



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Mecánica-Eléctrica

**SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE EXPLOSIÓN Y FUEGO DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA, POR EL MÉTODO DE DRENAJE
DE SOBREPRESIONES E INYECCIÓN DE NITRÓGENO**

Erwin Oswaldo González Canales

Asesor: Ing. Guillermo Bedoya

Guatemala, noviembre de 2005

UNIVERSIDAD SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE EXPLOSIÓN Y FUEGO DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA, POR EL MÉTODO DE DRENAJE
DE SOBRE PRESIONES E INYECCIÓN DE NITRÓGENO**

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ERWIN OSWALDO GONZALEZ CANALES

ASESORADO POR: ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO

GUATEMALA, NOVIEMBRE 2005

UNIVERSIDAD SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahám Sánchez Alvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yasminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN PRIVADO

DECANO	Ing. Miguel Ángel Sánchez Guerra
EXAMINADOR	Ing. David Cordón Cornel
EXAMINADOR	Ing. Juan Pablo Pastor Cojulun
EXAMINADOR	Ing. Jose Francisco Solis Cabrera
SECRETARIO	Ing. Francisco Javier González López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE EXPLOSIÓN Y FUEGO DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA, POR EL MÉTODO DE DRENAJE
DE SOBRE PRESIONES E INYECCIÓN DE NITRÓGENO**

Tema que me fuera asignado por la Coordinación de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 21 de mayo del 2002.

ERWIN OSWALDO GONZALEZ CANALES

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS

MIS PADRES

Guillermo A. González Palacios (QDEP) y
Elsa de González

MI ESPOSA

Mitzi de González

MIS HIJOS

David y Daniel González

MIS HERMANOS

Sandra, Guillermo, Olga, Dina, Byron y Otto

MIS CUÑADOS y CUÑADAS

Eugenia, Otto, Rolando, Alma y Lucrecia

MI AMIGO

Héctor Pivaral

AGRADECIMIENTOS A:

Dios, por darme la oportunidad de culminar esta carrera.

Mi patria por darme la oportunidad de ingresar a la Universidad San Carlos de Guatemala.

La Universidad de San Carlos de Guatemala por enseñarme que la ciencia y tecnología no lo es todo.

La Escuela de Ingeniería Eléctrica que me enseñó a dar los primeros pasos en mi carrera profesional.

Mi querido padre que siempre soñó con ver culminada mi carrera, descansa en paz.

Mi querida madre, hermanas y hermanos que siempre me han apoyado en todo.

Mis cuñados y cuñadas que siempre me han apoyado incondicionalmente, especialmente a Otto Girón.

Mi esposa que me impulsa y apoya a ir más allá de mis sueños y metas.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTADO DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	1
1.1 Clasificación de transformadores de potencia	2
1.1.1 Por su construcción	3
1.1.2 Por su aplicación	3
1.2 Componentes de un transformador de potencia	4
1.2.1 Parte activa del transformador	4
1.2.1.1 El núcleo	4
1.2.1.2 Bobinas	5
1.2.1.3 Cambiador de derivaciones	9
1.2.1.4 Bastidor	11
1.2.2 Parte pasiva	12
1.2.2.1 Presión de diseño del tanque	13
1.2.3 Accesorios	13
1.2.3.1 Tanque conservador	14
1.2.3.2 Relevador de gas Buchholz	17
1.2.3.3 Aisladores pasantes	18
1.2.3.4 Tablero	20
1.2.3.5 Válvulas	20
1.2.3.6 Conectores de tierra y soportes para transporte.....	21
1.2.3.7 Placa de características	21

1.2.3.8	Dispositivos de temperatura	24
1.2.3.9	Relevadores de sobre-presión	25
1.2.3.10	Relevadores de presión súbita	28
1.2.3.11	Ventiladores y Bombas	33
1.3	Materiales aislantes utilizados en un transformador	33
1.3.1	Aislantes sólidos	33
1.3.2	Aislantes líquidos	34
1.3.2.1	Aceites derivados del petróleo.....	35
1.3.2.2	Aceites de alto punto de inflamabilidad	36
1.4	Consideraciones adicionales sobre transformadores.....	37
1.4.1	Sistemas de enfriamiento	39
1.4.2	Características eléctricas	41
1.4.2.1	Nivel Básico de impulso	41
1.4.2.2	Impedancia	42
1.4.2.3	Voltaje de operación	44
1.4.2.4	Armónicos	45
1.4.2.5	Potencia	46
1.4.2.6	Eficiencia	46
1.4.2.7	Protecciones relacionadas en una falla interna de un transformador.....	48
2	MECANISMOS Y CAUSAS DE LA EXPLOSIÒN Y FUEGO EN UN TRANSFORMADOR	49
2.1	Daño provocado en los transformadores de potencia en condiciones de un cortocircuito.....	50
2.1.1	Daño mecánico	50
2.1.2	Daño térmico	51
2.1.3	Mecanismo de falla interna de un transformador	52

2.1.4	Mecánica de la explosión de un transformador de potencia en caso de falla severa	53
2.1.5	Esfuerzos electro-mecánicos encontrados en los embobinados en un corto circuito.....	54
2.1.5.1	Tipos de falla encontrados en devanados de transformadores con núcleo tipo columnas	56
2.1.5.2	Tipos de falla encontrados en devanados de transformadores con núcleo tipo acorazado.....	59
2.1.6	Esfuerzos eléctricos encontrados en una falla de un transformador.	61
2.1.6.1	Descargas parciales	62
2.2	Definición de un corto circuito según las normas ANSI/IEEE	63
2.2.1	Duración de un corto circuito	64
2.2.2	Magnitud de un corto circuito	65
2.3	Causas de falla en transformadores de potencia	66
2.3.1	Fallas encontradas en los transformadores de potencia	68
2.3.2	Descripción de fallas encontradas	69
2.3.3	Fallas encontradas en transformadores de potencia por su aplicación.....	70
2.3.4	Estadísticas de explosiones en transformadores de potencia	73
2.3.5	Efectos de la temperatura sobre los aislantes sólidos	74
2.3.6	Efectos de la humedad sobre los aislantes	76
2.3.7	Efecto de oxígeno en los aislantes líquidos y sólidos	78
3	SISTEMAS CONTRA INCENDIO Y EXPLOSIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	81
3.1	Teoría y mecanismo de la combustión	82
3.1.1	Punto de inflamación	84
3.1.2	Temperatura de ignición	84
3.1.3	Oxígeno requerido para la combustión	85
3.1.3.1	Límites de inflamabilidad	86

3.1.4	Clasificación de los fuegos	87
3.1.4.1	Fuego clase “A”	87
3.1.4.2	Fuego clase “B”	87
3.1.4.3	Fuego clase “C”	88
3.1.4.4	Fuego clase “D”	88
3.2	Sistemas o técnicas actuales para la protección contra incendios	89
3.2.1	Separación adecuada de los transformadores	91
3.2.2	Muros separadores entre transformadores	91
3.2.3	Fosas	91
3.2.4	Sistemas basados en polvo químico seco	92
3.2.5	Sistema de espuma	93
3.2.6	Sistemas basados en Halón	95
3.2.7	Sistemas basados en dióxido de carbono.....	95
3.2.8	Sistemas basados en agua pulverizada	98
3.2.8.1	Limitaciones del sistema basado en agua pulverizada	100
3.2.9	Sistemas basados en inyección de nitrógeno	101
3.3	Sistemas de prevención de explosión y fuego	103
3.3.1	Desarrollo de la investigación sobre el estudio de explosiones de transformadores de potencia.....	103
3.3.2	Base de datos experimental	104
3.3.3	Resultado del análisis de la base de datos	105
3.3.4	Las protecciones eléctricas	105
3.3.5	Las protecciones mecánicas	107
3.3.5.1	Ensayos sobre la eficiencia de la válvula de alivio	108
3.3.5.2	Dimensionamiento de la válvula de alivio y los nuevos discos de ruptura	110
3.3.5.2.1	Despresurización	111
3.3.5.2.2	Máxima presión alcanzada	112
3.3.5.2.3	Tiempo de operación	112

3.3.5.2.4 El tiempo de la despresurización.....	112
3.3.6 Estudio de la válvula de alivio	113
3.3.6.1 Descripción de la operación de la válvula de alivio	113
3.3.6.2 Cálculo de la evacuación de la válvula de alivio	115
3.3.6.3 Inercia de la válvula de alivio.....	117
3.3.6.4 Cálculos de pérdidas de presión	118
3.3.7 Descripción del sistema de discos de ruptura	120
3.3.7.1 Diseño de la válvula de ruptura	121
3.3.7.2 Pérdidas de presión en el sistema de despresurización	122
3.3.8 Comparación entre válvula de alivio y sistema de despresurización ..	123
3.3.8.1 Evolución de la operación de una válvula de alivio y un disco de ruptura con sección equivalente y comparación de su flujo en operación	123
3.3.8.2 Comparación de parámetros de operación para tres diferentes fallas.....	126
4 SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y PREVENCIÓN DE EXPLOSIÓN Y FUEGO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA , POR EL MÉTODO DE DRENAJE DE SOBRE PRESIONES E INYECCIÓN DE NITRÓGENO ...	133
4.1 Reseña histórica sobre los sistemas de prevención de explosión y fuego...	136
4.2 Procesos de drenado y abatido	137
4.2.1 Válvulas especiales del sistema de drenado	139
4.2.2 Abatido	140
4.2.2.1 Inyección de nitrógeno	142
4.2.2.2 Configuración de las válvulas de inyección	145
4.3 Sistemas no preventivos a base de inyección de nitrógeno.	146
4.3.1 Modos de operación de sistemas no preventivos con sistema de inyección de nitrógeno.....	147

4.3.2 Diagrama lógico de operación de sistemas no preventivos con base de inyección de nitrógeno	150
4.4 Sistemas preventivos con base de inyección de nitrógeno	150
4.4.1 Descripción y operación de la primera generación de sistemas preventivos a base de inyección de nitrógeno.....	151
4.4.1.1 Diagrama lógico de prevención contra explosión e incendio de .la primera generación de sistemas preventivos	153
4.4.1.2 Diagrama lógico de respaldo de extinción de fuego de la primera generación de sistemas preventivos	154
4.4.2 Descripción y operación de las segundas y últimas generaciones de sistemas preventivos a base de inyección de nitrógeno	157
4.4.2.1 Diagramas lógicos de prevención contra explosión e incendio de la segunda y últimas generaciones de sistemas preventivos	159
4.4.3 Diferencias entre los sistemas preventivos y comparación de su eficiencia.....	163
4.5 Consideraciones técnicas para el montaje de los sistemas de prevención de explosión y fuego	166
4.5.1 Diferentes configuraciones de sistemas preventivos	166
4.5.2 Tipos de anclaje para el sistema de despresurización	167
4.5.3 Conjunto de despresurización	167
4.5.4 Tanque de recolección de aceite y gases.....	170
4.5.5 Cambiador de derivaciones y aisladores.....	172
4.5.6 Tubería de Inyección de nitrógeno	173
4.2.7 Instalación de detectores de fuego	174
CONCLUSIONES	177
RECOMENDACIÓN	179
BIBLIOGRAFÍA	181

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Núcleos de tipo acorazado	6
2	Núcleos tipo acorazados.....	7
3	Transformador de potencia, con cambiador de derivaciones y tanque de expansión.....	10
4	Diferentes tipos de tanque conservador.....	16
5	Relevador de gas Buchholz.....	18
6	Imagen térmica.....	24
7	Termómetro.....	24
8	Válvula de alivio.....	26
9	Chimeneas antiguas.....	27
10	Relevador de presión súbita.....	29
11	Relevador de flujo.....	30
12	Relevador de flujo tipo membrana.....	32
13	Fuerzas electro-mecánicas encontradas en un transformador tipo columnas, en condiciones de falla.....	55
14	Fuerzas electro-mecánicas encontradas en un transformador tipo columnas con devanados rectangulares simplificados en condiciones de falla.....	58
15	Fuerzas electro-mecánicas encontradas en un transformador tipo acorazado, en condiciones de falla.....	60
16	Triángulo de fuego.....	82
17	Eliminación del fuego en el triangulo de fuego.....	83
18	Límite de inflamabilidad.....	86
19	Válvula de alivio convencional.....	114
20	Flujo de aceite a través de la válvula de alivio.....	119

21	Disco de ruptura.....	121
22	Ubicación de válvulas especiales.....	138
23	Válvula especial de bloqueo.....	138
24	Válvula especial de accionamiento rápido.....	140
25	Sistema de inyección de nitrógeno.....	141
26	Válvula especial de disparo de nitrógeno.....	141
27	Localización de válvulas de inyección de nitrógeno.....	143
28	Tubería de nitrógeno para nuevos transformadores.....	144
29	Operación de sistema no preventivo.....	148
30	Sistema preventivo con fosa común.....	160
31	Configuraciones para el sistema de despresurización.....	168
32	Tipos de sistemas de despresurización.....	169
33	Tipos de tanques de recolección.....	171
34	Protecciones en cambiadores de derivaciones y aisladores.....	172
35	Tubería de inyección de nitrógeno.....	173

TABLAS

I	Factor de corrección del aislamiento en función de la altitud	19
II	Características de los aislamientos sólidos en función de su temperatura máxima de operación	34
III	Comparación de la inflamabilidad de diferentes tipos de aceites	38
IV	Clasificación de sistemas de enfriamiento de transformadores	38
V	Incremento de potencia adicionando enfriamiento forzado	39
VI	Nomenclatura actual del sistema de enfriamiento de transformadores de potencia	40
VII	Impedancia nominales en transformadores	42
VIII	Costo por cambio de la impedancia fuera de valores estándar	44
IX	Voltajes y BIL nominales de transformadores de potencia	45

X	Potencia de transformadores preferidas para construcción	47
XI	Tolerancias permitidas en las pérdidas de transformadores	47
XII	Tensiones encontradas en los devanados de un transformador	62
XIII	Clasificación de transformadores de potencia	64
XIV	Descripción y porcentajes de fallas encontradas en transformadores de potencia	71
XV	Nivel de riesgo de falla en función de tipo de usuario	72
XVI	Distancia segura para esparcir agua sobre líneas vivas	99
XVII	Comparación de parámetros de operación de un sistema de válvula de alivio y de disco de ruptura	127
XVIII	Cantidad de válvulas de inyección	143
XIX	Comparación de parámetros (entre los sistemas preventivos) de la habilidad de evitar explosiones	164
XX	Comparación de otros parámetros (entre sistemas preventivos).....	165

GRÁFICAS

1	Curva típica de vida-muerte de un transformador de potencia.....	67
2	Fallas en porcentajes encontradas en transformadores.....	69
3	Falla de transformador en función de su edad.....	72
4	Probabilidad de falla en función de la potencia.....	73
5	Probabilidad de falla en función del tipo de equipo.....	74
6	Curvas de vida esperada de aislantes sólidos contra la temperatura de operación.....	76
7	Efecto de la humedad en la rigidez dieléctrica.....	78
8	Solubilidad del agua en función de la temperatura en los dieléctricos.	79
9	Acidez encontrada en dieléctricos en función del tiempo.....	80
10	Presión del aceite dentro del transformador de 20 MVA.....	106
11	Comparación entre el aceite mineral y la silicona.....	107

12	Evolución de la sección de evacuación.....	116
13	Respuesta de la válvula de presión.....	118
14	Flujo evacuado contra apertura de la válvula de alivio.....	120
15	Apertura del disco para diferentes fallas.....	122
16	Pérdidas de presión en el sistema despresurizador.....	124
17	Evacuación de aceite en función velocidad contra presión.....	125
18	Comparación de flujo en equivalente a un diámetro de la sección de evacuación entre la válvula de alivio y un disco de ruptura.....	125
19	Flujo contra tiempo para la válvula de alivio y diferentes diámetros de disco de ruptura.....	126
20	Respuesta de válvula de alivio y disco de ruptura para una falla de 34.5 kA	128
21	Respuesta de válvula de alivio y disco de ruptura para una falla de 118 A	129
22	Respuesta de válvula de alivio y disco de ruptura para una falla de 236 kA.....	129
23	Lógica de los primeros sistemas no preventivos.....	149
24	Lógica de los segundos sistemas no preventivos.....	150
25	Lógica de operación de prevención de explosión y fuego de las primeras versiones de sistemas preventivos.....	156
26	Lógica de operación de extinción de fuego de las primeras versiones de sistemas preventivos.....	157
27	Lógica operativa de prevención de explosión y fuego de la última versión de sistemas preventivos.....	161
28	Lógica operativa de prevención de explosión y fuego de la última versión de sistemas preventivos.....	162

LISTADO DE SIMBOLOS

°C.	Temperatura en grados centígrados.
Lb/pulg ²	Presión dada en libras por pulgada cuadrada.
Pa	Unidad de presión o esfuerzo del SI, llamado Pascal (N/mt ²).
Bar	Medida de presión equivalente a 100 N/mt ² .
KVA	Voltios amperios multiplicados por un factor de mil.
MVA	Voltios amperios multiplicados por un factor de un millón.
KA	Kilo amperios multiplicados por un factor de mil.
<i>t</i>	Medida de tiempo dada en segundos.
<i>ms,</i>	Medida de tiempo dada en milésima de segundo.
<i>I</i> ²	Corriente en amperios.
KV	Voltios multiplicado por un factor de mil.
KA	Amperios multiplicado por un factor de mil.
Ohm/pulgada	Medida de resistencia eléctrica dadas en ohmios por pulgada.
Psi	Medida de presión dada en libras por pulgada cuadrada.
M, L	Medida de distancia en Metros.
mm	Medida de distancia en milímetros.
Ft	Medida de distancia en pies.
P	Medida de presión en Pascales.
S	Medida de superficie dada en metros cuadrados
H	Medida de altura en metros
M	Medida de masa en kilogramos

V	Velocidad en metros por segundo
P	Medida de presión en bar
ΔP	Medida de un diferencial de presión
G	Constante de la gravedad dada en metros por segundo al cuadrado
Pulg.	Medida de distancia en pulgada

GLOSARIO

ANSI	Siglas en idioma inglés que significan: American National Standard Institute
IEEE	Siglas en inglés que significan: Institute of Electrical and Electronic Engineers
Cuba	También llamado tanque o recipiente del transformador de potencia.
Mirilla	Dispositivo construido generalmente con un aparte de vidrio, utilizado para ver niveles de fluidos.
Pasatapas	Denominado también como Bushing, es utilizado para permitir el paso de energía eléctrica hacia el exterior e interior del transformador en forma segura.
Electromecánico	Dispositivo mecánico que es dirigido o actuado por la electricidad.
Termostato	Aparato que sirve para mantener automáticamente una determinada temperatura.
Relevador de presión	Dispositivo mecánico que detecta variaciones de presión, el cual actúa protecciones relacionadas al transformador.
BIL	Nivel de aislamiento básico de impulso del transformador
Vigas “T”	Vigas de metal, las cuales tienen sección con forma de la letra T.
Sobre-excitación	Voltajes o corrientes mayores a las nominales de operación que provocan una excitación magnética superiores fuera de rango de operación.
SCADA	Siglas en idioma inglés que identifican a los Sistemas Computarizados de Adquisición de DATos.

OLTC	Siglas en idioma inglés que denomina al cambiador de derivaciones, Over Load Tap Changer, en español se traduce cambiador de derivaciones bajo carga.
NFPA	Siglas en idioma inglés que significan: National Fire Protection Association.
NEC	Siglas en inglés que significan: National Electrical Code.
Drenado y Abatido	Proceso definido entre los sistemas de prevención y extinción de fuego a base de inyección de nitrógeno, el cual drena una porción de aceite y gases producidos por una falla interna del transformador; luego inyecta nitrógeno que es usado como un agente extintor, a la vez que arrastra el calor y gases hacia el exterior del transformador.
MTH	Modelo matemático llamado Magneto-Termo-Hidrodinámico; éste analiza el efecto del mecanismo de la descomposición del aceite bajo influencia térmica.
Ciclo	Los ciclos eléctricos se miden en Hertz; el Hertz es la cantidad de ciclos ocurrido en un segundo.
Absorber	Otro nombre para describir el sistema despresurizador utilizado en los sistemas de prevención y extinción de fuego a base de inyección de nitrógeno.
Disco de desfragmentación	Es un disco de metal que es perforado por un gatillo especial que libera gas, en este caso, nitrógeno.
Gas SF6	Gas inerte utilizado como aislante eléctrico, sus siglas vienen del idioma inglés SULFUR EXAFLUORIDE 6

RESUMEN

El presente trabajo de graduación muestra los sistemas de prevención de explosión y fuego de transformadores de potencia, por el método de drenaje de sobre presiones e inyección de nitrógeno, se muestra la operación del elemento más importante de estos sistemas que son los nuevos discos de ruptura. Se compara la válvula de alivio utilizada por largos años contra los sistema de despresurización que utilizan los nuevos discos de ruptura utilizados en los sistemas de prevención de explosión y fuego. Se muestran claramente las limitaciones que tiene la válvula de alivio para operar cuando se ve forzada a manejar grandes variaciones de presión como las que se producen en una falla interna del transformador.

Se describen los dispositivos de protección de un transformador de potencia, sus elementos y materiales sensibles a falla, los mecanismos y causas de falla y se detallan datos estadísticos sobre explosiones ocurridas en transformadores de potencia a nivel mundial.

Se describe la teoría y mecanismo de la combustión, las ventajas y limitaciones de los sistemas o técnicas actuales utilizadas para la protección y prevención contra explosión y fuego de transformadores de potencia, se presenta el estudio realizado por una empresa internacional sobre la eficiencia de la válvula de alivio y los nuevos discos de ruptura, el cual es el elemento más importante en los sistemas preventivos de explosión y fuego.

Se describe la operación de los sistemas preventivos y no preventivos de explosión y fuego por el método de evacuación de sobre presión e inyección de nitrógeno, explicando los procesos básicos de drenado y abatido su operación lógica. Se detallan datos técnicos aplicables a transformadores nuevos y usados que deben tomarse en cuenta para la instalación de estos equipos.

OBJETIVOS

General

Siendo esta una tecnología de vanguardia, se constituye en un tema de actualidad que debe estar aplicándose a los equipos de potencia, razón por la cual, es necesario que todo profesional o técnico relacionado al campo de sistemas de potencia esté familiarizado con este tópico. Este trabajo de graduación busca contribuir en este proceso informativo.

Específicos

Dar a conocer los sistemas actuales de prevención de explosión y fuego de transformadores de potencia por el método de drenaje de sobre presiones e inyección de nitrógeno, sistemas ya aplicados en transformadores de potencia de la red nacional, mostrar su desarrollo hasta este momento porque continúa desarrollándose por ser un tema relativamente nuevo.

Dar a conocer y comparar las limitaciones de la válvula de alivio frente los nuevos discos ruptura utilizados en los sistemas preventivos de explosión y fuego por el método de evacuación de sobre presiones e inyección de nitrógeno.

INTRODUCCIÓN

La protección de explosión y fuego de transformadores de potencia es un tema conocido desde hace muchos años, pero nunca tuvo un desarrollo tecnológico que lo hiciera eficiente y seguro, fue hasta el año 1995 que se crearon estudios formales de cómo evitar estas catástrofes. Durante muchos años se han desarrollado y elaborado sistemas que extinguen fuego, sistemas que lo único que hacen es atenuar los daños de un transformador de potencia luego que ha explotado y se ha incendiado a consecuencia de una falla interna.

Cabe mencionar que los sistemas de prevención de explosión y fuego de transformadores de potencia por el método de drenaje de sobre presiones e inyección de nitrógeno, están siendo utilizados dentro del territorio nacional en transformadores de potencia ubicados en centros de carga de la red de transporte nacional, los cuales se convierten en sistemas pioneros en Guatemala, a estos le seguirán proyectos alrededor del mundo que harán de estos sistemas se conviertan en equipos estándar de protección de los transformadores de potencia, conforme se hagan más estrictas la normas y leyes sobre el tema de seguridad y medio ambiente.

Los transformadores de potencia no están concebidos para evacuar sobre presiones que proceden de una falla interna del aislamiento, en realidad algunos sistemas intentan combatir la sobre presión de la cuba, mientras otros luchan contra el incendio consecutivo de la falla, pero ninguno opera antes de que esto pase y ninguno apaga el fuego en menos tiempo como lo hacen los sistemas de prevención de explosión y fuego por el método de drenaje de sobre presiones e inyección de nitrógeno.

1 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador es una máquina electro-mecánica, que opera bajo principios de inducción magnética, eslabonando circuitos magnéticos. Sus funciones principales son las de cambiar la magnitud a las tensiones eléctricas, realizar aislamiento eléctrico, transferir energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante.

La organización de normas americana *American National Standard Institute / Institute of Electrical and Electronic Engineers (ANSI/IEEE)* considera que la vida de los transformadores ha de ser de 20 a 25 años. Este estimado es basándonos en una operación continua con potencia de salida de diseño, operando con una temperatura ambiente promedio de 40° C, y una temperatura de operación límite de 65°C, asumiendo que el transformador recibe un adecuado mantenimiento.

Empresas de seguros como es *Reclamation Bonneville Power Administration*, y *Western Area Power Administration* realizan normalmente estadísticas para determinar la vida de los equipos y el resultado de sus estudios sobre el promedio de vida de los transformadores es de 30 a 40 años, sin embargo, estadísticas sobre fallas de transformadores definen que el promedio de falla de un transformador “en condiciones ideales” en las últimas dos décadas es de 14.9 años.

Como vemos el transformador puede tener una larga vida, si es operado dentro de los límites para el cual fue diseñado, esto es gracias a que fue fabricado bajo normas precisas y estrictas, las cuales fijan requisitos mínimos de aceptación en cuanto a las características eléctricas, mecánicas, químicas, etc., por lo tanto, describiremos los elementos o componentes que conforman un transformador de potencia, utilizando las normas *ANSI/IEEE C57.12.00-1987, IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, las cuales dictaminan los requerimientos que ha de contener los transformadores de distribución, potencia y regulación sumergidos en líquidos.

Dirigiremos nuestra atención a los elementos del transformador que intervienen en el proceso de falla y su protección, por lo que algunos los describiremos con poco detalle

1.1 Clasificación de transformadores de potencia

El transformador de potencia puede ser clasificado en distintas categorías, que dependen del parámetro de comparación, por lo que mencionaremos su clasificación, por su forma de construcción y aplicación.

El propósito de clasificarlos, es para entender las limitaciones para la aplicación de los sistemas de prevención de explosión y fuego de transformadores de potencia, ya que estos pueden ser aplicados a cualquier transformador sumergido en aceite, con o sin tanque de expansión y potencias mayores de 0.1 MVA, excluyendo los transformadores tipo seco.

1.1.1 Por su construcción

- Por la forma del núcleo: Tipo columnas, acorazado, envolvente y radial.
- Por el número de fases: Monofásico y trifásico.
- Por el número de devanados: Dos, tres ó más devanados.
- Por el medio refrigerante: Aire, aceite y líquido inerte.
- Por su tipo de conexión: estrella-estrella, estrella-delta, delta-estrella, delta-delta, T-T y Zigzag.
- Por su nivel de aislamiento: Clase I y II.
- Por su potencia de diseño: Clase I, II, III y IV.
- Por su tipo de enfriamiento, para los sumergidos en aceite: Enfriamiento natural por aire, por aire y líquidos forzados, por aire y agua y finalmente líquidos forzados y aire forzados

1.1.2 Por su aplicación

- Por su regulación: Fija, variable con carga y sin carga.
- Por el tipo de red a conectarse: De potencia, Distribución y de instrumentos.
- Por el lugar a ser instalado: Intemperie e interior.
- Por el tipo de subestación a ser conectada: Elevadora de voltaje (de Generación), de enlace o maniobra, de distribución y aplicaciones especiales.

1.2 Componentes de un transformador de potencia

El Transformador de potencia esta formado por tres partes principales: la parte activa, la parte pasiva y sus accesorios, los cuales se describen seguidamente.

1.2.1 Parte activa del transformador

La parte activa del transformador esta formada por un conjunto de elementos los cuales están separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos: El núcleo, Bobinas, cambiador de derivaciones y bastidor.

1.2.1.1 El núcleo

El núcleo constituye el circuito magnético, el cual está fabricado con lámina de acero conteniendo un alto porcentaje de hierro y un pequeño porcentaje de silicio, con un espesor de 0.28 mm. Las láminas están recubiertas con un material aislante (CARLITE), el propósito de estas láminas tan delgadas son el reducir al mínimo las pérdidas y el calentamiento producido en el núcleo.

La norma que utiliza el fabricante para el diseño del núcleo, no establece formas ni condiciones especiales para su fabricación, se busca la estructura más adecuada a las necesidades y capacidades del diseño. Para asegurar la calidad del material, el constructor requiere del proveedor, pruebas tipo y de rutina de acuerdo a normas internacionales cómo lo es la IEC 76.

El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

Los Núcleos más utilizados son de dos tipos: el tipo columnas y los acorazados. El tipo columnas es denominado también tipo núcleo, este tipo de núcleo proporciona un solo circuito magnético formado por un yugo superior y 2 ó 3 columnas verticales para 1 ó 3 fases respectivamente. Los devanados son ensamblados concéntricamente en cada una de las columnas de forma que el circuito eléctrico envuelve al circuito magnético principal. Ver detalles en la figura 1, incisos a y b.

En el tipo acorazado, llamado también tipo "Shell", los devanados forman 1 ó 3 anillos, para 1 ó 3 fases respectivamente y el núcleo se ensambla alrededor de ellos, formando 2 ó más circuitos magnéticos que envuelven al circuito eléctrico. Ver detalles en la figura 2, inciso a y b.

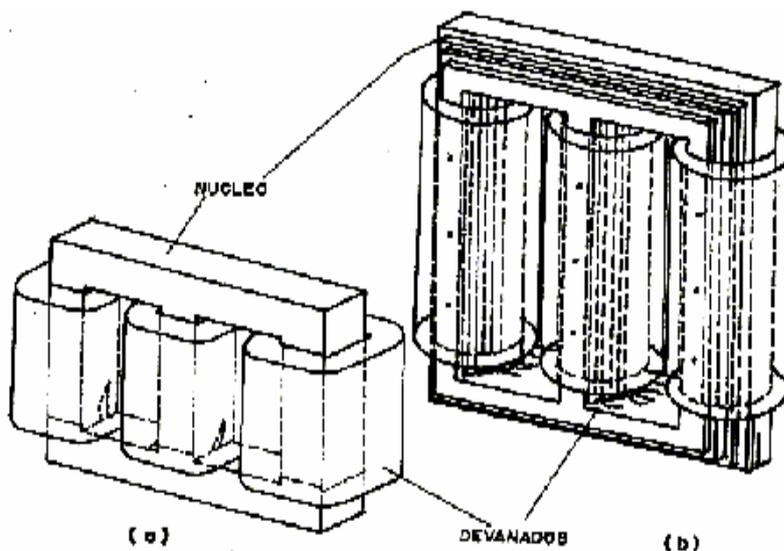
1.2.1.2 Bobinas

Estas constituyen el circuito eléctrico del transformador. Se fabrican utilizando alambre o varillas de cobre o aluminio, los conductores se forran de material aislante, que pueden tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.

En la construcción de las bobinas existen especificaciones particulares, que imponen ciertos criterios, cómo pueden ser: Forma de la sección del conductor en los devanados de alta y baja tensión, el tipo de aislamiento para soportar altas temperaturas y aplicación de compuestos especiales a las bobinas.

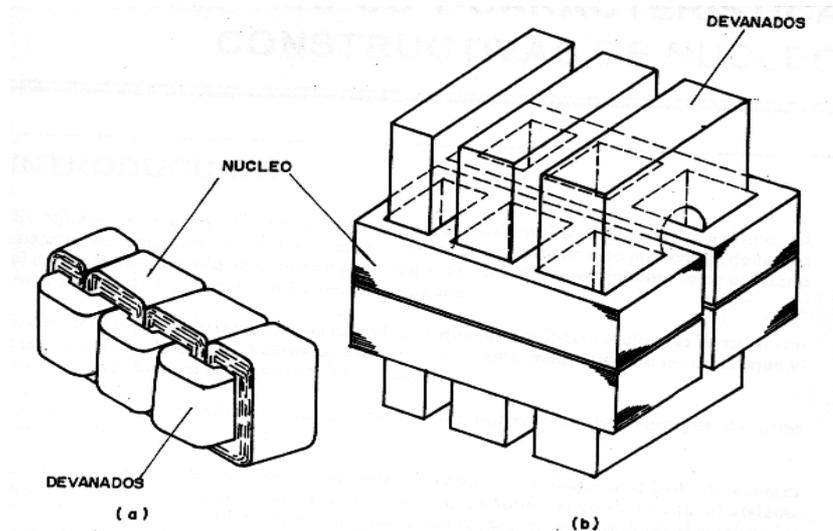
Según los incisos 5.11.1.1 y 5.11.1.2 de las normas ANSI C57.12.00, las bobinas deben ser construidas para operar con temperaturas de hasta 65°C sobre la temperatura ambiente, y la máxima temperatura no deberá exceder los 80°C. Se pueden hacer embobinados que funcionen en operación normal con inusuales condiciones de temperatura o para especiales aplicaciones lo cual deberá ser descrito en sus placas de datos.

Figura 1. Núcleos tipo columnas



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

Figura 2. Núcleos tipo acorazados



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

Respecto a la forma de las bobinas, las normas tampoco establecen condiciones específicas, quedando en mano de los diseñadores el adoptar criterios que vayan de acuerdo con la capacidad y la tensión. Se deberá considerar los conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior, deberán tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, sobre todo, los de tipo Electro-magnético que se producen durante los cortos circuitos.

Las bobinas, según la capacidad y tensión del transformador pueden ser de tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilíndrico para potencias medianas y de tipo galleta para las potencias altas, las cuales describimos seguidamente:

- a) La Bobina de tipo rectangular, se instala sobre un núcleo de sección rectangular. Es la bobina más barata. Se puede utilizar en transformadores trifásicos con potencias limitadas hasta de 5 MVA y tensiones de hasta 69 kV.

- b) La Bobina cilíndrica, se forma con una serie de discos, con separaciones de cartón aislante para permitir el flujo del aceite, los discos se instalan sobre un tubo de material aislante. Cada disco consta de varias vueltas devanadas en espiral. Se utilizan en transformadores de potencias medianas, o sea de hasta 10 MVA y tensión hasta 15 kV.

- c) La de devanado continuo tipo disco, es semejante al caso anterior. Se inicia a partir de un disco que se devana en espiral desde el tubo aislante hacia fuera. La vuelta exterior del disco se conecta con la exterior del siguiente disco, y en este el devanado espiral se desarrolla ahora desde afuera hacia adentro, continuando así sucesivamente hasta terminar la bobina. Los discos se separan entre sí por medio de espaciadores de cartón pesado. Este tipo de embobinado se utiliza en transformadores con potencia de hasta 40 MVA y para tensiones entre 15 y 69kV.

- d) En la Bobina tipo galleta, el primario y el secundario se devanan en forma de galletas rectangulares, colocando las bobinas primarias y secundarias en forma alternada. Se utilizan en transformadores de tipo acorazado, para alta potencia y altas tensiones 230 ó 400 kV.

1.2.1.3 Cambiador de derivaciones

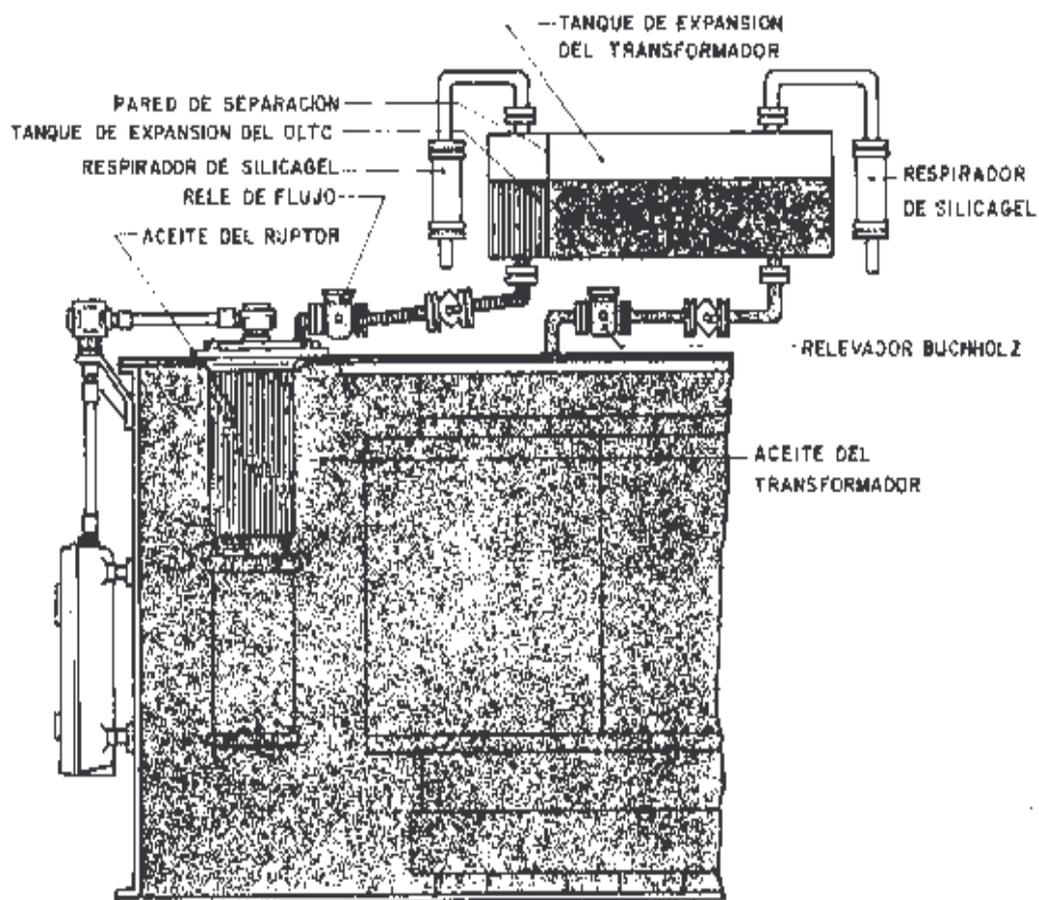
Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede ser de operación automática o manual, para operarse con o sin carga, puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene se instale en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor y normalmente el devanado de alta tensión está en exterior, haciendo fácil la conexión considerando el aislamiento.

Según el inciso 4.1.6 de la norma C57.12.00, el transformador deberá ser capaz de operar en las condiciones de servicio siguientes que relacionan al cambiador de derivaciones:

- a) Continuamente, sobre o debajo de los voltajes y frecuencias de diseño, a un máximo valor de KVA para cualquiera de sus derivaciones, no excediendo el límite de permisibles de temperatura, en el punto mas caliente del mismo, el cual es de 80°C., así mismo la temperatura del tanque no deberá exceder de los 65°C. Cuando estas tengan las siguientes condiciones.
 - El voltaje del secundario no debe exceder del 105 % del valor de placa.
 - El factor de potencia deberá ser del 80 % para arriba.
 - La frecuencia será por lo menos del 95 % del valor de diseño.

- b) Continuamente, arriba o abajo del voltaje de placa para la frecuencia definida de operación para cualquiera de sus derivaciones, no excediendo los límites permisibles de temperatura en el punto mas caliente del mismo, el cual es de 80°C., así mismo la temperatura del tanque no deberá exceder de los 65°C., cuando el voltaje no exceda del 110% de los valores de diseño.

Figura 3. Transformador de potencia, con cambiador de derivaciones y tanque de expansión



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACION Centro de capacitación CELAYA.

El cambiador de derivaciones normalmente está diseñado para operar sumergido en aceite, actualmente se están fabricando equipos que operan al vacío, estos últimos ofrecen mayores ventajas que los sumergidos en aceite, por ejemplo el tiempo de mantenimiento de un cambiador de derivaciones sumergido en aceite, es sugerido para cada 5 años en cambio uno que opere al vacío será de 10 años. Otra ventaja es que son más compactos y tienen mayor capacidad de interrupción lo que permite fabricar transformadores menos voluminosos. Tal vez lo más importante de estos últimos, es que minimizan el riesgo de explosión, garantizando mayor vida útil tanto al cambiador cómo al transformador mismo, ver más detalles en figura 3.

1.2.1.4 Bastidor

Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electro-magnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

Según el inciso 5.11.1.3 de las normas C57.12.00, nos define que las partes metálicas en contacto con los aisladores que soportan a los embobinados no deberán alcanzar la temperatura máxima permisible en el transformador que se refleja en el punto mas caliente del mismo, el cual es de 80°C, así mismo la temperatura del tanque no deberá exceder de los 65°C, cuando la medida sea realizada cerca de la parte alta del tanque principal.

1.2.2 Parte pasiva

La parte pasiva es el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos, se le denomina también como cuba del transformador, este tanque debe ser hermético, debe poder soportar el vacío absoluto sin presentar deformaciones permanentes, proteger eléctrica y mecánicamente la parte activa, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y accesorios especiales. La base debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga y descarga del mismo.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55 ó 65 grados Centígrados sobre la temperatura ambiente, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado como lo definen las normas ANSI C57.11.00.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por si solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre los enfriadores, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

1.2.1.1 Presión de diseño del tanque

Según el inciso 6.5.1 de la norma C57.12.00, se requiere que la presión dentro del tanque de los transformadores en diferentes condiciones deberá no exceder de una presión absoluta de dos atmósferas (203 kpa), que equivale aproximadamente a dos bar, las normas ANSI/ASME *boiler and pressure Vessel Code* (BPV), 2001 Edition, en la sección VIII, normalizan que para el diseño, fabricación, inspección y certificación de los recipientes de los transformadores, deben ser probados con una presión mínima interna o externa de 15 psig. equivalente a 1 bar.

Según la Norma Internacional CEI 76 referente a transformadores, se dedica principalmente a las mediciones de aislamientos eléctricos. Este documento no incluye ningún estándar, guía o instrucción con respecto a las protecciones mecánicas de recipientes de transformadores. En comparación a la anterior Norma Británica, BS 171, que requería una presión de diseño de 16 bar para recipientes de transformadores de potencia, hoy día se acepta comúnmente que los transformadores explotan a 1.2 bar.

1.2.3 Accesorios

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

Según el inciso 4.1.7 de las normas C57.12.00, define que en todo caso no se especifique el lugar donde operará el transformador, este deberá ser habilitado para ser utilizado cómo tipo intemperie, por lo cual todos sus accesorios deberán ser considerados para operar en intemperie.

El inciso 6.2 de la norma C57.12.00, define que la información sobre los accesorios que ha de llevar el transformador deberá ir contenida con la información de mantenimiento del mismo, la cual es característica para cada transformador.

1.2.3.1 Tanque conservador

Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los cambios de carga en su operación cotidiana, el tanque de expansión está diseñado para contener el 10 % ó el 20 % del volumen total del transformador, este se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad en operación normal. Las normas respecto a la presión de diseño de este tanque son las mismas que para el tanque principal, mencionadas en su apartado.

Una de las funciones que realiza el tanque de expansión es la de ofrecer espacio suficiente para contener las variaciones de volumen del aceite incrementado por las variaciones de temperatura dentro del transformador.

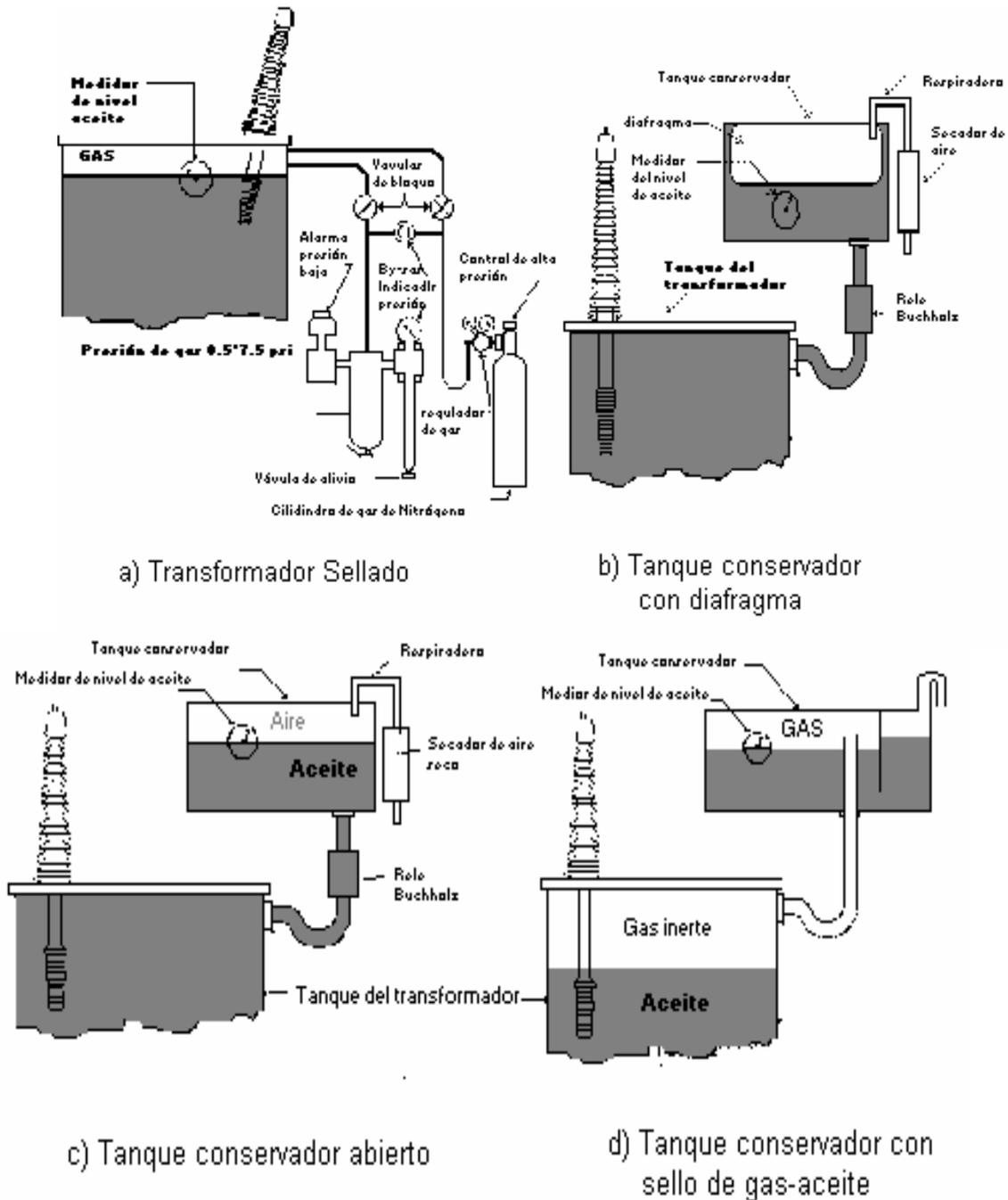
También sirve para aislar el aceite de la humedad contenida en el aire, ya que el aceite se oxida en contacto con la humedad y pierde también características dieléctricas. La humedad que ingresa al tanque conservador se condensa en las paredes que luego escurre hacia el interior del tanque principal.

Según la norma C57.12.00 en el inciso 6.6.2, el líquido dieléctrico del transformador de potencia deberá ser equipado con un sistema que aisle el líquido para su preservación, esto puede ser fabricado en las formas siguientes: Tanque sellado, Sello de gas-aceite en el conservador, tanque conservador y tanque conservador con diafragma, ver detalles en los incisos a, b, c y d en la figura 4.

Los transformadores que utilizan tanque sellado son utilizados comúnmente para tamaños menores de 2,500 kva.. Hay que considerar en estos sistemas, donde se utiliza gas inerte como el nitrógeno, que se deberán cumplir los requisitos de la norma ASTM D19333-1964 como lo menciona el inciso 6.6.3 de la norma C57-12-00.

Cuando el transformador utiliza tanque conservador sin diafragma, generalmente utiliza un secador de aire, el cual consiste de un recipiente que contiene un material con un índice de absorción muy alto llamado silicagel. Su trabajo consiste en absorber la humedad contenida en el aire, que se introduce al tanque de expansión cuando el nivel del aceite dentro del mismo disminuye.

Figura 4. Diferentes tipos de tanque conservador



Tomado de Transformer Maintenance. FS-30 Facilities Instructions, Standards, and Techniques.
United States Department of the Interior, Bureau of Reclamation. Denver, Colorado.

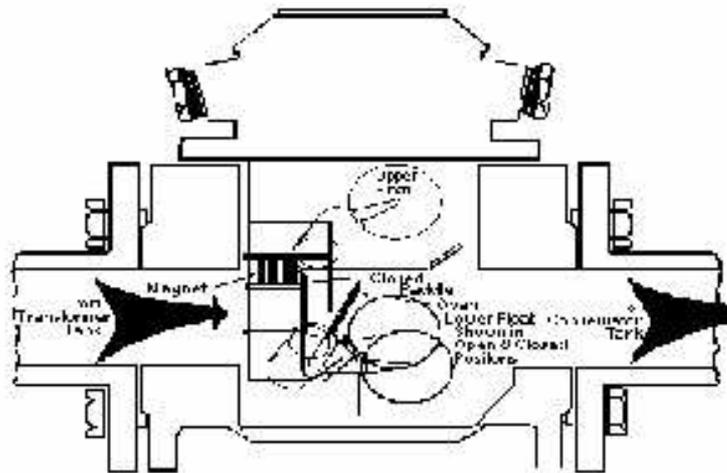
1.2.3.2 Relevador de gas Buchholz

El relevador de gas Buchholz está conectado entre el tanque principal del transformador y el tanque de expansión, la tubería deberá permitir un flujo adecuado de aceite, este sirve para detectar fallas internas que ocurren dentro del transformador detectando la formación de gas producido por un cortocircuito interno, pérdida de una fase, destrucción de algunas partes del aislamiento, ruptura de una conexión, problemas de los dispositivos de enfriamiento. Todas estas fallas provocan altas temperatura del aceite dieléctrico gasificándolo.

Su operación básicamente es detectar la cantidad de gas que se genera dentro del transformador, la cual es captada dentro de una recámara especial, dentro de esta cámara existen dos flotadores uno en la parte alta y otro en la parte baja al nivel de la tubería, ver gráfica No. 5. Cuando exista formación de gas relativamente leve, será captada por la parte alta de la cámara y el flotador se desplazará para abajo y accionará un contacto eléctrico que señalará una falla, si la formación de gases persiste o se incrementa, entonces el gas permitirá que el flotador inferior se desplace para abajo activando otro contacto eléctrico que indicará u ordenará falla mayor y sacará de operación a el transformador.

Este relevador tiene una mirilla que permite ver la cantidad y color de los gases acumulados, se puede decir que, dependiendo del color de este gas se puede deducir el lugar del defecto, por ejemplo, los gases blancos se producen por destrucción del papel, los amarillos por deterioro de la madera y los negros y grises son provocados por la descomposición del aceite.

Figura 5. Relevador de gas Buchholz



Tomado de Transformer Maintenance. FS-30 Facilities Instructions, Standards, and Techniques.
United States Department of the Interior, Bureau of Reclamation. Denver, Colorado

1.2.3.3 Aisladores pasantes

Son los aisladores de las terminales de las bobinas de alta tensión y baja tensión que se utilizan para atravesar y conducir los conductores eléctricos hacia el exterior del transformador, conocidos también como *bushings*, estos son construidos con diferentes tipos de materiales y su aplicación depende del nivel de voltaje de operación. Comúnmente se utilizan tres tipos de aisladores, dependiendo del voltaje de operación, el cual va de menor a mayor voltaje, y son: Tipo sólido, en baño de aceite y condensador.

Según el inciso 4.3 de la norma C57.12.00, define las correcciones a tomar en cuenta para ser operados a niveles de altitud mayores a los de diseño estándar, lo cual está detallado en las normas C57.91-1981 y C57.92-1981.

Básicamente se requiere realizar la corrección a la resistencia del dieléctrico afectada por aislamiento del aire que decrece conforme la altitud se incrementa así cómo la densidad del aire decrece. Esta corrección afecta a los espaciamientos exteriores del transformador y no adentro del mismo, cómo lo observamos en la tabla I.

Tabla I . Factor de corrección del aislamiento en función de la altitud

FACTOR DE CORRECCIÓN DEL AISLAMIENTO DIELÉCTRICO PARA ALTITUDES MAYORES DE 1000M		
Altitud		Corrección a realizar en el aislamiento dieléctrico
(ft.)	(m.)	Multiplicar por
3300	1000	1.00
4000	1200	0,98
5000	1500	0.95
6000	1800	0.92
7000	2100	0.89
8000	2400	0.86
9000	2700	0.83
10 000	3000	0.80
12 000	3600	0.75
14 000	4200	0.70
15 000	4500	0.67

Tomada de las normas ANSI/IEEE C57.12.00-1987, *IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulation Transformers.*

Según el inciso 6.1. de la norma C57.12.00, los transformadores deberán ser equipados con pasatapas con un nivel de aislamiento no menor que el de una terminal del embobinado, al cual ellos estarán conectados, a menos que se especifique otra cosa, el nivel de aislamiento deberá ser el adecuado para ser sometido a pruebas de impulsos de alta y baja frecuencia de acuerdo a su nivel de voltaje de operación.

Los Pasatapas a montarse en los transformadores de potencia deberán tener el distanciamiento y los agujeros adecuados de acuerdo a la norma *ANSI/IEEE Std 24-1984 IEEE Standard Electrical, Dimensional, and Related Requirements for Outdoors Apparatus Bushings*, que define los requisitos, normas eléctricas, y el dimensionado para los Pasatapas en transformadores de potencia. Si estos llevarán transformadores de corriente incluidos se deberá tomar en cuenta el inciso 6.3 de la norma C57.12.00, donde se indica que deberán cumplir con las dimensiones de acuerdo a la norma ANSI/IEEE Std 24-1984, debiendo tener el diámetro interno necesario para acomodarse al máximo diámetro para los Pasatapas.

1.2.3.4 Tablero

Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc. Como lo mencionamos anteriormente deberá ser preparado para intemperie según lo menciona el inciso 4.1.7 de las normas C57.12.00, a menos que se especifique otra cosa.

1.2.3.5 Válvulas

Es el conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

1.2.3.6 Conectores de tierra y soportes para transporte

Son piezas mecánicas que cumplen diferentes propósitos, los primeros son piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra, los segundos son hechas del mismo material que el tanque o son atornilladas o soldadas al mismo y sirven para levantar el transformador en su transporte, estos deben ser cuidadosamente coordinados con las dimensiones y peso del equipo, deben estar dispuestos donde no se interpongan con los accesorios cómo lo son los aisladores pasantes y deberán ser útiles cuando todo está ensamblado.

1.2.3.7 Placa de características

Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes cómo lo son la potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagramas vectoriales y de conexiones, número de fases, frecuencia elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación.

Según el inciso 5.12.1 de las normas C57.12.00, las placas de características deberán contener la información sobre el transformador y deberán ser fijadas al tanque y serán hechas de un material durable que sea anticorrosivo.

La información mínima que debe contener la placa de características dependerá del tamaño y su BIL, el inciso 5.12.2 de las normas C57.12.00 define las siguientes tres categorías:

- a) Para Transformadores debajo de 500kVA con BIL menor de 150kV.
- b) Para Transformadores debajo de 500kVA con BIL mayor de 150kV.
- c) Para Transformadores arriba de 500kVA.

1.2.3.8 Dispositivos de temperatura

Los transformadores necesitan ser protegidos de sobre temperaturas para que los aislantes sólidos y líquidos no se deterioren con rapidez, por lo cual se utilizan elementos de temperatura para visualizar la temperatura de operación, enviar ordenes de accionamiento de equipos de enfriamiento y finalmente si es necesario enviar una orden de accionamiento de desconexión del transformador.

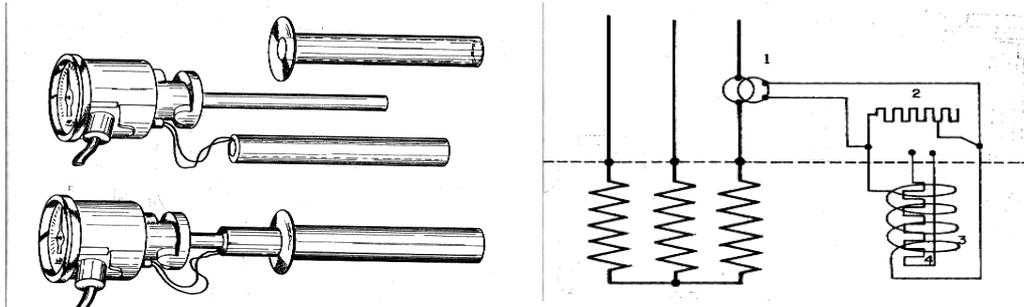
El punto más caliente en los embobinados es el factor principal que determina la vida del transformador debido a la carga de salida. La temperatura no puede ser medida directamente porque no puede ser instalado un detector en ese lugar por lo peligroso del voltaje, por lo que se creó una medida indirecta para obtenerla.

Estos dispositivos generalmente vienen equipados con contactos auxiliares para realizar las funciones descritas, el dispositivo de temperatura normalmente utilizado en los transformadores de potencia es el denominado Imagen térmica, el cual da una imagen de la temperatura del punto más caliente del transformador.

La imagen térmica es un termómetro con elemento de resistencia con cuerpo de caldeo, su principio de funcionamiento toma en cuenta la cantidad de temperatura a que son sometidos los conductores eléctricos del transformador, los cuales tendrán una elevación de su temperatura proporcional al cuadrado de la corriente que los atraviesa y la temperatura del aceite. Para esto es necesario que la imagen térmica se encuentre sumergida en el aceite y que el cuerpo del caldeo esté alimentado por una corriente proporcional a la carga del transformador, ver detalles en la figura 6.

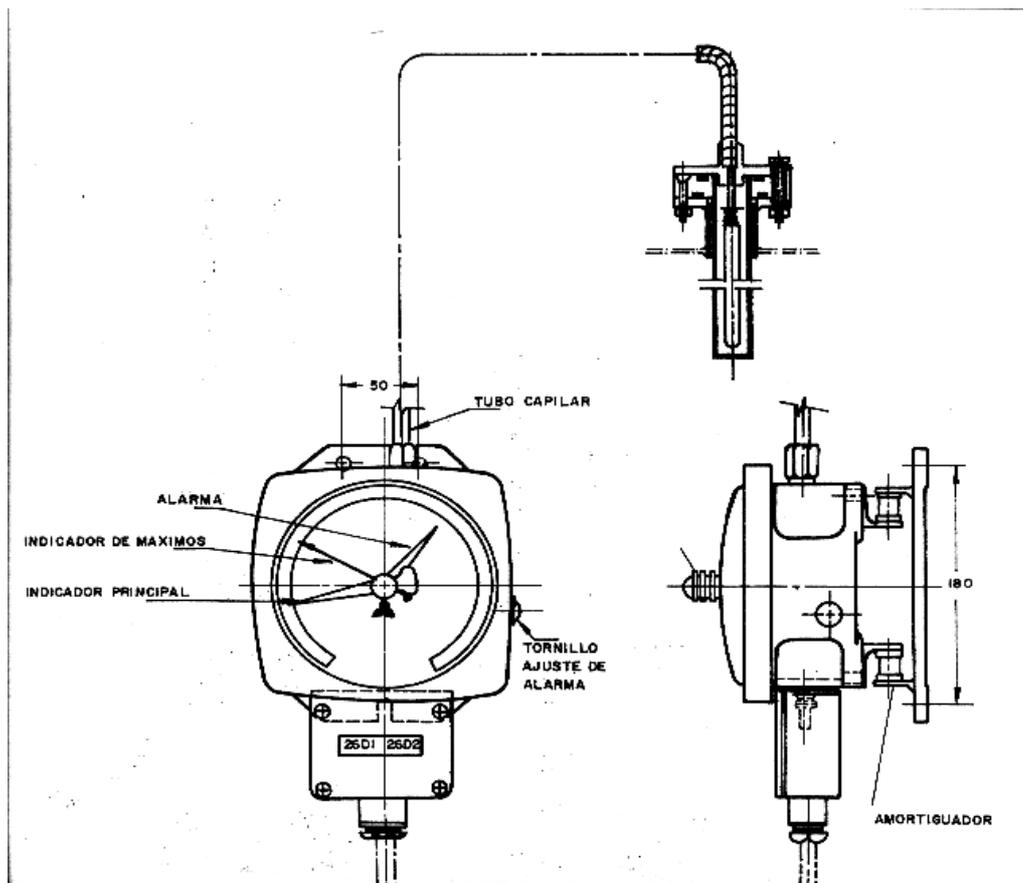
Cuando no hay corriente por los embobinados del transformador, no habrá corriente por la resistencia y el termómetro indicará la temperatura del aceite en su contorno, cuando sea recorrida por una intensidad de corriente proporcional a la del transformador de potencia, indicará una temperatura que será la suma de la temperatura de los embobinados más la temperatura del aceite de la cuba. El elemento sensor del termómetro puede ser de cualquier tipo, no necesariamente deberá ser una resistencia térmica. Los termómetros que indican solamente la temperatura del aceite, básicamente son iguales a la imagen térmica sólo que no utilizan bobina o resistencia calefactora, tampoco requieren un transformador de intensidad, ver detalles figura 7.

Figura 6. Imagen térmica



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

Figura 7. Termómetro



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

Tanto la imagen térmica cómo los termómetros, deberán ser sumergidos por lo menos a una pulgada abajo del nivel del líquido del tanque principal cómo lo menciona el inciso 6.4 de la norma C57.12.00, así mismo deberán tener un rango mínimo de operación de -20°C. y los pozos deberán tener las dimensiones especificadas en este mismo inciso.

Los transformadores viejos están equipados con termómetros, los cuales no indican la temperatura del punto más caliente; los transformadores modernos tienen elementos que indican la temperatura del punto más caliente, indicándola y registrándola. Estos dispositivos están equipados normalmente con tres contactos auxiliares los cuales están ajustados a 70°, 95° y 105° para los transformadores que operan a 55° y a 85°, 100° y 115° para los transformadores que operan a 65°.

Los termostatos operan los equipos de enfriamiento, normalmente están formados por una sonda conectados por un capilar que se conecta a un indicador de temperatura de cuadrante, muy similares a los termómetros, estos poseen contactos auxiliares para las señales de accionamiento de equipos y alarmas.

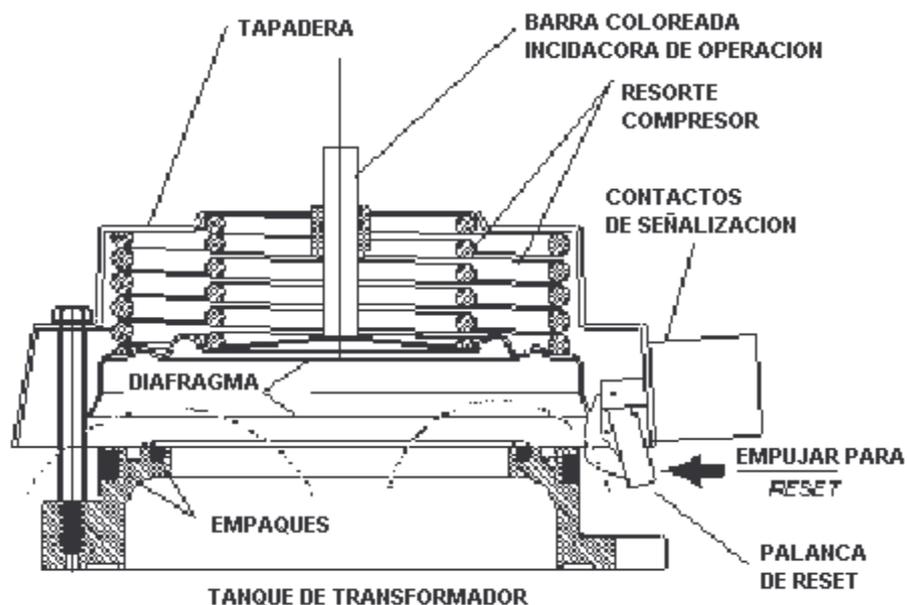
1.2.3.9 Relevadores de sobre presión

Los dispositivos de sobre presión protegen los elementos del 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 presión anormal de un transformador.

Estos dispositivos se instalan normalmente sobre la tapa o pared lateral del transformador, a fin de obtener una descarga tempestiva de la sobre presión.

Los dispositivos de resorte son de reposición automática, estos se cierran automáticamente una vez liberada la falla, éste es el sistema más utilizado actualmente para proteger el transformador. Generalmente estos están ajustados de fábrica para que abran en el rango de 7 a 10 lb/pulg² y cierran entre el rango de 3.5 y 5 lb/pulg², la tolerancia de reacción es de +/- 0.07 BAR, se recomienda utilizar una válvula de presión por cada 35,000 litros de contenido en la cuba, ver detalles en la figura 8.

Figura 8. Válvula de alivio

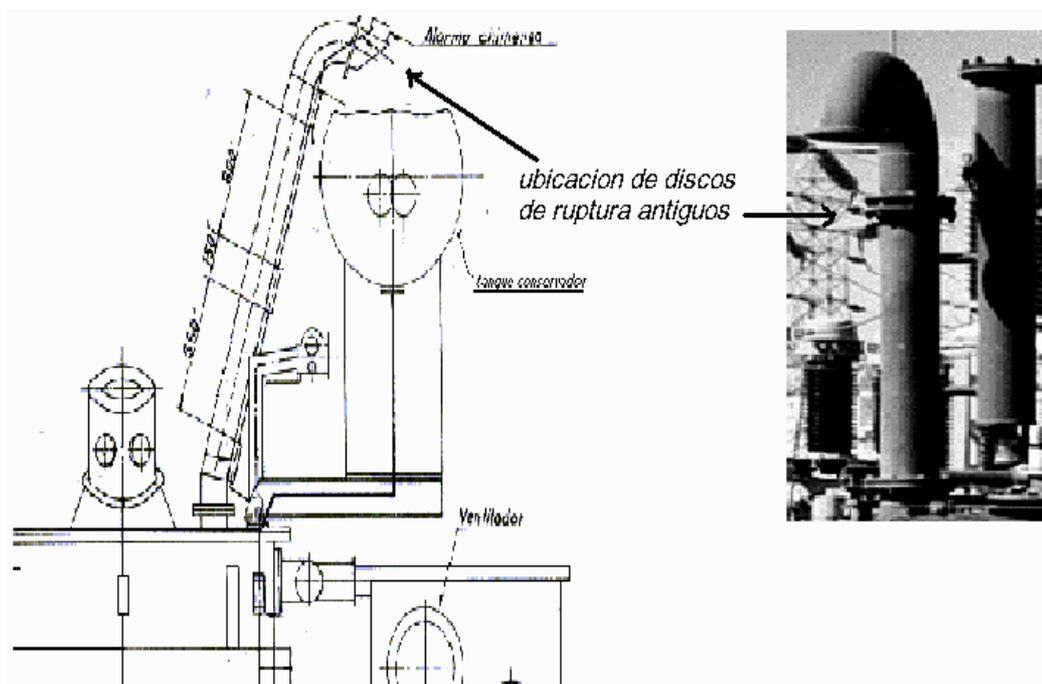


Tomado de Transformer Maintenance. FS-30 Facilities Instructions, Standards, and Techniques.
United States Department of the Interior, Bureau of Reclamation. Denver, Colorado

Los dispositivos de membrana fueron los pioneros en la protección de sobre presiones en los transformadores de potencia, su operación consistía en liberar la sobre presión encontrada dentro del tanque, dicha sobre presión rompía un disco de vidrio, calibrado para determinada presión de protección.

Estos dispositivos cumplían eficientemente su función de aliviar la presión interna en el caso de una falla interna, pero se dejaron de utilizar por los problemas que provocaron en el momento de su operación, el cual esparcía el aceite en llamas a los equipos a su alrededor. En la figura 9 podemos ver dos ejemplos de la forma de la tubería que contenía dichos elementos

Figura 9. Chimeneas antiguas



Tomado de Explosión Prevention and Fire Protection, SERGI, TRANSFORMER PROTECTOR, Ref. cdTPPTP04a.

Actualmente, se fabrican sistemas que evitan la explosión del transformador utilizando un nuevo tipo de diafragma con mejor tolerancia, además, se redujo la cantidad de aceite que es derramado en el momento de su operación, aislando el aceite derramado canalizándolo a un depósito anti-inflamable, lo que permitió eliminar los inconvenientes que presentaban los equipos protegidos con los antiguos diafragmas. Los diafragmas tienen los mismos rangos de operación de apertura, de los dispositivos de resorte, estos no son auto recuperables, es necesario reemplazarlos cuando han operado.

Este tema lo desarrollaremos ampliamente en los siguientes capítulos, solamente adelantamos que además de prevenir explosiones, este sistema también previene que el aceite del transformador se incendie o auto inflame reduciendo la temperatura del mismo inyectando nitrógeno dentro del transformador el cual absorbe la temperatura del aceite y lo arrastra hacia el exterior.

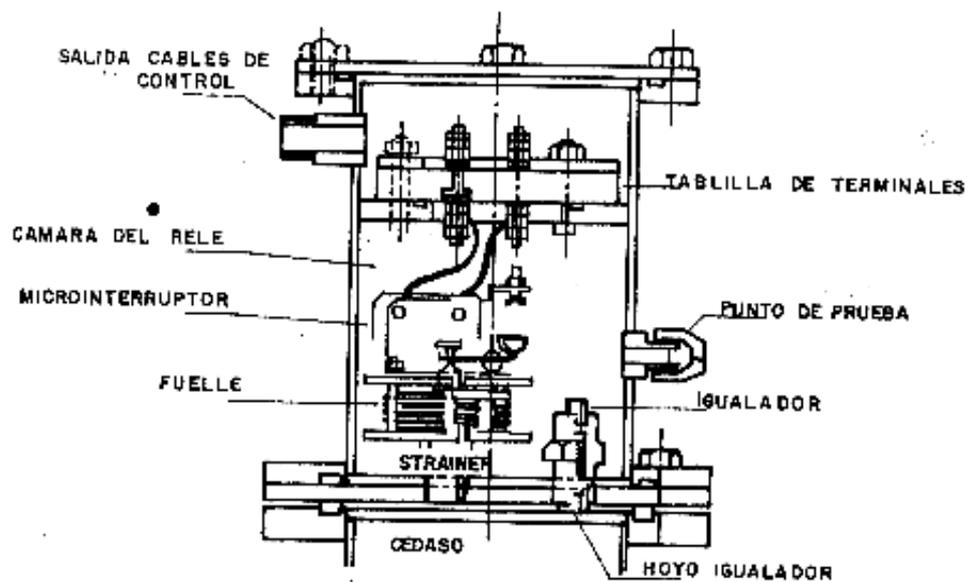
1.2.3.10 Relevadores de presión súbita

Los relevadores diferenciales son usados frecuentemente para detectar fallas en el aislamiento del transformador, pero cuando el transformador es de varios devanados o en transformadores de regulación, éste puede operar erróneamente, por lo que se recurre a un dispositivo mecánico para asegurar una protección completa, para lo que se utiliza el relevador de presión súbita. Este dispositivo solamente opera con un incremento súbito de presión, mientras se mantenga dentro de los rangos normales de operación no opera, solo lo hace cuando existe una diferencia de presión de 0.025 Kg/cm^2 y una velocidad de incremento de $0.0055 \text{ Kg/cm}^2/\text{seg.}$, ver detalles de su construcción en figura 10.

El cambiador de derivaciones puede ser protegido de golpes de presión al igual que el anterior, instalando un sensor de presión súbita en el cambiador de derivaciones para desconectar lo más rápido posible el transformador para reducir los efectos dañinos.

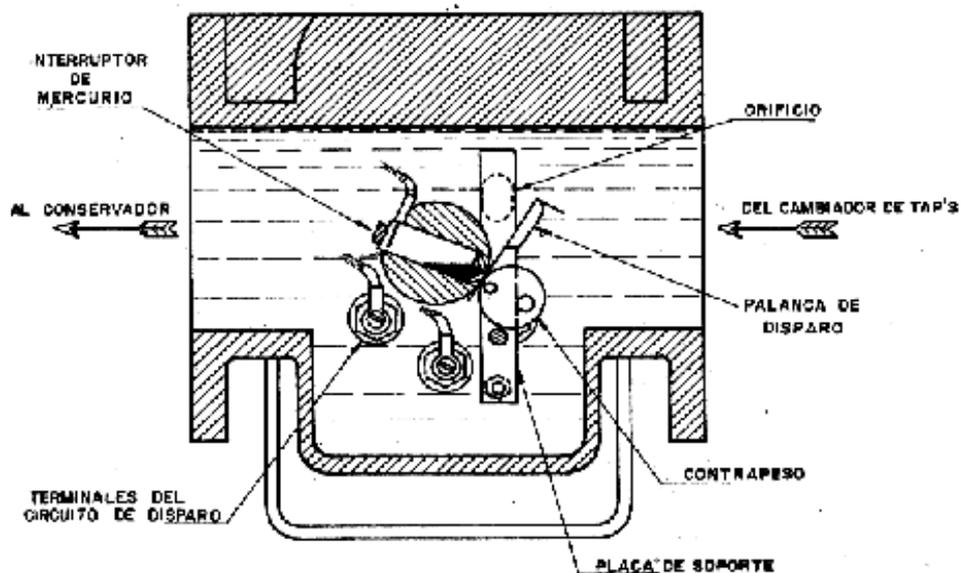
Las posibles perturbaciones que pueden considerarse son el recalentamiento inadmisibles en el circuito eléctrico del conmutador bajo carga, procesos de derretimiento muy rápidos dentro del cambiador, conmutaciones bajo carga en las que se sobrepase la capacidad de conmutación del conmutador bajo carga.

Figura 10. Relevador de presión súbita



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

Figura 11. Relevador de flujo



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

Los relevadores pueden ser de dos tipos; el de tipo membrana y el de flujo de gases. El relevador de flujo de gases es muy parecido físicamente al relevador Bucholz, sin embargo, la diferencia es su forma de operación; el relevador de flujo opera por el movimiento brusco de líquidos mientras que el Bucholz opera por el flujo de gases o la acumulación de los mismos en su interior.

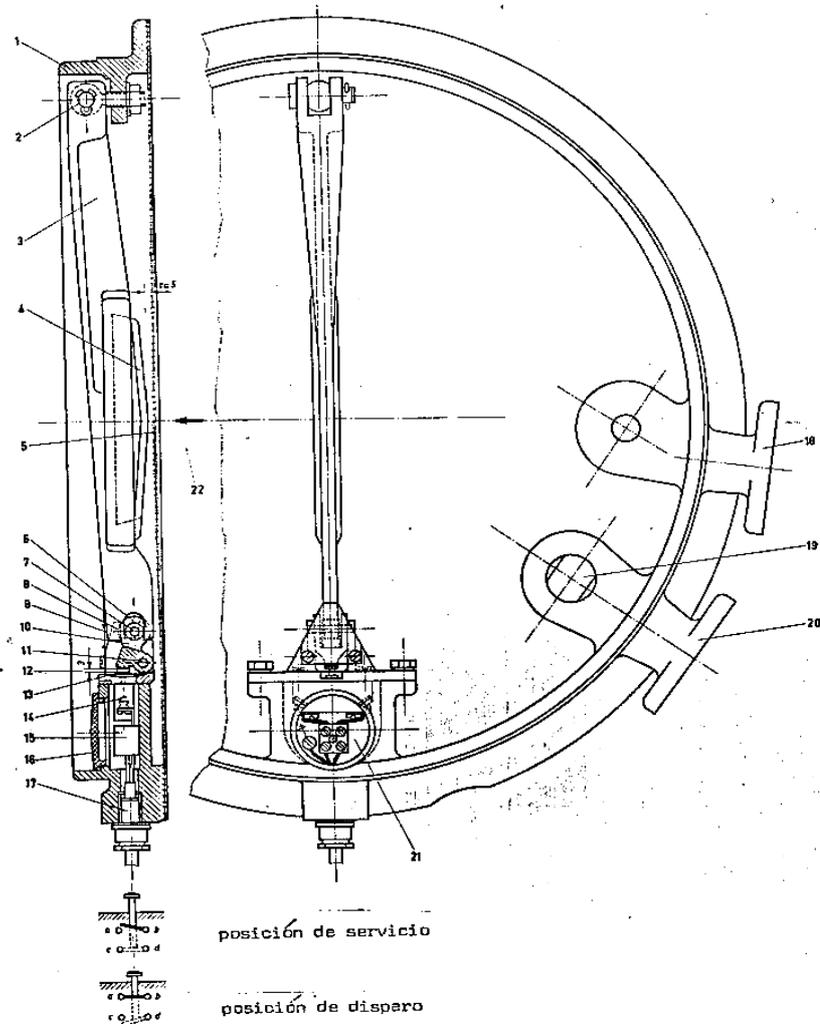
El relevador de flujo se instala entre el cambiador de derivaciones y el tanque de expansión, los aceites del cambiador y del tanque principal no se mezclan, ver detalles de ubicación y forma de tanque de expansión en las figuras No. 3 y 11.

El relevador de flujo opera cuando hay movimientos bruscos del dieléctrico dentro del cambiador de derivaciones. El cambiador en su operación cotidiana produce pequeños arqueos que generan gases, los cuales atraviesan sin ningún problema un orificio que tiene una placa especial dentro del relevador de flujo, si se produjera una falla severa, el volumen de gases será tal que el orificio no sería suficiente para dejar pasar esta cantidad de gas y aceite, lo que ocasionaría el accionamiento de la placa de soporte que tiene adherido un interruptor de mercurio, el cual es utilizado para dar la orden de apertura de los interruptores de alta y baja del transformador para su protección.

El relevador tipo membrana está dispuesto directamente sobre la cuba del conmutador bajo carga, de esta manera se consigue captar todos los procesos directamente, éste posee una membrana de gran superficie que opera censando variaciones de presión súbitas directamente, esta membrana posee poca masa por lo que tiene una respuesta de velocidad más elevada. Este dispositivo es muy compacto y no requiere trabajos posteriores de montaje o adaptación.

Su forma de operación en caso que se origine una sobre presión en el interior del recipiente del conmutador hace que se deforme la membrana 5, ésta se arqueará hacia arriba apoyándose sobre la cuchilla de destrucción 4, levantando simultáneamente la palanca de la cuchilla de destrucción 3 que transmite el movimiento a la palanca de conmutación 10, y en el caso de una sobre presión actúa el elemento de conmutación 14. Cuando a consecuencia de la presión ejercida prosiga la deformación de la membrana la cuchilla de destrucción se clavará en la membrana. Esta última será perforada y tendrá lugar una descarga instantánea de presión en el recipiente del conmutador.

Figura 12. Relevador de flujo tipo membrana



Tomado de Instrucciones de montaje para el conmutador bajo carga TRAFU UNION, Ref. 7-253-353N 1-4.

Su operación está basada en dos etapas, la primera es en caso de sobre presiones pequeñas o en el caso de golpes de sobre presión que terminen abruptamente activando el elemento del contacto auxiliar 14, dando orden de desconexión del transformador. Solamente en caso de una gran sobre presión que pudiera dañar el recipiente del conmutador será perforada la membrana.

1.2.3.11 Ventiladores y Bombas

Los transformadores que poseen enfriamiento forzado (clase OA/FA), están equipados con ventiladores, los motores de los ventiladores son estandarizados para una operación de 115 ó 230 Volts monofásicos, pueden ser de 208 Volts trifásicos, esto lo escoge el dueño del equipo en su compra.

Los transformadores que poseen enfriamiento forzado en el aceite (clase FOA), son provistos con bombas de aceite que pueden ser provistas para operar con voltaje alterno al nivel requerido por el cliente.

1.3 Materiales aislantes utilizados en un transformador

Los materiales aislantes dentro de un transformador de potencia sumergido en aceite son los materiales sólidos y los líquidos, los cuales describimos seguidamente.

1.3.1 Aislantes sólidos

Los materiales sólidos utilizados en los transformadores de potencia sumergidos en aceite son generalmente hechos de: cartón comprimido, papel, fibra de vidrio, porcelana, madera tratada y aislantes termoplásticos.

Las funciones básicas son las de aislar entre sí las espiras de una misma bobina, entre los devanados y entre los devanados y la tierra, además debe soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos a que son sometidos los devanados, los materiales sólidos aislantes han sido clasificados por la IEEE en función de la temperatura máxima que pueden soportar, los cuales describimos en la tabla II.

1.3.2 Aislantes líquidos

Los aislantes líquidos son materiales que proporcionan propiedades dieléctricas dentro de la operación del transformador, además, funciona como agente aislante eléctrico, ayuda a extinguir arcos, como agente térmico enfría el aceite sacando el calor producido dentro del transformador, protege los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

Tabla II. Características de los aislamientos sólidos en función de su temperatura máxima de operación

TEMPERATURA CARACTERÍSTICAS DE AISLADORES SÓLIDOS		
Clase	Tem. Máx. (hasta °C)	Materiales
O	90	Algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares, que no estén impregnados ni sumergidos en líquido dieléctrico.
A	105	Algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares, que estén impregnados en líquido dieléctrico, Materiales moldeados y laminados con celulosa, resinas fenólicas y otras resinas de propiedades análogas.
B	130	Mica, amianto, fibra de vidrio y materiales inorgánicos o análogos, reforzados con sustancias aglutinantes.
C	No señala límite	Mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales orgánicos similares.

Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

Existen dos tipos de aceite aislantes, los cuales son los derivados del petróleo y los aceites artificiales clorados; los aceites derivados del petróleo están divididos en dos grupos: los de base nafténica y los de base parafínica. Estos deben cumplir con los requerimientos que la norma ASTM D3487-1981 demanda, denominada "*Specification for Mineral Insulating Oil Used in electrical Apparatus*", esta especificación es requerida por la norma C57.12.00 inciso 6.6.1.

A los aceites artificiales se les denomina Askareles y son compuestos sintéticos no inflamables, este tipo de aceite ha sido dejado de ser utilizado por ser nocivo a la salud humana, no biodegradable, no reciclable, y tiene un alto costo para desecharlo en forma segura. En la norma IEEE Std 76-1974, "*IEEE guide for Acceptance and Maintenance of Transfomer Askarel in Equipmet*," se describe la forma de realizar su mantenimiento.

Los aceites Askarel más comunes fueron: el tricloro difenil, pentacloro difenil y triclorobenceno, estos eran muy estables y difíciles de degradar así como excelentes líquidos refrigerantes, por otro lado, siendo su componente mayoritario el *polichorinated biphenyl (PCB)*, el cual es un componente químico designado como contaminante dañino para el ambiente, tuvo que ser desechado.

1.3.2.1 Aceites derivados del petróleo

Los aceites aislantes naturales son derivados de la destilación fraccionada del petróleo, el cual contiene hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos, además de compuestos no deseados como el azufre, oxígeno y nitrógeno que proporcionan inestabilidad a la oxidación.

Los procesos de elaboración de estos aceites van encaminados a eliminar los compuestos no deseados y mantener los deseables. La cantidad final de los compuestos existentes después del proceso, depende más del tipo crudo utilizado y en menor proporción del proceso mismo.

Los aceites que provienen de crudos que contiene mas del 50% de compuestos parafínicos se consideran aceites parafínicos y si el crudo tiene menos del 50% se considera que es aceite neftánico. Los fabricantes de aceites dieléctricos han encontrado que los hidrocarburos neftánicos, parafínicos y aromáticos presentan cualidades y desventajas para ser aplicados a equipos de alta tensión, cada fabricante tiene su propia fórmula.

1.3.2.2 Aceites de alto punto de inflamabilidad

Actualmente los Askareles han sido substituidos por aceites especiales que superaron los dañinos inconvenientes que poseía el Askarel, estos poseen un alto grado de inflamabilidad, los cuales pasaron a ser una alternativa segura para sustituir el Askarel en pequeños y medianos transformadores de potencia, a estos líquidos se les ha denominado como “Menos inflamables” o de “alto punto de inflamabilidad”. Los líquidos aislantes de alto grado de inflamabilidad no requieren especiales procesos de mantenimiento, presentan una excelente propiedad dieléctrica sobre una banda ancha de temperaturas y diferentes niveles de voltaje, tienen una aceptable capacidad de apagar arcos, tienen un alto grado de estabilidad termal y una alta resistencia a la oxidación térmica, lo cual habilita a estos a mantener su aislamiento y otras propiedades funcionales por extensos periodos de tiempo a alta temperatura.

La norma 450-23 del *National Electrical Code*, se refiere a los transformadores que utilizan líquido artificial como aislante, que reemplazan al líquido dieléctrico de transformadores que utilizaban Askarel, de estos se requiere que su punto crítico de inflamabilidad sea por lo menos de 300°C. Para poder ser utilizados deberán ser probados y certificados por un laboratorio u organización reconocida mundialmente, debiendo ser publicadas sus características y aplicaciones.

En el tabla III podemos observar la comparación de la inflamabilidad en una escala relativa de los líquidos dieléctricos en la cual está la alternativa para el Askarel, el cual se denomina R-113 y los aceites derivados del petróleo. Los líquidos silicones tienen un punto de ignición de 350°C, estos no están clasificados como resistentes al fuego, pero cuando ocurre un incendio, si la fuente de calor es removida o la temperatura está debajo de 350°C. el fuego sobre fluido silicón se auto extingue.

1.4 Consideraciones adicionales sobre transformadores

Cuando se piensa en la inversión inicial de un banco de transformadores, estos son más económicos cuando son hechos de tres fases en una unidad en comparación a un banco trifásico de tres unidades monofásicas, además estos requieren menos espacio lo cual permite ser instalado en lugares con espacios reducidos, su instalación es más económica y su peso total es menor.

Tabla III. Comparación de la inflamabilidad de diferentes tipos de aceites

Escala relativa de inflamabilidad	Éter	100
	Aceite Mineral	20-30
	Silicón	4-5
	Askarel	1-2
	R-113	0
	Agua	0

Esta tabla fue tomada de la figura No. 450-28 de las normas NEC 22ava edición.

Para grandes transformadores el hecho que ocurra una falla en una fase estando en operación, hace que el costo de reparación y las pérdidas por estar fuera de servicio sean considerables, cuando son unidades trifásicas, por lo que esto ha impulsado al usuario a utilizar bancos trifásicos de tres unidades y a solicitar una unidad adicional para mantenerla cómo repuesto, con lo que se garantiza la continuidad del servicio, claro está, aumentando el costo inicial del banco.

Tabla IV. Clasificación de sistemas de enfriamiento de transformadores

CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE		
TIPO DE ENFRIAMIENTO	NOM.	DESCRIPCIÓN
Natural por aire	OA	Auto-enfriado.
	OA/FA	Auto-enfriado / enfriamiento de aire forzado.
	OA/FA/FA	Auto-enfriado / 1ra. etapa de enfriamiento de aire forzado / 2da. De enfriamiento de aire forzado.
Natural por aire y líquidos de enfriamiento forzados	OA/FA/FOA	Auto-enfriado / 1ra. Etapa de enfriamiento de aire forzado / 2da. Etapa de enfriamiento de líquido y aire forzado.
	OA/FOA/FOA	Auto-enfriado / 1ra etapa de enfriamiento de aire y líquido forzado / 2da etapa de enfriamiento de líquido y aire forzado.
Natural con agua	clase OW	Enfriamiento natural por medio de agua.
	Clase OW/A	Enfriamiento natural de agua / auto enfriado
Líquidos forzados	clase FOA	Líquido forzado con aire de enfriamiento forzado
	clase FOW	Líquido forzado enfriado con agua forzada

(Resumen obtenido de las normas ANSI/IEEE C57.12.00-1987, *IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulation Transformers*)

Respecto al tipo de enfriamiento de transformadores el inciso 5 de las normas C57.12.00-1987, define los sistemas de enfriamientos cómo lo descrito en la tabla No. 6, La nomenclatura utilizada para describir el tipo de sistema de enfriamiento que tiene determinado transformador, ha sido estandarizada para mejorar su comprensión y globalizar los términos.

1.4.1 Sistemas de enfriamiento

Respecto al uso de aire forzado en los transformadores de auto enfriamiento, se puede incrementar la potencia en las proporciones que observamos en la tabla V, por supuesto esto viene dispuesto desde el diseño del fabricante, no se puede modificar un transformador el cual tiene su punto más caliente limitado con la potencia al que fue diseñado, para potencias arriba de 10 MVA la potencia puede ser incrementada un 66.6 % utilizando ventiladores de alta velocidad.

Tabla V. Incremento de potencia adicionando enfriamiento forzado

INCREMENTO DE LA POTENCIA EN TRANSFORMADORES INSTALANDO ENFRIAMIENTO FORZADO EN SISTEMAS DE AUTOENFRIAMIENTO		
Rango de potencia (Kva.)	Incremento (%)	Numero de fases
Hasta de 2,499	15	1 ó 3
2,500 a 9,999	25	1
Arriba de 10,000	33.3	1
2,500 a 11,999	25	3
Arriba de 12,000	33.3	3

Tomado de Internet www.usace.army.mil/inet/usace-docs-eng-manual/em1110-2-3006/c-4.pdf
Chapter 4, Power Transformers, Ref. EM 1110/2/3006, 30 Jun 94

Tabla VI. Nomenclatura actual del sistema de enfriamiento de Transformadores de potencia

DESCRIPCIÓN	
Antigua y nueva designación	
Actual	Previa
ONAN	OA
ONAF	FA
ONAN/ONAF/ONAF	OA/FA/FA
ONAN/ONAF/OFAF	OA/FA/FOA
ONAN/ODAF	OA/FOA*
ONAN/ODAF/ODAF	OA/FOA*/FOA*W
OFAF	OA
OFWF	FOW
ODAF	FOA*
ODWF	FOW*

* Indica flujo de aceite, definido en la tabla 9, Nota 2, de las normas IEEE C57.12.00 revisión 1987.

1ra letra: Designa el medio de enfriamiento interno en contacto con los devanados:

O = Aceite mineral o sintético con punto de inflamabilidad menor de 300 C.
K = Dieléctrico con punto de inflamabilidad mayor de 300°C.
L = Dieléctrico con punto de inflamabilidad no medible.

2da Letra: Designa el mecanismo de circulación interna de medio de enfriamiento:

N = Convección natural del flujo a través del equipo de enfriamiento y embobinados.
F = Circulación forzada a través del equipo de enfriamiento (bombas de enfriamiento), convección natural del flujo en los devanados (flujo no es direccional a los embobinados)
D = Circulación forzada a través del equipo de enfriamiento dirigido del equipo de enfriamiento hacia los embobinados principales.

3ra. letra: Define el medio de enfriamiento externo.

A = Aire
W = Agua

4ta. Letra: Define el mecanismo de circulación para los medios externos de enfriamiento.

N = convección natural
F = Circulación forzada (ventiladores y bombas).

Tomado de *Electrical World T&D 2nd Quarter 2002, Confusing cooling codes.*
<http://www.platts.com/engineering/issues>

1.4.2 Características eléctricas

1.4.2.1 Nivel Básico de impulso

El Nivel de aislamiento de impulso (BIL) del transformador, asociado a voltaje nominal de transmisión en los transformadores de generación o de enlace, puede ser reducido aplicando los apropiados pararrayos de óxido metálico, lo cual ahorraría costos en la fabricación del mismo, podemos ver los valores estándar del BIL en la tabla VII.

Los pararrayos son siempre colocados lo más cerca de las terminales del transformador, normalmente son montadas sobre el tanque principal del transformador en unas platinas especiales para instalar encima de ellas los pararrayos especificados desde el diseño de protección, esto se hace para transformadores en el lado de alto voltaje de hasta 230 kV.

Respecto a su nivel de aislamiento el inciso 5.10 de la norma C57.12.00, define que los transformadores deberán ser diseñados para operar bajo determinados niveles de impulso de alta y baja frecuencia por lo que deberán ser probados según el nivel de aislamiento definido por su clase. En la clase I se incluyen los transformadores de potencia con voltaje de hasta 69kV, los de la clase II operan entre los voltajes de 115 hasta 765 kv. Para más detalles sobre los tipos de pruebas, coordinación de los niveles de aislamiento consultar directamente las normas C57.12.00.

1.4.2.2 Impedancia

La impedancia afecta y define las pérdidas o costos que deberán ser absorbidos, es un importante parámetro que afecta la estabilidad del sistema al que esta conectado, determina la corriente de corto circuito y la regulación de las líneas de transmisión. Este parámetro es deseable mantenerlo en el límite mas bajo de una impedancia estándar de diseño, en la tabla VII presentamos los rangos de los valores disponibles para un transformador de generación monofásico con voltaje de entrada de 13.8 kV.

Tabla VII. Impedancias nominales en transformadores

LIMITES DE LA IMPEDANCIA DE DISEÑO NOMINAL EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA ESTANDARS				
Voltaje en embobinados			A un equiv. de 55 °C Kva.	
Voltaje Nominal	Clase OA, OA/FA, OA/FA/FA (%)		Clase FOA, FOW (%)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
KV				
15	5.00	7.50	8.34	12.50
25	5.00	7.50	8.34	12.50
34.5	5.25	8.00	8.75	14.33
46	5.60	8.40	9.34	14.00
69	6.10	9.15	10.17	15.25
115	5.90	8.85	9.84	14.75
138	6.40	9.60	10.67	16.00
161	6.90	10.35	11.50	17.25
230	7.50	11.25	12.50	18.75
500	10.95	15.60	18.25	26.00

Tomado de Internet www.usace.army.mil/inet/usace-docs-eng-manual/em1110-2-3006/c-4.pdf
Chapter 4, Power Transformers, Ref. EM 1110/2/3006, 30 Jun 94

Las impedancias de transformadores encontradas dentro de los límites de estos rangos, garantizan obtener un transformador sin incrementar los costos. Si se desean valores más bajos o altos de impedancia el transformador tendrá un incremento en su costo el cual podemos observar en la tabla No. 8.

El valor de la impedancia del transformador deberá ser determinado tomando en consideración el impacto sobre la selección de la capacidad de interrupción del interruptor ó la habilidad del generador en caso de un transformador de generación, el regular el voltaje de la línea de transmisión. La impedancia del transformador debería ser seleccionada sobre la base de estudios de falla de líneas y generadores conectados.

Las normas IEEE C57.12.00 en su inciso 9.2, nos define que la tolerancia esperada en la impedancia encontrada en las pruebas de rutina, para transformadores monofásicos será del $\pm 7.5\%$ de su valor especificado, para transformadores que tengan menos del 2% de impedancia en su diseño, se acepta una tolerancia del $\pm 10\%$. Cuando se fabriquen dos ó más unidades en una misma fábrica en el mismo tiempo, deberán tener una diferencia en su impedancia del $\pm 7.5\%$ del valor especificado.

Para transformadores que tengan tres ó más embobinados o el tipo zigzag, deberán tener una tolerancia de $\pm 10\%$ del valor especificado. Cuando se fabriquen dos ó más de este tipo en una misma fábrica en el mismo tiempo, deberán tener una diferencia que no exceda de $\pm 10\%$. Cuando se fabriquen más de tres embobinados de este tipo, deberán tener una tolerancia del 10% del valor especificado.

Tabla VIII. Costo por cambio de la impedancia fuera de valores estándar

AUMENTO DEL COSTO DE UN TRANSFORMADOR AL AUMENTAR O DISMINUIR LA IMPEDANCIA ESTANDARD	
Impedancia estándar X (multiplicar por)	Incremento en costo del transformador
1.45-1.41	3%
1.40-1.36	2%
1.35-1.31	1%
0.90-0.86	2%
0.85-0.81	4%
0.80-0.76	6%

Tomado de Internet www.usace.army.mil/inet/usace-docs-eng-manual/em1110-2-3006/c-4.pdf
Chapter 4, Power Transformers, Ref. EM 1110/2/3006, 30 Jun 94

1.4.2.3 Voltaje de operación

El máximo voltaje de operación de los transformadores de potencia no deberá exceder los niveles especificados en la norma *C84.1.1982, American National Standard Voltage Rating for Electric Power System and Equipment* (60Hz), los cuales podemos observar en la tabla no. 9.

En la tabla IX se encuentran los niveles de voltaje máximos y BIL asignados para cada nivel de voltaje de operación para transformadores de potencia, la información de esta tabla se encuentra en las normas C84.1.1982 y es resumida en la norma C57.12.00, de esta última tomamos la información.

Tabla IX. Voltajes y BIL nominales de transformadores de potencia

Relación entre voltajes nominales y el BIL, para sistemas de hasta 765 kV						
Potencia	Voltaje nominal	Voltaje máximo a aplicar	Nivel de aislamiento del Impulso Básico			
	(Kv. rms)	(de ANSI C84.1.1982[16] y ANSI C92.2.1981 [18]) (Kv rms)	de uso más común (kV cresta)			
	1.2		45	30		
	2.5		60	45		
	5.0		75	60		
	8.7		95	75		
	15.0		110	95		
	25.0		150			
	34.5		200			
	46.5	48.3	250	200		
	69.0	72.5	350	250		
	115.0	121.0	550	450	350	
	138.0	145.0	650	550	450	
	161.0	169.0	750	650	550	
	230.0	242.0	900	825	750	650
	345.0	362.0	1175	1050	900	
	500.0	550.0	1675	1550	1425	1300
	765.0	800.0	2050	1925	1800	

Copiado de las normas ANSI/IEEE C57.12.00-1987, *IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulation Transformers*

1.4.2.4 Armónicos

El transformador deberá proporcionar una corriente senoidal y el factor de armónicos no deberá exceder del 0.05 por unidad, como lo define la norma C57.12.00 en el inciso 4.1.5 y deberá cumplirse bajo las condiciones de operación descritas en el inciso 4.1.6 de las normas C57.12.00 las que mencionamos en este capítulo en el párrafo que habla sobre el cambiador de derivaciones.

1.4.2.5 Potencia

Los transformadores son construidos según la necesidad del usuario, sin embargo si un fabricante necesita hacer un transformador que no ha hecho anteriormente necesita desarrollar su diseño lo cual incrementa su valor, por lo que normalmente se requieren potencias estándar las cuales garantizan desde un inicio pruebas tipo y de corto circuito, en algunos casos por ser recurrente su fabricación. Según la norma IEEE C57.12.00, inciso 5.4.2 las potencias preferidas para su construcción están dadas en la tabla X.

1.4.2.6 Eficiencia

Las pérdidas en los transformadores representan un costo considerable durante toda su vida de operación, por lo que para la evaluación en su selección, es necesario hacer un estudio económico donde se ha de considerar costo inicial más el costo por pérdidas durante su vida útil.

Según el inciso 9.3 de las normas IEEE C57.12.00, las pérdidas encontradas en las pruebas de rutina, no deberán exceder en un determinado porcentaje en referencia a su valor especificado. Definimos estas pérdidas en la tabla XI.

Tabla X. Potencias de transformadores preferidas para construcción

POTENCIAS DE TRANSFORMADORES PREFERIDAS PARA SU CONSTRUCCIÓN (Kva.)	
Una fase	Tres fases
500	1500
	2000
833	2500
1250	3750
1667	5000
2500	7500
3333	10 000
	12 000
5000	15 000
6667	20 000
8333	25 000
10 000	30 000
12 500	37 500
16 667	50 000
20 000	60 000
25 000	75 000
33 333	100 000

Copiado de las normas ANSI/IEEE C57.12.00-1987, *IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed distribution Power, and regulation transformers.*

Tabla XI. Tolerancias permitidas en las pérdidas de transformadores

TOLERANCIAS PERMITIDAS EN LAS PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
Número de unidades ordenadas	Base de determinación	Pérdidas sin carga (%)	Pérdidas Totales (%)
1	1 unidad	10	6
2 ó más	Cada unidad	10	6
2 ó más	Promedio de todas las unidades	0	0

Copiado de las normas ANSI/IEEE C57.12.00-1987, *IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed distribution Power, and regulation transformers.*

1.4.2.7 Protecciones relacionadas en una falla interna de un transformador

La protección interna del transformador está relacionada a sobre corrientes y sobre voltajes, normalmente las fallas internas se definen como corto circuitos entre devanados, entre devanados y partes metálicas y entre conductores vivos, las protecciones relacionadas para estas fallas son la protección térmica, el relevador Buchholz, la válvula de alivio y el relevador diferencial, las cuales hemos descrito en este capítulo excluyendo la última, la que describiremos brevemente a continuación.

La protección diferencial opera generalmente al ocurrir fallas internas dentro del transformador, su operación se basa en la comparación de las corrientes de los devanados primarios contra secundarios, para esto se utilizan los transformadores de corriente que convierten proporcionalmente las corrientes en los devanados de alto y bajo voltaje en magnitudes de señales de control, estas corrientes son comparadas por un relevador diferencial que dependiendo de la magnitud, envía una señal de alarma ó disparo al interruptor principal.

La configuración de protecciones recomendadas para un transformador son las siguientes:

Diferencial.	87T
Sobre corriente entre primario y secundario.	51
Sobre corriente entre primario, secundario y tierra.	51N
Sobre corriente instantánea en el neutral.	51G
Sobre presión súbita o Buchholz.	63
Protección térmica.	49

2 MECANISMOS Y CAUSAS DE LA EXPLOSIÓN Y FUEGO EN UN TRANSFORMADOR

Como mencionamos en el capítulo 1, el transformador es una máquina que puede operar un promedio de 40 años, la ANSI considera que la vida de estos es de 20 a 25 años, sin embargo, el índice de falla en condiciones ideales es de casi 15 años como lo indican las estadísticas mencionadas en el inciso 2.3.3. Esto es debido a la forma de operar a que es sometido el transformador durante su vida en operación. Cuando es operado bajo condiciones extraordinarias, fuera del rango para el cual fue diseñado, provoca primeramente el deterioro de los aislantes internos los cuales se envejecen prematuramente, disminuyendo por ende, su vida útil y permitiendo que ocurran fallas internas graves.

En este capítulo describiremos la mecánica y causas de falla en un transformador de potencia, los efectos mecánicos destructivos provocados por un corto circuito, así como la definición de éste según las normas C57.12.00. Luego estaremos describiendo los resultados del análisis sobre bases de datos de fallas de transformadores realizadas por una empresa de seguros y otra que desarrolla sistemas para la prevención de explosiones y fuego, los cuales definieron que el porcentaje de falla es del 2.4% donde ha existido una explosión de transformador, también se determinó que incidentemente dentro del grupo que explotó, está involucrado el cambiador de derivaciones con un 63% aproximadamente. Finalmente, describiremos los efectos que tienen algunos elementos sobre los dieléctricos aislantes internos del transformador, así como el desarrollo de los arcos internos dentro de estos.

2.1 Daño provocado en los transformadores de potencia en condiciones de un cortocircuito.

Cuando los transformadores de potencia son sujetos a corto circuitos muy grandes, se dañan por los esfuerzos electromecánicos que ocasionan dichas corrientes dentro del transformador. Por otro lado cuando las corrientes de corto circuito que fluyen por el transformador son moderadas, las fuerzas electromecánicas que se desarrollan no son tan grandes como para dañar el transformador, y es el calentamiento en los devanados el que puede ocasionar el daño mismo.

En función de lo anterior se han determinado dos áreas de daño en los transformadores dependiendo de la magnitud de la corriente de corto circuito que circula por ellos, estas dos áreas son las denominadas como daño mecánico y térmico.

2.1.1 Daño mecánico

El daño mecánico es ocasionado por corrientes con magnitudes que van del 50% hasta el 100% de la corriente máxima que puede circular en el transformador. La corriente máxima se calcula normalmente como una corriente que estará limitada únicamente por la impedancia del transformador (equivalente a una falla alimentada desde una barra infinita). Esta corriente es función únicamente del valor de la impedancia del transformador.

En condiciones normales de operación, los esfuerzos mecánicos a que se ve sometido el transformador son escasamente mayores que los pesos de sus partes; en cambio, bajo condiciones de corto circuito, los esfuerzos electromagnéticos son muy grandes, ya que su valor es proporcional al cuadrado de la corriente que circula por los devanados. Experimentalmente se ha aplicado el voltaje nominal al devanado primario, estando el devanado secundario en corto circuito, la corriente aumenta de 10 a 25 veces su valor nominal y por lo tanto, los esfuerzos electromagnéticos serán de 100 a 625 veces los de carga nominal.

2.1.2 Daño Térmico

Es el ocasionado por corrientes menores del 50% del valor de la corriente de falla máxima. Dependiendo de la magnitud de la temperatura alcanzada en un corto circuito dado en repetidas ocasiones, se pueden tener efectos de corto plazo, cómo la degradación térmica del aislamiento y a largo plazo, tendremos la degradación misma del conductor, lo cual consiste en el recocimiento y consecuentemente la pérdida de sus propiedades mecánicas y eléctricas.

Respecto al recocimiento del conductor el inciso 7.3.5 de las normas ANSI/IEEE C57.12.00, nos indica el límite de temperatura al que no deben sobreponerse sobrepasado los conductores de un transformador cuando ocurre un corto circuito, este será de 250°C. para el cobre y 200°C, para el aluminio. Existe una aleación especial de aluminio la cual puede soportar hasta 250°C.

2.1.3 Mecanismo de falla interna de un transformador

Los transformadores son fabricados y diseñados para operar bajo condiciones normales que hemos descrito en el capítulo 1, pero cuando estos son operados en condiciones extraordinarias va disminuyendo su vida útil. El elemento más sensible ha ser debilitado son los aislantes sólidos, específicamente la celulosa, la cual no tiene características elásticas. Es decir, cuando recibe una fuerza deformadora ya no regresa a su forma original.

Cuando ocurre una corriente de corto circuito que fluye por un transformador, se forman fuerzas axiales y radiales en las bobinas de dicho transformador, las fuerzas actúan sobre el material aislante y el material de anclaje de las bobinas, como el material aislante normalmente es celulósico con características no elásticas hacen que cuando ocurran estas fuerzas, el material aislante se deforme.

Otra característica del material celulósico es que se torna quebradizo con el calor. Por lo que en el transcurso de su vida el transformador se puede ver sometido a calentamientos debidos por sobrecargas momentáneas, corrientes de corto circuitos alimentados por el transformador, lo cual permite que el aislante se vuelva quebradizo y eventualmente presente fisuras o quebraduras. Debemos incluir cómo factor colaborador en el proceso de deterioro, el efecto que produce la vibración al que es sometido el transformador. El mecanismo de una falla interna de un transformador es el siguiente:

Inicialmente se reduce la resistencia mecánica del aislamiento, por envejecimiento normal de operación ocasionado por la temperatura de operación normal y sobre temperaturas provocadas por corrientes de corto circuito alimentados por el transformador, luego otras corrientes de corto circuito alimentadas por el transformador ocasionan esfuerzos mecánicos que contribuyen a la deformación mecánica del aislamiento, provocando además debilitamiento del aislamiento en algunos puntos, ocurriendo fisuras en él o desprendimiento del mismo. Finalmente donde ha ocurrido el debilitamiento del aislamiento se producirá una ruptura en el momento en que ocurra un sobre voltaje, el cual es normalmente ocasionado por una descarga electro-atmosférica.

Además del factor del calor (pirolisis), debemos mencionar otros factores que colaboran al envejecimiento y deterioro de los aislantes cómo lo son: la humedad, la oxidación y la acidez, mencionados al final de este capítulo.

2.1.4 Mecánica de la explosión de un transformador de potencia en caso de falla severa

Las investigaciones realizadas por la empresa *SERGI* fundada en Francia, dedicada por mas de cuatro décadas a la protección de equipos de potencia contra fuego y explosión, demostraron que los aumentos de presión en el tanque, sucesivos a un corto circuito, son demasiado rápidos para las protecciones del transformador. Especialmente para la válvula de alivio de presión, que no está diseñada para evacuar rápidamente el volumen requerido de aceite que evitaría la explosión. Por lo que para cortos circuitos fuertes, la válvula de alivio de presión del transformador no tiene tiempo de abrir.

La explosión e incendio resulta generalmente de una falla de aislamiento, causado por sobrecargas, maniobras, relámpagos, deterioro gradual del aislamiento, nivel de aceite bajo, moho, presencia de ácido en el aceite o falla del equipamiento asociado con el cambiador de derivaciones o los aislantes pasantes.

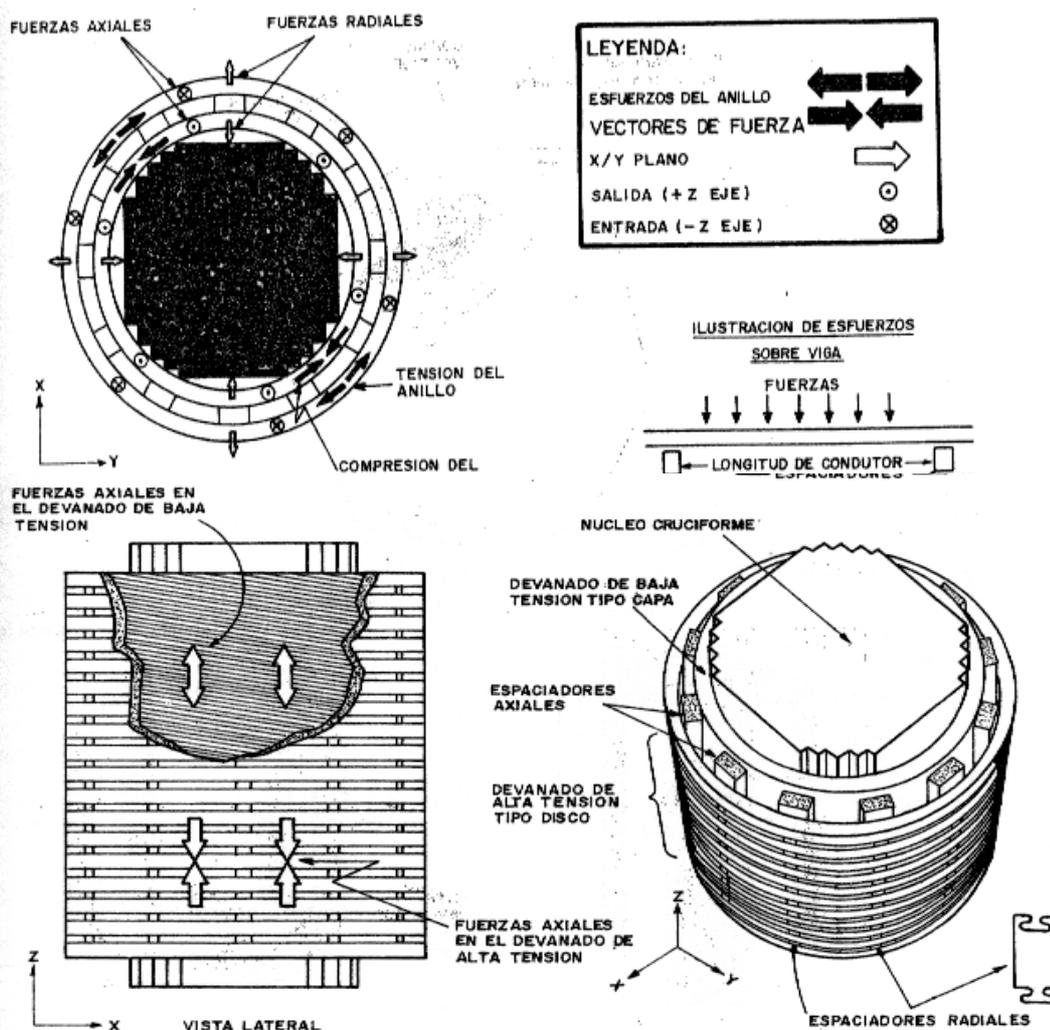
La energía resultante del arco eléctrico que sigue a una falla eléctrica crea un rápido aumento de la temperatura local (muy superiores al punto de ignición del aceite), así mismo genera un gran volumen de gases explosivos e inflamables, que provocan un aumento muy rápido de presión dentro del tanque. Es por eso que el transformador explota en tan sólo 50 milisegundos y la tapa del tanque se rompe, luego una cantidad importante de la mezcla aceite-gases explosivos es impulsada y obligada a entrar en contacto con el aire (oxígeno), generando una bola de fuego inmensa que se expande y derrama a los alrededores de la planta.

2.1.5 Esfuerzos electromecánicos encontrados en los embobinados en un corto circuito

Para comprender los esfuerzos a que está sometido el transformador en el momento de un corto circuito, describiremos lo que ocurre en un transformador tipo columnas con un devanado primario y un devanado secundario, asumiendo que ambos están montados en la misma pierna del núcleo y además, que el secundario es de baja tensión y el primario de alta tensión conectados en polaridad sustractiva. Al ocurrir un corto circuito, asumiendo que las corrientes en sus devanados circularán en sentidos opuestos, estos experimentarán un esfuerzo de repulsión entre ambos, es decir esfuerzos tipo radial, ver detalles en figura 13.

En estas condiciones, el devanado interior el cual es de baja tensión es comprimido hacia el núcleo y por lo tanto trabaja a compresión; mientras que el devanado exterior que es el de alta tensión es empujado hacia el tanque y por lo tanto trabaja a tensión. Estos esfuerzos electromecánicos son de tipo radial.

Figura 13 Fuerzas electromecánicas encontradas en un transformador tipo columnas, en condiciones de falla



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

Para el caso que este transformador tuviera una conexión con polaridad aditiva, los esfuerzos mecánicos serían opuestos y los devanados tenderían a juntarse. Como los conductores son recorridos por corrientes del mismo sentido estos se atraen. Lo mismo ocurre entre espiras de una capa y estas a su vez entre capas de una bobina, ya que están colocadas paralelamente. Por lo tanto, la bobina experimentará un esfuerzo de compresión en el sentido de su eje, efecto llamado “Efecto axial”.

La dirección de fuerzas y mecanismos de falla en los transformadores tipo columna es diferente del mecanismo de falla en los transformadores tipo acorazado; además, la diferencia en los tipos de devanados, tales como el tipo capa, tipo disco y los tipos galleta, tienen diferente fortaleza para resistir el movimiento del conductor bajo efectos de corto circuito. El espesor del sistema de asilamiento, la rigidez del sistema de sujeción del devanado, la firmeza de los conductores y la elasticidad de la masa de la bobina, juegan un papel determinante en la respuesta del devanado a los esfuerzos electromagnéticos.

2.1.5.1 Tipos de falla encontrados en devanados de transformadores con núcleo tipo columnas

En base a lo observado en la figura 13 y 14, las fallas producidas por los esfuerzos electromagnéticos en los devanados tipo columna son las siguientes:

- a) Falla por compresión radial: Esta es presentada con fuerzas radiales dirigidas hacia adentro de la bobina, las cuales pueden causar pandeos del conductor o falla mecánica del devanado cilíndrico

- b) Falla por tensión radial: Esta falla se presenta por el alargamiento de los conductores por el esfuerzo radial hacia fuera presentado en los devanados, la deformación moderada contribuye a la inestabilidad axial y por consecuencia, puede ocurrir un colapso de la bobina. Esta deformación moderada también puede causar desgarramiento ó separación del conductor. En casos extremos, el alargamiento del conductor es tal que alcanza a reventarse cuando son excedidos los límites elásticos del material.

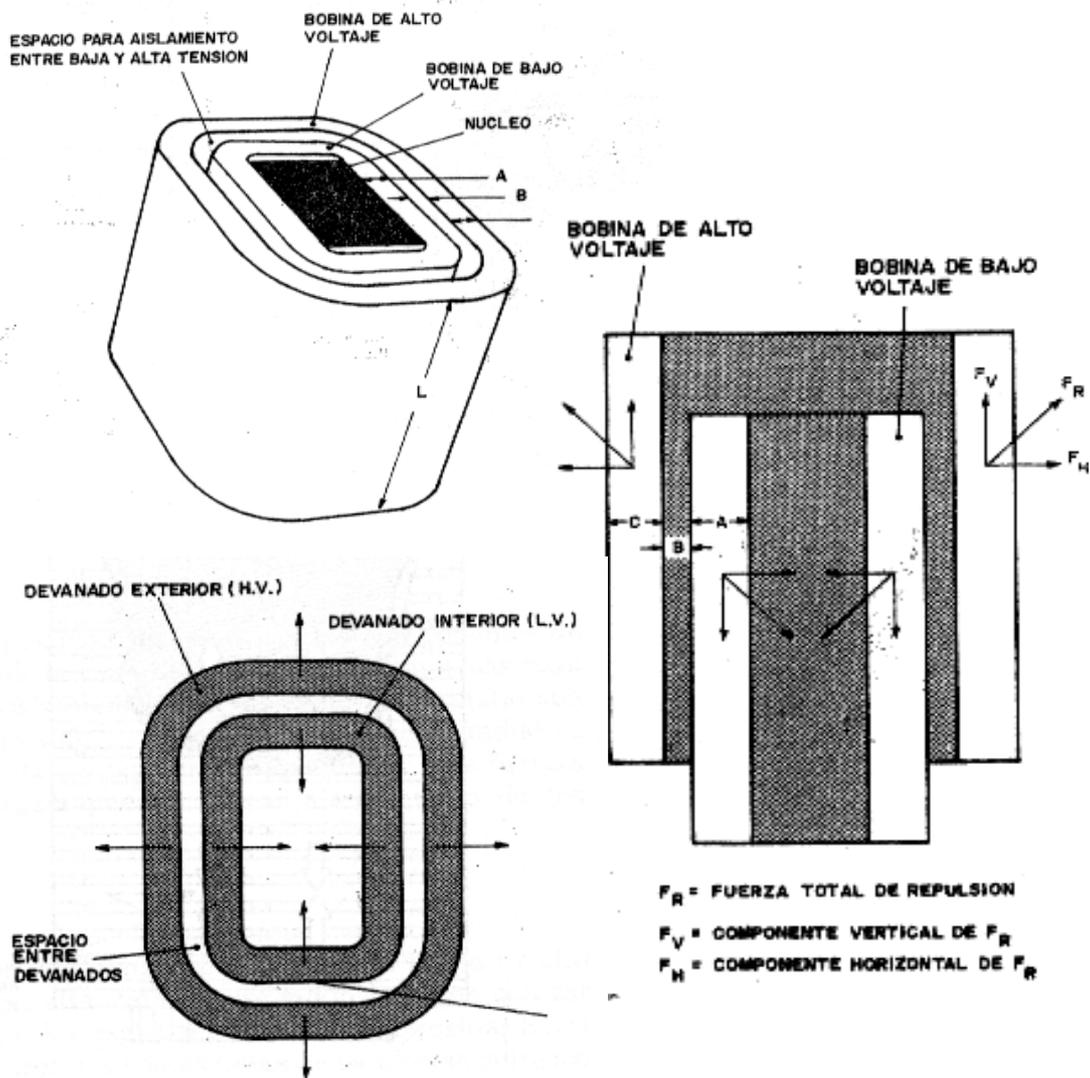
- c) Falla por compresión axial: Las fuerzas en oposición dirigidas axialmente alrededor de los centros del devanado, pueden causar aplastamiento del mismo. Si los conductores se inclinan, el devanado se vuelve inestable y posteriormente se aplasta.

- d) Falla por expansión axial: Las fuerzas en oposición dirigidas axialmente hacia las placas se pandean o se quiebran, o también pueden causar fractura de tornillos por pandeo o por someterse a esfuerzo constante. Los conductores tenderán a separarse de sus posiciones en el devanado donde el flujo de corriente está en direcciones opuestas. Estas fuerzas también causan que los conductores se inclinen, permitiendo una inestabilidad axial. La inadecuada sujeción o alineamiento favorece que los conductores del devanado se desplacen axialmente.

- e) Falla axial telescópica: Esta falla se describe utilizando dos formas, la primera describe el movimiento relativo de los devanados en forma individual (por ejemplo, el devanado exterior moviéndose hacia arriba y el devanado interior con movimiento relativo hacia abajo). La segunda forma describe la inestabilidad axial de un solo devanado (por ejemplo, el movimiento relativo hacia arriba ó hacia abajo entre las bobinas interiores y exteriores).

Cualquier falla mecánica del sistema de sujeción permitirá a los devanados un movimiento relativo en direcciones opuestas entre ambos, de tal modo telescópico.

Figura 14. Fuerzas electromecánicas encontradas en un transformador tipo columnas, con devanados rectangulares simplificados en condiciones de falla



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

La inestabilidad axial de un devanado podría resultar de una falla de tensión radial, de la falla por compresión radial ó de un colapso axial. El resultado de estas fallas puede causar que los conductores superiores e inferiores se destraben entre ellos y originen un colapso internamente, de modo telescópico.

- f) Falla en las terminales del devanado: Esta falla es presentada como resultado de la combinación de esfuerzos axiales y radiales experimentados en los devanados. Estas fuerzas resultantes tienden a inclinar las vueltas exteriores y doblar las terminales interiores alrededor de la pierna del núcleo.

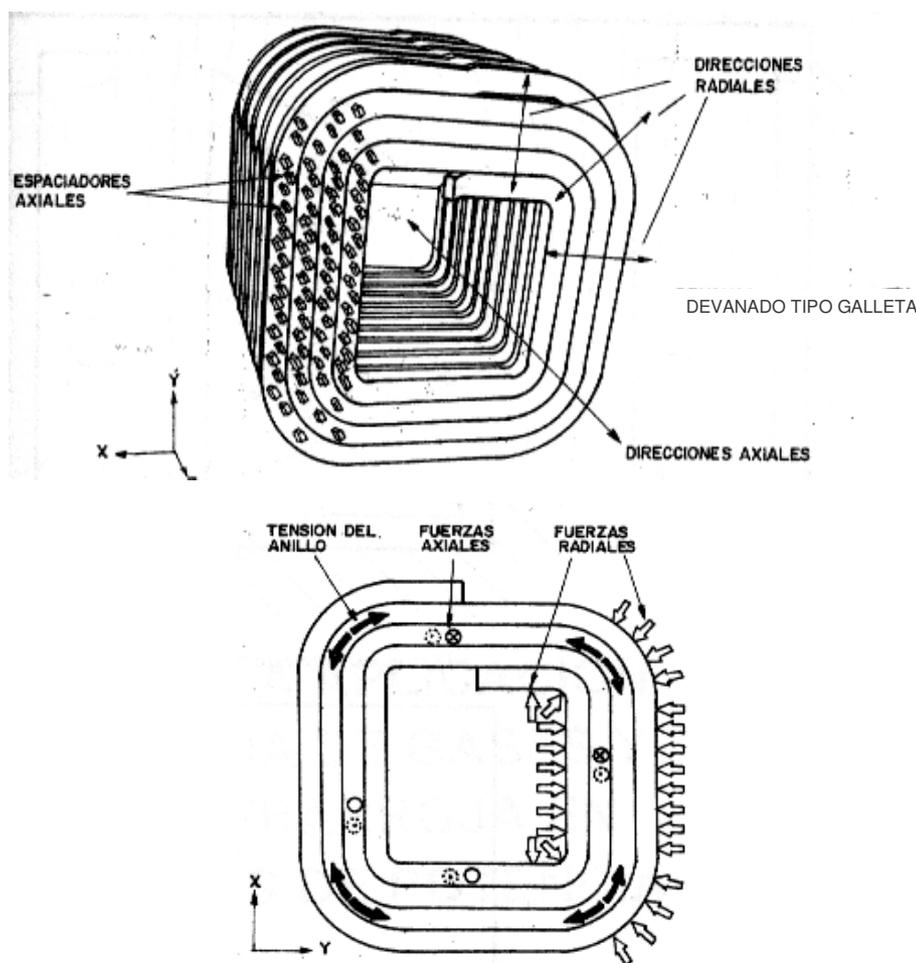
- g) Estrechamiento en espiral: La combinación de esfuerzos radiales y axiales causa que todo el devanado interior se estire y tome forma de espiral, sobresaliendo un desplazamiento periférico de los conductores y espaciadores radiales.

2.1.5.2 Tipos de falla encontrados en devanados de transformadores con núcleo tipo acorazado

En la figura 15, Podemos observar los efectos electromecánicos que se producen en los devanados de los transformadores tipo acorazado. Las fallas encontradas en este tipo de transformador son las fallas tipo radial y tipo axial, las cuales describimos seguidamente:

- a) La falla tipo radial: Se origina en los bordes de las bobinas componentes de fuerzas radiales. Cuando las bobinas son altas, estas son seccionadas para lograr adecuada graduación del aislamiento, pero los esfuerzos radiales son más grandes que lo usual. Así mismo, la componente de fuerza radial se efectúa a través de la ubicación de los taps en los devanados. Las fuerzas orientadas radialmente hacia fuera causan alargamiento de los conductores.

Figura 15. Fuerzas electromecánicas encontradas en un transformador tipo acorazado, en condiciones de falla.



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

b) La Falla tipo axial: Dentro de un determinado grupo de bobinas (por ejemplo el grupo de alto voltaje), las fuerzas axiales son de atracción, de ese modo se deben colocar los conductores, el aislamiento, y los espaciadores bajo compresión. Estas fuerzas actúan sobre los conductores, los cuales tratan de pandearse entre los grupos de espaciadores. Las fuerzas axiales entre los grupos de bobinas de diferentes devanados (por ejemplo, grupo de alto voltaje y grupo de bajo voltaje) son fuerzas de repulsión y tratan de forzar las bobinas contra los extremos de las laminaciones del núcleo. Estas fuerzas fatigan el aislamiento mayor entre el devanado y el núcleo, y son transmitidas a través del núcleo al tanque del transformador. Las fuerzas axiales de repulsión entre grupos de bobinas transmiten los esfuerzos de tensión a los miembros en el tanque y el núcleo, así cómo también a las vigas “T” que sirven de soporte a la bobina.

2.1.6 Esfuerzos eléctricos encontrados en una falla de un transformador

La falla en un transformador puede originarse por fenómenos transitorios en el sistema eléctrico al cual pertenece, en dichas fallas el aislamiento del transformador debería ser capaz de soportar dichas perturbaciones en coordinación con la protección que proporcionan los pararrayos.

Las descargas atmosféricas, sobreexcitación, maniobras del sistema, resonancia en devanados, corto circuitos entre vueltas, capas y bobinas, descargas parciales, perforación del aislamiento, cargas estáticas en el aceite y arqueos, son todas las maneras cómo se originan las fallas eléctricas en los transformadores.

Tabla XII. Tensiones encontradas en los devanados de un transformador

TENSIONES ELECTRICAS EN LOS DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR Y SUS COMPONENTES ASOCIADOS	
TIPO DE TENSIONES	DESCRIPCIÓN
Tensiones de Operación normal con baja frecuencia	Tensiones de componentes alternas encontradas en las terminales del transformador, estas son generadas por el sistema conectado, sus valores se expresan en rms ó de cresta.
Tensiones normales inducidas con baja frecuencia	Tensiones inducidas en los devanados por flujo de corrientes en devanados adyacentes y partes conductoras dentro del transformador por medio de componentes de corriente directa
Tensiones de operación anormal con baja frecuencia	Tensiones de componentes alternas originadas por sobre excitación, desbalance de cargas ó condiciones de falla muy comunes que son liberadas del sistema por medio de la operación de los relevadores de protección.
Tensiones anormales del sistema con alta frecuencia	Tensiones con voltajes transitorios originados por descargas atmosféricas, resonancia parcial en devanados, maniobras en el sistema u operación de pararrayos. Estos producen esfuerzos dieléctricos más grandes que los originados por baja frecuencia en las espiras de los devanados más cercanas a las terminales de conexión del transformador.
Tensiones eléctricas anormales de alta y baja frecuencia originadas por otras causas	Tensiones que provienen de una tormenta solar o disturbios de corriente directa, fenómenos internos en fluidos con la posibilidad de separación de carga sobre las superficies del aislamiento, cambios en la distribución del campo eléctrico debido al inicio de descargas en particular o las fallas progresivas en devanados desde el desarrollo de fallas entre vueltas.

Copilado de la conferencia de William Barley, "análisis of Transformer Failures" , Proceedings of the Sixty-Seventh annual International Conference of Doble Clients 2000. <http://hsbtoha.com/china1.htm>

2.1.6.1 Descargas parciales

Las descargas parciales son descargas eléctricas que ocurren dentro del sistema de aislamiento sólido, líquido, gaseoso o compuesto de los equipos eléctricos, de manera que solamente puentea parcialmente el aislamiento entre los electrodos. Estas son descargas eléctricas de alta frecuencia que se extinguen en un tiempo menor de 10^{-7} segundos. Las descargas parciales se pueden clasificar en tres grupos que son: Descargas parciales internas, superficiales y por corona.

Las descargas parciales internas aparecen dentro de una cavidad gaseosa (hueco) o inclusiones de material extraño en el seno de un aislamiento sólido, líquido o gaseoso. Las descargas parciales superficiales aparecen cuando existe una componente de campo eléctrico paralela a la superficie del dieléctrico y las descargas parciales por corona se forman en la superficie del conductor o electrodo cuando la intensidad de campo eléctrico de dicha superficie excede la rigidez dieléctrica del aire que son 30 kV/cm a 25°C y 760 mm Hg.

2.2 Definición de un corto circuito según las normas ANSI/IEEE

El transformador de potencia ha sido diseñado y construido para operar muchos años en condiciones normales que hemos descrito en el capítulo uno, sin embargo puede ser operado en condiciones extraordinarias por ejemplo sobrecargas en caso de emergencias por periodos definidos a costo de la disminución de la vida útil del mismo.

Las normas ANSI/IEEE C 57.12.00 inciso 7 definen con las características de duración y magnitud de un corto circuito, las cuales definen los requerimientos para soportar los efectos mecánicos y termales producidos por un corto circuito, el que puede tener una ocurrencia entre las tres fases, en una fase, una fase a neutro, doble línea a neutro y línea a línea.

Según el inciso 8.2 de las normas ANSI/IEEE C57.12.00, las pruebas de corto circuito para un transformador están incluidas dentro del grupo de “otras pruebas” no se incluyen como pruebas de rutina y de diseño.

Aunque no hay pruebas de corto circuito que no se realizan a un transformador, a menos que el cliente lo pida, no significa en ningún modo que el este no esté preparado para superar dichas pruebas, esto significa que si es requerida por el cliente deberá ser pagada por aparte la cual tiene un alto costo ya que normalmente se realiza en laboratorios internacionales reconocidos. Algunas fábricas reconocidas garantizan haber realizado este tipo de prueba en transformadores tipo, el inciso 7.1.2 de las normas C57.12.00 definen la capacidad de soportar un corto circuito, ver dicha clasificación en la tabla 13.

Tabla XIII. Clasificación de transformadores de potencia

CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES EN FUNCIÓN DE SU POTENCIA		
Categoría	Una fase (kVA)	Tres fases (kVA)
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5 000
III	1668 a 10 000	5 001 a 30 000
IV	Arriba de 10 000	Arriba de 30 000

Tomado del inciso 7.1.2 de las normas ANSI/IEEE C57.12.00.1987

2.2.1 Duración de un corto circuito

La determinación de la duración y magnitud del corto circuito de un transformador esa definido en las normas ANSI/IEEE C 57.12.00, de la siguiente forma:

$$t = \frac{1250}{i^2}$$

Donde:

t = duración del corto circuito en segundos
 i = corriente de corto circuito en múltiplos de la corriente normal base.

Para la categoría II, III y IV (transformadores de potencia), la duración de la corriente del corto circuito está limitada a 2 segundos, a menos que se especifique otro tiempo.

Cuando exista un equipo de tipo re-cierre dentro del sistema del transformador, el tiempo del corto circuito deberá ser la acumulación del tiempo total durante los tiempos que el circuito esté cerrado.

Cuando las pruebas de corto circuito se realizan en un transformador, el tiempo para las pruebas será de 0.25 segundos, a excepción de la prueba de corrientes simétricas que deberá ser tener los siguientes tiempos: Para la categoría I, el tiempo se define con la fórmula anterior, para la categoría II, el tiempo está definido en 1 segundo y para la categoría III, está definido en 0.5 segundos.

2.2.2 Magnitud de un corto circuito

Para la categoría I, se define que la magnitud de la corriente no deberá exceder de un rango de 40 a 25 veces la corriente base para potencias entre 5 a 500 kVA respectivamente.

Para la categoría II, III y IV, se define que la magnitud de la corriente está limitada a 2 segundos, por lo tanto no deberá exceder de 25 veces su corriente nominal.

Para la categoría II, se deberá tomar en cuenta solamente la impedancia del transformador para los cálculos de corto circuito, mientras que para las categorías III y IV, se define sumando la impedancia del transformador más la impedancia del sistema especificada por el usuario.

2.3 Causas de falla en transformadores de potencia

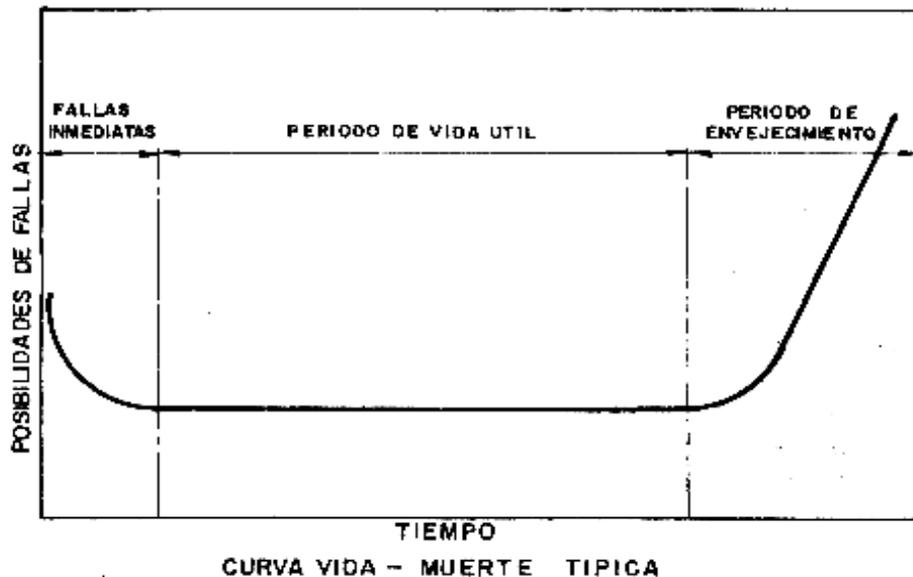
Los transformadores de potencia son parte de los equipos más costosos en plantas de generación y subestaciones, los cuales contienen una gran cantidad de sustancia combustible, estos pueden esparcir fuego a instalaciones vecinas por lo que requieren una atención especial en su protección.

Las causas de falla pueden ser muy variadas, por ejemplo por daños físicos dados por la oxidación, envejecimiento de empaques, golpes, vandalismo. Puede ser por deterioro del aislamiento externo e interno dado por contaminación, calentamiento, sobre tensiones, cortocircuitos soportados, también por descargas externas provocadas por contaminación, animales y vandalismo, además pueden ser por fallas de sus accesorios por ejemplo los transformadores de corriente y de tensión, aisladores pasantes.

Las causas de explosión son provocadas normalmente por un corto circuito interno el cual como veremos seguidamente es finalmente provocado por una sobre excitación externa cómo lo es una descarga electro-atmosférica luego de haber sido debilitado el aislamiento interno del transformador por sobrecalentamientos provocados por anteriores sobre excitaciones o sobrecargas de emergencia.

Los dos factores que causan normalmente fuego en los transformadores son la edad del transformador y que tan duramente es operado o tratado el mismo. La incidencia de falla en los transformadores es grande posteriormente de ser instalado, luego en el transcurso de su vida se estabiliza y se reducen notablemente las fallas, finalmente la tendencia de falla se incrementa al final de su vida útil, ver gráfica 1. Las fallas causadas por rompimiento del aislamiento y la presencia de gas o agua en el aceite, son responsables de la mayor parte de fuego en transformadores.

Gráfica 1. Curva típica de vida-muerte de un transformador de potencia



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

En resumen el riesgo de fuego en los transformadores es un hecho, dado que tiene un gran contenedor de metal lleno de aceite combustible dentro del cual hay conductores eléctricos operados con alto voltaje y todo lo que se necesita es un arco para empezar la cadena de reacción.

Se ha descubierto que del 40-60% de transformadores que han sufrido fuego la causa fue causada por problemas internos de los bobinados, este tipo de problemas normalmente presenta sobre presiones que rompen el tanque, que producen fugas de aceite, otras causas de fuego son los rayos sobre el equipo, mal mantenimiento o circuito abierto del sistema de tierra, contacto de tierra de cables energizados.

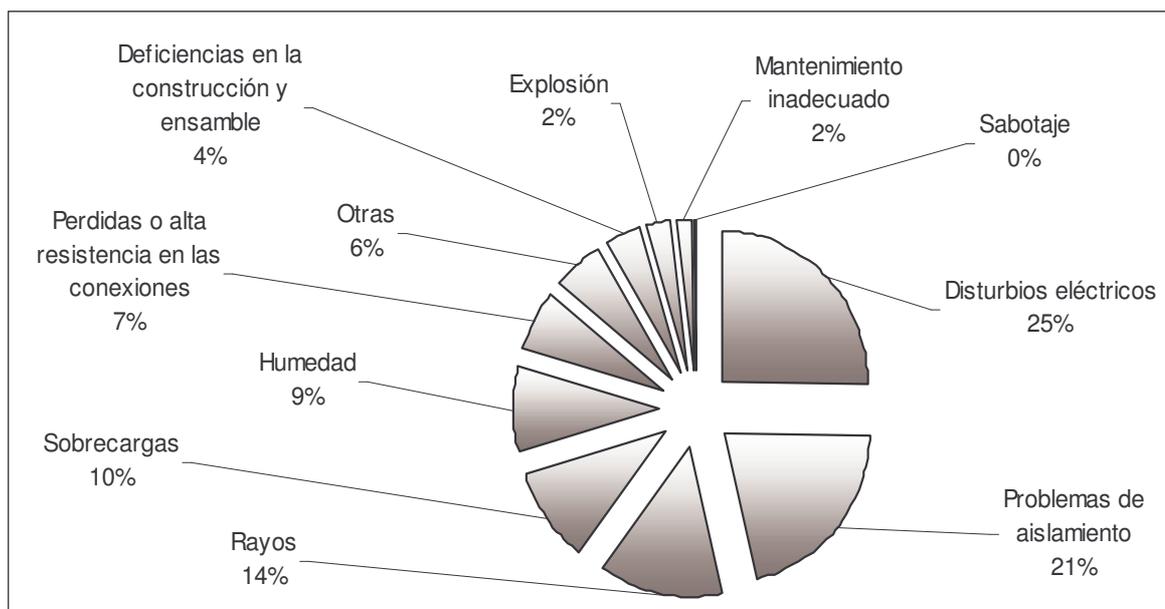
2.3.1 Fallas encontradas en los transformadores de potencia

La empresa americana *Hartford Steam Boiler and Insurance Company* (HSB) es una empresa de seguros que ha realizado por muchos años análisis de la historia de las causas de una gran cantidad de fallas de transformadores de potencia. La información colectada es de por lo menos tres décadas de negocios de seguros relacionados con la industria de la fabricación y generación de energía, y fue obtenida de reclamos de seguros en los Estados Unidos, Europa, Sur América y Asia. El actual número de ocurrencias no puede ser revelado por esta compañía para preservar la información propiedad de sus clientes, los datos que se presentan incluyen los datos hasta el años 2000, estos datos fueron presentados en la conferencia *“Análisis of Transformers Failures” Proceedings of the Sixty-Seventh Annual International Conference of Doble Clients, 2000.* por la empresa HSB.

Esta compañía ha identificado y catalogado las causas primarias, las causas secundarias y contribuciones para prevenir las pérdidas, asegurándose que sus clientes cumplan con los requisitos y recomendaciones para proteger las áreas de los transformadores de potencia de futuras fallas.

Del lote de transformadores analizados se incluyen categorías de unidades de distribución, generación, de fundición, rectificación y tipo seco; Los transformadores tipo seco son los que mas ocurrencias de falla registran, redondeando un 23.8% del total de fallas analizadas.

Gráfica 2. Fallas en porcentajes encontradas en transformadores



Tomado de conferencia de William Barley, "analysis of Transformer Failures" , Proceedings of the Sixty-Seventh annual International Conference of Double Clients 2000. <http://hsbtoha.com/china1.htm>)

Descripción de fallas encontradas

El análisis de los datos evaluado por esta compañía midieron los efectos económicos de la ocurrencia de falla considerando dos componentes:

El número de pérdidas para un particular tipo de equipo y el costo o impacto de las fallas que ocurren para la empresa que reclama la pérdida. En las tabla XIV y Gráfica 3, se detalla la incidencia de fallas en porcentajes y la descripción de las fallas encontradas.

2.3.3 Fallas encontradas en transformadores de potencia por su aplicación

Para las compañías de seguros el transformador de potencia se ha convertido en quinto objeto de reclamos a pagar en las últimas décadas, respecto a equipos de alta potencia. El nivel de falla de los transformadores encontrado, dependiendo el tipo de aplicación lo detallamos en la tabla XV, el orden de los grupos descrito define la probabilidad de riesgo de falla, se encuentran de mayor a menor riesgo.

La edad del transformador es un factor importante de falla, se puede esperar que un transformador opere de 30 a 40 años bajo “condiciones ideales”, lo cual en la realidad no sucede. En 1975 el estudio de falla de un transformador reportó una edad de falla de 9.4 años, en 1985 el promedio subió a 11.4 años, ahora se reportan 14.9 años. Como podemos ver en la gráfica 3, que describe la falla del transformador en función de su edad no tiene una curva determinada, esta curva podría justificar el tiempo y gastos ocurridos en el chequeo del estado del transformador mismo.

El número de factores que afectan la vida esperada de los aislantes son varios, los cuales deberían ser tomados en consideración por las personas responsables de la operación del equipo eléctrico. Estos son: Mala aplicación del equipo, vibración, alta temperatura de operación, sobrecargas, cuidado del equipo de control, rayos y descargas en las líneas, poca limpieza en las líneas, lubricación impropia, poco cuidado o negligencia de operación.

Tabla XIV. Descripción y porcentajes de fallas encontradas en transformadores de potencia

Tipo de falla	% de ocurrencia	Descripción
Disturbios eléctricos	25.4	Picos de voltaje, fallas de línea por arcos flashover, fallas en los cambiadores de taps, cortos en la salida y anomalías encontradas en transporte y distribución.
Problemas de aislamiento	21.0	Son las fallas en el aislamiento, sin evidencias de fueran provocadas por sobrecargas en las líneas. Pueden ser provocadas por contaminación, deficiente aislamiento y desalineamientos que reducen las distancias requeridas por el voltaje aplicado para prevenir los flasheos.
Rayos	13.7	Rayos cercanos identificados y confirmados como causa de falla, los que no pueden ser confirmados ó identificados pertenecen a la primera categoría.
Sobrecargas	10.1	Substanciales sobrecargas con valores por arriba de su capacidad de placa, producidos por grandes periodos de tiempo.
Humedad	9.3	Se consideran dos tipos: el primero es por contaminación interna del aceite por inundaciones, fugas en los tubos y el techo, agua entrando por los pasatapas,, la segunda es la presencia confirmada de humedad en el aceite aislante. Aquí se incluyen los flashover externos por excesiva humedad causados por acumulación de nieve o hielo.
Pérdidas, alta resistencia en conexiones	6.5	Conectores flojos, los cuales están caracterizados por mal ensamble en fábrica y el mal mantenimiento en el lugar.
Otras	5.6	Esta categoría incluye a las demás fallas que no están descritas en las otras categorías de fallas.
Deficiencias de construcción de fabricación	4.0	Entre las condiciones halladas fueron cosas flojas o conectores y cables mal soportados, soportes de devanados y débiles, inadecuado aislamiento del núcleo, también se incluyen fallas por valor de corto circuito inferior al valor reportado en placa y objetos foráneos dejados dentro del tanque.
Explosión	2.4	Esta falla se presenta la mayoría de veces por fallas en los devanados, normalmente una sobrecarga provoca el rompimiento del aislamiento, esta falla se muestra muy destructiva adicionando el elemento fuego.
Mantenimiento inadecuado	1.6	Incluye casos de poco o nada mantenimiento realizado teniendo impacto en la falla, desconexiones por desajuste ajuste de equipos, pérdidas de anticongelante, acumulación de suciedad, grasas, aceite y corrosión.
Sabotaje	0.4	La mayoría de los sabotajes representaron fugas causadas por disparos al tanque.

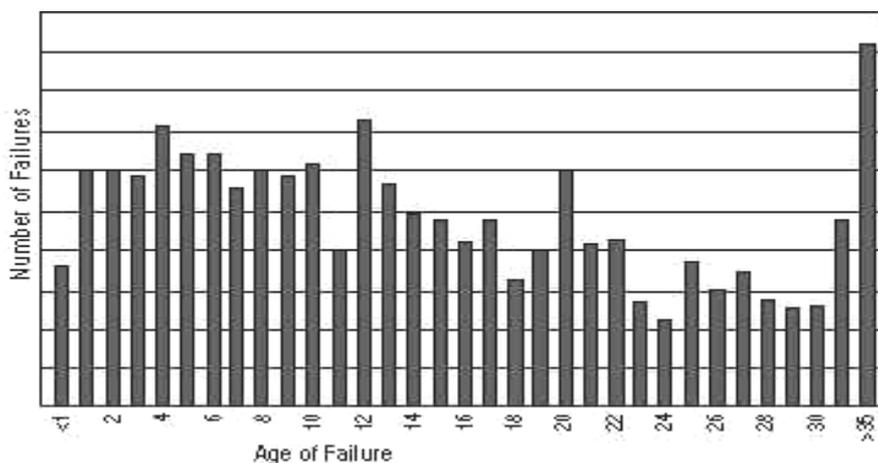
Copilado de conferencia de William Barley, "analysis of Transformer Failures" , Proceedings of the Sixty-Seventh annual International Conference of Double Clients 2000. <http://hsbtoha.com/china1.htm>)

Tabla XV. Nivel de riesgo de falla en función de tipo de usuario

Nivel de riesgo de falla	Grupo de aplicación	Grupo de empresas incluidas
1	Usuarios eléctricos	Consumidores de servicios privados, municipales eléctricos y productores de energía independientes.
2	Metales primarios	Mezclas de aceros, aluminios, forjas, especiales aleaciones, procesos de metales, etc..
3	Fabricas	Automotriz, aviación, cosméticos, procesos galvánicos, joyería, cuero, farmacéuticos, confitería, cereales, plantas de vegetales, pastelería, enlatados, etc...
4	Construcciones comerciales	Colegios, hoteles, iglesias, estadios, parques de diversión, plantas de gas y aire acondicionado, edificios de oficinas, apartamentos, tiendas, moles, estaciones de televisión, etc...
5	Proceso de alimentos	Cerveza, lácteos, empaque de carnes, azúcar, carnes de granja, avícolas, confitería, cereales, bebidas, pastelería, enlatados, etc...
	Cemento y minería	
	Plásticos	
	Pinturas	
	Pulpa y papel	

Copilado de conferencia de William Barley, "analysis of Transformer Failures" , Proceedings of the Sixty-Seventh annual International Conference of Double Clients 2000. <http://hsbtoha.com/china1.htm>)

Gráfica 3. Falla del transformador en función de su edad

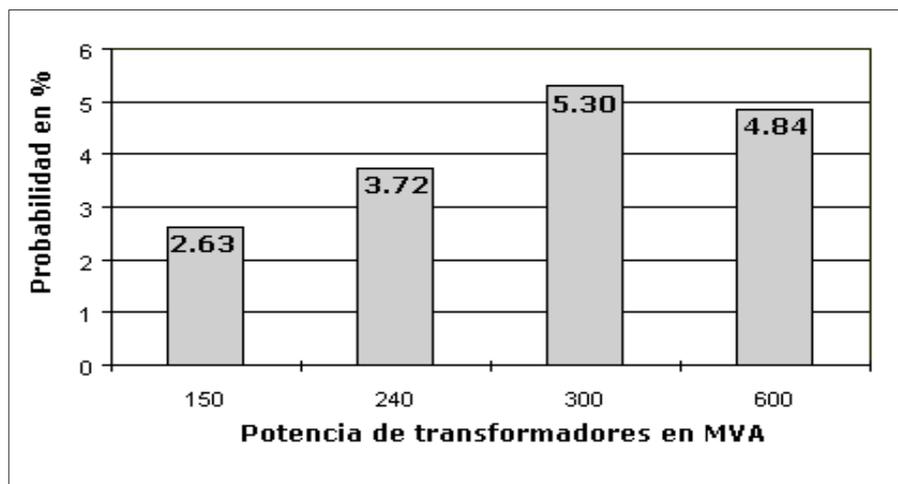


Tomado de conferencia de William Barley, "analysis of Transformer Failures" , Proceedings of the Sixty-Seventh annual International Conference of Double Clients 2000. <http://hsbtoha.com/china1.htm>

2.3.4 Estadísticas de explosiones en transformadores de potencia

La empresa Francesa SERGI ha analizado la información de incidentes donde los transformadores explotan y se incendian, esta empresa ha trabajado por más de 40 años en el área de protección de equipos de potencia, la información encontrada ha sido analizada de los registro que los sistemas SCADA, los incidentes que no han sido grabados en SCADA son utilizados cómo base de datos para clasificar las probabilidades de explosión. Esta empresa no puede publicar los nombres de las compañías que colaboran con su información. De sus análisis del lote de transformadores estudiados encontraron que las probabilidades de explosión de un transformador es del 4.12%, este varía en función de su potencia lo cual se describe en la gráfica 4.

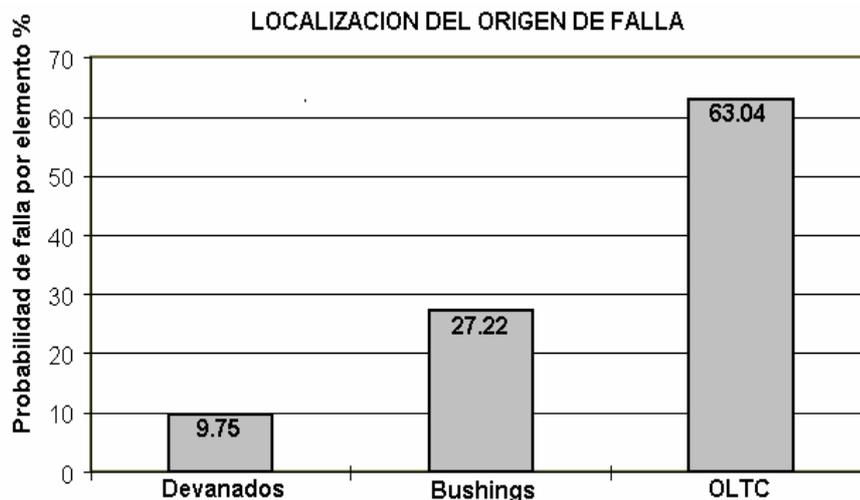
Gráfica 4. Probabilidad de falla en función de la potencia



Tomado del manual *SERGI TRANSFORMER PROTECTOR, for transformers from 0.5 MVA. DESIGN PRINCIPLES.* Reference: ed4Sc03a

Otro dato importante que esta empresa ha definido del análisis de la información que posee sobre explosiones de transformadores es el origen de la falla, éste es uno de los resultados que les ha servido para orientar sus investigaciones para el desarrollo de sus sistemas de prevención de explosiones y fuego. Del lote investigado se encontró que la mayor causa de explosiones esta involucrado el cambiador de derivaciones, ver gráfica 5.

Gráfica 5. Probabilidad de falla en función del tipo de equipo



Tomado del manual *SERGI TRANSFORMER PROTECTOR, for transformers from 0.5 MVA. DESIGN PRINCIPLES.* Reference: ed4Sc03a

Efectos de la temperatura sobre los aislantes sólidos

Según el inciso 7.3.5 de las normas ANSI/IEEE C 57.12.00, el límite de temperatura que no debe ser sobrepasada en los conductores de un transformador será de 250°C. para el conductor de cobre y 200°C para el conductor de aluminio, existe una aleación especial de aluminio que puede soportar hasta 250°C.

El hecho que los conductores pueden soportar dichas temperaturas no significa que los conductores de los devanados puedan y deban alcanzar tal temperatura, ya que al someter un transformador a dichas temperaturas se provocará una disminución en su vida útil, si se desean más detalles sobre este tema puede ser consultado en las normas ANSI/IEEE C57.92-1981, *IEEE Guide for Loading Mineral-oil-Immersed Power Transformers (up to and including 100MVA with 55 °C or 65 °C Winding Rise)*.

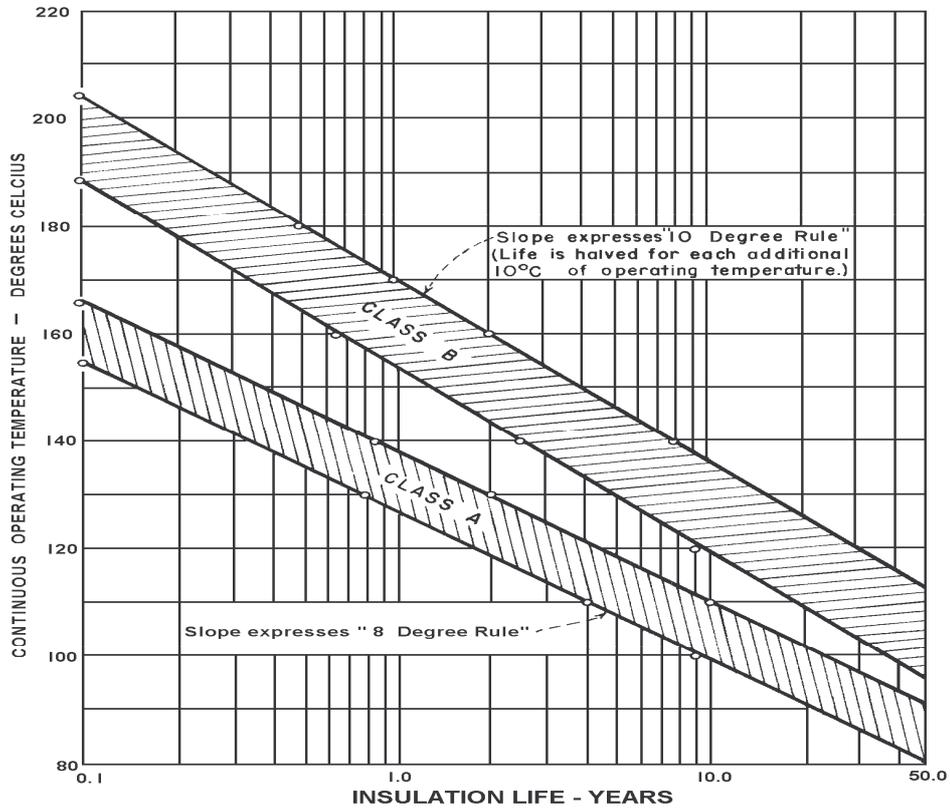
Como podemos ver en la gráfica 6, el deterioro de los aislantes clase A y B es gradual cuando es operado con sobrecargas o sobre temperaturas constantes y sus curvas no tienen pendientes ni cambios bruscos. En el proceso de envejecimiento provocado por la temperatura adicional a la de su diseño, el material aislante se reseca y carboniza, volviéndolo quebradizo debilitando su resistencia mecánica.

Hablando del daño de un transformador por sobre temperaturas, se conoce la regla de los 8° grados, la cual dice que “A temperaturas mayores de 110°C, por un aumento de 8°C, se duplica el envejecimiento”; es decir, se reduce la vida útil a la mitad.

Es importante reconocer en que forma esta distribuida la temperatura que tiene el transformador en su punto más caliente, por ejemplo si utilizamos un aislante clase A el cual soporta una temperatura máxima de hasta 105°C, se entiende que la temperatura se distribuye de la siguiente forma:

Temperatura ambiente máxima	40 °C.
Elevación de temperatura en el cobre, sobre la temperatura ambiente máxima de 40°C. (valor promedio)	55 °C.
Gradiente de temperatura (valor promedio)	10 °C.
TOTAL	105 °C.

Gráfica 6. Curvas de vida esperada de aislantes sólidos contra la temperatura de operación



Tomado del manual *FACILITIES INSTRUCTIONS, STANDARDS, AND TECHNIQUES, Volume 3-1. TESTING SOLID INSULATION OF ELECTRICAL EQUIPMENT.*
 Internet Version of This Manual Created September 2000. http://www.usbr.gov/power/data/fist_pub.htm)

2.3.6 Efectos de la humedad sobre los aislantes

Una de las causas de deterioro de la calidad del aislamiento de los aislantes líquidos y sólidos es la humedad, la causa principal de la entrada de humedad dentro del tanque es a través de fugas presentes en las uniones, pasatapas, malos empaques.

En cualquier parte del transformador donde halla una fuga es una puerta potencial para el ingreso de la humedad. También puede provenir del respiradero del tanque de expansión si este es utilizado, aún si tiene secador de aire el cual puede no haber recibido el mantenimiento correspondiente.

La rigidez dieléctrica del aceite del transformador decrece rápidamente con la absorción de la humedad. Una parte de agua en 10,000 partes de aceite reduce la rigidez dieléctrica al 50%, por lo que se debería realizar por lo menos una vez al año un chequeo del rompimiento del dieléctrico para detectar la humedad, así mismo un análisis de gases para detectar el desarrollo de alguna falla dentro del mismo.

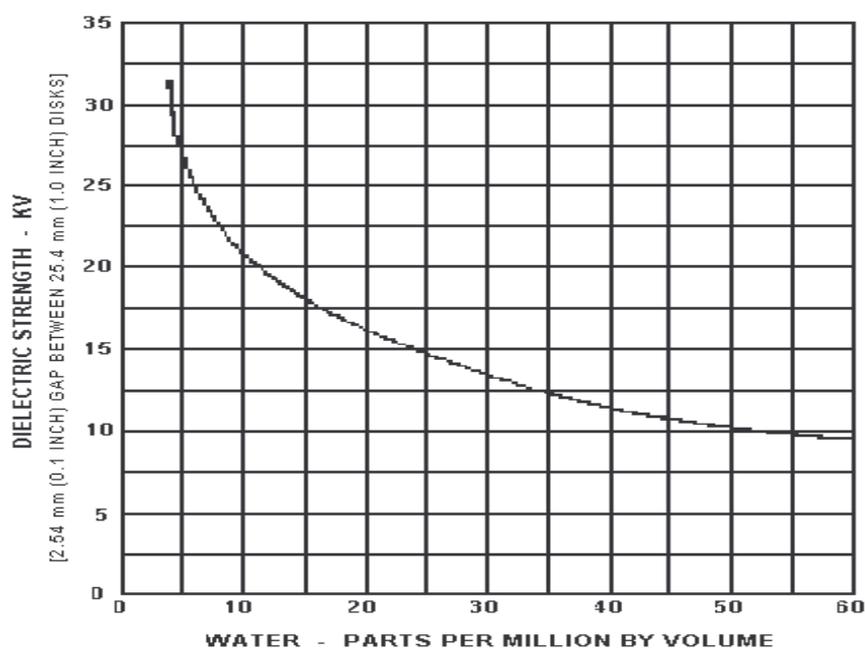
El agua puede estar presente dentro del tanque del transformador en el aceite en las siguientes formas: disuelta dentro del aceite, como pequeñas gotas mezcladas con aceite (emulsión) y en libre estado en el fondo del tanque principal.

El efecto de la humedad en las propiedades de los aislamientos depende de la forma en que se encuentra dentro del tanque, una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión produce una gran influencia en la reducción de la rigidez dieléctrica del aceite cómo se observa el la gráfica 7, en tanto que agua disuelta tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica.

2.3.7 Efecto de oxígeno en los aislantes líquidos y sólidos

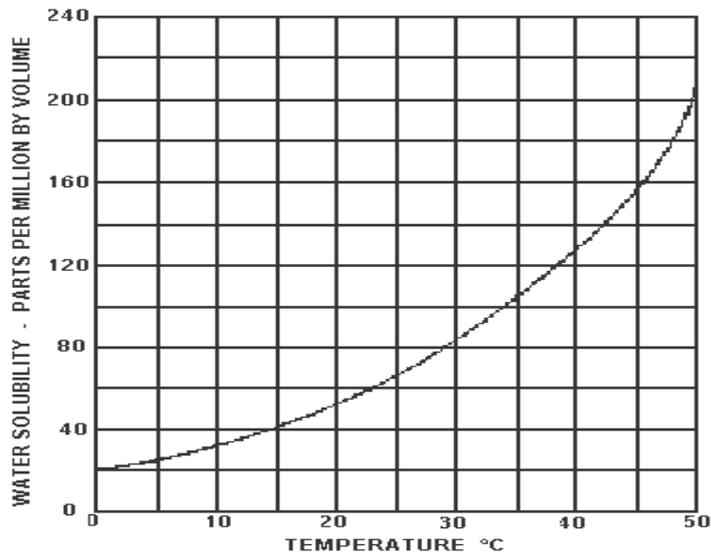
Otra de las causas de deterioro de la calidad del aislamiento de los aislantes líquidos y sólidos es la formación de ácidos y lodos dentro del tanque, estos causan graves daños dentro del transformador, este deterioro ocurre mucho más lento que el deterioro por humedad. Estos ácidos y lodos son formados por la oxidación causada por la inclusión de oxígeno dentro del tanque, esta inclusión del oxígeno dentro del tanque ocurre principalmente a través del respiradero del tanque de expansión, si este existe. El agua también puede ser la fuente de ingreso de oxígeno, por lo que fugas en los empaques, o cualquier fuga de aceite puede permitir el ingreso de humedad y oxígeno dentro del tanque.

Gráfica 7. Efecto de la humedad en la rigidez dieléctrica



Tomado del manual *FACILITIES INSTRUCTIONS, STANDARDS, AND TECHNIQUES, Volume 3-1. TESTING SOLID INSULATION OF ELECTRICAL EQUIPMENT.*
Internet Version of This Manual Created September 2000. http://www.usbr.gov/power/data/fist_pub.htm)

Gráfica 8. Solubilidad del agua en función de la temperatura en los dieléctricos

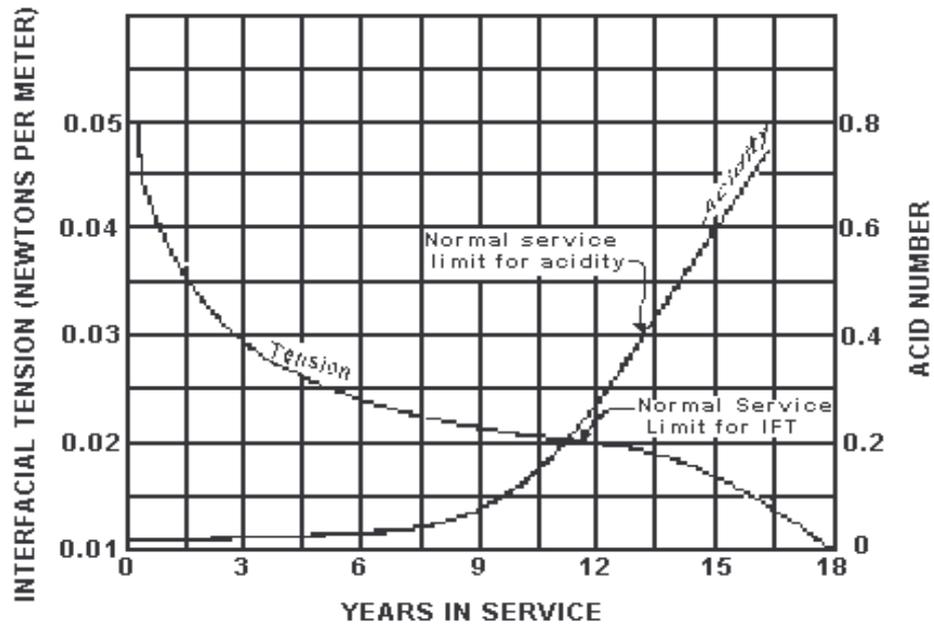


Tomado del manual *FACILITIES INSTRUCTIONS, STANDARDS, AND TECHNIQUES, Volume 3-1. TESTING SOLID INSULATION OF ELECTRICAL EQUIPMENT.*
Internet Version of This Manual Created September 2000. http://www.usbr.gov/power/data/fist_pub.htm

La oxidación también depende de la temperatura en el aceite, una alta temperatura acelera el rompimiento del aceite por oxidación, de hecho este punto hay que tomarlo muy en cuenta en transformadores sobrecargados especialmente en el verano. Podemos ver el comportamiento de la solubilidad del agua en el aceite en la gráfica 8 y la curva esperada en función del tiempo de operación de la acidez dentro del transformador en la gráfica 9.

El lodo formado por la oxidación se pega a las superficies, este forma una barrera en forma de sábana bloqueando la transferencia de calor que el aceite transporta de los embobinados y núcleos hacia el exterior. Si la formación de lodos se desarrolla por mucho tiempo puede bloquear los ductos de enfriamiento causando calentamiento excesivo dañando el aislamiento, y eventualmente causar una falla severa como un corto circuito entre espiras, pudiendo resultar finalmente una explosión del tanque.

Grafica 9. Acidez encontrada en el dieléctrico en función del tiempo



Tomado del manual *FACILITIES INSTRUCTIONS, STANDARDS, AND TECHNIQUES, Volume 3-1. TESTING SOLID INSULATION OF ELECTRICAL EQUIPMENT.*
 Internet Version of This Manual Created September 2000. http://www.usbr.gov/power/data/fist_pub.htm)

3 SISTEMAS CONTRA INCENDIO Y EXPLOSIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Como lo hemos comentado en el capítulo anterior, el riesgo de fuego en los transformadores es un hecho, dado que tener un gran contenedor de metal lleno de aceite combustible (en nuestro medio normalmente se utilizan aceites naturales derivados del petróleo los cuales se inflaman a 145° grados Celsius según la Norma ASTM D92), dentro del cual hay conductores eléctricos operados con alto voltaje y corriente donde todo lo que se necesita es un arco para empezar la cadena de reacción de explosión y fuego.

Los transformadores de potencia hoy en día están equipados por lo general con protecciones eléctricas y mecánicas, en estudios y análisis de transformadores fallados se encuentra que las protecciones eléctricas operan correctamente la mayor parte del tiempo. Se observó que todo transformador destruido por explosiones estaba equipado con válvulas de alivio de presión confirmando la ineficacia de esta protección para este tipo de fallas.

En este capítulo describiremos los sistemas que se utilizan en la actualidad para la protección de transformadores en caso de explosión y fuego los cuales solamente combaten, aminoran ó suprimen los efectos producidos, al final del capítulo describiremos la operación con detalle de la válvula de alivio y los discos de ruptura, este último es el elemento más importante de los sistemas preventivos que estudiaremos en el siguiente capítulo.

3.1 Teoría y mecanismo de la combustión

De la casual observación de un simple fuego de madera, parece que la madera misma esta ardiendo, pero realmente solo el vapor despedido por ésta suministra el combustible que alimenta las llamas.

Cerca de todo material combustible, sea en estado líquido ó sólido, se despide vapor cuando es calentado. Aún el papel, el cual ordinariamente no es considerado cómo productor de vapor, cuando es calentado despide vapor el cual puede ser quemado a cierta distancia del papel mismo. La mayoría de sólidos pueden primeramente ser convertidos en estado líquido para luego ser vaporizado cómo podemos visualizarlo con la parafina, por ejemplo una candela quemándose, donde la mecha encendida derrite la parafina en forma líquida, esta fluye hacia la mecha vaporizándose la cual alimenta la flama.

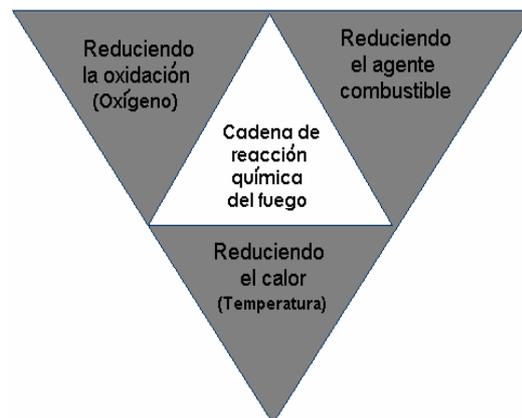
Para iniciar el fuego se deben involucrar tres elementos: el elemento combustible, el oxígeno y la temperatura de ignición (calor), como podemos ver en la figura 16.

Figura 16. Triángulo de fuego



El principio en que se basan los sistemas que combaten el fuego es eliminar alguno de los tres factores que contribuyen al mecanismo del fuego cómo se representa en la figura 17, por lo que la extinción del fuego se logra por medio de la extinción por enfriamiento que es la eliminación del calor, por la dilución o eliminación del oxígeno y la remoción o aislamiento del combustible.

Figura 17. Eliminación del fuego en el triangulo de fuego



Para la eliminación del calor generalmente se usa agua o alguna sustancia que absorba el calor, ya que éste se elimina mediante enfriamiento. La eliminación del oxígeno se logra por medio de “asfixia” la cual se logra interponiendo entre el fuego y él oxígeno los siguientes elementos: Polvo químico seco, dióxido de carbono, espumas, arena, cobijas. La eliminación del material combustible esta limitada por el tipo de equipo o sistema involucrado en el siniestro, pero en donde es posible la remoción del elemento combustible bastará para extinguir el fuego.

3.1.1 Punto de inflamación

Casi todos los aceites pueden ser calentados hasta despedir vapor el cual puede ser inflamado. La temperatura a la cual un aceite empieza a despedir vapor cuando es calentado es conocida como punto de inflamación, según la norma ASTM D92 la temperatura para un aceite natural es a 145 grados.

El punto de inflamación de un líquido, denominado en el idioma inglés como *Flashpoint*, no debe ser confundido con la temperatura necesaria para realizar la ignición, el cual es llamado punto de ignición o temperatura de ignición; a menos que la fuente de calor este directamente en contacto con los gases producidos que permitirá que la ignición se realice en el punto de inflamación.

3.1.2 Temperatura de ignición

Este es uno de los tres factores esenciales para lograr el proceso de combustión, la ignición es el fenómeno que inicia la combustión auto-alimentada. Por temperatura de ignición entendemos como la menor temperatura a la que cualquier parte de una mezcla inflamable de vapor-aire deberá elevarse para iniciar la combustión, para que se propague sola, hay una ancha diferencia de temperaturas entre la temperatura de inflamación del combustible y la temperatura de ignición.

El rango de combustible que se quema es gobernado por el área de la superficie que se encuentra, solamente el combustible en contacto con el aire es consumido.

La mayoría de lubricantes utilizados en transformadores puede ser calentada hasta su punto de inflamabilidad de 145 °C. (Según Norma ASTM), y 300°C (Según norma ASTM), para que ocurra la auto ignición. Por ejemplo el aceite *Shell Diala AX* utilizado comúnmente en Guatemala, tiene un punto de inflamabilidad a 140°C. con un límite inferior del 1% de saturación y un límite superior del 10% de saturación, para una temperatura de auto ignición arriba de 320°C.

3.1.3 Oxígeno requerido para la combustión

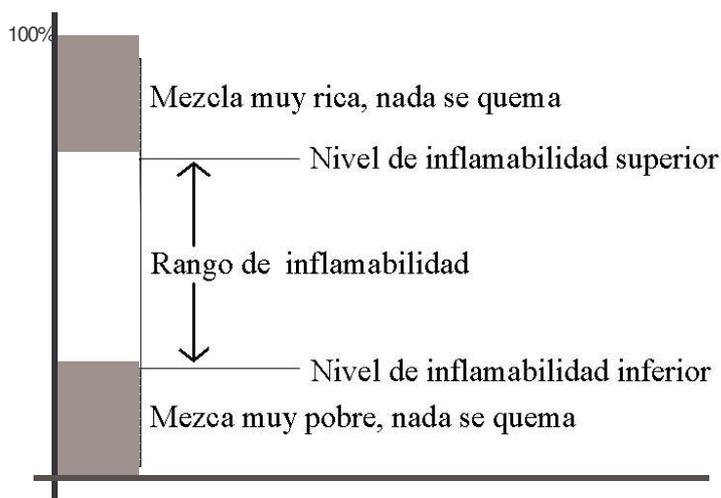
El oxígeno es otro de los factores más importantes para el proceso de combustión, sin la existencia del oxígeno el vapor más inflamable no se quemará. Bajo condiciones normales, una flama dibuja la cantidad de oxígeno necesario para sostener la combustión del aire. Normalmente el porcentaje de oxígeno en el aire es del 21%. Cuando la cantidad de oxígeno contenido en el aire alrededor del fuego es reducida de su normal 21% al 15%, entonces el fuego se extinguirá de prácticamente todas las flamas.

3.1.3.1 Límites de inflamabilidad

Son los límites máximo y mínimo de la concentración de un combustible dentro de un medio oxidante, por el que la llama, una vez iniciada, continúa propagándose a presión y temperatura específicas, según se muestra en la figura 18, si los combustibles líquidos están en equilibrio con sus vapores en el aire.

Cada combustible presenta una temperatura mínima por encima de la cual hay vapor en cantidad suficiente para formar una mezcla inflamable de vapor-aire. Asimismo, hay una temperatura máxima por encima de la cual la presentación de vapor combustible es demasiado elevada para propagar la llama.

Figura 18. Límites de inflamabilidad



3.1.4 Clasificación de los fuegos

La clasificación del fuego es un arreglo sistemático de diferentes sustancias las cuales producen diferente nivel calorífico en su combustión, los cuales definimos seguidamente.

3.1.4.1 Fuego clase “A”

A este grupo pertenecen todos aquellos materiales sólidos tales como la madera, textiles, papeles, basuras, carbón, plásticos, etc. La forma más común de combatirlos es bajando la temperatura con agua, pero se pueden utilizar otros medios como químicos secos y extinguidores de espuma.

3.1.4.2 Fuego clase “B”

Es el producido por gases y líquidos inflamables, también por algunos materiales de hule y plástico. Su extinción se lleva a cabo con la eliminación del oxígeno. En este tipo de incendio no se debe usar agua, porque el agua es más densa y tiende a depositarse en el fondo de los tanques de combustible provocando derrames, lo que viene a formar hileras de fuego, las cuales se introducen en los desagües que pueden provocar mayores daños. Los métodos recomendados para extinguir este tipo de fuego son los polvos químicos secos, espuma, dióxido de carbono, Halón 1301.

3.1.4.3 Fuego clase “C”

Es el que se produce en equipos eléctricos “vivos”, energizados, cables, cajas de fusibles y otros. Cuando el equipo este desenergizado puede extinguirse cómo que si fuera clase “A” y “B” en forma segura.

Hay dos importantes cosas que hay que considerar cuando se lucha con un fuego de equipo eléctrico, primero es el daño que sufrirá el equipo a proteger por la acción misma de los agentes utilizados en la extinción del fuego, segundo, el peligro a que las personas que apagan el siniestro están expuestas. Para evitar tener que considerar y prever estas dos situaciones, es mejor desenergizar el equipo y solamente utilizar el sistema de extinción recomendado para esta clase. Para extinguir este tipo de fuego, el método recomendado es utilizando Halón 1301, Dióxido de carbono y químicos secos, los fuegos en transformadores de potencia pueden ser apagados con sistemas de agua pulverizada las cuales presentan ciertas limitaciones como veremos en la sección de sistemas basados en agua pulverizada.

3.1.4.4 Fuego clase “D”

Esta clase de fuego se presenta en metales combustibles tales cómo el magnesio, sodio, potasio, etc. Los fuegos de esta clase necesitan agentes extinguidores aprobados específicamente para cada metal en mención.

3.2 Sistemas o técnicas actuales para la protección contra incendios

En la protección contra fuego de una subestación se deben considerar dos zonas: Una zona es el área de los bancos de transformadores y la otra es el resto de la subestación. Para la segunda zona se utilizan extinguidores portátiles, cargados con dióxido de carbono a presión, que se reparten y fijan alrededor del área de alta y baja tensión, también se deben incluir dentro del edificio principal para los tableros, la cantidad es variable y depende del área a proteger.

El estándar 70 de la NFPA, requiere que el transformador tipo exterior debe ser protegido por lo menos, con los siguientes sistemas de protección:

- a) Para transformadores debajo de 10MVA, donde exista uno o más, se requiere como mínimo un extinguidor portable.
- b) Para transformadores de 10 MVA hasta 100 MVA, donde exista solamente uno, se requiere solamente un hidrante.
- c) Para transformadores de 10 MVA hasta 100 MVA, donde exista más de uno, se debe proveer una distancia mínima de 8 metros entre ellos, si nó es posible, deberán construir barreras no combustibles entre ellos. Se deberá proveer un sistema automático de extinción por agua con uno o más toberas.
- d) Para transformadores mayores de 100 MVA, es semejante al inciso anterior.

El estándar 70 de la NFPA, requiere que el transformador tipo interior debe ser protegidos por lo menos con los siguientes sistemas (no aplica si se utiliza un sistema de dióxido de carbono):

- a) Bóveda especial a prueba de fuego.
- b) Para transformadores menores de 50 MVA, donde exista uno o más no excediendo de un total de 50 MVA, se requiere como mínimo un extinguidor portable.
- c) Para transformadores menores de 50 MVA, donde exista más de uno y exceden de 50MVA en total, se debe proveer un sistema automático de extinción por agua.
- d) Para transformadores mayores de 50MVA, es semejante al anterior.

La norma 450-23 del *National Electrical Code*, requiere que los transformadores que reemplazan al Askarel, requieren una bóveda especial contra fuego, los que utilizan líquidos dieléctricos menos inflamables, pueden ser instalados en exterior e interior indistintamente sin bóveda especial, la única condición es que no sean mayores de 35 kV, arriba de esto deben instalarse en bóveda especial.

Si se instala sin bóveda especial deberá tener un sistema automático de supresión de fuego y un área especial para contener el aceite total del transformador.

En caso de una explosión, posteriormente a la misma, tanto el aceite que escurre como el que esta depositado en el suelo arde. Para proteger el área de los transformadores es necesario, suprimir el incendio, para lo cual se han concebido los métodos o sistemas que se describen a continuación.

3.2.1 Separación adecuada de los transformadores

Los transformadores deberán tener una separación entre transformadores de 8 metros como mínimo, este espacio es suficiente para evitar la propagación del fuego a los demás aparatos. Esta distancia deberá crecer a medida que aumente la capacidad de los transformadores.

3.2.2 Muros separadores entre transformadores

Los muros no combustibles entre transformadores sirven de barrera de protección contra el fuego de un transformador que está ardiendo de otros que no lo están, cuando la distancia entre transformadores es menor de 12 metros, los muros deben sobresalir como mínimo 1.5 mts. de la tapa superior del transformador y sobresalir unos 60 centímetros de la longitud horizontal del transformador, incluyendo radiadores. Los muros además de poder soportar el fuego deben ser construidos para resistir las fuerzas naturales tales como los tornados, tormentas; sismos, terremotos, erupciones volcánicas, etc.

3.2.3 Fosas

Otro método muy utilizado, es la construcción de una fosa debajo de cada transformador, dicho tanque deberá contener un volumen igual al del aceite encerrado dentro del transformador.

El fondo de la fosa debe tener contacto con la tierra, para que el agua de lluvia sea absorbida o tener un tanque colector general para captar el aceite. La fosa se llena de piedras que tienen la función de enfriar el aceite incendiado y ahogar la combustión. Si el tanque no está comunicado a una fosa colectora, el aceite se extrae con una bomba luego de una falla del mismo.

Se recomienda, en la construcción del tanque colector, hacer una estructura metálica que soporte el peso de las rocas, la cual deje un espacio entre el fondo del tanque para que el aceite derramado o el agua de lluvia colectada puedan drenarse fácilmente.

Sistemas basados en polvo químico seco

Este sistema consiste de un recipiente que almacena polvo, el cual es transportado a través de una red de tuberías provistas de toberas especiales; este polvo es impulsado por la presión de un gas inerte como el nitrógeno o dióxido de carbono, el cual cubre las zonas que se tratan de proteger. Este polvo está formado por una combinación de bicarbonato de sodio, de potasio y de fosfato de amonio, mezclados con un material especial que evita la formación de grumos, este sistema no debe aplicarse a equipos con partes eléctricas delicadas, ya que este puede dañarlos. Este sistema se complementa con sistemas móviles, el cual servirá para combatir fuegos menores fuera del alcance fijo.

3.2.5 Sistema de espuma

La espuma es una masa de gas llena de burbujas las cuales son menos pesadas que los líquidos inflamables, y está formada por burbujas rellenas de gas que se forman a partir de soluciones acuosas de agentes espumantes de distintas fórmulas. La espuma puede flotar sobre todos los líquidos inflamables produciendo una exclusión del oxígeno separándola del aire a la vez que enfría el elemento combustible. Con su capa espumosa sobre el combustible sella los gases que se generan en forma continua y el agua presente funciona como agente enfriador.

Existen dos diferentes tipos de espumas, las cuales son de baja o alta expansión, para su aplicación se deben tener en cuenta las siguientes reglas.

- a) La mayoría de espumas son afectadas adversamente al contacto de agentes líquidos extintores vaporizados y muchos agentes químicos secos. Estos materiales no deberían ser utilizados al mismo tiempo que la espuma. Gases de la descomposición de materiales plásticos tienen un efecto de rompimiento de la espuma.
- b) La solución de espuma no es recomendada para ser usada sobre fuegos eléctricos tipo "C", por ser la espuma conductiva.
- c) La espuma de alta expansión puede dar la impresión que al sumergir completamente el fuego, éste aparentemente ha sido apagado, pero el combustible puede seguir quemándose calladamente bajo ésta. Esto puede ocurrir cuando se están quemando vapores debajo de la espuma soportando la sábana de espuma con aire caliente.

La espuma es usada primariamente para el control y extinción de fuegos de materiales y líquidos inflamables, el siguiente paso para utilizar la espuma y que sea efectiva para un determinado fuego, es que deberá estar de acuerdo a los criterios a continuación:

- a) El combustible líquido deberá estar abajo del punto de ebullición en condiciones de temperatura y presión del ambiente.
- b) Si la espuma es aplicada a líquidos con una temperatura arriba de 100 ° C, la forma de la espuma será una emulsión de vapor, aire y combustible, ésta podría producir un incremento cuádruple en el volumen.
- c) Conocer el comportamiento de la aplicación de la espuma al combustible, donde la espuma no deberá ser altamente soluble en el líquido combustible, y el líquido deberá no ser indebidamente destructivo a la espuma, para que sea efectiva su aplicación.
- d) El líquido deberá no ser reactivo con el agua.
- e) El fuego deberá ser en superficies planas, las superficies donde está cayendo combustible en llamas no podrá ser extinguido por este sistema, a menos que el combustible tenga un relativo alto punto de inflamación y pueda ser enfriado y extinguido por el agua contenida en la espuma. Existen algunas espumas que son capaces de seguir los flujos de combustible en llamas.

3.2.6 Sistemas basados en halón

Este sistema consiste de un recipiente que contiene el agente extintor, halón presurizado con nitrógeno. Este se aplica sobre las áreas a proteger por medio de toberas de descarga las cuales se localizan en las zonas de riesgo. El halón es un hidrocarburo halogenado, con una densidad del 500% mayor que la del aire, es incoloro, inodoro, inhibe la combustión, no es conductor eléctrico, no es tóxico y no deja residuos sobre las superficies que actúa. Su poder de extinción es de unas tres veces mayor que el dióxido de carbono y puede ser utilizado en áreas cerradas, siempre que la concentración no exceda de un 10%.

Este agente extintor causa la destrucción de la capa de ozono, por lo que en el protocolo de Montreal de 1987 fue prohibida su fabricación, éste no se utiliza más desde el año 1994 a excepción de definidos usos críticos como en centrales informáticas. Los sistemas que aún existen serían permitidos hasta finales del año 2002, ya que este elemento ha sido substituido por nuevos productos como el Inergen, de todas maneras es difícil la substitución por la incompatibilidad de las instalaciones.

3.2.7 Sistemas basados en dióxido de carbono

La protección contra fuego de un transformador es utilizada para proveer un límite en los daños a otros transformadores cercanos, equipos y estructuras. Los sistemas más utilizados para proteger transformadores instalados en exterior es el sistema por pulverización de agua y los de interior con el sistema de dióxido de carbono.

Una de las ventajas del dióxido de carbono es que no daña los equipos delicados luego de ser aplicado.

En el uso del dióxido de carbono se debe tener mucha precaución, ya que el humano puede tolerar un 9% de concentración de este gas por unos minutos antes de rendirse y ahogarse. El diseño de un sistema de este tipo generalmente excede a una concentración del 25%, lo cual se realiza en menos de 10 segundos, permaneciendo por aproximadamente una hora. Por lo tanto, no se debe usar en áreas cerradas donde exista personal para evitar riesgo de asfixia.

El principio usado por el dióxido de carbono (CO_2), como un agente extinguidor está basado en el principio de usar un gas inerte para reducir y desplazar el oxígeno contenido en el aire. La mayoría de fuegos donde no hay rescoldos de fluidos que mantengan un alto grado de calor para que ocurra la re-ignición, pueden ser extinguidos con la reducción del contenido de oxígeno del 21% que es el normal hasta el 15%.

Este sistema consiste de un tanque de almacenamiento y una red de tuberías rematadas en una serie de toberas, dirigidas hacia los aparatos a proteger. El dióxido de carbono es un gas incoloro e inerte con densidad 50% mayor que la del aire. No conduce la electricidad. Al pasar de líquido a gas se expande 450 veces, enfriando y sofocando el incendio. No deja residuos en las superficies. El mismo gas produce la presión de descarga en las toberas. Como es más pesado que el aire, tiene la habilidad de penetrar dentro de las ranuras y espacios pequeños donde la espuma no puede entrar.

El diseño de este sistema para proteger transformadores de interior, requiere las siguientes consideraciones:

- a) El sistema deberá ser diseñado con un sistema de inundación total con una concentración de diseño de 34% y descarga extendida.
- b) El sistema deberá actuar automáticamente por un termostato, manualmente por un interruptor de emergencia protegido por un vidrio que hay que romperlo para accionarlo ubicado afuera de la caseta ó cerca de un área segura del transformador, o poder manipularse desde la válvula principal.
- c) Cada transformador deberá tener su tanque de alimentación, sin embargo cada sistema deberá poder activar solamente los sistemas adjuntos al mismo tiempo que empieza la descarga tipo diluvio.
- d) La cantidad de CO₂ o agua que es descargado por las toberas deberá ser efectiva para apagar el fuego utilizando el 70-75 % del total de la cantidad de CO₂. Por aparte, para propósitos de diseño, es necesario incrementar la capacidad nominal de los tanques un 40%.
- e) El sistema deberá estar enclavado al accionamiento de bombas de aceite y ventiladores y detenerlos, cerrar puertas y ventanas de ventilación.

Este sistema se completa con la construcción de una fosa o dique alrededor del transformador para captar todo el aceite contenido en este en caso de ruptura del tanque.

3.2.8 Sistemas basados en agua pulverizada

Este es el sistema más utilizado para la protección de transformadores. Es el sistema más económico y consiste de una red de tuberías en cuyos extremos se instalan una serie de rociadores, cuya descarga de agua finamente pulverizada abarca toda la superficie del transformador. El agua se suministra por medio de una cisterna y una bomba, o bien por medio de una instalación hidroneumática.

Según la NFPA en el estándar 803 se lista los requerimientos y consideraciones para el uso de agua sobre equipos energizados, tomando en cuenta esto el agua puede ser considerada cómo un seguro y efectivo método de extinción de fuego. Se ha demostrado en laboratorio que la distancia segura de aproximación a equipos energizados con flujos de agua depende de la presión utilizada, la resistencia y el tipo de agua expulsada (esta puede tener forma de un chorro sólido y forma de vapor), en la tabla XVI se describe las distancias seguras para esparcir agua sobre líneas vivas usando agua con una resistencia de 1,524 ohm/pulgada y una presión de 100 psi.

El agua, como agente de extinción de incendios, se viene utilizando desde hace mucho tiempo, debido a sus propiedades de enfriamiento y sofocación, dilución y emulsión. La extinción por enfriamiento ocurre por su alto calor específico, lo cual hace que el agua tenga una gran capacidad de enfriamiento. El agua al entrar en contacto con un material en combustión, absorbe calor por la transformación del agua a vapor, al dividirse la masa líquida en partículas finas, se aumenta y se facilita la evaporación:

Tabla XVI. Distancia segura para esparcir agua sobre líneas vivas

DISTANCIA SEGURA						
PARA ESPARCIR AGUA SOBRE LINEAS VIVAS						
Kilovolts		Distancia segura				
Línea a línea Kv.	Línea a tierra Kv.	Flujo continuo		Vapor		
		(M)	(ft.)	(M)	(ft.)	
4.16	2.4	4.6	15	1.3	4	
8.32	4.8	6.1	20	1.3	4	
13.8	8.0	6.1	20	1.3	4	
44.0	25.4	9.2	20	1.9	6	
115.0	66.4	9.2	30	2.5	8	
230.0	130.0	9.2	30	4.3	14	

Tomado del libro *Engineering and Design – Hydroelectric Power Plants Mechanical Design, Chapter 15 Fire Protection System*, Dated June 1995. ref. EM 1110-2-4205, <http://www.usace.army.mil/inet/usace-docs/eng-manuals/em1110-2-4205/toc.htm>

- a) La extinción por sofocamiento sucede cuando las partículas al evaporarse aumentan su volumen aproximadamente una 1,700 veces, este enorme volumen generado, desplaza un volumen igual del aire que rodea el fuego, sofocándolo.
- b) La extinción por emulsión sucede cuando el agua pulverizada es arrojada con fuerza contra una superficie de aceite u otro material viscoso, produciéndose la emulsión aceite-agua.
- c) La extinción por disolución se produce en el caso en que los materiales inflamables sean solubles en el agua, lo cual no ocurre en el caso de un incendio del aceite de un aparato eléctrico.

Los dos sistemas utilizados para el suministro del agua son por medio de un sistema hidroneumático y por bombeo de motor diesel, normalmente se utiliza el primero por su bajo requerimiento de mantenimiento

3.2.8.1 Limitaciones del sistema basado en agua pulverizada

Se conocen pocos ejemplos de éxito en la extinción de fuego en transformadores incendiados con sistemas con agua presurizada. Al contrario se han registrado un gran número de fallas severas de este método debido a:

- a) Apagar el fuego del aceite de un transformador con agua es prácticamente imposible, cuando estalla un transformador, las tuberías del sistema de aspersión, localizadas en la parte superior del transformador son arrojadas fuera de su lugar, dejando el equipo sin protección.
- b) El agua es más pesada que el aceite, el agua que entra en el interior del recipiente cae al fondo provocando el derrame de aceite que está en llamas y la extensión del fuego alrededor de las instalaciones adyacentes.
- c) Las toberas tienden a taparse y su limpieza requiere sacar del servicio al transformador.
- d) El sistema de agua no es operable a temperaturas por debajo de 0° C.
- e) El alto costo y requerimientos de mantenimiento llevan a numerosos problemas de arranque.

Muchos casos donde han ocurrido fallas de transformadores protegidos por sistema de agua pulverizada, han revelado que este sistema ha sido inútil para apagar dichos siniestros.

3.2.9 Sistemas basados en inyección de nitrógeno

El sistema de inyección de nitrógeno viene siendo utilizado desde hace más de 30 años, el cual es considerado un sistema que extingue fuego y seguidamente previene la auto-combustión, a este proceso dentro de estos sistemas se les denomina por sus creadores cómo “drenado y abatido”.

Como hemos comentado anteriormente, el fuego en el aceite dieléctrico en un transformador normalmente ocurre por una falla interna de aislamiento, el cual puede ser causado por diferentes fuentes y causas, la falla interna resulta siendo un arco eléctrico dentro del tanque, el cual produce aceleradamente gases inflamables que rompen primeramente el tanque, luego el aceite y vapor que salen del tanque a alta temperatura entran en contacto con el oxígeno inflamándose instantáneamente. Para evitar el fuego estos sistemas utilizan dos principios que ocurren luego que ha sido detectado fuego sobre él transformador, por supuesto seguido que ha ocurrido una falla interna dentro del tanque del transformador:

- a) Primeramente ocurre el drenado parcial del aceite del tanque para que no ocurra derramamiento de aceite fuera del transformador (luego que ha ocurrido explosión o solamente fuego) por medio de una válvula especial.

El aceite es drenado hasta unos 2 a 5 cm sobre los devanados, siempre con el mismo principio de no derramar el aceite contenido en el tanque de expansión es retenido por otra válvula especial, explicaremos más sobre estas en el siguiente capítulo.

- b) Luego ocurre lo que se denomina abatimiento del aceite, que es la acción de absorber y arrastrar el calor hacia el exterior para enfriar el aceite por medio de un agente extintor, el elemento extintor utilizado es el nitrógeno seco (N^2). Este proceso inyecta por 45 minutos el nitrógeno, tiempo suficiente para lograr que se extinga el fuego existente llevando la temperatura del aceite por debajo de su punto de inflamación y seguidamente previene la posibilidad de una re-combustión.

Estos sistemas de inyección de nitrógeno se activan luego de detectado el fuego en el transformador, sin embargo, estos sistemas tienen las siguientes características y ventajas en comparación especialmente al sistema de agua:

- a) Al comenzar la extinción, inmediatamente después de su activación se reducen al mínimo los daños secundarios, principalmente su incendio.
- b) Extingue en una tercera parte del tiempo el fuego en relación a otros sistemas.
- c) No contamina y no provoca daños secundarios al medio ambiente.
- d) En climas muy fríos, no presenta problemas de congelación.
- e) Es muy compacto por lo que es fácil de instalar, también requiere poco mantenimiento en comparación de otros sistemas.

3.3 Sistemas de prevención de explosión y fuego

Los sistemas anteriores son equipos que fueron diseñados para disminuir y atenuar las consecuencias ocasionadas por un fuego iniciado en un transformador, los sistemas de prevención de explosión y fuego actúan antes o durante el momento que ocurre el fuego y previenen que ocurra una explosión dentro del transformador. Estos sistemas serán ampliamente explicados en el siguiente capítulo.

3.3.1 Desarrollo de la investigación sobre el estudio de explosiones de transformadores de potencia

Los transformadores de potencia han sido construidos con dispositivos y sistemas para su protección, pero no fue sino hasta la década de los 90 que se empezaron a realizar programas de investigación referente al fenómeno de transferencia de energía que se presenta dentro del tanque de un transformador de potencia en el momento de una falla interna. La empresa SERGI analizó y formalizó el efecto del mecanismo de la descomposición del aceite bajo influencia térmica y de resultado se obtuvo un modelo llamado Magneto-Termo-Hidrodinámico (MTH). Este programa de investigación los llevo al diseño de los sistemas de prevención contra explosión e incendio de transformadores, el cual fue patentado en el año 1996. Los resultados teóricos fueron publicados por primera vez en Julio de 1999 (3-1), las verificaciones experimentales hechas en colaboración con un fabricante de transformadores fueron publicadas en Julio del 2000 (11-1).

Esta empresa ha recopilado por años información en el ámbito mundial sobre eventos grabados (por sistemas computarizados de adquisición de datos, SCADA) durante los incidentes de falla. El análisis de la base de datos obtenida por esta empresa muestra la insuficiencia de las actuales protecciones mecánicas de los recipientes bajo condiciones de corto circuito, así mismo la insuficiencia del método de extinción convencional con agua presurizada y la utilización de aceites con silicona.

3.3.2 Base de datos experimental

Como mencionamos en el inciso anterior, la base de datos de incidentes registrados por sistemas computarizados (SCADA), fue analizada para obtener las conclusiones siguientes, en las que los datos fundamentales en la investigación realizada fueron determinantes:

- a) Se activaron las protecciones eléctricas.
- b) Cuál fue el tiempo de reacción del interruptor del transformador.
- c) En que instante se activo la válvula de alivio.

El conocimiento de estas características eléctricas permitieron estimar el aumento de presión interna del recipiente en función de la energía de corto circuito inyectada, asimismo, con todos estos resultados y un modelo computarizado que permite la simulación de diferentes tipos de incidentes para transformadores con voltajes, potencia y volumen predeterminados, se desarrollaron los nuevos modelos de sistemas preventivos de explosión y fuego. Otros datos encontrados de incidencias de explosión y fuego que no fueron registrados por un sistema SCADA, fueron utilizados para definir probabilidades de explosiones en transformadores.

3.3.3 Resultado del análisis de la base de datos

Los detalles siguientes son las conclusiones del análisis de la base de datos sobre explosiones y fuego de transformadores de potencia, estas conclusiones influenciaron en gran manera el desarrollo del programa de investigación de la prevención de explosión y fuego:

3.3.4 Las protecciones eléctricas

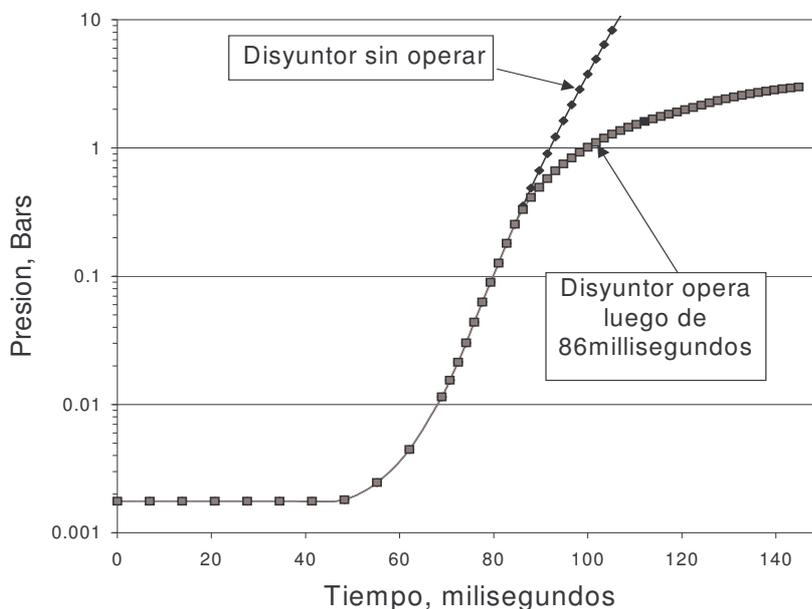
En la mayoría de las explosiones de recipientes las protecciones eléctricas funcionaron y desconectaron al transformador de forma normal. La eficiencia de la protección eléctrica por lo tanto es relacionada con la velocidad de desconexión del interruptor y específicamente está limitada por el tiempo de retardo de operación del disyuntor. La tecnología actual es insuficiente para evitar el estallido del recipiente en caso de un corto circuito mayor, aun con las mejoras tecnológicas que ha habido en los últimos 10 años en los interruptores y redes de protección.

En la gráfica 10 observamos el desarrollo de la presión dentro de un transformador de 20MVA analizado en el simulador de falla desarrollado para este tipo de investigaciones, el cual estaba equipado con cambiador de derivaciones y sufrió un corto circuito entre 6 de sus espiras provocando una corriente de corto circuito de 240 kA, el aceite utilizado era mineral con un punto de inflamación de 140° C., la gráfica muestra una curva con la cual el disyuntor funciona correctamente abriendo a los 85 milisegundos; la otra curva la cual fue extrapolada representaría la presión dentro del recipiente si el disyuntor no operara.

Observamos que aún después de abierto el disyuntor, la presión continúa creciendo, en este caso el transformador fue diseñado para soportar una presión máxima de 1 bar.

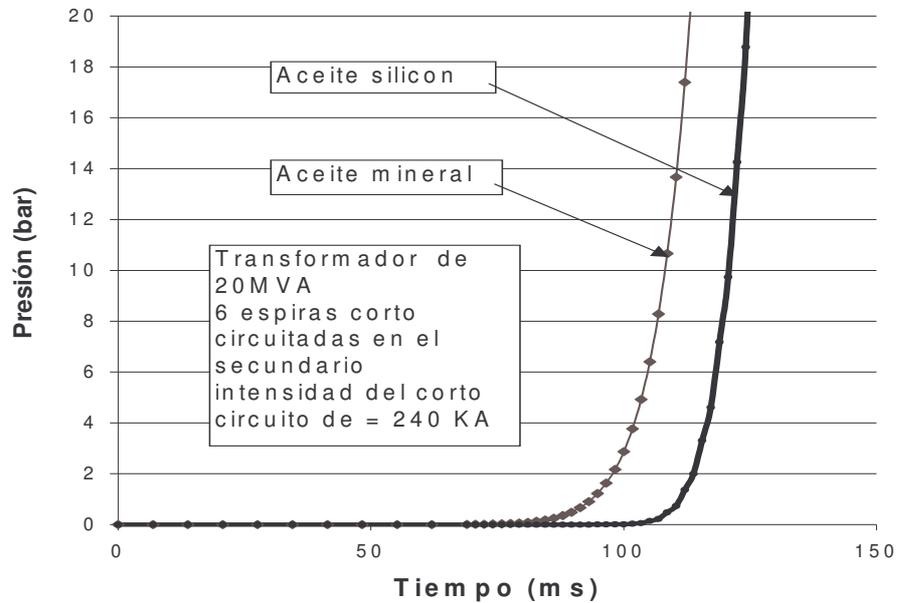
También descubrieron que los aceites de silicona solo demoran la explosión 10 milisegundos ver gráfica 11, comparando el comportamiento de la variación de la presión dentro de un tanque con dieléctricos de aceite mineral y silicona para el mismo transformador de 20MVA y un corto circuito entre 6 espiras con una corriente de falla de 240 kA., teniendo el aceite mineral y la silicona puntos de inflamación de 140°C y 240°C respectivamente.

3.3.1.1.1 Grafica 10. Presión del aceite dentro de un transformador de 20 MVA



Tomado del folleto IEEE México Sección, Acapulco, 11 al 16 de Julio de 1999,
Documento referencia IEEE 9901a del 2.5.99

3.3.1.1.1.2 Gráfica 11. Comparación entre el aceite mineral y la silicona



Tomado del folleto IEEE México Sección, Acapulco, 11 al 16 de Julio de 1999,
Documento referencia IEEE9901a del 2.5.99

3.3.5 Las protecciones mecánicas

Hoy día los transformadores son protegidos por válvulas de alivio de presión, mucho tiempo atrás se utilizaban chimeneas que contenía en la parte alta un cristal que operaban válvula de seguridad, ahora, en los nuevos sistemas de prevención se utilizan nuevamente los discos de ruptura.

De la base de datos discutida anteriormente se tienen pocos casos donde las válvulas de alivio de presión han salvado a transformadores de una explosión después de un corto circuito.

Se ha encontrado que en muchos casos los discos de ruptura evacuaron la energía de un corto circuito, probando así que pueden salvar al recipiente de explosión, sin embargo el uso del disco de ruptura se abandonó debido a las siguientes razones:

- a) Las chimeneas destinadas a evacuar el aceite inflamado nunca fueron conectadas a un pozo, lo cual provocaba que el aceite en llamas fuera arrojado hacia otros equipos propagando el fuego en la instalación.
- b) Una vez que fuera evacuado el aceite del tanque por la chimenea, permitía la entrada de aire al recipiente provocando un incendio interior.

Tomando en cuenta las anteriores conclusiones, la investigación se orientó hacia la eficiencia de las válvulas de alivio de presión. Como resultado se descubrió que el pasaje del flujo de las válvulas de alivio de presión, la fuerza del resorte y hasta el mismo diseño generan importantes pérdidas de carga. Además, las válvulas de alivio tienen una constante de tiempo incompatible con el estado dinámico rápido requerido para evacuar instantáneamente la energía durante una falla del aislamiento (6-1).

3.3.5.1 Ensayos sobre la eficiencia de la válvula de alivio

Los ensayos y estudios dinámicos sobre la válvula de alivio que se realizaron en un transformador de 20MVA, bajo un corto circuito estándar, provocó que un tanque de transformador explotara en menos de 100 milisegundos o su equivalente de 6.25 ciclos, se observó que la válvula de alivio evacuó el equivalente de 1 pulgada de diámetro de flujo mientras explotaba a 1 bar de presión.

Se observó que para un disco de ruptura de los nuevos sistemas de protección equivale a un flujo de 6 pulgadas de diámetro. Esto indica que el disco de ruptura es equivalente a 36 válvulas de alivio.

En los estudios realizados sobre la eficacia de las válvulas de alivio, se encontró que:

- a) Las válvulas de alivio no fueron concebidas para reaccionar a las consecuencias provocados por los cortocircuitos.
- b) La fuerza de los resortes, la sección de pasaje del aceite y la constante de tiempo de los resortes son incompatible con el régimen dinámico de la explosión, la cual no permite evacuar de inmediato la energía de la falla.

Las válvulas fueron concebidas para soportar pequeñas presiones, consecutivas a errores de relleno de aceite, de operaciones de filtración, o para señalar un alto nivel de presión y no para soportar incrementos de 0.05 a 1 bar por milisegundo cómo lo encontrado en las explosiones del tanque de un transformador provocado por un corto circuito interno, por ejemplo, un caso de la limitación de la válvula de alivio se observó en un transformador de 50 MVA ubicado en la subestación de Guate Sur el cual falló a inicios del año 2003, la falla interna activó la protección diferencial en 6 milisegundos, la presión fue tan intensa que la válvula no actuó y rompió un pasa tapas. Otro caso fue el de la hidroeléctrica el Cajón en Honduras a mediados de febrero de 1999, un transformador de 100 MVA reportó una falla de 49.56 kA y el resultado fue un pasa tapas destruido y la válvula no pudo reaccionar cómo el anterior.

Para realizar el estudio de la eficacia de la válvula de alivio, se hizo un análisis mecánico dinámico que determina la inercia del resorte, el cual depende del material y gradiente de presión soportada dentro del tanque. También se analizó la energía pérdida encontrada en su operación, dada por el diseño de la misma válvula, ocasionadas mayormente por la geometría del fluido saliendo de la válvula de alivio en forma de “U”, esta energía fue calculada para varias alturas de apertura de operación, lo cual sirvió para comprender y cuantificar el comportamiento hidráulico antes y después de la despresurización al ser sometido a diferentes gradientes de presión.

Se comparó la eficiencia de la válvula de alivio y el sistema de protección de discos de ruptura para tres diferentes tipos de aislamiento de ruptura, los cuales son de 35KA, 118KA y 236KA, los cuales generaron pendientes de 0.1, 2 y 2.3 bar/milisegundos hasta la presión de explosión del tanque de 1.2 bar.

El análisis de las fallas realizadas se hizo considerando una fuente de alimentación permanente a la falla de 80 milisegundos, el cual corresponde al tiempo de apertura convencional de un interruptor de protección.

3.3.5.2 Dimensionamiento de la válvula de alivio y los nuevos discos de ruptura

Los parámetros que juegan un rol importante en el dimensionamiento de ambos sistemas son el diámetro nominal y la presión de operación.

El diámetro nominal representa el supuesto diámetro de evacuación de aceite, esta área puede ser muy diferente de la sección encontrada en su comportamiento dinámico del sistema de protección analizado.

La presión de operación, es el nivel de presión escogido para que el sistema de protección empiece el proceso de despresurización. Para poder comparar la eficiencia de estos nuevos sistemas se definen los parámetros despresurización, presión máxima alcanzada y tiempo de operación que describimos seguidamente.

3.3.5.2.1 Despresurización

La despresurización varía dependiendo del tipo de transformador y el gradiente de presión encontrada en una falla, así mismo como el equipó instalado para realizar esta función, por ejemplo algunos diseñadores instalan más de una válvula de sobre-presión para mejorar esta función.

Para la comparación de la eficiencia de los diferentes tamaños de sistemas de despresurización se utilizan tres parámetros que son: La máxima presión alcanzada después de la activación del sistema, el tiempo de operación y el tiempo de despresurización. Estos mismos parámetros han sido aplicados a la válvula de alivio para ser comparados con los discos de ruptura.

3.3.5.2.2 Máxima presión alcanzada

La máxima presión alcanzada es la máxima presión alcanzada después que el sistema ha activado la protección mecánica hasta que la presión cae luego de subir en forma exponencial. Una de las necesidades de conocer este parámetro es para compararla con el límite de ruptura del tanque, este valor de presión depende de la inercia de las protecciones mecánicas y la capacidad del drenaje de sacar el flujo creado, en otras palabras, la presión máxima alcanzada, después que el proceso de despresurización ha empezado. En algunos casos, esta puede ser la causa de la explosión del tanque.

3.3.5.2.3 Tiempo de operación

El tiempo de operación es el lapso de tiempo que ocurre entre el momento cuando la válvula de alivio empieza a abrirse hasta el momento cuando esta alcanza su apertura completa.

3.3.5.2.4 El tiempo de la despresurización

El tiempo de la despresurización corresponde al tiempo requerido para llevar la presión del tanque de regreso a la presión atmosférica encontrada en el inicio de la operación de la protección mecánica, este valor depende de la inercia del sistema, sus propiedades hidráulicas y la cantidad de aceite que será evacuado.

3.3.6 Estudio de la válvula de alivio

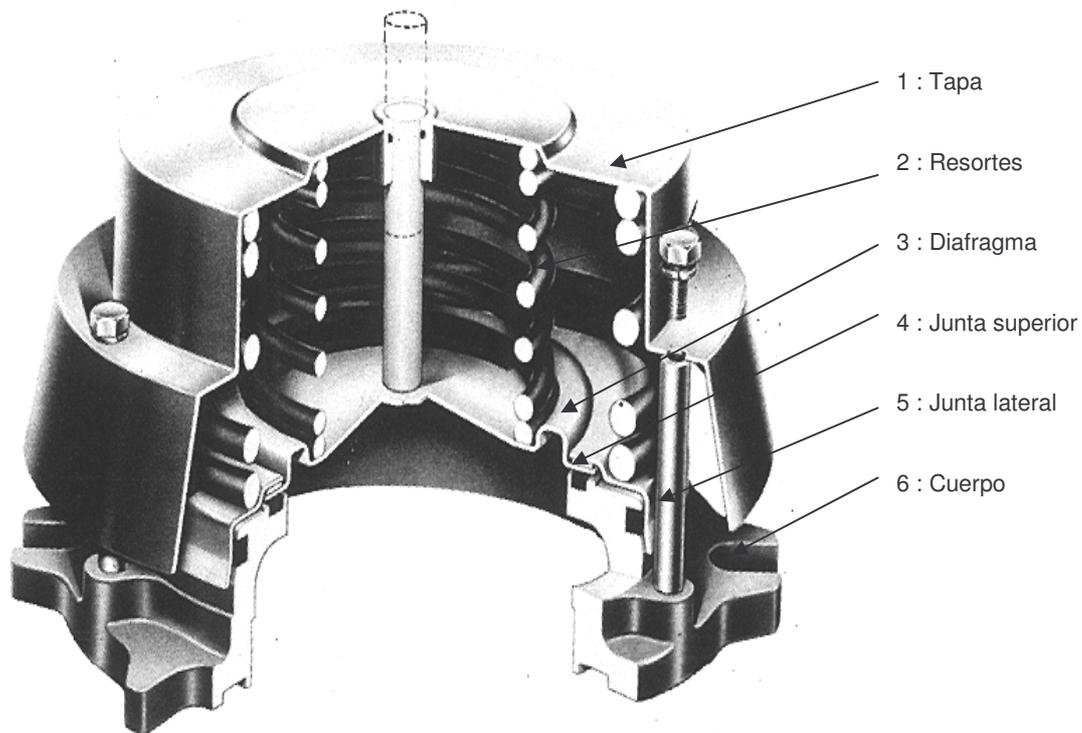
La válvula de alivio fue diseñada hace mas de 30 años y fue concebida para evitar explosiones en los tanques de los transformadores luego de aislar la falla, sin embargo ha existido poca información referente a la ineficiencia de este dispositivo en fallas violentas.

Para determinar la eficiencia y límites de este dispositivo se determina la inercia de los resortes en un estudio dinámico, la cual depende del material y el gradiente de presión dentro del transformador, también es necesario determinar la evacuación del aceite y gases a través de la válvula tomando en cuenta su forma geométrica en forma de “U”, finalmente es necesario considerar las diferentes aperturas de la válvula y velocidades de flujo encontrado para medir las pérdidas en sus componentes en el momento de la despresurización.

3.3.6.1 Descripción de la operación de la válvula de alivio

La válvula de alivio esta localizada sobre o en las paredes laterales del tanque de los transformadores. En referencia a la figura 19, observamos que su activación es a través del disco de operación o diafragma con numeral (3), la cual actúa como una placa móvil que es sellada por empaques o juntas ubicadas en la parte superior y lateral de la base que la soporta 6, presionada por los resortes (2) encargados de mantenerla cerrada y permitir su apertura en caso de una sobre-presión predeterminada. Generalmente están pre-ajustados entre 7 a 10 libras de presión.

Figura 19. Válvula de alivio convencional



Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

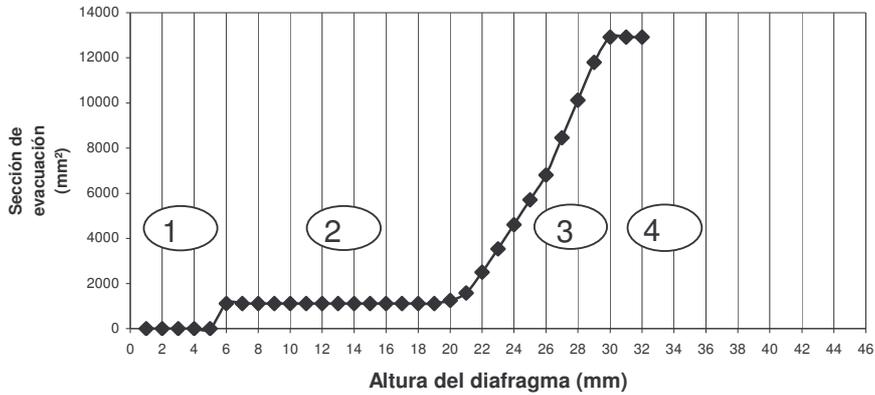
Cuando una sobre-presión del aceite actúa sobre el disco de operación, el cual es mantenido en posición cerrada por la presión ejercida por los resortes, éste inicia su apertura a la presión preajustada, entonces el empaque de la parte superior se separa y llena de aceite el área entre la junta superior y lateral, permitiendo que la superficie presionada sea más grande. la cual crea una fuerza mayor sobre el disco de operación acelerando su apertura final hasta que la junta lateral permite la liberación de la sobre-presión, formando un flujo en forma de "U".

3.3.6.2 Cálculo de la evacuación de la válvula de alivio

La válvula de alivio es accionada linealmente en dos pasos correspondientes a dos superficies, la primera es la que limita la primera junta superior (4) y la segunda es la limitada por la junta lateral (5), la forma encontrada en el desalojo de la sobre-presión es definida por la geometría formada por del disco de operación y su base la cual conforma un flujo en forma de “U”, ver figura 20, y evolución de la misma en la gráfica 12.

- 1) Primer estado (0-4 mm): La evacuación de fluidos es igual a cero en los primeros 4 mm, porque el disco inicia moviéndose hacia arriba pero la junta tórica lateral no permite que salga fluido.
- 2) Segundo estado (4-18 mm): Cuando la junta tórica lateral permite la evacuación del fluido, la sección de evacuación se mantiene constante hasta que la orilla del disco llega a la parte alta del flange, el cual corresponde en este momento a 18 mm de carrera y equivale al 44% de la altura máxima. Durante este estado, la sección de evacuación es el equivalente del 15% de la máxima sección de evacuación.
- 3) Tercer estado (18-41 mm): Durante este estado la altura y su área de evacuación varían hasta llegar a su altura y área máxima.
- 4) Tercer estado (18-41 mm): Durante este estado la altura y su área de evacuación varían hasta llegar a su altura y área máxima.

Gráfica 12. Evolución de la sección de evacuación



Pressure Relief Valve efficiency calculations by comparison to the SERGI TRANSFORMER PROTECTOR during transformer short-circuit. SERGI rpispO1a, dated 20-6-2001

5) Cuarto Estado (41 mm): La válvula de alivio esta abierta totalmente, su altura máxima alcanzada es de 41 mm. Como sea la abertura total no corresponde a 150 mm de diámetro nominal, la sección de evacuación es de hecho, limitada a 128 mm de diámetro, esto es como decir el 85% del diámetro nominal.

Por medio de la descripción anterior se puede observar que la válvula de alivio físicamente es abierta luego de un retardo, esto es luego que ha pasado los 4 mm de la primera etapa, introduciendo un retardo importante al iniciar el proceso de despresurización, en adición a la inercia de los resortes. Así mismo, la sección de evacuación en ese estado representa solamente el 15% del diámetro nominal durante el 44% de carrera máxima de apertura, finalmente el diámetro nominal de 150 mm ofrecido es de hecho limitado a un diámetro real de 128 mm. Reduciéndose un 15%.

3.3.6.3 Inercia de la válvula de alivio.

Las características de la operación de apertura del disco, dependen de las propiedades físicas y mecánicas del resorte, definitivamente éstos son la llave para definir la velocidad de apertura y la presión de apertura. Algunas válvulas de alivio son diseñadas con doble resorte, lo cual es comparado a un resorte simple de rigidez equivalente. La presión de la válvula de alivio estudiada para este caso es equipada con un resorte el cual fue calibrado para una presión de 0.35 Bar de apertura. Para la determinación de la apertura del disco se utiliza la formula siguiente, considerando que la rigidez del resorte y propiedades mecánicas se mantienen:

$$H_d = \frac{P S_2}{k} \left(1 - \cos \left(t \sqrt{\frac{k}{m}} \right) \right)$$

- t: Tiempo en segundos
- P: Presión en Pascales
- H_d: Altura en metros de la operación del disco
- m : Masa del disco en operación, 0.5 kg.
- S: Superficie en M² del disco de operación.
- k: Resistencia del resorte. 12 415.571 N/m

Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsip01a, dated 20/06/01

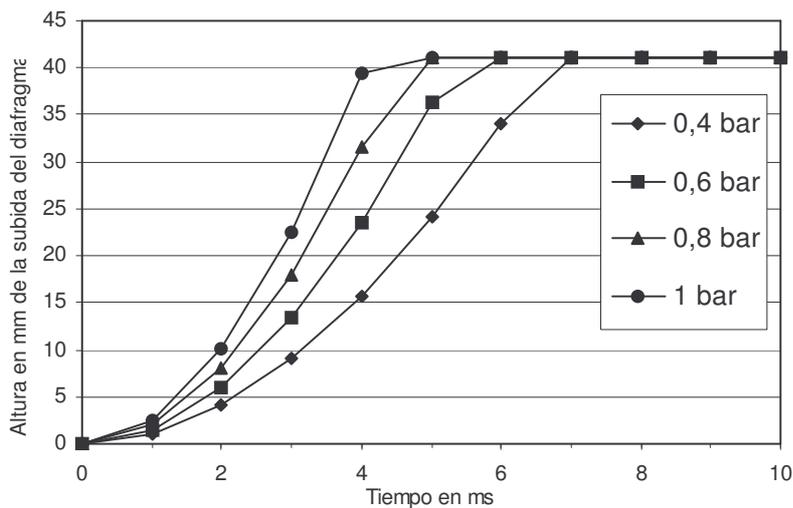
La gráfica 13 representa la operación de apertura del disco, su evolución en el tiempo para diferentes pasos de presión, los primeros 4 mm de levantamiento representan de 2 a 4 milisegundos para diferentes presiones de operación de 0.4 a 1 Bar. El comportamiento dinámico del resorte juega un rol importante en la operación de la presión en la válvula de alivio. La inercia del resorte es la causa de un retardo de tiempo en la apertura del disco. El tiempo mínimo de retardo en la operación de la válvula de alivio es de 3 milisegundos, independientemente el gradiente de presión aplicado dentro del tanque.

3.3.6.4 Cálculos de pérdidas de presión

La figura 20 muestran la forma geométrica en “U” de la operación del disco de la válvula de alivio, en esta figura se puede observar que el flujo debe atravesar un obstáculo considerable y para realizar cálculos de pérdidas es necesario calcular las fallas características para diferentes alturas de operación.

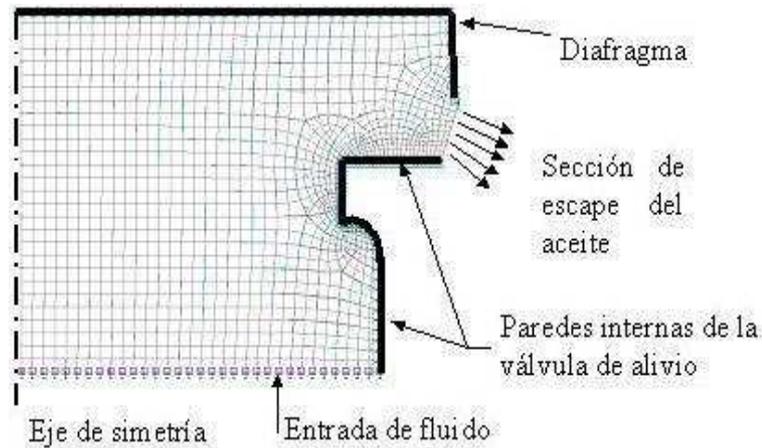
La velocidad de salida y la sección de evacuación definen un volumen de aceite de flujo, dependiendo del tiempo de apertura de la operación del disco. El flujo de aceite evacuado de cada paso de presión es calculado por la integración de velocidades de evacuación de las curvas de apertura de la válvula de alivio.

Grafica 13. Respuesta de la válvula de alivio



Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsp01a, dated 20/06/01

Figura 20. Flujo de aceite a través de la válvula de alivio



Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsp01a, dated 20/06/01

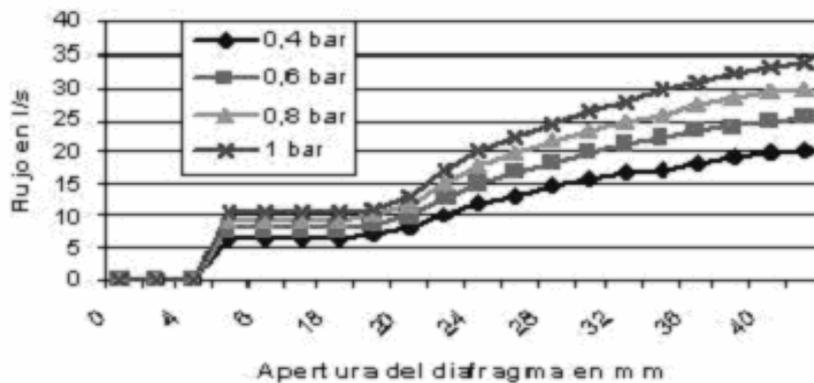
Considerando que el flujo evacuado alrededor de la válvula es un fluido homogéneo (características Newtonianas) en el interior y alrededor de todas las áreas aledañas, las pérdidas de presión pueden ser calculadas usando la fórmula de Bernoulli entre la presión de entrada y salida de la válvula de alivio, la energía perdida es determinada por la siguiente formulas:

$$\frac{P_1}{\rho} + \frac{V_1^2}{2} + \frac{p_2}{\rho} = \frac{V_2^2}{2} + \Delta P \quad y \quad \Delta P = \lambda \frac{\rho V^2}{2} \frac{L}{D}$$

En la resolución de las ecuaciones anteriores la masa y el volumen es encontrando del promedio de la velocidad del aceite y presión en la salida de la válvula de alivio. Se considera una condición de flujo turbulento, los subíndices significan velocidades y densidades antes y después de cambio.

La velocidad de salida del flujo en la sección de evacuación es definida por la apertura del disco como lo describe la grafica 14 donde se realizaron pruebas a diferentes presiones definidas.

Grafica 14. Flujo evacuado contra apertura de la válvula de alivio



Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rdisp01a, dated 20/06/01

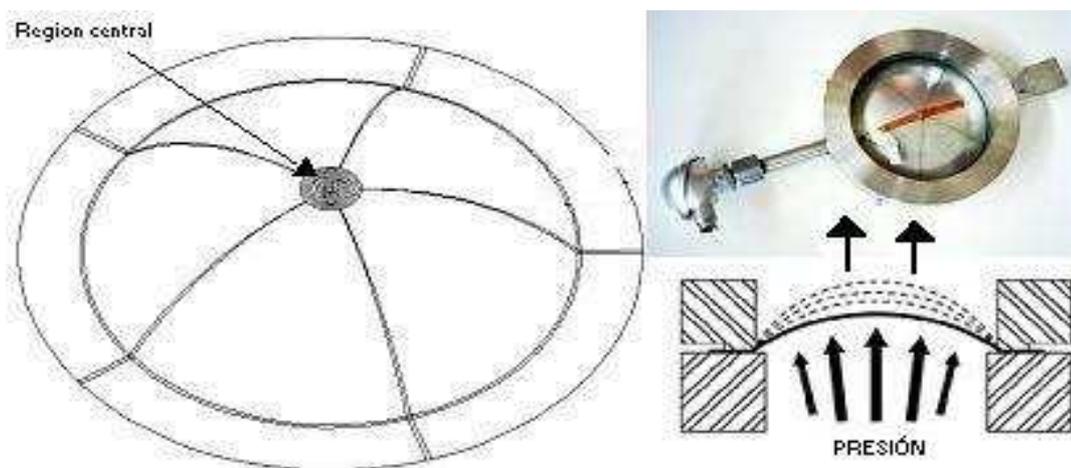
3.3.7 Descripción del sistema de Discos de ruptura.

El sistema de discos de ruptura esta básicamente conformado por un disco metálico especialmente diseñado para romperse y abrirse cómo una flor de cinco pétalos, se observa en la figura 21. Su operación consiste en la ruptura del disco cuando la presión alcanza el valor preajustado, cuando esto ocurre libera la sobre-presión dentro del tanque sin retardo alguno.

3.3.7.1 Diseño de la válvula de ruptura

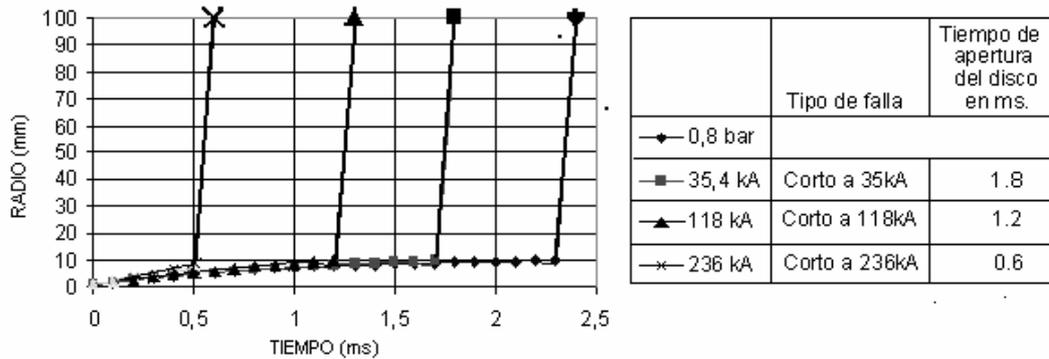
Para prevenir daños de explosión del tanque de transformador, el disco de ruptura está diseñado para abrir completamente en un lapso de 0.5 a 2.5 milisegundos, dependiendo del gradiente de presión que es seguido de una falla de aislamiento. El ajuste de apertura del disco puede ser diferente de acuerdo al tipo y uso del transformador. El disco de ruptura abre cuando el ajuste de la presión operacional es alcanzado y libera el flujo excedente fuera del tanque. En investigaciones realizadas según Referencia (6-9) se encontró que el comportamiento del tiempo de apertura de disco de ruptura depende de la magnitud de la falla por lo que se observa que a mayor energía contenida en la falla el tiempo de respuesta es menor, estas varían de 0.6 milisegundos para un corto circuito fuerte a 1.8 milisegundos para un corto circuito débil, cómo podemos ver en la gráfica 15.

Figura 21. Disco de ruptura



Tomado de Study and Design of Power Plant Transformers Explosion and Fire Prevention, ref. edTPPTPr01a dated 27/12/00, SERGI y de LARGE TRANSFORMER PROTECTOR Technical Documentation, ref tdPLTPd03a, dated 12/05/00

Grafica 15. Apertura del disco para diferentes fallas



Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsip01a, dated 20/06/01

3.3.7.2 Pérdidas de presión en el sistema de despresurización

Los discos de ruptura son parte de un sistema de despresurización, el cual es una cámara después del disco la cual ofrece un canal que favorece la evacuación del aceite, en los estudios realizados sobre los discos y su eficiencia se estudió cada parte de estos para encontrar sus pérdidas. Tomando estas pérdidas y utilizando las ecuaciones de la conservación de la energía y Bernoulli se determinó la relación de velocidad contra presión del sistema de descompresión. Los subíndices significan antes y después de la ruptura.

$$a) \quad V_a S_a = V_b S_b$$

$$b) \quad \frac{P_a}{\rho g} + \frac{V_a^2}{2g} + h_a = \frac{P_b}{\rho g} + \frac{V_b^2}{2g} + h_b + \Delta P$$

Podemos observar en el grafica 16 las pérdidas de presión generadas por cada elemento individual y las pérdidas en general del sistema de despresurización, también en la gráfica 17 observamos la velocidad contra presión en el momento de la evacuación con y sin pérdidas de sus componentes.

3.3.8 Comparación entre válvula de alivio y sistema de despresurización

Los dos sistemas tienen el mismo propósito de despresurizar el tanque del transformador en caso de una falla interna, en los últimos incisos hemos visto que la tecnología y eficiencia son diferentes, esto lo hemos observado para cada caso separadamente, ahora los relacionaremos a una misma falla para concluir cual tiene mejores características de operación.

Se tomará una presión de operación para la válvula de alivio de 0.35 bar, y 0.8 para el sistema de despresurización por disco, los tanques tendrán un límite de presión de ruptura de 1.2 bar. Se utiliza un transformador de 150MVA de enfriamiento forzado de aire y aceite. Se considerarán tres fallas de 35.4 kA, 118 kA y 236 kA.

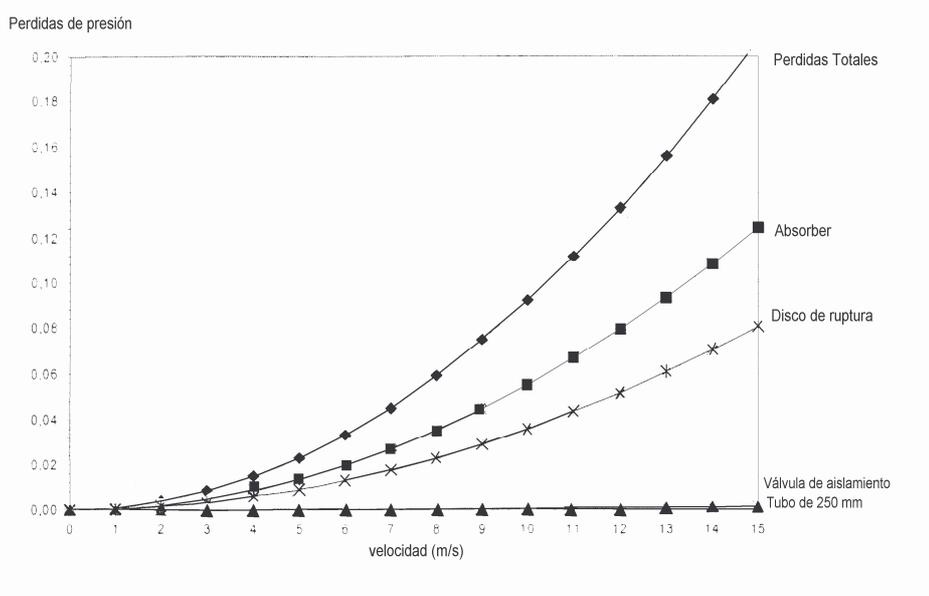
3.3.8.1 Evolución de la operación de una válvula de alivio y un disco de ruptura con sección equivalente y comparación de su flujo en operación

Podemos comparar en la gráfica 18, la evolución de la apertura, operación de una válvula de alivio y un disco de ruptura con una sección equivalente de 150 mm.

para realizar esta prueba se aplicó una elevación de presión con gradiente de presión de 0.8 bar. Como se observa en la gráfica luego de 5 milisegundos la válvula de alivio alcanza un máximo del 90% de apertura mientras que el disco de ruptura necesita solamente 2.5 milisegundos para alcanzar esa misma altura, siendo dos veces más rápida que la válvula de alivio, se considera que el límite de explosión del tanque es de 1.2 Bar.

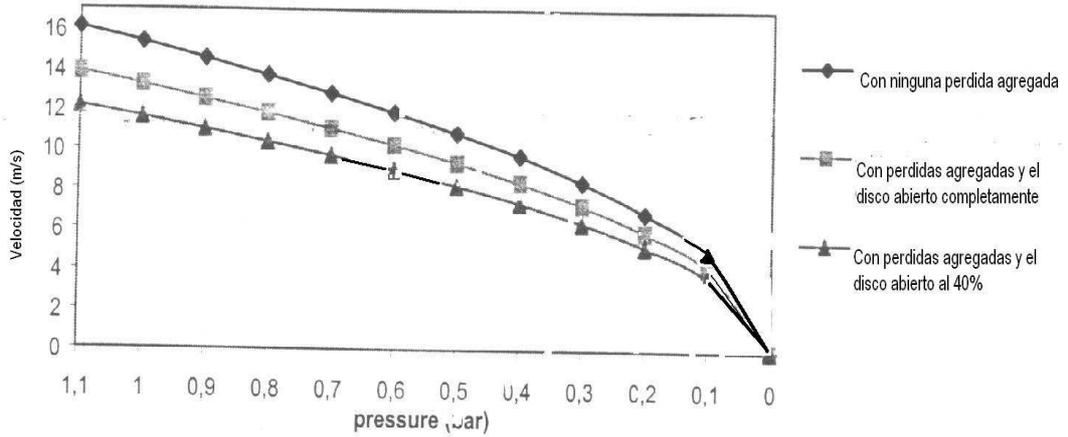
En la gráfica 19 se observa el flujo contra tiempo para la misma válvula de alivio y diferentes diámetros de discos de ruptura, también se observa la gran diferencia del desalojo de flujo entre la válvula de alivio y un disco de ruptura del mismo diámetro equivalente a ocho veces mas; Si la comparamos con un disco de 300 mm, ésta equivale al flujo producido por 30 válvulas de alivio.

Gráfica 16. Pérdidas de presión en el sistema despresurizador



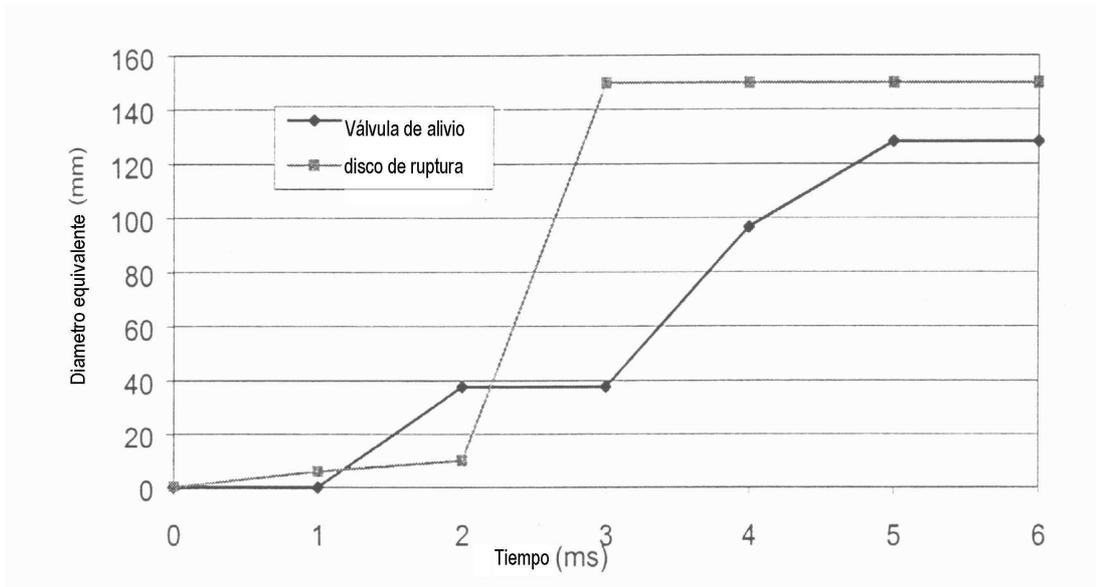
Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsp01a, dated 20/06/01

Grafica 17. Evacuación de aceite en función velocidad contra presión



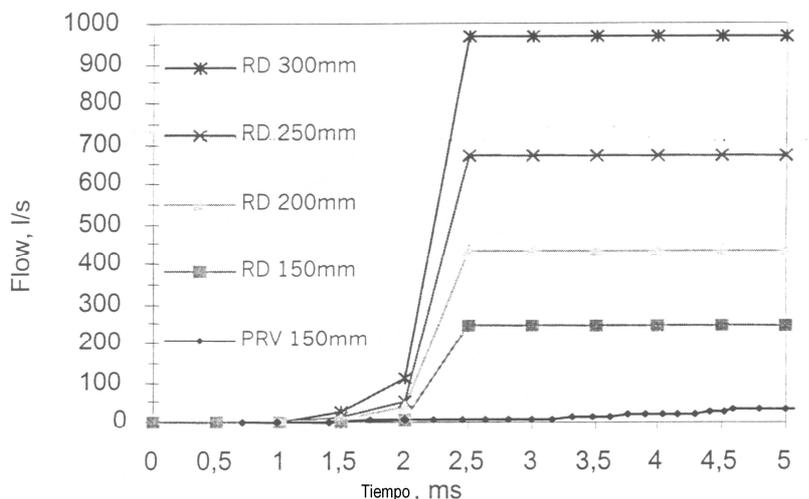
Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsip01a, dated 20/06/01

Grafica 18. Comparación de flujo en equivalente a un diámetro de la sección de evacuación entre válvula de alivio y un disco de ruptura.



Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsip01a, dated 20/06/01

Grafica 19. Flujo contra tiempo para la válvula de alivio y diferentes diámetros de disco de ruptura.



Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rdisp01a, dated 20/06/01

3.3.8.2 Comparación de parámetros de operación para tres diferentes fallas

Fue realizado el estudio para tres diferentes fallas a un transformador de 150MVA OFAF, y se comparó la eficiencia de la válvula de alivio y el sistema de despresurización, ver tabla XVII. La primera se realiza para una operación de corto circuito operacional equivalente a 35.4 kA ver gráfica 20, el segundo equivalente a un corto circuito de 118 kA ver gráfica 21 y una tercera equivalente a una descarga atmosférica de 236 kA ver grafica 22.

Como referencia se observa extrapolada la presión dentro del tanque como si no existiera protección y también esta dibujada la presión máxima a que puede ser llevada el tanque antes de explotar, en este caso se considera 1.2 Bar.

Tabla XVII. Comparación de parámetros de operación de un sistema de válvula de alivio y de disco de ruptura

Falla de baja Impedancia kAmps	válvula de alivio			Discos de ruptura		
	Gradiente de presión en la activación Bar / ms.	Tiempo de operación ms.	Máxima presión alcanzada Bar	Gradiente de presión en la activación Bar / ms.	Tiempo de operación ms.	Máxima presión alcanzada Bar
35 kA corto operacional	0.038	14	Tanque explota	0.06	1.8	0.98
118 kA corto eléctrico	0.12	4.3	Tanque explota	0.13	1.2	1.09
236 kA Corto por rayo	0.54	2.2	Tanque explota	0.93	0.6	1.04

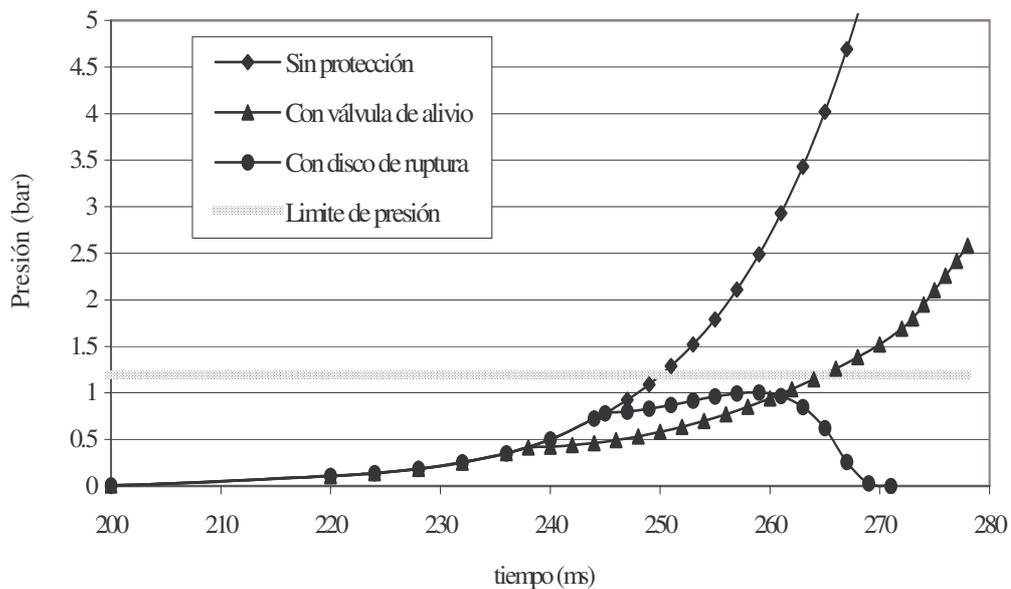
Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsip01a, dated 20/06/01

Los resultados en la tabla XVII fueron realizados con una válvula de alivio preajustada a 0.35 bar y el disco de ruptura a 0.8 bar, observamos los gradientes de presión encontrados para la activación de el sistema de discos de ruptura sin embargo los tiempo de operación son significativamente menores, mostrando el retardo que genera el sistema de la válvula de alivio. También observamos que para las tres pruebas con la válvula de alivio el tanque llega a la presión de explosión mientras el de discos de ruptura se mantiene en limites de protección.

Los tiempo para alcanzar la presión de explosión del tanque definida en 1.2 bar para el sistema de válvula de alivio son 266, 84 y 46.5 milisegundos, respectivamente el tiempo 28, 7 y 0.8 milisegundos después de cruzar la presión de 0.35 bar que es la presión de preajuste de la válvula de alivio. En estos tiempos para el primer y segundo caso la válvula abre completamente pero para el tercer caso solo abre 4 mm, esto explica porque en algunas explosiones de transformadores la válvula de alivio no opera y la presión escapa rompiendo el tanque o alguno de sus componentes.

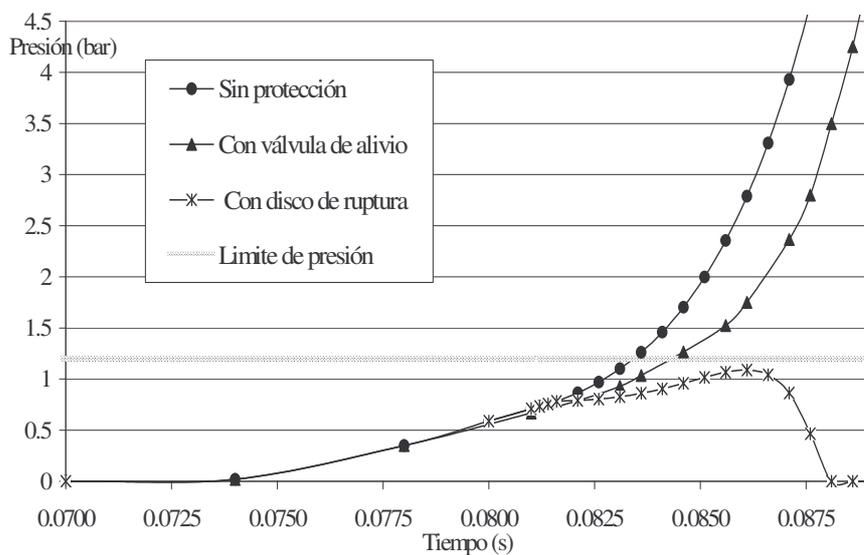
En la gráfica 20 se observa una falla operacional de corto circuito de 34.5 kA, la presión de la válvula de alivio solamente abre a 0.4 bar, aún si la presión de ajuste de la válvula es de 0.35 bar, también se tomó el tiempo de operación el cual fue 14 milisegundos. Para el sistema de despresurización la máxima presión alcanzada fue de 0.98 bar, lo cual representa el 20 % debajo del límite de explosión del tanque del transformador.

Gráfica 20. Respuesta de válvula de alivio y disco de ruptura para una falla de 34.5 kA



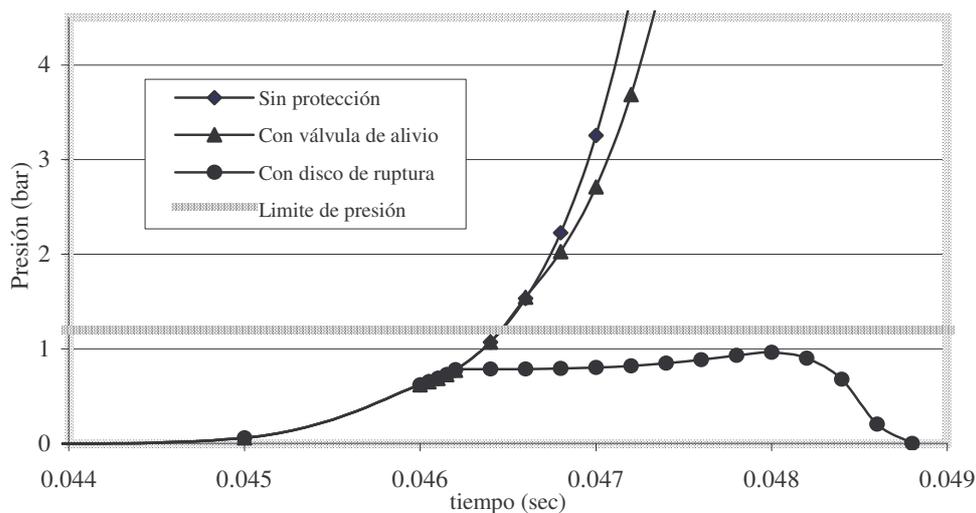
Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsip01a, dated 20/06/01

Gráfica 21. Respuesta de válvula de alivio y disco de ruptura para una falla de 118 kA



Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsp01a, dated 20/06/01

Gráfica 22. Respuesta de válvula de alivio y disco de ruptura para una falla de 236 kA



Tomado de: Pressure relief valve efficiency calculations by comparison to the Sergi transformer protector during transformer short-circuit. Document referenced rpsp01a, dated 20/06/01

En la gráfica 21 se observa una falla eléctrica de 118 kA, la presión de la válvula de alivio abre aproximadamente a 0.8 bar, aún si la presión de ajuste de operación es de 0.35 bar, el tiempo de operación es aproximadamente de 4.3 milisegundos, en el sistema de despresurización se alcanza la presión máxima de 1.09 bar el cual representa un 10% abajo del límite de explosión.

En la gráfica 22 se observa una descarga eléctrica de 236 kA, la presión de la válvula de alivio abre luego de alcanzar los 2.0 bar de presión, para entonces el transformador ha explotado, el tiempo de operación fue de 2.2 milisegundos. Para el sistema de despresurización la máxima presión alcanzada fue de 1.04 bar, lo cual es un 15% debajo del límite de explosión del tanque del transformador, el tiempo de operación para este fue de 0.6 ms.

En las graficas anteriores se observan los parámetros comparativos entre los dos sistemas para las tres fallas descritas anteriormente, en dos de los tres casos vemos que el tiempo de operación realizado por el sistema de despresurización al menos es dos veces más rápido y que la presión máxima alcanzada no excede la presión de explosión del tanque cómo lo hace el sistema con válvula de alivio.

En todos los casos las protecciones fueron activadas pero en ninguno de los casos la válvula de alivio protege el transformador de que explote. Podemos ver la gran diferencia que hay del tiempo de operación entre ambos sistemas, el retardo inducido en la válvula de alivio por su geometría en "U" y la inercia del resorte que causan claramente pérdidas en la eficiencia de la evacuación del aceite y gases.

En los tres casos con la válvula de alivio, cuando la presión pasa el límite de 1.2 Bar lo realiza con un tiempo de 266, 84 y 46.5 milisegundos respectivamente después que la falla aparece, lo cual representa 28, 7 y 0.8 milisegundos de operación después que se ha cruzado los 0.34 bar de pre-ajuste; Este corto tiempo permite que la válvula abra totalmente en el primero y segundo caso, pero en el tercero solamente alcanza la altura de 4 mm, por lo que la despresurización de la válvula no tiene tiempo para realizarse y el tanque explota.

En los primeros dos casos el volumen de aceite no es tan grande como en el tercero sin embargo se da el mismo incidente de alcanzar la presión máxima de explosión del tanque mientras que el sistema de despresurización de discos siempre es capaz de desalojar la presión y flujos respectivos.

En el caso más severo la válvula de alivio no es suficientemente rápida para actuar, así mismo el sistema de despresurización de disco realiza esta tarea en 2.7 milisegundos, esto debido a que la válvula de alivio tiene un diseño geométrico que produce importantes pérdidas y reduce el flujo de aceite y gas expulsado fuera del tanque. El área de descarga real en operación representa solamente el 15% de la máxima superficie, el resorte también crea un retardo en la apertura de la misma. Así mismo cuando realiza una descarga de protección derrama aceite y gases.

4. SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE EXPLOSIÓN Y FUEGO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA, POR EL MÉTODO DE DRENAJE DE SOBRE PRESIONES E INYECCIÓN DE NITRÓGENO.

Luego de introducir los nuevos discos de ruptura al final del capítulo anterior continuaremos con la presentación de los sistemas de protección y prevención de explosión y fuego por medio del método de drenaje de sobre presiones e inyección de nitrógeno, estos sistemas han sido desarrollados por una única empresa a nivel mundial dedicada a esta especialidad, es necesario mencionar que hay otra empresa que ha copiado la primera versión de sistemas preventivos que describiremos en este capítulo y lo ha implementado en sus transformadores.

En los tiempos que nos encontramos actualmente, la globalización nos empuja a mejores controles sobre la calidad, medio ambiente y seguridad, por lo que este tipo de sistemas descritos en este trabajo de graduación serán vistos como en otras latitudes como una buena alternativa para mejorar en estas áreas.

En la red nacional de transporte tenemos instalados dos sistemas de este tipo por lo que este estudio será de beneficio para las personas que trabajan con estos equipos o los que desean conocer sobre estos, se describirá su forma de operar, sus componentes, se incluirá información técnica que le será útil al lector para cuando desee implementar estos equipos.

4.1 Reseña histórica sobre los sistemas de prevención de explosión y fuego

La idea de prevenir una explosión y fuego en un transformador de potencia viene siendo planteada desde hace muchos años, es más, el concepto de válvula de ruptura, el cual es utilizado actualmente por los sistemas de prevención y fuego fue utilizado y abandonado por causas mencionadas en el capítulo anterior, no fue sino hasta el año de 1995 en que se llevaron a cabo los ensayos y estudios formales para desarrollar un sistema que cumpliera eficientemente con la función de prevención de explosión y fuego.

De éstas investigaciones se formalizó el efecto de descomposición del aceite bajo la influencia térmica, se estimó el aumento de presión interno dentro del tanque en función de la energía de corto circuito inyectado y con la ayuda de un sistema computarizado se simulan diferentes tipos de incidentes para transformadores con voltajes, potencia y volumen predeterminados, obteniéndose un modelo que toma en cuenta los fenómenos magnéticos, térmicos e hidrodinámicos que determina la cantidad de gases y presiones desarrolladas durante y después del corto circuito.

Los primeros sistemas no preventivos explicados en el capítulo anterior utilizando el método de drenado e inyección de nitrógeno apagaban fuego luego de una explosión, estos sistemas fueron desarrollados desde 1955, no protegían los auxiliares, aunque éstos no prevenían la explosión, si lograban drenar aceite del tanque en menos de 0.2 segundos y luego iniciada la inyección de nitrógeno, apagaba el fuego en cinco minutos en caso ocurriera.

Los sistemas preventivos, desarrollados en los años 1995 y 2,000 respectivamente, son muy similares a las versiones no preventivas, con la diferencia que estos si previenen la explosión y el fuego, en caso de ocurrir un percance de esta naturaleza; además protegen los aisladores y cambiadores de derivaciones, al momento de alguna falla interna del transformador.

La primera versión de preventivos, iniciaba su operación a recepción de una señal eléctrica proveniente de la válvula de alivio de presión y alguna otra señal de protección cómo lo es la válvula Buchholz, protección diferencial o imagen térmica. Esta señal activa la operación de una electro-válvula especial que despresuriza el tanque, llevando el aceite y gases calientes generados a un tanque o fosa en forma segura. Los cambiadores de derivaciones y los pasatapas son protegidos con discos de ruptura. Este sistema está desapareciendo porque depende de 2 señales eléctricas que lo hace reaccionar con un retardo significativo, que no le permite tener un diseño exacto según las características propias de cada transformador.

La segunda versión de sistemas preventivos, adopta plenamente el uso de los discos de ruptura para proteger el tanque, cambiador de derivaciones y pasa tapas, mejorando su precisión; a la vez sobrepasa las deficiencias que tuvieron los sistemas anteriores que utilizaban los antiguos discos de ruptura utilizados en el pasado y como no depende del sistema de protección eléctrica para su operación es más eficiente y su implementación es más sencilla.

4.2 Procesos de drenado y abatido

Tanto los sistemas no preventivos y preventivos utilizan los principios básicos de drenaje de sobre presiones e inyección de nitrógeno, dichas tareas son realizadas como lo sugiere su nombre para evacuar sobre presiones desaguando una cantidad de aceite de la cuba hacia un lugar seguro creadas dentro del tanque del transformador luego de una falla interna y la inyección de nitrógeno es utilizada para sacar el calor creado dentro del transformador y expulsar fuera de la cuba los gases creados hacia un lugar seguro.

Para los sistemas no preventivos el proceso de drenado se realiza después que el transformador ha explotado, para los sistemas preventivos el drenado se realiza luego de una falla dentro del transformador sin que este explote, entonces el aceite y gases creados internamente son dirigidos a un tanque donde son acumulados en forma segura y no puedan ser esparcidos a los alrededores del transformador para evitar fuego a los alrededores pérdidas ocurriera en los sistemas antiguos que usaban discos de ruptura, así mismo los gases son separados del aceite y enviados a la atmósfera.

El drenado realiza la tarea de liberar sobre presiones que pudieran destruir en forma explosiva al transformador, el volumen de aceite drenado de la cuba del transformador es el contenido en la cuba desde su tapa superior hasta unos 2 a 5 centímetros arriba de los embobinados, como lo describe la figura 22, para permitir que éstos queden siempre sumergidos y evitar la posibilidad de que absorban humedad y el aislamiento se deteriore.

Como el tanque de expansión tiene una válvula especial entre el transformador y el tanque de expansión que no permite que el aceite fluya hacia el tanque en caso de rotura del tanque, no se considera el aceite contenido en el mismo para calcular el tamaño del tanque colector.

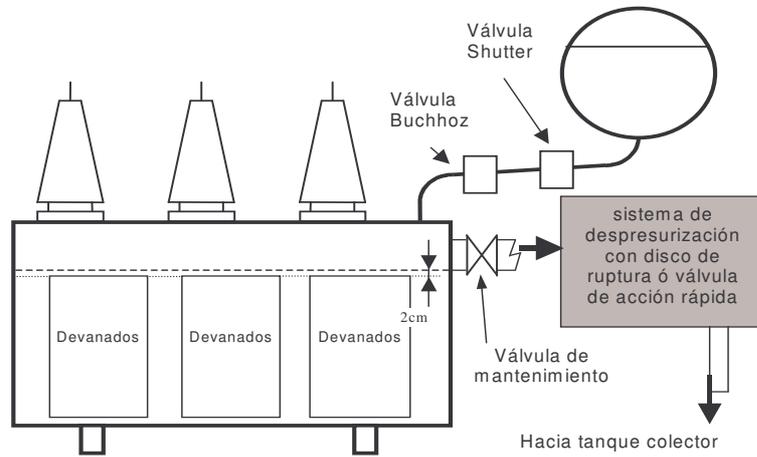
4.2.1 Válvulas especiales del sistema de drenado

Estos sistemas utilizan dos válvulas especiales, la primera válvula la utilizan tanto los sistemas no preventivos como los preventivos esta se ubica entre el tanque de expansión y la válvula del relé Buchholz, como observamos en la figura 22, esta es parte del sistema de drenado porque retiene el aceite contenido en el tanque de expansión e impide que el aceite sea derramado o alimente fuego existente debido a una rotura en el tanque del transformador.

Cuando la válvula siente que el flujo va hacia el transformador es grande como vemos en la figura 23, debido a una fuga o ruptura en el tanque, simplemente se cierra y se mantiene cerrada por la presión ejercida por el peso del aceite en el tanque de expansión. En operación normal esta válvula permite que exista flujo en ambas direcciones mientras el flujo sea pequeño.

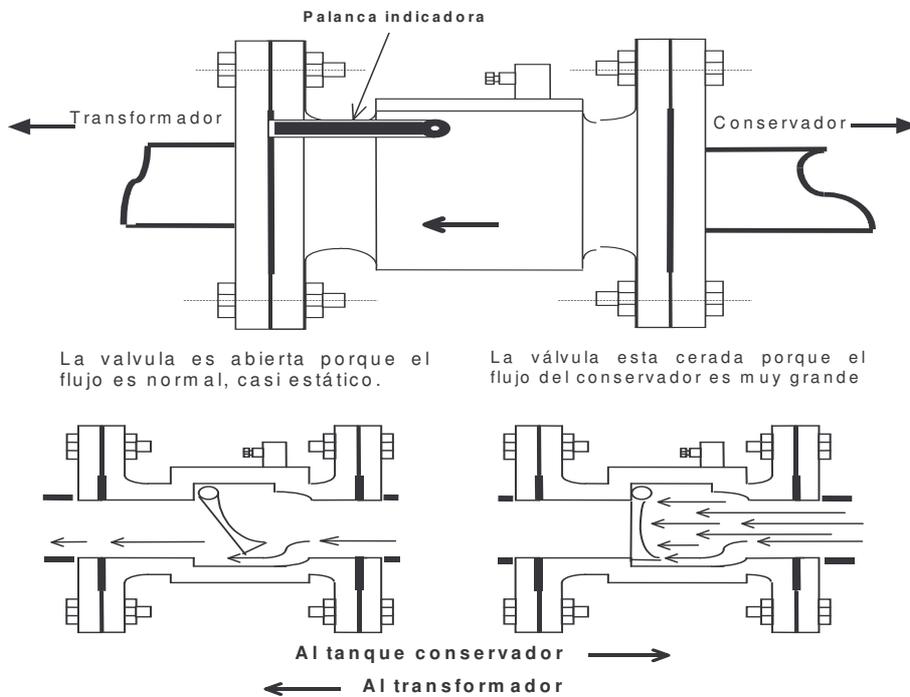
La segunda válvula especial es la que utilizan los sistemas no preventivos y la primera versión de los preventivos. Esta es una válvula de acción rápida utilizada para el drenado del tanque principal ubicada entre el tanque del transformador y el depósito ó fosa que recolecta el aceite y gases luego de una falla dentro del transformador, ver ubicación en la figura 22 . Esta válvula fue reemplazada en la última versión de sistemas preventivos por discos de ruptura.

Figura 22. Ubicación de válvulas especiales



Tomado de folleto SERGI, tdTPLr02a, dated 14/04/00 "Specifications for Retrofitting on Old Transformers".

Figura 23. Válvula especial de bloqueo



Tomado del folleto SERGI, tdTPLr02a, dated 14/04/00 "Specifications for Retrofitting on Old Transformers".

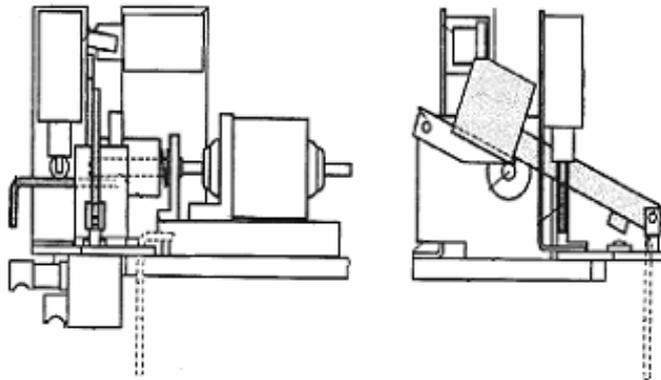
4.2.2 Abatido

El abatido es la acción de inyectar nitrógeno con flujo regulado desde la parte más baja del tanque del transformador por aproximadamente 45 minutos, permitiendo que el aceite se agite y se mezcle con los gases que se generaron durante una falla interna del transformador. El objetivo de esta operación es de llevar el aceite caliente, generado durante una falla, dentro del transformador abajo del punto de inflamación, evacuando el calor y gases explosivos hacia un depósito aislado, esta acción logra extinguir el fuego que pudiera existir en menos de 5 minutos, pero la secuencia de abatido se prolonga por 45 minutos más para evitar cualquier brote de fuego.

La secuencia de abatido o inyección de nitrógeno se realiza seguida del drenado, para los sistemas no preventivos se realiza luego de un pequeño retardo de tiempo para evitar algún rebalse de aceite de la cuba, esperando que la operación de drenaje halla sido realizada.

El sistema viene preparado para combatir fuego sin que ocurra una explosión, por lo que el principio del abatido es utilizado para la homogenización de la temperatura en el aceite del transformador, bajando la temperatura abajo del punto de inflamación del aceite, el hecho es que al presentarse un incendio de transformador, una capa fina (de pocos milímetros) en la superficie del aceite sobrepasa el punto de ignición de unos 155° C., esta capa produce gases que se auto inflaman completando el triangulo de fuego, estas flamas calientan más la superficie de aceite que ocasionan más gases inflamables incrementando el fuego.

Figura 24. Válvula especial de accionamiento rápido



Tomado del folleto tdTPLr02a, dated 14/04/00 "Specifications for Retrofitting on Old Transformers"

4.2.2.1 Inyección de nitrógeno

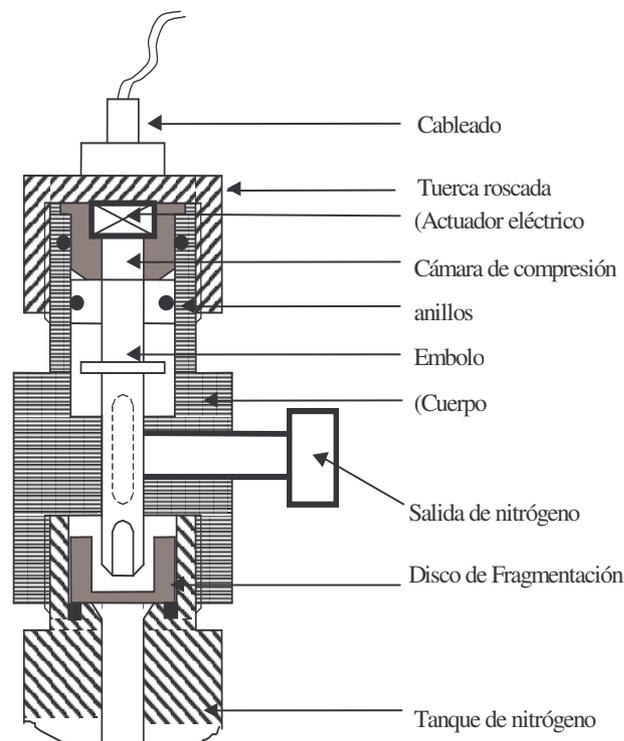
La inyección de nitrógeno dentro del transformador se realiza por la parte más baja del mismo para que el gas al subir a través del aceite caliente arrastre el calor y los gases creados hacia el depósito o fosa de aceite luego de una falla. El gas es transportado por medio de tuberías provenientes de un tanque comprimido de 200 Bar de presión, luego es regulado a 2 Bar de presión antes de ser esparcido dentro del tanque del transformador desde la parte más baja.

La regulación es necesaria para no producir daños de sobre-presión dentro del transformador; por ejemplo, cuando el sistema opera como sistema de prevención de fuego y se dispara la inyección de nitrógeno cuando la válvula de apertura rápida ó el disco de ruptura no ha sido operada, por lo que el nitrógeno saldrá por el respiradero del tanque de expansión y/o válvula de sobre-presión.

Una configuración típica del sistema de inyección, la observamos en la figura 26 en la cual el tanque de nitrógeno (QO1) alimenta el sistema que es activado por la válvula especial (Q02) vemos más detalle de esta válvula en la figura 25. Las válvulas no retorno (A09) sirven para evitar cualquier circulación de aceite entre elementos cuando son varios los elementos protegidos cómo el tanque, cambiadores de derivaciones y pasa tapas.

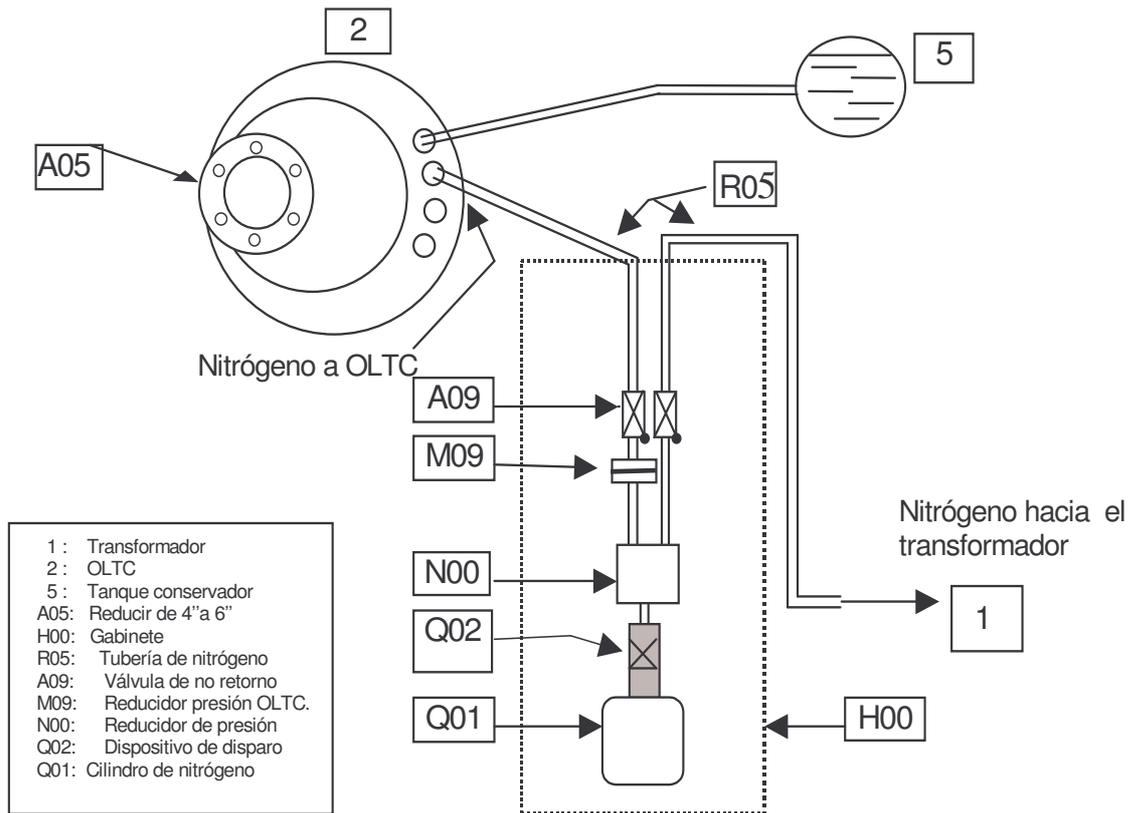
La inyección de nitrógeno es activada por un dispositivo eléctrico especial, el cual cuando es activado eléctricamente, perfora un fragmento de un pequeño disco, que libera el gas y lo inyecta dentro del tanque del transformador, cambiador de derivaciones, pasa tapas o cajas de aceite de los pasa tapas, detalles de esta válvula en la figura 25.

Figura 25. Válvula especial de disparo de nitrógeno



Tomado de Specifications for retrofitting on Old Transformers LARGE TRANSFORMER PROTECTOR, SERGI, Reference tdTPLTPr02a, dated 14/04/00

Figura 26. Sistema de inyección de nitrógeno



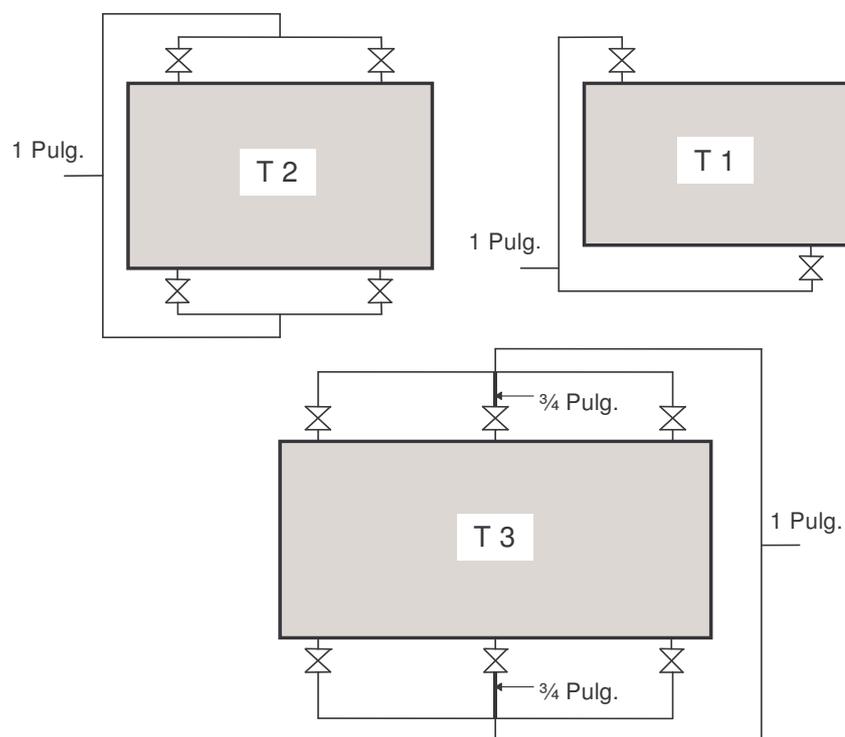
Tomado de Specifications for retrofitting on Old Transformers LARGE TRANSFORMER PROTECTOR, SERGI, Reference tdTPLTPR02a, dated 14/04/00

4.2.2.2 Configuración de las válvulas de inyección.

Para la inyección de nitrógeno dentro del transformador se necesita cierta cantidad de accesos que dependen del tamaño, potencia y volumen de aceite del transformador, por lo que es necesario considerar las siguientes recomendaciones para el montaje en el transformador:

- a) Las válvulas deben estar localizadas lo más cerca posible del fondo, entre 5 y 10 cm de la parte más baja al centro del transformador.
- b) Las válvulas deberán ser de por lo menos de 1 pulgada de diámetro, deberán ser idénticas (si se requieren más de una) y en el mismo plano.
- c) La cantidad de válvulas necesarias, dependiendo de la potencia y la superficie del transformador se muestra en la tabla XVIII y su disposición física en la figura 27.

3.3.1.1.1.3 Figura 27. Localización de válvulas de inyección de nitrógeno



Tomado de LARGE TRANSFORMER PROTECTOR, Technical Documentation. SERGI, referenced tdTPLTPd03a, dated 12/05/00

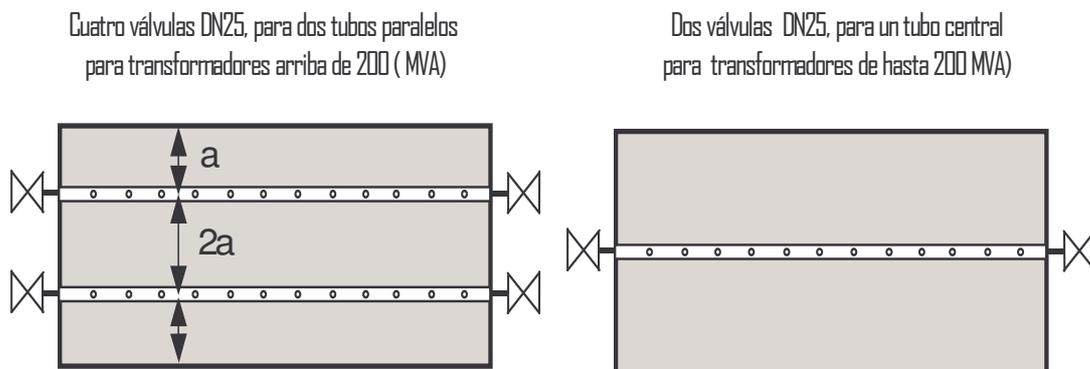
Tabla XVIII. Cantidad de válvulas de inyección

No de válvulas	3.3.1.1.1.3.1.1.1 Transformador		Superficie
	Desde (MVA)	Hasta (MVA)	Mt ²
1		50	Hasta 7
2	50	200	De 5 a 28
4	200	400	De 15 a 35
6	400		Cerca de 30

Tomado de SERGI, 3000S and 3000A, for transformers from 5MVA, Reference td3Ai08a

Para un transformador nuevo es recomendable solicitar al fabricante que instale uno o dos tubos de una pulgada en la parte baja del transformador y soldados simétricamente con válvulas en cada lado, el cual o los cuales deben ser perforados con agujeros de 3 mm, con una distancia entre cada uno de 10 cm, como vemos en la figura 28, que muestra la disposición para transformadores arriba de 200 MVA y hasta 200MVA.

Figura 28. Tubería de nitrógeno para nuevos transformadores



Tomado de SERGI, Specification for adaptation on new transformer, Reference; tdLTP2a dated 14/04/00

4.3 Sistemas no preventivos a base de inyección de nitrógeno.

Como describimos al inicio de este capítulo, los sistemas no preventivos, fueron creados con el propósito de apagar incendios de transformadores provocados generalmente por una falla interna en el mismo, también prevenir mayores daños luego de iniciado fuego con aceite derramado. El método utilizado para combatir el fuego es el proceso de drenado y abatido. Estos sistemas no fueron concebidos con la idea de prevenir una explosión.

La desventajas de estos sistemas como otros sistemas explicados en el capítulo anterior, es que sólo combaten el incendio en transformadores, no previenen una explosión, tampoco protegen el cambiador de derivaciones ni los pasatapas, los cuales son muy sensibles a explosiones provocadas por fallas internas como fuera mencionado en el capítulo anterior.

Otras desventajas de estos sistemas es que tenían un disparo en el tanque de nitrógeno no muy fiable, el cual fue cambiado en la primera generación de preventivos, mostrado en el inciso 4.2.2.1, también cómo dependía de una o dos señales eléctricas para iniciar su ciclo de operación, en algún momento estos sistemas operaron erróneamente.

Para la activación en sistemas no preventivos se utilizó la señal eléctrica de la válvula de alivio y para el segundo sistema se utilizaron dos señales eléctricas, normalmente la señal de la válvula de alivio y alguna señal de protección del transformador como buchholz, diferencial de corriente, sobrecorriente, etc.

4.3.1 Modos de operación de sistemas no preventivos con sistema de inyección de nitrógeno.

Los sistemas no preventivos operaban luego de que el transformador explotara ó se incendiara, generalmente luego de explotar los gases se auto inflaman por la alta temperatura del aceite, estas flamas calientan la superficie de aceite alcanzando el punto de inflamación, ocasionando más gases inflamables que incrementan el fuego.

En la figura 29(A) podemos observar que el tanque del transformador está roto y existe fuego luego de una falla interna. En seguida ocurren dos cosas, observamos en la figura 29(B) que la válvula especial que está entre el tanque de expansión y la válvula Buchholz se cierra, evitando más derrame de aceite que pudiera estar ardiendo. Al mismo tiempo una señal eléctrica o dos dependiendo del sistema tratado, activan la secuencia de drenaje activando y abriendo la válvula rápida de drene, iniciando el desalojo de aceite del tanque principal.

Luego de un pequeño retardo, observamos en la figura 29(C), la inyección de nitrógeno dentro del transformador realizando la función de abatimiento, este retardo es utilizado para permitir que el drenado se realice y no provoque un rebalse de aceite por el agitado de la inyección de nitrógeno. La inyección de nitrógeno se prolonga por 45 minutos llevando la temperatura del aceite debajo de la temperatura de auto inflamación o “flash point”.

4.3.2 Diagrama lógico de operación de sistemas no preventivos con base de inyección de nitrógeno

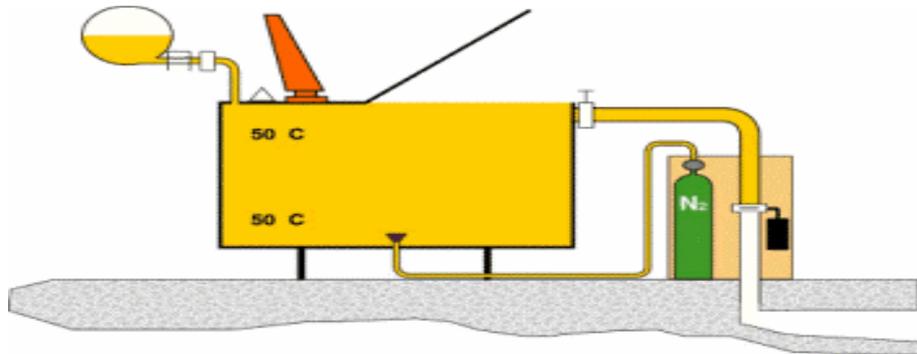
Existen dos versiones de sistemas no preventivos, para ambos la operación inicia luego de que éste ha explotado ó se inicia fuego externo por alguna otra causa. Su lógica de operación esta orientada en dos ramas, la primera previene y si fuera necesario apaga el fuego luego de explotar un transformador y la segunda extingue el fuego dado por otra causa que no sea una explosión.

Para la primera versión de no preventivos como lo hemos mencionado, inicia su activación con la señal de la válvula de alivio, vemos su lógica de operación en la grafica 23, para la segunda versión su activación depende de dos señales eléctricas, una de la válvula de alivio y otra de la protección del transformador, dibujo 29. Ver detalles de lógica de operación en la grafica 24.

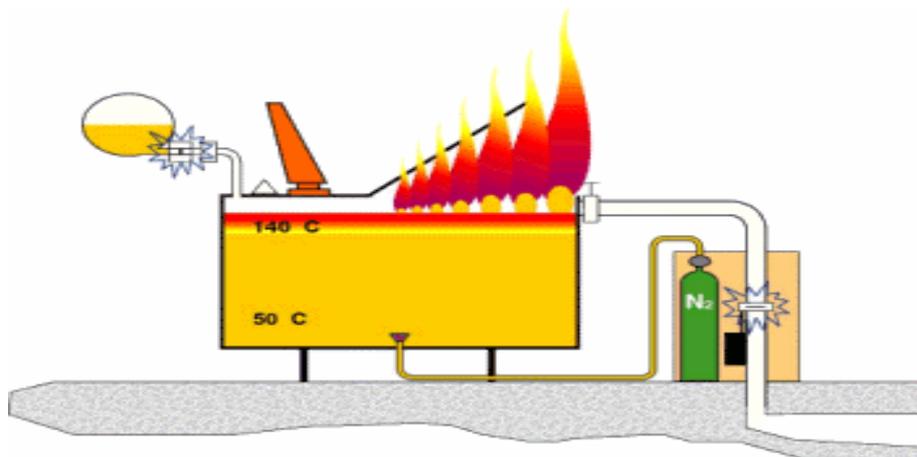
Cuando hablamos de previsión de fuego, significa que se quiere evitar el fuego luego de la explosión de un transformador, mientras que la extinción del fuego significa la eliminación del mismo, cuando este ha ocurrido no necesariamente por una explosión.

Para ambas versiones, el sistema de extinción de fuego arranca cuando una de las señales de algún detector de fuego es activado. Al mismo tiempo tiene que darse la activación de la válvula de sobre-presión para el primer sistema y alguna de las protecciones eléctricas del transformador para el segundo sistema .

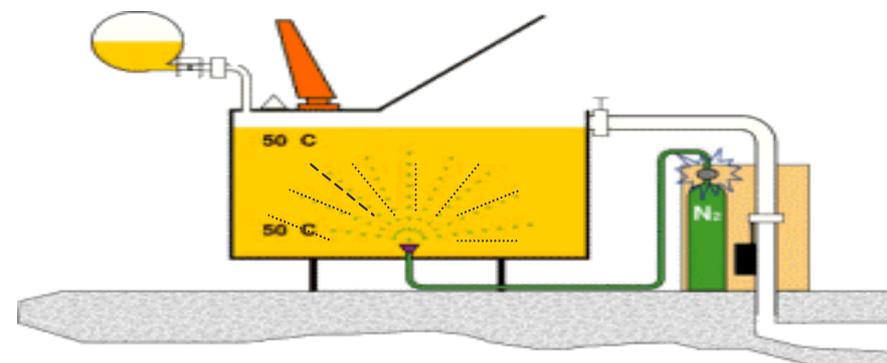
Figura 29. Operación de sistemas no preventivos



(A)



(B)

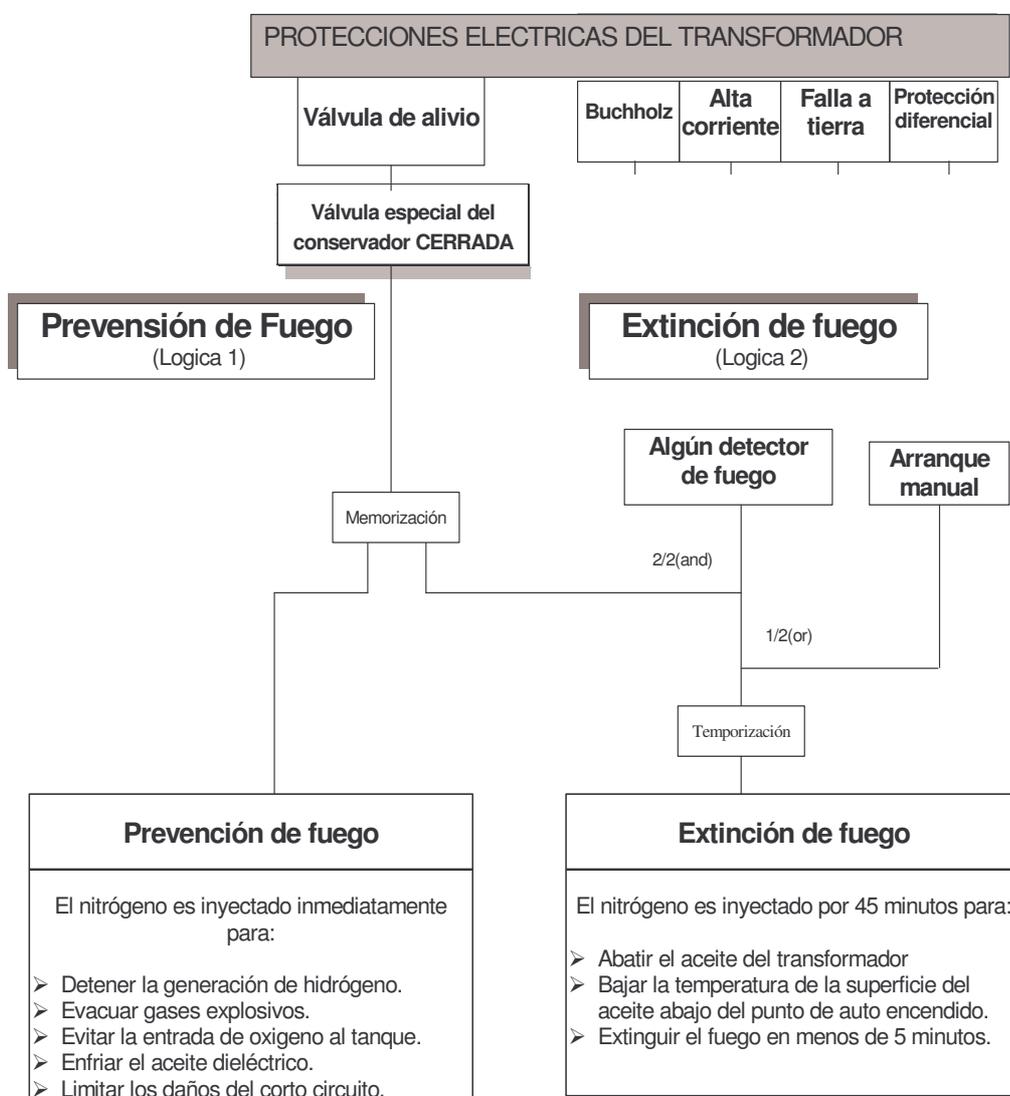


(C)

Tomado de Internet <http://www.sergi-france.com>

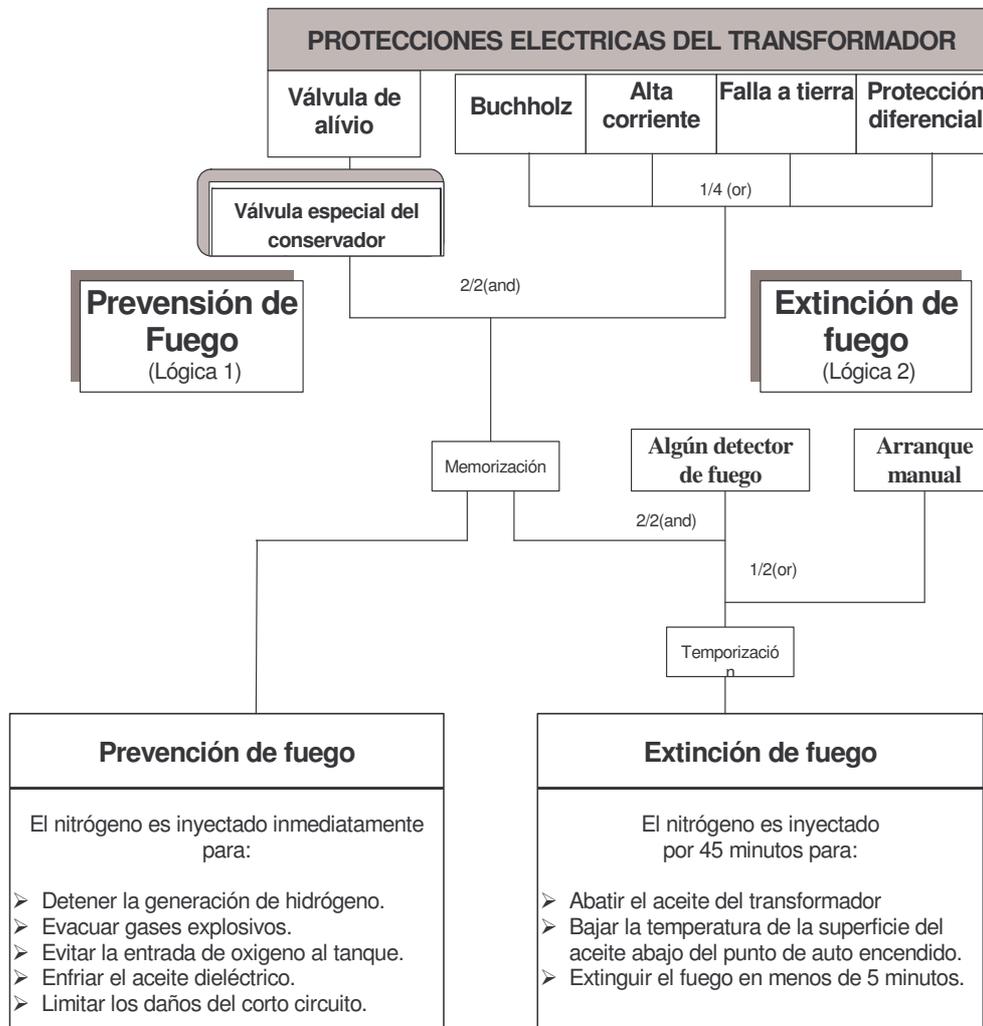
En estos sistemas existe la opción de operar el sistema en forma manual en caso que el sistema fallara, esto se realiza activando el sistema de extinción de fuego como vemos en los diagramas de flujo respectivos. El objetivo final es la inyección de nitrógeno para lograr la prevención o eliminación de fuego.

Gráfica 23 . Lógica de los primeros sistemas no preventivos



Tomado de documento SERGI, Réf ed4Ss01a du 23/02/99

Gráfica 24. Lógica de los segundos sistemas no preventivos



Tomado de documento SERGI, Réf ed4Ss01a du 23/02/99

4.4 Sistemas preventivos con base de inyección de nitrógeno

Los sistemas preventivos, fueron creados para prevenir explosiones y fuego provocados por una falla dentro del transformador, así como los anteriores sistemas no preventivos éstos también utilizan el método de drenado y abatido.

Uno de los avances en relación a los sistemas no preventivos es la protección de los cambiadores de derivaciones y los Pasatapas, como lo mencionamos en el capítulo dos, estos son elementos que tienen un alto índice de falla en operación.

Hay dos versiones de sistemas preventivos, el primero realiza la despresurización luego de recibir dos señales eléctricas como lo hace el segundo sistema no preventivo, esta interfase electro-mecánica ocasionaba un retardo significativo para iniciar la despresurización que podría poner en riesgo el transformador; Para evitar este retardo se cambió la válvula de accionamiento rápido por un disco de ruptura en la segunda versión, el cual eliminó ese retardo al no depender de ninguna señal eléctrica para iniciar el proceso de la despresurización. Ambos sistemas son muy eficientes y seguros, sin embargo en la descripción de sus diferencias en el inciso 4.4.3, veremos claramente las mejoras ganadas al cambiar la válvula de accionamiento rápido.

4.4.1 Descripción y operación de la primera generación de sistemas preventivos a base de inyección de nitrógeno.

El sistema de operación de la primera generación es muy semejante al explicado para la segunda versión de no preventivos, uno de los avances de este sistema es la protección del cambiador de derivaciones y los pasa tapas con discos de ruptura, se mantiene la protección en el tanque principal por medio de las válvulas de accionamiento rápido, este sistema es el utilizado por la otra compañía que fabrica sistemas preventivos.

Los diagramas lógicos de operación de los sistemas preventivos en comparación a los no preventivos varían en que estos previenen explosión y no solamente fuego, por lo que en la gráfica 25, se observa la lógica de “prevención” de explosión e incendio y en la gráfica 26 la lógica de respaldo de “extinción de fuego”.

El sistema opera con dos señales, una señal es de naturaleza mecánica y otra eléctrica, las cuales son independientes una de otra. Para evitar disparos en falso se requiere una señal eléctrica del relé de disparo del interruptor del transformador y una señal mecánica de la válvula de sobre-presión del transformador.

Cuando se registran ambas señales se activa el sistema en modo preventivo, despresurizando el tanque del transformador al abrir inmediatamente la válvula de despresurización de 100 milímetros de diámetro. Esta válvula de mariposa es abierta por un electro-imán, el cual libera un contrapeso de 20 Kg. Al mismo tiempo se inyecta nitrógeno en la base del transformador, para evacuar gases explosivos generados y bajar la temperatura del aceite, que obtiene niveles de 1,000 y 2,000 grados centígrados creados localmente por el arco eléctrico y las partes metálicas sobre calentadas a 680 grados centígrados para el aluminio ó 1080 grados centígrados para el cobre.

Adicionalmente el flujo de nitrógeno previene que aire (oxígeno) pueda entrar en contacto con los gases auto inflamables y ayuda en el proceso de enfriamiento del transformador y el equipo asociado, dado que la inyección de nitrógeno se mantiene 45 minutos.

4.4.1.1 Diagrama lógico de prevención contra explosión e incendio de la primera generación de sistemas preventivos

Su operación se inicia cuando el sistema recibe dos señales eléctricas, la primera es de la válvula de alivio ó de un sensor de un disco de ruptura instalado en los auxiliares cómo lo es el cambiador de derivaciones y pasa tapas, más alguna de las protecciones eléctricas del transformador.

Como vemos en la gráfica 25, en su lógica de prevención de explosión y fuego una vez registradas estas dos señales, se abre la válvula rápida de despresurización del tanque en menos de 0.2 segundos previniendo la explosión del transformador, al mismo tiempo el tanque conservador es aislado por la válvula de cierre especial y el aceite en el tanque del transformador es drenado hasta unos 20 centímetros debajo de su tapa superior. Por otro lado, si se activara un detector de explosión en uno de los discos de ruptura instalado en los auxiliares, se inicia tanto el drenado del transformador cómo el del auxiliar hacia el tanque especial de despresurización.

Luego se inyecta durante 45 minutos un flujo regulado de nitrógeno dentro del transformador, así como en los auxiliares, para limitar los daños en las partes sobre calentadas afectadas por el corto circuito al transferir la energía hacia el aceite dieléctrico. Para prevenir mezclas de los diferentes aceites se instalan válvulas anti-retorno en todas las tuberías que llevan el nitrógeno.

El tiempo entre el inicio de la secuencia de la despresurización del tanque y el inicio de la inyección de nitrógeno, es retrasada por tres segundos para evitar el derrame de aceite debido a la conmoción que pudiera darse por la agitación creada por la inyección del nitrógeno. La inyección de nitrógeno se realiza a la cuba del transformador, cambiador de derivaciones bajo carga y las cajas de aceite de los pasa tapas dependiendo de la configuración requerida por el dueño.

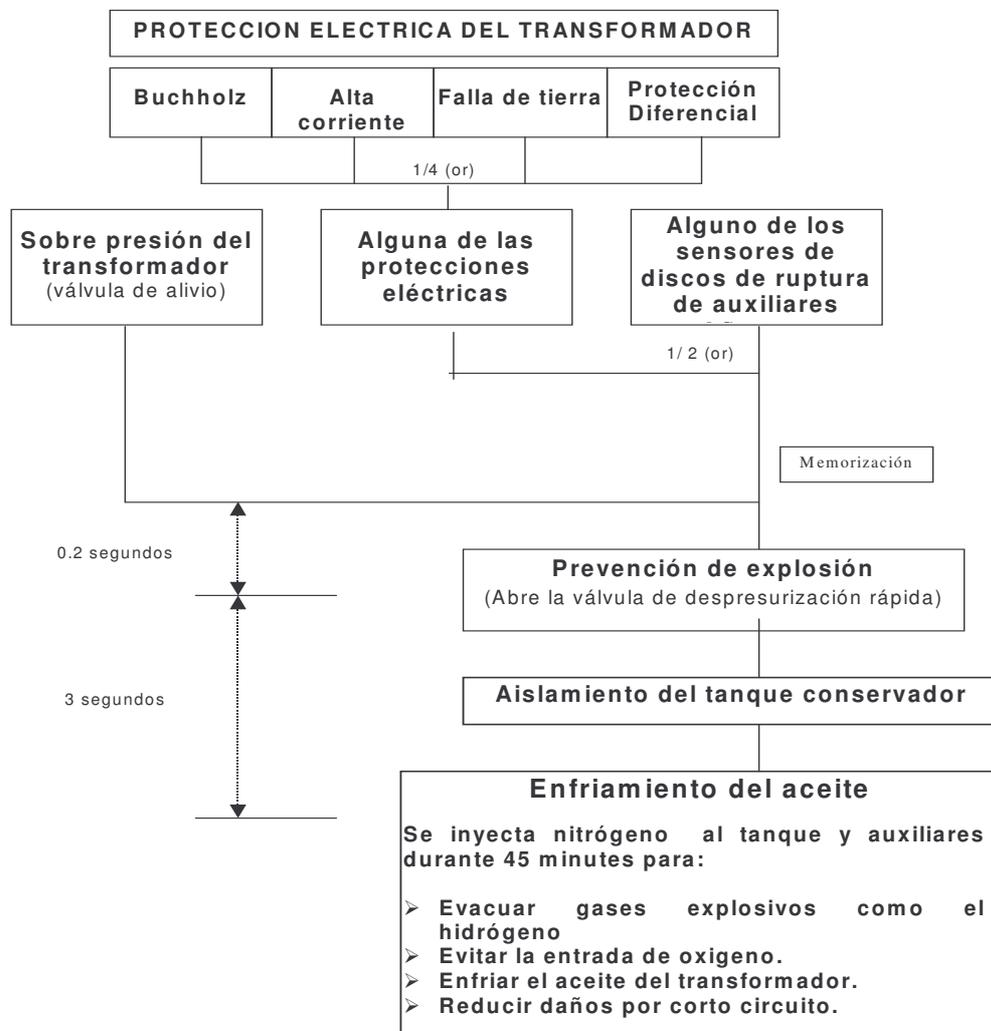
4.4.1.2 Diagrama lógico de respaldo de extinción de fuego de la primera generación de sistemas preventivos

En el diagrama lógico en la grafica 26 vemos la operación del sistema de respaldo de extinción de fuego, observamos que si el disyuntor del transformador no abre o si el sensor de presión está defectuoso durante el incidente, el sistema de prevención de explosión e incendio es apoyado por un sistema convencional de extinción de fuego mediante la inyección de nitrógeno.

En esta fase el sistema se activa por medio de dos señales, una es la temperatura elevada que activa uno de los detectores de fuego y la otra es cualquiera de las diversas protecciones eléctricas del transformador (falla a tierra, protección diferencial, sobre corriente o Buchholz. Activada se inicia la secuencia de extinción de fuego que provoca dos acciones: La del drenaje parcial del aceite del transformador y la extinción del fuego, esto se logra por la activación de la válvula rápida de despresurización y el aislamiento del tanque del conservador, luego de 20 segundos que esto ha ocurrido se inicia la inyección del nitrógeno para evitar derrame de aceite ardiendo.

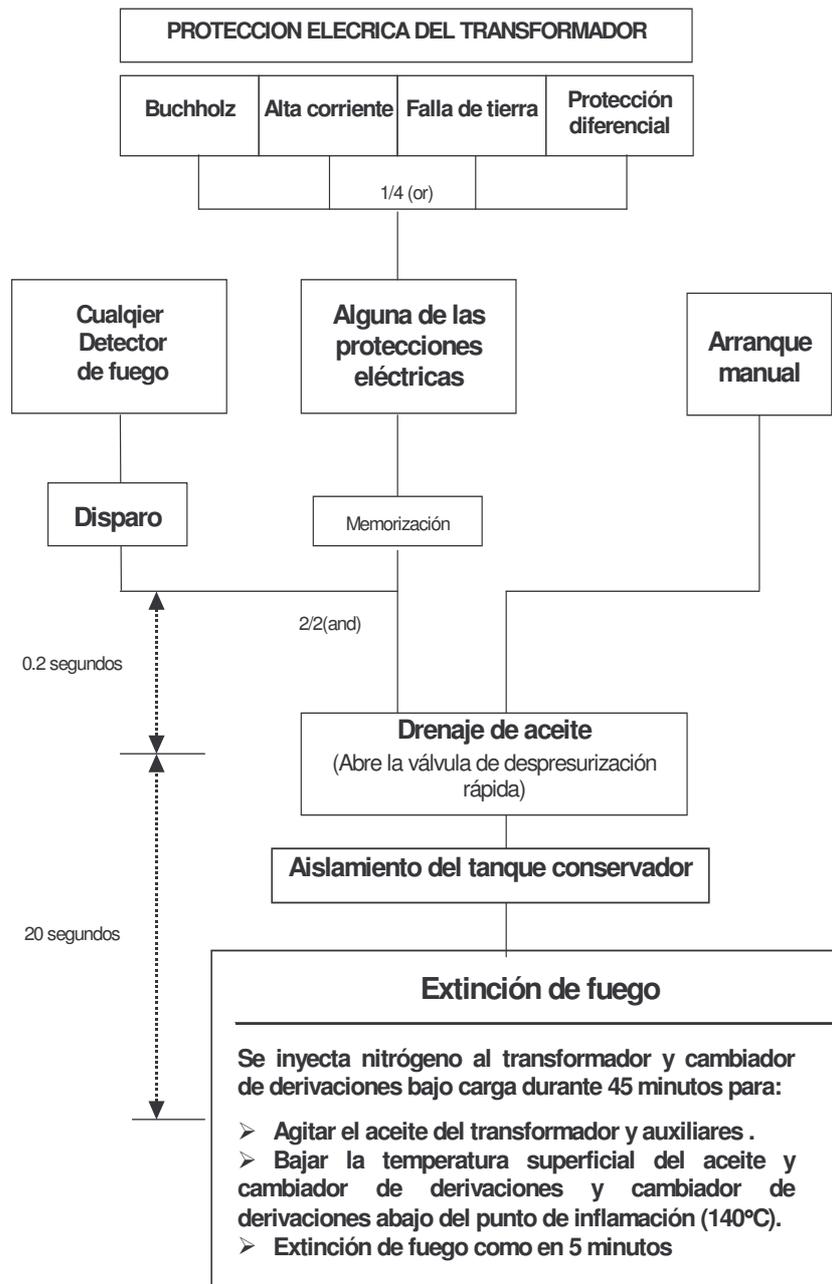
Luego de iniciada la inyección de nitrógeno se extingue el fuego, se baja la temperatura superficial por debajo del punto de inflamación, el fuego se apagará en menos de 5 minutos, la inyección de nitrógeno se realizará por 45 minutos más para evitar cualquier eventual auto inflamación del aceite.

Gráfica 25. Lógica de operación de prevención de explosión y fuego de las primeras versiones de sistemas preventivos



Tomado de SERGI, Réf ed4Ss01a du 23/02/99

Gráfica 26. Lógica de operación de extinción de fuego de las primeras versiones de sistemas preventivos



Tomado de SERGI, Réf ed4Ss01a du 23/02/99

4.4.2 Descripción y operación de las segundas y últimas generaciones de sistemas preventivos a base de inyección de nitrógeno.

Este sistema es la última versión creada hasta este momento, su ventaja principal sobre los anteriores es que el tanque principal es despresurizado por medio de discos de ruptura cómo lo hacen los auxiliares, disminuyendo el tiempo de activación del sistema para la prevención de explosión. La fiabilidad del sistema está asegurada dado que el dispositivo actúa directamente ante la influencia de la fuerza aplicada por la presión generada, sin requerir de dispositivos sensores o de disparo.

Este sistema es más rápido que el anterior, que utiliza una electro-válvula para drenar el tanque, cómo lo hemos comentado anteriormente, hasta un nivel tal que los embobinados queden cubiertos de aceite, si fuera alguno de los auxiliares protegidos el implicado en la falla, se desalojará solamente el aceite que tenga el equipo respectivo.

La activación de la secuencia de despresurización se inicia cuando alguno de los discos de ruptura instalado en el tanque principal o en los auxiliares es activado, por una sobre-presión creada por una falla interna en el transformador, al mismo tiempo se presenta una señal de alguna de las protecciones eléctricas del transformador. Luego de que esto ocurre sin ningún retardo se inicia la inyección de nitrógeno que dura 45 minutos aproximadamente.

En estos sistemas el flujo de nitrógeno es regulado para evitar los daños de sobre-presión, adicionalmente como el anterior sistema para prevenir mezclar diferentes de aceites, se instalan válvulas anti-retorno en todas las tuberías que llevan el nitrógeno.

Podemos observar en la figura 30 una configuración de un sistema que protege el tanque, cambiador de derivaciones y pasa tapas, esta configuración desaloja a una fosa común de captación de aceite la cual permite una operación segura, separando el aceite del gas creado dentro del transformador. Este sistema ilustrado en la figura 30 no tiene conjunto de despresurización, esta función es realizada en la fosa de recolección, este tipo de instalación se puede implementar en pequeños transformadores que tengan acceso a fosa colectora común.

Otras configuraciones requieren un conjunto de despresurización que es básicamente otro tanque que permite reducir la contrapresión del aceite rápidamente por el tubo que lo lleva al deposito de recepción (ver detalles del conjunto de despresurización en la sección 4.5.3).

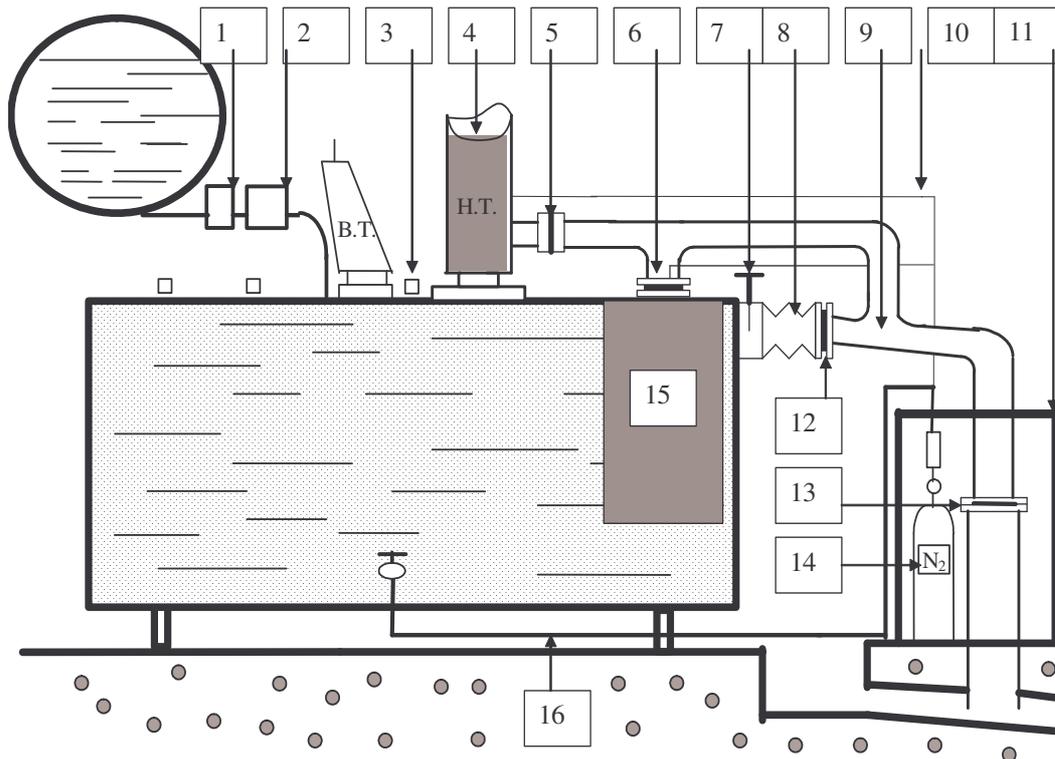
El conjunto de despresurización en ese caso, incluye el disco de ruptura y el tanque que se usa para aliviar la sobre-presión, los diámetros de los conjuntos de despresurización y tubería influyen el tiempo de despresurización y son parámetros críticos que deben ser calculados en base a cada transformador.

4.4.2.1 Diagramas lógicos de prevención contra explosión e incendio de la segunda y últimas generaciones de sistemas preventivos

A la lógica de los sistemas preventivos de la segunda generación se les denomina de prevención de explosión y fuego y el de extinción de fuego, la lógica de prevención de explosión y fuego difiere de los anteriores sistemas en que para la despresurización no utiliza un actuador, en cambio el tanque principal y los auxiliares son protegidos por discos de ruptura que son dispositivos pasivos, logrando un tiempo de operación menor, luego de la despresurización se inicia la inyección de nitrógeno por dos señales eléctricas, la de un disco de ruptura fallado y una de la protección eléctrica, ver lógica de operación en la gráfica 27.

La lógica de extinción de fuego también es inicializada por dos señales, la primera es alguna señal de un detector de fuego ubicado sobre el transformador y alguna de las protecciones eléctricas de protección del transformador, ver lógica operativa en la gráfica 28.

Figura 30. Sistema preventivo con fosa común

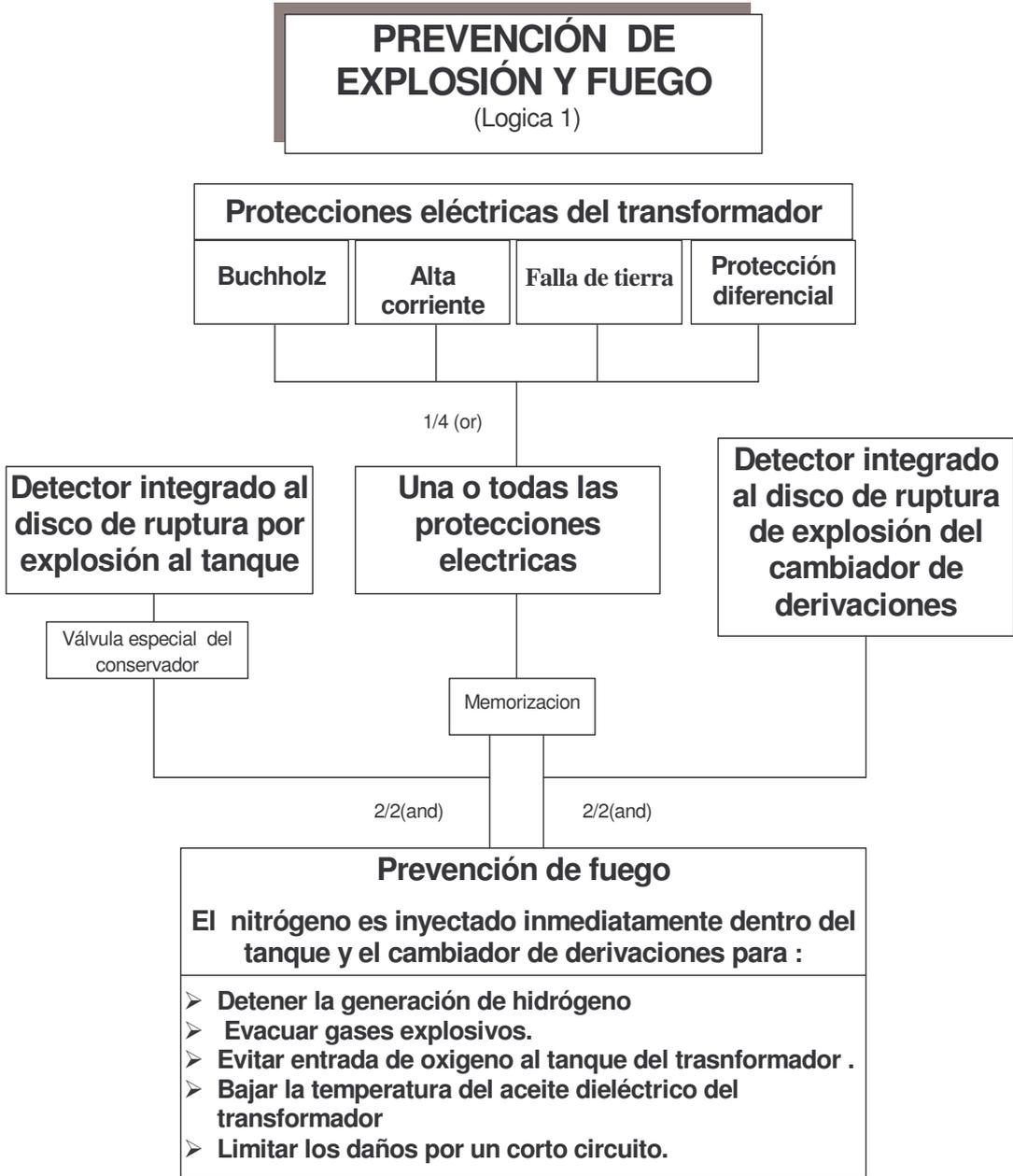


1. Válvula especial (Shutter)
2. Buchholz
3. Detectores de fuego
4. Pasa tapas
5. Disco de ruptura de pasa tapas.
6. Disco de ruptura del cambiador de derivaciones.
7. Válvula de mantenimiento
8. Junta flexible
9. Tubo de despresurizacion.
10. Tubería de inyección de nitrógeno en cambiador de derivacones y pasa tapas.
11. Gabinete
12. Disco de ruptura del tanque del transformador
13. Valvula de aislamiento
14. Cilindro de nitrógeno equipado con válvula especial de disparo
15. Cambiador de derivaciones
16. Tubería de inyección de nitrógeno

To

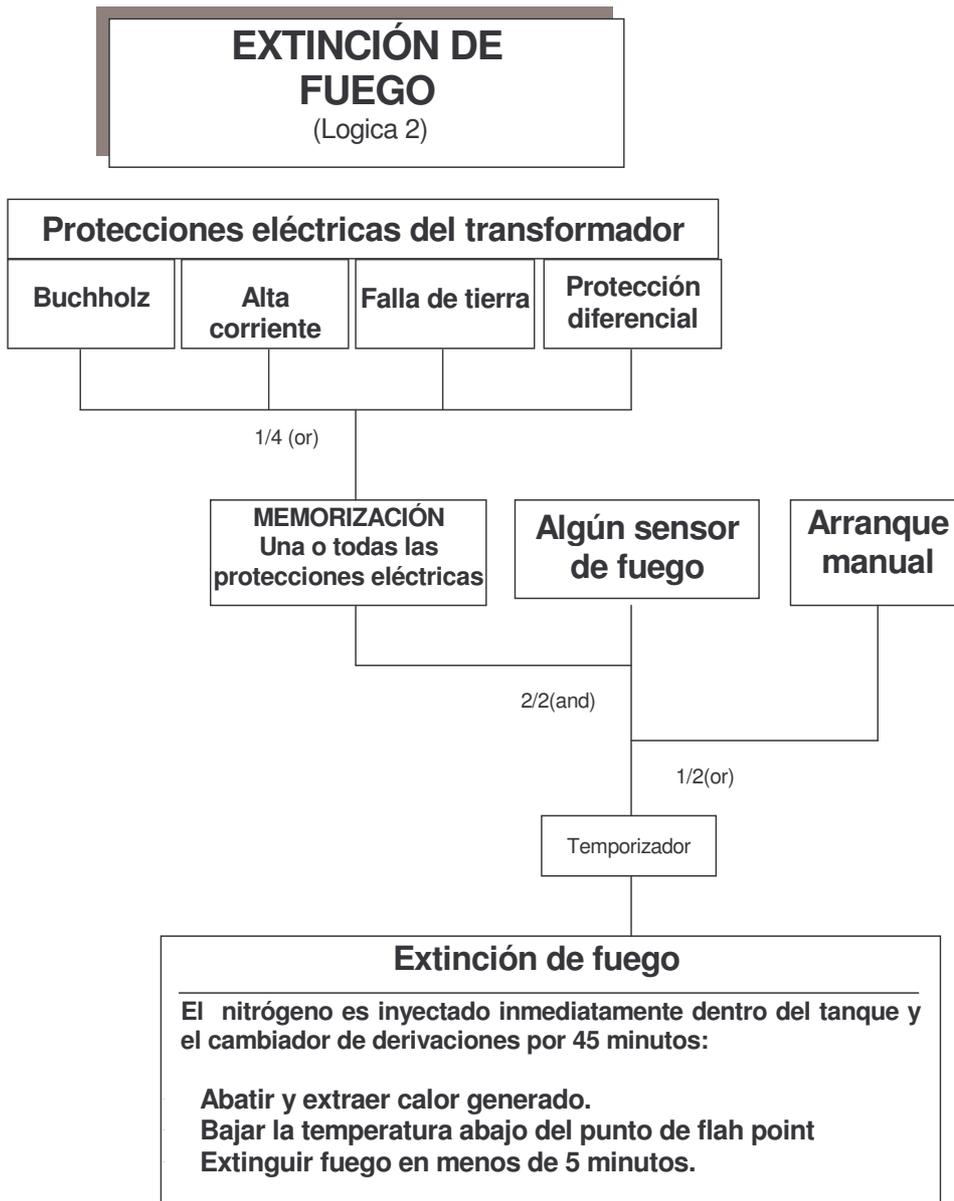
mado de SERGI, Référence : ed4Cs0202a du 8/3/99

Gráfica 27. Lógica operativa de prevención de explosión y fuego de la última versión de sistemas preventivos



Tomado de SERGI, Référence : ed4Cs0202a du 8/3/99

Gráfica 28. Lógica operativa de extinción de fuego la última versión de sistemas preventivos



Tomado de SERGI, Référence : ed4Cs0202a du 8/3/99

4.4.3 Diferencias entre los sistemas preventivos y comparación de su eficiencia.

Dentro del conjunto de transformadores en el sistema nacional de Guatemala encontramos instalados los últimos dos tipos de sistemas descritos, por lo que la comparación entre ambos nos dará un conocimiento práctico de ellos, ambos sistemas son funcionales pero las mejoras encontradas en el último sistema sugieren la necesidad de migrar de los sistemas anteriores a la última versión.

Al comparar los dos sistemas, debemos tomar en cuenta que el primero mantiene constante el diámetro del tubo de escape de despresurización en 100 milímetros independiente de la potencia del transformador, mientras que el segundo sistema preventivo se diseña dependiendo del tipo, tamaño del transformador y tipo de subestación, el diámetro varía desde 150 mm, hasta un máximo de 300 mm.

La diferencia más importante entre los dos sistemas es la válvula o actuador utilizado para la despresurización. La activación para el primer sistema preventivo es iniciado por el disparo del interruptor del transformador y la apertura de la válvula de sobre-presión; al existir ambas señales en conjunto se activa un electro-imán el cual libera un contrapeso de 20 Kg, para abrir la válvula de despresurización (válvula tipo mariposa), por otro lado el segundo sistema preventivo no utiliza este actuador, el disco de ruptura es abierto únicamente por el aumento de presión. Esta técnica es excepcionalmente rápida, muy confiable y las operaciones en falso son imposibles.

En general el tiempo de respuesta para iniciar la despresurización para el sistema de válvula de acción rápida es de 120 milisegundos, mientras que para el sistema con discos de ruptura inicia en tiempos entre 2.5 milisegundos para cortos circuitos menores a 35kA hasta 0.5 milisegundos para cortocircuitos mayores de 200kA.

La fiabilidad del primer sistema se ve disminuida porque la válvula de despresurización es activada por un electro-imán alimentado por el banco de baterías de la subestación, mientras que para el segundo sistema no lo utiliza, porque el disco de ruptura cede únicamente cuando alcanza una determinada presión, dando un factor de fiabilidad del 100%.

Tabla XIX. Comparación de parámetros (entre los sistemas preventivos) de la habilidad de evitar explosiones.

CRITERIO	PRIMER SISTEMA	SEGUNDO SISTEMA	COMPARACIÓN
• Activación	Las señales de protección diferencial y válvula de sobre-presión actúan la válvula de despresurización que abre cuando un electro-imán libera a un contrapeso.	No hay activador, solo la apertura mecánica del disco de ruptura debido al aumento de presión en el tanque.	Activación muy rápida y fiable en el segundo sistema y las operaciones en falso están descartadas.
• Tiempo de respuesta ante un aumento de presión.	Baja la presión del tanque aproximadamente 120 milisegundos después de la apertura de la válvula de despresurización.	El disco de ruptura abre completamente en un lapso entre 2.5 milisegundos a 0.5 milisegundos para corto circuito "fuertes".	El segundo sistema tiene un tiempo de respuesta que está entre 50 a 250 veces más rápido que el primero.
▪ Habilidad para absorber el gradiente de aumento de presión.	Para este sistema no ha sido estudiado este parámetro.	El conjunto de despresurización es capaz de regresar la presión del tanque a valores normales entre 3.5 a 27 milisegundos.	El segundo sistema es más eficiente ya que el tiempo de apertura del disco de ruptura es mucho más rápido.

Tomado del Sistema SERGI TP con el sistema SERGI tipo 3000m _Referencia fTPf03e, del 17/08/01

El criterio de comparación más importante entre los dos sistemas es la habilidad para evitar la explosión del tanque del transformador por lo que comparamos en la tabla XIX la forma de activación, el tiempo de respuesta ante un aumento de presión y la habilidad para absorber el gradiente de aumento de presión, en la tabla XX resumimos otros temas importantes.

Tabla XX. Comparación de otros parámetros (Entre los sistemas preventivos)

CRITERIO	PRIMER SISTEMA	SEGUNDO SISTEMA	C OMPARACIÓN
Experiencia e investigación.	Sin investigación, se utilizó información de sistemas SCADA durante cortos circuitos.	Se realizó un programa de investigación en conjunto con diversas universidades y fabricantes de transformadores.	La información de sistemas SCADA no era tan confiable como lo esperado, ya que el proceso es demasiado rápido para los equipos de medición.
Gradiente de aumento de presión considerados para el diseño.	De los registros SCADA se estimador gradientes de aumento de presión entre 3 y 10 Bar por segundo	De las investigaciones se obtuvo que la presión interna en el tanque del transformador aumenta entre 50 a 1000 Bar por segundo	Los gradientes de presión considerados para el diseño de la segunda son 20 a 100 veces mayor que que para el primero
Escala de tiempo para la explosión del tanque transformador.	De los registros SCADA se tenía que los tanques explotan entre 150 y 500 milisegundos después de la falla de aislamiento.	De las investigaciones se obtiene que el transformador Por lo general explota 5 a 50 milisegundos después de que la presión interna empieza a aumentar.	La explosión ocurre 10 a 30 veces más rápido que lo que se sabía cuando se creó el primer sistema.
Adaptación a la potencia del transformador.	El diámetro del escape se mantiene constante a 100 mm (4") independiente de la potencia.	El diámetro del escape puede cambiar entre 150 y 300 mm (6" a 12").	El segundo sistema se ajusta específicamente a las características del transformador.
Prevención contra explosión e incendio con discos de ruptura en la cuba principal	Solo se aplican en cambiadores de derivaciones bajo carga y cajas de pasa tapas.	Se aplican en cambiadores de derivaciones bajo carga, cajas de aisladores y en la cuba principal	Solo el segundo incorpora está técnica al tanque del transformador.
Fiabilidad	La válvula de despresurización es activada por un electroimán alimentado por el banco de baterías de la instalación.	La despresurización es asegurada sin activador adicional ya que el disco de ruptura estalla únicamente cuando se alcanza una determinada presión en el tanque del transformador.	En el segundo sistema la presión, que es el parámetro principal para los sistemas de prevención contra explosión e incendio, es controlada con un factor de fiabilidad de 100%.

Tomado del Sistema SERGI TP con el sistema SERGI tipo 3000M _Referencia fTPf03e, del 17/08/01

4.5 Consideraciones técnicas para el montaje de los sistemas de prevención de explosión y fuego

Hemos hablado de los principales componentes de los sistemas preventivos y cómo son incluidos en transformadores nuevos, pero cuando se requiere su adaptación a transformadores usados, es necesario tomar en cuenta que el transformador deberá ser por lo menos de 2MVA de potencia, deberá ser equipado con válvula de alivio, para hacer más fácil la adaptación si no existen registros apropiados y deberá contar con una válvula de toma de muestras de 1" por lo menos.

El 90% de los transformadores tienen registros adecuados para la adaptación del sistema de despresurización, sin embargo cuando esto no es así, se deberá adaptar o realizar registros nuevos al tanque para adaptar el sistema de despresurización e inyección de nitrógeno, luego de realizar un estudio por personal especializado.

4.5.1 Diferentes configuraciones de sistemas preventivos

Las diferentes configuraciones que pueden existir dependen del equipo a proteger, por ejemplo un transformador puede ser protegido solamente contra explosión y fuego al tanque principal, otra configuración puede ser si se desea proteger al cambiador de derivaciones y otra si se protegerán los aisladores o cajas de aceite de los aisladores, podemos observarlo en la figura 30 donde se están protegiendo los aisladores, el cambiador de derivaciones y el transformador.

4.5.2 Tipos de anclaje para el sistema de despresurización

Existen diferentes soluciones para la adaptación del sistema de despresurización dependiendo del número y posición de los registros del tanque y válvulas con que cuenta, también dependerá si posee válvula de alivio y de la posición de la válvula de alivio sobre el tanque.

El 90% de los transformadores cuenta con registros que pueden ser utilizados para el montaje del sistema de despresurización, sin embargo cuando esto no es así se deberán adaptar directamente al tanque, no importa cual sea la configuración del transformador, lo importante es que una vez sea activado el sistema el nivel de aceite dentro del tanque quede por lo menos a 2 cm. sobre la parte más alta de los embobinados.

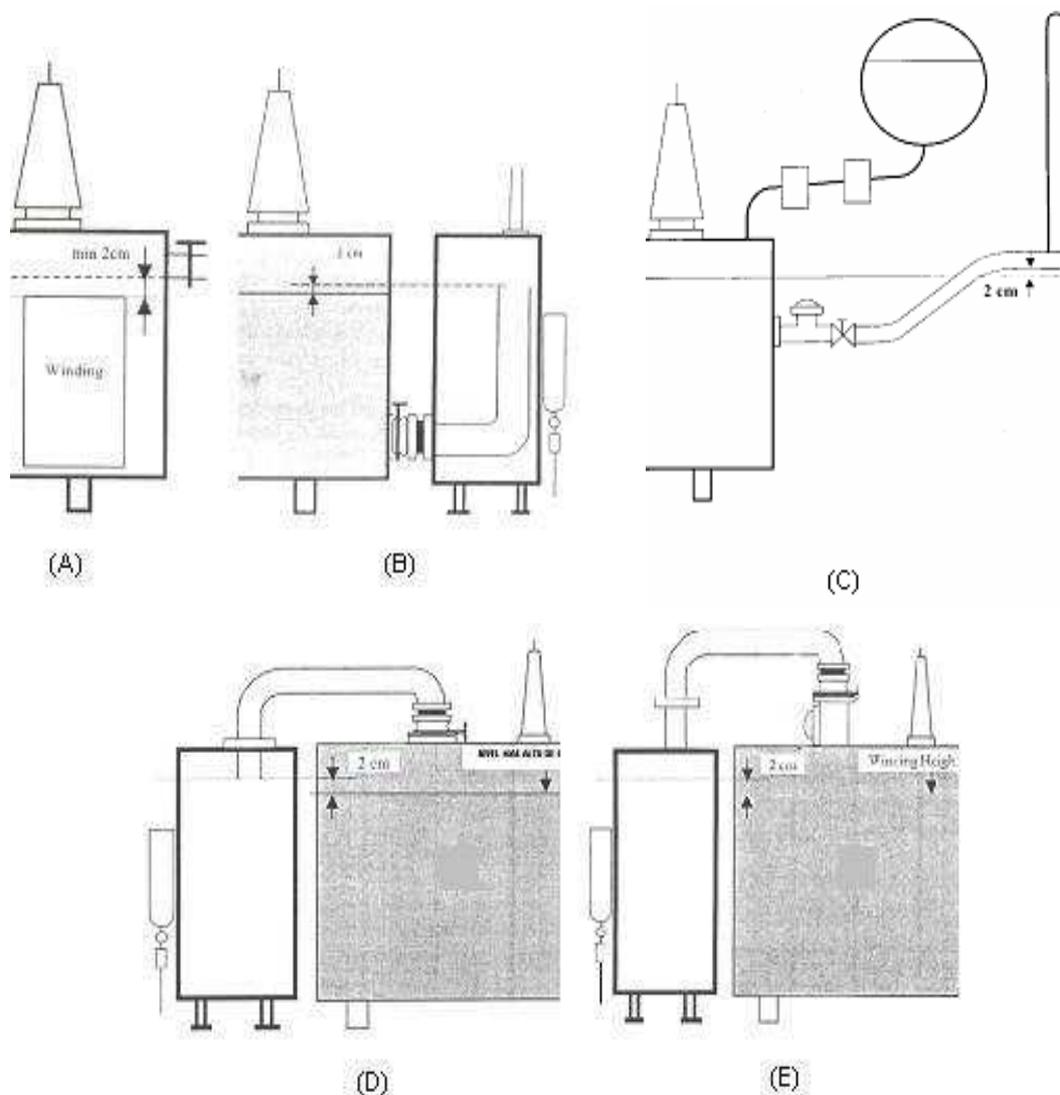
Observamos en la figura 31 cinco formas de adaptar el sistema de despresurización, las figuras (A), (B) y (C) son conexiones por diferentes niveles del tanque, la figura (D) utiliza un registro superior del tanque y la figura (E) utiliza el registro de la válvula de alivio.

4.5.3 Conjunto de despresurización

El tanque de despresurización es usado como lo indica su nombre para ayudar a reducir la presión formada por la resistencia del sistema al tratar de salir una gran cantidad de aceite a través de un tubo formando un embudo, luego de una falla interna del transformador que hace explotar al transformador.

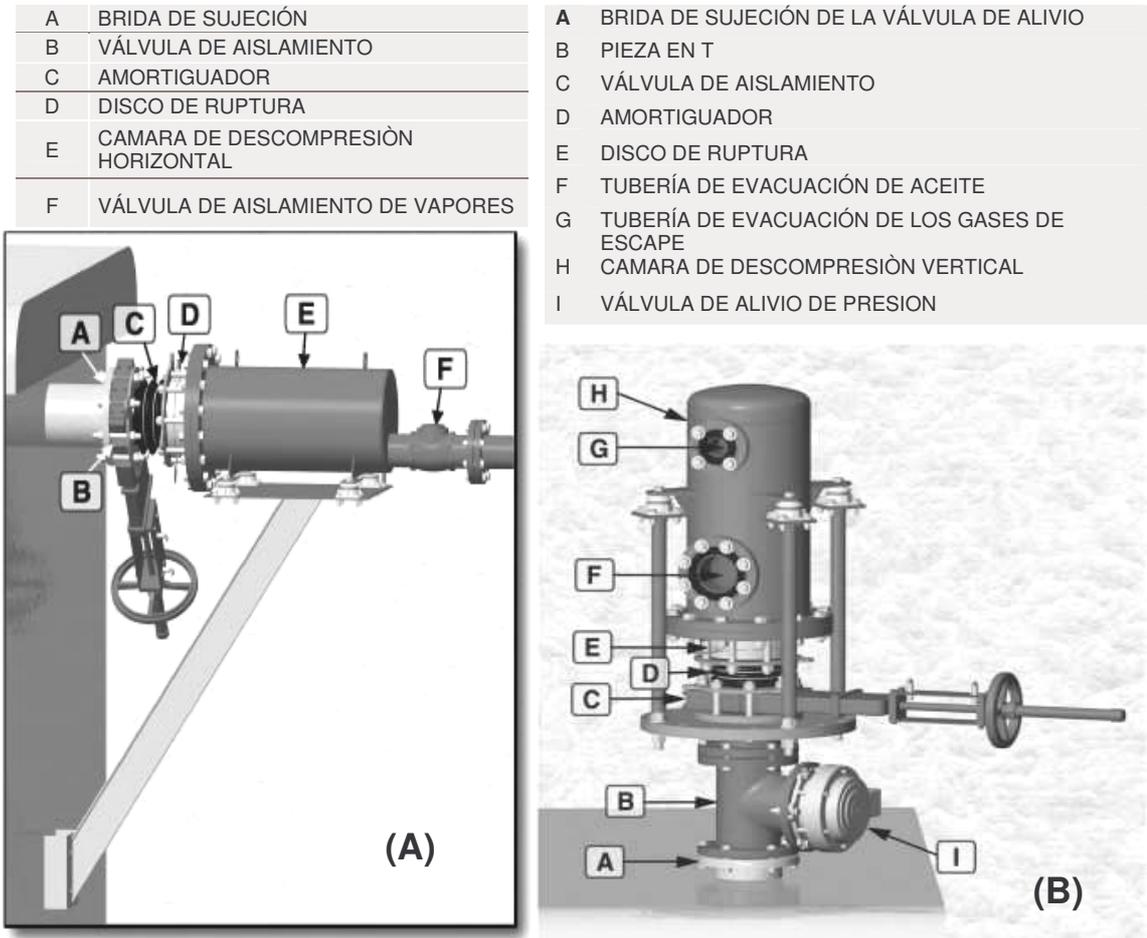
En la figura 32(A) observamos el conjunto de despresurización que se utiliza para conexiones en paredes laterales y en la figura 32(B), observamos un conjunto de despresurización para una instalación sobre una pared horizontal.

Figura 31. Configuraciones para el sistema de despresurización



Tomado de TECHNICAL DOCUMENTATION tdtPSTPd03a dated 12/5/00

Figura 32. Tipos de sistema de despresurización



Tomado de Presentación del TRANSFORMER PROTECTOR. SERGI fDCb05a01e, del 01/09/01

Estos conjuntos de despresurización son aplicables a grandes transformadores porque para transformadores pequeños, de 0.1 a 5 MVA ubicados tanto en el interior pérdidas el exterior de edificios, no es necesaria esta cámara ya que la función de separación de aceite-gas es realizada satisfactoriamente en el tanque que recolecta el aceite, como vemos en la figura 33(A) Este sistema requiere que el tanque recolector esté lo más próximo al transformador.

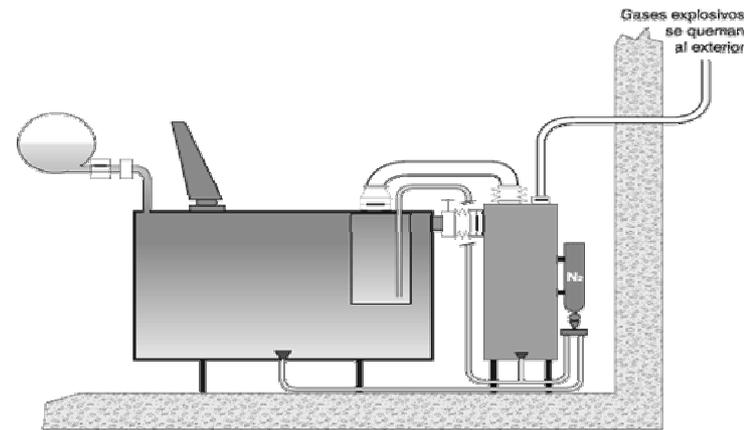
Para transformadores de 5 a 1000 MVA o más, tanto para interior pérdidas exterior de edificios se utiliza el conjunto de despresurización como lo muestra la figura 33(B), y para transformadores ubicados en subestaciones de exterior mayores de 5MVA, el aceite se recolecta utilizando el sistema de recolección de la subestación, por lo que no utiliza tanque de recolección, ver figura 33(C). Estos sistemas son diseñados para proteger los aisladores, las cajas de aceite de los aisladores, además del tanque del transformador y la caja de derivaciones.

4.5.4 Tanque de recolección de aceite y gases

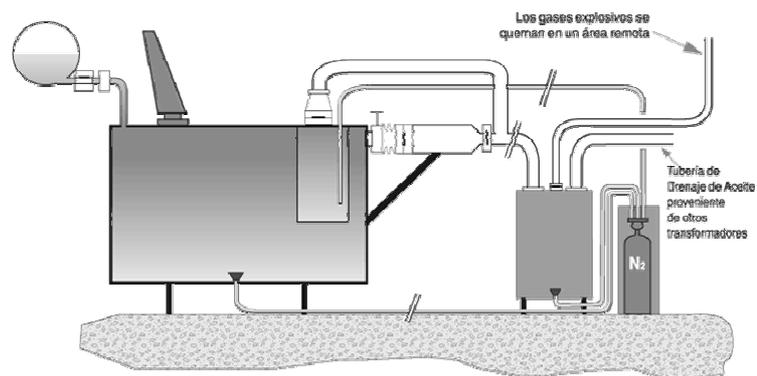
Las dimensiones del tanque de recolección de aceite depende del diseño de cada transformador, el tanque debe ser capaz de captar la cantidad de aceite y gases calientes que salen del tanque del transformador en el momento de una falla interna. La cantidad calculada deberá ser el aceite contenido al drenar el transformador hasta llegar al nivel de por lo menos 2 cm, sobre los embobinados. El aceite contenido en el tanque de expansión no es drenado porque la válvula especial descrita en el inciso 4.2.1 no lo permite, pero por seguridad se considera que el tanque deber tener espacio para contener este volumen de aceite también.

Como vemos en la figura 33(B) el tanque puede ser tanto externo para lugares donde no existe un sistema general subterráneo, como los encontrados en subestaciones, ver detalles en la figura 33(C).

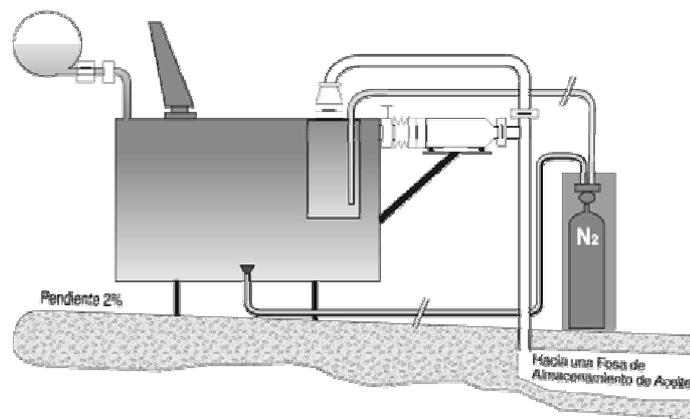
Figura 33. Tipos de tanques de recolección



(A)



(B)



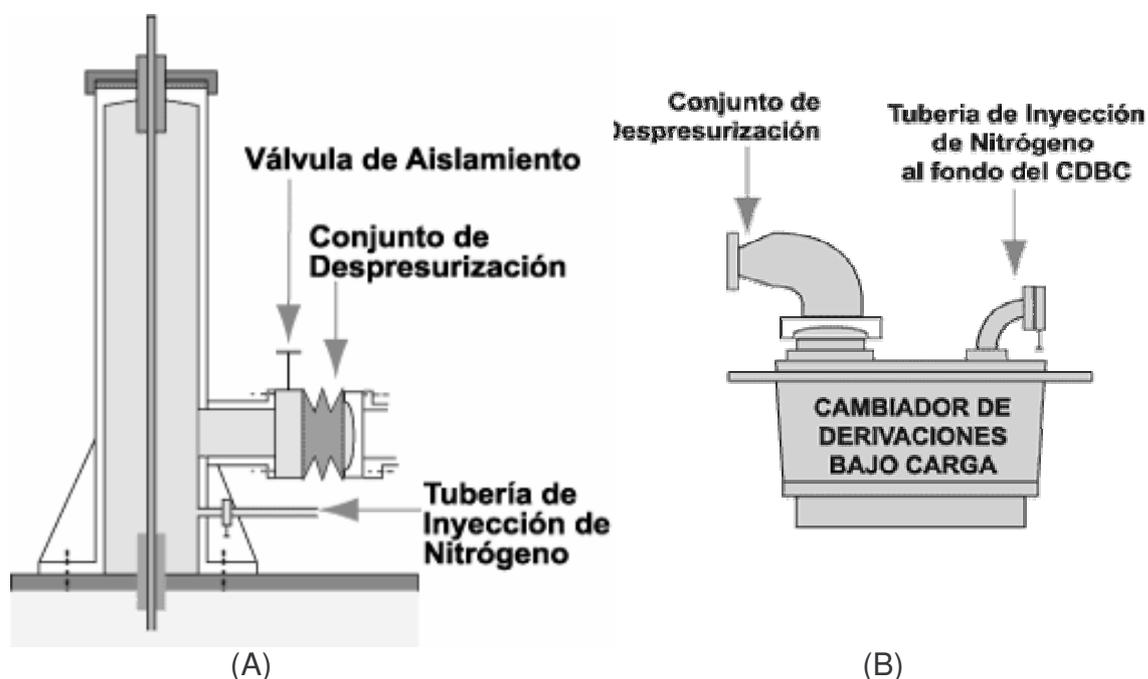
(C)

Tomado de Presentación del TRANSFORMER PROTECTOR. SERGI fDCb05a01e, del 01/09/01

4.5.5 Cambiador de derivaciones y aisladores

El cambiador de derivaciones, aisladores y cajas de aceite de los aisladores son elementos muy susceptibles de explotar, como vimos en el capítulo anterior estos tienen una incidencia alta de falla, los sistemas preventivos a base de inyección de nitrógeno protegen estos elementos contra explosiones con discos de ruptura como podemos ver en la figura 34 (A) y 34(B).

Figura 34. Protecciones en cambiadores de derivaciones y aisladores

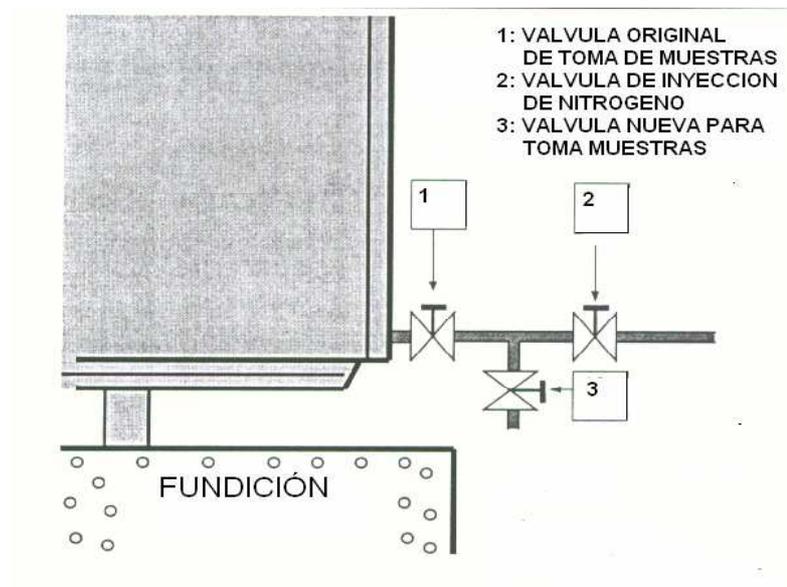


Tomado de Presentación del TRANSFORMER PROTECTOR. SERGI fDCb05a01e, del 01/09/01

4.5.6 Tubería de Inyección de nitrógeno

Para la adaptación de inyección de nitrógeno se puede utilizar alguna válvula existente como podemos ver en la figura 35, esta válvula deberá estar en la parte más baja posible del tanque por lo menos a 1 pulgada del fondo así como su diámetro interno deberá ser de 1 pulgada, la inyección de nitrógeno es hecha a 1.5 Bar aproximadamente. Si las tuberías son muy largas será necesario fijarlas con soportes próximos entre ellos para que no vibren, lo mejor será colocar el tanque de nitrógeno lo más cerca posible del transformador tomando en cuenta que éste quede protegido de fuego y explosión.

Figura 35. Tubería de inyección de nitrógeno



Tomado de Technical documentation SMALL TRANSFORMER PROTECTOR. SERGI, Referente tdTPSTPd03a dated 12/5/00

4.5.7 Instalación de detectores de fuego

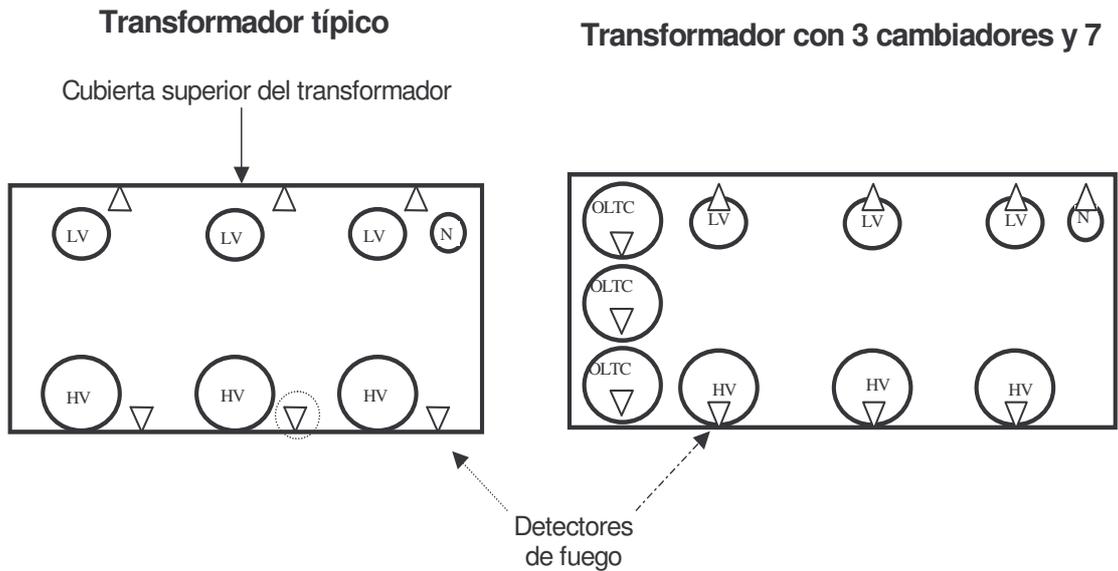
Los detectores de fuego son elementos utilizados pérdidas sistema de respaldo, por si ocurriera fuego luego de una falla dentro del transformador o si ocurriera fuego por algún desperfecto del equipo, estos deben ser localizados lo más cerca posible de los lugares de mayor ocurrencia de fuego, puede ser cerca de canaletas o pasadizos donde el calor pasa luego de ser removido por ventilación, en los transformadores deben estar cerca de la tapa superior cerca de los aisladores.

Los detectores más utilizados son los termales, de ionización y los foto-eléctricos. Para nuestro propósito el detector térmico, es la mejor opción para ser instalado en equipos pérdidas generadores y cerca de fluidos inflamables cómo lo son los transformadores de potencia.

Los detectores son instalados estratégicamente en puntos donde podría detectarse presencia de flama fácilmente, se recomienda utilizar sensores ajustados a $140^{\circ} \pm 10^{\circ}$ grados centígrados. En un transformador típico se recomienda instalar 6 sensores sobre el tanque del transformador, uno sobre cada cambiador de derivaciones y uno sobre cada aislador o caja de aceite de aislador como lo muestra la figura 36.

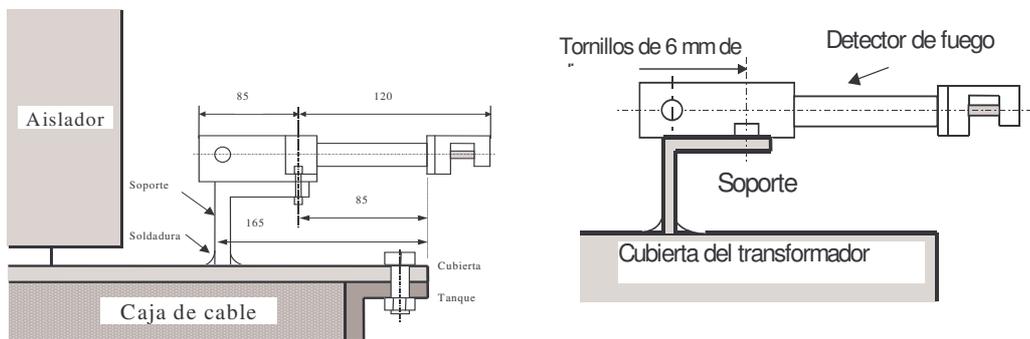
La posición para instalar de los soportes de los sensores de fuego sobre un transformador y su caja de aceite del aislador la observamos en la figura 37.

Figura 36. Posición de detectores de fuego sobre un Transformador



Tomado de THECNICAL DOCUMENTATION tdTPSTPd03a dated 12/5/00

Figura 37. Soportes de detectores de fuego sobre un transformador



Tomado de THECNICAL DOCUMENTATION tdTPSTPd03a dated 12/5/00

CONCLUSIONES

- 1) El 50% de transformadores que han fallado a nivel mundial han sido relacionados a problemas internos en los embobinados. Por lo menos un 2% del total de transformadores fallados han explotado y de estos en el 63% de fallas estuvo involucrado el cambiador de derivaciones.
- 2) La válvula de alivio no es suficientemente rápida para evacuar el fluido durante una falla interna del transformador. Las pérdidas de presión y la pequeña sección de la válvula de alivio limitan considerablemente su eficiencia, esta válvula es operativa solo para pequeños gradientes de presión .
- 3) Los sistemas que utilizan los nuevos discos de ruptura e inyección de nitrógeno previenen explosiones y fuego en transformadores de potencia.
- 4) El montaje previsto en transformadores nuevos es muy fácil, sin embargo en transformadores en uso no es complicado si se llenan los requisitos mínimos: de ser por lo menos de 2MVA, equipado con válvula de alivio y contar por lo menos con una válvula de toma muestra de 1" por lo menos, esto no significa que no se pueda instalar en otros, solamente que esto requerirá estudio y trabajo de ingeniería para realizar la instalación.

RECOMENDACION

- a) Si se quiere proteger en un transformador el 100% de explosión y fuego causado por una falla interna, es necesario implementar la protección al cambiador de derivaciones y Pasatapas y no solamente al tanque principal como se ha realizado localmente. Se podría pensar en la alternativa de utilizar un cambiador de derivaciones que opere al vacío y Pasatapas que operen con gas SF₆.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Almazan Berthet, Jorge Mario. **Criterios de selección de los sistemas de conexión y protección para una subestación de tipo industrial.** Tesis Ingeniería Eléctrica, Universidad San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1996. pp.30, 48, 53-58, 63-89.
- 2) **Apuntes para el curso Plantas y Subestaciones,** Guatemala, Universidad San Carlos de Guatemala, 1973. pp. 12-19.
- 3) Darcherif, Moumèn y otros. “Desarrollo de un modelo magneto-termo-hidrodinámico y diseño de la prevención contra explosión e incendio para transformadores, cajas de cable de boquillas y cambiadores bajo carga de derivaciones” **IEEE 1999 SERGI.** Ref. rpíip01e:1. 2/5/1999.
- 4) Figini, Gianfranco y Umbeto Torelli, **Impianti elettrici per l'industria e le macchine operatrici,** Italy:Urilco Hoepli Editore S.p.A , 1995. pp. 316-342, 343-356.
- 5) **IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, power, and regulating Transformer,** USA: American National Standards Institute, 1987. pp. 16, 21, 26, 27, 29.
- 6) Karrud, Nagi y otros. **Pressure Relief Valve efficiency calculations by comparison to the SERGI TRANSFORMER PROTECTOR during transformer short-circuit.** Francia: SERGI, 2001.
- 7) Lone Vasquez, Judy Marlene. **Riesgos con la electricidad, normas de seguridad que deben observarse en la industria para evitar accidentes en el uso de equipos eléctricos.** Tesis Ingeniería Eléctrica, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1993. pp. 65-707.

- 8) Martín, Jose Raúl. **Diseño de subestaciones eléctricas**. México: McGraw-Hill, 1987. pp. 40-44, 341-355.
- 9) Mejía Godínez, Nery Amilcar. **Guía de protección contra incendios en la industria**. Tesis Ing. Industrial Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1995. pp. 18, 26, 34.
- 10) McPartland, Joseph F. **National Electrical Code**. 22ava Edición; New York: MacGraw-Hill, 1996. pp. 1021-1026.
- 11) Prigent, Sylvain y otros. "Comparación de los resultados del modelo Magneto-Termo-Hidrodinámico, desarrollado por SERGI, con medidas efectuadas sobre un transformador de 160 KVA" **IEEE 2000 SERGI**. Ref. rpijp01:1 12/5/2000.
- 12) SERGI, **Adaptation on New Transformer, from 0.1 MVA**. Ref. eTPb01. 09/07/2001.
- 13) SERGI, **Documentación técnica, SERGI tipo 3000S y 3000A para transformadores desde 5MVA**. Ref. td3At10e. 13/12/2001.
- 14) SERGI, **Estudio y concepción de la prevención de explosión e incendio de transformadores de centrales**. Ref. Simposio Iberoamericano sobre Seguridad Industrial. 19/04/2001.
- 15) SERGI, **Método SERGI, tipo 3000 para transformadores de potencia, a partir de 5MVA**. Ref. cd3Sc03e. 22/10/1999.
- 16) SERGI, **Presentación del Transformer Protector**. Ref. fDCb05a0e. 1/9/2001.
- 17) SERGI, **Specifications for Adaptation on New Transformer, from 5 MVA**. Ref. TdLTPf02a. 14/04/2000.

- 18) SERGI, **Specifications for Retrofitting on Old Transformer, from 5 MVA.** Ref. TdTPLr02a, 14/4/2000.
- 19) SERGI, **Specification for transformers manufacturers, type 2000S, for transformers from 5MVA.** Ref. td2Sf02a.
- 20) SERGI, **Study and Design of Power Plant Transformers Explosion and Fire Prevention.** Francia. Ref. EdTPPTP. 27/12/2000.
- 21) SERGI, **Technical Documentation, Transformer, from 0.5 to 50 MVA.** Ref. tdTPSTPd03a. 12/5/2000.
- 22) SERGI, **Technical Documentation, Transformer, from 5MVA.** Ref. tdTPLTPd03a. 12/5/2000.
- 23) SERGI, **Technical Documentation, Type 2000S, for transformer from 5MVA.** Ref. td2St9902a. 06/12/1999.
- 24) SERGI, **Transformer Protector para transformadores grandes.** Ref. cdLTPcs01e. 25/1/2000.