estabilidad en los neutros, y pueden ser aterrizados sin ninguna consecuencia.	Incremento del tamaño y costo del transformador.
2	Puede utilizarse el devanado terciario para alimentar pequeñas cargas, tales como alumbrado, motores, servicio en general	El terciario puede alcanzar valores peligrosos de voltajes debido a la inducción electrostática de los otros devanados, por lo que se recomienda aterrizar el núcleo.
APLICACIONES		
1	Cuando se requiere proporcionar un devanado estabilizador para circulación de corrientes de terceras armónicas.	

Fuente: elaboración propia.

Figura 10. **Conexión estrella-estrella con terciario**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.1.3.3. **Conexión delta-delta**

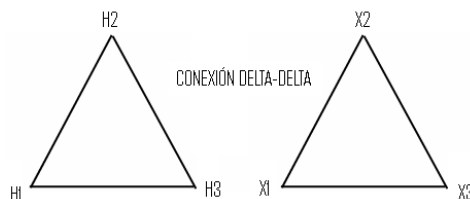
A continuación se presentan las ventajas y desventajas de la conexión delta-delta.

Tabla IV. **Ventajas y desventajas en la conexión delta-delta**

No.	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1	Un transformador trifásico con una fase dañada, puede operar en conexión delta abierta para suministrar $1/\sqrt{3}$ de la potencia total trifásica.	No se dispone de puntos neutros, a menos que se utilicen aparatos auxiliares.
2	Es la conexión más económica para transformadores de alta corriente y bajo voltaje.	No se puede alimentar un sistema de cuatro hilos a menos que se utilicen aparatos auxiliares.
3	Los voltajes de terceras armónicas, se eliminan por la circulación de corrientes armónicas a través de la delta.	El numero de vueltas y la cantidad de aislamiento por fase es máximo.
APLICACIONES		
1	Esta conexión es raramente usada en nuestros sistemas.	

Fuente: elaboración propia.

Figura 11. **Conexión delta-delta**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.1.3.4. **Conexión delta-estrella**

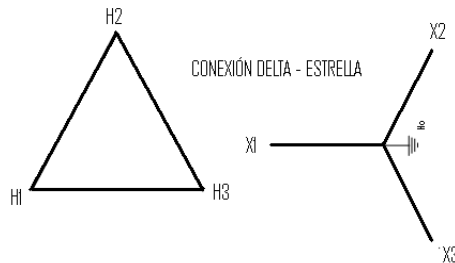
A continuación se presentan las ventajas y desventajas de la conexión.

Tabla V. **Ventajas y desventajas en la conexión delta-estrella**

No.	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1	Voltajes de terceras armónicas se eliminan por la circulación de corrientes armónicas en la delta del primario.	La falla de una fase excluye de servicio al transformador.
2	El neutro del secundario puede ser aterrizado o aislado para alimentar un sistema de cuatro hilos.	
3	Es posible alimentar un sistema desbalanceado de cuatro hilos y los desbalances en voltaje son relativamente pequeños, siendo proporcional sólo a la impedancia interna de los devanados.	
APLICACIONES		
1	Es comúnmente usada para transformadores reductores para alimentar sistema de cuatro hilos. Es también ampliamente usada en transformadores elevadores	
2	Al aterrizar el neutro del secundario, esta conexión proporciona aislamiento para la corriente de tierra de secuencia cero, lo cual permite controlar el circuito de secuencia cero desde el secundario, siendo totalmente independiente del primario.	

Fuente: elaboración propia.

Figura 12. **Conexión delta-estrella**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint

1.1.3.5. **Conexión estrella-delta**

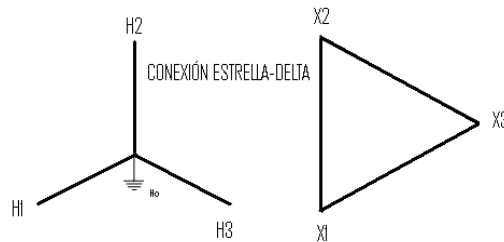
A continuación se presentan las ventajas y desventajas de la conexión Estrella-Delta

Tabla VI. **Ventajas y desventajas en la conexión estrella-delta**

No.	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1	Voltajes de terceras armónicas se eliminan por la circulación de corrientes armónicas en la delta del secundario.	No se dispone de neutro en el secundario, a menos que se utilice un aparato auxiliar.
2	El neutro del primario se mantiene estable por la delta del secundario y por lo tanto puede ser aterrizado.	La falla de una fase excluye de servicio al transformador.
3	Es la conexión más deseable para grandes transformadores reductores, ya que tiene las ventajas del devanado estrella para altos voltajes y delta para bajos voltajes.	
APLICACIONES		
1	Grandes transformadores reductores de un sistema de alto voltaje.	

Fuente: elaboración propia.

Figura 13. **Conexión estrella-delta**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.2. **Accesorios del transformador de potencia**

A continuación se detallan los accesorios correspondientes al transformador de potencia.

1.2.1. **Cambiador de derivaciones**

Un cambiador de derivación es un equipo auxiliar que permite modificar la relación de transformación en un transformador. Esta modificación se ve reflejada en el aumento o disminución del voltaje secundario, manteniendo la tensión en el devanado primario constante.

Estos cambiadores son conectados generalmente en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado que se encuentra en el exterior. La conexión de derivadores puede realizarse fácilmente y sin dificultad en cuanto al aislamiento. Como el devanado de alta tensión tiene un gran número de vueltas, el derivador puede ajustar éstas para tener una mejor regulación en el voltaje.

La conexión de los cambiadores en el lado de baja tensión no se recomienda, pues los conductores de los devanados son de mayor sección, llevando por ello una corriente considerable, que podría ocasionar arcos eléctricos muy grandes durante el cambio de operación.

Los cambiadores se clasifican en dos grupos:

- Cambiadores de derivación sin carga
- Cambiadores de derivación bajo carga

1.2.1.1. Cambiadores de derivación sin carga

Estos dispositivos están diseñados para ajustar la relación de transformación desconectando el transformador y agregando más o menos vueltas para tener siempre un voltaje de salida constante.

Esta operación se hace manual y sobre un volante colocado en un costado o en la cubierta del transformador.

1.2.2. Cambiadores de derivaciones bajo carga

Estos cambiadores se diseñan para trabajar bajo carga, puesto que se debe alimentar continuamente la carga aún en el período cuando el derivador está cambiando de posición.

Existen dos tipos de cambiadores de derivaciones bajo carga:

- Con resistencias
- Con reactores

Los cambiadores bajo carga con reactores no son muy utilizados debido a que son más costosos, necesitan más mano de obra, el tanque necesita ser más grande para ubicar los reactores.

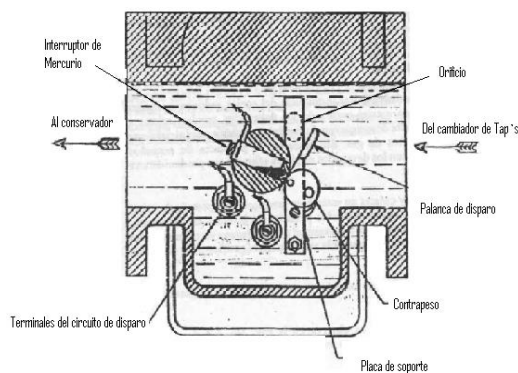
Los cambiadores que utilizan resistencias son más utilizados, ya que presentan la ventaja de ser más compactos y utilizan menos espacio y son más comerciales, y pueden existir de varios tipos dependiendo de la corriente, voltaje y número de pasos.

1.2.3. Relevador de flujo

Es muy común confundir el relevador de flujo con el relé Buchholz debido a su apariencia física y el lugar donde se instala. Sin embargo el relevador de flujo opera por el movimiento brusco de un líquido, en este caso aceite aislante.

El relevador está formado por una cámara donde se encuentra un interruptor de mercurio instalado en una placa, la misma que tiene un orificio al centro, los pasamuros y los botones de prueba y reposición como se puede observar en la figura 14.

Figura 14. Relevador de flujo



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

La posición en la cual se ubica el relevador de flujo es entre el cambiador de derivaciones bajo carga y su tanque conservador.

Dicho cambiador está contenido dentro del transformador en un compartimiento especial y sus aceites no se mezclan, esto debido a que en el cambiador de derivaciones al realizar la conmutación por medio del ruptor se producen arqueos pequeños y consecuentemente se generan gases.

Los gases generados por los arqueos que se producen en el ruptor circulan por el orificio de la placa y a través del relevador sin causar ningún problema; cuando por una falla en el ruptor se origina repentinamente un flujo de aceite, la placa es impulsada hacia delante activando de inmediato el interruptor de mercurio y con ello provocando la apertura de los interruptores de alta y baja tensión del transformador quedando este desenergizado de inmediato. Para restablecer el relevador es necesario presionar el botón que se encuentra dentro de su caja.

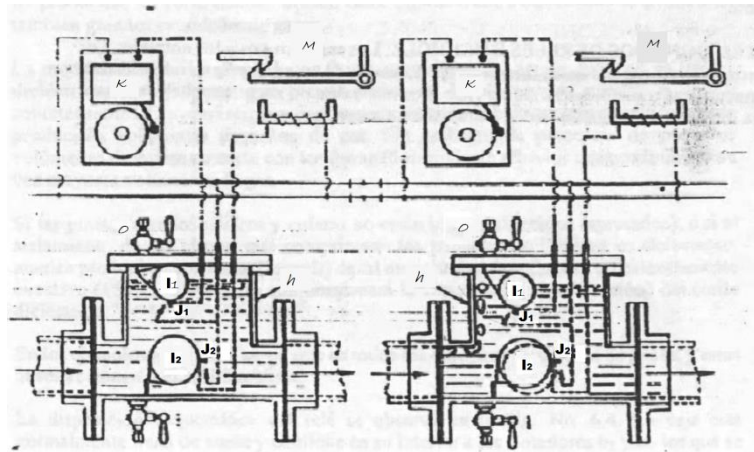
1.2.4. Relé Buchholz

Este opera por la acumulación de gases en su interior, debido a las irregularidades en el funcionamiento de los transformadores se da origen a calentamientos que superando un límite (aproximadamente 150°C) provocan calentamientos que producirán gases, cuya cantidad y rapidez de su desarrollo dependan de la magnitud de falla.

Apoyándose con la figura 15, se procederá a describir el funcionamiento del relé Buchholz. Cuando por causa de un defecto poco importante se produzcan pequeñas burbujas de gas, las cuales se elevarán hacia el tanque conservador pero son atrapadas en el relé Buchholz. Esto ocasionará que el

flotador I_1 empiece a bajar. Cuando la cantidad de gas es suficiente el flotador I_1 cerrará los contactos J_1 que alimentan al circuito de alarma. Si continúa el desprendimiento de gas, el nivel del aceite en el relé Buchholz bajará más y los gases alcanzarán a salir por el tanque conservador, en ese momento el flotador I_2 cerrará los contactos J_2 que accionarán el mecanismo M de desconexión de los interruptores de alta, baja y terciario.

Figura 15. **Esquema de funcionamiento de un relé Buchholz**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Existen dos tipos de relés Buchholz:

- Relés Buchholz antisísmicos
- Relés Buchholz normales

Los antisísmicos están diseñados de tal forma que para sismos de baja y mediana intensidad no desconecten al transformador de servicio. Los normales, no aseguran que con sismos de baja intensidad el transformador continuará en servicio.

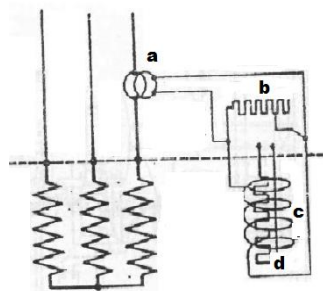
1.2.5. Termómetros

Si bien es cierto que los aislantes sólidos y líquidos se deterioran con más rapidez si su temperatura sobrepasa constantemente el límite admisible. Por esta razón es necesario evitar los calentamientos excesivos de los conductores transfieran ese calor a los aislamientos.

La imagen térmica es un termómetro con elemento de resistencia con cuerpo de caldeo. El principio de funcionamiento parte del hecho de que la temperatura del cobre depende de la que tiene el aceite y de la cantidad de calor producido por las pérdidas, de tal forma que es posible reproducir en imagen las mismas condiciones de temperatura que en el transformador.

El dispositivo de imagen está constituido por: El termómetro de resistencia (d), la resistencia de caldeo (c), un transformador de corriente (a), y una resistencia ajustable (b) que en algunos casos se sustituye por otro transformador de corriente o intensidad. Dicho dispositivo lo se puede observar en la figura 16.

Figura 16. **Dispositivo de imagen térmica**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

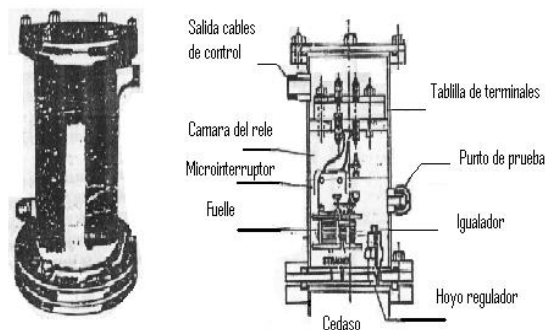
Se ha dicho que la imagen térmica es un instrumento compuesto por un termómetro con elemento de resistencia. Esto no siempre es verdad, ya que el sensor del termómetro puede ser de cualquier tipo.

1.2.6. Relevador de presión súbita

En transformadores de varios devanados o en transformadores reguladores (en los que el regulador diferencial puede operar incorrectamente) o cuando se necesita un protector mecánico efectivo para asegurar la protección completa, se emplean relevadores de presión súbita. El relevador de presión súbita tiene una estructura especial, de tal manera que no opera mientras las presiones internas del tanque están dentro de los rangos normales de operación. El relevador entra en operación cuando un incremento de presión repentino y agudo ocurre debido a una anomalía.

En la figura 17 se muestra la apariencia externa y la construcción del relevador de presión súbita.

Figura 17. Relevador de presión súbita



Fuente: Centro de Capacitación Celaya. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p 6.

Si este relevador se instala en el tanque conservador, no será actuado por los cambios suaves en la presión interna del tanque del transformador, porque esta presión y la del relevador están igualadas. Pero cuando la presión en el tanque se incrementa, lo que causa que el fuelle se expanda y cierre el microinterruptor. El relevador de presión súbita esta normalmente ajustado para que trabaje a una diferencia de presión de 0.025 Kg/cm^2 y a una velocidad de incremento de $0.0055 \text{ Kg./cm}^2/\text{seg}$.

Por lo tanto, si la velocidad de incremento es de $1.0 \text{ Kg./cm}^2/\text{seg}$, el relevador actuará en 0.025 segundos, si se incrementa a un promedio de $0.1 \text{ Kg/cm}^2/\text{seg}$; el relevador permanecerá intacto si el promedio de incremento interno es de $0.0055 \text{ Kg./cm}^2/\text{seg}$. o menor.

1.2.7. Relevador de sobre presión

Los relevadores de sobrepresión protegen al resto de los elementos de un transformador contra los esfuerzos mecánicos, que se producen al elevarse la presión del aceite de un transformador producto de una falla interna, o de la operación anormal de un transformador. Estos dispositivos se instalan normalmente sobre la tapa o en la parte lateral de un transformador y pueden ser de dos tipos:

- De resorte
- De diafragma

Los de resorte son de reposición automática, decir que cierran nuevamente una vez se ha liberado la sobrepresión, caso contrario en el tipo diafragma, ya que en este al producirse la sobrepresión el diafragma se romperá y se derramará el aceite hasta que los niveles de aceite entre el tanque

conservador y el tubo de montaje del diafragma se estabilicen. Comparándolos con otros tipos de resorte estos derramarán mas aceite que los de este tipo.

Por lo general, los dispositivos de sobrepresión de tipo resorte son diseñados y ajustados para que operen en el rango de 7 – 10 lb/plg². Por consiguiente los de tipo diafragma operan en el mismo rango.

Cuando un transformador va ser sometido a vacío total, deberán desmontarse los dispositivos de sobrepresión, ya sean de resorte o de diafragma. Las válvulas de sobrepresión se instalan normalmente sobre las cubiertas o sobre las paredes de la cuba del transformador a fin de obtener una descarga tempestiva de la sobrepresión que se genera en el transformador al momento de una falla, por ejemplo: un arco producido por la rotura de las partes aislantes, en consecuencia de un corto circuito.

1.2.8. Indicadores de nivel de líquido

Los transformadores cuando cuentan con tanque conservador, permiten en este último el indicador de nivel de aceite. Sin embargo, cuando el transformador no cuenta con tanque conservador el indicador de nivel de aceite se monta sobre la pared frontal del transformador.

Existen dos tipos básicos de indicadores de nivel de aceite:

- De indicación directa
- De indicación indirecta

Los indicadores de nivel de indicación directa son aquellos en los que la transmisión del movimiento del flotador es de tipo mecánico. Este tipo de indicador impide revisar el instrumento de medición con la totalidad del contenido de aceite, por lo que habrá que remover una parte de él. Por otra parte los indicadores de nivel del tipo de indicación directa o mecánicos no deben ser sometidos a la presión total de vacío, ni a la presión máxima de 1 Kg/cm².

Los indicadores de nivel del tipo de indicación indirecta son aquellos que transmiten el movimiento del flotador al instrumento indicador a través de un acoplamiento magnético.

En este tipo de indicadores es posible intervenir en el instrumento indicador sin necesidad de bajar el nivel de aceite. Además dada su construcción permiten ser expuestos a las presiones de prueba de 1Kg/cm² y a la presión negativa (vacío) durante procesos de secado.

El tipo de flotador toma gran importancia cuando es expuesto al vacío ya que dependiendo del tipo de material y si es hueco por dentro este puede perforarse.

En general los indicadores de nivel de aceite están provistos de contactos auxiliares para fines de señalización o disparo según esté dispuesto para la operación del transformador en particular.

1.2.9. Sistema de preservación del aceite

El sistema de preservación del aceite posee diversas características estas se detallan a continuación

1.2.9.1. Tanques conservadores

Su función es mantener el nivel normal de aceite en el tanque principal del transformador y, de acuerdo con su forma será diseñado para contener el 10% o el 20% del volumen total del transformador, esto permite compensar las variaciones del nivel de aceite debido a los cambios originados por la temperatura.

Estos tanques deben soportar presiones manométricas de 1Kg/cm^2 y el vacío total. Sin embargo existen distintos tipos de tanques conservadores y se clasifican por la forma de preservar el aceite dieléctrico. Además, antes de decidir hacer vacío a un tanque conservador deberá tenerse plena seguridad de que fue diseñado para soportar la presión de vacío ya que en caso contrario se corre el riesgo de destruirlo por implosión.

1.2.9.2. Respiración libre a través de silica gel

Los tanques conservadores con respiración libre, lo deben hacer a través de silica gel para evitar la entrada de aire húmedo. Este tipo de tanques con respiración libre tienen el inconveniente de que el aire (húmedo o seco) está en contacto directo con el aceite y por el ende en el transcurso del tiempo lo oxidará.

1.2.9.3. Sello de gas nitrógeno

Los tanques conservadores con sello de gas inerte (nitrógeno por su abundancia y bajo costo) deben estar provistos de equipo Inertaire para regular la presión del gas en el interior del tanque conservador. El equipo Inertaire utiliza tres etapas de regulación para reducir la presión del cilindro de nitrógeno

de 2000 lb/plg² a 0.5 lb/plg². El regulado está ajustado para dar una presión y flujo constante al segundo regulador. En el primer regulador la presión es reducida de 2000 lb/plg² a 100 lb/plg². El segundo regulador reduce la presión de 100 lb/plg² a 6- 10 lb/plg².

Antes de que el gas entre en el tercer regulador, donde la presión es reducida a 0.5 lb/plg². y el flujo de nitrógeno es controlado ya que el nitrógeno será inyectado al tanque conservador cuando la presión sea inferior a 0.5 lb/plg². Y dejará de alimentar presión cuando esta rebase ligeramente 0.5 lb/plg².

1.2.9.4. Preservación con celda (bolsa) de aire

El tanque conservador del tipo de sello de aire Atmoseal, mantiene la presión constante (presión atmosférica) sobre el aceite aislante y lo preserva del contacto con la atmósfera, por lo tanto, protege al aceite del contacto con la humedad y con el oxígeno del aire.

En los tanques conservadores de este tipo y que sean sometidos a vacío (previa certeza de su diseño para vacío) deberán de contar con las conexiones suficientes que permitan que en ambos lados de la bolsa exista la misma presión. Si no se tiene cuidado con esto, la bolsa puede quedar sometida a esfuerzos tales que se llegue a romper.

Por otra parte, al inflar la bolsa se tendrá en cuenta la presión de inflado que el fabricante establece para cada diseño.

En general el volumen de aceite que debe contener un tanque conservador oscila entre el 8 y 10% del volumen de aceite que contiene el tanque principal.

1.2.10. Secadores de aire

Si se analiza lo que ocurre en un transformador cuando el aceite se calienta, y si no cuenta con equipo Inertaire, al calentarse el aceite expulsará aire por el respiradero y al enfriarse el aceite, el aire penetrará en él. Es decir el transformador respira.

Si el transformador no cuenta con secadores de aire instalados en el respiradero; bajo circunstancias críticas de humedad, presión atmosférica y temperatura, se condensará la humedad contenida en el tanque conservador y se contaminará el aceite. Este proceso es repetitivo y acumulativo.

Para evitar esta condición, los transformadores deben de contar con secadores de aire. Para tal efecto, se hace pasar el aire que respira el transformador a través de un compuesto secante. El compuesto secante más utilizado es el óxido de sílice amorfo, tratado químicamente para formar un gel que varía de color, este compuesto se conoce comúnmente como sílica gel.

La sílica gel varía de color según la humedad, de acuerdo a lo siguiente:

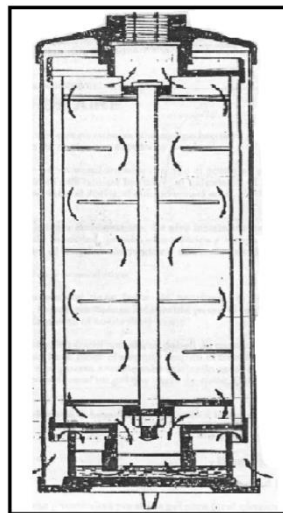
- Color Azul oscuro seco
- Color violáceo humedad 20 y 30%
- Color rosado humedad 100%

La silica gel debe retirarse y sustituirse por silica gel seca (azul oscuro) cuando presenta colores intermedios entre violeta y rosa. Generalmente el color rosa aparece primero en la silica gel que está ubicada en la proximidad de la de la entrada de aire.

La silica gel se regenera calentándola en horno a una temperatura de 150°C. Esta temperatura debe controlarse a efecto de no dañar los aditivos químicos que le dan la característica gelatinosa (gel) lo cual permite atrapar con mayor eficiencia la humedad del aire.

En los lugares con altos niveles de humedad donde los cambios se silica gel se realizan con frecuencia inferior a dos meses, se recomienda encerrar el secador de aire en un gabinete e instalar una resistencia calefactora en el mismo y además, instalar resistencia calefactoras en el propio secador para que la regeneración sea automática y en el mismo lugar de la instalación. En la siguiente figura se muestra un secador de aire utilizando silica gel, figura 18.

Figura 18. **Secador de aire utilizando silica gel**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

1.2.11. Boquillas (*bushings*)

Su función es permitir la conexión eléctrica entre las terminales de devanados y el circuito exterior al transformador, manteniendo el aislamiento y hermeticidad.

Los tipos de boquillas más utilizadas son: sólidas, en aceite y condensador, su elección dependerá del voltaje de operación y capacidad de corrientes, como parámetros más importantes.

Actualmente se están utilizando boquillas con aceite-gas SF6 en algunos diseños especiales.

1.2.12. Bombas e indicadores de flujo

Sirven para incrementar el flujo de aceite a través de los radiadores, con el fin de acelerar la disipación del calor generado en el transformador.

Cada bomba tiene instalado un indicador de flujo que permite observar si la bomba está en operación y además, el sentido de flujo de aceite. Los dos tipos de bombas más utilizados son: Axiales y centrifugas. La aplicación de cada una depende del sistema de enfriamiento a utilizar en el transformador.

1.2.13. Ventiladores

Tienen la función de dirigir un flujo de aire sobre la superficie de los radiadores, con el propósito de incrementar la disipación de calor.

1.2.14. Gabinete de control

Su finalidad es de ubicar en forma fácil y concentrada todas las terminales de los dispositivos para medición, protección, control y señalización del transformador de potencia, estos son: transformadores de corriente, termómetros, alarmas, control del sistema de enfriamiento, resistencias calefactoras, etc.

1.2.15. Radiadores

Son los intercambiadores de calor que permiten incrementar la disipación del calor generado dentro del transformador. Los tipos más utilizados son:

- Tipo tubo
- Tipo plato
- Tubo con aletas

2. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.1. Conceptos generales

A continuación se dan a conocer los conceptos generales de lo referente a los transformadores de potencia.

2.1.1. Función principal

El objetivo de un sistema de protección, consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, hasta tal punto que no se afecte su funcionamiento o se produzcan daños relativamente importantes en él, ni tampoco ponga en peligro seres humanos o animales.

Esto solo se puede conseguir cubriendo de una manera ininterrumpida los sistemas de potencia mediante el uso de esquemas de protección y relés que hayan sido diseñados con la atención requerida, de tal forma que se remueva del servicio algún elemento del sistema cuando sufre un cortocircuito o cuando empieza a operar de manera anormal. Las protecciones trabajan en asociación con los interruptores los cuales desconectan el equipo luego de la orden del relé. Por esto, frecuentemente se involucra el interruptor como parte del sistema de protecciones.

2.1.2. Fallas

Un evento no planeado puede ocurrir en cualquier sistema de potencia. Es imposible diseñar económicamente un sistema libre de fallas. Las principales causas de las fallas varían de sistema a sistema y entre niveles de tensión.

2.1.2.1. Fallas propias al sistema de potencia

Son fallas que involucran un equipo primario (transformador, línea, etc.) y que requieren su desconexión, ya que tiene asociada una condición anormal como una sobrecorriente, sobre o baja tensión y frecuencia. Las más comunes se suelen clasificar, como se muestra en la figura 19.

Figura 19. Fallas propias al sistema de potencia



Fuente: elaboración propia.

Algunas estadísticas internacionales en países con niveles de carga únicos moderados indican que para sistemas de potencia.

- Más del 75% de las fallas son en las líneas y cables
- Menos del 15% ocurren en los transformadores de potencia y reactores en derivación.
- Las fallas en barras pueden aparecer hasta en un 7%
- Más de un 3% se pueden asociar a condensadores serie o en derivación

2.1.2.2. Fallas ajenas al sistema de potencia

Son disparos no deseados y que ocurren en ausencia de una falla propia del sistema de potencia, es decir que antes del disparo no había condiciones anormales de corriente, tensión etc. Sus causas principales son fallas en el cableado o en los elementos secundarios (relés, indicadores, etc.), ajustes indebidos o errores humanos.

Se asocian más fallas de este tipo a los transformadores de potencia y a los reactores que a las líneas debido a que las protecciones mecánicas operan algunas veces aun sin existir falla real en el equipo.

2.1.3. Requerimientos de protección

Normalmente los sistemas están diseñados de tal forma que las protecciones actúen en un tiempo oportuno; de lo contrario, el desbalance de energía se hace tan pronunciado en los generadores que se hace imposible recuperar el sincronismo, lo que equivale a pérdida de la estabilidad y, dependiendo del sistema, puede causar un apagón extensivo.

Por lo tanto, las exigencias mayores en cuanto a la selectividad y rapidez de disparo se refieren a fallas cercanas a los centros de generación.

Los tiempos mínimos de disparo para que la aclaración de fallas por razones de estabilidad pueda estar entre 120 y 400 milisegundos.

2.1.3.1. Estabilidad, seguridad y selectividad

El concepto de estabilidad de los sistemas de protección, frecuentemente usado en protecciones diferenciales, se aplica para indicar que la protección no debe disparar cuando ocurre una falla externa o sea cuando ocurre fuera de su zona de protección.

Se entiende por seguridad de la protección la probabilidad de no tener un disparo indeseado.

Un disparo indeseado puede ocurrir espontáneamente, por ejemplo si un componente del sistema de protección falla o existe un mal ajuste.

Normalmente un buen sistema de transmisión debe ser capaz de soportar al menos un disparo indeseado.

Es aún más severo un disparo indeseado en una línea adyacente a la línea fallada. Esta condición es denominada disparo no selectivo.

Es muy importante que el sistema de protección opere selectivamente, esto significa que solamente la parte fallada debe ser desconectada y la parte sana debe permanecer en operación.

2.1.3.2. Fiabilidad

Es la probabilidad de no tener una omisión de disparo. La peor de las operaciones incorrectas es normalmente la falla u omisión de disparo durante un cortocircuito, lo cual debe ser debido a una falla en el sistema de protección o del interruptor y usualmente lleva a problemas de estabilidad y apagones seguramente el daño de equipos será de consideraciones por lo prolongado de la permanencia de la falla, por lo cual es normal que se tomen las medidas adecuadas para evitarlo, (ver figura 20).

2.1.3.3. Confiabilidad

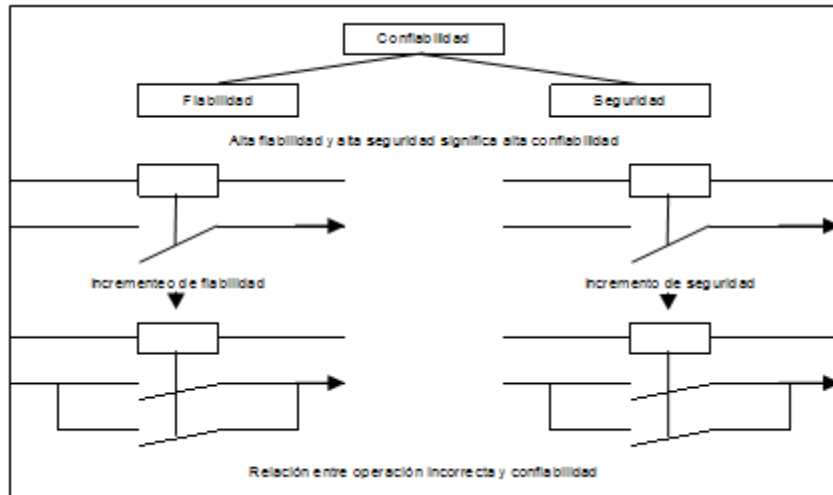
Se entiende por confiabilidad de la protección la probabilidad de que sea segura y fiable; es decir, la probabilidad de no tener una operación incorrecta.

Generalmente hay un compromiso entre la seguridad y la fiabilidad, el número de disparos indeseados se incrementa con aumentos de fiabilidad y el número de omisiones de disparo se incrementa cuando aumenta la seguridad, (ver figura 20).

2.1.4. Protecciones integradas o multifuncionales

Las protecciones integradas aparecen gracias al desarrollo de los microprocesadores. Una sola protección puede incluir muchas funciones; incluso se pueden confundir las funciones de protección principal y de respaldo, sin embargo no se puede abusar de la integración ya que se pierde la redundancia cuando la falla es del hardware y del software del relé o de sus equipos asociados.

Figura 20. **Relación entre operación incorrecta y confiabilidad**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Por lo tanto la integración de funciones es conveniente cuando entre ellas se complementan para evitar que una falla o anomalía no sea detectada. Por ejemplo, la función de distancia se complementa con relés de sobrecorriente direccional (67N) para cubrir todos los tipos de fallas en líneas, incluyendo las fallas a tierra de alta impedancia y se pueden integrar en un solo relé; se espera que las protecciones de respaldo con los requerimientos ya mencionado se provean en, por lo menos, un relé separado.

Por otra parte, la tecnología actual permite integrar las funciones de protecciones con las funciones de control, enclavamientos de bahía, nivel de adquisición de señales y posición de equipos, etc. En donde se puede tener unidades redundantes e idénticas por salida, lo cual parece económico, partiendo del hecho de que no hay compromiso en los tiempos ni en el número de contactos de operación.

Un esquema comúnmente usado consiste en emplear una unidad de control con funciones mínimas de control, como por ejemplo, el comando de los interruptores. De esta manera se crea un mutuo respaldo entre los sistemas de control y protección.

Esta integración exige una conveniente capacitación y trabajo en equipo al interior de una empresa de transmisión para evitar conflictos y perjuicios entre el personal de protecciones y el de control. La frontera de responsabilidades se facilita cuando los relés cuentan con diferentes niveles de acceso y sus respectivas claves de seguridad.

2.1.5. Especificaciones

Cundo se va realizar una adquisición (compra) de una protección implica, por lo menos especificarla indicando como mínimo las siguientes característica de acuerdo con las previsiones de la instalación.

- Equipo destinado a proteger: línea, transformador, etc.
- Características de operación (sobrecorriente, seleccionable, inversa, etc.)
- Otras funciones incluidas (diferencial, etc.)
- Tensión de alimentación 125Vcc (tendencia americana) o 110 Vcc (tendencia europea).
- Tipo: numérico
- Corriente asignada a la entrada: 1 o 5 A.
- Tensión asignada a la entrada: (115V + 10%)
- Rango mínimo de ajustes: según cada función y la aplicación
- Número de contactos de disparo para mínimo 10 A y constante de 5 ms (permite la operación de bobinas de disparo de grandes interruptores).
- Número de contactos para señalización y control, programables

- Mínimo número de grupos ajustables
- Puertos de acceso frontal
- Puertos de acceso posterior
- Protocolo para integración al sistema de control (IEC 60870-5-3)
- Protocolo para el sistema de gestión (IEC 60870-5-1)
- Registros de eventos, de fallas y osciloperturbografía (si reemplazan los registradores de falla se debe indicar parámetros mínimos como frecuencia de muestreo, umbrales de activación, canales, y tiempos de pre y post-falla).
- Monitoreo continuo y contacto de señalización
- Incluye todos los programas supervisión y análisis de fallas
- Incluye bloques de prueba (detallar tipo deseado)
- Montaje (tipo *flush* para rack de 19")

El proveedor debe confirmar esta información y, por lo menos, indicar marca, modelo, referencias, país de origen, y consumos en reposo y en operación de la alimentación y los circuitos de tensión y corriente.

2.2. Protección de transformadores

La protección de los transformadores de potencia es importante para el correcto funcionamiento de los mismos por lo que a continuación se detallan algunas de las características a ser consideradas.

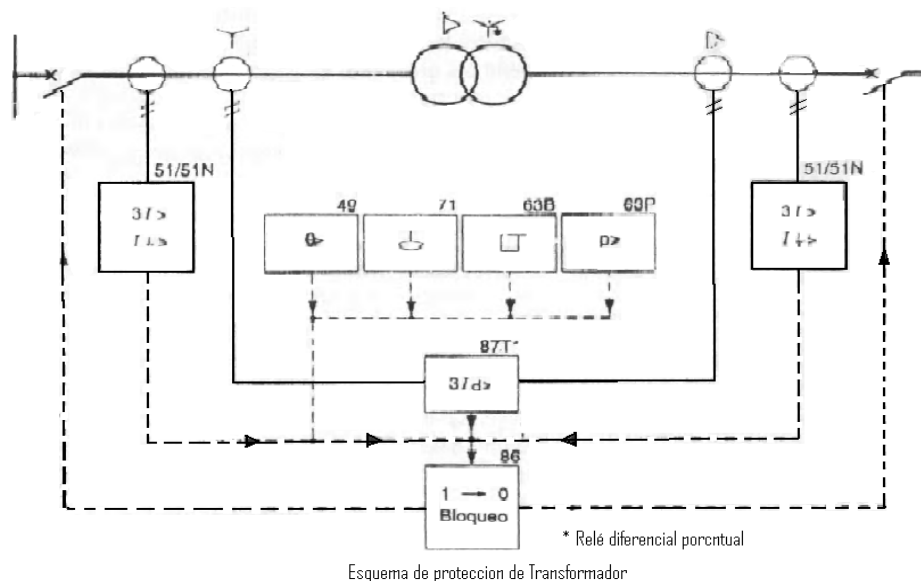
2.2.1. Consideraciones generales

Los transformadores se clasifican según su ubicación en el sistema de potencia, esto es: transformadores generadores (*step-up*), transformadores de distribución y transformadores de transmisión o del sistema, estos últimos

transformadores entre redes. Pueden ser bancos monofásicos o unidades trifásicas, autotransformadores o transformadores de devanado completo y su diseño en términos generales puede ser tipo *shell* (tendencia originada en estados unidos) o tipo *core* (tendencia europea), lo cual afecta la forma en la que se producen los esfuerzos dinámicos cuando ocurren los cortocircuitos; también el tipo de núcleo afecta el contenido de armónicos durante la energizaciones.

Sin embargo, en términos prácticos y gracias a las protecciones numéricas, poco afectan estas variantes la selección del sistema de protecciones y, con las posibilidades de ajuste, fácilmente se acopla las funciones del relé al tipo de conexión (delta o estrella). El número de devanados generalmente sí tiene incidencia en el costo. El esquema general de protecciones que se utiliza se puede apreciar en la figura 21.

Figura 21. Esquema de protección de transformador



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. p. 465.

Otro relé complementario que se utiliza con frecuencia en los transformadores importantes cubre la protección diferencial residual e incluso relés de impedancia.

2.2.2. Tipos de fallas en el transformador

Los transformadores por ser máquinas estáticas tienen un número de fallas relativamente bajo en comparación con otros elementos del sistema, sin embargo, cuando llega a fallar, puede que sea aparatosa y grave la falla, llegándose, inclusive, a presentar el caso de incendio.

Es frecuente también, que la magnitud de las corrientes de falla interna sea baja en comparación con la corriente nominal o de plena carga, por lo que la protección requiere de una alta sensibilidad y rapidez de operación. Las condiciones anormales que se pueden presentar en un transformador, son:

- Fallas incipientes
- Fallas internas
- Fallas externas

2.2.2.1. Fallas incipientes

En su etapa inicial no son serias pero en ocasiones, cuando no se libran pronto, pueden dar lugar a fallas mayores, dentro de esta categoría de fallas, se pueden presentar las siguientes:

Fallas de aislamiento en los tornillos de sujeción de las laminaciones de los núcleos y los recubrimientos que los cubre.

Puntos calientes por conexiones de alta resistencia o defectos en la bobina que producen puntos de calentamiento localizado o eventualmente con producción de arco eléctrico.

Fallas en el sistema de enfriamiento (en el caso de transformadores enfriado por aceite como puede ser nivel bajo de aceite o bien obstrucción del flujo del aceite).

2.2.2.2. Fallas internas

Se entiende por fallas internas del transformador por todas aquellas que tienen su origen en el interior del equipo, las cuales se mencionan a continuación.

- Cortocircuitos entre espiras en la misma fase

Se trata del tipo de fallo más difícil de detectar, ya que en sus fases iniciales, cuando el fallo involucra únicamente unas pocas espiras, resulta prácticamente imposible de detectar, especialmente en el caso de transformadores de alta tensión con un elevado número de espiras. Cuando el fallo se va extendiendo para abarcar un mayor número de espiras, es posible detectarlo a partir de la componente inversa de la intensidad.

- Cortocircuitos entre espiras en fases distintas

Los cortocircuitos entre espiras de fases distintas pueden ser detectados mediante una protección diferencial (ANSI 87) colocada a la entrada y salida de cada bobinado del transformador.

El cortocircuito entre fases provoca una intensidad de defecto entre fases que hace que la intensidad de entrada al devanado de una fase sea distinta de la de salida, situación que no se produce en ausencia del defecto.

- Defectos fase carcasa

Los defectos de aislamiento entre fase y carcasa debido al deterioro de los dieléctricos provoca la circulación de una intensidad de defecto hacia tierra siempre que el sistema de distribución sea de tipo neutro rígido a tierra o impedante.

En los sistemas de distribución con neutro aislado la circulación de intensidad está restringida a las capacidades parásitas existentes.

2.2.2.3. Fallas externas

Se entiende por fallo externo al transformador, aquel que se produce físicamente fuera de la máquina.

Desde la perspectiva de la vida del transformador, este tipo de fallos son tan importantes como los que se producen internamente, ya que si no se despejan adecuadamente las condiciones que originan el defecto, se va a producir una reducción de la vida de la máquina, que puede derivar, si éste es importante, en una avería e incluso en su destrucción. Los tipos de fallos externos más comunes.

- Sobrecarga
- Cortocircuito
- Sobretensión/reducción de frecuencia

- Condiciones ambientales adversas

2.3. Detección de fallos en transformadores

Se describen, a continuación, los procedimientos habituales de detección de fallos en transformadores. Los mecanismos de detección se agrupan en dos grandes familias:

- Detección mediante métodos eléctricos y
- Detección mediante elementos mecánicos y/o químicos

2.3.1. Detección eléctrica

Relé de sobrecarga / cortocircuito. (ANSI 50/51). Este relé permite detectar condiciones de cortocircuito o sobrecarga mediante mecanismos de respuesta instantánea o diferida ajustada a curvas de tiempo inverso, muy inverso o extremadamente inverso.

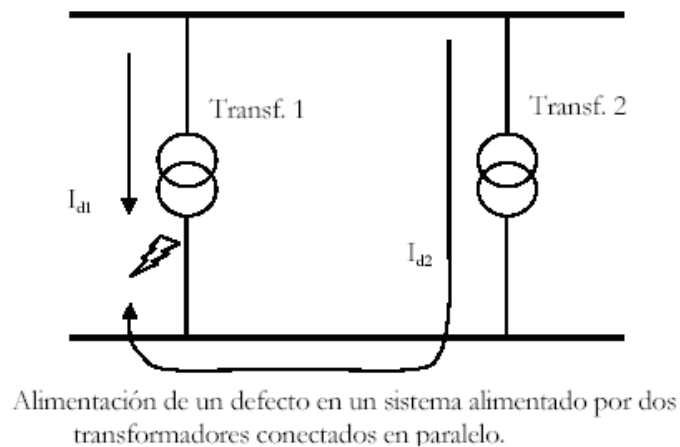
Relé diferencial (ANSI 87). Permite detectar condiciones de defecto entre espiras de fases distintas. Su utilización debe estar combinada con mecanismos que permitan detectar condiciones especiales como la magnetización del transformador, para evitar disparos intempestivos.

Relé térmico (ANSI 26). Permite detectar condiciones de sobrecarga térmica producidas tanto por un exceso de carga, como por condiciones ambientales adversas o fallos en el sistema de refrigeración. Este tipo de sistemas están basados en la utilización de sondas térmicas situadas en la cuba y el refrigerante.

Relé térmico indirecto (ANSI 49). Permite detectar condiciones de sobrecarga a partir de la medida de la intensidad consumida por el transformador.

Relé direccional (ANSI 67). Permite detectar cortocircuitos en secundarios de transformadores cuando funcionan en paralelo dos o más de ellos. En la figura 22 se muestra un sistema formado por dos transformadores conectados en paralelo. El fallo se alimenta a partir de I_{d1} e I_{d2} , lo que puede producir el disparo de ambos transformadores. El relé direccional permite conocer el sentido de las intensidades de defecto, lo que permite despejar las faltas de forma selectiva.

Figura 22. **Alimentación de un defecto en un sistema alimentado por dos transformadores conectados en paralelo**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Relé de sobretensión (ANSI 59). Permite detectar condiciones de sobretensión en la alimentación, que pueden dar lugar a una saturación del circuito magnético, y por tanto, a un sobrecalentamiento.

Relé tensión / frecuencia (ANSI 24). Similar al relé de sobretensión.

2.3.2. Detección mecánico-química

Dado que la aparición de fallos en los transformadores sumergidos en aceite suele generar gases, es posible detectar estos fallos mediante procedimientos de tipo mecánico o químico. En la tabla VII se resume la relación entre concentración de gas y gravedad del defecto. En la norma ANSI/IEEE C57.104 se realiza un análisis exhaustivo de la magnitud del defecto en relación a la concentración de gas. En la actualidad y como medida preventiva, es frecuente la utilización de espectrómetros de masas para el análisis de las concentraciones de gases en los aceites.

En el ámbito de la ingeniería de protección europea es frecuente, especialmente en el caso de transformadores de media y baja potencia con refrigeración líquida que cuentan con un depósito de expansión, confiar la protección de la máquina al relé Buchholz. Dicho relé se conecta en la conducción que comunica la cuba que contiene al transformador con el depósito de expansión con el objetivo de detectar la presencia de gas. Se observa por tanto que este relé está basado en el principio de que cualquier tipo de fallo interno provoca un deterioro del refrigerante que se traduce en la generación de gas.

Tabla VII. **Clasificación de los niveles de gas en relación a una posible situación de fallo**

CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE GAS EN RELACIÓN A UNA POSIBLE SITIACIÓN DE FALLO, SEGÚN LA NORMA IEEE C37.91	
Porcentaje de gas	Actuación
Entre 0 y 0.5 %	Situación Normal
Entre 0.5 y 1.0%	Tomar muestras con un intervalo de entre dos semanas y un mes, para determinar si se produce alguna tendencia
Entre 1.0 y 5.0%	Tomar muestras de forma inmediata y realizar una revisión de la máquina
Mayor de 5.0%	Desconectar el transformador de la red y buscar la causa de dicha concentración

Fuente: Regulación, Control y protección de máquinas eléctricas.
http://www.diee.unican.es/diee/mmc_1.html. Consulta: 25 abril de 2012.

2.3.3. Magnetización del transformador

Durante las maniobras de conexión del transformador a la red se producen puntas de intensidad muy elevadas debido al fenómeno de magnetización de la máquina (denominada inrush current). El valor de dichas puntas de conexión depende del magnetismo remanente del transformador. Desde un punto de vista práctico, el fenómeno de magnetización puede resumirse a conocer la intensidad eficaz máxima y el tiempo de magnetización. En las tablas VIII y IX se resumen los valores típicos para diferentes tipos de transformador.

Tabla VIII. Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT con refrigeración líquida

Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT con refrigeración líquida.

Potencia (kVA)	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	>3150
$\times I_N$	14	12	12	12	12	12	11	10	10	9	9	8	8	8
Tiempo (s)	0,15	0,20	0,22	0,24	0,25	0,27	0,30	0,30	0,35	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55

Fuente: Regulación, control y protección de máquinas eléctricas.

http://www.diee.unican.es/diee/mmc_1.html. Consulta: 25 abril de 2012.

Tabla IX. Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT sin refrigeración líquida

Intensidad de magnetización para transformadores MT/BT sin refrigeración líquida.

Potencia (kVA)	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
$\times I_N$	10,5	10,5	10	10	10	10	10	10	9,5
Tiempo (s)	0,13	0,18	0,25	0,26	0,30	0,30	0,35	0,40	0,40

Fuente: Regulación, control y protección de máquinas eléctricas.

http://www.diee.unican.es/diee/mmc_1.html. Consulta: 25 abril de 2012.

Además de las elevadas intensidades de magnetización, este fenómeno origina también, durante los primeros ciclos, elevados valores de la componente homopolar de intensidad.

La intensidad de magnetización se caracteriza por contener armónicos de todos los órdenes, siendo especialmente relevantes los de segundo y tercer

orden. Normalmente se caracteriza también por la presencia de componente de corriente continua. Los armónicos más importantes son:

Componente de corriente continúa. La presencia de componentes de corriente continua en la intensidad de magnetización de los transformadores trifásicos es muy frecuente. Esta componente se caracteriza por presentar valores diferentes en cada fase.

Armónicos de segundo orden, estas componentes están siempre presentes en las tres fases durante la magnetización, con valores relativamente elevados (alrededor del 20% del exceso de intensidad sobre las condiciones de régimen permanente.), dado que este tipo de componentes no suelen aparecer en las intensidades de defecto, pueden ser interesantes para detectar la presencia de este tipo de fenómenos.

Incluso en el caso de que un transformador opere en la zona de saturación, la intensidad demandada se caracterizará por contener armónicos de órdenes impares.

Armónicos de tercer orden, están presentes con amplitudes similares a los armónicos de segundo orden. Como es lógico, no aparecerán en las intensidades de línea cuando se trate de transformadores con conexión en triángulo.

En este caso particular, sí existen, como consecuencia de la conexión en estrella del primario del transformador.

Armónicos de órdenes superiores. Presentes en muchos casos, aunque con amplitudes menos significativas.

Desde el punto de vista de la amplitud y duración de dicho fenómeno transitorio, existen varios parámetros, específicos de la máquina y generales del sistema al que ésta se conecta, que pueden variar la evolución del mismo. Entre otros, los más importantes son:

Parámetro 1: potencia del transformador.

Parámetro 2: características del hierro utilizado en la construcción del circuito magnético del transformador.

Parámetro 3: existencia de flujo residual en la máquina en el momento de la conexión.

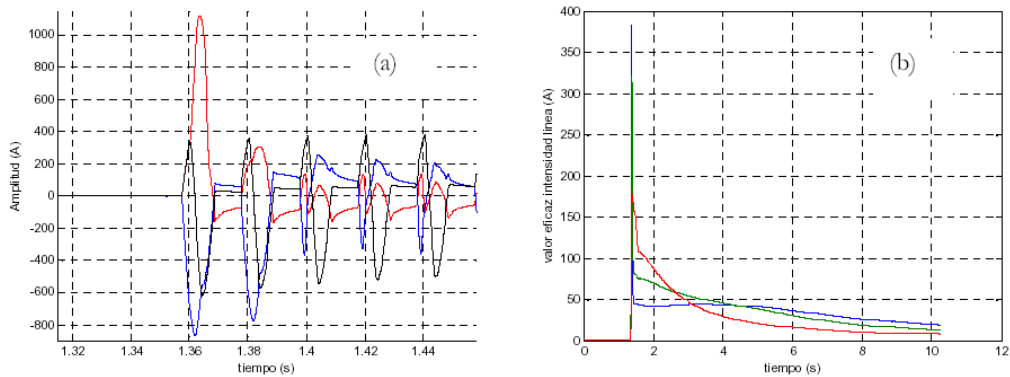
Parámetro 4: potencia de cortocircuito en el punto de acoplamiento (PAC).

Parámetro 5: proximidad de los elementos sensibles a la máquina.

Los parámetros 1, 2 y 3 son específicos del transformador, mientras que 4 y 5 dependen de la red a la que dicho transformador se conecta.

En la figura 23 se muestra la evolución de la intensidad y de su componente homopolar durante la conexión de un transformador trifásico de 220/55 kV, Yy0, 180 MVA, $\epsilon = 14,57\%$.

Figura 23. Evolución de la intensidad instantánea (a) y de su componente homopolar (b) durante la magnetización en vacío de un transformador de potencia de 180 MVA



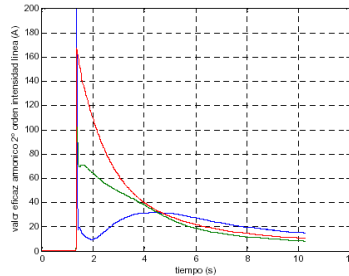
Evolución de la intensidad instantánea (a) y de su componente homopolar (b) durante la magnetización en vacío de un transformador de potencia de 180 MVA.

Fuente: Regulación, control y protección de máquinas eléctricas.

http://www.diee.unican.es/diee/mmc_1.html. Consulta: 25 abril de 2012.

En la figura 24 se muestra la evolución del valor eficaz del armónico de segundo orden de la intensidad durante la magnetización.

Figura 24. **Evolución del valor eficaz del armónico de segundo orden durante la magnetización del transformador**



Evolución del valor eficaz del armónico de segundo orden durante la magnetización del transformador.

Fuente: Regulación, control y protección de máquinas eléctricas.
http://www.diee.unican.es/diee/mmc_1.html Consulta 25 abril de 2012.

2.4. Esquemas de protección

La protección más comúnmente utilizada para proteger transformadores de potencia es la diferencial del tipo porcentual (87T). Sus características son:

La zona de protección hasta los transformadores de corriente (CT's) que la alimentan.

- Protege contra cortocircuitos internos con medianas o altas corrientes
- Protege contra cortocircuitos externos en su zona de protección
- Disparo suficientemente rápido (menor de 3 ciclos) que minimiza los problemas de estabilidad.
- Confiable; los disparos generalmente corresponden a fallas del propio transformador, excepto cuando han sido mal conectada o ajustada, lo cual sucede con mucha frecuencia durante su puesta en servicio.

- Si es el único relé, no se puede someter a mantenimiento con el transformador energizado.
- Protege parcialmente contra sobreexcitación; lo hace para valores muy elevados.
- No cubre contra daños térmicos por fallas pasantes, ni sirve de respaldo.
- No detecta cortocircuitos internos de baja corriente
- No cubre fallas entre pequeñas porciones de espiras
- No protege contra elevaciones de temperatura, ni ruptura del tanque ni fallas del interruptor.

Como se observa la protección diferencial cumple una función de protección muy conveniente, pero se debe combinar con protecciones mecánicas y otras protecciones eléctricas que normalmente son protecciones de sobre corriente de alta tensión, sobre corriente de baja tensión, e incluso en algunos países, acostumbran usar protecciones de distancia para protección de los transformadores.

Ya que los relés diferenciales numéricos proveen funciones de sobre corriente de alta y baja tensión, existe un mejor recubrimiento; sin embargo, estas funciones complementarias se deben dejar como respaldo de relés de sobre corriente independientes con el fin de no reducir la confiabilidad del sistema de protecciones eléctricas y permitir las pruebas de mantenimiento de los relés.

Cuando los transformadores son energizados se produce la corriente de magnetización inicial (*inrush*), la cual aparecerá como una corriente diferencial en el relé haciendo que la protección diferencial opere. La corriente de magnetización inicial está compuesta por muchas armónicas, siendo la segunda armónica la más significativa. Es así como la protección diferencial se bloquea

con presencia de la segunda armónica en el momento de la energización y así evita un disparo indeseado. También, se usan filtros de la componente continua.

Igualmente, cuando el núcleo está sobreexcitado porque la tensión del sistema es alta y su frecuencia (V/Hz), aparece una corriente diferencial con un gran contenido del quinto armónico. Para evitar disparos innecesarios en niveles tolerables, la protección se debe bloquear en presencia de esta componente.

Cuando se tienen transformadores con los devanados en una conexión estrella-delta es necesario compensar en la protección diferencial el desfase que este tipo de conexión introduce. También por la conexión de transformadores de corriente de diferente relación entre devanados que no se compensan suficientemente por la relación del transformador de potencia. La componente de secuencia cero también debe ser eliminada para evitar la operación instantánea del relé por fallas monofásicas externas.

Esto lo pueden efectuar actualmente las protecciones numéricas sin necesidad de transformadores auxiliares de corriente, tal como se hacía anteriormente.

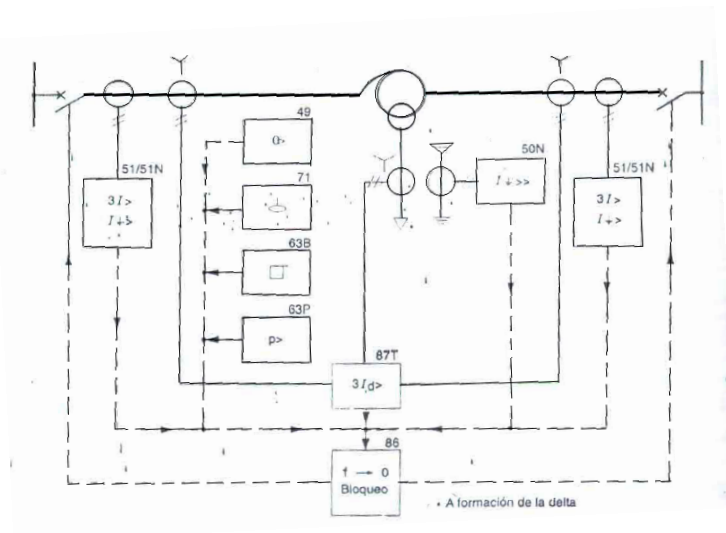
Como se mencionó, protección diferencial se complementa con relés de sobre corriente tanto de fase como residuales (51/51N) y del tipo tiempo inverso (el relé de fase se considera más una protección de respaldo contra fallas externas del transformador).

Adicionalmente se tienen las protecciones propias del transformador, como la térmica (49) para sobrecarga, la Buchholz (63B, opera atrapando el gas

que resulta de alguna anomalía) y de presión (63P, válvula de alivio de presión) par fallas internas, el nivel de aceite (71) para detectar pérdidas de aceite, etc.

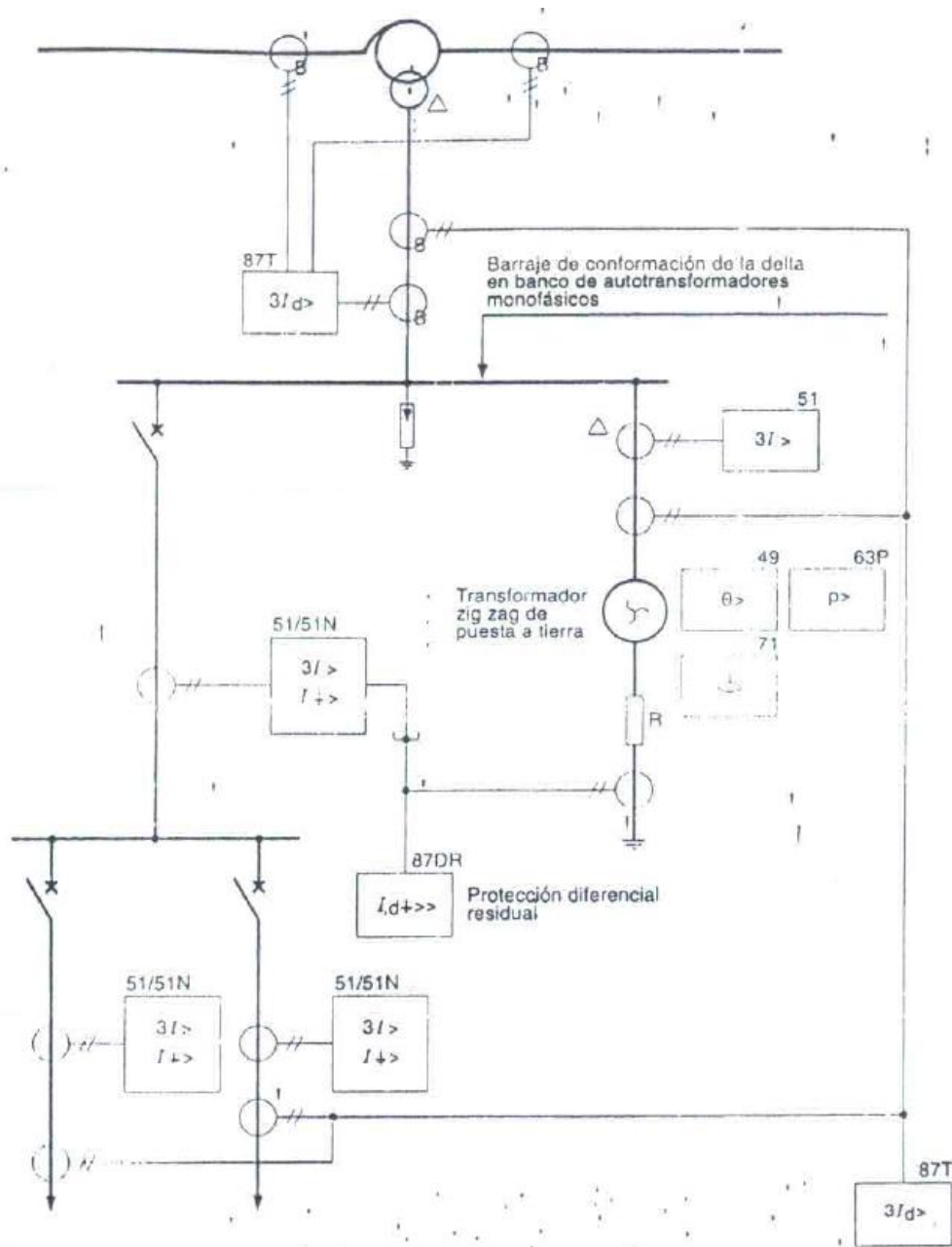
Cuando se tienen autotransformadores con el terciario no cargable no es necesario involucrarlo en la protección diferencial, ésta puede ser del tipo alta impedancia conectada en transformadores de corriente con la misma relación; ubicados en los terminales de los devanados serie y común, y en el Terminal del neutro (antes del punto de formación de la estrella). El terciario se protege aterrizando una punta de la delta y colocando un relé de sobre corriente en la conexión a tierra, tal como se ilustra en la figura 25. Cuando el terciario es cargable, es necesario incluirlo en la zona de protección de la diferencial y por lo tanto se debe utilizar relés diferenciales del tipo porcentual, involucrando los transformadores de corriente de dicho devanado, como cualquier transformador de tres devanados; en la figura 26. Ilustra un esquema típico para esta conexión diferencial.

Figura 25. **Protección de autotransformadores terciario descargado**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S. A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. p. 468.

Figura 26. **Protección de terciario de autotransformador y transformador zig-zag**

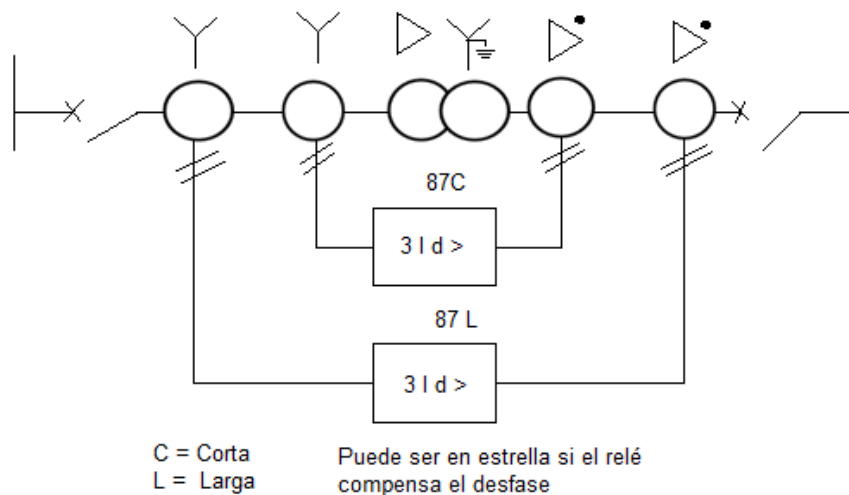


Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S.A. Subestaciones de alta y extra alta tensión. p. 469.

Los relés mencionados anteriormente conforman lo que se llama la protección diferencial corta, la cual usualmente está conectada a los transformadores de corriente tipo buje de los transformadores o auto-transformadores. En algunas prácticas se incluía otro relé diferencial, llamado protección diferencial larga, que cubre las conexiones de los transformadores de corriente de los patios de conexión, tal como se ilustran en la figura 28.

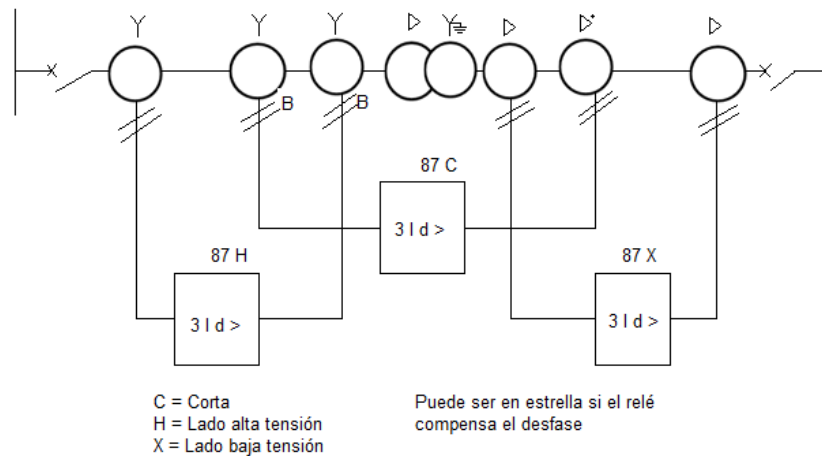
Como alternativa a esta protección, se puede tener dos protecciones diferenciales de alta impedancia entre los transformadores de corriente de los bujes del transformador o autotransformador y cada patio de conexión, tal como se ilustra en la figura 28.

Figura 27. **Protección conexión y transformador con dos diferenciales porcentuales**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 28. **Protección diferencial corta porcentual más dos diferenciales de alta impedancia**

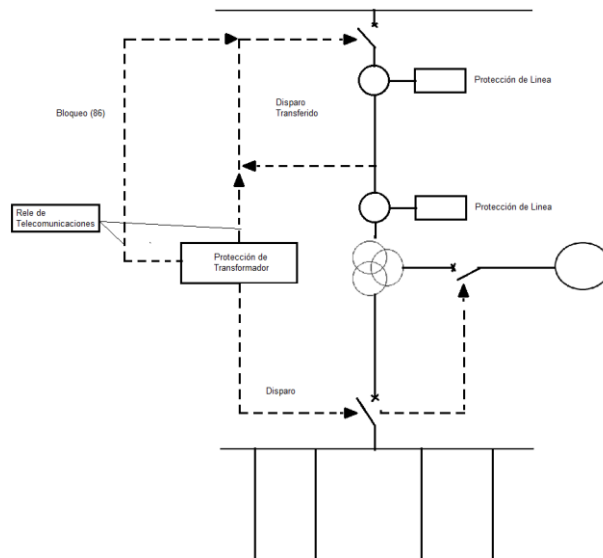


Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Tal como se observa en las figuras de protecciones de transformadores, todas las órdenes de disparo de los diferentes relés de protección van a los interruptores a través de un relé disparo y bloqueo (86). Este relé, como su nombre lo indica, dispara los interruptores bloqueándolos, evitando que sean cerrados nuevamente hasta que no haya una reposición intencional.

En algunas ocasiones, el interruptor de lado de alta tensión es eliminado por razones de economía y el despeje de la falla lo efectúa el interruptor de la subestación adyacente. En este caso, la protección del transformador debe enviar una señal de teledisparo o disparo transferido a la subestación remota vía un sistema de telecomunicación. En caso de una falla en el transformador, se enviará (adicionalmente a la señal de disparo) una señal de bloqueo que impida el cierre del interruptor, tal como se ilustra en la figura 29.

Figura 29. **Sistema de protección de transformador economizando el interruptor del lado de alta tensión**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Los fabricantes presentan en sus catálogos recomendaciones de ajuste. Los principales son:

- Relé diferencial (87T): normalmente los relés diferenciales porcentuales tienen una pendiente entre el 20 y el 50%. Para la selección de la pendiente es necesario tomar en cuenta el rango de variación del cambiador de tomas, siendo necesario, en la mayoría de los casos, ajustar la pendiente por encima del 30%.
- Relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51): el ajuste de corriente de los relés de sobrecorriente normalmente es entre el 130 y el 150% de la corriente asignada. La curva de tiempo en el lado de la fuente (desde donde se energiza el transformador) debe coordinarse con la corriente de magnetización inicial del transformador (*inrush*) y con los relés del lado de

baja tensión. También se encuentran en el mercado relés de sobrecorriente con restricción de segunda armónica que no requieren coordinación con la corriente de magnetización inicial. En el lado de baja tensión o de la carga, la curva del relé se debe coordinar con los relés de la carga.

- Relé de corriente residual (51N): ya que todos los transformadores de potencia son cargados balanceadamente, el relé de corriente residual se puede ajustar entre el 20% y el 40% de la corriente asignada. En el lado de alta tensión la curva de tiempo puede ver la mínima cuando existe independencia entre las secuencias cero del lado de alta y baja (ejemplo conexión estrella, delta), mientras que en el lado de baja tensión se debe coordinar con los relés residuales de la carga.
- Relé instantáneo de sobrecorriente (50): muchas empresas no los habilitan por la cantidad de falsos disparos que han producido. Si se ajustan, se hace con los relés instantáneos de sobrecorriente localizados en el lado fuerte y se deben ajustar 25% por encima del valor pico de la corriente máxima instantánea de falla que circula a través del transformador, es decir, por una falla en bujes del lado opuesto. Este ajuste debe estar por encima de la corriente de magnetización inicial del transformador.

Los transformadores con conexiones zigzag utilizados para la puesta a tierra de los sistemas flotantes tienen un sistema de protección similar al ilustrado en la figura 28. Cuando estos transformadores se conectan dentro de la zona de protección del relé diferencial del transformador de potencia, se deben tener ciertas precauciones.

Las recomendaciones, instrucciones y normas aquí contenidas le darán una guía para realizar las labores de instalación o montaje y puesta en marcha o energización de un transformador de potencia. Pero esta información no es el único requerimiento para que el transformador opere satisfactoriamente.

Se requiere contar primeramente con personal calificado, herramientas y equipos diseñados para este propósito.

3. PROCEDIMIENTO DEL MONTAJE DEL EQUIPO EN CAMPO

Se debe tener en cuenta que las siguientes instrucciones son generales y en el caso de algunos transformadores es posible que ciertas instrucciones y/o recomendaciones no sean aplicables.

Después de efectuar el ensamble del transformador, realice las siguientes comprobaciones antes de proceder a la instalación final del equipo:

- Construcción

Debe asegurarse que todas las piezas se encuentren en sus respectivos lugares, y se haya efectuado la fijación de todos los pernos y tuercas.

- Conexión

Comprobar si se han efectuado todas las conexiones eléctricas, corroborando que no exista ningún error.

- Sistema de Refrigeración

Chequear si se encuentran abiertas todas las válvulas de los radiadores, y si el dispositivo de control de enfriamiento y los ventiladores de enfriamiento funcionan normalmente.

- Cambiador de tomas

Verificar si el cambiador de tomas funciona suavemente, y si la posición de tomas corresponde a la tensión deseada. El dispositivo de control para el OLTC (cambiador de tomas en carga) debe estar en perfectas condiciones.

- Relés de protección

Comprobar la correcta operación de los contactos.

- Indicadores

Verificar si los indicadores de nivel de aceite o los termómetros están señalando correctamente sobre la escala.

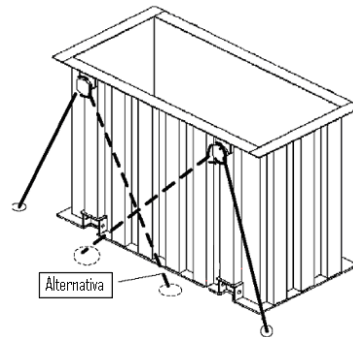
Asegurar de que sea perfecto el sistema de conexión a tierra del transformador. Dado que los adaptadores de puesta a tierra van pintados para evitar su oxidación durante el transporte, remueva la pintura para una buena conexión.

3.1. Transporte y arribo al sitio de instalación

Cuando sea necesario movilizar el transformador a su sitio de instalación deben tenerse en cuenta las siguientes precauciones a fin de evitar daños en su estructura o accidentes en el personal que tenga a cargo tal operación:

- Seleccione preferiblemente, como medio de transporte un *trailer* de plataforma baja y larga (cama-baja) y sujete el transformador como lo indica la figura 30.

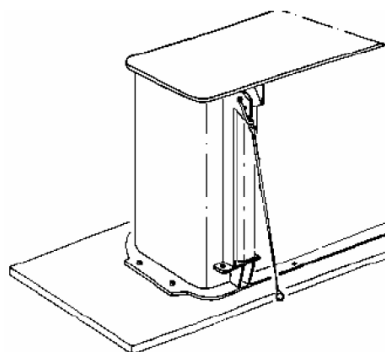
Figura 30. **Forma de sujeción a la plataforma de transporte**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

- Antes de efectuar el traslado hacer un reconocimiento de la vía con el fin de prever posibles obstáculos (puentes bajos), inclinaciones peligrosas, estado de la carretera.
- Como se indica en la figura 31 el transformador debe ir lo más centrado como sea posible.

Figura 31. **Forma de centrar el transformador**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

- Revisar el estado de los ganchos de amarre de la camabaja y verifique que se encuentren en buen estado.
- El tanque de expansión (si se transporta con él) debe quedar al lado de la cabina.
- En cada esquina deben efectuarse como mínimo dos amarres en los ganchos dispuestos para tal fin.
- Usar en lo posible, cable de acero o cadena debidamente tensionados. Por ningún motivo emplee manila o cualquier otro material que permita elongación. Cada cable debe ofrecer una resistencia a la tracción mínima de 15 toneladas.
- No deben sobrepasarse en el transporte inclinaciones de 25° en sentido longitudinal y 30° en sentido transversal.
- Antes de mover, desmonte todos los radiadores.

3.1.1. Manejo

- Antes de descargar el transformador del vehículo observar si falta alguna pieza o si existen deformaciones. De ser así, informar al fabricante sobre estas irregularidades antes de iniciar cualquier reparación.
- Cuando se levante el transformador los cables de suspensión deberán mantenerse casi paralelos para evitar que se doblen los pernos de enganche u otras partes de la estructura.

- Cuando un transformador no pueda ser manejado por medio de grúa, podrá moverse deslizándolo sobre patines o sobre rodillos, pero teniendo cuidado de no dañar la base o de no volcarlo.
- Nunca se deberá levantar un transformador o moverlo colocando palancas o gatos debajo de la válvula de purga, salida del aceite de refrigeración, conexiones de los radiadores u otros dispositivos.
- Cuando se muevan grandes transformadores sobre rodillos, deberán proveerse vigas para distribuir los esfuerzos sobre la base.

3.1.2. Recomendaciones al arribo al sitio de instalación

Algunas veces los transformadores se transportan divididos en varias secciones como pueden ser el tanque principal, los aisladores, el tanque conservador, los radiadores y otras partes. Los componentes desarmados van embalados en recipientes o en cajas y deben ser confrontados con la lista de empaque suministrada.

- Comprobar la presión de gas

Con el fin de evitar la impregnación de humedad el tanque principal está lleno de nitrógeno seco (aproximadamente 0.2 kg/cm² a 20⁰C). Remueva la cubierta protectora del manovacúmetro montado en el tanque, abra la válvula de conexión y compruebe la presión del gas. Después de revisada cierre fuertemente la válvula. Una indicación positiva señalará que no ha entrado aire o agua al interior del tanque. Si la aguja indica cero, podría ser a raíz de una entrada de agua. En este caso mida la resistencia de aislamiento de los

devanados con el objeto de establecer el grado de humedad que ha penetrado en el transformador y tomar las medidas correctivas necesarias.

- Inspección exterior

Comprobar si el transformador ha sufrido caídas accidentales o si se han torcido los refuerzos o las tuberías, si la pintura está dañada o si las piezas metálicas están oxidadas, utilice papel de lija y retoque con una pintura anticorrosiva adecuada.

Revise que la tornillería no se encuentre floja.

Revise el estado de los instrumentos de protección que van adosados al tanque principal.

Cuando se aprecie un daño severo relacionado con los puntos anteriores, el fabricante debe ser inmediatamente informado del caso.

- Inspección interior

Normalmente no se requiere de una inspección interior; en el caso de ser requerido, consultar las instrucciones tiempo de exposición permisible del núcleo, devanados y trabajos internos.

3.2. Almacenamiento

Después de que un transformador ha sido recibido de fábrica, es aconsejable colocarlo (lleno de aceite) en su lugar permanente, aunque no se ponga en funcionamiento inmediatamente. Si esto no fuese posible, deberá

colocarse en un lugar seco y llenarse con aceite. Si la unidad fuese emplazada a la intemperie, el vapor de agua se condensaría en la caja, debido a las variaciones de la temperatura del aire y la humedad, esta sería absorbida por los devanados lo que haría necesario secar la unidad antes de ponerla en funcionamiento.

Por lo tanto es preferible colocar el transformador en un sitio con una temperatura ligeramente elevada y uniforme, siguiendo las recomendaciones que se dan a continuación:

- Los transformadores para instalación interior deberán almacenarse en un lugar cerrado. Sin embargo, si fuese necesario hacerlo en lugares abiertos, deberán estar bien cubiertos para evitar que la humedad y materias extrañas entren en la caja.
- Los transformadores para uso a la intemperie deberán ser almacenados en lo posible, bajo techo.
- La base para el almacenamiento del transformador deberá tener suficiente resistencia como para soportar su peso y tener además un nivel plano.
- Cuando el transformador sea almacenado a la intemperie tener cuidado con que el área en la cual esté cuente con buenos drenajes.
- Las pérdidas eventuales de aceite, no deberán en forma alguna perjudicar el medio ambiente.

- Evitar la entrada de humedad al tanque mediante la oportuna revisión de los respiradores de sílica gel y/o de las pipas de nitrógeno cuando esté parcialmente lleno de aceite.
- Deberá impedirse la formación de agua condensada en los accesorios y repuestos que sean despachados independientemente, mediante una adecuada protección contra las influencias meteorológicas. Si es necesario coloque desecadores de sílica gel metidos en las bolsas.
- Deberá preverse protección contra corrosión y daños mecánicos en la cuba.
- Cuando sea posible alimente los gabinetes de control a su tensión correspondiente para evitar la condensación de agua en su interior.

3.2.1. Almacenaje de transformadores con tanque sellado

- Transformadores completamente ensamblados

Verificar la presión interna del transformador; si el manovacuómetro indica vacío o presión inferior a 0.1 atm. (2 Psi), presurícelo con 2 o 3 libras de nitrógeno y revise al menos cada mes la presión interna; en estas condiciones el transformador puede permanecer indefinidamente almacenado. Si la presión es superior a 0.3 atm (5 Psi), deje escapar el excedente.

- Transformadores con radiadores desmontables

Se deberá ensamblar completamente el transformador, completar el nivel de aceite y presurizarlo con nitrógeno a una presión de 0.2 atm (3 Psi);

siguiendo las recomendaciones de los transformadores completamente ensamblados. En el caso de no poderse ensamblar completamente, las partes y piezas se deberán mantener sellados para evitar penetración de humedad.

En caso de dudas o desconocimiento de las cualidades del aceite disponible y antes de llenar el transformador, se enviarán muestras para pruebas a un laboratorio competente.

Los aceites que no cumplen con nuestras especificaciones, o especificaciones del fabricante, no pueden ser utilizados sin nuestra aprobación.

3.2.2. Almacenaje de transformadores con tanque de expansión

- Transformadores completamente ensamblados

Colocar el respirador de sílica gel. Si durante el transporte, el sílica gel ha absorbido humedad (color rosado), deberá secarse en un horno a 150⁰-180⁰C, hasta que recupere su color azul original, o de ser posible cambiarlo por sílica gel nuevo.

En transformadores sumergidos en aceite, se controlará cuidadosamente el color del sílica gel cada cuatro 4 semanas, y en climas tropicales cada dos 2 semanas. Tal como se ha dicho anteriormente, se cambiará el sílica gel o se desecará en un horno, cuando más de la mitad del contenido del respirador presente decoloración.

- Transformadores con llenado parcial de aceite

Se montará el tanque de expansión y se procederá al llenado con aceite hasta el nivel correspondiente. Una vez acabado el llenado de aceite, se montará el respirador de sílica gel. Un transformador completamente lleno de aceite se puede almacenar durante un tiempo indeterminado; este almacenaje es preferible al del transformador lleno de gas.

- Transformadores llenos de gas Nitrógeno

Verificar la presión interna del transformador; esta debe mantenerse en 0.2 atm (3 Psi).

Si la botella de nitrógeno se termina, sólo se empleará exclusivamente para el llenado, nitrógeno de una pureza de 0.3% de su volumen y un grado de humedad máximo de 250 ppm. Un almacenaje con nitrógeno es posible, sin otras manipulaciones por un período de tres 3 meses.

Para períodos de almacenaje superiores, se pedirán instrucciones para llenado con aceite. Cada cuatro 4 semanas se controlará la presión de la cuba y de la botella de llenado.

3.2.3. Almacenaje del aceite aislante

El aceite aislante se guardará únicamente en recipientes limpios y se protegerá contra la humedad colocando los recipientes en un lugar con temperatura lo más constante posible y en posición horizontal. Se debe evitar cuidadosamente toda mezcla con otros líquidos (aceites de cables, de engrase y de calefacción) o con cuerpos sólidos.

Pequeñas cantidades de impurezas pueden alterar fuertemente las cualidades del aceite aislante. Todos los recipientes previstos para su almacenaje se inspeccionaran cuidadosamente y se guardará una escrupulosa limpieza y una perfecta impermeabilidad. Se dejará al cuidado de la empresa vendedora, siempre que sea posible, el lavado de recipientes sucios. En el caso que fuera necesario una limpieza en la misma instalación, se procederá generalmente así:

- Se rociará el recipiente con gasolina exenta de plomo o con petróleo, hasta que el líquido de limpieza no presente coloración alguna.
- Una vez vaciado completamente el recipiente, se meterá a un horno o se dejará secar, por medio de una corriente de aire seco, durante varias horas (cuidado: hay peligro de explosión).
- Después de secado se cerrará herméticamente el recipiente, de modo que no pueda entrar aire alguno.

3.2.4. Problemas y soluciones presentadas en la recepción y almacenaje

A continuación se presentan algunos problemas que se tienen en la recepción y almacenaje, siendo los más comunes los a continuación mencionados.

- Fugas de aceite

Cuando la fuga de aceite sea por motivos de empaquetaduras, se deberá ajustar los dispositivos de amarre (tornillos, flanches, etc.)

- Por válvulas de estrangulación

Si la fuga de aceite se debe a las válvulas de estrangulación se deberá ajustar las compuertas de las válvulas y los flanches que las protegen.

- Por poros o accesorios flojos o fisurados

Cuando la fuga se debe a partes porosas, fisuradas o accesorios flojos se deberán realizar los ajustes necesarios para evitar que continúen las fugas y penetre más humedad al transformador.

Cuando hay fugas de aceite de gran consideración, se hacen los ajustes para evitar que continúen, se llena el interior del transformador con gas nitrógeno hasta obtener una presión de 2 Psi y se le comunica de inmediato al distribuidor más cercano.

- Golpes y abolladuras

Cuando el transformador o alguno de sus elementos presentan indicios de haber sido golpeados, lo más indicado es comunicarse con el distribuidor más cercano o la fábrica para indicar el punto del golpe y recibir las instrucciones pertinentes.

- Deterioro de la pintura

Cuando se presenta deterioro de la pintura, limpie la superficie de suciedades (polvo, aceite, grasa, etc) haciendo uso de desengrasantes o agua jabonosa; luego seque la superficie, lije el punto deteriorado, limpie de nuevo el polvo y aplique una capa de pintura epóxica; deje secar esta y con intervalos de tiempo de secado, aplique tantas capas de pintura como sea necesario, para dar el espesor requerido.

- Accesorios flojos

Cuando se presentan accesorios flojos, ajústelos nuevamente hasta dejarlos en su posición correcta, verifique que no estén fisurados y que no haya penetrado humedad al interior del transformador.

Para cuando alguno de estos casos se presenta, es recomendable después de haber tomado las medidas correctivas indicadas, realizar las siguientes pruebas:

- Medida de la rigidez dieléctrica del aceite
- Medida de la resistencia de aislamiento (Meggeo)
- Medida de la relación de transformación (TTR)
- Prueba de hermeticidad con aplicación de gas nitrógeno a una presión de 7 Psi.

Si alguna de estas pruebas no da los resultados esperados, comuníquese con el distribuidor más cercano o con la fábrica.

3.3. Llenado de aceite preliminar

Para evitar que en el armado del transformador, se tenga contacto directo con la atmósfera de la bobina y el aislador, es aconsejable llenar previamente con el aceite de aislamiento hasta un nivel que esté a unos 25 cm por debajo de la cubierta del tanque, en el caso de ser transformadores equipados con tanque de expansión, llevarlo hasta que el nivel marque 85°C en el indicador de nivel en el caso de ser transformadores del tipo sellado.

Previo a realizar el llenado de aceite, es necesario efectuar la prueba de resistencia dieléctrica del aceite almacenado en los tambores. Se debe de tomar muestra de cada tambor y comprobar si sus características dieléctricas corresponden o no a la especificada.

Para ello refiérase a la Norma ANSI/IEEE C57.106-1991, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Oil in Equipment. En caso de que el aceite no posea las características dieléctricas especificadas, filtre el contenido total de aceite. El llenado de aceite debe efectuarse únicamente después que los valores de prueba se encuentren dentro de los valores especificados.

A continuación se presentan dos métodos para efectuar el llenado de aceite.

El primero de ellos consiste en llenar el tanque con aceite a través de la válvula de drenaje mientras se descarga gradualmente el nitrógeno contenido en el tanque. La presión del nitrógeno contenido en el tanque del transformador debe conservarse entre 0,05 y 0,2 kg/cm² durante el llenado de aceite.

El segundo método consiste en efectuar el llenado de aceite después de efectuar el vacío en el transformador. Este método es el recomendado por uno de los más grandes distribuidores de transformadores de potencia del país, por ser más seguro que el primero.

3.4. Montaje de radiadores

En algunas ocasiones es necesario desmontar los radiadores para poder transportar el transformador, estos se enviarán herméticamente cerrados con tapas ciegas. Las válvulas de estrangulación que se encuentran soldadas o pernadas al tanque principal se entregan en posición de cierre y, adicionalmente, se protegen con tapas ciegas.

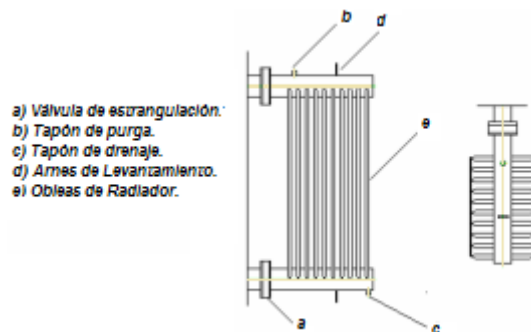
La disposición general de los radiadores se ilustra en la figura 40. Al recibir los radiadores y desempacarlos que no hayan sufrido daños mecánicos durante el transporte.

Retire las tapas ciegas y compruebe que los radiadores se encuentran limpios y sin humedad. En caso de observarse humedad o impurezas será necesario lavarlos con aceite a 60⁰C y protegerlos para impedir que penetre más humedad.

Previo al retiro de las tapas de protección de las válvulas de estrangulación se debe verificar el tipo de protección de aislamientos contra la humedad durante la entrega.

Normalmente se encuentran dos tipos de preservación en el despacho:

Figura 32. Partes del radiador



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

- Transformadores totalmente llenos con nitrógeno
- Transformadores parcialmente llenos de aceite y colchón de nitrógeno

Para los primeros se recomienda seguir la instrucción llenado de aceite preliminar, antes de realizar trabajos de ensamble en sitio. Sin embargo si la única labor de ensamble es la de radiadores es posible realizar el montaje con el tanque lleno de nitrógeno pero si manteniendo la presión interna positiva entre 0,05 y 0,2 kg/cm², durante el montaje de los radiadores.

Para el segundo el transformador se deberá conservar sellado y se deberá de disponer de una cubeta vacía bajo la válvula para recoger el aceite que pudiese derramarse.

Hay que tener en cuenta que este tipo de válvula no cierra a prueba de goteo. Por lo tanto no se debe de golpear nunca para lograr un cierre hermético.

Para colocar el radiador se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Elevar el radiador de su posición de almacenaje, y preste atención para evitar daños en los otros radiadores con las herramientas para el levantamiento.
- Quitar la tapa ciega y la guarnición del radiador
- Observar visualmente el interior del radiador
- Limpiar la superficie de la brida de montaje del radiador
- Retirar el tapón de purga (b) indicado en la figura 32
- Quitar la tapa ciega y la guarnición colocadas en la válvula de estrangulación del transformador.
- Limpiar y de ser posible pintar la superficie de la brida de la válvula del radiador.
- Limpiar la ranura para guarnición de la válvula. Aplicar una pequeña cantidad de adhesivo en la ranura y coloque la nueva guarnición especificada.
- Levantar el radiador con un equipo especial (grúa).

Debido a que todos los radiadores son iguales, cada radiador viene marcado para ser ubicado en la posición que esté señalada en el tanque principal. Esta señalización se recomienda respetar a fin de evitar demoras en la ubicación de los mismos.

- Trasladar el radiador con la mano, inclínelo y drene el aceite residual contenido dentro del mismo.
- Ajustar el radiador a la válvula de radiador.
- Hacer coincidir la válvula de radiador y la superficie de la brida del radiador y sujétela mediante tuercas.
- Sujetar el par de tuercas ubicadas diagonalmente una después de la otra a fin de apretarlas uniformemente.
- Sujetar firmemente hasta que la válvula de radiador y la brida de radiador queden como una unidad. Al ajustar los radiadores no deben quedar sometidos en ningún caso a tensiones mecánicas por el peligro de roturas debidas a vibraciones.
- Instalar el tapón de purga (b) indicado en la figura 32. si el tanque está lleno con nitrógeno.
- Cuando se haya finalizado con el montaje de los radiadores, colocar simétricamente los soportes y los sujetadores del radiador.

3.4.1. Llenado de los radiadores

- Tanque totalmente lleno con nitrógeno

Abrir todas las válvulas de estrangulación y llenar el tanque del transformador. Los radiadores se llenarán automáticamente al mismo tiempo.

Cuando haya transcurrido un tiempo de reposo de doce 12 horas como mínimo se deben purgar los radiadores.

- Tanque parcialmente lleno de aceite y colchón de nitrógeno

La válvula de estrangulación inferior correspondiente al radiador que está instalando, abrir lentamente. El aceite inundará el radiador de abajo hacia arriba y el aire escapará por el tapón de purga.

En este este proceso debe controlar el nivel de aceite en el tanque y se adicionar aceite de tal manera que el transformador permanezca con un nivel de aceite por encima de las bobinas.

Al momento que el aceite salga sin burbujas por el tapón cerrar con la tuerca tapón, provista para tal efecto.

Continuamente se debe abrir la válvula de estrangulación superior. Después de un tiempo de reposo prudente, purgue de nuevo todos los radiadores.

3.5. Montaje del tanque de expansión

Se tienen tres tipos de conservador dependiendo del grado de protección que se desee y/o de los accesorios incluidos. Estos son:

3.5.1. Tanque conservador convencional

Este tanque es el que disponen la mayoría de transformadores. Al instalar el conservador sobre el transformador, es necesario prestar atención a los siguientes puntos.

Si el transformador está provisto con un relé Buchholz, instalar en el conservador antes de proceder al montaje del mismo en el transformador. El relé se encuentra conectado el conservador a través de una brida y cuatro tornillos; regularmente en el tubo de conexión se instala una válvula para futuros mantenimientos del relé Buchholz, remueva una tapa ciega de la superficie de la brida, y cambie el empaque por uno nuevo. Instale el relé en el conservador y apretar firme y uniformemente los pernos.

Colocar el relé en la dirección indicada en su placa de características o en relieve en el cuerpo de relé.

Colocar el tanque conservador sobre las bases destinadas para su anclaje en el tanque principal del transformador y coloque los ocho tornillos pero sin dar el ajuste final. Alinear la brida del relé Buchholz con la brida de conexión al tanque principal y asegúrelo mediante tornillos, cuidando que no se imprima esfuerzo mecánico alguno en el relé.

Una vez concluida esta instalación asegurar el tanque de expansión al tanque principal dando ajuste final a los tornillos. Para mayores detalles sobre el relé de protección refiérase al manual del relé.

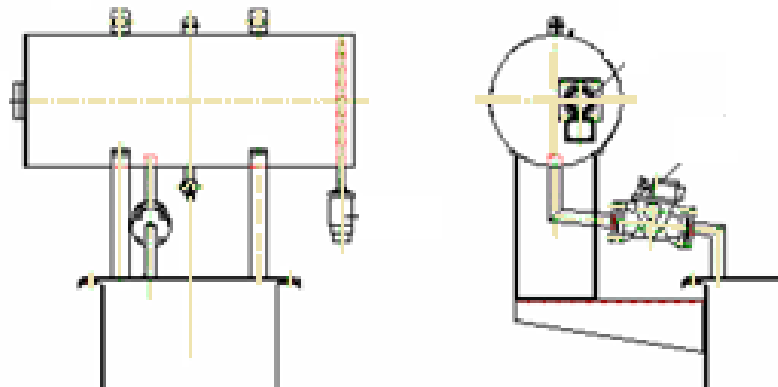
Cuando se haya completado el llenado de aceite al transformador se procede a instalar el respirador siguiendo los siguientes pasos:

Verificar que la sílica se encuentra seca (color morado); de no ser así, séquela siguiendo lo indicado en el manual de mantenimiento.

Roscar el respirador en el tubo previsto para tal fin. Para dar mejor sello se recomienda utilizar cinta teflon en las roscas.

Llene con aceite dieléctrico el recipiente localizado en la parte inferior del respirador hasta la marca indicativa.

Figura 33. **Tanque de expansión convencional**

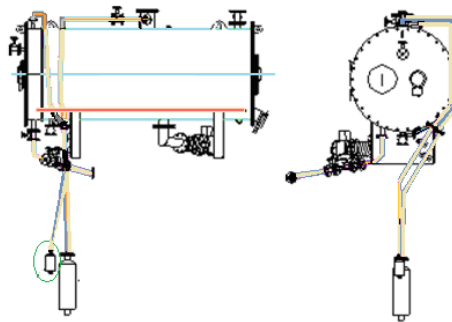


Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

3.5.2. Tanque conservador con barrera para conmutador bajo carga

Este tanque en realidad son dos conservadores montados en un mismo cilindro. La barrera tiene como fin independizar el aceite del transformador y el del conmutador bajo carga; por lo tanto en el llenado del aceite se deberán considerar independientemente los dos compartimentos. Para el montaje se deberá seguir lo indicado en el punto 3.5.1, teniendo en cuenta que el mayor de los respiradores va destinado al tanque principal, en tanto que el pequeño, (ver figura 34), corresponde al cambiador de tomas bajo carga. No olvide llenar con aceite el recipiente de la parte inferior del respirador.

Figura 34. **Tanque de expansión con barrera para conmutador bajo carga**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

3.5.3. Tanque de expansión con membrana o separador o flexible

Para el montaje se deberá seguir lo indicado en el punto 3.5.1.

Como este dispositivo no es un elemento comúnmente utilizado en transformadores de pequeña potencia es necesario dar las siguientes indicaciones

Un separador flexible se coloca en el interior de un conservador cilíndrico o paralelepípedo.

En la parte exterior está en contacto con el aceite y en la parte interior con la atmósfera.

Este tipo de montaje hace posible la compensación para las variaciones del volumen de aceite debido a los cambios de temperatura, garantizando:

- Una eficiente barrera entre el aceite y el aire
- Una protección contra el vapor de agua
- La supresión de cualquier burbuja de gas formado en el aceite
- La compensación de grandes volúmenes hasta los 15 m³.

Las dimensiones de los separadores se determinan de acuerdo al tanque conservador.

- Procedimiento de llenado sin vacío en el conservador:
 - Verificar la posición del separador dentro del conservador, para tal fin es necesario remover la tapa pernada del conservador. Esto se hace con el fin de garantizar que el flotador del nivel de aceite se encuentra bajo la membrana, y que la membrana está desplegada.

- Inflar a 0,1 bar máximo dejando el orificio de venteo del conservador abierto.
- Ajustar la presión seis horas más tarde
- Mantener el dispositivo a una temperatura constante y verifique si existe una pérdida de presión durante 24 horas, si no hay pérdidas de presión, se consideran perfectamente montados el separador y el conservador.
- Inyectar el aceite con poca presión por la parte inferior del conservador hasta que salga por los orificios de venteo en la parte superior.
- Cerrar los orificios de venteo y llene el conservador por la parte inferior mientras deja que el separador se desinfle progresivamente.
- Terminar el llenado cuando el aceite alcance el nivel de la temperatura de operación.

Cuando el dispositivo esté listo para trabajar, nunca abra un orificio en la parte superior con el objeto de verificar el vaciado total, tal apertura podría crear una corriente de aire en la parte superior del dispositivo con una caída del nivel de aceite que se compensa por una disminución en el volumen del separador.

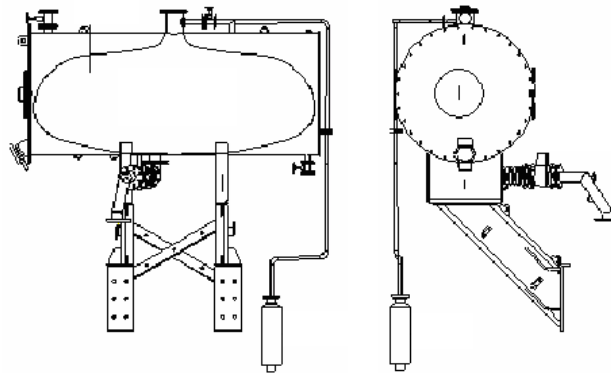
Cuando tenga dudas acerca de si ha entrado aire al conservador, debe inflar primero el separador por debajo de 0.1 bar y después abrir los orificios de venteo.

- Llenado bajo vacío

El conservador y el separador se montan en el transformador y se conectan a una fuente de aceite por medio de un tubo en la parte inferior del tanque conservador. Luego proceda de la siguiente manera:

- Crear un vacío dentro del separador
- Con la misma fuente de vacío, crear un vacío en el conservador
- Abrir la válvula de la parte inferior. Debido al vacío en el conservador, el nivel de aceite sube automáticamente. Suspenda el llenado de aceite una vez que alcance el volumen requerido en el conservador.

Figura 35. **Tanque de expansión con membrana**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

- Mantenga el conservador bajo vacío pero deje entrar aire o nitrógeno dentro del separador, entonces este se infla por sí mismo

y toma todo el espacio libre debido a que el conservador no estaba completamente lleno.

- Inflar el separador a una presión máxima de 0.1 bar.
- Revisar que por los orificios de venteo aparezca aceite, garantizando que el conservador no tenga más aire.
- Cerrar los orificios de venteo y si es necesario ajuste el nivel.
- Drenar de aceite aislante y llenar con nitrógeno.
- La presente instrucción tiene dos aplicaciones principales:
 - Para el despacho o traslado del sitio de operación, de transformadores completamente llenos con nitrógeno.
 - Para poner en la mejor condición el aislamiento, antes del llenado final.

Para el primero luego de retirar todos los accesorios removibles del transformador se procede a dar hermeticidad al tanque colocando bridas y cerrando válvulas, y para el segundo después de instalados todos los accesorios a excepción del respiradero deshidratante (éste debe ser instalado después de finalizar el llenado de aceite); vaciar el contenido total de aceite aislante del transformador a fin de eliminar las impurezas, polvo, etc, que puedan encontrarse en el aceite, como así también cualquier gas que podría haber absorbido.

Suministrar gas nitrógeno dentro del transformador para desplazar el aceite aislante, luego drenar el aceite. No permitir que la presión interna del transformador llegue a ser negativa. La presión hermética del gas nitrógeno debe ser desde 0,05 a 0,2 kg/cm². Una vez el transformador esté completamente vacío, sellar todos los orificios y mantener una presión positiva de 0,2 kg/cm².

3.6. Llenado final de aceite mediante procesos de bajo vacío

Todo transformador de potencia debe prepararse para su llenado final de aceite y puesta en operación lo cual es de mucha importancia, especialmente en la actualidad ya que la tendencia en el diseño de estos aparatos es hacerlos compactos y reducir los niveles de aislamiento.

El secado por termovacio es un proceso eficaz para el retiro de la humedad, gases y sustancias volátiles presentes en los aceites aislantes.

En este proceso el aceite es filtrado, calentado y desgasificado con cámaras de alto vacío, después de que el aceite pasa por el filtro, es pulverizado en caliente en una cámara de alto vacío en donde se le retira la humedad y se le desgasifica.

Es muy importante que el aceite que se introduzca al transformador esté completamente deshidratado y desgasificado, ya que los aislamientos de papel que se encuentran secos tenderán a absorber el agua contenida en el aceite.

3.6.1. Tratamiento de vacío

Para iniciar este tratamiento se debe expulsar el aire del transformador durante más de 12 horas mediante una bomba de vacío, y comprobar que el grado de vacío dentro del transformador es menor de 3mm Hg mediante un vacuómetro.

Después de confirmar el grado de vacío, detener temporalmente la bomba de vacío y efectúe la prueba de parada.

El criterio para la prueba de parada es por medio del grado de vacío, y el incremento de éste a los 15 minutos después de la parada, como está especificado en la tabla X. Si el resultado de la prueba de parada es satisfactorio, proceda al llenado de aceite.

Tabla X. **Tensión de régimen del transformador e incrementos de vacío**

Tensión de régimen del transformador	Incremento del grado de vacío
Menos de 110 kv	Menos de 3,0 mmHg
Más de 110 kv	Menos de 1,5 mmHg
Más de 220 kv	Menos de 1,0 mmHg

Fuente: elaboración propia.

Después de que el aceite ha sido deshidratado y desgasificado se debe cumplir con algunas condiciones, las cuales se describen en la tabla XI.

Tabla XI. **Condiciones del aceite para el llenado final**

Transformador	Contenido de Agua	Contenido de Gases	Rigidez Dieléctrica	Resistividad Eléctrica
115 kV	30 p.p.m	< 2%	35 kV	
> 115 kV < 400 kV	10 p.p.m	< 0.2 %	40 kV	50 x 10 ⁶ megaohms-cm

Fuente: elaboración propia.

Una vez obtenidos estos valores y habiéndose efectuado un última lectura de punto de rocío se procede al llenado de aceite.

3.6.2. Llenado de aceite

Cuando se haya efectuado el tratamiento de vacío en el transformador, mantenga el vacío durante una hora. Después, abra la válvula de drenaje de aceite y bombee aceite desgasificado dentro del tanque, el aceite aislante debe pasar a través del filtro prensa de aceite y el preacondicionador del aceite al vacío.

Con el objeto de hacer más ágil el llenado de aceite, se recomienda colocar el contenido de las canecas en un tanque metálico o de ser posible en un tanque colapsible (tanque que puede deformarse al presionarlo y regresar a su estado original).

El tanque del aceite es de aproximadamente 20% de la cantidad total de aceite del transformador, cuando el voltaje promedio del transformador que se va a montar es menor de 69 kV o más, es mejor usar un tanque de aceite con una capacidad equivalente a la cantidad total de aceite, ya que es preferible

drenar la cantidad completa de aceite una vez que se ha vaciado la cantidad total de aceite en el transformador. Cuando la capacidad de un tanque de aceite sea insuficiente, use varias.

La parte interna del tanque de aceite debe estar limpia, libre de polvo y basura, este debe ser un tanque sellado que evite la filtración de la lluvia o del aire, cuando se instale en el exterior.

Si se filtra aire al tanque del aceite, ponga un recipiente con gel de silicio en el sitio donde se pase el aire, con el objeto de prevenir le entrada de aire húmedo. Es conveniente poner un indicador del nivel del aceite o un tubo transparente, durante el llenado de aceite, continúe la operación de la bomba de vacío. Cuando el grado de vacío sea superior a 3mmHg, suspenda temporalmente el llenado de aceite, y opere solamente la bomba de vacío para obtener el grado requerido de vacío.

Cuando el indicador de nivel de aceite señale la escala de nivel a 85⁰C, suspenda la operación de llenado de aceite y cierre la tubería del aceite.

Después de llenar el transformador con aceite aislante se acoplará el respiradero deshidratante si el transformador es con tanque conservador o se sellará si es del tipo tanque sellado, y se pondrá cada válvula en la posición de trabajo.

Expulse el aire retenido en las diversas partes aflojando los tapones de purga de aire. De ser requerido cambie las empaquetaduras de los tapones de purga por unas nuevas.

Tome una muestra de aceite del tapón de muestreo y efectúe las pruebas dieléctricas del aceite aislante. Registre los valores medidos.

Espere durante más de 8 horas para permitir que el aceite penetre dentro de las diversas partes sumergidas, y luego efectúe el drenaje hasta obtener el nivel de aceite normal.

4. PRUEBAS DE CAMPO

4.1. Pruebas en campo

Los transformadores se consideran equipos elementales en los sistemas de potencia, se debe de considerar antes de poner en funcionamiento el realizarle una serie de pruebas en campo las cuales se describen a continuación.

4.1.1. Prueba de punto de rocío

Al inicio y al final del proceso de secado se deberían medir con exactitud la humedad residual por el método de punto de rocío.

Se entiende por humedad residual, la cantidad de agua expresada en porcentaje del peso total de los aislamientos sólidos que permanecen en ellos al final de un proceso de secado; actualmente se usan dos métodos: el que determina esta humedad residual a partir de la presión de vapor producida por ésta en un medio al vacío (el propio tanque del transformador), y últimamente el que usa la medición del punto de rocío de un gas en contacto con los aislamientos, el cual se describen en detalle a continuación.

4.1.1.1. Método del punto de rocío del gas (nitrógeno o aire)

El punto de rocío de un gas es por definición, la temperatura a la cual la humedad presente (vapor de agua contenido en el gas) comienza a

condensarse sobre la superficie en contacto con el gas; con base en este valor se puede determinar sobre un volumen conocido la cantidad total de agua contenida en él, así como su humedad relativa. La cantidad de agua en el papel (impregnado), se determina como una función de la humedad relativa del gas con el cual está en contacto cuando está expuesto, hasta alcanzar condiciones de equilibrio entre sus respectivas humedades.

En la actualidad existe la suficiente experiencia para decir que la técnica de determinación de humedad por este método es correcta y con suficiente precisión. El procedimiento general consiste en llenar el transformador con un gas seco (aire o nitrógeno), de tal manera que al cabo de un cierto tiempo, en el cual se alcance su estado de equilibrio en humedad, se mida el punto de rocío del gas y con este valor determinar la humedad residual en los aislamientos. Para efectuar la determinación de esta humedad residual, se deben seguir los siguientes procedimientos:

4.1.1.2. Procedimiento para realizar la prueba de punto de rocío

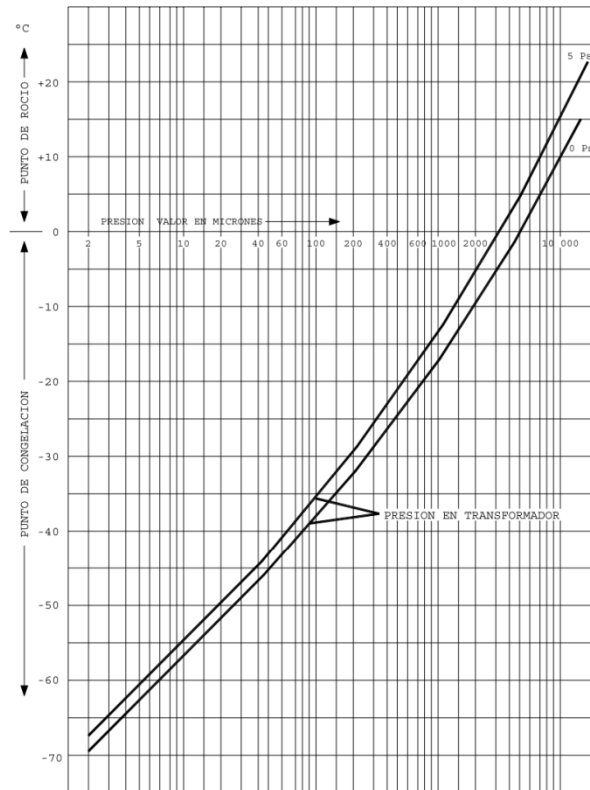
Al terminar con el armado del transformador, comunicados tanque conservador y radiadores, se extrae todo el aceite y debidamente sellado, se aplica vacío durante el tiempo necesario hasta alcanzar los valores entre 60 y 100 micrones.

Al termino del tiempo fijado en el punto anterior se rompe el vacío con aire o nitrógeno seco, teniendo en cualquiera de ellos un punto de rocío de -45°C o menos y se presuriza el transformador (1 a 5 Lbs/Pulg²) y se mantiene en estas condiciones por 24 horas, tiempo suficiente para alcanzar el punto de equilibrio.

Después de llevar a cabo lo anterior, se efectúa la medición del punto de rocío del aire o nitrógeno utilizando un higrómetro.

Se determina la temperatura de los devanados, preferentemente por el método de medición de resistencia óhmica, o se toma la temperatura del gas ya que después de 24 horas se tiene la misma que en los devanados. Con el valor de punto de rocío medido y la presión del gas (aire o nitrógeno) dentro del transformador, se determina la presión de vapor utilizando la figura 36.

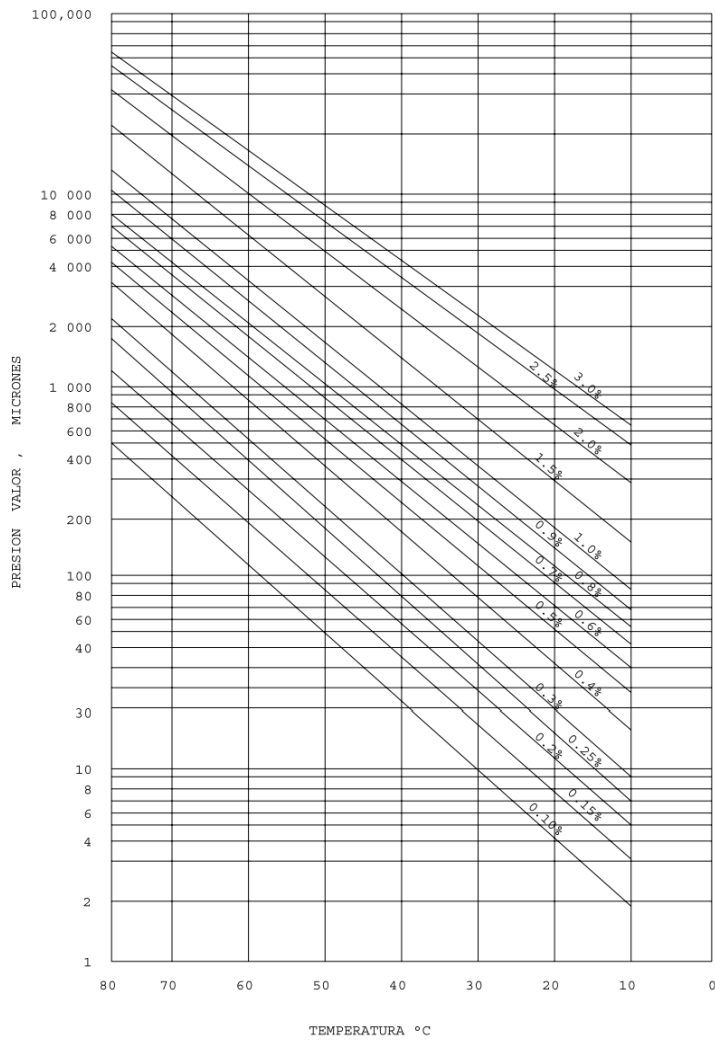
Figura 36. **Conversión del punto de rocío de un gas a presión de vapor**



Fuente: Centro de Capacitación Celaya. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 103.

Con la presión de vapor obtenida y la temperatura de los devanados o del gas se determina la humedad residual utilizando la figura 37, también conocida como gráfica de Piper.

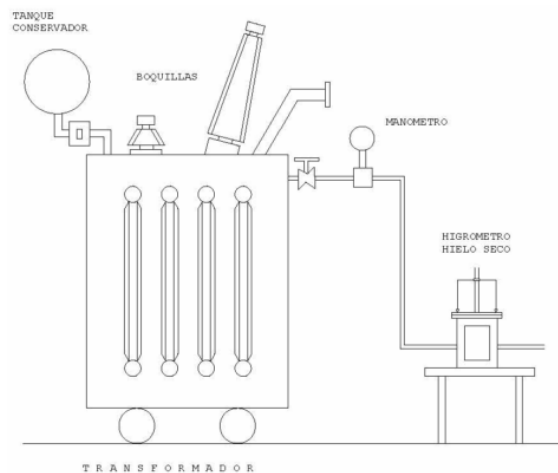
Figura 37. **Equilibrio de humedad**



Fuente: Centro de Capacitación Celaya. Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 108.

Para la determinación del punto de rocío, se puede usar cualquier higrómetro de los que existen en el mercado; los más usados son el de hielo seco, alnor y panametrics.

Figura 38. **Conexión del higrómetro de hielo seco**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

- Teniendo el transformador presurizado, conectar como en la figura 38.

Se determina la temperatura de los devanados por el método de medición de resistencia óhmica.

- Conectar el medidor a la fuente de 115 V c.a. o bien se usa la batería.

Antes de la prueba el medidor deberá ser ajustado como sigue:

- Colocar la válvula de operación de posición fuera

- Abrir la válvula de purga para asegurar que no existe presión en el medidor.
- Oprimir la válvula del medidor y gire el tornillo de ajuste hasta que el menisco de la columna de aceite, coincida con el 1 de la escala.
- Liberar la válvula del medidor
- Cerrar la válvula de purga y bombee hasta que el medidor alcance una lectura de 0.5, abra la válvula de purga y el menisco deberá regresar en unos cuantos segundos a el 1 de la escala, en caso de que no regrese, repita los pasos anteriores.
- La conexión entre el tanque del transformador y el medidor, se recomienda sea de cobre flexible, lo más corta posible y limpias, sus conexiones deberán estar bien apretadas.

Nunca oprima la válvula del medidor a menos que la válvula de operación esté fuera, la válvula de purga abierta y la válvula de corte cerrada.

- Abrir la válvula de purga, colocar la válvula de operación en posición fuera y abrir la válvula del transformador, dejar fluir el gas a través del medidor, operando la bomba de émbolo repetidas veces, con objeto de efectuar un barrido que desaloje el aire que contenía el medidor.
- Cerrar la válvula de purga, bombear la muestra del gas en el medidor hasta obtener un valor de 0.5 en la escala, observar dentro de la ventana de la cámara de niebla y presionar hacia abajo la válvula de operación sin dejar de ver por la ventana; si se forma niebla en el cono de luz, será

necesario probar a un valor más alto en la escala, repetir la prueba hasta encontrar dos valores en la escala contiguos, con una diferencia no mayor de 0.01, donde se presente y no la niebla en la cámara. El valor intermedio entre estos dos será el valor correcto de la relación de presión.

- Con este valor de relación de presión y la temperatura del gas (leído en el termómetro del medidor), entrar al calculador de punto de rocío (suministrado junto con el medidor) y obtener el valor de temperatura de punto de rocío.

4.1.1.3. Recomendaciones al aplicar el método punto de rocío

- La instalación de la conexión del higrómetro debe hacerse sobre el tanque principal del transformador, de tal manera que quede completamente expuesta al gas.
- Para transformadores nuevos o reparados, se debe de determinar el punto de rocío del nitrógeno que trae el transformador desde fábrica y que debe mantenerse durante su transporte, esta medición se hará antes de cualquier maniobra de inspección interior y armado.

El valor de humedad determinada será de utilidad para una apreciación preliminar del tiempo necesario para la puesta en servicio del transformador.

- No se debe tomar como temperatura de los devanados la temperatura de los termómetros del transformador, ya que éste se encuentra sin aceite y dará valores erróneos.

La experiencia de grandes fabricantes de transformadores y reactores de EHV, recomienda la necesidad de que el secado de este equipo sea menor de 0.5% de humedad residual.

El contenido de humedad de 0.2 a 0.3% es de buen valor de trabajo, humedad residual debajo de 0.1% además de ser una condición difícil de obtener, no es recomendable por los efectos en el papel mismo y la posible pérdida de vida del aislamiento. Se ha demostrado por varios investigadores, que el contenido de agua en aislamiento fibroso se equilibra a un nivel gobernado por la presión de vapor y la temperatura del medio aislante; la gráfica de equilibrio de humedad (Grafica de Piper) muestra esta relación.

Concluyendo se tomarán los siguientes valores de % de humedad residual en transformadores ver tabla XII.

Tabla XII. **Porcentaje de humedad residual**

CLASE	HUMEDAD RESIDUAL EN %	
	MINIMO	MAXIMO
69 A 86 KV	0.4	0.5
115 A 161 KV	0.3	0.4
230 A 400 KV	0.2	0.3

Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Medición de la resistencia de aislamiento

Se define como la resistencia en megohms que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir

de la aplicación del mismo, como referencia se utilizan los valores de 1-10 minutos.

Los conductores con los cuales se devanan los transformadores deben estar perfectamente aislados para evitar que entren en contacto las espiras, las capas y las bobinas de alta y baja tensión entre sí, así como las bobinas y el núcleo (frecuentemente identificado como tierra).

La calidad y el estado de los aislamientos son aspectos de especial interés en las pruebas de los transformadores, puesto que de ellos depende la vida útil del equipo.

La primera prueba para detectar el estado de los aislamientos es la medición de su resistencia, cuyo valor debe ser del orden de cientos de megohms. Un valor bajo como resultado de la prueba indicaría posible humedad en los aislamientos, y una lectura de cero ohms indicaría un deterioro grande en algún punto del devanado, por donde se produce una fuga de corriente hacia el otro elemento.

Los elementos que se deben medir:

- Entre los devanados de alta y baja tensión
- Entre el devanado de alta tensión y tierra
- Entre el devanado de baja tensión y tierra

4.1.2.1. Factores que intervienen en la prueba de resistencia de aislamiento

A menos que las mediciones de resistencias y absorción dieléctrica se realicen con suma habilidad, se presentaran fluctuaciones importantes provocadas por distintos factores. Cada uno de esos factores puede ser causa de grandes errores en la medición de la resistencia de aislamiento, los cuales no deben considerarse como problemas del aparato de medición.

Las sustancias tales como carbón, polvo aceite, depositadas en las superficies aislantes pueden disminuir la resistencia de aislamiento. Este factor es particularmente importante cuando se tienen superficies aislantes relativamente grandes, expuestas al ambiente.

El polvo depositado sobre las superficies aislantes ordinariamente no es conductor cuando está seco, pero cuando se exponen a la humedad se vuelve particularmente conductor y decrece entonces la resistencia de aislamiento por lo que se deberá eliminar toda materia extraña que esté depositada sobre el mismo, antes de efectuar la prueba.

Una gran parte de los materiales utilizados en los sistemas de aislamientos como son el aceite, papel, el carton y algunas cintas, son higroscópicos y por tanto capaces de absorber humedad y ocasionar una reducción en la resistencia de aislamiento.

Actualmente se construyen equipos eléctricos con aislamiento que no absorben humedad, pero en caso de que la temperatura del devanado alcance un valor igual o inferior a la de punto de rocío, se puede formar una película de humedad sobre la superficie del aislamiento y así disminuir su resistencia. Este

fenómeno se presenta en las boquillas de los transformadores cuando se tiene alta humedad en el ambiente, y el problema es más grave si la superficie está contaminada.

La resistencia del aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayoría de los materiales aislantes. Para comparar apropiadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura, o convertir cada medición a una misma base. Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación.

$$R_c = K_t \times R_t$$

Donde

R_c: Resistencia de aislamiento (en Megohms) corregida a la temperatura base

R_t: Resistencia de aislamiento a la temperatura que se efectuó la prueba

K_t: Coeficiente de corrección por temperatura

Las bases de temperatura recomendadas por los comités de normas son de 40°C en maquinas rotatorias, 20°C para los transformadores y 15.6°C para cables.

Para los demás equipos, como interruptores, apartarrayos, boquillas pasamuros, etc. No existe temperatura base, ya que la variación de la resistencia de aislamiento con respecto a la temperatura no es estable.

Debido a que las características de temperatura de los materiales aislantes varían con el tipo de combinación de los materiales, cada equipo tiene sus propios factores de corrección por temperatura, las cuales se pueden

obtener efectuando dos pruebas sucesivas de absorción a dos temperaturas diferentes.

Estas pruebas deben realizarse poco después de poner el equipo fuera de servicio y posteriormente cuando el equipo se ha enfriado a una temperatura considerablemente menor.

Como se puede observar es muy importante la medición de temperatura al realizar pruebas de resistencia de aislamiento en equipo eléctrico primario. Esta temperatura deberá ser la del equipo bajo prueba y no la del medio ambiente.

La medición de la resistencia de aislamiento en sí misma, es una prueba de potencial y debe por lo tanto restringirse a valores apropiados que dependen de la tensión nominal de operación del equipo que se va a someter a la prueba y de las condiciones en que se encuentra su aislamiento. Esto es importante particularmente para máquinas pequeñas o de baja tensión y para transformadores con su aceite aislante, que se encuentren húmedo.

Si la tensión de prueba es alta se puede provocar fatiga en el aislamiento.

Los potenciales de prueba más comúnmente utilizados son de 500 a 5000 volts de corriente directa.

El efecto que puede provocar la aplicación del voltaje de prueba tiene notable importancia en el caso de transformadores de potencia con aislamiento en buenas condiciones, para evitar este efecto es recomendable realizar pruebas con duración mayor a 1 minuto.

Para evitar que la medición de la resistencia de aislamiento sufra por la presencia de carga previa en el aislamiento, esta carga puede originarse porque el equipo trabaja aislado de tierra o por la aplicación de voltaje CD, en una prueba anterior. Por tanto, es necesario que antes de efectuar las pruebas se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.

Para el caso de transformadores que utilizan aislamiento con aglutinantes semisólidos, se presenta un proceso de curado con el tiempo, el cual provoca un aumento en la corriente de absorción que toma el aislamiento y por lo mismo un decremento de la resistencia de aislamiento con el aumento de edad. Adicionalmente, con la edad algunos aislamientos pueden desarrollar fracturas, lo cual aumenta la corriente de fuga.

El Megger ha sido el instrumento estándar para la verificación de la resistencia de aislamiento. Existen básicamente tres tipos de instrumentos, los accionados manualmente, los accionados por motor y los de tipo rectificador.

4.1.2.2. Condiciones para la prueba de resistencia de aislamiento y factor de disipación

El transformador a prueba debe estar en las siguientes condiciones:

- Todos sus devanados sumergidos en líquido aislante (cuando aplique)
- Todos sus devanados de una misma tensión en cortocircuito
- El tanque debe estar aterrizado

- El transformador a probar deberá aislarse totalmente de los buses o líneas.
- Desconectar todas las terminales de boquillas y estas deben de estar limpias y secas.
- Desconectar los neutros de los devanados al sistema de tierra

Nota: se recomienda que la temperatura de los devanados sean las más cercanas a la temperatura de 20°C.

- Tensión de prueba

La aplicación de la tensión de prueba debe iniciarse a un cuarto (o menos) de su valor total, e incrementarse gradualmente hasta alcanzar su valor total en un tiempo no mayor de 15 s. Después de un minuto de prueba, la tensión debe reducirse gradualmente (sin exceder 5 s) hasta un cuarto del valor máximo (o menos), antes de abrir el circuito.

Nota: no debe presentarse descargas parciales durante las pruebas de resistencia de aislamiento, porque pueden dañar al transformador y también derivar en valores erróneos en las lecturas de los valores de resistencia de aislamiento, las lecturas requeridas para la resistencia de aislamiento son las siguientes:

- Alta tensión contra baja tensión y tierra, baja tensión contra alta tensión y tierra.

- La tensión debe incrementarse usualmente desde 1kV hasta 5kV y mantenerse por un minuto, se lee el valor de corriente, cuando aplique.
- Debe suspenderse la aplicación de la tensión si la corriente empieza a incrementarse o si no estabiliza.
- Cuando la prueba termina se deben aterrizar todas las terminales durante un periodo suficiente para permitir que cualquier carga atrapada se reduzca a un valor despreciable.

Notas:

- El significado de los valores de la prueba de la resistencia del aislamiento, generalmente requieren alguna interpretación, dependiendo del diseño, el secado y limpieza del aislamiento involucrado.
- La resistencia del aislamiento puede variar con la tensión aplicada y cualquier comparación debe ser hecha con mediciones a la misma tensión.
- Por ningún motivo deben hacerse pruebas cuando los transformadores estén energizados.
- La resistencia de aislamiento es una indicación útil en cuanto a que el aparato está en condiciones adecuadas para la aplicación de las pruebas dieléctricas.

Los valores del factor de corrección por temperatura K que se indican en la tabla XIII, son típicos y son satisfactorios para fines.

Tabla XIII. **Factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento**

t (°C)	K (1)	K (2)	t (°C)	K (1)	K (2)	t (°C)	K (1)	K (2)
0	0,3000	0,1554	32	2,0503	0,6891	64	13,9404	3,0563
1	0,3184	0,1628	33	2,1857	0,7219	65	14,8000	3,2019
2	0,3371	0,1705	34	2,3260	0,7563	66	15,7213	3,3545
3	0,3567	0,1786	35	2,4700	0,7924	67	16,7039	3,5143
4	0,3775	0,1872	36	2,6172	0,8301	68	17,7459	3,6818
5	0,4000	0,1961	37	2,7703	0,8697	69	18,8452	3,8572
6	0,4244	0,2054	38	2,9327	0,9111	70	20,0000	4,0410
7	0,4508	0,2152	39	3,1081	0,9545	71	21,2104	4,2336
8	0,4789	0,2255	40	3,3000	1,0000	72	22,4850	4,4353
9	0,5087	0,2362	41	3,5108	1,0477	73	23,8344	4,6466
10	0,5400	0,2475	42	3,7389	1,0976	74	25,2691	4,8680
11	0,5728	0,2593	43	3,9816	1,1499	75	26,8000	5,1000
12	0,6076	0,2716	44	4,2362	1,2047	76	28,4370	5,3430
13	0,6450	0,2846	45	4,5000	1,2621	77	30,1881	5,5976
14	0,6856	0,2981	46	4,7715	1,3222	78	32,0607	5,8643
15	0,7300	0,3123	47	5,0534	1,3852	79	34,0622	6,1438
16	0,7786	0,3272	48	5,3495	1,4512	80	36,2000	6,4365
17	0,8308	0,3428	49	5,6638	1,5204	81	38,4800	6,7432
18	0,8857	0,3591	50	6,0000	1,5928	82	40,9018	7,0645
19	0,9424	0,3762	51	6,3617	1,6687	83	43,4636	7,4012
20	1,0000	0,3942	52	6,7509	1,7482	84	46,1637	7,7538
21	1,0581	0,4129	53	7,1692	1,8315	85	49,0000	8,1233
22	1,1176	0,4326	54	7,6184	1,9188	86	51,9775	8,5104
23	1,1802	0,4532	55	8,1000	2,0102	87	55,1279	8,9159
24	1,2471	0,4748	56	8,6153	2,1060	88	58,4895	9,3408
25	1,3200	0,4975	57	9,1639	2,2064	89	62,1008	9,7858
26	1,4000	0,5212	58	9,7448	2,3115	90	66,0000	10,2521
27	1,4877	0,5460	59	10,3571	2,4216	91	70,2083	10,7407
28	1,5834	0,5720	60	11,0000	2,5370	92	74,6778	11,2525
29	1,6874	0,5993	61	11,6738	2,6579	93	79,3431	11,7886
30	1,8000	0,6278	62	12,3840	2,7846	94	84,1389	12,3504
31	1,9213	0,6577	63	13,1373	2,9173	95	89,0000	12,9389

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.3. Conexiones para realizar la prueba

Al efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento a los transformadores, hay diferentes criterios en cuanto al uso de terminal de guarda

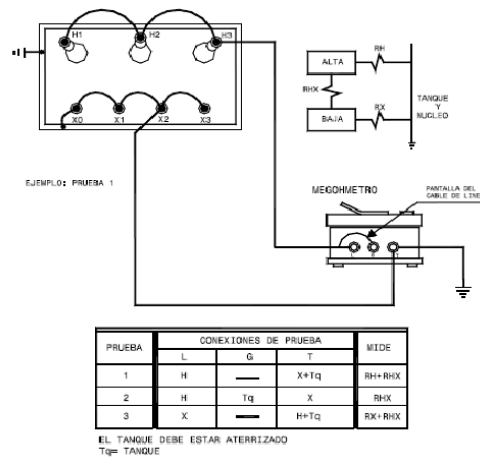
del medidor. El propósito de la terminal de guarda es para efectuar mediciones en mallas con tres elementos (devanados de A.T, devanado de B.T, y tanque).

La corriente de fuga de un aislamiento, conectada a la terminal de guarda, no interviene en la medición. Si no se desea utilizar la terminal de guarda del medidor, el tercer elemento se conecta a través del tanque a la terminal de tierra del medidor, la corriente de fuga solamente tiene la trayectoria del devanado en prueba a tierra.

Con el objeto de unificar la manera de probar los transformadores de potencia y para fines prácticos, en éste procedimiento se considera la utilización de la terminal de guarda del medidor. Lo anterior permite el discriminar aquellos elementos y partes que se desea no intervengan en las mediciones, resultando estas más exactas, precisas y confiables.

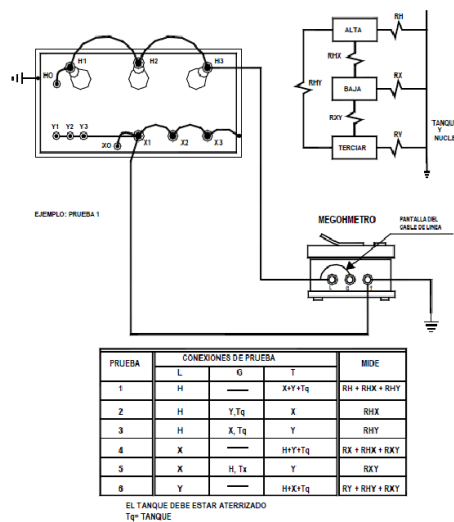
Las conexiones para transformadores de 2 o 3 devanados, autotransformadores, y reactores se muestran en las figuras No. 39, 40, 41 y 42 respectivamente.

Figura 39. **Conexión del transformador de dos devanados, para la prueba de resistencia de aislamiento**



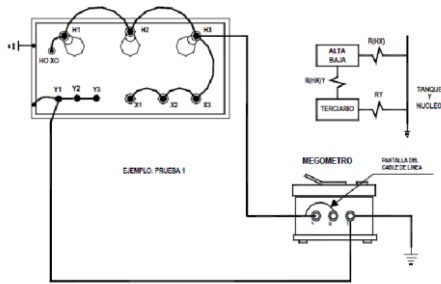
Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 40. **Conexión del transformador de tres devanados, para la prueba de resistencia de aislamiento**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 41. **Conexión del autotransformador, para la prueba de resistencia de aislamiento**



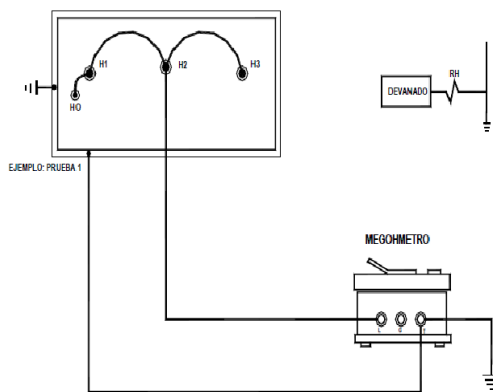
NOTA: CUANDO EL TRANSF. NO DISPONGA DE BOQUILLAS PARA EL DEVANADO TERCIARIO, SOLAMENTE SE REALIZA LA PRUEBA N° 1 (R0) CONECTANDO LA TERMINAL "T" AL TANQUE.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	H X	—	Tq + Y	R0X0 + 000Y
2	H X	Tq	Y	R0X0Y
3	Y	—	R0 + Tq	R0Y + R000Y

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO
Tq= TANQUE

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 42. **Conexión del reactor, para la prueba de resistencia de aislamiento**



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	H	—	Tq	RH

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO
Tq= TANQUE

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

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

A continuación se dan algunas recomendaciones para auxiliar al personal de campo en la evaluación de los resultados obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento. De ninguna manera se pretende sustituir el criterio y experiencia del personal técnico que tiene bajo su responsabilidad el mantenimiento del equipo.

Para evaluar las condiciones del aislamiento de los transformadores de potencia, es conveniente analizar la tendencia de los valores que se obtengan en las pruebas periódicas. Para facilitar este análisis se recomienda graficar las lecturas, para obtener las curvas de absorción dieléctrica; las pendientes de las curvas indican las condiciones del aislamiento, una pendiente baja indica que el aislamiento está húmedo o sucio.

Para un mejor análisis de los aislamientos, las pruebas deben hacerse al mismo potencial, las lecturas corregidas a una misma base (20°C) y en lo posible, efectuar las pruebas bajo las mismas condiciones ambientales, en general se recomienda como mínimo el valor en MΩ, corregido a 20°C, que corresponde al resultante de multiplicar por 27 el valor de kVf-f- del equipo, (ver tabla XIV).

En la evaluación de las condiciones de los aislamientos, deben calcularse los índices de absorción y polarización, ya que tienen relación con la curva de absorción. El índice de absorción se obtiene de la división del valor de la resistencia a 1 minuto entre el valor de ½ minuto y el índice de polarización se obtiene dividiendo el valor de la resistencia a 10 minutos entre el valor de 1

minuto. Los valores mínimos de los índices deben ser de 1.2 para el índice de absorción y 1.5 para el índice de polarización, para considerar el transformador aceptable.

El envejecimiento de los aislamientos o el requerimiento de mantenimiento, provocan un aumento en la corriente de absorción que toma el aislamiento y se detecta con un decremento gradual de la resistencia de aislamiento.

Para obtener el valor de una sola resistencia (RH, RX, RY, etc.), es necesario guardar uno o más devanados, considerando esto como pruebas complementarias.

En la tabla XIV, se proporcionan los valores mínimos de resistencia de aislamiento a 20 °C de los transformadores según su tensión de operación.

Tabla XIV. **Resistencia mínima de aislamiento en aceite a 20°C**

RESISTENCIA MÍNIMA DE AISLAMIENTO EN ACEITE A 20°C			
TENSIÓN ENTRE FASES kV.	MEGAOHMS	TENSIÓN ENTRE FASES kV.	MEGAOHMS
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5.0	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15.0	410	196	5300
25.0	670	230	6200
34.5	930	287	7750
69.0	1860	400	10800

Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Pruebas de polaridad y relación de transformación

En los transformadores monofásicos es factible identificar entre sus cuatro terminales (dos de alta tensión y dos de baja tensión), dos de ellas que corresponden a la misma polaridad; en cambio en transformadores trifásicos que tienen de seis a ocho terminales según el tipo de conexiones, resulta bastante confuso identificar pares de terminales de la misma polaridad instantánea, por lo que en este caso se recurre al concepto de secuencia de fase.

Por lo anterior se puede concluir que el concepto de polaridad se asocia a los transformadores monofásicos, y el de secuencia de fase a los transformadores trifásicos.

4.1.3.1. Prueba de polaridad y secuencia de fase

En los transformadores monofásicos, además de identificar una terminal de alta tensión con una de baja tensión que tengan misma polaridad, la posición relativa de estas terminales en el arreglo global se identifica con la nomenclatura que se encuentra en la siguiente regla de aplicación. Cuando el observador se coloca frente a las dos terminales de baja tensión, si H1 queda a su izquierda y X1 a su derecha se dice que el transformador tiene polaridad aditiva, y si H1 y X1 quedan a su izquierda se dice que tienen polaridad sustractiva (H1 y X1 son terminales de misma polaridad).

Un sistema trifásico de voltajes es un conjunto de tres tensiones alternas de misma magnitud y frecuencia y desfasadas entre sí 120 grados. Esto implica que un determinado valor instantáneo de voltaje no aparece simultánea en las tres líneas, o sea que se presenta primeramente en una línea, un tiempo

$t = 1/3 T$ aparece en la segunda línea, y otro tiempo $t = 2/3 T$ aparece en la tercera. (T es el período de la onda alterna).

La secuencia de fases es el orden en que aparecen en las líneas un determinado valor instantáneo de voltaje, por ejemplo el valor máximo de la onda.

Si se identifican las líneas con los nombres A,B,C, la secuencia de ABC significa que el valor máximo de voltaje aparece primeramente en la línea A, enseguida en la línea B y por último en la línea C y así se repite constantemente con la rapidez de la frecuencia del sistema.

Si se conectan los devanados de alta tensión de nuestro transformador en prueba a las líneas trifásicas, de tal manera que se le aplique la secuencia H1-H2-H3, en el lado de baja tensión se inducirán voltajes con una determinada secuencia. Si esta secuencia es X1-X2-X3, se dice que el transformador tiene secuencia normal.

Para averiguar la secuencia de un sistema trifásico existen varios tipos de secuencímetros (secuencímetro indicador, secuencímetro de dos resistencias y un capacitor, secuencímetro de dos resistencias y un inductor, motor de inducción).

4.1.3.2. Prueba relación de transformación

La relación de transformación puede definirse en función de las características de construcción o en función de las variables de operación.

En función de las características de construcción es la razón del número de vueltas del devanado de alta tensión al número de vueltas del devanado de baja tensión.

La prueba de relación de transformación para transformadores trifásicos se efectúa para cada fase, conectando los instrumentos de prueba a las dos terminales de alta tensión y dos de baja tensión correspondientes a la fase en prueba, bajo los mismos criterios que se han establecido para transformadores monofásicos.

Se debe realizar la prueba de relación de transformación en todas las posiciones del cambiador de derivaciones antes de la puesta en servicio del transformador. Para transformadores en servicio, efectuar la prueba en la posición de operación o cuando se lleva a cabo un cambio de derivación.

También se realiza cada vez que las conexiones internas son removidas debido a la reparación de los devanados, reemplazo de *bushings*, mantenimiento al cambiador de derivaciones, etc.

La prueba determina:

- Las condiciones del transformador después de la operación de protecciones primarias tales como: diferencial, Buchholz, fusibles de potencia, etc.
- Identificación de espiras en corto circuito
- Investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo.

- Cantidad de espiras en bobinas de transformadores
- Circuito abierto (espiras, cambiador, conexiones hacia boquillas, etc.)

4.1.3.3. Recomendaciones generales para la prueba de relación de transformación y polaridad

Colocar el medidor sobre una superficie firme y nivelada, tal que la manivela pueda ser operada sin interrupciones y aterrizar el equipo.

Anotar los datos de placa y diagrama vectorial del equipo a probar. El diagrama vectorial es la referencia para conectar el medidor adecuadamente.

Calcular la relación teórica, tomando en cuenta que la relación a medir es por fase correspondiente de alta y baja tensión de los transformadores trifásicos.

Para probadores monofásicos manuales analógicos:

- Conectar las terminales de excitación del TTR, GN y GR al devanado de baja tensión del transformador bajo prueba, y las terminales secundarias CN y CR se deben conectar al devanado de alta tensión.
- Los valores de relación teóricos calculados sirven de base para seleccionar el valor esperado en el medidor.

Accionar la manivela manteniendo 8 volts de excitación y operar los selectores de menor rango hasta lograr la deflexión nula en el galvanómetro. (Solo para probadores monofásicos manuales analógicos).

En caso de no contar con datos de placa del transformador actuar de la siguiente manera: Girar el primer selector un paso en el sentido de las manecillas del reloj, accionar la manivela del generador 1/4 de vuelta y observar el galvanómetro; si aun se deflexiona hacia la izquierda, continuar girando el selector en el sentido de las manecillas del reloj hasta que finalmente en uno de los pasos, la aguja del galvanómetro se deflexione hacia la derecha, mientras tanto, continuar girando la manivela. Regresar un paso el selector, la aguja del galvanómetro se deflexiona hacia la izquierda.

Repetir el procedimiento para el segundo y tercer selector. Accionar lentamente el cuarto selector (potenciómetro) en el sentido de las manecillas del reloj hasta que la deflexión de la aguja del galvanómetro sea mínima y continuar girando lentamente la manivela del generador. Incrementar su velocidad hasta obtener una lectura de 8 volts, en ese momento ajustar el cuarto selector hasta que la aguja del galvanómetro no se deflexione fuera de la marca central de balance.

Para el método de capacitancias:

- Retirar los conductores de llegada a las boquillas, sin desconectar el bajante de la terminal X0 o H0-X0 según el transformador bajo prueba.
- Realizar la prueba del capacitor auxiliar en forma independiente y anotar su valor en caso de utilizar un factor de potencia que no sea automático.
- Analizar el diagrama vectorial para realizar la prueba correctamente

- Antes de conectar el capacitor auxiliar al transformador, conectar la terminal de bajo voltaje del equipo de factor de potencia a la terminal de bajo voltaje del capacitor auxiliar.
- Conectar la terminal de alto voltaje del capacitor auxiliar a la terminal de baja tensión del transformador a probar.
- El equipo de factor de potencia se debe posicionar en el modo UST
- Con el capacitor auxiliar conectado apropiadamente al transformador y el cambiador de derivaciones en la posición que se desea medir, se aplica una tensión de 10 kV, si no se puede aplicar esta tensión entonces seleccionar uno más bajo.
- Obtener el valor de C2
- La tensión mayor de prueba no debe exceder el rango de tensión de los devanados.
- Registrar el valor de la capacitancia en cada una de las pruebas
- La relación de transformación se calcula de la siguiente manera: se divide el valor de capacitancia obtenido en la prueba independiente del capacitor entre el valor de la capacitancia obtenido en la medición del capacitor conectado en el lado de menor tensión de los devanados del transformador.

Efectuar las mediciones y registrar las lecturas en el formato correspondiente.

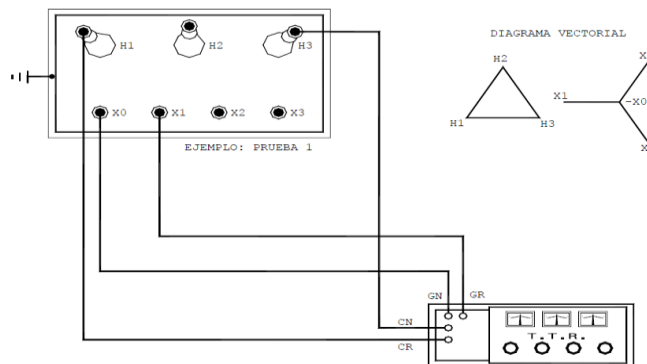
Al terminar la prueba, poner fuera de servicio el medidor.

4.1.3.4. Conexiones para realizar la prueba

En las figuras de la 43 a la 46 se presentan los diagramas de conexión de circuitos de prueba de transformadores utilizando medidores manuales analógicos o digitales.

Por otra parte en las figuras de la 47 a la 50 se muestran los diagramas de conexión para los circuitos de prueba de transformadores utilizando el método de capacitancias.

Figura 43. **Transformador de dos devanados, prueba relación de transformación (transformador en delta-estrella)**



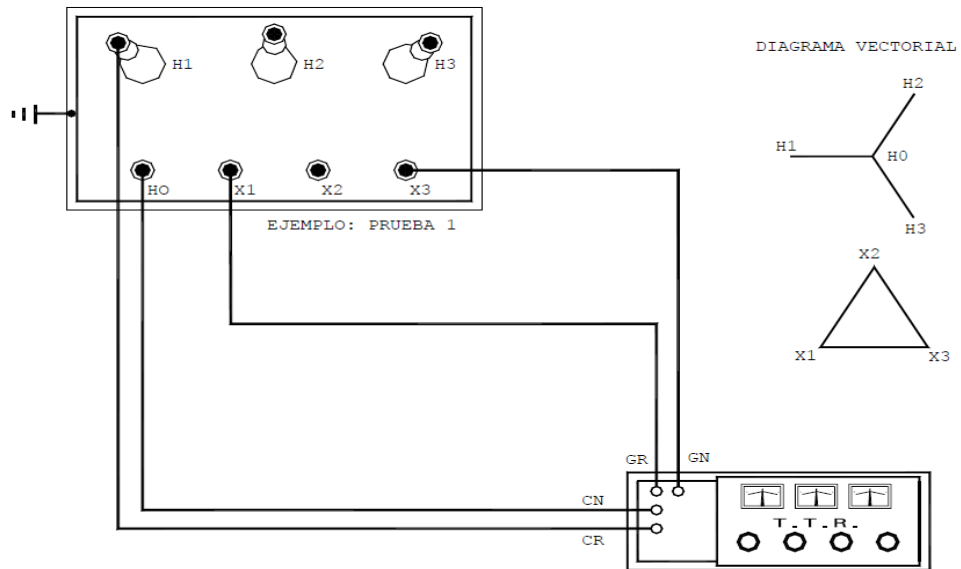
GN , GR = TERMINALES DE EXCITACION NEGRA Y ROJA
 CN , CR = TERMINALES SECUNDARIAS NEGRA Y ROJA

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

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 44. Transformador de dos devanados, prueba relación de transformación (transformador en estrella-delta)



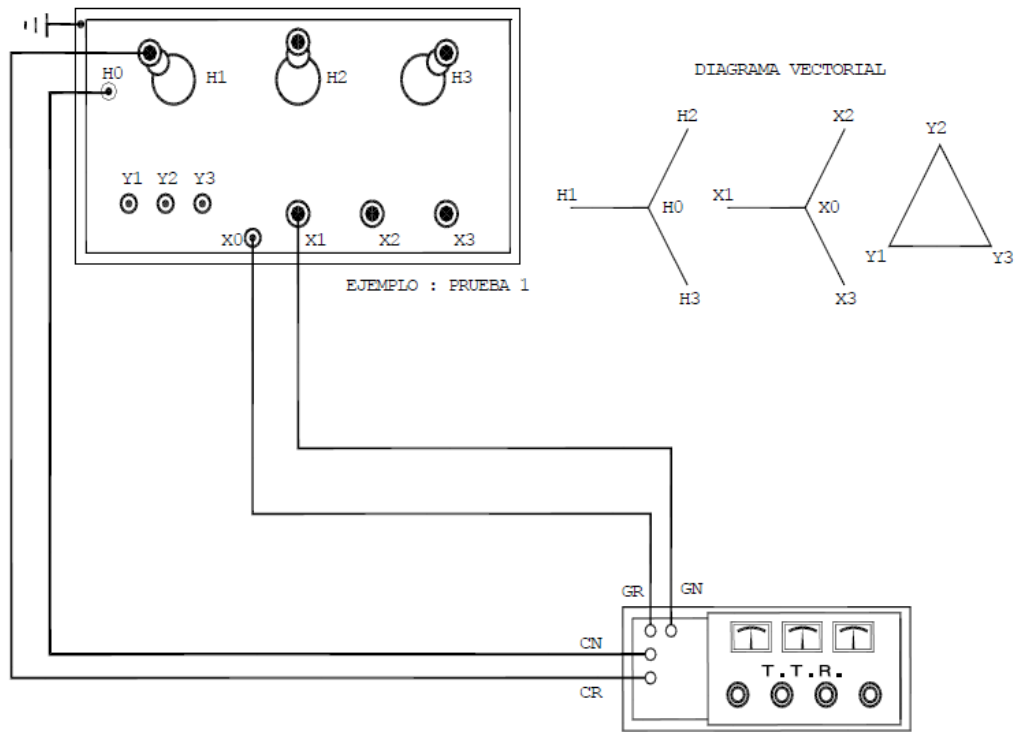
GN , GR = TERMINALES DE EXCITACION NEGRA Y ROJA
 CN , CR = TERMINALES SECUNDARIAS NEGRA Y ROJA

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	CR	CN	GR	GN	
1	H1	H0	X1	X3	∠ A
2	H2	H0	X2	X1	∠ B
3	H3	H0	X3	X2	∠ C

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 45. Transformador de tres devanados, prueba relación de transformación



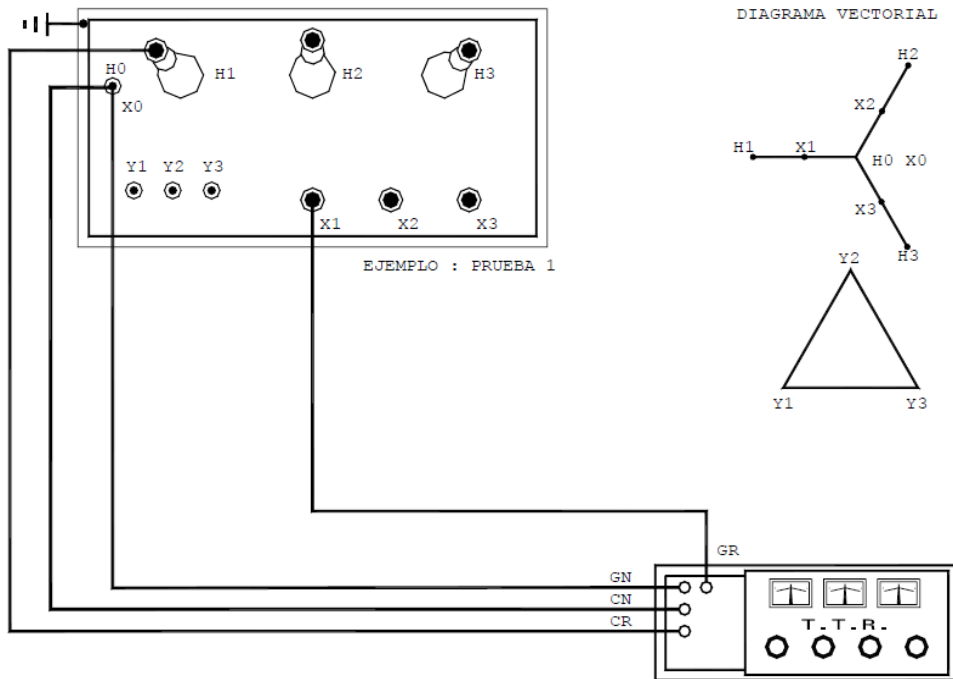
GN , GR = TERMINALES DE EXCITACION NEGRA Y ROJA
 CN , CR = TERMINALES SECUNDARIAS NEGRA Y ROJA

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	CR	CN	GR	GN	
1	H1	H0	X0	X1	H-X ∅ A
2	H2	H0	X2	X0	H-X ∅ B
3	H3	H0	X3	X0	H-X ∅ C
4	H1	H0	Y1	Y3	H-Y ∅ A
5	H2	H0	Y2	Y1	H-Y ∅ B
6	H3	H0	Y3	Y2	H-Y ∅ C
7	X1	X0	Y1	Y3	X-Y ∅ A
8	X2	X0	Y2	Y1	X-Y ∅ B
9	X3	X0	Y3	Y2	X-Y ∅ C

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 46. Autotransformador, prueba relación de transformación



GN , GR = TERMINALES DE EXCITACION NEGRA Y ROJA
 CN , CR = TERMINALES SECUNDARIAS NEGRA Y ROJA

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	CR	CN	GR	GN	
1	H1	H0-X0	X1	H0-X0	H-X \neq A
2	H2	H0-X0	X2	H0-X0	H-X \neq B
3	H3	H0-X0	X3	H0-X0	H-X \neq C
4	H1	H0-X0	Y1	Y3	H-Y \neq A
5	H2	H0-X0	Y2	Y1	H-Y \neq B
6	H3	H0-X0	Y3	Y2	H-Y \neq C
7	X1	H0-X0	Y1	Y3	X-Y \neq A
8	X2	H0-X0	Y2	Y1	X-Y \neq B
9	X3	H0-X0	Y3	Y2	X-Y \neq C

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 47. Transformador de dos devanados, prueba relación de transformación delta-estrella (utilizando capacitor auxiliar)

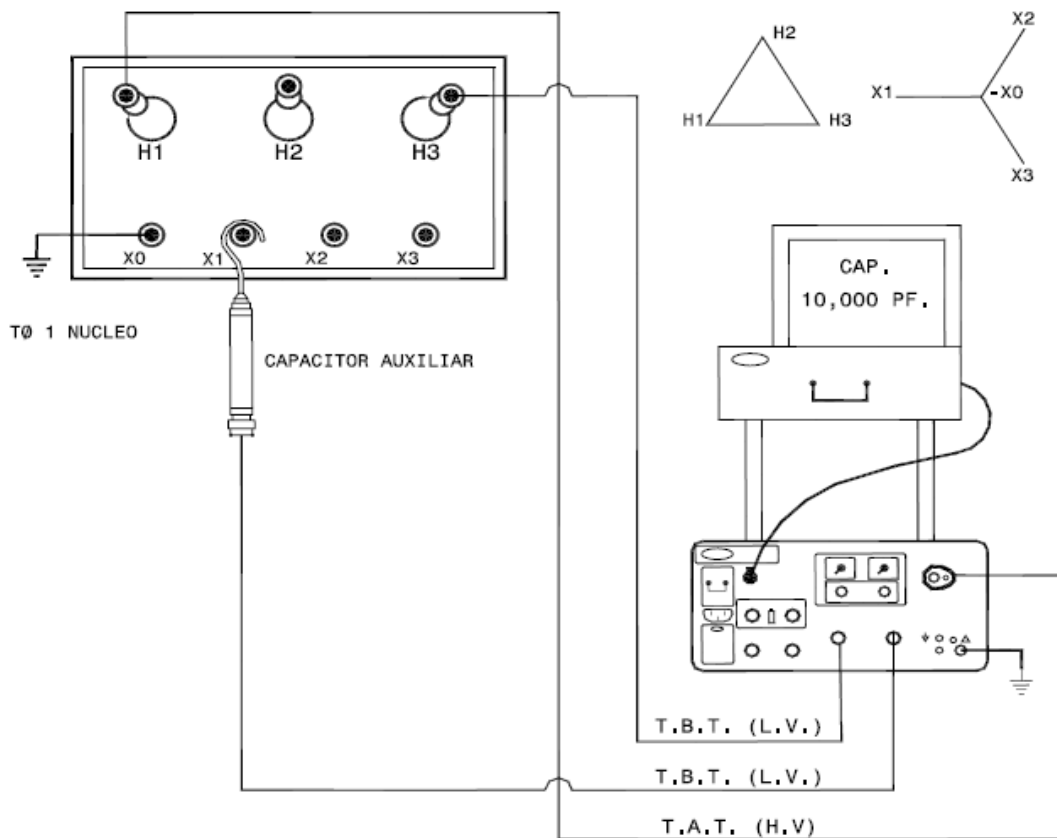


TABLA DE CONEXIONES FACTOR DE POTENCIA
M 4000 10 KV.

MIDE	H.V.	L.V. ROJO	L.V. AZUL	MODO UST
H-X FASE A	H1	H3	X1+CAP AUXILIAR	MIDE AZUL ATERRIZA ROJA
H-X FASE B	H2	H1	X2+CAP AUXILIAR	MIDE AZUL ATERRIZA ROJA
H-X FASE C	H3	H2	X3+CAP AUXILIAR	MIDE AZUL ATERRIZA ROJA

NOTA 1: NO DESCONECTAR EL BAJANTE DE TIERRA DEL X0

NOTA 2: LA PRUEBA SE PUEDE REALIZAR CON UN FACTOR DE POTENCIA DE 10 KV. M2H.

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 48. Transformador de dos devanados, prueba relación de transformación estrella-delta (utilizando capacitor auxiliar)

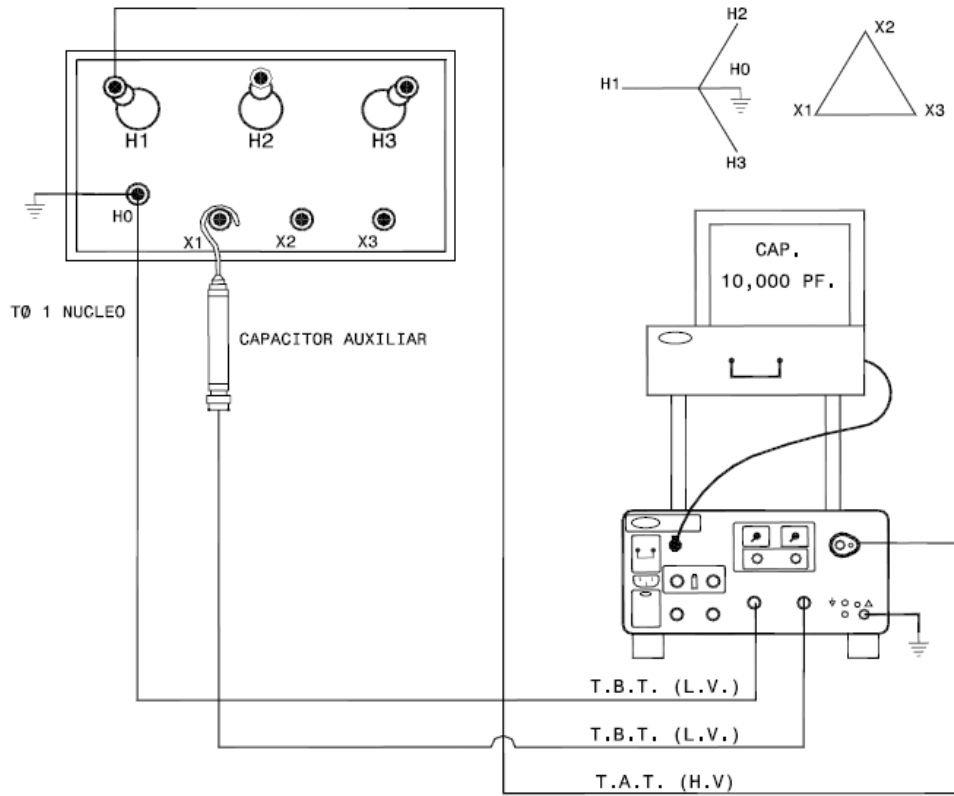


TABLA DE CONEXIONES FACTOR DE POTENCIA
M 4000 10 KV.

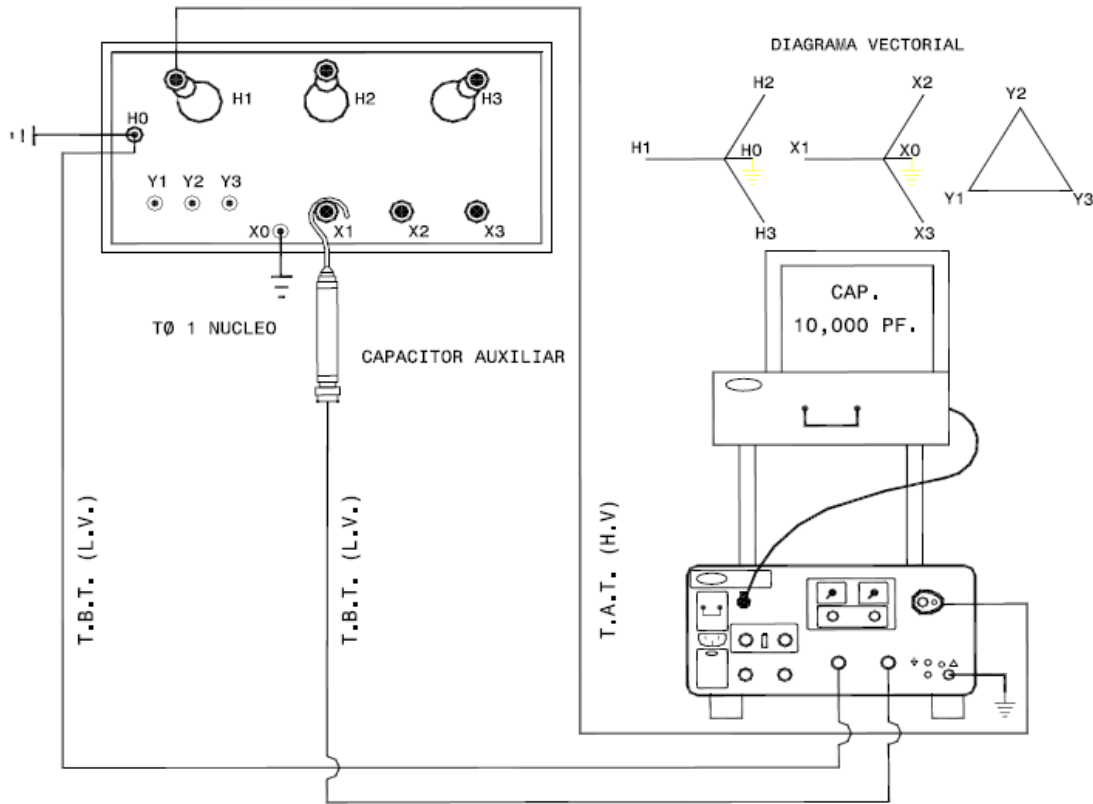
MIDE	H.V.	L.V. ROJO	L.V. AZUL	MODO UST	ATERRIZAR
H-X FASE A	H1	H0	X1+CAP AUXILIAR	MIDE AZUL ATERRIZA ROJA	X3
H-X FASE B	H2	H0	X2+CAP AUXILIAR	MIDE AZUL ATERRIZA ROJA	X1
H-X FASE C	H3	H0	X3+CAP AUXILIAR	MIDE AZUL ATERRIZA ROJA	X2

NOTA 1: NO DESCONECTAR EL BAJANTE DE TIERRA DEL X0

NOTA 2: LA PRUEBA SE PUEDE REALIZAR CON UN FACTOR DE POTENCIA DE 10 KV, M2H,

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 49. Transformador de tres devanados, prueba relación de transformación (utilizando capacitor auxiliar)



FACTOR DE POTENCIA
M 4000 10 KV.

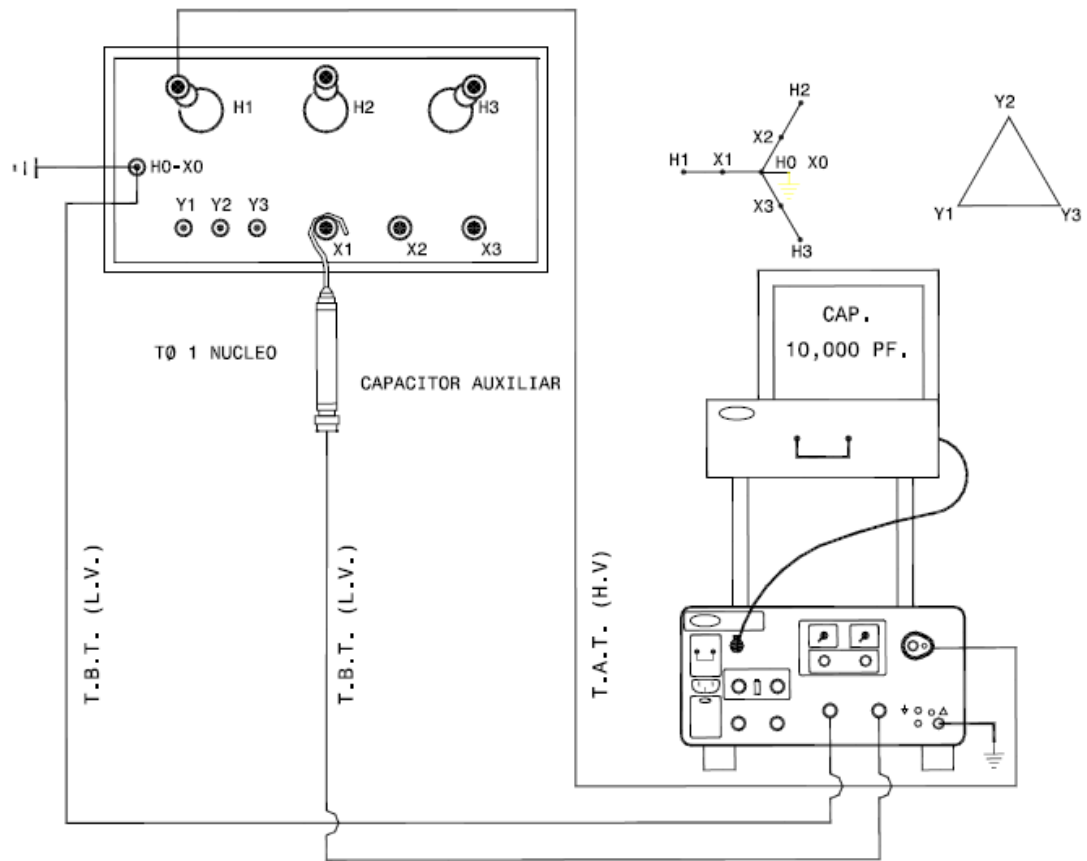
MIDE	H.V.	LV ROJO	LV AZUL	MODOS UST	ATERRIZAR
H-X FASE A	H1	HO	X1+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	---
H-X FASE B	H2	HO	X2+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	---
H-X FASE C	H3	HO	X3+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	---
H-X FASE A	H1	HO	Y1+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y3
H-X FASE B	H2	HO	Y2+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y1
H-X FASE C	H3	HO	Y3+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y2
H-X FASE A	X1	X0	Y1+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y3
H-X FASE B	X2	X0	Y2+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y1
H-X FASE C	X3	X0	Y3+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y2

NOTA 1: NO DESCONECTAR EL BAJANTE DE TIERRA DEL X0

NOTA 2: LA PRUEBA SE PUEDE REALIZAR CON UN FACTOR DE POTENCIA DE 10 KV, M2H.

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 50. **Autotransformador, prueba relación de transformación
(utilizando capacitor auxiliar)**



FACTOR DE POTENCIA
M 4000 10 KV.

MIDE	H.V.	LV ROJO	LV AZUL	MODOS UST	ATERRIZAR
H-X FASE A	H1	H0-X0	X1+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	---
H-X FASE B	H2	H0-X0	X2+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	---
H-X FASE C	H3	H0-X0	X3+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	---
H-X FASE A	H1	H0-X0	Y1+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y3
H-X FASE B	H2	H0-X0	Y2+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y1
H-X FASE C	H3	H0-X0	Y3+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y2
H-X FASE A	X1	H0-X0	Y1+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y3
H-X FASE B	X2	H0-X0	Y2+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y1
H-X FASE C	X3	H0-X0	Y3+CAP AUX	MIDE AZUL ATERRIZA ROJO	Y2

NOTA 1: NO DESCONECTAR EL BAJANTE DE TIERRA DEL X0

NOTA 2: LA PRUEBA SE PUEDE REALIZAR CON UN FACTOR DE POTENCIA DE 10 KV. M2H.

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

4.1.3.5. Interpretación de resultados

Para medidores manuales analógicos, si la aguja del amperímetro se deflexiona a plena escala y para la aguja del voltímetro no se aprecia deflexión, es indicación que el transformador bajo prueba está tomando demasiada corriente de excitación; en este momento la manivela resulta difícil de girar y hay razón para sospechar de un corto circuito entre espiras.

Si en el transformador bajo prueba, no se logra obtener el balance, el problema puede considerarse como un corto circuito o un circuito abierto en los devanados; una corriente excesiva de excitación y una tensión pequeña, son indicativos de un corto circuito en uno de los devanados.

Cuando se tienen corriente y tensión de excitación normal, pero sin deflexión en la aguja del galvanómetro, es indicio de que se tiene un circuito abierto. Es posible determinar cuál de los dos devanados se encuentra abierto desconectando las dos terminales secundarias CN y CR, abriendo una de las mordazas de excitación GN o GR e insertando una pieza de fibra aislante entre la terminal del transformador y la pieza que es tope del tornillo, la cual va conectada al cable grueso que conecta el transformador de referencia del TTR. Apretar el tornillo nuevamente contra el conector de la boquilla y girar la manivela del generador.

Si el devanado secundario está abierto, no se tiene indicación de corriente en el amperímetro. Si el amperímetro indica una corriente de excitación normal, se puede concluir que el devanado primario está abierto.

Para el método basado en la medición de la capacitancia de un capacitor auxiliar, la incertidumbre de la medición es de $\pm 0.5\%$ con un nivel de seguridad de 99.7%.

Cuando existe magnetismo remanente en el núcleo la relación de transformación en esta prueba se incrementa aproximadamente en un 0.14%.

La prueba de medición de relación por este método aplica solo para transformadores de potencia y no puede proporcionar la misma exactitud para transformadores de potencial del tipo inductivo o capacitivo.

Independientemente del método de prueba utilizado, para calcular la diferencia entre la relación teórica y la relación medida, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Diferencia} = (\text{Rel. Teórica} - \text{Rel. Medida}) \times 100 / \text{Rel. Teórica}$$

La diferencia máxima permitida en la normativa internacional es del 0.5%.

4.1.4. Prueba de tangente delta (factor de potencia de aislamientos)

El valor de la tangente delta aumenta con las descargas parciales en el aislamiento. Por esta razón, se recomienda efectuar la prueba a dos valores de tensión, uno inicial, suficientemente bajo para prevenir que haya descargas parciales y el otro a la tensión nominal de fase a tierra, que permita medir las pérdidas ocasionadas por las descargas parciales. Esta forma de medición se conoce como tip-up y es una medición indirecta de las descargas parciales. Desafortunadamente, en devanados con recubrimientos graduadores del

campo eléctrico a base de carburo de silicio, a tensión nominal la contribución principal en las pérdidas proviene de la conducción a tierra a través de este recubrimiento, siendo imposible discriminar cuanto de las pérdidas se deben a las descargas parciales y cuanto a la conducción de los recubrimientos graduadores. Por esta razón, con esta prueba no es posible determinar incrementos pequeños de descargas parciales con el tiempo.

Aun cuando muchos fabricantes establecen como aceptables valores de tangente delta y tip-up muy elevados, la comisión federal de electricidad recomienda los valores de la tabla XV:

Tabla XV. **Valores de tangente delta y tip-up permisibles**

Tipo de Aislamiento	Tangente δ	Tip-up
	0.2 $E_n/\sqrt{3}$	$E_n/\sqrt{3} - 0.2 E_n/\sqrt{3}$
Poliéster o Epoximica	$\leq 1\%$	$\leq 1\%$

Fuente: Centro de Capacitación Celaya, Operación y mantenimiento de transformadores de potencia. p. 8-205.

Es conveniente hacer notar que en devanados del estator enfriados con agua, si la prueba se realiza con agua dentro de los devanados los valores de tangente δ pueden ser muy altos, dependiendo de la conductividad del agua.

Algunos fabricantes recomiendan obtener el tip-up a una tensión de fase a tierra igual a la tensión nominal entre fases de la máquina. CFE considera que

no es necesario aplicar una tensión de prueba tan elevada. Es suficiente con aplicar la tensión nominal de fase a tierra. En esta prueba, además de los valores absolutos de tangente delta y tip-up, se debe analizar la tendencia de estos valores.

4.1.4.1. Recomendaciones para realizar pruebas de factor de potencia del aislamiento

El transformador a probar debe aislarse totalmente de las líneas, buses o barras, para lo cual es necesario desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de boquillas, incluyendo el o los neutros de los devanados del sistema de tierra.

La superficie de las boquillas debe de estar limpias y secas. Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado: primario, secundario y en su caso el terciario.

Colocar el instrumento de prueba sobre una base firme y nivelada a una distancia tal del equipo a probar, que permita el buen manejo de los cables de prueba.

Antes de conectar el medidor a la fuente de alimentación, verificar su correcto aterrizamiento.

Los cambiadores de derivaciones de los transformadores para operar bajo carga o sin carga, deben colocarse en la posición (1) para probar los devanados completos.

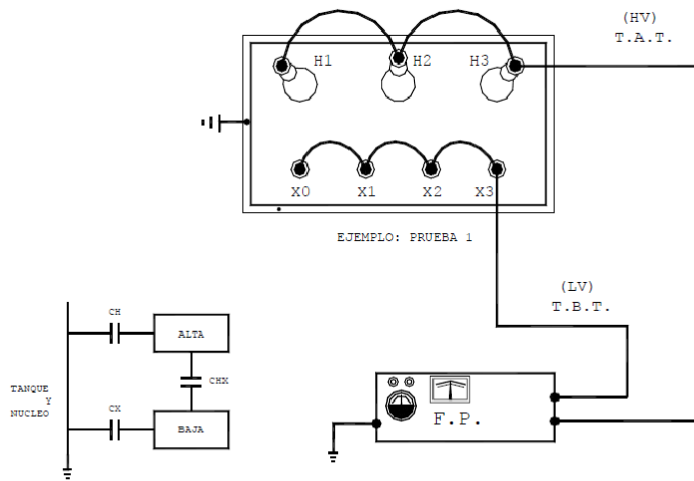
Efectuar las pruebas cuando la humedad relativa sea menor del 75%.

4.1.4.2. Conexiones para realizar la prueba

Estando ya preparado el medidor, conectar las terminales de prueba del equipo al transformador. La terminal de alta tensión del medidor, se debe conectar al devanado por probar y la terminal de baja tensión a otro devanado.

En las figuras 51, 52, 53, se indican las conexiones de los circuitos de prueba de Factor de Potencia para transformadores de dos y tres devanados, autotransformadores, respectivamente.

Figura 51. **Conexión del transformador de dos devanados, para la prueba de factor de potencia de aislamiento**

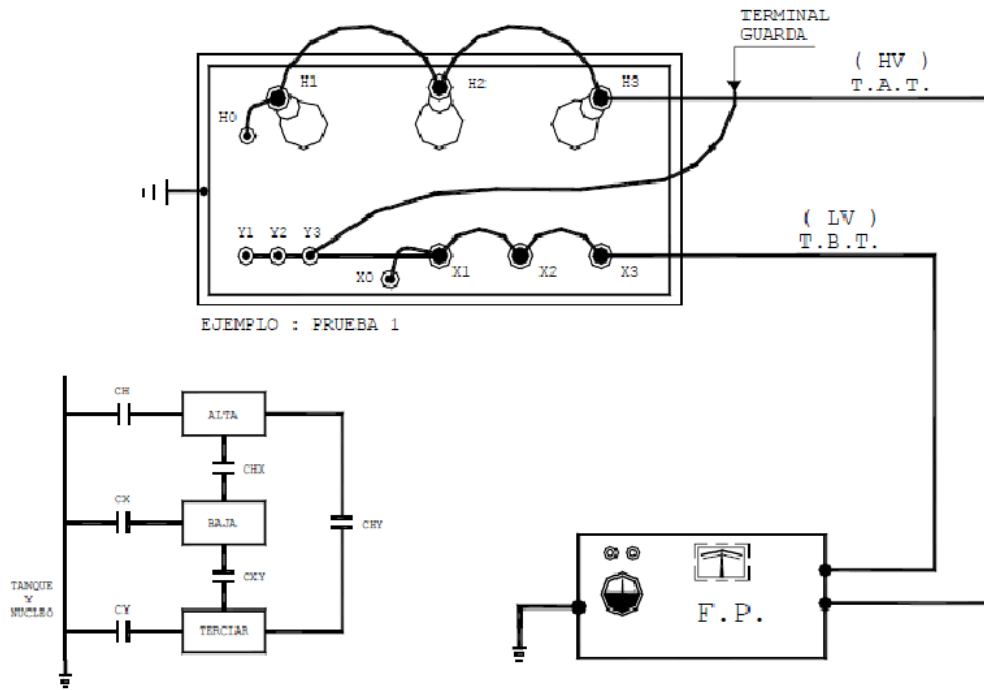


PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	T.A.T.	T.B.T.	SELECTOR	
1	H	X	GROUND	CH+CHX
2	H	X	GUARDA	CH
3	X	H	GROUND	CX+CHX
4	X	H	GUARDA	CX
5	H	X	UST	CHX

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 52. **Conexión del transformador de tres devanados, para la prueba de factor de potencia de aislamiento**

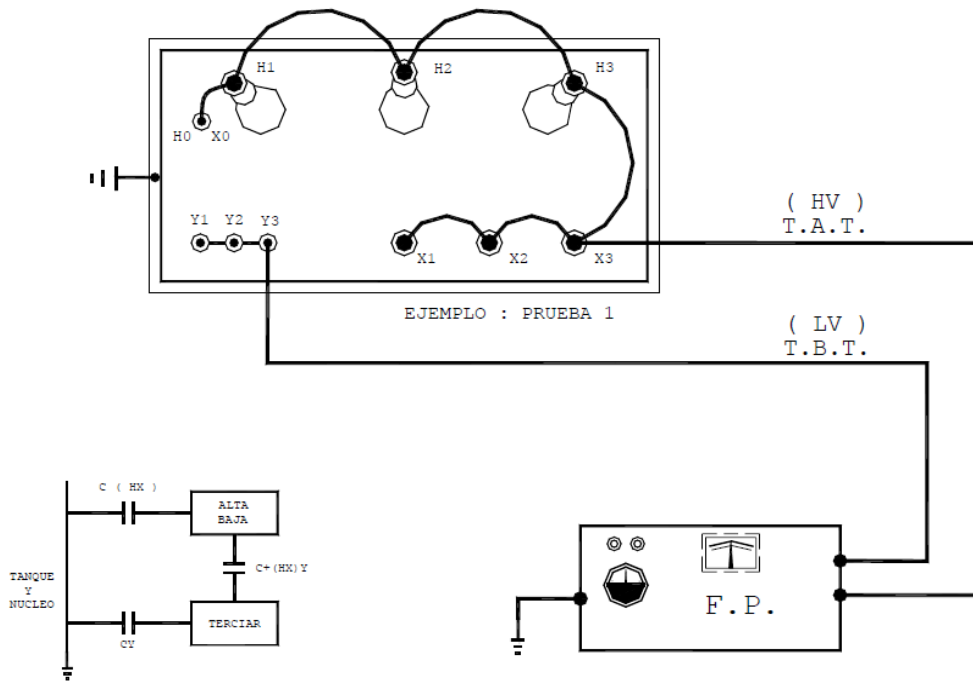


PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	T.A.T.	T.B.T.	GUARDA	SELECTOR	
1	H	X	Y	GROUND	CH+CHX
2	H	X+Y	—	GUARDA	CH
3	X	Y	H	GROUND	CX+CX Y
4	X	H+Y	—	GUARDA	CX
5	Y	H	X	GROUND	CY+CHY
6	Y	H+X	—	GUARDA	CY
7	H	X	Y (TIERRA)	UST	CHX
8	X	Y	H (TIERRA)	UST	CXY
9	Y	H	X (TIERRA)	UST	CHY

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO
Tq= TANQUE

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 53. **Conexión del autotransformador, para la prueba de factor de potencia de aislamiento**



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

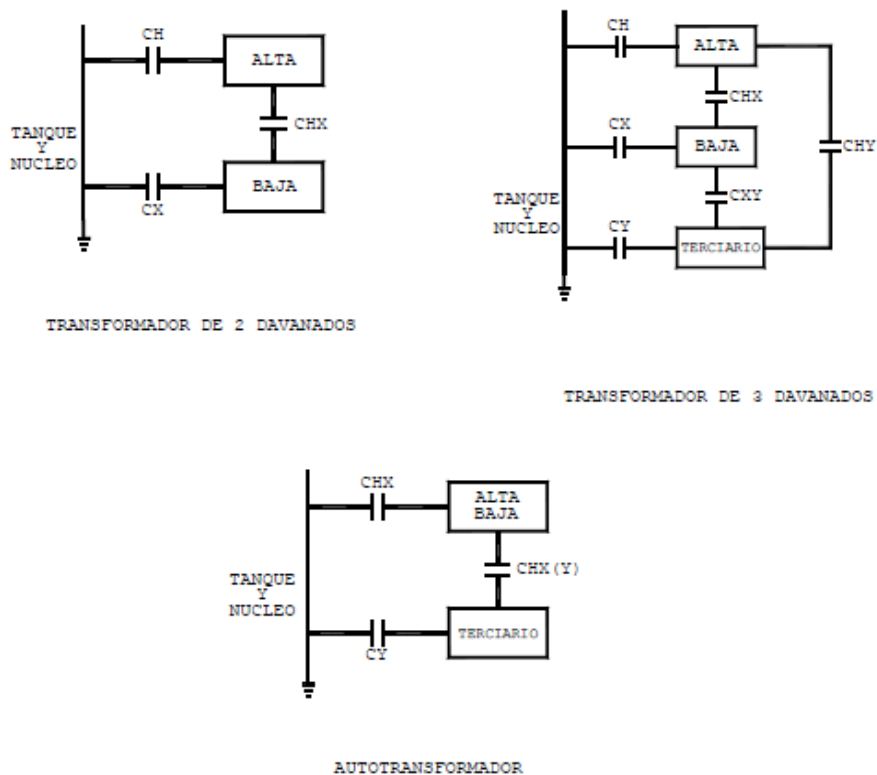
NOTA: CUANDO EL TRANSF. NO DISPONGA DE BOQUILLAS PARA EL DEVANADO TERCIARIO, SOLAMENTE SE REALIZA LA PRUEBA N° 1 (CH) CONECTANDO LA T.B.T. AL TANQUE. EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

4.1.4.3. Interpretación de resultados para la evaluación de las condiciones del aislamiento

En la figura 54 se muestra esquemáticamente en cada uno de sus incisos, la representación de los aislamientos que constituyen a los transformadores de potencia de dos, tres devanados y autotransformadores respectivamente, en donde las consideraciones para todos ellos (monofásicos o trifásicos) son las mismas.

Figura 54. Representación esquemática para aislamiento de transformadores y autotransformador



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Los aislamientos representados como CH, CX y CY, son respectivamente los aislamientos entre el devanado de alta tensión y tierra, el devanado de baja tensión y tierra, y el devanado terciario y tierra. Los aislamientos representados como CHX, CXY y CHY, son los aislamientos entre devanados.

CH- Se refiere al aislamiento entre los conductores de alto voltaje y las partes aterrizadas (tanque y núcleo), incluyendo boquillas, aislamiento del devanado, aislamiento de elementos de soporte y aceite.

CX- Se refiere al aislamiento entre los conductores de bajo voltaje y las partes aterrizadas (tanque y núcleo), incluyendo boquillas, aislamiento del devanado, aislamiento de elementos de soporte y aceite.

CY- Se refiere al aislamiento entre los conductores del terciario y las partes aterrizadas (tanque y núcleo) incluyendo boquillas, aislamiento de devanado, aislamiento de elementos de soporte y aceite.

CHX, CHY y CXY- Se refieren al aislamiento de los dos devanados correspondientes, barreras y aceite entre los devanados.

El criterio a utilizar para considerar un valor de factor de potencia aceptable, para un transformador con aislamiento clase A y sumergido en aceite, el valor debe ser de 0.5 a 1.0 %, a una temperatura de 20 °C.

Para valores mayores al 1.0 % de factor de potencia, se recomienda investigar la causa que lo origina, que puede ser provocada por degradación del aceite aislante, humedad y/o suciedad en los aislamientos o por posible deficiencia de alguna de las boquillas.

4.1.5. Prueba de tangente delta (factor de potencia en los aisladores pasantes *bushings*)

Los *bushings* de un transformador tienen la función de conectar las guías de los devanados hacia el exterior del tanque, manteniendo la hermeticidad y aislamiento eléctrico. Se construyen de muy diversas formas dependiendo del voltaje, de la presión de aceite que tienen que soportar, de la corriente de servicio y de si el transformador se destina para operar en el interior o exterior y se pueden clasificar como: sólidas, llenas de *compound*, llenas de aceite y las de tipo condensador.

Para tensiones de servicio comprendidas entre 36 kv y 110 kv se emplean generalmente boquillas de porcelana de tubos concéntricos (ver figura 55) para asegurar la homogeneidad, reduciendo al mismo tiempo las paredes individuales. Otras veces, para el mismo margen de tensiones de servicio, se utilizan boquillas de porcelana huecas y rellenas de aceite o de pasta *compound* (figura 56) con objeto de disminuir el campo eléctrico en los puntos más peligrosos inmediatos al conductor, ya que estas sustancias tienen mejores propiedades dieléctricas que la porcelana.

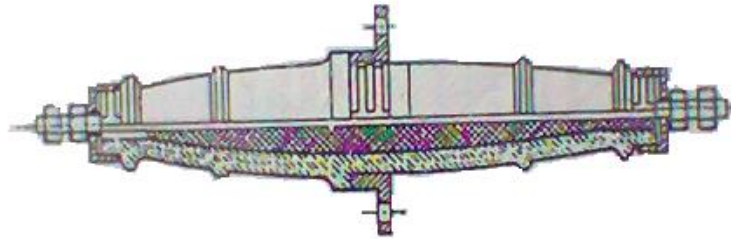
Figura 55. **Boquillas de porcelana de tubos para tensiones de servicio comprendidas entre 36 KV. y 110KV.**



Boquillas de porcelana de tubos para tensiones de servicio comprendidas entre 36 KV y 110 KV.

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 56. **Boquilla de porcelana rellena de pasta Compound, para tensiones de servicio comprendidas entre 36KV. y 110 KV.**



Boquilla de porcelana rellena de pasta Compound, para tensiones de servicio comprendidas entre 36KV y 110 KV

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Para muy altas tensiones de servicio (superiores a 110Kv) se presentan problemas relativos al campo eléctrico. Efectivamente, en las boquillas descritas hasta ahora el reparto equipotencial es muy desigual en el interior de la superficie del aislador de forma que la mayor parte de la diferencia de potencial aparece en las proximidades de la brida: como consecuencia resultan efectos de efluvió alrededor de la brida que, si aumenta la tensión, pueden provocar descargas por efluvios y arcos eléctricos que acabarían por destruir la materia aislante. Si se pretendiera remediar este inconveniente mediante boquillas normales de porcelana, se necesitaría un cuerpo aislante muy voluminoso y, por lo tanto, de dimensiones antieconómicas. Este inconveniente puede evitarse, sin embargo, guiando el reparto del campo eléctrico por medio de armaduras conductoras, de forma que se consiga un reparto equipotencial casi uniforme de dicho campo. Para lograr esto, se utilizan dos procedimientos:

- Boquillas rellenas en aceite
- Boquillas tipo condensador

Exteriormente ambos tipos de boquillas son muy parecidos, aunque su construcción es completamente diferente.

La prueba de factor de potencia es en el momento actual, una buena herramienta para juzgar con mayor criterio las condiciones de los aislamientos de los equipos eléctricos, siendo particularmente recomendada para la detección de degradación, envejecimiento, contaminación de los mismos pudiéndose afirmar que por estas características es más reveladora que la prueba de resistencia de aislamiento.

El propósito de esta prueba es detectar fallas peligrosas en aislamientos por el método no destructivo, antes de que ocurran y de esta manera prevenir interrupciones del servicio eléctrico, además de permitir oportunamente el reacondicionamiento del aislamiento.

Debido a que no existen aislamientos perfectos, aunada a la corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesara una corriente que está en fase con el voltaje aplicado, a esta corriente se le denomina de perdidas dieléctricas.

En estas condiciones, el comportamiento de los dieléctricos queda representado de la siguiente manera.

Para ángulos entre 81.5° y 90.0° la IT es aproximadamente igual a Ic

$$VI_c = VI_T = 2\pi fCV^2$$
$$\text{COS}\theta = \frac{I_R}{I_T} = \frac{R}{2\pi fcv^2} = \frac{w}{VI_t} = \left[\frac{\text{Watts}}{\text{Volt - Amp}} \right]$$

Para aislamiento con bajo factor de potencia IT e Ic son sustancialmente de la misma magnitud y la componente de pérdida IR muy pequeña, en estas condiciones el ángulo δ es muy pequeño y el factor de potencia está dado entonces por:

$$FP = \cos\theta = \text{sen}\delta \text{ y prácticamente } \text{Tan}\delta$$

Por lo anterior, el factor de potencia siempre será la relación de los watts de pérdidas entre la carga en volts ampere y el valor obtenido de esta relación será independientemente del área o espesor del aislamiento y dependerá únicamente de la humedad, la ionización y la temperatura.

El principio básico de esta prueba es la detección de algunos cambios medibles en las características de un aislamiento, que pueden asociarse con los efectos de agentes destructivos como el agua, el calor y el efecto corona. En general un incremento apreciable de las pérdidas dieléctricas en C.A, de volts ampere o factor de potencia de un aislamiento, es una indicación clara de deterioro.

4.1.6. Prueba de las protecciones propias del transformador

La función principal de las protecciones del transformador es la de evitar o reducir la influencia de una falla hasta el punto que no se produzcan daños relativamente grandes en él, o que ponga en peligro a los operarios.

Otro de los objetivos de las protecciones propias del transformador es la de evitar que se produzcan cambios en sus parámetros eléctricos, estos cambios pueden ser debido a aumentos por encima o por debajo de la tensión

nominal, sobrecorrientes, aumento de la temperatura, la presión y aumento o disminución de la frecuencia.

Dentro de las protecciones propias de los transformadores se pueden mencionar:

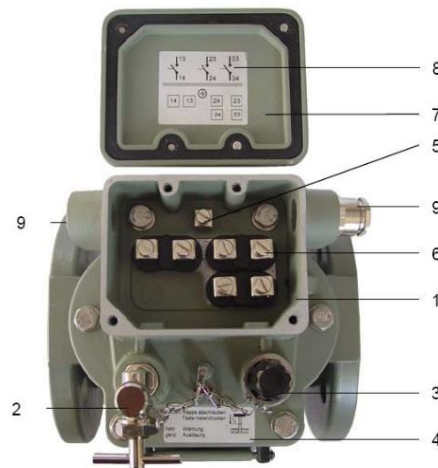
- Relé Buchholz
- Termómetros
- Relevador de flujo
- Relevador de sobrepresión
- Relevación de presión súbita

4.1.6.1. Prueba relé Buchholz

Esta protección está basada en el hecho de que cualquier falla interna en el transformador generará gases por la descomposición de los aislamientos.

Para ver la funcionalidad del relé se le realizan pruebas de operatividad esto con el fin de comprobar el funcionamiento electromecánico (desplazamiento de flotadores) se realizan 2 prueba las cuales son mecánica y neumática. Las partes constructivas del relé buchholz se describen a continuación:

Figura 57. Partes constructivas del relé Buchholz



1. Caja de bornes
2. Grifo de descarga
3. Pulsador para prueba mecánica
4. Indicador de pruebas
5. Conexión para tierra
6. Conexión de alarma y apertura
7. Tapa
8. Indicador de contactos
9. Salida de cables.

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

- Prueba mecánica

Esta prueba se realiza presionando el pulsador de prueba mecánica el cual causa el desplazamiento hacia abajo del primer flotador superior, lo cual causa la alarma del equipo, manteniendo el pulsador presionado se llega hasta

el tope causando la apertura del interruptor que protege dicho circuito, cuando se suelta el pulsador todos los mecanismos deben volver a su posición inicial.

- Prueba neumática

Esta prueba a diferencia de la mecánica consta en la inyección de aire, para bajar el nivel del aceite al interior del rele causando el accionamiento de los flotadores y con ello disparando la alarma y el interruptor que protege el circuito.

4.1.6.2. Termómetros

Estas protecciones tienen el objetivo de evitar que los transformadores sean sometidos a elevaciones de temperatura inadmisibles, que puedan dañar al equipo.

La temperatura del transformador en servicio, indica las condiciones del funcionamiento, las condiciones internas y la normalidad del interior, por lo tanto, los indicadores que miden la temperatura deben revisarse y mantenerse en buen estado, para que estos puedan indicar correctamente la temperatura.

Este es un tipo de medidor de presión con un bulbo que contiene un líquido especial o gas sellado, y que se conecta con un tubo muy fino para mover la aguja por expansión y contracción del fluido; debe verificarse comparándolo con un termómetro normal una vez al año o más seguido.

También debe verificarse cuidadosamente que no esté corroído en el interior, que no penetre agua, que la aguja se mueva adecuadamente y que los contactos de alarma funcionen correctamente.

Si el cristal está empañado por la humedad que penetra, quite la tapa del cristal y cambie el empaque.

Después de muchos años de uso, el tubo de Bourdon se desgasta, al igual que el piñón y el soporte, por lo que pueden dar indicaciones erróneas; también las partes indicadoras móviles llegan a caerse por golpes o vibraciones. La tubería guía generalmente es de tipo doble y la unión con el medidor se separa o se rompe fácilmente. Por lo tanto es necesario un manejo cuidadoso del termómetro tipo reloj, cuando se debe quitar durante la inspección del transformador.

Debe verificarse que los contactos de alarma estén colocados adecuadamente.

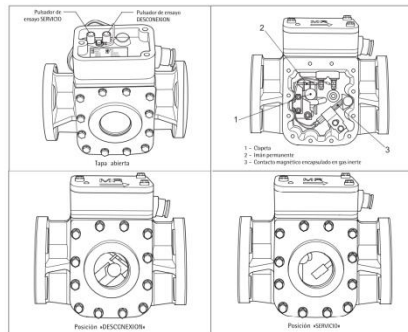
4.1.6.3. Relevador de flujo

El relé de protección esta previsto para proteger el cambiador de tomas en carga y el transformador en caso de un desperfecto en el ruptor o en el recipiente de aceite.

El relé reacciona cuando, cuando debido a un fallo, el flujo del aceite entre la cabeza del cambiador de tomas en carga y el tanque de expansión sobrepasa el valor establecido.

Para comprobar el buen funcionamiento del relé de flujo se deben realizar lo siguiente: abrir la tapa de la caja de bornes aflojando los tornillos de la caja, después presionar el pulsador de desconexión, la clapeta quedará en posición oblicua, presionar el pulsador de servicio, la clapeta quedará en su posición horizontal, ver la figura 58.

Figura 58. Descripción prueba al relé de flujo



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

4.1.6.4. Relevador de sobrepresión

La válvula de alivio de sobrepresión con contactos de alarma, acciona la alarma cuando funciona la aguja del interruptor. Está colocada haciendo contacto con la placa de expansión; el resorte de ajuste y los contactos del microinterruptor están en relación con el elevador que se relaciona a su vez con la aguja del interruptor.

Cuando hay un accidente, la presión interna aumenta y empuja la válvula hacia afuera, haciendo funcionar a la aguja del interruptor, la cual empuja y dobla la placa de expansión. Cuando la presión alcanza un cierto límite, la placa de expansión se rompe y la presión sale, cerrando los contactos del interruptor microinterruptor, que están en el elevador que se relaciona con la aguja del interruptor, y la alarma suena.

Verificar si no hay alguna fuga de aceite o de aire del dispositivo.

4.1.6.5. Relevador de presión súbita

Para este tipo de relevadores es recomendable realizar pruebas de funcionalidad con periodicidades de 1 a 2 años.

Como primer paso se debe de verificar la presión de actuación del relevador, seguidamente Verificar el tiempo de ecualización de la presión, representado por la relación entre la presión interior del transformador y el tiempo necesario para la ecualización de presión entre el transformador y el Relé a través de la figura 59. Se podrá realizar desde que la presión interna del mismo no sea inferior a 0,04 kgf/cm². Se continúa midiendo la presión interna del transformador.

Se desconecta la tensión de alimentación del relé auxiliar (si posee).

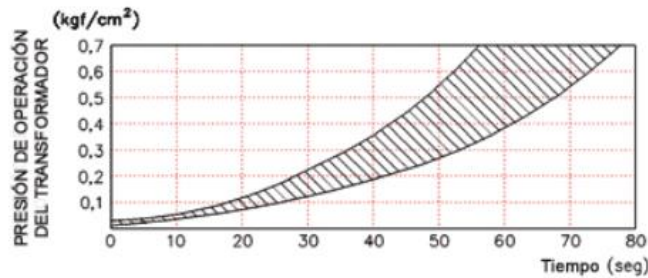
Se conectar un ohmiómetro o lámpara en serie en los bornes 2 y 3 del Relé de Presión Súbita. Se abre la válvula de test. El micro-interruptor actuará e indicará en el ohmiómetro, circuito abierto.

Cerrar nuevamente la válvula de test y medir el tiempo necesario para la ecualización de la presión que se realizará cuando el micro-interruptor, del Relé de Presión Súbita, vuelva a la posición normal indicando, en el ohmiómetro, circuito cerrado.

Los valores medidos deberán estar dentro o próximos al área de operación de la figura 59.

Grandes desvíos de valores medidos indican que hay problemas en el Relé que deben corregirse.

Figura 59. **Relación de presión de operación del transformador vs tiempo**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

4.1.7. Prueba SFRA (sweep frequency response analysis) barrido de frecuencia

El análisis de la respuesta en frecuencia por el método de barrido en frecuencia SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) es una técnica de diagnóstico para detectar deformaciones y desplazamientos (entre otras fallas eléctricas y mecánicas) de devanados de transformadores de distribución y de potencia. El SFRA como técnica de diagnóstico debe integrar las mediciones *off-line* y la interpretación de los registros para dar una valoración adecuada de la condición de los devanados.

El principal interés de las mediciones FRA en transformadores es la de detectar deformaciones en los bobinados que puedan haber resultado como consecuencia de las fuerzas electromagnéticas que ocurren dentro del transformador como consecuencia de fallas pasantes, fallas en el conmutador bajo carga, fallas de sincronización, etc.

Las deformaciones en los bobinados pueden dar como resultado fallas debido a daños en el aislamiento entre espiras, resultando en vueltas cortocircuitadas, lo que significa la inmediata finalización de la vida de la máquina.

Se espera que los transformadores sobrevivan un número de cortocircuitos sin fallas, pero una vez que se produce una deformación significativa de los bobinados, la probabilidad de sobrevivir nuevos cortocircuitos se ve reducida fuertemente debido al incremento de las tensiones electromagnéticas. Aún más, cualquier reducción en la sujeción del bobinado debido al achicamiento de la aislación causado por el envejecimiento incrementará la probabilidad de falla.

Otra de las aplicaciones de la técnica de medición de FRA es la de verificar la integridad mecánica de un transformador después del transporte, lo que brinda una herramienta confiable para confirmar que el núcleo y los bobinados no sufrieron ningún daño mecánico debido a las sacudidas durante el transporte.

Debido a que las mediciones de FRA pueden brindar información acerca de la consistencia geométrica de la estructura del bobinado y el núcleo, estos ensayos siendo utilizados como controles para aseguramiento de la calidad.

Cuando un transformador está sometido a corto circuitos en la red a la que está conectado, experimenta incrementos considerables en las corrientes que lo atraviesa durante el tiempo de duración de la falla externa. La magnitud de la corriente de falla pasante resultante es usualmente mucho mayor (hasta 20 veces) que aquellas de servicio normal, ya que no están limitadas por la impedancia de la carga y puede que estén solo limitadas por la impedancia del

transformador. La amplitud de la primera corriente de pico puede alcanzar casi dos veces el valor de la corriente de corto circuito permanente. El cortocircuito puede devenir por la aparición de defectos en otra parte de la red, o como resultado de un transitorio generado por el sistema o por el medio ambiente, por ejemplo caída de rayos cercanos, que pueden causar una falla de fase a tierra. Los transformadores que están expuestos a sincronizaciones fuera de fase en una red experimentarán corrientes de valor similar o mayores que aquellas de fallas pasantes.

Las fallas pasantes en bobinados de transformadores (tal como las corrientes normales de carga), establecen un campo magnético en el espacio entre bobinas. Este es también llamado flujo de pérdida que junto con el flujo magnetizante normal del núcleo, y la reactancia de pérdida resultante o impedancia de cortocircuito es el principal factor limitante de la corriente de cortocircuito y es uno de los principales parámetros especificados en un transformador.

En la mayor parte del alto axial del bobinado del núcleo de un transformador, la interacción entre el flujo axial de pérdida predominante y las corrientes circulares del bobinado resultan en fuerzas electromagnéticas radiales en los bobinados que tienden a separarlos. Lo más crítico de esto son las fuerzas hacia adentro de los bobinados interiores que dar como resultado dobladuras o abolladuras del bobinado.

En los finales de los bobinados de un transformador con núcleo, el flujo de pérdida ya no es puramente axial sino que margina fuera de ambos bobinados. La interacción entre la componente radial de este campo y las corrientes de las bobinas produce fuerzas electromagnéticas que actúan axialmente y tienen a

comprimir los bobinados. Una presión extrema puede producir la inclinación de los conductores individuales en el bobinado.

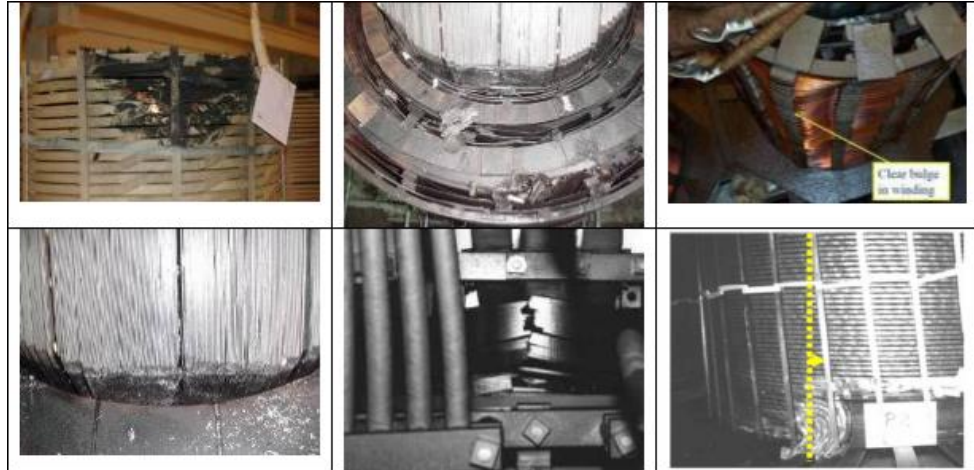
En el diseño y construcción de grandes transformadores, se presta una muy especial atención a para estar seguros que ambos bobinados sean simétricos respecto de sus centros electromagnéticos. Si esto no se hace o hay algún posterior desplazamiento debido a encogimiento de la aislación, por ejemplo, entonces las fuerzas electromagnéticas ya no estarán balanceadas y pueden existir fuerzas axiales netas actuando sobre los bobinados individuales. Ya que los bobinados de los núcleos no se hacen enteramente circulares sino que tiene cierto grado de espiral amiento, entonces también existirán fuerzas de torsión actuando sobre los bobinados que tenderán a ajustarlos.

Entonces como resultado de las fuerzas radiales y axiales actuando sobre los bobinados se pueden ver principalmente los siguientes modos de falla.

- Movimiento del núcleo
- Fallas a tierra del núcleo
- Deformación de los bobinados
- Desplazamiento de los bobinados
- Colapso parcial de los bobinados
- *Hoop buckling* o abollamiento del bobinado
- Estructuras rotas
- Espiras en corto o bobinados abiertos

En la figura 60 se pueden ver algunas fallas en transformadores:

Figura 60. **Fallas de transformadores**



Fuente: Técnicas de diagnóstico en transformadores partir de su respuesta en el dominio de la frecuencia. www.rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/download/113/112.

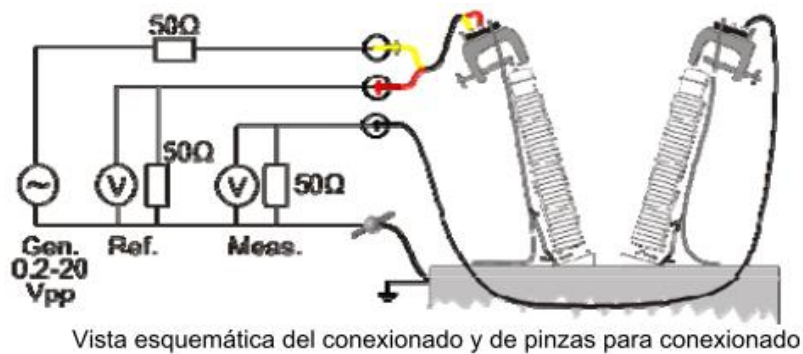
Consulta: 27 de abril 2012

4.1.7.1. **Conexiones para realizar la prueba**

Para realizar la medición de FRA, una tensión (sea esta con barrido en frecuencia o con señal de impulso) se inyecta a un terminal del transformador con referencia contra el tanque. La tensión medida en el terminal de entrada se usa como referencia para el cálculo de FRA. Un segundo parámetro (señal de respuesta) es usualmente la tensión tomada en la impedancia medida a través del un segundo terminal del transformador con referencia al tanque. La respuesta en amplitud del FRA es la relación entre la señal de respuesta V_r y la señal de la fuente V_s como una función de la frecuencia (generalmente presentada en dB).

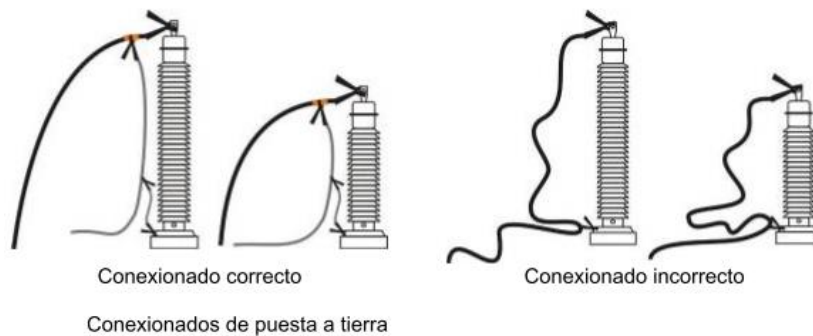
A continuación se describe el conexionado estándar para la medición de FRA, ver figuras 61 y 62. El cable coaxial de la inyección de la señal y el de medición de referencia están conectados juntos cerca del punto alto del *bushing*. Una extensión de cable de puesta a tierra corre a lo largo del cuerpo del *bushing* hacia abajo hasta la brida para conectar el cable de blindaje al tanque. El mismo principio se aplica al cable de respuesta.

Figura 61. **Conexionado de estándar para medición de FRA**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 62. **Conexionado correcto e incorrecto de FRA**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

4.1.7.2. Análisis de los resultados

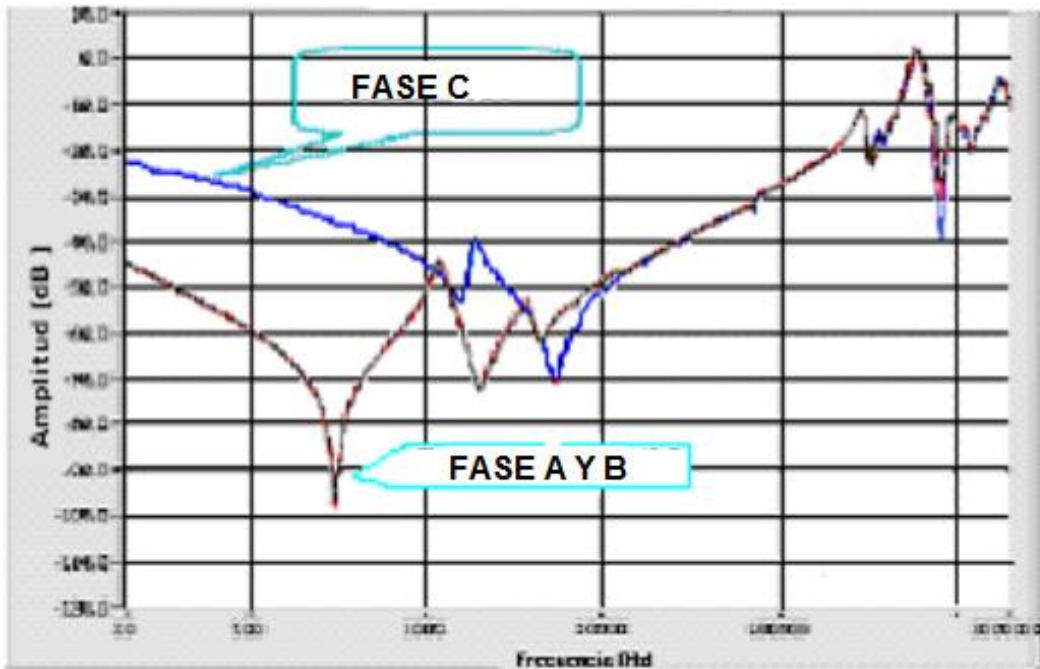
Para emitir una opinión, se debe considerar que:

No existe una normativa específica (IEEE, IEC, etc) referida a discrepancias máximas o mínimas que puedan definir rigurosamente lo resultados del ensayo.

Recordando que este es un método básicamente del tipo comparativo, en transformadores trifásicos se trata precisamente de comparar entre sí, los valores obtenidos en cada fase y/o compararlos con datos históricos, si es que poseen.

En la figura 63 puede observarse la respuesta en frecuencia que corresponde a la fase C de un transformador elevador trifásico de 130 MVA 15/400 KV, esta se desvía substancialmente de las respuestas de las otras dos fases, sobre todo para las frecuencias menores a 20 Khz. La respuesta a frecuencias más altas no se afecta prácticamente, lo cual excluye la posibilidad de deformaciones geométricas del devanado. Tales desviaciones grandes en frecuencias bajas, están relacionadas con una variación de la relación de transformación de la fase, posiblemente, debida a un cortocircuito entre espiras del enrollado y/o a la apertura de alguna parte del propio devanado, afectando el acoplamiento magnético.

Figura 63. **Medición en AT con BT abierto y flotando**



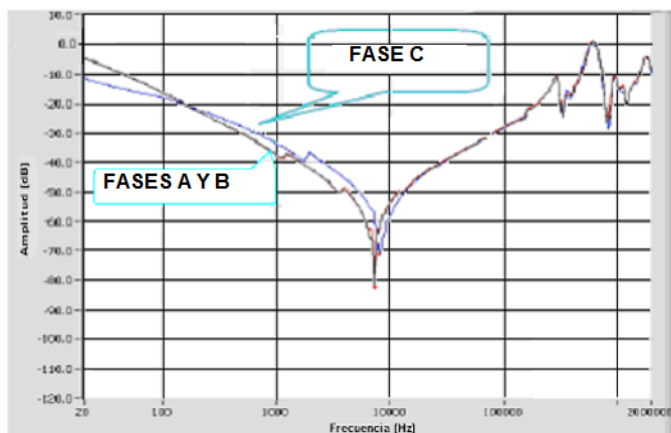
Mediciones en AT con BT abierto y flotando.

Fuente: Técnicas de diagnóstico en transformadores partir de su respuesta en el dominio de la frecuencia. www.rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/download/113/112.

Consulta: 27 de abril 2012.

Este mismo fenómeno también es visible en la figura 64 para bajas frecuencias, sin embargo, las desviaciones son menores, debido a que con el devanado de baja tensión en corto circuito, el acoplamiento inductivo se afecta mucho, y la sensibilidad para las frecuencias bajas se reduce, además de que siendo la reactancia de corto circuito mucho más pequeña que la reactancia de vacío, la señal de respuesta de baja tensión es mucho más atenuada.

Figura 64. **Medición en AT con BT en cortocircuito**



Mediciones en AT con BT en cortocircuito.

Fuente: Técnicas de diagnóstico en transformadores partir de su respuesta en el dominio de la frecuencia. www.rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/download/113/112.

Consulta: 27 de abril 2012.

Figura 65. **Daño en el bobinado de la fase C**



Fuente: Técnicas de diagnóstico en transformadores partir de su respuesta en el dominio de la frecuencia. www.rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/download/113/112.

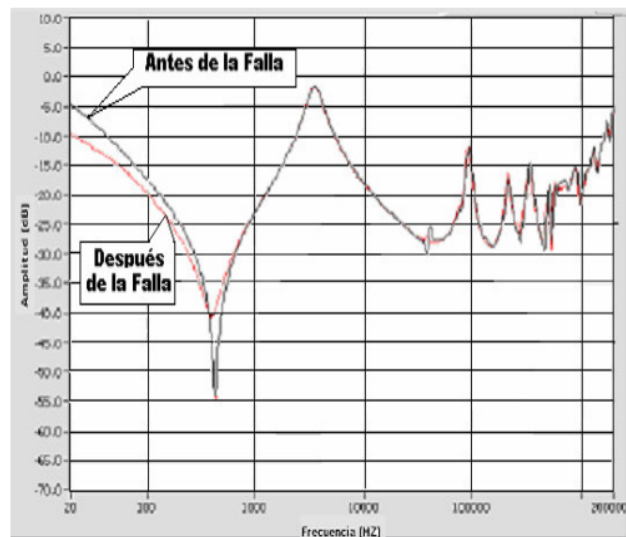
Consulta: 27 de abril 2012.

A continuación se presenta el caso de un transformador monofásico con dos devanados secundarios (BT1 y BT2), posicionados en columnas separadas que se sometió a la prueba de corto circuito dinámico y posteriormente se ensayo por el método SFRA además de la medición de inductancia de dispersión para verificar los efectos de la prueba.

Después de aplicada la prueba, el devanado BT1 presentó síntomas de algún problema, después de la aplicación de la última corriente esto fue confirmado por la variación del 6% en su inductancia de dispersión medida.

En las figuras 66 y 67 muestran los registros hechos a los devanados BT1 y BT2, suponiendo las respuestas antes y después de ocurrir la falla.

Figura 66. **Medición en BT1 con AT abierto y flotando**

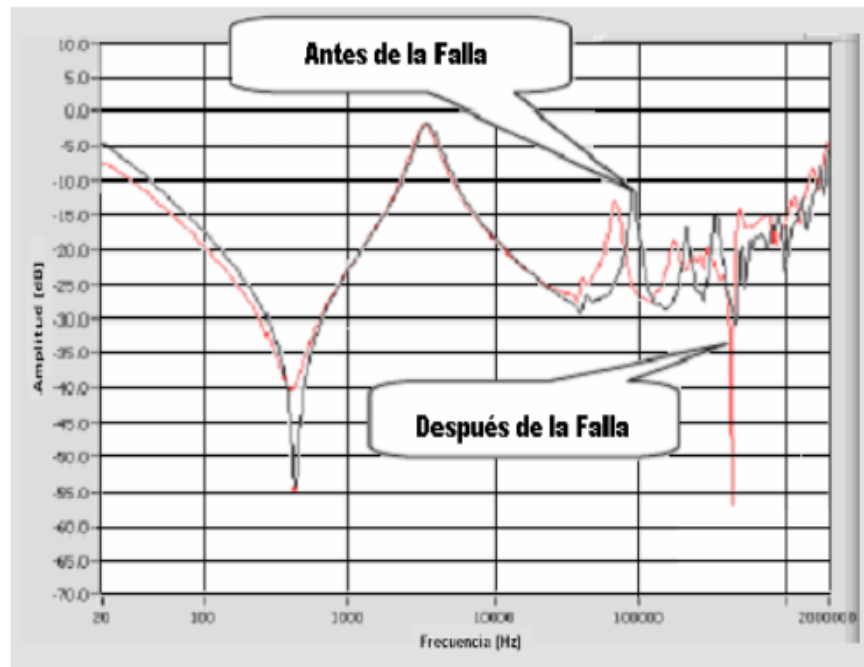


Mediciones en BT1 con AT abierto y flotando.

Fuente: Técnicas de diagnóstico en transformadores partir de su respuesta en el dominio de la frecuencia. www.rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/download/113/112.

Consulta: 27 de abril 2012.

Figura 67. **Medición en BT2 con AT abierto y flotando**



Medición en BT2 con AT abierto y flotando.

Fuente: Técnicas de diagnóstico en transformadores partir de su respuesta en el dominio de la frecuencia.

www.rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/download/113/112.

Consulta: 27 de abril 2012.

Cuando se realizó la apertura de la máquina para su inspección interior, los resultados visuales confirmaron una deformación localizada en el devanado BT2, esto debido a la pérdida del apoyo axial superior de la bobina, esto provocó una deformación longitudinal del devanado, como se puede apreciar en la figura 68.

Figura 68. **Daño en el devanado BT2**



Fuente: Técnicas de diagnóstico en transformadores partir de su respuesta en el dominio de la frecuencia.

www.rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/download/113/112.

Consulta: 27 de abril 2012.

Están disponibles recomendaciones emitidas por la IEEE (No Normas) basadas en experiencias, las cuales se describen en la tabla XVI.

Tabla XVI. **Recomendaciones IEEE de FRA**

FRECUENCIA	CONDICION INDICADA POR EL FRA
2 KHz	Deformación del núcleo - Cortocircuitos - Circuito abierto Múltiples puestas a tierra del núcleo - Núcleo sin tierra.
20 KHz	Movimiento de los bobinados
20 a 200 KHz	Deformación de los bobinados.
200 KHz a 2 MHz	Deformación de los bobinados. -Problemas en espiras. - Falta de tierra
2 MHz a 10 MHz	Salidas de bobinados - Puntas de ensayos mal posicionadas. - Tierra deficiente.

Fuente: elaboración propia.

4.1.8. Prueba reactancia de dispersión

La prueba de reactancia de dispersión en los transformadores de potencia, es un auxiliar para detectar problemas relacionados con el cambio físico en la geometría del conjunto núcleo-bobinas.

Es una prueba que está influenciada por el canal de dispersión en los transformadores de potencia y es indicativa para detectar deformación o distorsión de los devanados y sus sistemas de sujeción en un transformador, debido a:

- Impactos y movimientos severos durante su transporte o maniobra
- Esfuerzos mecánicos por fallas externas de cortocircuito soportadas por el transformador.
- Defectos derivados del diseño, fabricación o reparación del transformador

La mayoría de las fallas de transformadores se inician como problemas mecánicos y eventualmente ocurren directamente por razones eléctricas.

Cuando se presentan fallas de cortocircuito externas, el transformador puede sufrir modificaciones en su geometría física y permanecer en servicio con los devanados y/o los sistemas de sujeción parcialmente distorsionados, reduciéndose la confiabilidad y la vida útil del transformador.

Dentro de las pruebas periódicas de mantenimiento al transformador, se recomienda realizar esta prueba. Los cambios en el parámetro de reactancia son un indicador confiable para determinar una posible distorsión de los devanados y/o sus sistemas de sujeción.

Debido a que es una prueba de reciente desarrollo y aplicación, no existe aún un criterio definido para evaluar los resultados. A la fecha se evalúan las variaciones en la impedancia de placa del transformador; considerándose permisibles aquellas desviaciones entre el 3% y el 5% dentro de las cuales se considera que un equipo se encuentra en buen estado (valores que corresponden a los criterios americano y europeo respectivamente).

Es importante tomar en cuenta que esta no es una prueba determinante para evaluar el estado de un transformador de potencia, sus resultados deben considerarse sobre todo en las tendencias de variación histórica o como complemento a otro tipo de pruebas (relación de transformación, corriente de excitación, resistencia óhmica y capacitancia). Para ello es de suma importancia contar con valores iniciales de prueba, previos al embarque del equipo y a su puesta en servicio.

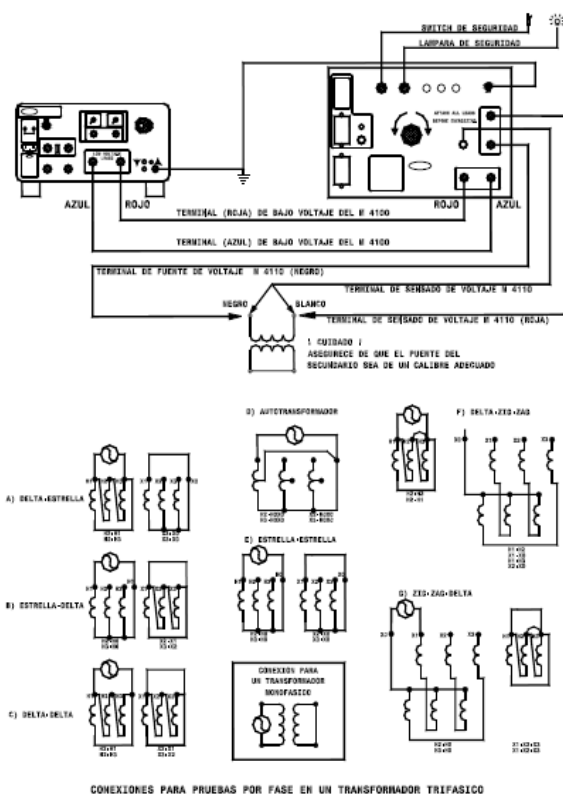
Una variación en el porcentaje de la reactancia de dispersión (mayor a la de los criterios indicados anteriormente) entre una prueba anterior y una posterior puede ser indicativo de un cambio en la geometría de la parte activa del transformador, lo cual puede interpretarse como una probable falla incipiente en el conjunto núcleobobinas con una posibilidad de evolucionar hacia una probable falla mayor futura.

Al no existir un valor límite de la prueba, la determinación de que un transformador pueda seguir operando o dejarse fuera de servicio, depende más de la variación histórica presentada en pruebas anteriores, que del valor de una sola prueba.

4.1.8.1. Conexiones para realizar la prueba

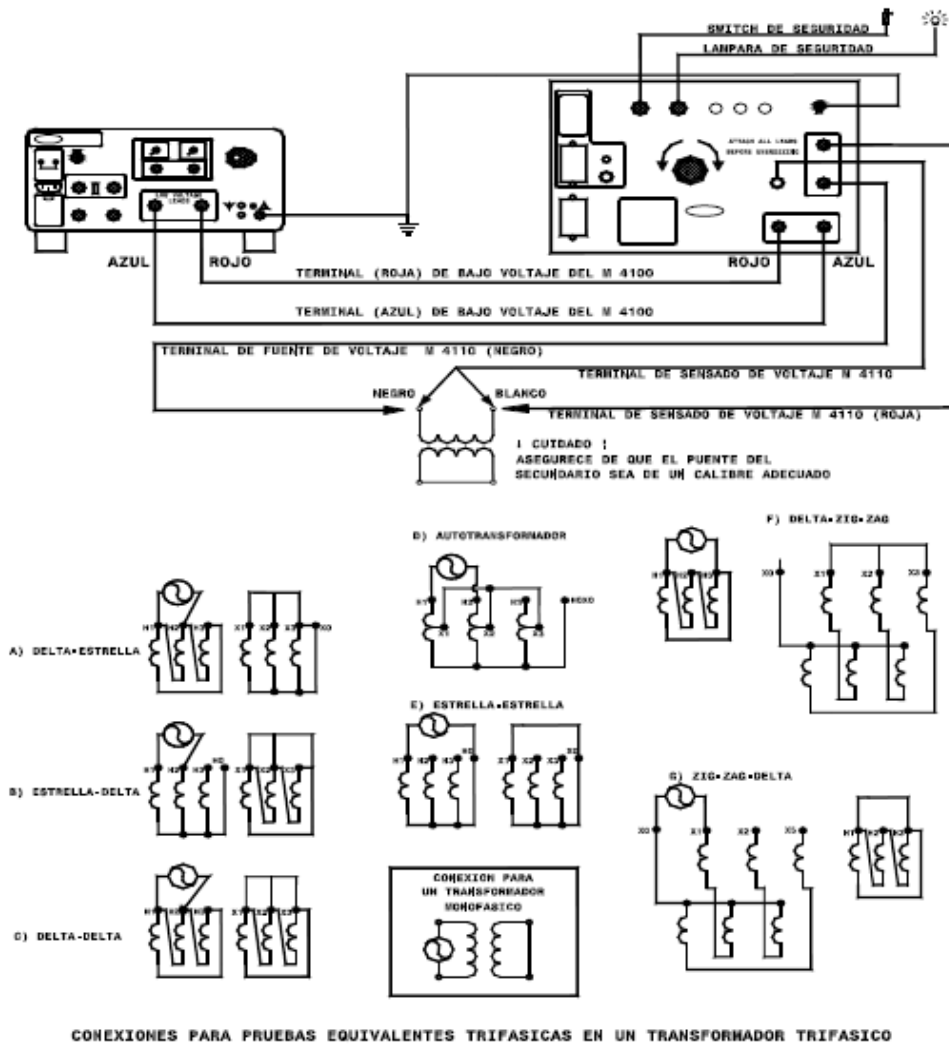
Las figuras No. 69 y 70 muestran de manera resumida, la metodología de conexión para la realización de las pruebas tanto por fase como del equivalente trifásico respectivamente. De manera más específica y con el mismo equipo, las conexiones de prueba para transformadores de dos devanados con diversas conexiones y para autotransformadores se muestran en las figuras de la 71 a la 72.

Figura 69. Prueba por fase de la reactancia de dispersión conexión (delta-estrella)



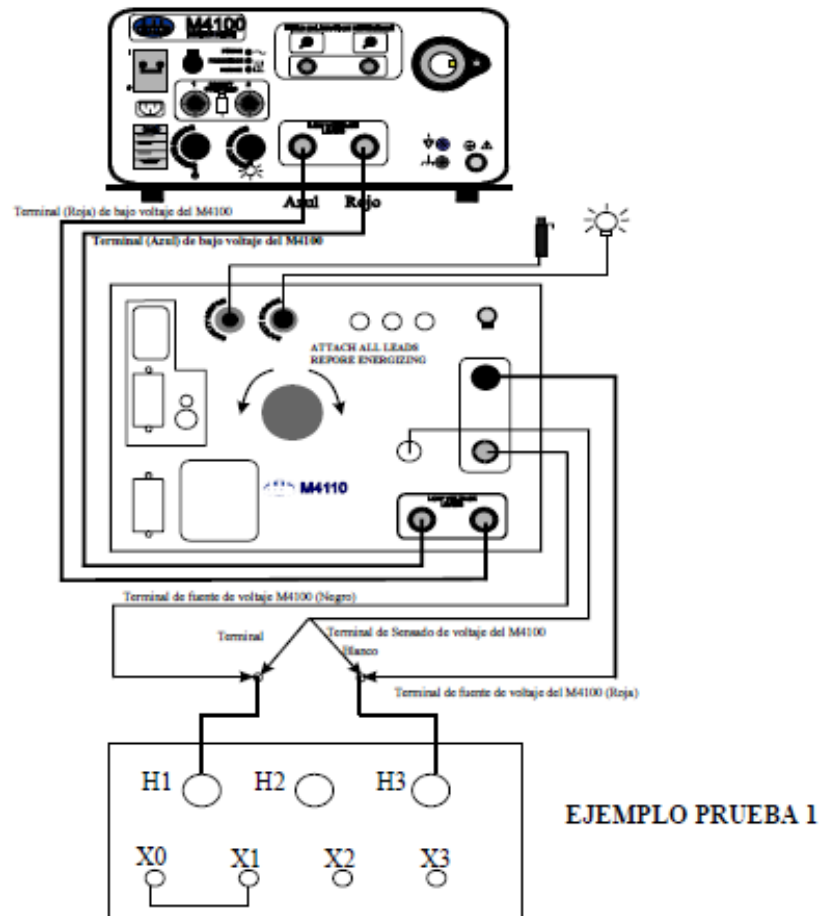
Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 70. Pruebas de equivalentes trifásicos, prueba reactancia de dispersión conexión (delta-estrella)



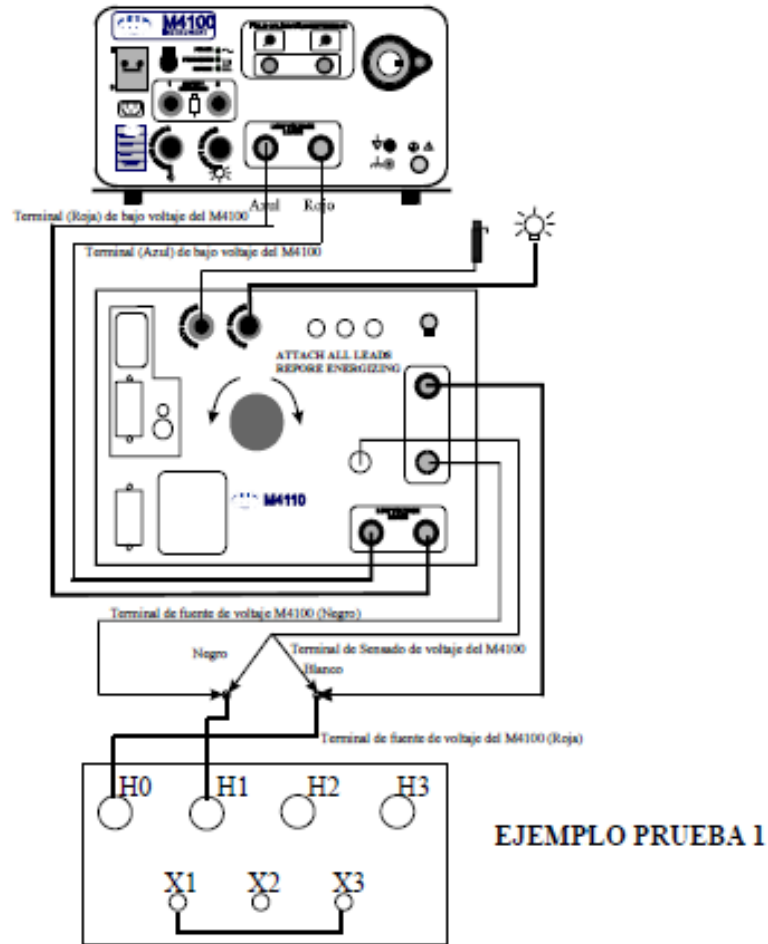
Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 71. Transformador de dos devanados, prueba reactancia de dispersión conexión (delta-estrella)



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

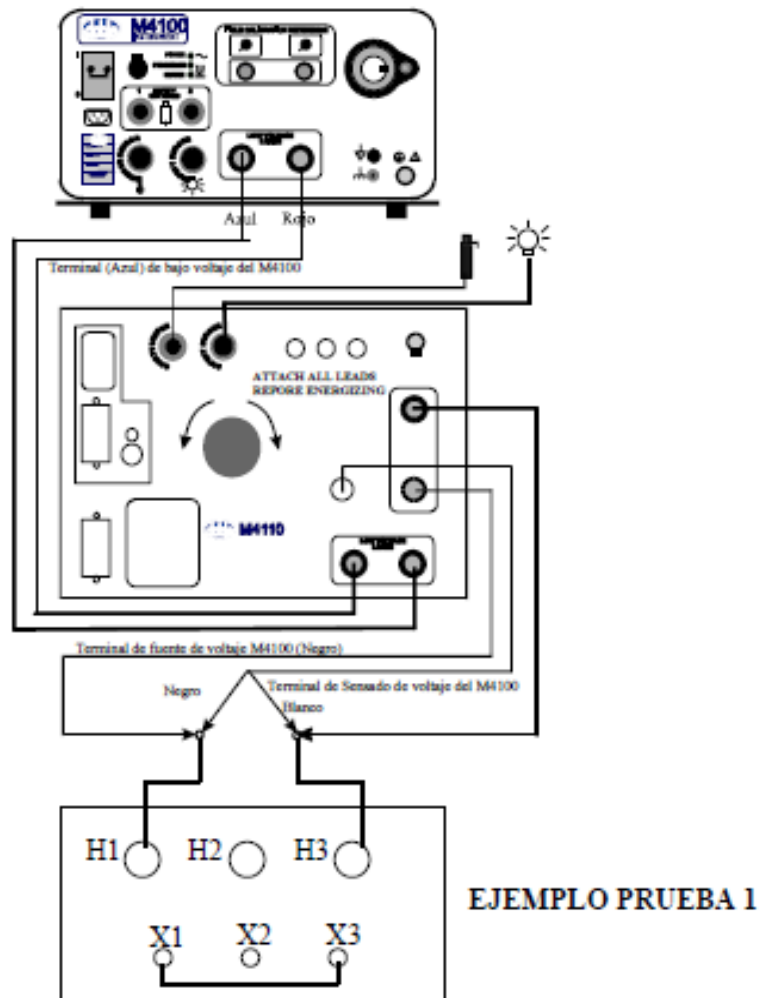
Figura 72. Transformador de dos devanados, prueba reactancia de dispersión conexión (estrella-delta)



PRUEBA	NEGRO/NEGRO	ROJA/BLANCO	CONEXIONES EN BAJA	MIDE
1	I11	I10	X1-X3	Z1
2	H2	H0	X2-X1	Z2
3	H3	H0	X3-X2	Z3
4	H1	H2	X1-X2-X3	Z _{3φ}

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

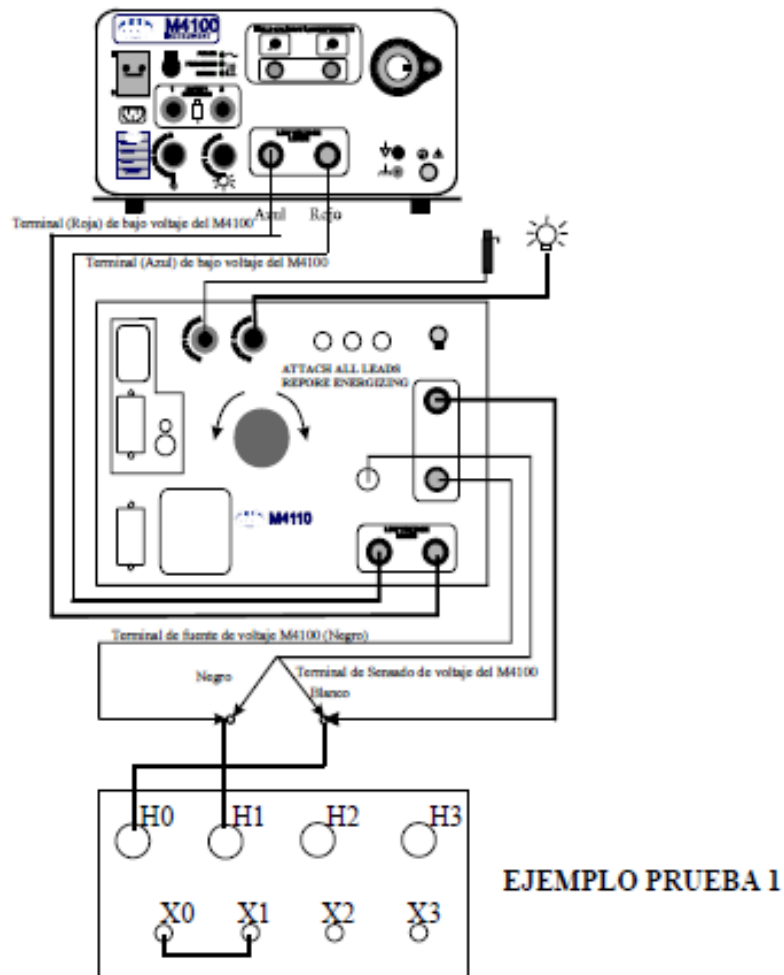
Figura 73. Transformador de dos devanados, prueba reactancia de dispersión conexión (delta-delta)



PRUEBA	NEGRO/NEGRO	ROJA/BLANCO	CONEXIONES EN BAJA	MIDE
1	H1	H3	X1-X3	Z1
2	H2	H1	X2-X1	Z2
3	H3	H2	X3-X2	Z3
4	H1-H2-H3	H1-H2-H3	X1-X2-X3	Z _{3φ}

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

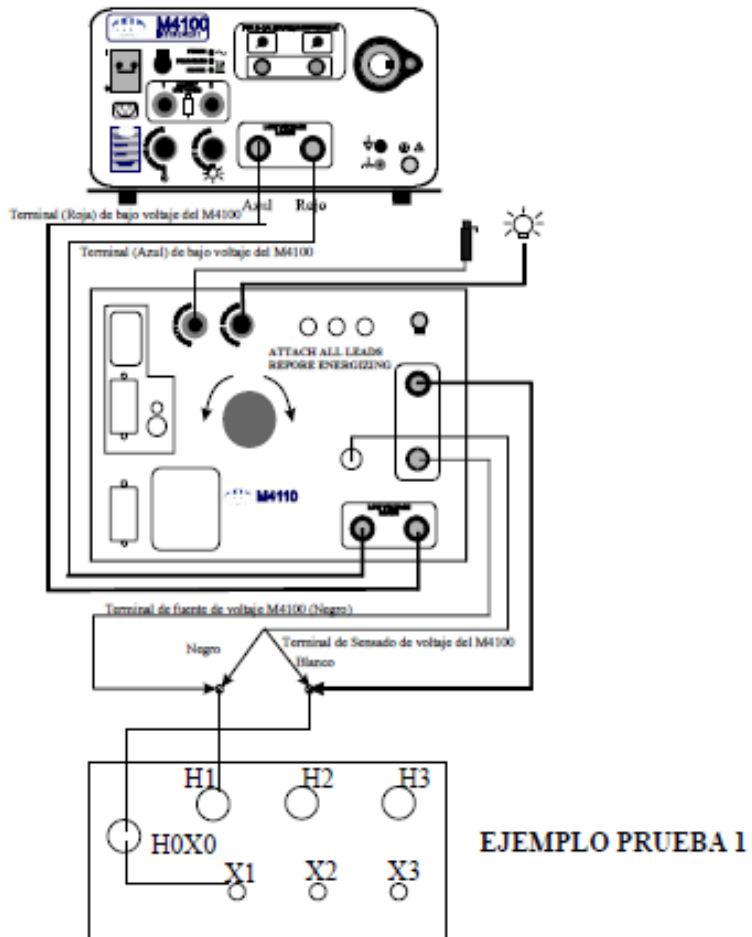
Figura 74. Transformador de dos devanados, prueba reactancia de dispersión conexión (estrella- estrella)



PRUEBA	NEGRO/NEGRO	ROJA/BLANCO	CONEXIONES EN BAJA	MIDE
1	H1	H0	X1-X0	Z ₁
2	H2	H0	X2-X0	Z ₂
3	H3	H0	X3-X0	Z ₃
4	H1	H2	X1-X2-X3	Z _{3φ}

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

Figura 75. Autotransformador, prueba reactancia de dispersión



PRUEBA	NEGRO/NEGRO	ROJA/BLANCO	CONEXIONES EN BAJA	MIDE
1	H1	H0-X0	X1-H0-X0	Z1
2	H2	H0-X0	X2-H0-X0	Z2
3	H3	H0-X0	X3-H0-X0	Z3
4	H1	H2	X1-X2-X3	Z _{3φ}

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

4.1.9. Prueba análisis de gases disueltos en el aceite (dga)

El análisis de gases disueltos (DGA), ha sido un estándar de la industria para la detección y determinación de las fallas en los transformadores desde hace mucho tiempo.

Desarrollado a finales de 1960, el DGA ha sido reconocido en todo el mundo como la principal herramienta para prevenir fallos catastróficos en transformadores de potencia.

La operación del transformador con falla puede dañarlo significativamente y es valioso poder detectar estas en una etapa inicial.

En caso de falla se puede deducir su tipo y severidad, de acuerdo a la composición de los gases y de la velocidad a la que se están formando: en el caso de una falla que empieza los gases permanecen parcialmente disueltos en el líquido aislante y solo en casos especiales se encontrarán gases libres.

Los gases disueltos se dividirán entre las fases líquida y gaseosa por difusión; la difusión y el alcance de la saturación toman tiempo durante el cual puede ocurrir algún daño serio no detectado. Los análisis de muestras de aceite para determinar la cantidad y composición de gases disueltos son un medio para detectar fallas.

Los principales materiales que constituyen el sistema de aislamiento de transformadores, son esencialmente, aceite, papel y cartón; la función de estos materiales es aislar los componentes del equipo que llevan corriente, del núcleo, el tanque y las estructuras de soporte, así como servir de refrigerante en el caso del aceite. Cuando estos componentes del aislamiento en pequeñas

cantidades, reaccionan químicamente como consecuencia del calentamiento u otras condiciones dentro del transformador como es la presencia de agua, oxígeno, etc.

La mayoría de los gases están constituidos solo por tres elementos químicos que son: carbono, oxígeno e hidrógeno.

Los gases presentes dentro del transformador se originan por algunas de las siguientes fallas.

- Arqueo
- Pirolisis
- Corona o descarga parcial

Cada una de estas tres condiciones disipan cantidades de energía en niveles muy diferentes entre sí, es decir la formación de arco disipa más energía que cualquiera de las otras dos, y la falla de corona disipa la menor energía.

Esta energía causa la degradación de los materiales de aislamiento que son la celulosa y aceite, ya que están involucrados diferentes niveles de energía en cada uno de los procesos, esto significa que se generan diferentes productos en cada uno de ellos como consecuencia del deterioro del aislamiento. Los gases producidos por fallas son generalmente hidrocarburos de bajo peso molecular, hidrógeno y óxidos de carbono. La degradación del aceite produce hidrógeno e hidrocarburos mientras que la del papel produce óxidos de carbono.

En la tabla XVII se presenta la relación de presencia de gases y las posibles fallas que los provocaron.

Tabla XVII. Relación de Gases y falla que los provocan

Gases claves	Posible falla
Metano, Etano, Etileno y pequeñas cantidades de Acetileno	Condiciones térmicas que involucran al aceite
Hidrógeno, Metano y pequeñas cantidades de Acetileno y Etano	Descargas parciales
Hidrógeno, Acetileno y Etileno	Arqueo
Monóxido de Carbono y Dióxido de Carbono	Condición térmica que involucra al papel

Fuente: elaboración propia.

El muestreo del aceite para análisis por cromatografía de gases se efectúa de manera diferente al que se realiza por análisis fisicoquímico y eléctrico.

La técnica es sencilla y la muestra se toma en un recipiente totalmente hermético a la atmosfera. Tanto en su llenado como en el transporte al laboratorio, estos recipientes pueden ser una jeringa de vidrio o un cilindro inoxidable.

Al realizar la toma de muestras de aceite es necesario tomar ciertas consideraciones. Las conexiones entre el equipo a muestrear y el recipiente de muestreo deben ser herméticas para evitar contaminación con la atmosfera. Si se contaminan las muestras con agua o aire se puede llegar a conclusiones erróneas.

Es importante tomar muestras cuando el equipo está operando en condiciones normales para evaluar la velocidad de producción de gas. El oxígeno presente disuelto en la muestra puede consumirse por oxidación por lo

que se deben cubrir de la luz los recipientes de muestreo transparentes utilizando papel aluminio.

4.1.9.1. Análisis cromatográfico

La cromatografía de gases no solo se usa para separar, sino también como método de identificación y determinación cuantitativa de cada componente, siempre que se reúnan ciertas condiciones.

Para la interpretación del análisis de gases y la traducción de los resultados a términos del estado del transformador, se aplican diferentes métodos que son similares entre sí.

4.1.9.2. Método de Dörnenburg

La presencia de ciertos componentes y su concentración relativa se usan para determinar el tipo de falla.

Descomposición térmica o puntos calientes: se encuentra principalmente C_2H_2 , CH_4 , pequeñas trazas de C_2H_6 y H_2 .

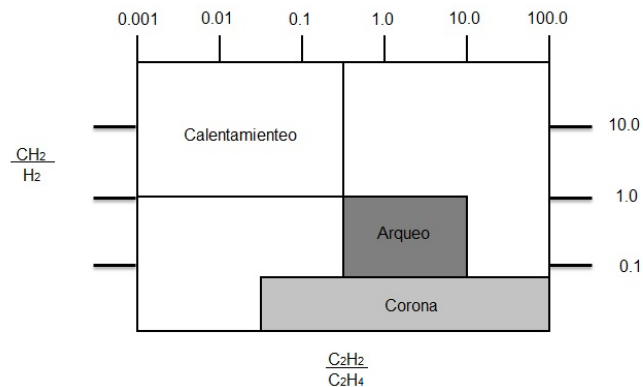
Descargas eléctricas (no incluye corona): se encuentra principalmente H_2 , CH_4 , y C_2H_6 .

Descargas Parciales (efecto corona): se encuentra principalmente H_2 , y pequeñas cantidades CH_4 , C_2H_2 .

Descomposición del aislamiento a base de celulosa: se encuentra CO y CO_2

La figura 76 se utiliza para el análisis de resultados, el cual utiliza una gráfica en la que los valores de los cocientes, los que relacionan los ppm de los gases clave detectados, para el eje horizontal se obtiene el cociente entre las ppm del acetileno entre las del etileno, y para el eje vertical las ppm del metano entre las del hidrógeno. Luego se intersecan las líneas que forman los valores de los cocientes anteriores para obtener como resultado el tipo de falla que existe dentro del transformador, esta es la razón del nombre del método de cocientes de Dörnenburg.

Figura 76. **Gráfica de Dörnenburg**



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

4.1.9.3. Método de la comparación de patrones gráficos

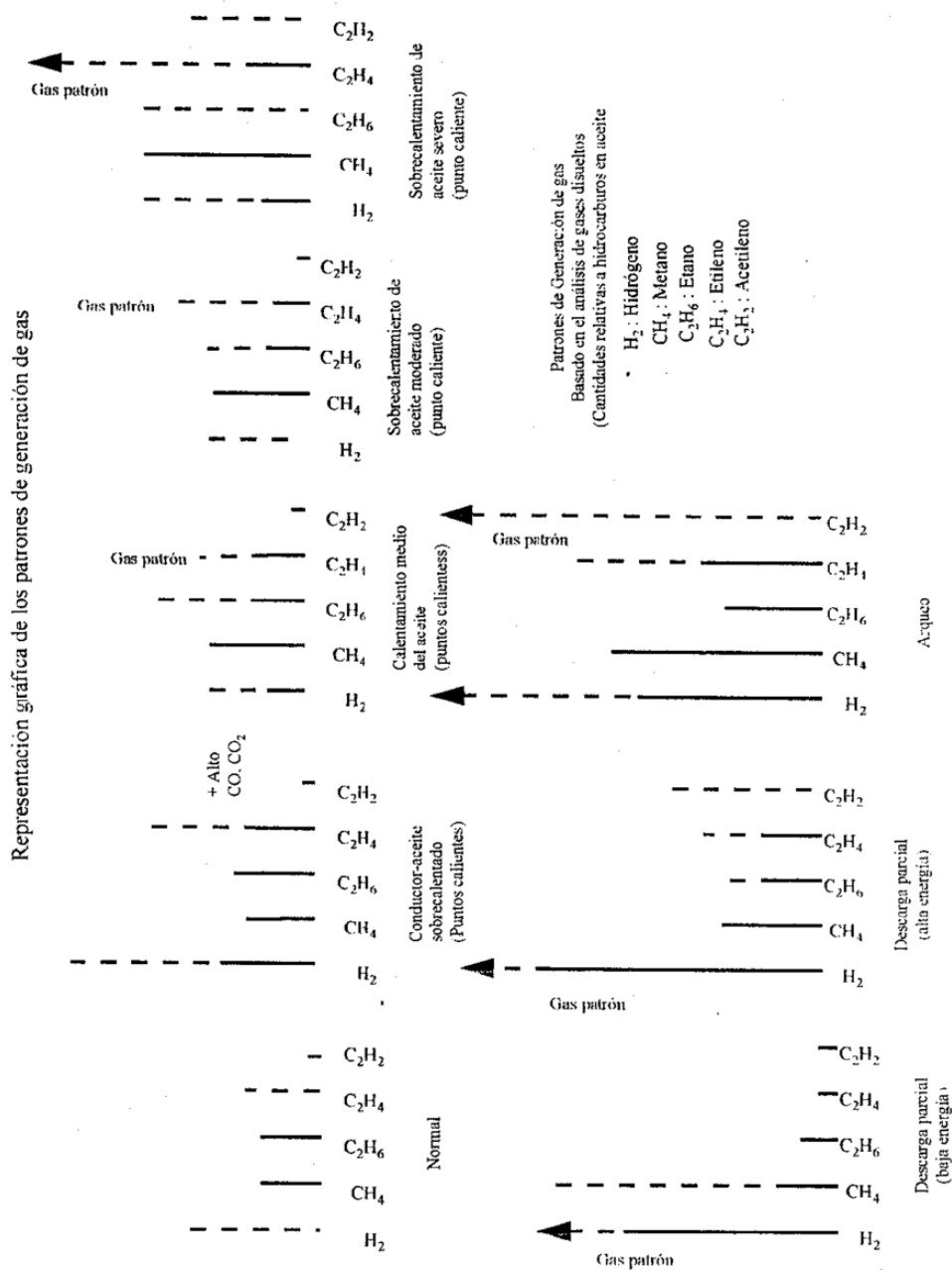
Al realizar los análisis de gases disueltos se obtienen ciertas cantidades de gas, luego de varios análisis, verificación y su interpretación se ha obtenido un conjunto de patrones gráficos que relacionan, de acuerdo a la cantidad de gases obtenidos, la forma del gráfico contra la falla interna.

En la figura 77 las líneas verticales representan las ppm, de los gases detectados en el aceite. La altura de las líneas es proporcional a las ppm, en el caso de las continuas indican un valor fijo y en las discontinuas se tiene un valor variable que puede oscilar desde el final de la línea continua hasta el final de la discontinúa.

Para poder explicar de mejor forma es necesario es necesario utilizar un patrón, tal es el caso de la existencia de puntos calientes con sobrecalentamiento severo, el metano es el que se presenta alto, el hidrogeno puede ser $1/3$ del metano o llegar a ser la misma cantidad, el etano puede variar en un rango de cero hasta el mismo valor que el mismo valor que el metano, el etileno puede variar desde un poco mas de $1/3$ del metano hasta un valor mucho mayor lo cual es indicado en la gráfica por la punta de la flecha y por último el acetileno puede variar desde cero hasta $2/3$ el metano.

Además en la gráfica se marca uno de los gases como gas patrón lo cual se relaciona como gas clave el cual al revisar el resumen de gases clave es el que ayuda a identificar la falla.

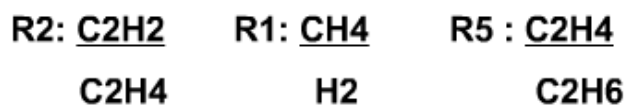
Figura 77. Método de Patrones Gráficos



Fuente: FLORIAN CARBONELL, Walter Miguel. El Análisis de gases disueltos en aceite mineral dieléctrico como alternativa para el desarrollo de programas de mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores trifásicos de potencia. p. 48.

4.1.9.4. Método de Rogers

Este método considera las concentraciones relativas de cinco gases: Hidrogeno (H), Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄), y Acetileno (C₂H₂); siendo las concentraciones más significativas.



En la tabla XVIII se muestran las razones características así como las posibles fallas.

Tabla XVIII. Razones características del método de Rogers

CASE	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ (R2)	$\frac{CH_4}{H_2}$ (R1)	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ (R3)	Suggested Diagnosis
0	< 0.01	< 0.1	< 1.0	Normal
1	=>1.0	=>0.1 < 0.5	=> 1.0	Low energy Discharge
2	=> 0.6 < 3.0	=> 0.1 < 1.0	=> 2.0	High energy Discharge
3	< 0.01	=> 1.0	< 1.0	Low Temp. Thermal
4	< 0.10	=> 1.0	=>1.0 < 4.0	Thermal < 700°C
5	< 0.2	=> 1.0	=> 4.0	Thermal > 700°C

Case 0 = Normal Unit
 Case 1 = Low Energy Discharge
 Case 2 = High Energy Discharge
 Case 3 = Low Temp. Thermal (< 300°C)
 Case 4 = Thermal (300°C - 700°C)
 Case 5 = Thermal (> 700°C)

Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

En este método no se consideran los óxidos de carbono, la evaluación de la incidencia de la celulosa en las fallas es realizada subjetivamente,

considerando el incremento de concentración de los gases. Hay que anotar que tanto el Método de las Relaciones de Dörnenburg como el Método de las Relaciones de Rogers no son herramientas para detectar fallas en transformadores, pero si son herramientas para analizar qué tipo de falla está presente en un transformador.

4.1.9.5. Método de Duval

Uno de los diagnósticos más acertados para calificar la naturaleza y severidad de una falla interna en un transformador es el triángulo de Duval que considera tres gases característicos de las fallas más críticas que se pueden presentar en un transformador inmerso en aceite mineral aislante fundamentado en bases de datos muy amplias, y últimamente se está utilizando mucho, y ha probado ser muy preciso con un alto reconocimiento por la comunidad científica.

Los gases que considera Duval son: Metano (CH_4) como gas característico clave indicativo de efecto corona o descargas parciales, Etileno (C_2H_4) indicativo de punto caliente, y Acetileno (C_2H_2) gas característico de la presencia de arco interno.

Cómo funciona:

- PD: Descargas parciales
- D1: Descargas de baja energía
- D2: Descargas de baja energía
- T1: Fallas térmicas $<300^\circ\text{C}$
- T2: Fallas térmicas 300°C
- T3: Fallas térmicas $>700^\circ\text{C}$

Las coordenadas y límites de las zonas de falla tanto de descargas como de fallas térmicas se indican en la figura 78. La zona DT corresponde a la zona donde se superponen las térmicas y eléctricas. Las coordenadas del triángulo correspondientes a los resultados del DGA, en ppm pueden calcularse como sigue:

$$\%C_2H_2 = 100x / (x+y+z)$$

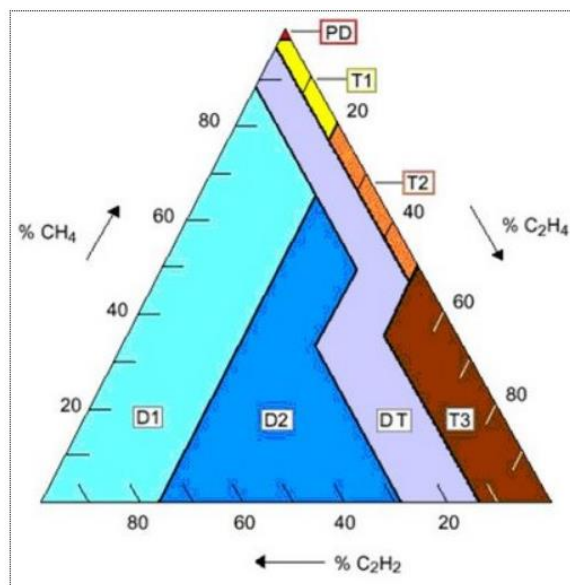
$$\%C_2H_4 = 100y / (x+y+z)$$

$$\%CH_4 = 100z / (x+y+z)$$

Siendo $x = C_2H_2$, $y = C_2H_4$, $z = CH_4$

Son muchos los casos en los que utilizando este eficiente método se ha logrado evitar fallas catastróficas de unidades con fallas internas en progreso.

Figura 78. Triángulo de Duval



Fuente: elaboración propia, con programa de Paint.

4.1.9.6. Método Csus

Este método consiste en un análisis individual de concentración de cada gas desarrollado por la Universidad del Sur de California; es más general que los métodos de Rogers, e incluye niveles normales y anormales de concentración de cada gas en el aceite como se indica la tabla XIX.

Tabla XIX. Relaciones de gas para el método de CSUS

Gas	Condición		
	Normal	Anormal	Interpretación
H ₂	≤ 150	150<ppm<1000	Concentración anormal de H ₂ . Posible sobrecalentamiento
		≥ 1000	Corona, Arqueo
CH ₄	≤ 25	25<ppm<80	Concentración anormal de CH ₄ . Posible sobrecalentamiento
		≥ 80	Chispeo
C ₂ H ₆	≤ 10	10<ppm<35	Concentración anormal de C ₂ H ₆ . Posible sobrecalentamiento
		≥ 35	Sobrecalentamiento local
C ₂ H ₄	≤ 20	20<ppm<150	Concentración anormal de C ₂ H ₄ . Posible sobrecalentamiento
		≥ 150	Sobrecalentamiento severo
C ₂ H ₂	≤ 15	15<ppm<70	Concentración anormal de C ₂ H ₂ . Posible sobrecalentamiento
		≥ 70	Arqueo
CO	≤ 500	500<ppm<1000	Concentración anormal de CO. Posible sobrecalentamiento
		≥ 1000	Sobrecalentamiento severo
CO ₂	≤ 10000	10000<ppm<15000	Concentración anormal de CO ₂ . Posible sobrecalentamiento
		≥ 15000	Sobrecalentamiento severo

Relaciones para el diagnóstico, método CSUS.

Fuente: elaboración propia.

4.1.9.7. Método del Gas clave

Dependiendo de la cantidad y qué tipo de gases son los detectados se puede determinar el tipo de falla que lo genera, con los gases clave se tienen las cantidades de gases combustibles y dependiendo del cual es el mayoritario se puede determinar cuál es el tipo de falla que lo genera con los gases clave

se tienen las cantidades de gases combustibles y dependiendo de cuál es el mayoritario, se puede determinar qué tipo de falla posee el transformador, por ejemplo:

Acetileno (C_2H_2): este es el menos deseable de ser encontrado ya que su presencia indica que se ha formado un arco eléctrico en el aceite.

Hidrógeno (H_2): cuando se encuentra en grandes cantidades es símbolo de descargas parciales, es decir efecto corona.

Etileno (C_2H_4): este gas se encuentra cuando existe una degradación térmica del aceite, es decir que existe un sobrecalentamiento de éste, que puede ser por conexiones flojas o sobrecarga severa.

Monóxido de Carbono (CO): este gas se genera cuando se tiene un sobrecalentamiento de la celulosa, por lo tanto un sobrecalentamiento del papel aislante.

4.1.10. Pruebas fisicoquímicas en el aceite

Una detección temprana de la calidad del aceite ayudará a reducir costos de mantenimiento y a prevenir fallas. Con el objeto de determinar la calidad del aceite es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender que se está midiendo y que criterio seguir con los resultados obtenidos. La finalidad de un aceite aislante usado en el equipo eléctrico, ya sea transformadores o interruptores, es la de proveer un aislamiento eléctrico adecuado y un medio refrigerante, o sea, disipar el calor generado en el equipo.

Como aislante eléctrico tiene la finalidad de evitar la fuga de electrones desde los conductores ya que se caracteriza por la escasez de electrones libres en su estructura química.

4.1.10.1. Pruebas físicas

- Densidad

Es la relación del peso de un volumen dado de una sustancia, al peso de un volumen igual de agua, la densidad varía con la temperatura de modo que se debe corregir cuando se mida a una temperatura que no sea la de referencia.

La prueba consiste en utilizar un aparato de vidrio que se hace flotar en el líquido, llamado densímetro el cual tiene una graduación interna en la que se lee el valor que coincide con la superficie del líquido.

El uso de esta prueba es para identificación de la muestra así como para la corrección de la tensión interfacial.

Con el resultado se puede determinar el tipo de aceite, ya que el nafténico tiene valores de alrededor de 0.84 a 0.88 y el tipo parafinico entre 0.86 a 0.89.

- Viscosidad

Con esta prueba se determina la fluidez del aceite, la viscosidad es una característica necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y así actuar como refrigerante. La viscosidad del aceite se reporta como Segundos Saybolt Universal. El límite máximo de viscosidad es de 60 SSC, ahora referido en m^2/s a un valor de $10,4 \times 10^{-6}$ como máximo.

La viscosidad es usualmente medida en un aparato llamado viscosímetro Saybolt, se hace pasar una cantidad determinada de muestra y se mide el tiempo que tarda en recorrer un tubo capilar estandarizado; esencialmente el aparato es un baño de aceite conteniendo un cilindro para la muestra calentándose a la temperatura deseada.

- Aspecto visual

Es una prueba sencilla, pero puede ser de gran utilidad ya que fácilmente se determina el estado de un aceite. Este debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos. Esta prueba indica presencia de sólidos, agua y otras partículas contaminantes.

- Temperatura de inflamación e ignición

La temperatura de inflamación sirve para determinar si el aceite tiene constituyentes muy volátiles. Para efectuar esta determinación, se coloca una muestra de aceite en una copa adecuada y se calienta lentamente pasando una pequeña flama por la superficie de la muestra. La temperatura de inflamación será cuando el aceite desprenda vapores y se enciendan por primera vez. La temperatura de ignición será cuando se produzcan vapores suficientes para mantener encendida la muestra durante 5 segundos cuando menos. La copa abierta Cleveland es el aparato más usual para esta determinación. La especificación para el punto de inflamación es de 145°C a 150°C.

- Color ASTM

La prueba de color no es una prueba muy importante, pero sí de fácil determinación. Para aceite nuevo la especificación es de 0.5 máximo. El color

de los aceites se incrementa con el uso, aunque muchas sustancias encontradas en transformadores, interruptores y reguladores lo incrementan. Si un aceite tiene un color de 6 solo se puede decir que no es nuevo, pero si en el transcurso de muchos años adquiere un color 4 y en un año aumenta a 7, se puede decir que algo crítico ocurrió y debe investigarse.

- Temperatura de congelación

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir. Es necesario que el aceite tenga una baja temperatura de congelación para asegurar que el aceite fluya aún a temperaturas frías. En aceites nafténicos la congelación se debe al aumento de la viscosidad de los constituyentes no cristalizables, pero en los aceites parafinicos se debe a la separación de latiz de cera que inhibe el flujo de aceite.

En esta prueba se utilizan tubos de vidrio adecuados, en donde se coloca un volumen determinado de muestra, con un termómetro de alcohol para medir temperaturas debajo de 0°C. El tubo de muestra se pone en un recipiente con una mezcla refrigerante, capaz de obtener 40°C sin congelarse. La temperatura de la muestra se abate lentamente hasta que el aceite deja de fluir. En ese momento se toma la lectura del termómetro. En aceites parafinicos la especificación indica -26°C o más bajo.

- Análisis estructural

En un aceite es deseable una cantidad óptima de hidrocarburos aromáticos. La aromaticidad se mide principalmente por medios óptimos de dispersión. Una forma de efectuar la prueba es utilizar un refractario tipo Abbe. Con los datos de viscosidad, densidad e índice de refracción se obtiene la

constante de viscosidad, densidad gravedad y la dispersión óptima específica. Estos datos se llevan a la gráfica triangular en la cual se leen los porcentajes de hidrocarburos, aromáticos, parafínicos y nafténicos. El contenido de aromáticos es inversamente proporcional a las propiedades de gasificación del aceite sin embargo una aromaticidad alta provoca un aumento en la formación de lodos cuando el aceite está en operación.

- Tensión interfacial

Es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de agua y del aceite en la interfase. Se expresa en dinas/cm. Es un medio para detectar contaminantes solubles y productos de oxidación del aceite. Un valor de alrededor de 20 dinas/cm puede indicar que existen lodos en el transformador. La determinación de la tensión interfacial se efectúa por dos métodos principalmente: el de la gota de agua y el del anillo.

Método del anillo: se utiliza un tensiómetro. Se mide en él primeramente la tensión superficial de 50 ml de agua que debe ser 71 o 72 dinas/cm. Una lectura diferente puede indicar varias cosas: anillo sucio o desalineado agua inadecuada o recipiente contaminado. Para medir la tensión interfacial del aceite, se sumerge el anillo en el agua, luego se agrega cuidadosamente una capa de 10 mm de aceite y se deja reposar 30 segundos. El anillo se hace ascender hasta que cruce la interface entre los líquidos, momento en el cual se toma la lectura en el aparato y se corrige con la densidad del aceite.

Método de la gota: esta se lleva a cabo con una jeringa micrométrica especial, un cristizador y un soporte. Consiste en determinar el tamaño de las gotas de agua que caen de la jeringa en aire y el tamaño de gotas también de agua que caen de la jeringa dentro de la muestra de aceite. El tamaño de la

gota se lee en la jeringa por diferencia, tal como era un micrómetro. Este instrumento por su tamaño y maniobrabilidad es ideal para realizar la prueba en el campo.

- Contenido de partículas

Esta prueba tiene por objeto determinar la cantidad de partículas que contiene una muestra de aceite, el cual se hace pasar a través de un filtro y se calcula el peso de impurezas retenidas relacionándolas con el volumen previamente determinado.

4.1.10.2. Pruebas químicas

- Número de neutralización

Es la prueba química más importante y conocida. Se llama también índice de acidez o simplemente acidez, puesto que consiste en determinar la cantidad de material alcalino necesario para neutralizar los ácidos del aceite. Se sabe que el aceite durante su operación normal sufre cambios en su composición química, originándose peróxidos, aldehídos y ácidos orgánicos. La medida de la acidez indica el nivel de deterioro por oxidación en un aceite. Para un aceite nuevo se considera como un buen valor el de 0.009 mg KOH/g de aceite. (0.009 mg de hidróxido de potasio por cada gramo de aceite).

- Número de saponificación

Esta prueba mide absolutamente todo el ácido presente. Para llevarla a cabo se necesita un soporte, una bureta con un aparato para digestión y una placa para calentamiento. Se reflujan 20 g de muestra con 25 ml de metil etil

acetona y 25 ml de solución alcohólica 0.5 N mientras se calienta. El punto final es la desaparición del calor con HCL usando fenoftaleina como indicador. Esta prueba es usada con poca frecuencia por el tiempo necesario y dificultad para efectuarla.

- Punto de anilina

Es un método rápido y directo para saber en forma general el contenido de hidrocarburos aromáticos y el grado de refinación de un aceite. Después de calentar y disolver volúmenes iguales de anilina y aceite, se deja enfriar y se toma la lectura cuando se separan totalmente las dos fases. La especificación para aceite nuevo tipo nafténico es de 78°C y para aceite parafinico está en estudio.

- Contenido de agua

El agua es uno de los enemigos principales del aceite. El método usado más común para su determinación es el de Karl-Fischer, usando un reactivo compuesto de bióxido de azufre, piridina, metanol y yodo. Para calibrar el reactivo se efectúa disolviendo la muestra de aceite en una mezcla de alcohol cloroformo y se titula con el reactivo. El aparato para la determinación consta de dos partes: la celda o unidad de muestreo y el indicador o unidad de medición. La principal dificultad de este método se basa en el muestreo y su manejo, es decir, como obtener una muestra representativa y como introducirla a la celda para análisis, sin contaminación.

Otro método para la medición de humedad, en forma automática y continua dentro de un flujo constante de aceite, es medir el punto de rocío por medio de una celda y calcular el contenido de agua en el aceite con ayuda de

las tablas de vapor de agua y la ecuación de solubilidad de Henry. La determinación de humedad es necesaria tanto en el producto final de la refinación, como en los aceites usados y en los procesos de regeneración y reacondicionamiento. El aceite antes de entrar al equipo eléctrico en operación debe tener una concentración máxima de agua, dependiendo del voltaje de operación del equipo.

Tabla XX. **Concentración máxima de agua (ppm) y voltaje de operación**

Para equipos hasta 115 kV	15 ppm máximo
Para equipos hasta 230 kV	12 ppm máximo
Para equipos hasta 400 kV	10 ppm máximo

Fuente: elaboración propia.

- **Contenido de inhibidor**

Esta prueba tiene por objeto determinar el contenido de inhibidor en aceite ya sea que esté nuevo o usado. La determinación puede ser cualitativa o cuantitativa. Los inhibidores o antioxidantes tienen como propiedad reaccionar con los peróxidos y así destruirlos, disminuyendo con esto la velocidad de oxidación. Sin embargo si hay corrosivos presentes, los inhibidores no pueden evitar que estos disuelvan el cobre que catalizan la peroxidación.

Por lo tanto la sensibilidad de un aceite a la acción de los inhibidores puede considerarse como inversamente proporcional a la cantidad de corrosivos que tienen influencia en el factor de potencia. Los inhibidores por lo tanto se justifican cuando se agregan en aceites no corrosivos.

Cuando los refinadores no pueden reducir la actividad corrosiva de los aceites, usan aditivos que reactivan la propiedad corrosiva del cobre catalítico disuelto por los corrosivos o pasivan la superficie de cobre metálico de manera que no reaccionen con él y lo disuelvan. En cuanto a los aceites de importación de tipo nafténico, se ha tenido que agregar inhibidor en diferentes concentraciones debido a problemas en la refinación, dando por resultado dos tipos.

TIPO I Hasta 0.08% en peso

TIPO II Hasta 0.3% en peso

- Cloruros y sulfatos

Esta determinación es cualitativa y sirve para determinar la presencia de cloruros y sulfatos en aceites nuevos, los cuales son contaminantes y pueden existir en el aceite como resultado de fallas en la refinación. La especificación indica que no debe existir presencia de ellos.

- Azufre total

El azufre es un contaminante en el aceite por lo que se debe determinar y observar que se cumpla con la especificación de 0.1% máximo.

- Azufre corrosivo

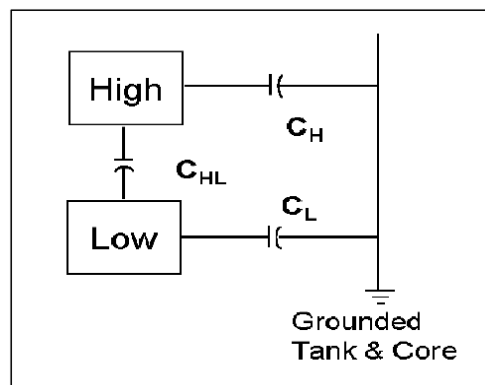
Como se ha dicho los aceites minerales pueden contener sustancias que causen corrosión bajo ciertas condiciones de uso. Esta prueba utiliza cobre metálico en contacto con aceite bajo condiciones prescritas. La especificación indica que no debe existir azufre corrosivo.

4.1.11. Prueba de factor de potencia del núcleo

Esta prueba es apropiada cuando se realizan pruebas generales de factor de potencia, cuyo propósito es ayudar a determinar la ubicación de un problema dieléctrico que se ha originado, esta prueba no es nueva, de hecho se recomienda en situaciones donde el núcleo del transformador este aterrizado.

Esta prueba es aplicable a cualquier configuración de bobinados, a continuación se describirá dicha prueba para un transformador de dos devanados, el circuito dieléctrico de un transformador de dos devanado se presenta en la figura 79.

Figura 79. **Circuito dieléctrico de un transformador de dos devanados**



Fuente: Doble Engineering Company, investigating questionable ci power factor results using an accessible core ground, p 1.

El hecho de que el transformador tiene tres puntos accesibles que son cada uno de tensión única, es decir, los devanados de alta tensión, los devanados de baja tensión, y el tanque y núcleo aterrizados, permite que se pueda dividir el sistema de aislamiento total del transformador y probar tres

componentes de aislamiento separados. Estos componentes se conocen como CH, CHL y CL, donde CH y CL son bobinas a tierra del sistemas de aislamiento y CHL es un sistema de aislamiento entre espiras. Cada uno de estos tres componentes se compone de varios subcomponentes aislantes.

Vale la pena señalar que las mediciones sobre cualquiera de los componentes de aislamiento de las bobinas a tierra, CH o CL, incluyen el aislamiento de los *bushings*, alta o baja, respectivamente.

Por lo tanto, si cualquiera de los resultados de la prueba factor de potencia del devanado a tierra es elevado, entonces se debe considerar la posibilidad del deterioro de los *bushings*, ya que este puede ser completa o parcialmente responsable del elevado factor de potencia. Si los *bushings* están equipados con grifos de prueba, como los *bushings* de alta tensión, entonces se puede hacer esta determinación mediante la realización de pruebas de C1 y C2.

Si los *bushings* no están equipados con grifos, como es frecuentemente el caso con los *bushings* de baja tensión, entonces se está a expensas de la prueba de collarín caliente para dar alguna indicación del estado de los *bushings* con la siguiente excepción, en aquellos casos en los que está equipado el transformador con un núcleo a tierra accesible, existe una herramienta adicional para ayudar a tomar sentido de la medición que se está haciendo sobre los *bushings*.

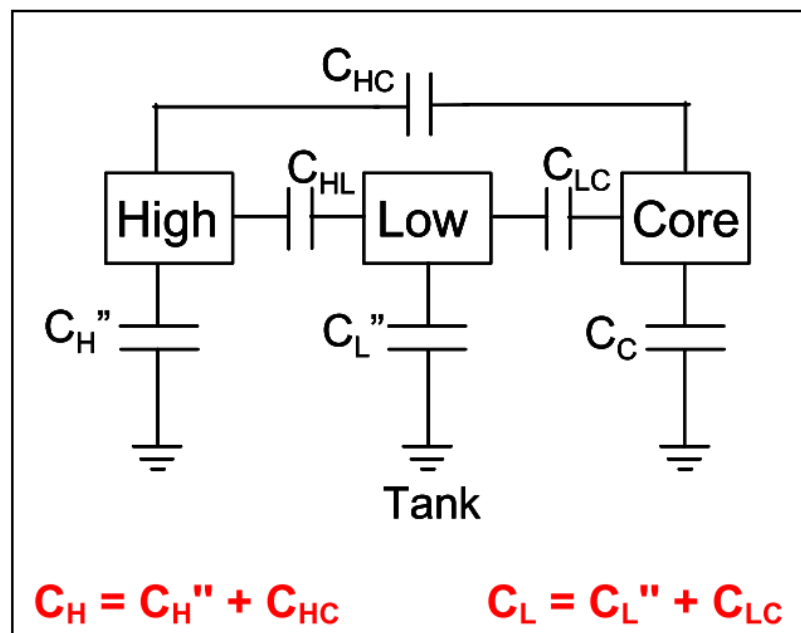
4.1.11.1. Procedimiento de prueba

Desconectar el núcleo de la tierra proporciona un punto de prueba adicional. Para un transformador de dos devanados, en lugar de que se tengan 3 puntos de prueba accesibles ahora se tienen 4 disponibles.

Esto permite la división de cada componente de aislamiento del devanado a tierra, CH y CL, en otros dos componentes cada uno.

La figura 80 muestra el circuito dieléctrico para el transformador de dos devanados con el núcleo a tierra desconectado.

Figura 80. **Circuito dieléctrico de un transformador de dos devanados con el núcleo a tierra desconectado**



Fuente: Doble Engineering Company, investigating questionable ci power factor results using an accessible core ground, p 2.

Tenga en cuenta que cada componente del bobinado a tierra se divide en dos componentes. Por ejemplo, el componente CH está compuesto de CH , que es en gran parte representante de los bujes de alta tensión, y CHC, que representa el devanado de alta tensión a la trayectoria del núcleo. De manera

similar, el componente de CL se compone de CL, que es en gran parte representativa de los *bushings* de baja tensión, y CLC, que representa el devanado de baja tensión a la trayectoria del núcleo.

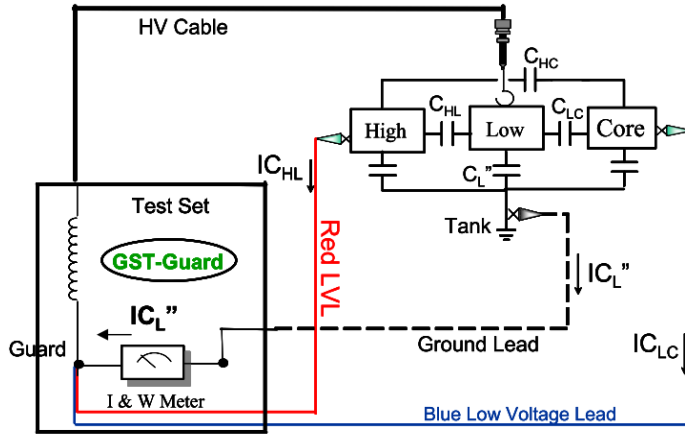
4.1.11.2. Conexión para la prueba

Para medir la CL, que es en gran parte representativa de los *bushings* de baja tensión, es necesario el modo de prueba GST-Guard Red and Blue. Con el secundario de baja tensión conectado a la tierra del núcleo, cualquier influencia del aislamiento de las bobinas para el núcleo es vigilado por la medición. Además de los *bushings* de baja tensión, comprendidos en que CL medición sería los cables bujes y la estructura de soporte de plomo, algunos de aislamiento entre el devanado de baja tensión y los conjuntos de sujeción y tanque, y otro tipo de aislamiento en relación con el cambiador de tomas. Las conexiones de la prueba se ilustran en la figura 81

Para realizar una medición en la CVX, sólo cambia el modo de prueba, las conexiones de la prueba no cambian. Esta prueba se realiza en el modo UST Measure Blue Guard Red (suponiendo que el cable azul de baja tensión es el color de elección conectado a la tierra del núcleo). Estas conexiones de prueba se ilustran en la figura 82.

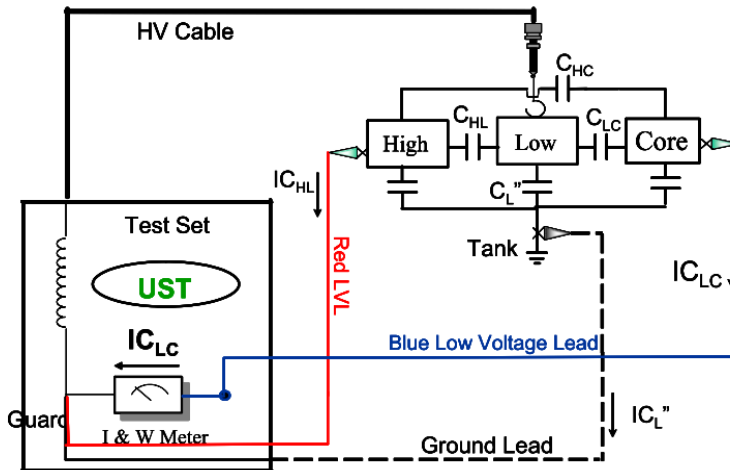
Esta prueba UST mide el respectivo devanado al núcleo, en este ejemplo, se va a medir el devanado de baja tensión al núcleo. Esta prueba ha eliminado la influencia de los *bushings* de baja tensión y algunos otros pequeños componentes de aislamiento y aumenta la sensibilidad de la prueba a cualquier problema localizado en el aislamiento de los bobinados a núcleo.

Figura 81. **Medición del *bushing* de baja tensión**



Fuente: Doble Engineering Company, investigating questionable ci power factor results using an accessible core ground. p 3.

Figura 82. **Medición del aislamiento del devanado a núcleo de baja tensión**



Fuente: Doble Engineering Company, investigating questionable ci power factor results using an accessible core ground. p 4.

4.1.12. Prueba Megger del núcleo

La prueba se realiza a transformadores que se preparan para su puesta en servicio, con el objeto de verificar la resistencia de aislamiento del núcleo y su correcto aterrizamiento en un solo punto, comprobando al mismo tiempo la adecuada geometría del núcleo, y asegurando que no haya existido desplazamiento del mismo durante las maniobras de transporte.

La prueba es aplicable también a transformadores en operación que presenten sobrecalentamiento sin llegar a su capacidad nominal.

Para realizar la prueba, se utiliza un medidor de resistencia de aislamiento (MEGGER), aplicando una tensión de 1000 volts durante un minuto.

El valor de la resistencia de aislamiento del núcleo, debe ser conforme a lo establecido en las especificaciones correspondientes con una tensión de aplicación de 500 volts para obtener un valor mínimo de 200 M Ω .

5. INSTRUCCIONES GENERALES PARA LA ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

Normas prácticas y rigurosas deben ser seguidas durante la inspección, montaje, energización y mantenimiento de transformadores. Estas deben ser cumplidas estrictamente para protección y seguridad del personal y el transformador.

5.1. Normas de seguridad

El tanque del transformador debe ser conectado a tierra en todo momento. Todos los devanados y bujes deben ser conectados a tierra a menos que se estén haciendo pruebas eléctricas, con esto se reduce la posibilidad de descargas estáticas, que pueden resultar peligrosas para el personal, llegando incluso a producir fuego y explosiones.

No se deben realizar pruebas eléctricas cuando el transformador se encuentre en condiciones de vacío, ya que puede ocurrir un arco eléctrico a baja tensión debido a las operaciones de vacío, causando graves problemas en el transformador.

Los devanados secundarios de los transformadores de corriente tienden a inducir alta tensión a través de ellos, a menos que sus terminales sean cortocircuitadas o conectados a amperímetros.

Hay ejemplos de fenómenos eléctricos que pueden suceder sobre o alrededor de transformadores, lo cual lleva a la absoluta necesidad de trabajar

con personal calificado bajo una buena supervisión en cualquier operación de montaje, mantenimiento o maniobras.

Antes de usarse una fuente de energía eléctrica externa para pruebas de motores o control, asegúrese de que ha desconectado todas las fuentes de potencia auxiliares.

Los extintores de incendio deben ser suministrados para usarlos en caso de emergencia, debe tenerse uno en la parte superior del transformador cuando se estén haciendo trabajos sobre el tanque.

No se debe fumar en lugares próximos a la máquina de tratamiento de aceite o en la parte superior del transformador cuando alguna tapa esté abierta.

Si se usa el extintor dentro del transformador hay grave peligro de dañar su aislamiento.

Antes de quitar cualquier tapa es necesario estar seguro de que no existe presión en el tanque, lo cual se hace abriendo lentamente una válvula en la parte superior del tanque por encima del nivel de aceite.

Las luces que se usen dentro del tanque deben tener una protección contra golpes, en lo posible ser a prueba de explosiones.

Extremo cuidado deben tener las personas que trabajen en la parte superior cuando el transformador esté abierto, cualquier objeto que caiga dentro de él, causará enormes demoras en su puesta en servicio.

5.1.1. Precauciones al energizar el transformador

Una vez finalizadas todas las inspecciones y pruebas preliminares el transformador se encuentra listo para entrar en servicio. Simplemente tenga en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Colocar la posición de tomas del conmutador conforme a la tensión de línea.
- Aplicar tensión al transformador sin carga.
- Mantener bajo observación durante un cierto tiempo (24 horas) y asegúrese de que esté en condiciones normales.

También hay necesidad de observar el transformador durante una hora después de que ha sido cargado. El transformador una vez instalado y energizado debe ser inspeccionado periódicamente.

5.2. Herramientas necesarias para el montaje

A continuación se listan algunas, especificaciones y precauciones referentes a todas las herramientas requeridas para el montaje del transformador.

- Grúa

Es conveniente usar una grúa para fijar el radiador, el tanque conservador, etc. Es adecuada una grúa con una capacidad de carga de 10 toneladas y con una longitud del travesaño de aproximadamente 10 metros.

Un conductor calificado debe manejar la grúa. Antes de levantar la pieza, colgar una carga con un peso similar a la de la pieza a levantar, para verificar que la grúa trabaja adecuadamente.

- Tanque de aceite hecho de planchas de acero, o colapsible de hule

La superficie interna del tanque debe estar limpia y libre de polvo y basura. Debe de garantizarse su total hermetismo y limpieza.

- Prensa filtradora del aceite

Usar una prensa filtradora del aceite para transferir el aceite del tambor a la tina.

Usar un filtro de papel nuevo y perfectamente seco para la prensa filtradora, ya que su función es la de eliminar las partículas o el polvo contenidos en el aceite. Generalmente es adecuado utilizar una prensa filtradora del aceite con una capacidad de 1000 a 5000 l/hora.

- Purificador de aceite

Usar un purificador de aceite cuando transfiera el aceite del tanque de acero o colapsible al transformador. La tarea principal del purificador del aceite es la de eliminar el gas contenido en el aceite. También elimina el polvo y las basuras. Por lo tanto, este purificador del aceite debe comprender una bomba al vacío, un calentador, un filtro, una bomba de inyección, etc.

Generalmente se emplea un purificador con una capacidad de 1000 a 5000 l/hora.

Hacer una prueba de circulación antes de llenar de aceite el transformador, con el objeto de escurrir el aceite residual del purificador del aceite y limpiar el interior.

- Bomba al vacío

Cuando se transfiera el aceite de la tina del aceite al transformador, empleado el purificador del aceite, es necesario que se haya establecido el vacío en el interior del transformador.

Para ello use una bomba al vacío, para establecer el vacío se requieren aproximadamente 12 horas, cuando se trate del transformador de menos de 100 KV y 16 horas para el de 110 KV o más.

Se recomienda que el grado de vacío establecido sea de 1 mm Hg o menos. El llenado de aceite debe iniciarse después de que termine el período mencionado. Cuando el grado de vacío sea inferior, suspenda temporalmente el llenado y espere hasta que mejore la condición del vacío.

- Cilindro de gas de nitrógeno

El cilindro de gas de nitrógeno debe equiparse con una válvula reductora, un medidor y una manguera de goma.

- Herramientas en general
- Destapador del tambor
- Tijeras
- Pinza para pelar cable

- Gato (elevador) con capacidad de 10 toneladas
- Llave inglesa
- Llave de regulación
- Barreta con pinzas
- Llaves boca fija de varias dimensiones

Antes de entrar en el transformador, las personas deben chequear todos los bolsillos de la vestimenta de trabajo para verificar si están vacíos. También se debe averiguar que botones se podrán caer. Estas personas se pondrán zapatos limpios y secos.

Amarre las llaves u otras herramientas a la cintura o la muñeca antes de usarlas en el interior del tanque.

Registre las herramientas llevadas en el interior del tanque y corrobore después de terminar las obras para ver que nada se deja olvidado.

Utilice los iluminadores de trabajo con protector de bombilla, en lo posible a prueba de explosión. No cambie las bombillas en el interior del tanque.

Disponga de un ayudante localizado cerca a la entrada de hombre para el enlace y la asistencia. El siempre debe cuidar al obrero trabajando en el interior, y nunca debe abandonar el lugar a su cargo durante la obra en marcha.

Suministre las partes o los materiales requeridos uno por uno a la vez. Nunca debe proveer simultáneamente muchas partes y/o muchos materiales en conjunto.

Prevenga el fuego cerca del transformador. Todas las personas asistentes deben abstenerse de fumar.

5.3. Inspección interna

Se enumeran a continuación los ítems a inspeccionar, si son aplicables, esto depende del transformador:

Durante la inspección, no pisar, ni descansar sobre los bobinados e hilos conductores.

Si encuentra cualquier daño grave o anomalía, avisar a la oficina o agencia del distribuidor del equipo más cercana.

Golpear ligeramente con un martillo las porciones atornilladas de las piezas metálicas tales como culata y grapas.

Examinar el aislamiento en el extremo de la bobina y los dispositivos sujetadores montados entre las bobinas y culatas tales como los espárragos, soportes y cuñas.

Examinar la apariencia de la bobina.

Examinar los soportes del hilo conductor, espárragos y tuercas aislantes. Si se afloja cualquier espárrago o tuerca, apriételo con cuidado. No aplicar un par torsor excesivo sobre los espárragos y tuercas antes mencionados.

Examinar el aislamiento en los hilos conductores de alta tensión. Remover el papel dañado si hay alguno, y arrollar el papel crespado impregnado en aceite con media solapa hasta el diámetro original del aislador.

La longitud de unión afilada no será menor que 10 veces el espesor del aislador.

Examinar la apariencia de los hilos conductores desnudos y sus juntas atornilladas.

Examinar la apariencia de los conmutadores sin tensión e hilos conductores.

Confirmar que los contactos móviles de este conmutador se encuentran en una posición correspondiente a la indicación No. 1 de derivación y en el centro aproximado entre las varillas de derivación, o la posición indicada por el fabricante.

Examinar la apariencia del cambiador de derivación en carga y los hilos conductores.

Confirmar que los contactos móviles del selector de derivación se encuentran en el centro aproximado de la derivación fija, cuando el diseño del cambiador lo permita.

Examinar que todos los transformadores de corriente de buje estén instalados seguramente en la posición normal, y que estén sanos sus hilos conductores secundarios y terminales.

5.3.1. Conexiones internas

Para realizar las conexiones internas dentro de un tiempo mínimo posible, prepare las siguientes herramientas y materiales aislantes antes de comenzar las obras.

- Herramientas
 - Conjunto de llaves de torsión
 - Llave de trinquete
 - Cuchillas agudas
 - Regla convexa
 - Iluminador de trabajo

- Materiales aislantes
 - Papel crespado impregnado en aceite
 - Papel Kraft impregnado en aceite
 - Cintas

Mantenga en el interior del tanque los materiales aislantes. Si se almacenan en el exterior, sumérjalos en el aceite aislante a fin de prevenir la absorción de humedad, y extráigalos inmediatamente antes de su empleo.

5.3.2. Conexiones mecánicas

Debido a que los conductores de hilos consisten en alambres de cobre entretejidos finos, no dañe ni corte estos alambres.

Utilice las llaves de torsión para apretar los pernos de terminales u conductores desnudos. Se enumera en la tabla XXI, el par de torsión requerido para los tornillos de distinto tamaño.

Tabla XXI. **Tamaño de pernos y par de torsión**

TAMAÑO DEL PERNO	PAR DE TORSIÓN	
	kg - cm	Lbs - Pulg.
M6	50 ± 10%	44 ± 10%
M8	120 ± 10%	104 ± 10%
M10	250 ± 10%	217 ± 10%
M12	600 ± 10%	522 ± 10%
M16	1000 ± 10%	870 ± 10%

Fuente: elaboración propia.

Se debe efectuar el aislamiento de los conductores conforme a los planos aplicables archivados en el manual de instrucciones para instalación.

Al arrollar el conductor con el papel crespado, desarrugue el 60% del mismo y arróllelo con media solapa. No lleve a cabo completamente esta desarrugadura.

5.3.3. Inspección después de la obra de conexiones

Después que los trabajos hayan culminado se debe realizar una inspección de los trabajos, tomando en cuenta las siguientes recomendaciones.

- Examinar que sean exactas todas las conexiones según los planos o las marcas de referencia.

- Examinar que se aprieten y se cierren los tornillos y las tuercas
- Examinar que las distancias de aislamiento requeridas se mantengan entre los conductores y las otras partes.
- Examinar que no se dejan olvidadas ninguna herramienta ni algún material.

5.4. Tiempo de exposición de núcleo y devanados permisible

Mientras se realicen los trabajos tales como la inspección interna, instalaciones de los *bushings*, conexiones internas, etc., con el *manhole* (boca de entradas) del transformador abierto, el núcleo y los bobinados absorberán la humedad atmosférica.

Por lo tanto el tiempo de exposición del núcleo y de los bobinados deberá estar limitado dentro de las especificaciones que se mencionan a continuación.

El transformador no deberá ser abierto cuando llueva, exista amenaza de lluvia o la humedad relativa del aire sea mayor al 80%.

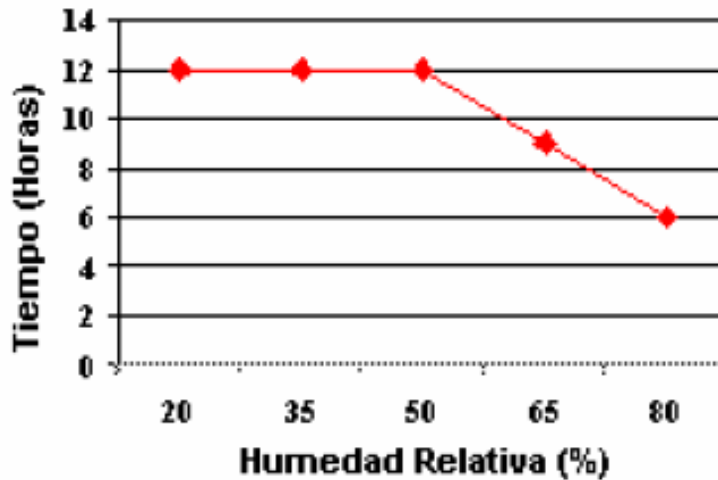
El *manhole* (boca de entrada) y otras aberturas deberán cerrarse y sellarse inmediatamente después de que el trabajo interno haya sido parado o terminado.

Sin embargo, el tiempo transcurrido durante el cual se ha introducido el aire atmosférico debe considerarse como tiempo de exposición a la intemperie, por que el núcleo y los bobinados absorberán humedad durante este período.

En el supuesto caso de que el tanque está lleno con aire atmosférico y sellado en estas condiciones, el tiempo de exposición debe contabilizarse como cuatro horas por una sola vez durante la instalación del transformador.

Cuando ocurre la extracción del gas de nitrógeno seco con el que fue embarcado, se considera que el transformador se llenará del aire atmosférico, situación que se contabiliza como dos horas adicionales de tiempo de exposición. El tiempo total de exposición permisible está indicado en la figura 83.

Figura 83. **Humedad relativa promedio del aire**



Fuente: elaboración propia.

5.5. **Inspección de empaquetaduras de caucho**

Las empaquetaduras desarmadas en el campo deben chequearse y examinarse para dictaminar su uso o no uso de acuerdo a la tabla XXII, mostrada a continuación:

Tabla XXII. **Método de Inspección de empaquetaduras**

REUSABLE	NO USABLE
<ol style="list-style-type: none"> 1. Sin roturas ni alargamientos 2. Alargamiento muy pequeño pero sin ninguna estria ni hendiduras. 3. Solamente permanece la huella de la ranura correspondiente a la empaquetadura. 4. Existe alargamiento parcial pero no existen hendiduras en la anchura original. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Hendiduras y alargamientos muy pronunciados 2. Hendiduras pronunciadas y estrias muy peligrosas se observan en la superficie de la empaquetadura.

Fuente: elaboración propia.

5.5.1. Mantenimiento de las empaquetaduras y superficies selladas de la brida durante la instalación

Limpiar las suciedades y aceite de las empaquetaduras reusables y de la superficie sellada de la brida, usando un trapo embebido en el disolvente, que debe ser alcohol o gasolina.

El disolvente se deberá usar solamente para la limpieza de las suciedades para evitar que el disolvente o polvos se penetren en el interior del transformador.

Las empaquetaduras y las superficies de las bridas deberán montarse cuando el disolvente utilizado para su limpieza se haya secado completamente.

5.6. Instrumentos para la medición y la prueba en campo

Realice la inspección y la prueba durante y después del trabajo de montaje del transformador, usando los siguientes aparatos:

- Probadores de aceite

Estos son utilizados para medir las características dieléctricas del aceite. Las etapas de proceso en las que se debe hacer medición deben ser las siguientes:

Después de que se ponga el aceite en el tanque del aceite y antes de que ponga el en transformador. Después de que se ponga el aceite en el transformador. Tome una muestra del fondo del tambor. Compare los resultados de la prueba con ASTM, BS u otro equivalente normal.

- Voltímetro

Se requiere un medidor de voltaje AC para las siguientes pruebas:

- Prueba de la polaridad
- Verificación del diagrama vectorial
- Prueba de la secuencia del circuito de control

Es necesario un juego de cada uno de los siguientes voltímetros de precisión de doble rango para AC:

AC 150/300 V - un juego

AC 30/75 V - un juego

- Amperímetro

Se requiere un juego de cada uno de los siguientes amperímetros de precisión de doble rango, para medir la corriente de excitación cuando se aplica en voltaje bajo el transformador, y para medir la corriente de los aparatos auxiliares del transformador, como el ventilador enfriador, la bomba del aceite, etc., en caso de que se equipen con el transformador.

AC 20/100 A - un juego

AC 10/50 A - un juego

Para algunas aplicaciones es suficiente con una pinza amperimétrica.

- Puente medidor de resistencias

Este es necesario para probar la resistencia de bobinado del transformador. Se necesita un rango de medición de 0.001 - 10 ohmios. El puente Kelvin es adecuado. Deben tenerse a mano algunas baterías.

- Aparato medidor de las resistencias de aislamiento (megger)

Un aparato manual con un rango de aproximadamente 2000V y 2000 Megohmios es adecuado.

- Probador universal (tester o vom)

Este es un probador portátil que puede medir el voltaje AC, la resistencia y la corriente DC, cambiando el rango. Se usa para verificar el cableado de control o las partes eléctricas.

- Comprobador de relación de transformación (ttr)

Este aparato es muy útil para comprobar fácilmente la relación de transformación sin requerir de fuentes externas de alimentación y/o inducir voltajes en los devanados peligrosos para los operarios. Con este mismo equipo se puede comprobar la polaridad y dependiendo del modelo, el grupo vectorial.

- Medidor de la rotación de fases

Este es el medidor para verificar la dirección de la rotación de fases de un motor eléctrico trifásico, etc.

- Indicador del vacío (vacuómetro)

Es necesario preparar el vacuómetro para medición del grado de vacío durante la operación de la bomba al vacío. Debe usarse el vacuómetro capaz de medir hasta 10^{-2} mmHg.

- Indicador de la presión

Para revisar cualquier fuga del aceite a presión después de montar el transformador, se necesita un indicador de presión. Es adecuado un indicador tipo tubo Bourdon (indicador compuesto) con un rango de medición de 0 a 1.0 Kg/m².

- Otros

Deben prepararse los instrumentos necesarios para realizar pruebas como tangente delta (factor de potencia de aislamiento o pérdida en el dieléctrico) y capacitancias.

Los valores arrojados por esta prueba deben ser conservados y tomarse como referencia para determinar la humedad y/o el envejecimiento de los aislamientos con el transcurso del tiempo.

CONCLUSIONES

1. El conocer adecuadamente cuál es el procedimiento que debe tener un transformador de potencia al momento de ser transportado, garantiza que llegue a su destino en buen estado y esto no repercute en fallas, las cuales puedan ser provocadas por daños internos en los devanados o núcleo del transformador esto debido a las vibraciones o golpes que pudo haber sufrido desde que salió de la fábrica hasta el lugar de instalación.
2. El poder establecer un procedimiento para el montaje y energización de transformadores de potencia, permite tener la seguridad de que en la puesta en funcionamiento del transformador no ocurrirán fallos que puedan provocar pérdidas tanto humanas como materiales.
3. Se ha comprendido de manera más específica cuáles son las pruebas que comúnmente se le realizan a los transformadores de potencia al momento de su energización, tanto para el análisis de su aceite como de todos los parámetros que lo constituyen, los cuáles son necesarios para tener un monitoreo de sus devanados, núcleo, *bushings*, etc.
4. Ya que el transformador se encuentra entre las máquinas más importantes del sistema eléctrico de potencia, y al ser equipos muy costosos se han establecido algunas precauciones a considerar, desde su transporte hasta la instalación y operación, para poder determinar cualquier daño en el mismo antes de su puesta en funcionamiento.

RECOMENDACIONES

1. La actualización de los procedimientos para el montaje y energización de transformadores de potencia debe realizarse constantemente, ya que se vive en una era donde la tecnología da pasos agigantados y esto provoca que surjan nuevos métodos y pruebas para transformadores, lo cual ayuda al mejoramiento y eficiencia en la puesta en servicio de dichos equipos.
2. El tema desarrollado en este trabajo de graduación, abarca varios aspectos relacionados a la ingeniería, por lo que para su mejor comprensión es necesario tener los conocimientos básicos en el área eléctrica, y así poder interpretar de mejor manera los resultados que se pueden obtener de las pruebas que se le realicen a los transformadores de potencia, antes de su energización y con ello poder evitar su mal funcionamiento o salida de servicio de manera inoportuna.
3. Al ser los transformadores de potencia equipos eléctricos muy elementales en un sistema eléctrico, se debe considerar de manera muy atenta antes de realizar cualquier maniobra que todos sus elementos se encuentren probados y con ello evitar que se produzcan fallos.
4. Tener siempre presente las normas de seguridad, para el buen funcionamiento del equipo y con ello evitar que se provoquen daños al personal que se encuentra trabajando en el equipo como también al equipo en sí.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. *Operación y Mantenimiento de transformadores de potencia*. [en línea][http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/9b7a293c90c90788852573fa007b78dc/\\$file/1zcl000002eg-es_manual%20del%20usuario.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/9b7a293c90c90788852573fa007b78dc/$file/1zcl000002eg-es_manual%20del%20usuario.pdf). Consulta: agosto de 2010.
2. BEDOYA BARRIOS, José Guillermo, *Mantenimiento de transformadores de potencia sumergidos en aceite*. Trabajo de graduación de Ing. Electricista. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería. 1998. 124 p.
3. FLORIÁN CARBONELL, Walter Miguel, *El Análisis de gases disueltos en aceite mineral dieléctrico como alternativa para el desarrollo de programas de mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores trifásicos de potencia* Trabajo de graduación. Ing. Mecánico Electricista. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería. 1997. 91 p.
4. HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ. Adolfo Rene. *Métodos de reparación de fallas típicas para transformadores de potencia categoría III*. Guatemala: Editorial Universitaria, USAC. 2002.
5. HERNÁNDEZ, Orestes; SÁNCHEZ José. *Técnicas de diagnóstico en transformadores partir de su respuesta en el dominio de la frecuencia*. Volumen 26 No. 2 y 3. 2006 [en línea]

<http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/113>. Consulta:
agosto de 2010.

6. MEJÍA VILLEGAS, S.A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a. ed. Colombia: HMV Ingenieros, 2003. 778 p.
7. PÉREZ AMADOR, Víctor. *Pruebas de equipo eléctrico transformadores de distribución y potencia*. México: Limusa. 1981. 153 p.
8. Subdirección de Generación, Centro de Capacitación Celaya. *Operación y mantenimiento de transformadores de potencia*. México: Centro de Capacitación Celaya Comisión Federal de electricidad. 1995. 205 p.

ANEXOS

ANEXO A

Fragmento extraído de Norma COGUANOR ISO/IEC 17025 como guía para la exactitud requerida en las pruebas de laboratorio en transformadores de potencia.

5 Requisitos técnicos

5.1 Generalidades

Muchos factores determinan la exactitud y la confiabilidad de los ensayos o de las calibraciones realizadas por un laboratorio. Estos factores incluyen elementos provenientes de:

Los factores humanos (5.2).

Las instalaciones y las condiciones ambientales (5.3).

Los métodos de ensayo y calibración, y la validación de los métodos (5.4)

Los equipos (5.5)

La trazabilidad de las mediciones (5.6)

El muestreo (5.7)

El manejo de los objetos a ensayar o a calibrar (5.8)

5.6 Trazabilidad de la medición

5.6.1 Generalidades

Todos los equipos utilizados para los ensayos o las calibraciones, incluidos los equipos para mediciones auxiliares (por ejemplo, para las

condiciones ambientales) que tengan un efecto significativo en la exactitud o en la validez del resultado del ensayo, la calibración o el muestreo, deben ser calibrados antes de ser puestos en servicio. El laboratorio debe tener establecido un programa y un procedimiento para la calibración de sus equipos.

Nota el programa debería incluir un sistema para seleccionar, utilizar, calibrar, verificar, controlar y mantener los patrones de medición, los materiales de referencia utilizados como patrones de medición, y los equipos de ensayo y de medición utilizados para realizar los ensayos y las calibraciones.

5.6.2 Requisitos específicos

5.6.2.1 Calibración

5.6.2.1.1 para los laboratorios de calibración, el programa de calibración de los equipos debe ser diseñado y operado para asegurar que las calibraciones y las mediciones hechas por el laboratorio sean trazables al sistema internacional de unidades (si).

Un laboratorio de calibración establece la trazabilidad de sus propios patrones de medición e instrumentos de medición al si por medio de una cadena ininterrumpida de calibraciones o de comparaciones que los vinculen a los patrones primarios pertinentes de las unidades de medida del si. La vinculación a las unidades del sí se puede lograr por referencia a los patrones de medición nacionales. Los patrones de medición nacionales pueden ser patrones primarios, que son realizaciones primarias de las unidades del si o representaciones acordadas de las unidades del si, basadas en constantes físicas fundamentales, o pueden ser patrones secundarios, que son patrones calibrados por otro instituto nacional de metrología. Cuando se utilicen servicios de calibración externos, se debe asegurar la trazabilidad de la medición

mediante el uso de servicios de calibración proporcionados por laboratorios que puedan demostrar su competencia, capacidad de medición y trazabilidad. Los certificados de calibración emitidos por estos laboratorios deben contener los resultados de la medición, incluida la incertidumbre de la medición o una declaración del cumplimiento con una especificación metrológica identificada (véase también 5.10.4.2).

5.6.2.1.2 Existen ciertas calibraciones que actualmente no se pueden realizar de forma estricta en unidades del SI. En estos casos, la calibración debe proporcionar confianza en las mediciones al establecer la trazabilidad a patrones de medición apropiados por medio del uso de:

- materiales de referencia certificados, suministrados por un proveedor competente para la caracterización física o química confiable de un material;
- métodos especificados o normas consensuadas, claramente descritos y acordados por todas las partes involucradas.

Cuando sea posible, se requiere la participación en un programa adecuado de comparaciones interlaboratorios.

5.6.2.2 Ensayos

5.6.2.2.1 Para los laboratorios de ensayo, los requisitos dados en 5.6.2.1 se aplican a los equipos de medición y de ensayo con funciones de medición que utiliza, a menos que se haya establecido que la incertidumbre introducida por la calibración contribuye muy poco a la incertidumbre total del resultado de ensayo. Cuando se dé esta situación, el laboratorio debe asegurar que el equipo utilizado puede proveer la incertidumbre de medición requerida.

5.6.2.2.2 Cuando la trazabilidad de las mediciones a las unidades del SI no sea posible o pertinente, se deben requerir los mismos requisitos de

trazabilidad que para los laboratorios de calibración, por ejemplo, a materiales de referencia certificados, métodos acordados o normas consensuadas (véase 5.6.2.1.2).

5.6.3 Patrones de referencia y materiales de referencia

5.6.3.1 Patrones de referencia

El laboratorio debe tener un programa y un procedimiento para la calibración de sus patrones de referencia. Los patrones de referencia deben ser calibrados por un organismo que pueda proveer la trazabilidad como se indica en 5.6.2.1. Estos patrones de referencia para la medición, conservados por el laboratorio, deben ser utilizados sólo para la calibración y para ningún otro propósito, a menos que se pueda demostrar que su desempeño como patrones de referencia no sería invalidado. Los patrones de referencia deben ser calibrados antes y después de cualquier ajuste.

5.6.3.2 Materiales de referencia

Cuando sea posible, los materiales de referencia deben ser trazables a las unidades de medida del SI o a materiales de referencia certificados. Los materiales de referencia internos deben ser verificados en la medida que sea técnica y económicamente factible.

5.6.3.3 Verificaciones intermedias

Se deben llevar a cabo las verificaciones que sean necesarias para mantener la confianza en el estado de calibración de los patrones de referencia, primarios, de transferencia o de trabajo, y de los materiales de referencia, de acuerdo con los procedimientos y las programaciones definidos.

5.6.3.4 Transporte y almacenamiento

El laboratorio debe tener procedimientos para el manejo, transporte, almacenamiento y uso seguro de los patrones de referencia y materiales de referencia con el fin de prevenir su contaminación o deterioro y para proteger su integridad.