



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica

## **ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE SISTEMAS CONTRA INCENDIOS EN TRANSFORMADORES DE ALTA TENSIÓN**

**William Joel Alvarado Hernández**

Asesorado por el Ing. Carlos Alberto Quijivix Racancoj

Guatemala, agosto de 2007



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE SISTEMAS CONTRA INCENDIOS  
EN TRANSFORMADORES DE ALTA TENSIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

**WILLIAM JOEL ALVARADO HERNÁNDEZ**

ASESORADO POR EL ING. CARLOS ALBERTO QUIJIVIX RACANCOJ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, AGOSTO DE 2007



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas



## **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:

### **ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE SISTEMAS CONTRA INCENDIOS EN TRANSFORMADORES DE ALTA TENSIÓN,**

tema que me fuera asignado por la Coordinación de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 14 de noviembre de 2006.

**WILLIAM JOEL ALVARADO HERNÁNDEZ**





Guatemala, 11 de Abril de 2007

Ingeniero  
José Guillermo Bedoya Barrios.  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.  
Facultad de Ingeniería, USAC  
Ciudad Universitaria

Ingeniero Bedoya:

Me es grato dirigirme a usted, para informarle que he concluido con la ASESORIA del trabajo de Tesis denominado: **ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE SISTEMAS CONTRA INCENDIOS EN TRANSFORMADORES DE ALTA TENSIÓN**, presentado por el Estudiante **WILLIAM JOEL ALVARADO HERNÁNDEZ**, previo a optar el título de Ingeniero Electricista.

El contenido hace una importante aportación a la Ingeniería, debido a que en su contenido se presentan los tipos de falla en transformadores de potencia así como los sistemas operativos contra incendio en los mismos. En tal sentido, me permito informarle que encuentro satisfactorio el trabajo realizado y lo remito a usted para trámites respectivos de aprobación.

Finalmente, debo comunicarle que el desarrollo del trabajo y las conclusiones del mismo son responsabilidades del autor y del asesor.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,



**ING. CARLOS ALBERTO QUIJIVIX RACANCOJ**  
**ASESOR**





UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



Guatemala, 05 de julio 2007.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
**Especificación técnica de sistemas contra incendios en Transformadores de alta tensión, desarrollado por el estudiante; William Joel Alvarado Hernández, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

**ID Y ENSEÑAD A TODOS**

**Ing. José Guillermo Bedoya Barrios**  
**Coordinador Área de Potencia**

JGBB/sro





UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de Graduación del estudiante; William Joel Alvarado Hernández titulado: **Especificación técnica de sistemas contra incendios en Transformadores de alta tensión**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 09 DE JULIO 2,007.



Universidad de San Carlos  
de Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Decanato

Ref. DTG.254.07

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica, al trabajo de graduación titulado: **ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE SISTEMAS CONTRA INCENDIOS EN TRANSFORMADORES DE ALTA TENSIÓN**, presentado por el estudiante universitario **William Joel Alvarado Hernández**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Reinos  
Decano



Guatemala, agosto de 2007

/cc





## **ACTO QUE DEDICO A:**

### **DIOS**

Fuente de toda sabiduría, de quien depende toda inteligencia y conocimiento. Porque con Él, las barreras no existen y todo se hace posible.

### **MIS PADRES**

Demetrio Mártir Alvarado

Cecilia Hernández de Alvarado

Por todo el apoyo incondicional y por su lucha incansable y permanente que me han brindado con amor toda la vida.

### **MIS HERMANOS**

Jaime, Mario, Gamaliel (QDEP), Vilma y Beatriz.

### **MIS ABUELOS**

Simeona Eusebia, Felipe Hernández, Vicenta Pérez Ixcot (QDEP).

### **MI SOBRINA**

Dulce Dayana Alvarado Gudiel.

### **TODA MI FAMILIA**

### **MIS COMPAÑEROS DE ESTUDIO**

### **LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



## **AGRADECIMIENTOS A:**

Dios, por darme la oportunidad de culminar esta carrera, y quien me impulsa y apoya a ir más allá de mis sueños y metas.

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

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

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

Un agradecimiento con todo mi corazón a mi hermano Jaime Demetrio, por su apoyo incondicional y lucha por ver culminada hoy mi carrera.

Mi cuñada Delmi Lorena, por su apoyo y confianza.

La familia Castro por su apoyo y motivación en todo momento.

Mis amigos, Ervin Machic, Verónica de Machic, Marysela Gudiel, Honorio y Silvestre Alvarado, Calixto Machic; mil gracias por creer juntamente conmigo en este proyecto de vida, Bendiciones a su vida.

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS.....</b>	<b>IX</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>XI</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>XIII</b>
<b>OBJETIVOS.....</b>	<b>XV</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>XVII</b>
<b>1 EL TRANSFORMADOR.....</b>	<b>1</b>
1.1 El transformador de potencia.....	2
1.1.1 Clasificación de un transformador de potencia.....	3
1.1.1.1 Por su aplicación.....	3
1.1.1.2 Por su construcción.....	4
1.2 Componentes de un transformador de potencia.....	4
1.2.1 Parte activa del transformador.....	4
1.2.1.1 El núcleo.....	5
1.2.1.1.1 Tipos y características constructivas de núcleos....	6
1.2.1.2 Bobinas.....	8
1.2.1.3 Cambiador de derivaciones.....	11
1.2.1.3.1 Cambio de derivaciones bajo carga.....	13
1.2.1.3.2 Cambio de derivaciones sin carga.....	13
1.2.1.4 Bastidor.....	13
1.2.3 Parte pasiva.....	15
1.2.4 Accesorios.....	16
1.2.4.1 Tanque conservador.....	16
1.2.4.1.1 Respiración a través de silicagel.....	17
1.2.4.1.2 Sello de gas nitrógeno .....	17
1.2.4.1.3 Preservación con celda (bolsa) de aire.....	18

1.2.4.2	Relevadores.....	18
1.2.4.3	Aisladores pasantes.....	19
1.2.4.4	Tablero.....	20
1.2.4.5	Válvulas.....	20
1.2.4.6	Conectores de tierra y soportes para transporte.....	20
1.2.4.7	Placa de características.....	21
1.2.4.8	Ventiladores y bombas.....	21
1.3	Materiales aislantes utilizados en un transformador.....	22
1.3.1	Aislamientos sólidos.....	22
1.3.2	Aislamientos líquidos.....	24
1.3.3	Aceites derivados del petróleo.....	24
1.3.4	Aceites de alto punto de inflamabilidad.....	25
1.3.5	Funciones del aceite aislante en transformadores.....	26
1.4	Preservación del aceite y detección de fallas.....	27
1.4.1	Sistemas de preservación de aceite.....	27
1.4.2	Detección de fallas internas. ....	30
<b>2</b>	<b>PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES.....</b>	<b>33</b>
2.1	Categorías según capacidad de transformadores.....	37
2.1.1	Protección de transformadores categoría I.....	41
2.1.2	Protección de transformadores categoría II.....	42
2.1.3	Protección de transformadores categoría III.....	44
2.1.4	Protección de transformadores categoría IV.....	47
2.1.5	Protección diferencial de transformadores.....	48
2.1.6	Corriente de energización del transformador.....	48
2.2	Protección contra sobrecorriente y rayo.....	50
2.2.1	Protección contra sobrecorriente.....	50
2.2.2	Dispositivos de protección.....	51
2.2.3	Coordinación.....	53
2.2.4	Protección contra rayos.....	53

2.2.5	Disipadores de sobrevoltaje.....	54
2.3	Dispositivos de temperatura y relevadores.....	55
2.3.1	Dispositivos de temperatura.....	55
2.3.1.1	Imagen térmica SIS.....	55
2.3.1.2	Imagen térmica tipo <i>Ward Broke</i> .....	58
2.3.1.3	Imagen térmica AKM.....	60
2.3.1.4	Termostato y termómetro a cuadrante <i>Ward Broke</i> ....	61
2.3.1.5	Termómetro tipo AKM.....	62
2.3.1.6	Termómetro a cuadrante.....	62
2.3.1.7	Termostato <i>Sauter</i> .....	63
2.3.2	Relevador de gas <i>Buchholz</i> .....	63
2.3.3	Relevador de flujo.....	66
2.3.4	Relevador de Presión Súbita.....	67
2.3.5	Relevador de Sobre Presión.....	69
2.4	Mantenimiento de transformadores de potencia.....	71
2.4.1	Mantenimiento Predictivo.....	72
2.4.1.1	Cromatografía de gases.....	73
2.4.1.2	Análisis cromatografico.....	73
2.4.1.3	¿Cuándo se debe realizar un análisis cromatografico?.	73
2.4.2	Mantenimiento preventivo.....	74
2.4.2.1	Resistencia de aislamiento.....	75
2.4.3	Mantenimiento correctivo.....	76
2.4.3.1	Secado de aislamiento.....	77
<b>3</b>	<b>TIPOS DE FALLA EN LOS TRANSFORMADORES.....</b>	<b>79</b>
3.1	Esfuerzos eléctricos encontrados en la falla de un transformador...	79
3.1.1	Factores y causas que producen falla en los transformadores de potencia.....	80
3.1.2	Fallas encontradas en los transformadores de potencia por su aplicación.....	82
3.2	Fallas Internas.....	83

3.2.1	Mecanismo de falla en un transformador.....	83
3.2.2	Humedad.....	84
3.2.2.1	Efectos de la humedad sobre los aislantes.....	85
3.2.3	Pérdidas, alta resistencia en conexiones.....	86
3.2.4	Deficiencias de construcción de fabricación.....	86
3.2.5	Explosión.....	86
3.2.6	Problemas de aislamiento.....	86
3.2.7	Mantenimiento inadecuado.....	86
3.3	Fallas externas.....	87
3.3.1	Disturbios eléctricos.....	87
3.3.2	Rayos.....	87
3.3.3	Sobrecargas.....	87
3.3.4	Sabotaje.....	87
3.3.5	Daño provocado en los transformadores de potencia en condiciones de un corto circuito.....	88
3.3.5.1	Daño mecánico.....	88
3.3.5.2	Daño Térmico.....	89
3.3.6	Esfuerzos electromecánicos encontrados en las bobinas de un corto circuito.....	89
3.3.7	Tipos de fallas encontrados en los devanados de transformadores con núcleo tipo columnas.....	90
3.3.8	Tipos de fallas encontrados en devanados de transformadores con núcleo tipo acorazado.....	94
3.4	Detectores contra incendios.....	96
3.4.1	Detección.....	98
3.4.2	Tipos de detectores.....	99
3.4.2.1	Detector de gases de combustión o iónicos.....	100
3.4.2.2	Detector de humo.....	101
3.4.2.3	Detector de temperatura.....	102

3.4.2.4	Detector de llamas.....	103
3.4.2.5	Panel de control.....	104
3.4.3	Alarma.....	104
3.4.4	Tiempo de respuesta.....	105
3.4.5	Pruebas periódicas y posteriores a una alarma.....	106
3.4.5.1	Limpieza y mantenimiento de detectores.....	106
3.4.6	Pulsadores manuales.....	107
3.4.7	Señalización.....	108
3.4.8	Sistemas de detección, alarma y extinción de incendio....	109
<b>4</b>	<b>SISTEMAS OPERATIVOS CONTRA INCENDIOS.....</b>	<b>111</b>
4.1	Sistemas de detección de incendios, elección.....	111
4.1.1	Detección humana.....	112
4.1.2	Detección automática de incendios.....	112
4.1.3	Requerimientos de la central de detección.....	115
4.2	Teoría y mecanismo de la combustión.....	117
4.2.1	Punto de inflamación.....	119
4.2.2	Temperatura de ignición.....	119
4.2.3	Oxígeno requerido para la combustión.....	120
4.2.4	Límites de inflamabilidad.....	120
4.2.5	Clasificación de los fuegos.....	121
4.2.5.1	Fuego clase "A".....	121
4.2.5.2	Fuego clase "B".....	122
4.2.5.3	Fuego clase "C".....	122
4.2.5.4	Fuego clase "D".....	123
4.3	Normas.....	123
4.3.1	Sistemas contra incendio y explosión de transformadores de potencia.....	124
4.3.2	Sistemas o técnicas actuales para la protección contra incendios.....	124



4.3.2.1	Separación adecuada de los transformadores.....	127
4.3.2.1.1	Muros separadores entre transformadores.....	127
4.3.2.1.2	Fosas.....	127
4.3.2.2	Sistemas basados en polvo químico seco.....	128
4.3.2.3	Sistema de espuma.....	128
4.3.2.4	Sistemas basados en Halón.....	131
4.3.2.5	Sistemas basados en el dióxido de carbono.....	131
4.3.2.6	Sistemas basados en agua pulverizada.....	134
4.3.2.6.1	Limitaciones del sistema basado en agua pulverizada.....	136
4.3.2.7	Sistemas basados en inyección de nitrógeno.....	141
4.3.2.8	Equipos auxiliares.....	143
4.3.2.8.1	Ubicación de boquillas.....	143
4.3.2.8.2	Extintores.....	144
4.3.2.8.3	Hidrantes.....	145
4.4	Programa de pruebas y mantenimiento de los sistemas contra Incendios.....	147
4.4.1	Sistemas automáticos de detección y alarma de incendios..	148
4.4.2	Sistema manual de alarma de incendios.....	148
4.4.3	Extintores de incendio.....	149
4.4.4	Sistemas de abastecimiento de agua contra incendios.....	150
4.4.5	Bocas de incendio equipadas (BIE).....	151
4.4.6	Hidrantes.....	152
4.4.7	Columnas secas.....	152
4.4.8	Sistemas fijos de extinción.....	153
4.4.9	Mantenimiento de sistemas de agua pulverizada.....	154
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>155</b>

<b>RECOMENDACIONES</b> .....	157
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	159
<b>APÉNDICE</b> .....	161

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1	Representación de un transformador básico.....	1
2	Núcleos tipo columnas.....	5
3	Núcleos tipo acorazados.....	7
4	Núcleo a tope y traslape.....	8
5	Núcleo enrollado.....	9
6	Núcleo a Inglete.....	9
7	Transformador de potencia, con cambiador de derivaciones y tanque de expansión.....	14
8	Curva daño de transformadores categoría I.....	38
9	Curva daño de transformadores categoría II.....	40
10	Protección de transformadores categoría III.....	43
11	Curva daño de transformadores categoría III.....	45
12	Curva daño de transformadores categoría IV.....	49
13	Curvas de un transformador durante la falla.....	52
14	Imagen térmica S.I.S.....	57
15	Imagen térmica <i>ward-broke</i> .....	58
16	Imagen Térmica AKM.....	59
17	Termostato y termómetro a cuadrante <i>ward-broke</i> .....	62
18	Termostato <i>sauter</i> .....	63
19	Disposición interior de un relevador de gas <i>Buchholz</i> .....	64

20	Esquema de un relevador de Flujo.....	65
21	Relevador de Presión Súbita.....	68
22	Válvula de Alivio de Sobre Presión.....	70
23	Curva típica de vida-muerte de un transformador de potencia.....	80
24	Fuerzas electromecánicas encontradas en un transformador tipo columnas, en condición de falla.....	91
25	Fuerzas electromecánicas encontradas en un transformador tipo columnas, con devanados rectangulares simplificados en condiciones de falla.....	92
26	Fuerzas electromecánicas encontradas en un transformador tipo acorazado, en condiciones de falla.....	95
27	Triángulo de fuego.....	117
28	Eliminación del fuego en el triángulo de fuego.....	118
29	Límite de inflamabilidad.....	121
30	Trazado típico de sistema de agua pulverizada para extinción de fuego en un transformador.....	139
31	Extintor portátil.....	144
32	Conexión típica de hidrante de altura mínima estipulada.....	145
33	Conexión típica de hidrante de altura máxima estipulada.....	146
34	Hidrante, conexión típica del cuerpo de bomberos.....	147

## TABLAS

I.	Características de los aislamientos sólidos en función de su temperatura máxima de operación.....	23
II.	Composición de la temperatura del punto más caliente de transformadores en operación.....	23
III.	Clasificación de transformadores de potencia.....	37

- IV. Espacios libres desde el equipo de agua pulverizada hasta los componentes eléctricos vivos no aislados..... 137

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>°C.</b>	Temperatura en grados centígrados.
<b>KVA</b>	Voltios amperios multiplicados por un factor de mil.
<b>MVA</b>	Voltios amperios multiplicados por un factor de un millón.
<b>t</b>	Medida de tiempo dada en segundos
<b>ms,</b>	Medida de tiempo dada en milésima de segundo.
<b>i<sup>2</sup></b>	Corriente en amperios.
<b>KV</b>	Voltios multiplicado por un factor de mil.
<b>KA</b>	Amperios multiplicado por un factor de mil.
<b>ppm</b>	Partes por millón.
<b>μseg</b>	Medida de tiempo dado en micro de segundo
<b>m</b>	Medida de distancia en metros
<b>mm</b>	Medida de distancia en milímetros
<b>N<sup>2</sup></b>	Nitrógeno seco
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono
<b>CT</b>	Transformador de corriente
<b>Pulg</b>	Medida de distancia en pulgadas
<b>A</b>	Amperios
<b>VA</b>	Voltios amperios
<b>RP/5</b>	Relación primaria usada en los transformadores de corriente

<b>m/seg</b>	Velocidad dada en metros por segundo
<b>%</b>	Indica un porcentaje de 100.
<b>Bar</b>	Medida de presión equivalente a 100 N/mt

## GLOSARIO

<b>ANSI</b>	Siglas en idioma inglés que significan: American National Standard Institute.
<b>IEEE</b>	Siglas en idioma inglés que significan: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
<b>Cuba</b>	También llamado tanque o recipiente del transformador de potencia.
<b>BIL</b>	Nivel de aislamiento básico de impulso del transformador.
<b>NEC</b>	Siglas en inglés que significan: National Electrical Code.
<b>Explosión</b>	Reacción abrupta de oxidación o descomposición que produce un aumento brusco de temperatura o de presión, o de ambas cosas simultáneamente.
<b>Humo</b>	Conjunto visible de partículas sólidas y líquidas en suspensión en el aire, o en los productos volátiles, resultantes de una combustión.
<b>Ignición</b>	Acción y efecto de estar un cuerpo encendido, si es combustible, o enrojecido por un fuerte calor, si es incombustible.

<b>Incendio</b>	Fuego que se desarrolla sin control en el tiempo y el espacio.
<b>Líquido Inflamable</b>	Líquido que puede emitir vapores, los que, mezclados en proporciones adecuadas con el aire, originan mezclas combustibles.
<b>Muro Cortafuego</b>	Muro divisor de sectores de incendio, construido con materiales de resistencia al fuego, similar a la exigida para los materiales del sector de incendio más comprometido.
<b>Sistema de Seguridad contra Incendios.</b>	Sistema para la prevención, detección, alarma, extinción y atenuación de incendios.
<b>Hidrante</b>	Tubo de descarga de líquidos con válvula y boca.
<b>NFPA</b>	Siglas en idioma inglés que significan: National Fire Protection Association.
<b>Aceite Parafínico</b>	Aceite mineral derivado del petróleo, cuya composición es en mayor proporción de base parafínicos.
<b>Aceite Nafténico</b>	Aceite mineral derivado del petróleo cuya composición es en mayor proporción de base nafténicos.
<b>Dieléctrico</b>	Propiedad que tiene un cuerpo de oponerse a la conducción de la corriente eléctrica cuando se le somete a una diferencia de tensión entre sus caras.

## **RESUMEN**

La protección contra incendios del transformador de potencia, es un tema conocido, pero nunca ha tenido un desarrollo tecnológico de aplicación las especificaciones técnicas, referente a normas para métodos eficientes y seguros para la protección de dicho equipo. Durante muchos años se han desarrollado y elaborado sistemas de detección y 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 existen diferentes sistemas contra incendio en transformadores de alta tensión, así como los de detección; lo que es importante es la coordinación que exista entre estos dos; se realizó un estudio en plantas generadoras y transformadoras para evaluar las condiciones en las



que se encuentra la protección de dicho equipo y se pudo comprobar que en su mayoría solamente existe un sistema de detección y está ausente el sistema de extinción de incendio. Por lo cual, se hace necesaria una aplicación mayor de normas para protección del equipo y personal que hagan que estos sistemas se conviertan en equipos estándar de protección de los transformadores de potencia, conforme se hagan más estrictas las normas y leyes sobre el tema de seguridad y medio ambiente.

Los transformadores de potencia no están creados 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 si no se detecta a tiempo y si no existe un método capaz de entrar en acción en el momento de un incendio.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Establecer en base a normas, las especificaciones técnicas para el diseño de un sistema contra incendio aplicado a transformadores de alta tensión, minimizando el número de emergencias contra incendios y controlarlos con rapidez para que sus consecuencias sean mínimas, evitando la pérdida completa del equipo sin poner en riesgo el recurso humano.

### **Específicos**

1. Estudiar las causas más comunes, ya sea internas y/o externas, que pueden provocar averías en el transformador, de tal magnitud, que puedan provocar un daño tan elevado hasta provocar en él un incendio.

2. Proteger al transformador de alta tensión de conatos e incendios provocados por fallas, cortocircuitos, sobrecargas, errores de operación, y demás, por medio de un sistema contra incendios según normas.
  
3. Conocer los diferentes métodos o sistemas a utilizar para protección del transformador y sus diferentes componentes. Un sistema que sea confiable, seguro, eficiente y sencillo, que el personal conozca la forma de operar de dicho sistema de protección contra incendio.

## **INTRODUCCIÓN**

El presente trabajo de graduación describe la especificación técnica de sistemas contra incendio en transformadores de alta tensión, se inicia desde la descripción del transformador, partes y componentes de este, para conocer el equipo que necesitamos y debemos proteger.

Se describen los diferentes dispositivos de protección de un transformador de potencia para diferentes causas, así como el mantenimiento para estos, se presentan los elementos y materiales sensibles a la falla y los mecanismos de falla.

Se describe la teoría y mecanismo de la combustión, las ventajas y limitaciones de los sistemas operativos o técnicas actuales utilizadas para la protección y prevención contra explosión y el fuego en los transformadores de potencia, desde los diferentes elementos del sistema de detección, alarma y extinción del incendio, así como equipos auxiliares portátiles, hasta hidrantes que son tubo de descarga de líquidos con válvula y boca.

# 1 EL TRANSFORMADOR

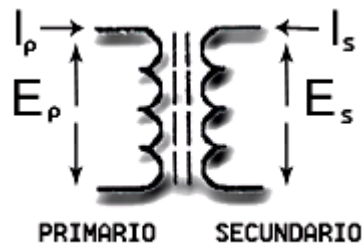
Un transformador es una máquina electromagnética que permite aumentar o disminuir el voltaje o corriente alterna, de forma tal que el producto entre ambos siempre permanezca constante.

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas de cobre sobre un núcleo cerrado de hierro o ferrita.

Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna y el segundo suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama “devanado primario o devanado de entrada”, y el devanado que se conecta a la carga se llama “devanado secundario o devanado de salida”. Si hay un tercer devanado en el transformador, este se llama devanado terciario.

La representación esquemática del transformador es la siguiente:

**Figura 1. Representación de un transformador básico**



El principio del transformador se basa en la transferencia de la energía eléctrica por inducción de un arrollamiento a otro, lo cual se puede comprender si tomamos en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Cuando por un conductor arrollado en espiras se hace circular una corriente, se produce un flujo magnético.
- b) Si el mismo conductor es arrollado sobre un núcleo de material ferromagnético, se produce un campo concentrado cuyo camino principal está determinado por el circuito del material magnético, dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de la fuente.
- c) De acuerdo con la ley de inducción de Faraday, si arrollamos un segundo conductor en el núcleo de material ferromagnético se obtendrá una fuerza electromotriz inducida en las terminales de dicho conductor.

## **1.2 El transformador de potencia**

El transformador de potencia es una máquina electro-mecánica, que opera bajo principios de inducción magnética, eslabonando circuitos magnéticos. Su función principal es de cambiar la magnitud a la tensión eléctrica, realizar aislamiento eléctrico, transferir energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante. Los transformadores de potencia se emplean para transmitir o distribuir potencia eléctrica en capacidades mayores que los transformadores de distribución (por lo general más de 500 KVA o más de 67KV).

La organización de normas americana *American Natgional 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 promedio de 40° C, y una temperatura de operación limite de 65° C, asumiendo que el transformador recibe un adecuado mantenimiento.

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

### **1.2.1 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 o explosión y potencias mayores de 0.1 MVA, excluyendo los transformadores tipo seco.

#### **1.2.1.2 Por su aplicación**

- Por su regulación: fija, variable con carga y sin carga
- Por el lugar a ser instalado: intemperie e interior
- Por el tipo de subestación a ser conectada: elevadora de voltaje (de Generación), de distribución y aplicaciones especiales



### **1.2.1.1 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 o 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.

## **1.2 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**

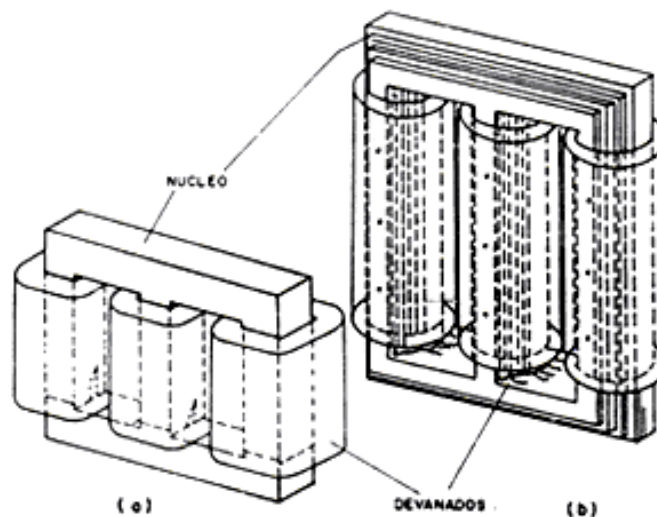
La parte activa del transformador esta formada por un conjunto de elementos los cuales están separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos: El núcleo, bobinas, cambiador de derivaciones y bastidor.

### 1.2.1.1 El núcleo

El núcleo constituye el circuito magnético, el cual está fabricado de lámina de acero conteniendo un alto porcentaje de hierro y un pequeño porcentaje de silicio, de acuerdo con la posición que guardan los devanados respecto al núcleo en la construcción del transformador, se tienen dos tipos.

Los Núcleos más utilizados son: el tipo columnas y el tipo acorazado. 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 ensamblados concentricamente en cada una de las columnas de forma que el circuito eléctrico envuelve al circuito magnético principal. Ver detalles en la figura 2, incisos a y b.

**Figura 2. 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.

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 3, incisos a y b.

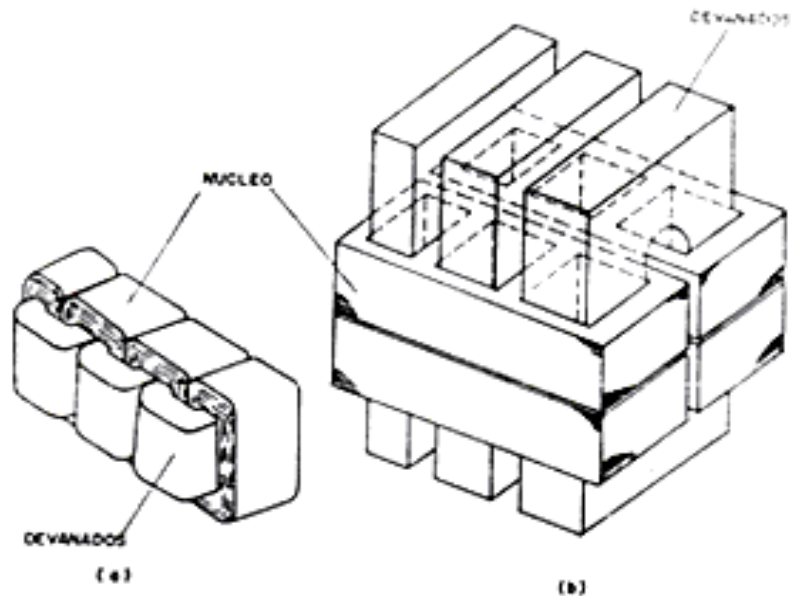
#### **1.2.1.1.1 Tipos y características constructivas de núcleos**

El diseño de transformadores requiere de la selección de una forma simple, pero adecuada de construcción, de manera que las bobinas sean fáciles de enrollar y que se pueda construir el núcleo con facilidad.

Al mismo tiempo, la longitud media de los devanados y del circuito magnético deben ser lo más cortas que sea posible para un área determinada de sección transversal, de forma tal de llevar al mínimo la cantidad de material requerido y las pérdidas resultantes. El núcleo debe proporcionar una trayectoria continua para el flujo magnético, y a la vez, su patrón de laminación debe ser fácil de cortar y apilar. Los devanados deben aislarse en una forma simple y económica, deben permitirse la disipación del calor (debido a pérdidas) por medio de ductos de enfriamiento, y deben ser mecánicamente fuertes para resistir las fuerzas de cortocircuito.

Los aceros utilizados para la fabricación de núcleos tienen características notables ya que se le ha agregado un pequeño porcentaje de silicio por lo cual las pérdidas resultantes en calor son más bajas cuando dichos aceros se usan en un circuito magnético de tal modo que el magnetismo fluya en la dirección del rolado. Por lo anterior, el núcleo está diseñado para aprovechar las ventajas de estas características.

**Figura 3. 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.

La mayoría de los aceros de núcleo están rolados en láminas de 0.014" de espesor (calibre 29), y ambos lados de cada lámina están recubiertos con un material aislante (CARLITE). El propósito de estas laminas tan delgadas, es el de reducir al mínimo las pérdidas y el calentamiento producido en el núcleo, y esto se logra mediante el aislamiento de las laminas entre si.

Se tienen disponibles tres tipos básicos de núcleos:

1) Núcleo a tope y traslape:

Se usa comúnmente con acero de núcleo rolado en caliente, ver figura 4.

2) Núcleo enrollado

Usado solamente con acero rolado en frío o con acero orientado, ver detalle figura 5.

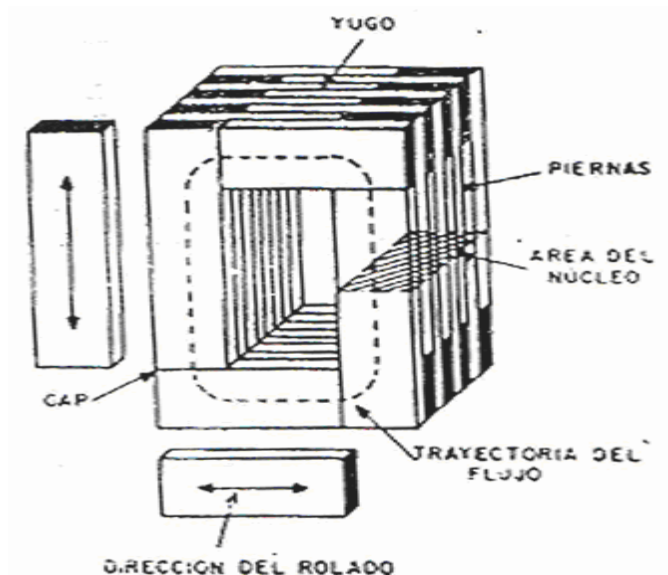
### 3) Núcleo a Inglete

Se construye utilizando lamina con corte angular y es usado comúnmente con acero rolado en frío, ver detalle figura 6. Este núcleo es usado para transformadores de potencia grandes. En realidad, es un núcleo a tope traslape con uniones hechas a  $45^\circ$ , este usa solamente con acero de núcleo rolado en frío. Nótese el pequeño traslape comparado con núcleo a tope y traslape de la figura 4, esto significa una gran ventaja en cuanto a las propiedades direccionales del flujo magnético.

#### 1.2.1.2 Bobinas

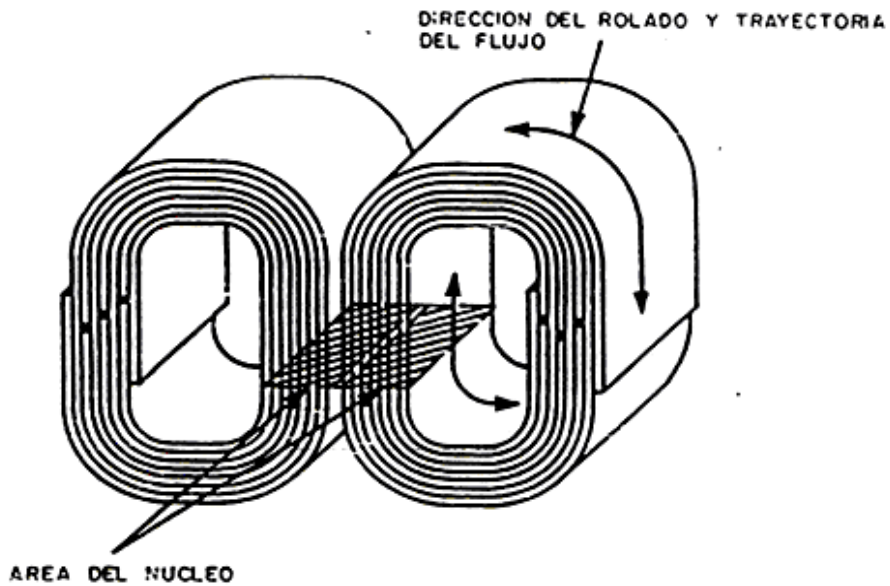
Estas constituyen el circuito eléctrico del transformador. Se fabrican utilizando alambre o varillas de cobre o aluminio, los conductores se forran de material aislante, que pueden tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va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

**Figura 4. Núcleo a tope y traslape**



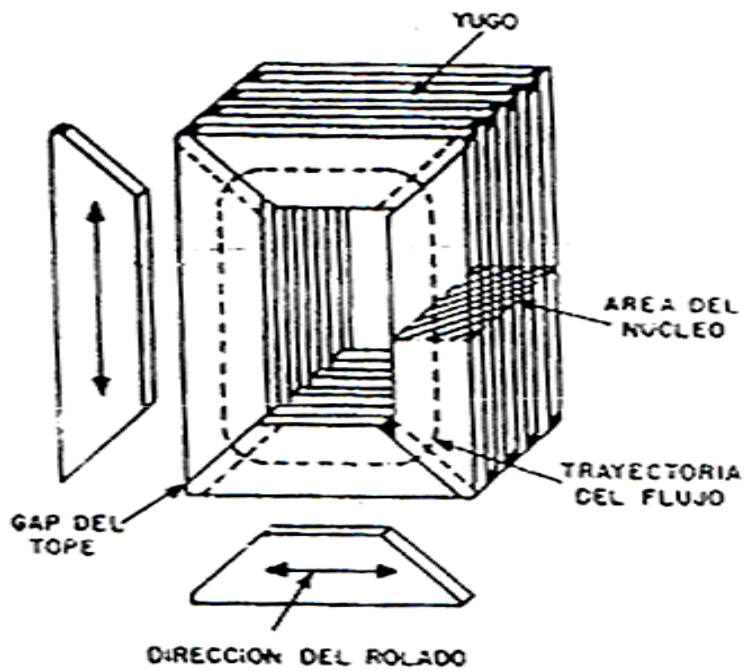
Tomado de operación y mantenimiento de Transformadores de potencia. Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACION Centro de capacitación CELAYA.

**Figura 5. Núcleo enrollado**



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

**Figura 6. Núcleo a inglete**



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

En la construcción de las bobinas existen especificaciones particulares, que imponen ciertos criterios, como 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.

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 enfriamientos radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior, deberán tener apoyos y sujeciones para soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, sobre todo, los esfuerzos 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 describiremos seguidamente:

- a) La Bobina de tipo rectangular, se instala sobre un núcleo de sección rectangular. Es la bobina más barata. Se pueden 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 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 especial se desarrolla ahora desde afuera hacia adentro, continuando así sucesivamente hasta terminar la bobina. Los discos se separan entre si 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 69 KV.
  
- 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 esta en exterior, haciendo fácil la conexión considerado el aislamiento.



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, aun 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.

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 tiene 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 detalle en figura 7.

#### **1.2.1.3.1 Cambiador de derivaciones bajo carga**

Este tipo de cambiadores está diseñado para realizar el cambio de relación de tensión sin desenergizar el transformador. Diseñados con resistencias y con reactores.

#### **1.2.1.3.2 Cambiador de derivaciones sin carga**

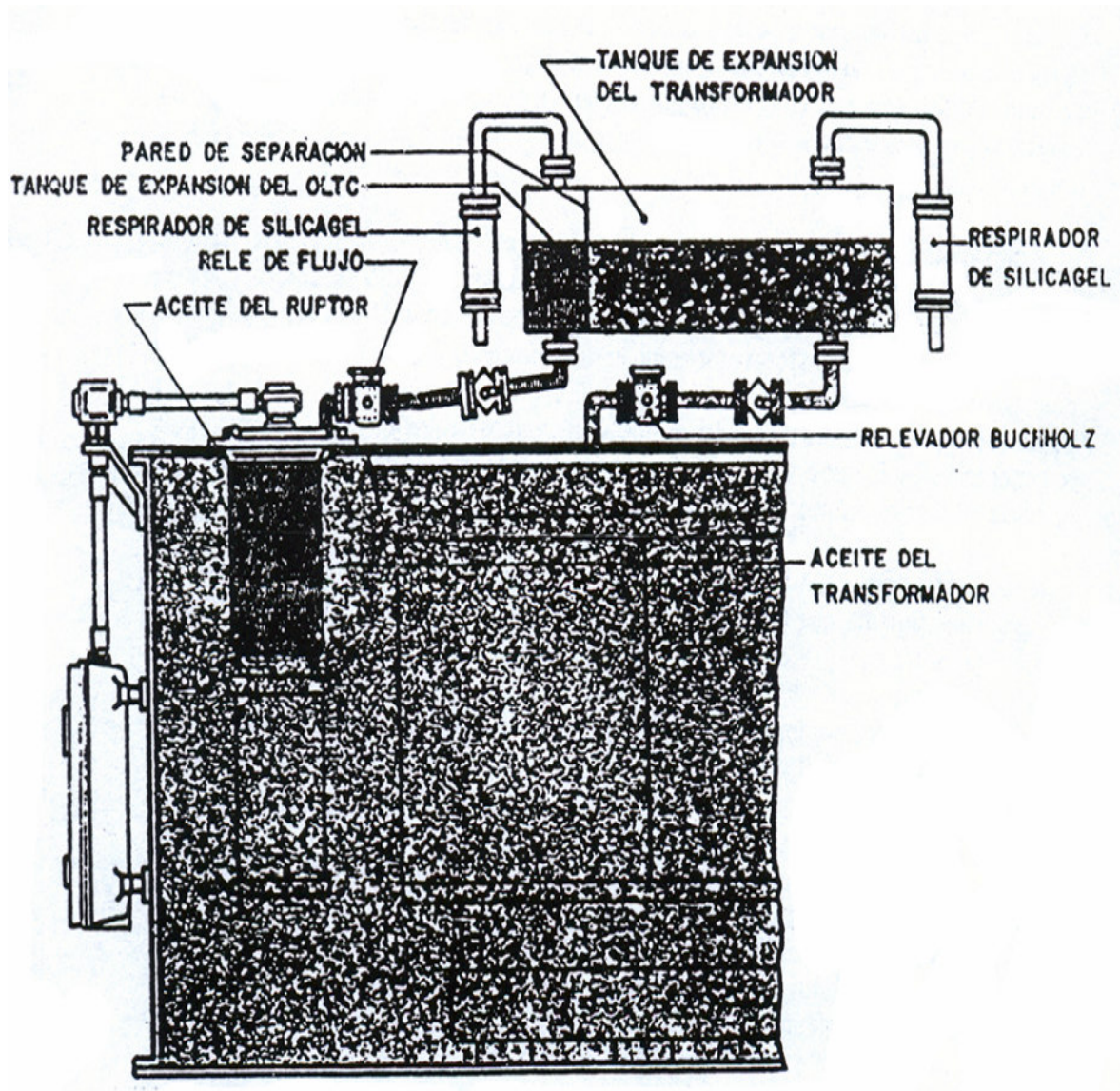
En este tipo de cambiadores de relación es necesario desenergizar el transformador ya que al realizar un cambio de taps bajo tensión puede provocar daños severos al transformador.

#### **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.

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.

**Figura 7. 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 GENERACIÓN Centro de capacitación CELAYA.

### **1.2.3 Parte pasiva**

La parte pasiva es el tanque donde se aloja la parte activa; se utilizan en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos, se le denomina también como cuba del transformador, este tanque debe ser hermético, deben 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 suficientemente 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, dependiente de la clase térmica de aislamiento especificado cómo 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 el 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.

## **1.2.4 Accesorios**

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

En todo caso en que 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. 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.

### **1.2.4.1 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 esta diseñado para contener el 10 % ó 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.

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.

El aceite dieléctrico del transformador de potencia deberá ser equipado con un sistema que aisle el aceite dieléctrico para su preservación, esto puede ser fabricado en los diferentes tipos de tanque conservador según norma C57-12.00 en el inciso 6.6.2: Tanque sellado, tanque conservador con sello de gas-aceite, tanque conservador abierto y tanque conservador con diafragma.

Cuando el transformador utiliza tanque conservador sin diafragma generalmente utiliza un secado 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 introduce al tanque de expansión cuando el nivel del aceite dentro del mismo disminuye.

#### **1.2.4.1.1 Respiración libre a través de silicagel**

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

#### **1.2.4.1.2 Sello de gas nitrógeno**

Los tanques conservadores con sello de gas inerte (nitrógeno por su abundancia y bajo costo) deben estar provistos de equipos Inertiaire para regular la presión del gas en el interior del tanque conservador. El equipo regulador de gas inerte también cuenta con switches de presión: uno de ellos supervisa la presión en el cilindro y dos de ellos la presión en el tanque conservador. La función principal de los tanques conservadores es la de mantener, dentro de límites seguros, las variaciones de nivel por efecto de las variaciones de temperatura. Es decir, CONSERVAR el nivel de aceite dentro de límites seguros para la operación del propio transformador.

Para preservar la calidad del aceite se aprovecha en el espacio libre en el tanque conservador para inyectar gas inerte o bien instalar una bolsa de neopreno.

#### **1.2.4.1.3 Preservación con celda (bolsa) de aire**

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

En los tanques conservadores de este tipo y que sean sometidos a vacío (previa certeza de su diseño para vacío) deberán de contar con las conexiones suficientes que permitan que en ambos lados de la bolsa exista la misma presión. Si no se tiene cuidado con esto, la bolsa puede quedar sometida a esfuerzos tales que se lleguen a romper. Por otra parte; al inflar la bolsa se tendrá en cuenta la presión de inflado que el fabricante establece para cada diseño.

#### **1.2.4.2 Relevadores**

El concepto fundamental de los relevadores de protección es detectar y aislar fallas y otros fenómenos perjudiciales en el menor tiempo posible, de acuerdo con la economía y seguridad. Los principios varían en diferentes puntos en el sistema eléctrico en que estos sean ubicados en el transformador de potencia.

Por lo general, la producción en grandes transformadores consta de protección diferencial, espacio para gas o rapidez de elevación de presión de aceite, o detección de acumulación de gases además de relevadores de tiempo de sobrecorriente para respaldo.

Los relevadores de acumulación de gas recolectan cualquier gas generado bajo el aceite por arqueo o temperatura excesiva, y basan su detección de falla en la magnitud de esta detección,

Los diferentes relevadores de protección para los transformadores de potencia sean abordados con mayor detalle en el próximo capítulo.

#### **1.2.4.3. 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 contruidos con diferentes tipos de materiales y su aplicación depende del 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 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, si estos llevarán transformadores de corriente incluidos se deberá cumplir con las dimensiones debiendo tener el diámetro interno necesario para acomodarse al máximo diámetro para los Pasatapas.

#### **1.2.4.4 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 se preparado para intemperie a menos que se especifique otra cosa.

#### **1.2.4.5 Válvulas**

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

#### **1.2.4.6 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 los son los aisladores pasantes y deberán ser útiles cuando todo está ensamblado.

#### **1.2.4.7 Placa de características**

Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos mas 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. Esta debe ser fijada en el tanque y será hecha de un material durable que sea anticorrosivo.

La información mínima que debe contener la placa de características dependerá del tamaño y su BIL, definiendo las siguientes categorías:

- a) Para transformadores debajo de 500 kVA con BIL menor de 150KV.
- b) Para transformadores debajo de 500 KVA con BIL mayor de 150KV.
- c) Para transformadores arriba de 500KVA.

#### **1.2.4.8 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 compran.

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.

#### **1.2.5 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 si 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, ver detalle tabla I.

Para los aislamientos A y B a temperaturas elevadas el deterioro es gradual y sus curvas no tienen pendiente ni cambios bruscos. El material se reseca y carboniza, haciéndolo quebradizo disminuyendo con ello la resistencia mecánica y provocando la falla por vibración.

Para temperaturas mayores de 110°C. un aumento de 8°C. duplica el envejecimiento, es decir, reduce la vida útil a la mitad aproximadamente.

Sin embargo, si se opera a 106°C se puede duplicar la vida útil del transformador y en estas condiciones el equipo puede durar hasta 60 años aproximadamente.

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

**TEMPERATURAS CARACTERÍSTICAS DE AISLADORES SÓLIDOS**

<b>Clase</b>	<b>Temp. Máx (hasta °C.)</b>	<b>Materiales</b>
0	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.

La temperatura de operación del punto más caliente no debe exceder los 105°C y esta compuesta de la siguiente manera:

**Tabla II. Composición de la temperatura del punto más caliente de transformadores en operación**

Temperatura ambiente máxima	40°C
Elevación de temperatura en el cobre, sobre la temperatura ambiente máxima.	55°C
Gradiente de temperatura	10°C
Suma total de temperatura	105°C

Tomado de operación y mantenimiento de transformadores de potencia CFE

### **1.2.6 Aislamientos 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.

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.

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.

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 polichlorinated biphenyl (PCB), el cual es un componente químico designado como contaminante dañino para el ambiente, tuvo que ser desechado.

### **1.3.3 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 de 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 nafténico. Los fabricantes de aceites dieléctricos han encontrado que los hidrocarburos nafténicos, parafínicos y aromáticos presentan cualidades y desventajas para ser aplicados a equipos de alta tensión, cada fabricante tiene su propia formula.

#### **1.3.4 Aceites de alto punto de inflamabilidad**

Actualmente los Askareles han sido substituidos por aceites especiales que superaron los dañinos inconvenientes que poseía el Aslarel, 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, tiene 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.

### 1.3.5 Funciones del aceite aislante en transformadores

Las funciones que tiene un aceite aislante en los transformadores son:

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

En condiciones de operación normal, los transformadores tienen tres fuentes de calor, siendo éstas las siguientes:

1. En los devanados por efecto Joule

$$W = I^2 * R$$

2. En el núcleo debido a las pérdidas por excitación

$$W_{fe} = W_h + W_e$$

Siendo:  $W_h$  las pérdidas por histéresis

$W_e$  las pérdidas por corrientes de Eddy

3. Los herrajes y el tanque debido a las corrientes parásitas inducidas por el campo magnético disperso.

$$W_p = f (0.1)$$

Estás últimas no se pueden medir en forma independiente y durante las pruebas de pérdida de carga e impedancia, queda registradas como una parte de las pérdidas indeterminadas.

Este calor generado debe ser disipado, antes de permitir que los devanados lleguen a una temperatura que ocasionen degradación excesiva del aislamiento; para ello se usa el aceite aislante de baja viscosidad que actúa como refrigerante.

La ubicación de fuentes de calor por fallas en el diseño de manufactura de un transformador, modifica la distribución de sus temperaturas internas, pudiendo originar puntos excesivamente calientes que tienden a deteriorar en forma permanente los aislamientos.

## **1.4 Preservación del aceite y detección de fallas**

### **1.4.1 Sistemas de preservación del aceite.**

Aunque el aceite de los transformadores es un producto de alto grado de refinación, no es químicamente puro. Es una mezcla de hidrocarburos con otros compuestos naturales que no son perjudiciales. Existe cierta evidencia de que unos cuantos de estos compuestos son benéficos para retardar la oxidación del aceite.

Aunque el aceite no sea una sustancia “pura”, unas cuantas impurezas son de lo más destructivo para su resistencia dieléctrica y sus propiedades dieléctricas. Los factores que dan más problemas son el agua, el oxígeno y la infinidad de combinaciones de compuestos que se forman por la acción conjunta de estos a temperaturas elevadas. Se ha estudiado con mucho esmero la formación de estos compuestos y sus efectos en las propiedades dieléctricas del aceite, pero aparentemente no hay una relación clara entre estos compuestos y la resistencia dieléctrica real de la estructura del aislamiento del transformador.



El aceite disuelve en solución real una cantidad muy pequeña de agua, alrededor de 70 ppm a 25° C y 360 ppm a 70°C. Esta agua en solución real tiene relativamente poco efecto en la resistencia dieléctrica del aceite. Pero, si hay ácidos presentes en cantidades similares, aumenta la capacidad del aceite para disolver el agua, y el agua disuelta reduce su resistencia dieléctrica. El agua en suspensión en cantidades pequeñas ocasiona una seria disminución de la resistencia dieléctrica.

La razón primordial para preocuparse por la humedad en el aceite del transformador, sin embargo, puede no ser el aceite mismo, sino el papel y el cartón prensado que la absorben rápidamente, lo que incrementa la pérdida dieléctrica y bajando la resistencia dieléctrica a la vez que se acelera el envejecimiento del papel.

Se reconoce, en general en la actualidad, que la mejor respuesta para el problema del aire y el agua es eliminarlos y mantenerlos fuera. Para tal fin, en la práctica se sellan completamente los tanques del transformador. Se emplean alrededor de tres esquemas básicos en los transformadores sellados para permitir la dilatación y contracción normales del aceite (0.00075 de dilatación en volumen por unidad y por grado Celsius) como sigue:

1. Un espacio grande para gas arriba del aceite, del tamaño suficiente para absorber la dilatación y la contracción sin variación excesiva de la presión. Inevitablemente puede haber algo de aire presente en el espacio para gas en el momento de la instalación, pero pronto se combina el oxígeno en su mayor parte con el aceite sin ocasionar un deterioro significativo, y deja una atmósfera formada principalmente por nitrógeno.

2. Una atmósfera de nitrógeno arriba del aceite, mantenida en un intervalo de presión positiva moderada por medio de un tanque en almacenamiento de nitrógeno comprimido y válvulas de operación automática. Este esquema tiene la ventaja de que impide la entrada del aire o de humedad mediante la presión positiva interna continua, y la desventaja de tener costo algo más alto.
3. Un sistema de preservación del aceite a presión constante consistente en un tanque de expansión con un diafragma flexible de hules sintético que flota sobre la superficie del aceite. Este esquema tiene las ventajas de que el aceite nunca está en contacto con el aire y de que siempre hay presión atmosférica y no una variable sobre el aceite, la desventaja es el costo más alto. Se han ideado diversas variantes mecánicas y elaboración de esta idea general.

Ahora se recomienda, en general, que se emplee el sistema de preservación del aceite a presión constante del esquema 3 en todos los transformadores de potencia de alto voltaje (345 KV y voltajes mayores) y en todos los transformadores elevadores para generadores grandes. Esto es consecuencia de la experiencia desfavorable que había con los transformadores que tiene sistemas de acolchonamiento con gas, los cuales trabajan en forma inherente con grandes cantidades del gas de acolchonamiento en solución en el aceite caliente al haber carga. Si se enfría súbitamente el aceite (por reducción de la temperatura ambiente o de la carga), el volumen del aceite se contrae y la presión estática del gas sobre el aceite desciende rápidamente, dejando que salgan del estado de solución burbujas de gas libres por todo el sistema de aislamiento. La resistencia dieléctrica del aceite y del sistema de aislamiento con celulosa se debilitaba en forma importante cuando tiene inclusiones de gas libre y esto ha conducido ocasionalmente a la falla eléctrica de transformadores en operación.

### **1.4.2 Detección de fallas internas**

La detección de fallas internas en los transformadores en una de las primeras etapas de su desarrollo es por demás deseable para limitar el alcance del daño. Se reconocen dos niveles de gravedad de las fallas. Las fallas incipientes (o de desarrollo) no han progresado aún hasta el punto en que afecten la capacidad funcional del transformador, pero es probable que aumente su gravedad con el tiempo si no se corrigen. Como ejemplos, pueden citarse zonas de descarga parcial dentro del aislamiento, chispeo intermitente de baja energía, aislamiento del conductor sobrecalentado o partes metálicas calientes en contacto solamente con el aceite.

Las fallas internas más serias o permanentes afectan de inmediato la funcionalidad y deben suprimirse rápidamente antes de que sus consecuencias puedan poner en riesgo la seguridad del personal o de otros equipos.

Los medios que se emplean más comúnmente para detectar las fallas incipientes se relacionan con la detección de los gases generados en el lugar de la falla. Los dispositivos de detección de gases de operación automática que pueden incorporarse en el transformador emplean cualquiera de los principios siguientes:

1. Acumulación de gas libre en la cubierta
2. Detección de gases combustibles de un colchón de gas sobre el aceite
3. Separación de ciertos gases disueltos en el aceite.

Estos dispositivos son indicadores de posibles problemas internos. La verificación del problema debe hacerse por análisis de gas en el aceite y utilizar un cromatógrafo de gases. Adicionalmente debe practicarse un muestreo manual periódico del aceite para análisis de laboratorio. La composición del gas disuelto en el aceite es muy útil para diagnosticar la naturaleza de una falla incipiente.

Las fallas internas permanentes pueden ser detectadas por relevadores de presión por falla o relevadores diferenciales, cualquiera de los cuales da una señal que puede usarse para disparar los cortacircuitos y sacar al transformador del sistema. El relevador de presión por falla detecta la acumulación súbita de presión producida por gases generados por arco después de haber ocurrida la falla. Desafortunadamente, tales relevadores también pueden ser operados por cualquier otro evento que ocasione un cambio rápido de presión, por lo cual no pueden ajustarse a muy alta sensibilidad.

Los relevadores diferenciales detectan que pasa más corriente al transformador de la que sale, pero deben usarse relevadores que sean insensibles a la entrada inicial de la corriente de excitación.

Después de que se ha desconectado un transformador como resultado de la operación de los relevadores, siempre es conveniente volver a ponerlo en servicio tan pronto como sea posible. En seguida de la operación de los relevadores diferenciales, los cortacircuitos pueden volverse a cerrar para verificar si la falla fue de autorremedio. La penalidad por la reconexión de un transformador dañado es que si vuelve a presentarse la falla, será mayor el daño que sufra el transformador y posiblemente los equipos relacionados.

Bajo ninguna circunstancia debe reconectarse un transformador al sistema en seguida de la operación de un relevador de presión por falla sin hacer una investigación completa de la causa de la operación del relevador.

Cuando ha sido sacado de servicio un transformador por indicaciones de falla, debe aplicarse el siguiente procedimiento.

1. Si hay un espacio para gas, tome muestras del gas de dicho espacio para análisis, para determinar si hay presencia de productos de descomposición.
2. Tome muestras del aceite para extracción de los gases disueltos para análisis similares
3. Haga pruebas del factor de potencia del aislamiento, de resistencia del aislamiento y de la relación de vueltas para verificar si sus resultados corresponden a los valores normales.
4. Efectué cualesquiera otras pruebas que parezca estar indicadas por los resultados de las primeras pruebas.
5. Verifique la operación y calibración del relevador de protección.

## 2 PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES

La protección de transformadores de potencia contra sobrecorrientes, sobrevoltaje, fallas por cortocircuito y por descargas electro-atmosféricas en ningún momento pretende evitar que ocurran; éstas pretenden aislar al transformador de estas fallas, esto se logra a medida que el diseño del aislamiento en el equipo y los valores de disparo sean los apropiados, esto permitirá la mayor confiabilidad en la operación del transformador.

Es por esto, que la función principal de la protección será garantizar que dichas fallas al presentarse sean limitadas en tiempo a valores, tales, que minimicen el peligro para el transformador y para las personas que circulen por el área.

Es necesario mencionar que el transformador es el equipo más caro de una subestación, es el que debe ser capaz, sin daños en su construcción de soportar todos los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por los cortocircuitos.

a) Efectos mecánicos en transformadores debido a corrientes de cortocircuito.

Los efectos mecánicos en los transformadores debido a corrientes de cortocircuito tienen una particular importancia. Sabemos que cuando un conductor porta corriente alterna es colocado dentro de un campo electromagnético que es también alterno, se genera una fuerza mecánica en el conductor, la cual es producto de las magnitudes de la corriente instantánea y la densidad de flujo electromagnético.

La dirección de la fuerza será perpendicular al plano formado por los vectores de corriente y de campo. Dado que el campo electromagnético dentro de un transformador se produce por la corriente circulante en los devanados, la fuerza electromagnética generada es proporcional al cuadrado de esta corriente. Estas fuerzas generadas dentro del transformador tiene componentes radiales y axiales.

Varios investigadores han dedicado tiempo para aislar e identificar los distintos modos de falla mecánica. A continuación, se ofrece un listado de los más comunes modos de falla mecánicos obtenido de la experiencia:

1. Estirado de los conductores externos del devanado causado por la tensión producida por fuerzas radiales, que pueden resultar en ruptura del aislamiento del conductor o en inestabilidad axial de devanado.
2. Colapso radial de los devanados interiores debido a alabeos o arcos de descargas, lo cual puede producir rupturas mayores de aislamiento.
3. Colapso axial del devanado debido a inclinación del conductor, el cual puede dar como resultado ruptura de aislamiento de los conductores.
4. Arcos de descarga del conductor entre soportes de columnas espaciadores, lo cual puede resultar en mayores rupturas de aislamiento.
5. Colapso de los soportes del devanado en sus puntos terminales debido a materiales sobretensionados o a inestabilidad dentro de la estructura de los soportes, lo cual resultará en una deformación axial, fuerzas magnificadas y ruptura de aislamiento.

6. Deterioro mecánico del aislamiento del conductor resultante de fuerzas de impacto y del movimiento relativo entre conductores y espaciadores de aislamiento.
7. Desplazamiento circular de los conductores y soportes de aislamiento debido a fuerzas radiales. Esta condición puede dar como resultado ruptura del aislamiento o inestabilidad axial producida por desalineación de los soportes axiales

b) Efectos térmicos en transformadores debidos a cortocircuito

Cuando un devanado es sometido repentinamente a una corriente de corto circuito de varias veces su corriente nominal, se produce un rápido incremento de temperatura. Este calor adicional no puede ser disipado durante el corto tiempo de la falla y puede causar debilitamiento del aislamiento. Inclusive descomposición y recocimiento en los conductores.

Dependiendo de la magnitud de la temperatura alcanzada, se pueden tener efectos de corto plazo, como la degradación térmica del aislamiento de los conductores o de largo plazo, que consiste en el recocimiento de los conductores; cabe resaltar que, bajo cierto numero de eventos de corto circuito, la elevada temperatura generada ira gradualmente recociendo el conductor y reduciendo sus propiedades mecánicas. Muchos materiales conductores son aleaciones hechas para el propósito específico de resistir el recocido. Para evitar la tendencia al recocido, existe un consentimiento generalizado de que 250° C. es su límite seguro para conductores de cobre, y 200° C. es uno seguro para conductores de aluminio.



La magnitud de la corriente simétrica en cualquier devanado del transformador no deberá exceder 25 veces la corriente base del devanado. Según la norma ANSI C57.12.00-1973.

La duración de los cortocircuitos se limita a los periodos de tiempo mostrados a continuación:

Corriente simétrica en cualquier devanado	Periodo de tiempo en segundos
25 veces la corriente base	2
20 veces la corriente base	3
16.6 veces la corriente base	4
14.3 ó menos la corriente base	5

Valores intermedios se pueden determinar por interpolación. Cuando se utilizan circuitos con características de recierre, el transformador, soportará sucesivas ocurrencias de cortocircuito, en tal caso la duración acumulada de dicha sobrecorriente no deberá exceder los tiempos anteriormente señalados.

Existen algunas condiciones de operación en las cuales se puede sobrepasar el valor límite de esta posible sobrecorriente.

La misma norma ANSI C57.12.00-1973 anota algunos casos en que deben ser considerados, los cuales se enumeran a continuación:

- a) La impedancia Base de un transformador de doble devanado puede ser tal que la corriente de cortocircuito exceda de 25 veces la corriente básica.

- b) En transformadores multidevanado, la corriente del devanado, puede exceder 25 veces la corriente base, aunque la impedancia base entre varios pares de terminales sea igual o mayor a 4%.
- c) En autotransformadores, bajo ciertas condiciones de falla, la corriente común de devanados puede exceder 25 veces su corriente base, aunque la corriente de línea pueda no exceder este límite.
- d) En autotransformadores equipados con un devanado delta terciario, bajo ciertas condiciones de falla, el cortocircuito en el devanado de la delta puede exceder 25 veces la corriente base, aunque la corriente en otros devanados puede estar debajo de este límite.
- e) La corriente de cortocircuito se verá incrementada cuando el transformador se encuentre operando arriba de su voltaje nominal y un cortocircuito se presente en tales condiciones.

## 2.1 Categorías según capacidad de transformadores

Las normas ANSI vigentes relacionadas con transformadores los han clasificado en categorías según su capacidad en KVA, siendo las que se muestran a continuación.

**Tabla III. Clasificación de transformadores de potencia**

<i>1.1</i> <b>Categoría</b>	<b>1 Fase</b>	<b>3 Fases</b>
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5000
III	1668 a 10000	5001 a 30000
IV	más de 10000	más de 30000

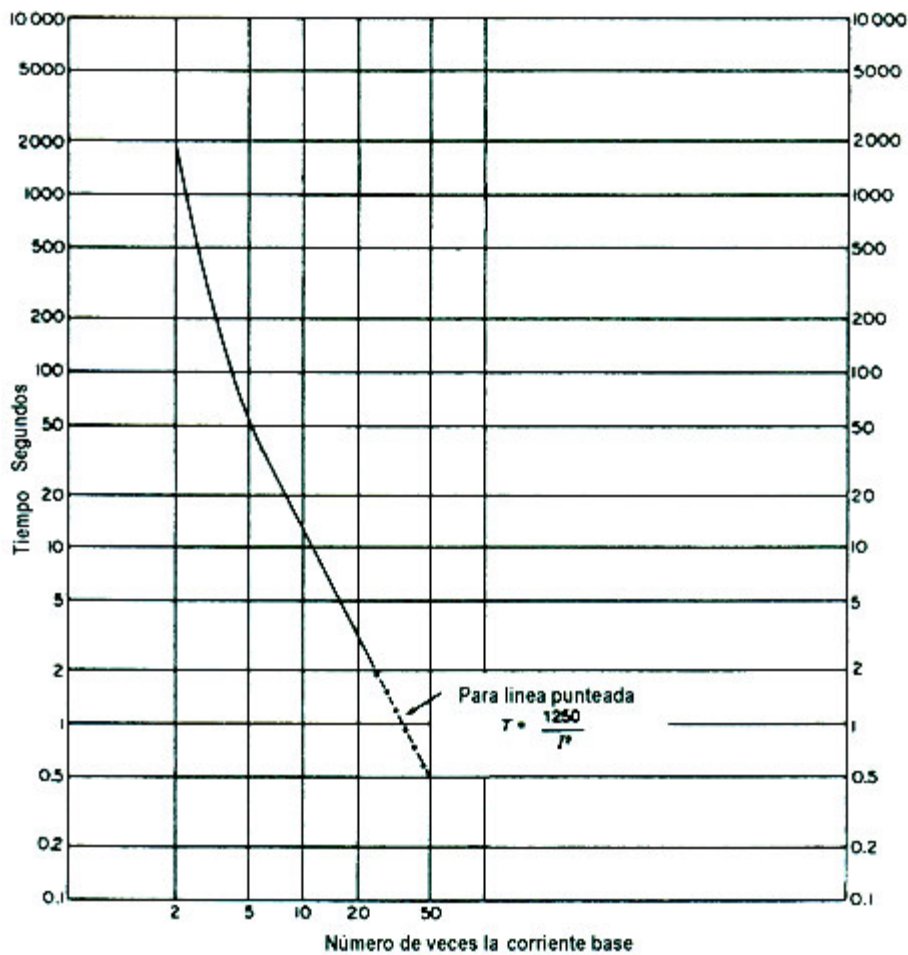
Tomado de Elementos de protección de sistemas de Potencia, empresa eléctrica de Guatemala

Capacidad de los transformadores de potencia para soportar corrientes de corto circuito. La ANSI ha desarrollado curvas para determinar el daño que ocasionan las corrientes de corto circuito que fluyen en los transformadores.

Las curvas de daño publicadas en la norma ANSI/IEEE 57.1200-1980 para transformadores de categoría I, II, III y IV se muestran en las figuras 8, 9, 11 y 12 respectivamente.

**Figura 8. Curva de daño de transformadores categoría I**

**Transformadores Categoría I**



Tomado de Elementos de Protección de Sistemas de Potencia, Empresa Eléctrica de Guatemala

Estas normas y curvas integran el consenso de fabricantes y usuarios relacionado con la forma en que se dañan los transformadores cuando tienen que alimentar corrientes de corto circuito. Para transformadores categoría I, que son los más pequeños, se asume que todo el daño que puede ocasionarse por la circulación de corrientes de falla en sus devanados, tienen su origen en el calentamiento que sufren estos por el incremento de temperatura que tienen los conductores y su aislamiento.

La curva de daño que se ha determinado para estos transformadores es experimental sin que tenga una ecuación que la identifique con excepción del extremo de tiempos menores a 2 segundos, donde aplica la siguiente ecuación:

$$Tiempo = \frac{1250}{I^2}$$

Donde:

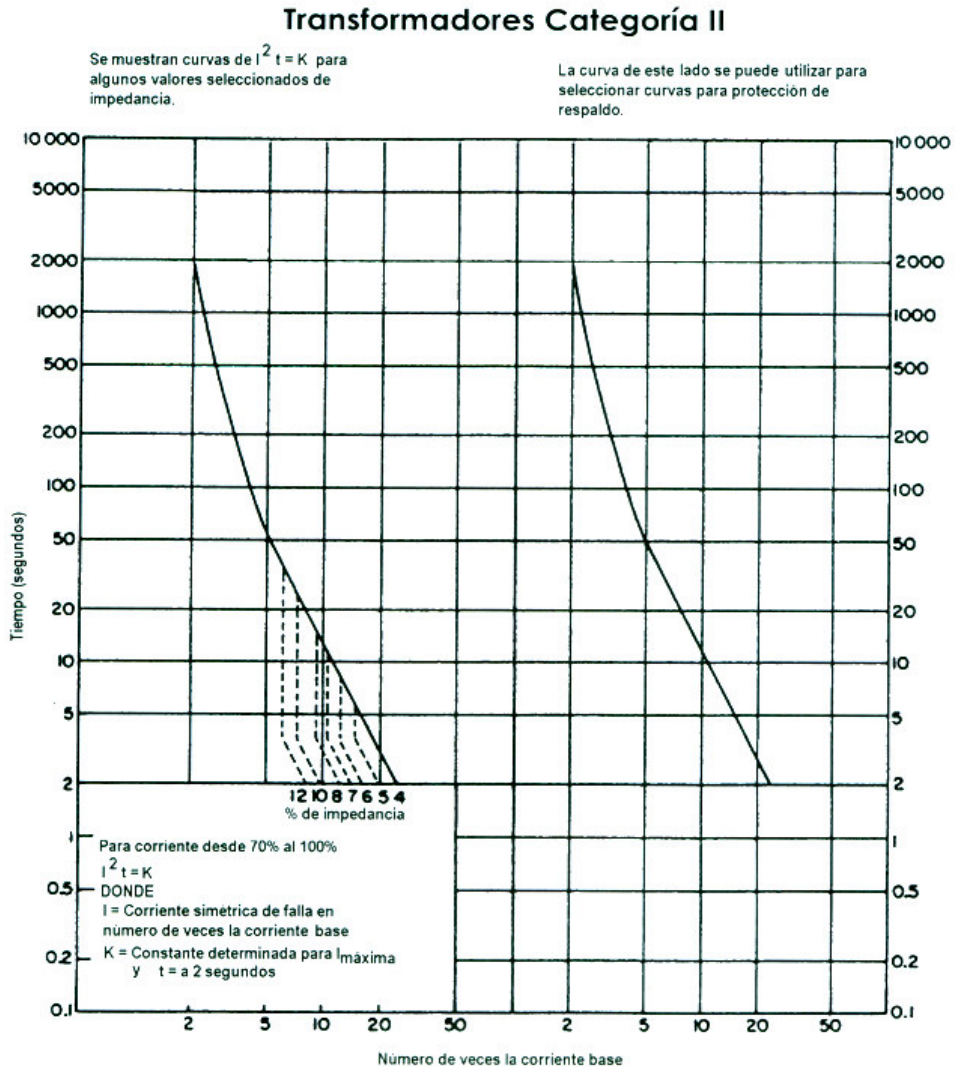
T= duración del corto circuito en segundos

I = corriente de corto circuito en múltiplos de la corriente normal base

Para transformadores de categorías II, III y IV, existe el consenso que, los transformadores mayores de cierto tamaño que se ven sujetos a corrientes de corto circuito muy grandes, se dañan por las fuerzas mecánicas axiales y radiales que ocasionan dichas corrientes.

Por otro lado cuando las corrientes de corto circuito que fluyen por el transformador son pequeñas o moderadas, las fuerzas mecánicas que se desarrollan no son tan grandes como para dañar el transformador, por lo que el daño potencial que pueden sufrir se debe al calentamiento en los devanados.

**Figura 9. Curva de daño de transformadores categoría II**



Tomado de Elementos de Protección de Sistemas de Potencia, Empresa Eléctrica de Guatemala

En función de lo anterior, para los transformadores comprendidos en estas categorías, se han determinado dos áreas de daño que dependen de la magnitud de la corriente de corto circuito que circula por ellos.

- a) **Daño mecánico:** lo ocasionan corrientes de corto circuito con valores entre el 70 y el 100% de la falla máxima para transformadores de categoría II y entre el 50 y el 100% para transformadores de categorías III y IV. El valor de la falla máxima se calcula asumiendo que la única impedancia que limita la corriente es la impedancia del propio transformador (equivalente a decir una falla alimentada desde una barra infinita).
- b) **Daño térmico:** lo ocasionan corrientes de corto circuito con valores hasta el 70% de la falla máxima para transformadores de categoría II y hasta el 50% para transformadores de categorías III y IV.

### **2.1.1 Protección de transformadores de categoría I**

Como sucede con la protección de cualquier equipo, el grado de sofisticación que pueda tener la protección de un transformador es función de su importancia relativa en el sistema, así como del costo del transformador y del equipo de protección adicional. De esta manera, los transformadores de potencia más pequeños tienen menor complicación en la protección que los grandes. La categoría I cubre a los transformadores de distribución, los cuales generalmente se protegen con fusibles de expulsión del mismo tipo que los utilizados para la protección de líneas de distribución.

Las categorías II, III y IV, se consideran transformadores de potencia, y debido al precio que representa cada unidad es necesario protegerlos con mayor grado de atención.

### **2.1.2 Protección de transformadores categoría II**

El tipo de protección a colocarse varia con la importancia de la instalación donde están colocados, pero generalmente, debido a la baja capacidad en KVA, que tienen raras veces se encuentran instalados en líneas con voltajes mayores a 115 KV por lo que, debido a su bajo costo de instalación, generalmente se protegen con fusibles de potencia.

Los fusibles de potencia se diferencian de los normales en el voltaje de operación (mayor de 34.5 KV), así como por la capacidad de interrupción de corriente de corto circuito.

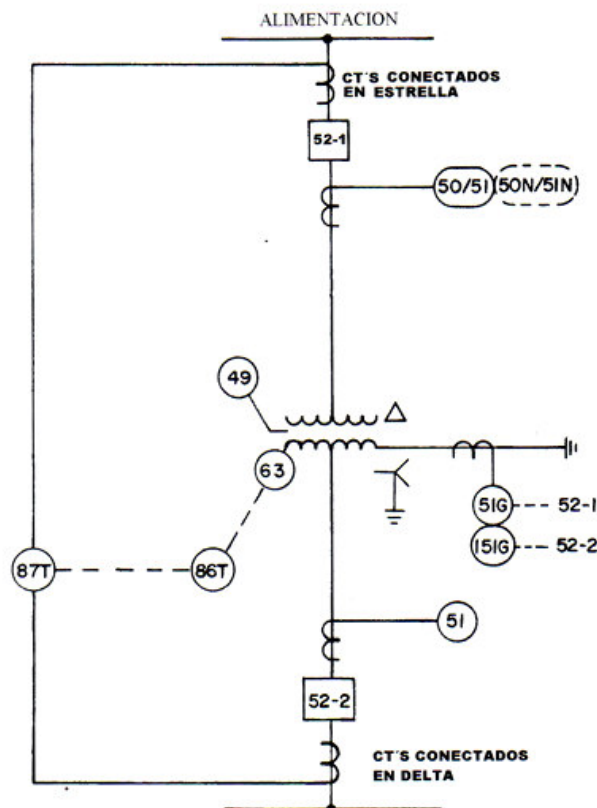
Para seleccionar el valor nominal en amperios y la curva de los fusibles, a utilizarse en la protección de un transformador categoría II, se utiliza la curva de daño para fallas poco frecuentes, como se muestra en la figura 9.

El juego de fusibles suministra protección primaria al transformador, y protección de respaldo cuando la protección del lado del secundario del transformador no funciona. Sin embargo, esta protección de respaldo no es muy eficiente cuando ocurren fallas a tierra, en el lado secundario de un transformador conectado delta primario y estrella aterrizada en el secundario, ya que en esos casos, la corriente de corto circuito que circula en las líneas del lado de la delta es solamente el 57.7% del valor de la corriente que circularía en caso de una falla trifásica.

Si se requiere suministrar alguna protección de respaldo con los fusibles, es necesario utilizar fusibles de menor capacidad de la que se utilizaría si no existiera la limitación ya mencionada. Normalmente se seleccionan fusibles con valores de corriente que están entre el 60 y 80% de la corriente nominal de transformador.

Algunos transformadores de categoría II que son muy importantes para el suministro de energía eléctrica de una instalación y, especialmente los que tienen capacidades que están en el rango alto de la categoría, se protegen de la misma forma que se recomienda proteger los transformadores III y IV.

**Figura 10. Protección de transformadores categoría III**



Tomado de Elementos de Protección de Sistemas de Potencia, Empresa Eléctrica de Guatemala



### 2.1.3 Protección de transformadores categoría III

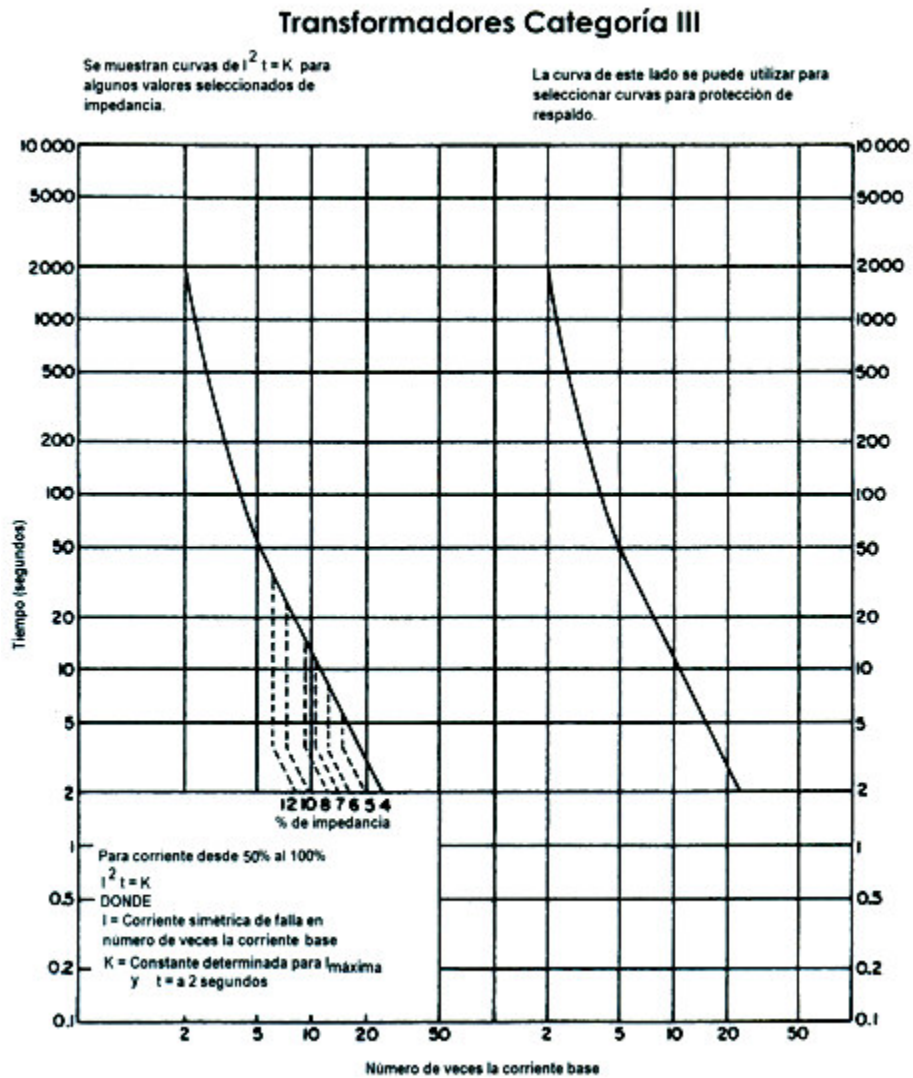
La protección completa de un transformador de categoría III con neutral solidamente aterrizado a de utilizarse en una subestación para alimentar un sistema aéreo de media tensión con aterrizaje múltiple del neutral, ver detalle figura 10.

La protección comprende: protección diferencial del transformador (87T), protección con relevador de sobrepresión súbdita para transformadores con tanque sellado, o buchholz en transformadores con tanque conservador (63), y protección de sobrecorriente en el primario y secundario (51 y 51N), así como los interruptores respectivos en el lado de alto y bajo voltaje.

Los ajustes que generalmente se colocan a las protecciones anteriores se mencionan a continuación:

- Relevadores instantáneos de sobrecorriente de neutro (50 y 50N). Se ajustan de tal manera que no vayan a detectar falla bajo condiciones de corriente de magnetización en la energización del transformador (“inrush current”), o cualquier otro tipo de condiciones tolerables. Normalmente, lo que se hace es calcular cual es el valor de la máxima corriente que puede fluir por el transformador en condiciones normales y se ajusta al doble.
- El 50N se ajusta con un valor que sea mayor al máximo desbalance de secuencia cero que pudiera detectar el relevador. Generalmente, el desbalance se presenta cuando se pierda una fase y ese valor es el que se selecciona.

Figura 11. Curva de daño de transformadores categoría III



Tomado de Elementos de Protección de Sistemas de Potencia, Empresa Eléctrica de Guatemala

- Relevadores de sobrecorriente de tierra 51G y 151G. Se ajustan de tal manera que coordinen con el resto de dispositivos de sobrecorriente en el lado de bajo voltaje.

- Relevadores de sobrecorriente (51 y 51N) en el lado de alto voltaje. Se ajustan de tal manera que no vayan a detectar falla bajo condiciones de corriente de magnetización en la energización del transformador (“inrush current”), o cualquier otro tipo de condición tolerable. Generalmente se toma la curva de daño para fallas poco frecuentes de la figura 11, el 51N se ajusta de tal manera que coordine con los dispositivos de sobrecorriente del lado de bajo voltaje.
- Relevador 63. Detecta la acumulación de gases o cambios de presión dentro del transformador y su operación esta limitada a fallas en el interior del tanque del transformador.

La detección de acumulación de gases es posible únicamente en transformadores con tanque conservador por medio de un relevador Buchholz, mismo que se conecta en los ductos que comunican el tanque conservador con el principal. Este relevador tiene dos partes, una que proporciona sensibilidad al gas acumulado durante un determinado periodo que podría ser indicación de arcos de baja energía dentro del tanque principal. La otra parte responde a fallas de alta magnitud que forzan flujo de aceite a alta velocidad entre el tanque principal y el tanque conservador.

El contacto del detector de gases generalmente se utiliza como alarma mientras que el detector de flujo de aceite a alta velocidad se utiliza para disparo.

En los transformadores de tanque sellado se encuentran detectores de gases de dos tipos. Uno de ellos detecta cambios de presión en el gas inerte que se coloca en estos transformadores y el otro detecta los cambios de presión en el aceite propiamente dicho.

Ambos detectan arcos de baja y de alta energía dentro del tanque de los transformadores. Generalmente se utilizan para dar señal de disparo al transformador.

- Relevador de temperatura (49). En la mayoría de transformadores este detector consiste en un juego de contactos que se colocan en el termómetro que mide la temperatura del devanado. Normalmente, las temperaturas de cierre de estos contactos los ponen en la fábrica y en general se encuentra que se ajustan para que den señal de alarma a los 110°C y que disparen alguna carga a los 120°C.
- Relevadores de sobrecorriente del interruptor general del lado de bajo voltaje (51). Se coordinan con la curva de daño por fallas frecuentes de la figura 11, y se coordina con el resto de dispositivos de sobrecorriente del sistema.
- Relevador de disparo general definitivo (86T). Un relevador maestro que dispara todos los interruptores que están conectados al transformador no tiene ajuste. Las señales de disparo de los relevadores 86T y 63 se aplican a este relevador para que este a su vez haga el disparo general.

#### **2.1.4 Protección de transformadores categoría IV**

En general, la protección completa de un transformador de categoría IV es muy similar a la protección de un transformador de categoría III. Lo único que hay que tomar en cuenta es que estos transformadores solamente tienen una curva de daño para ajustar los relevadores de sobrecorriente, según se puede visualizar en la figura 12.

### **2.1.5 Protección diferencial de transformadores**

Los principios de la protección diferencial de transformadores son los mismos de toda protección diferencial, en las cuales se monitorea que la corriente que entra sea igual a la corriente que sale, pero presenta algunas dificultades que no se encuentran en la protección diferencial de generadores. A continuación se describen las dificultades que se encuentran para la aplicación de la protección diferencial de transformadores.

### **2.1.6 Corriente de energización del transformador**

Al energizar el transformador fluye una corriente de magnetización que puede tener muy alta magnitud y que solo se mantiene durante unos cuantos ciclos después de cerrar el interruptor. La magnitud y duración de esta corriente depende de varios factores entre los cuales están:

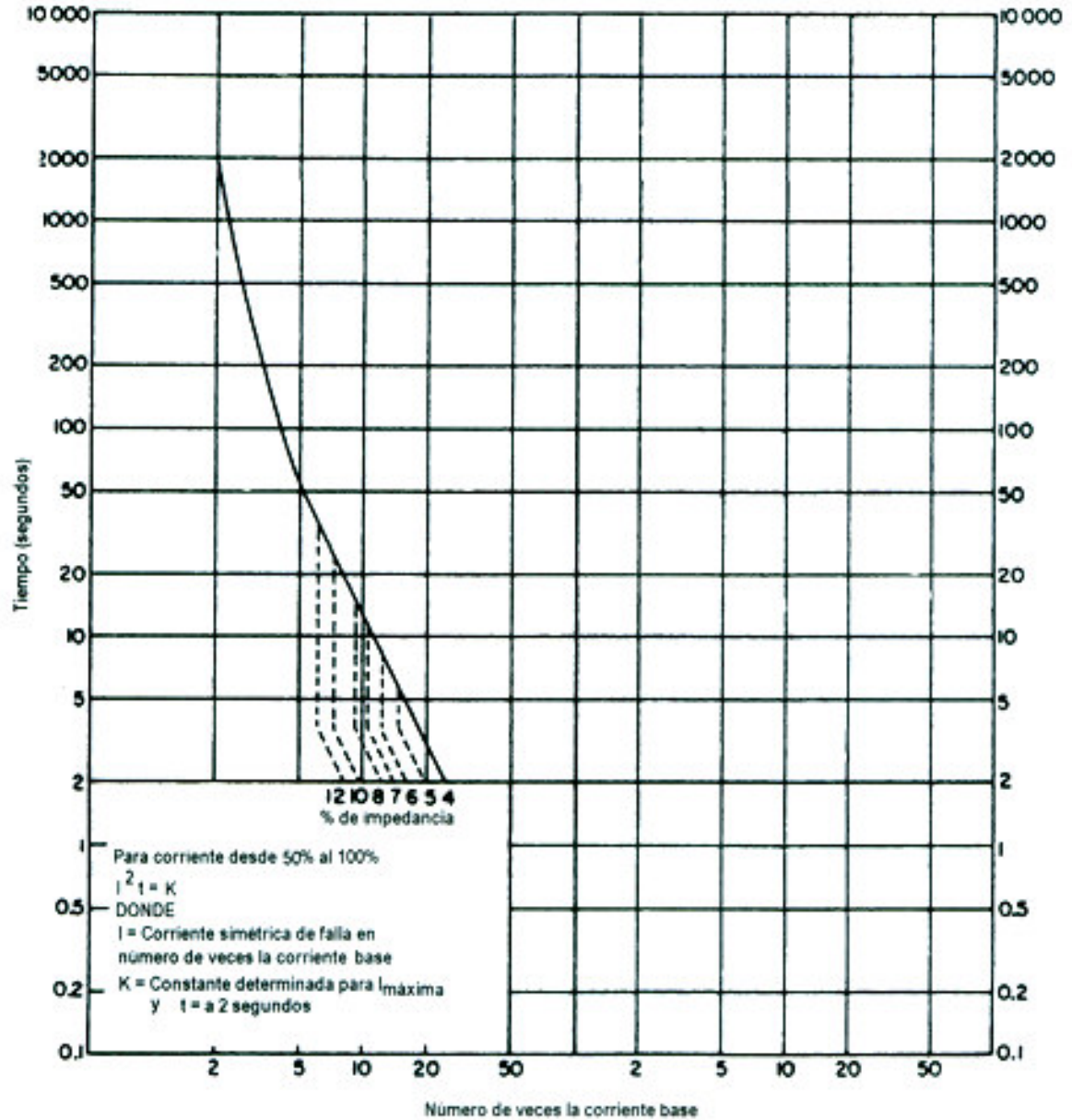
- El tamaño del transformador
- El tamaño del sistema eléctrico o donde esta instalado el transformador
- La resistencia equivalente del sistema de potencia entre la fuente y el punto donde está localizado el transformador.
- Las características de saturación del material magnético con el que esta fabricado el núcleo.
- El flujo residual en el núcleo del transformador.
- El punto en el que va la onda senoidal de voltaje, cuando se energiza el transformador.

El valor de la corriente de energización del transformador puede llegar en algunos casos a valores que van desde 8 hasta 30 veces la corriente nominal.

Figura 12. Curva de daño de transformadores categoría IV

### Transformadores Categoría IV

Se muestran curvas de  $I^2 t = K$  para algunos valores seleccionados de impedancia.



Tomado de Elementos de Protección de Sistemas de Potencia, Empresa Eléctrica de Guatemala

El problema que presenta este fenómeno a la aplicación de la protección diferencial es que por ser una corriente de magnetización, entra al transformador pero no sale. Lo descrito anteriormente podría ocasionar el disparo sin que existiera falla.

Por ser la corriente de energización una corriente de magnetización, no es senoidal y se caracteriza por el alto contenido de armónicas, por lo que este problema se ha solucionado colocando filtros de armónicos en las entradas del relevador diferencial.

## **2.2 Protección contra sobrecorriente y rayo**

### **2.2.1 Protección contra sobrecorriente**

Un transformador puede estar sujeto a sobrecorrientes que varían desde un ligero exceso respecto al valor de la placa hasta 10 o 20 veces el valor de especificación. Normalmente, resultan corrientes hasta de alrededor del doble del valor de especificación por condiciones de sobrecarga del sistema, mientras que las corrientes mayores son consecuencia de fallas en el sistema. Cuando tales sobrecorrientes son de duración prolongadas, pueden producir daños ya sea mecánico o térmico en un transformador o posiblemente ambos. A niveles de corriente cercanos a la capacidad máxima de diseño (el peor de los casos por falla), los efectos mecánicos procedentes de fuerzas generadas electro-magnéticamente son los de preocupación primordial.

Las fuerzas pulsatorias tienden a aflojar las bobinas, los conductores pueden deformarse o desplazarse, y el aislamiento puede dañarse. Los niveles de corrientes más bajos producen principalmente calentamiento térmico, con las consecuencias relacionadas con los métodos de carga.

Habitualmente, los KVA que debe soportar un transformador los limita el efecto de la reactancia de regulación o el efecto de la pérdida por carga en la económica del sistema. Resulta a veces conveniente pasar por alto estos factores e incrementar la carga en KVA hasta que el efecto de la temperatura en la vida del aislamiento sea el factor limitante.

La alta temperatura hace decrecer la resistencia mecánica e incrementa la fragilidad del aislamiento fibroso, y esto hace que aumenten las probabilidades de falla del transformador, aun cuando no pueda disminuir en forma seria la resistencia dieléctrica del material del aislamiento. La sobrecarga de los transformadores debe limitarse por la consideración razonable del efecto en la vida del aislamiento y del efecto probable en la duración del transformador. Para todos los niveles de corriente aumenta la extensión del daño con el tiempo de duración.

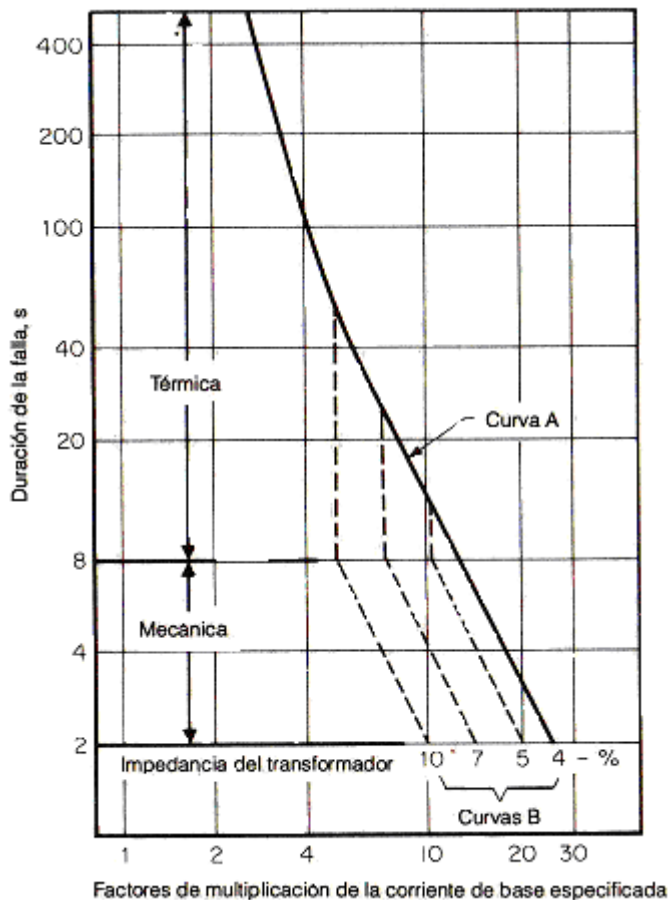
### **2.2.2 Dispositivos de protección**

Cualquiera que sea la causa, la magnitud o la duración de la sobrecorriente, es conveniente que algún componente del sistema reconozca la condición anormal e inicie una acción para proteger al transformador. Los fusibles y los relevadores de protección son dos formas de dispositivos de protección en uso común. Un fusible consta de un eslabón conductor fusible que se destruye después de ser sometido a una sobrecorriente por algún tiempo determinado, y abre así el circuito. Los fusibles se emplean para proteger a los transformadores de distribución y a los transformadores de potencia pequeños, hasta de 5000 a 10000 KVA.



Los relevadores tradicionales son dispositivos que se instalan en la línea principal del transformador para cerrar o abrir contactos de control que pueden iniciar la operación de un cortacircuito instalado en la línea del circuito del transformador. Los relevadores se emplean para proteger todos los transformadores de potencia medianos y grandes.

**Figura 13. Curvas de protección de un transformador durante la falla**



Tomado de: Manual de INGENIERÍA ELÉCTRICA, Decimotercera Edición, Donald G. Fink/H. Wayne Beaty

### **2.2.3 Coordinación**

Todos los dispositivos de protección, como los fusibles y relevadores, tienen una característica de operación definida en el dominio corriente-tiempo. Esta característica debe ser coordinada correctamente con la capacidad de conducción de corriente del transformador para evitar daños por sobrecargas prolongadas o por fallas.

La capacidad del transformador se define en términos generales en un documento de guía, el ANSI/IEEE C57.109-1985 “transformer Through Fault Current Duration Guide”. El formato de las curvas de capacidad del transformador se muestra en la figura 13. La curva de línea llena, *A*, define la capacidad térmica para todos los valores de capacidad, mientras que las curvas de línea punteada, *B*, (apropiadas para la impedancia específica del transformador), definen la capacidad mecánica. Par tener coordinación correcta en cualquier transformador de potencia, la característica del dispositivo de protección debe caer abajo en ambas porciones, la mecánica y la térmica, de la curva de capacidad del transformador.

### **2.2.4 Protección contra rayos**

Un transformador puede estar sujeto a severos voltajes de rayos como consecuencia de una descarga directa a las terminales del mismo, al bus ó barra adyacente o a la línea de transmisión. Pueden resultar voltajes menos severos por descargas que ocurran en una parte distante del sistema o por descargas a tierra cerca del sistema. Como el voltaje de rayo puede sobrepasar la resistencia del aislamiento del transformador, es necesaria su protección.

Se utilizan curvas de voltaje-tiempo para evaluar la protección, porque durante tiempos breves la resistencia del aislamiento cambia en forma significativa con la duración del voltaje. La protección es efectiva si la curva voltaje-tiempo del transformador esta arriba de la curva voltaje-tiempo del equipo de protección, de manera que para cualquier duración, la resistencia del aislamiento del transformador en kilovolts sea mayor que el nivel de protección a la misma duración. Las curvas de voltaje-tiempo del aislamiento del transformador tienen una curvatura considerable hacia arriba, es decir, para duraciones de menos de 10  $\mu$ seg. la resistencia del aislamiento en kilovolts es mucho mayor. Los entrehierros de varillas en aire son inadecuados para proteger transformadores, porque tiene todavía más curvatura hacia arriba que los transformadores.

### **2.2.5 Disipador de sobrevoltaje**

El disipador de sobrevoltaje moderno tiene muy poca curvatura hacia arriba y es un equipo esencial para el transformador en dondequiera que haya exposición a rayos.

La capacidad nominal requerida del disipador de sobrevoltaje depende de la eficacia del aterrizaje del neutro. Dicha capacidad se expresa en el porcentaje del voltaje nominal de línea a línea-frecuencia de potencia que puede soportar el disipador. La eficacia del sistema de tierras se describe por las relaciones de la resistencia e impedancia de secuencia cero a las resistencias e impedancia de secuencia positiva. Se acostumbra utilizar un disipador de 80% cuando la relación de secuencia cero a secuencia positiva esta comprendida entre 0.5 y 1.5 por resistencia y entre 1 y 3 por impedancia. Las relaciones más bajas permiten disipadores de 75 o 70%. Las relaciones más altas pueden requerir disipadores de 85 o 90%. El uso de nivel de protección del 100% no es económico a altos voltaje.

## **2.3 Dispositivos de temperatura y relevadores**

### **2.3.1 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 creo una medida indirecta para obtenerla.

Estos dispositivos generalmente vienen equipados con contactos auxiliares para realizar las funciones descritas a cada dispositivo de temperatura para la protección del transformador.

#### **2.3.1.1 Imagen térmica SIS**

Es un dispositivo para medir la temperatura del punto mas caliente de un transformador. Una sonda termométrica de platino de 100 ohmios medidos a una temperatura de 0° C. está sumergida en la zona que genera más calor del aceite. Alrededor de la sonda esta dispuesta una resistencia de cobre de calefacción de un valor de 10 ohmios a 60° C, en la cual circula una corriente de un reductor auxiliar alimentado por el transformador de corriente principal.

La resistencia termométrica de la sonda asumirá una temperatura

$$T_i = T_o + T$$

Donde T es el valor de la sobre elevación, del cobre arrollado respecto a la temperatura del aceite  $T_o$ . Se regula el aumento de la temperatura provocado por el elemento de calefacción haciendo variar la corriente que lo recorre, conectando el CT auxiliar para obtener una sobre elevación de temperatura igual a la del arrollado de transformador.

Un arreglo típico de una imagen térmica S.I.S. y su sonda termométrica se muestra en la figura 14.

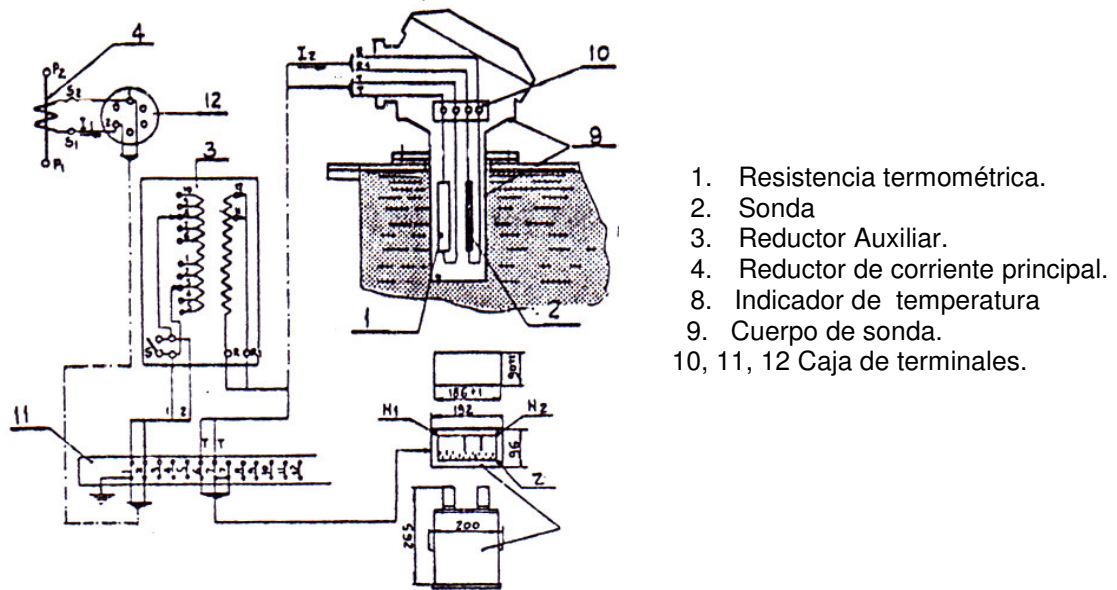
La imagen térmica SIS comprende los siguientes componentes:

- Reductor de corriente principal
- Reductor auxiliar de regulación
- Sonda termométrica
- Indicador de temperatura
- Caja de borneras para conexiones

**Reductor principal:** el reductor principal o CT puede ser instalado en el propio transformador o en una instalación totalmente aparte.

En ciertos casos se incorpora en uno de los aisladores del transformador. La relación del CT siempre es  $RP/5$  donde RP es la relación primaria que depende de la potencia y el voltaje del transformador.

**Figura 14. Imagen térmica S.I.S.**



Tomado de transformadores de mediana y alta potencia ITALTRAFO

**La sonda:** esta constituida por:

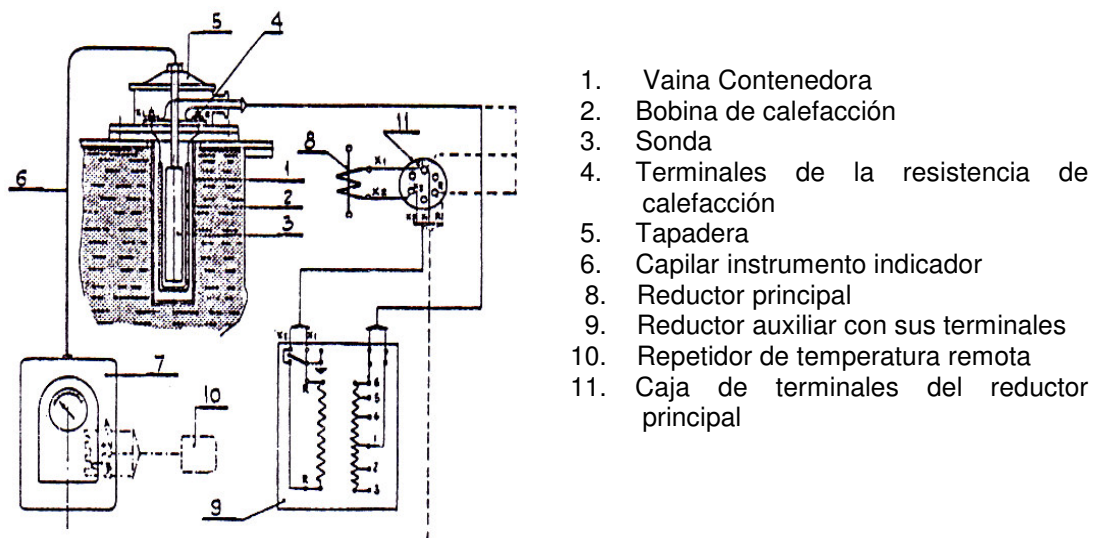
- Una resistencia termométrica de platino del valor de 100 ohmios a 0°C.
- Una vaina de latón con flange de fijación y cabeza a prueba de estanqueidad.
- Una resistencia de calefacción de cobre de 10 ohmios a 60° C temperaturas de 140 °C.

El reductor auxiliar: es un transformador de corriente CT con tomas sobre el primario. Este CT viene diseñado de esta forma para poder realizar una calibración adecuada.

### 2.3.1.2 Imagen térmica tipo Ward-Broke

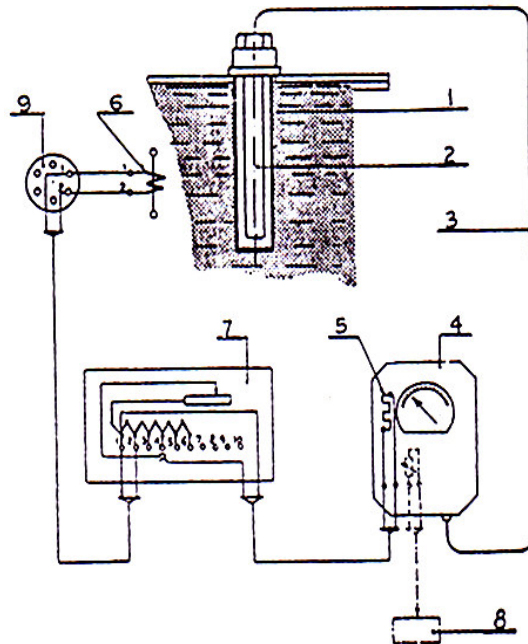
La figura 15 muestra en forma esquemática un dispositivo de imagen térmica para poner en relieve la temperatura de la mancha caliente o la máxima temperatura local del arrollado del transformador. Una sonda sumergida en las capas más calientes del transformador transmite por medio del capilar la temperatura registrada. Alrededor del bulbo termométrico hay una bobina de calefacción alimentada por el secundario de un CT. La corriente de la bobina en la bobina de calefacción es proporcional a la corriente de carga del transformador, como debe ser y el calefactor deberá estar ajustado a manera de obtener una inercia térmica igual a la temperatura de elevación del transformador.

**Figura 15. Imagen Térmica Ward-Broke**



Tomado de transformadores de mediana y alta potencia ITALTRAFO

**Figura 16. Imagen térmica AKM**



1. Vaina en el transformador
2. Sonda
3. Capilar
4. Caja con instrumento y terminales
5. Resistencia de calefacción
6. Transformadores de corriente principal
7. Caja de terminales del reductor auxiliar y reductor auxiliar
8. Reóstato de ajuste fino
9. Caja de terminales del reductor

Tomado de transformadores de mediana y alta potencia ITALTRAFO

La imagen térmica tipo Ward Broke esta formada por los siguientes componentes:

- Reductor principal de corriente CT 25 VA Clase Q RP/5.
- Sonda constituida por un bulbo termométrico, un depósito practicado en la cuba del transformador en el cual va introducida la vaina y alrededor de ésta se encuentra el elemento calefactor el cual es alimentado por el reductor auxiliar.

**Reductor auxiliar:** es un CT adaptador de corriente con tomas sobre el secundario para la regulación de la corriente de calefacción.



### **2.3.1.3 Imagen térmica tipo AKM**

Una sonda, sumergida en las partes más calientes del transformador, transmite por medio de un capilar, las variaciones de temperatura a un instrumento indicador.

En el instrumento alrededor del pulmón de acción está puesta una bobina de calefacción, alimentada por el secundario del reductor principal. La corriente en la bobina de calefacción es proporcional a la corriente que recorre el devanado del transformador, el cual está dimensionado a manera de obtener una inercia térmica igual a la mancha caliente del transformador. De la misma manera, que en los otros tipos de sondas, la temperatura indicada por el instrumento, es aquella de la mancha caliente del arrollado.

La imagen térmica está compuesta por los siguientes elementos.

- Un reductor principal de corriente
- Un reductor auxiliar de regulación
- Una sonda
- Un indicador de temperatura.

El indicador de temperatura está montado en una caja sellada a altura hombre en la cuba del transformador. El bulbo termométrico colocado en la sonda está comunicándose por medio del capilar con el bulbo de accionamiento del instrumento, otro capilar se encuentra instalado en paralelo con el anterior y actúa sobre el bulbo de accionamiento para anular la influencia de la temperatura ambiente. El conjunto se llena con un líquido que cambia su volumen con las variaciones de temperatura.

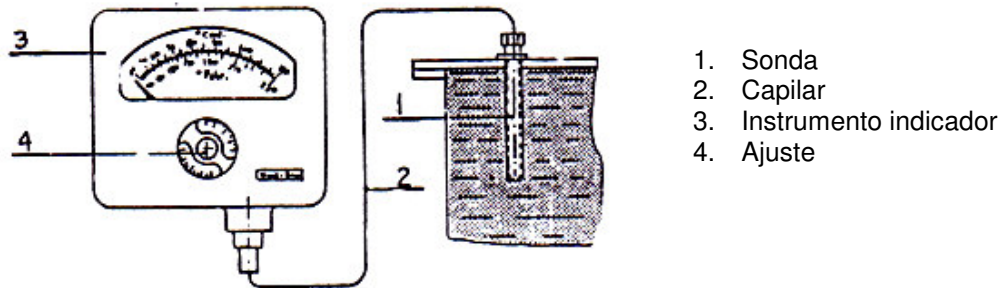
En el bulbo de accionamiento esta instalada una bobina de calefacción recorrida por una corriente proporcional a la corriente de carga del transformador. La suma de las temperaturas de la bobina de calefacción y del bulbo termométrico actúa sobre el bulbo de accionamiento, cuyo movimiento mecánico se transmite por medio de un eje a las agujas de indicación y a los contactos que pueden ser de mercurio o simples contactos.

El instrumento tiene una escala graduada de 0°C. a 150° C. y equipada con una aguja de máxima. En los contactos vienen dispuestos una serie para accionamiento de ventiladores, una serie para alarma y una serie para disparo de los interruptores, en caso de alcanzar la máxima temperatura. La cual se ajusta de acuerdo a los datos de placa del transformador. En algunos casos viene con un potenciómetro para la indicación de temperatura a distancia.

#### **2.3.1.4 Termostato y termómetro a cuadrante Ward-Broke**

Este dispositivo mide la temperatura. Esta formado por un bulbo capilar armado y ensamblado a un aparato indicador de temperatura de cuadrante. Este equipo viene con circuito para alarma y un segundo circuito para disparo de los interruptores. La medición de temperatura se puede realizar con un termómetro de líquido o con uno de presión de vapor. El primero basa su funcionamiento en la dilatación cúbica de un líquido, como medio para ejercerle presión necesaria y hacer funcionar el mecanismo de indicación y mando. El segundo obtiene de la relación temperatura/presión de un fluido volatizable, la condición necesaria para accionar el mecanismo de indicación. Dicha escala no es lineal, sino logarítmica.

**Figura 17. Termostato y termómetro a cuadrante Ward-Broke**



Tomado de transformadores de mediana y alta potencia ITALTRAFO

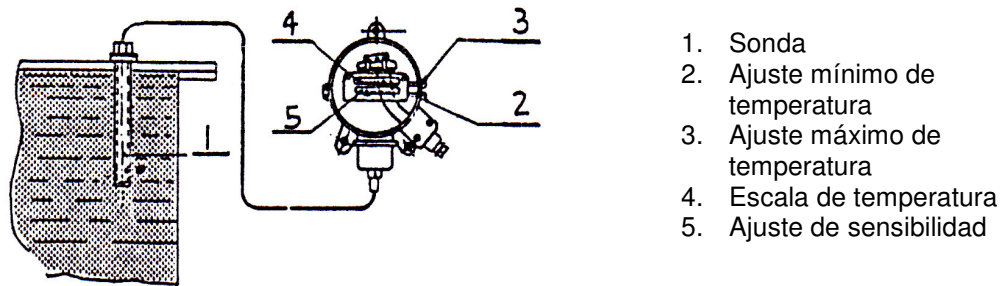
### **2.3.1.5 Termómetro tipo AKM**

Este dispositivo es igual a la imagen térmica AKM con la diferencia que no tiene bobina de calefacción y por ende mide solamente la temperatura del aceite. Viene dispuesto con dos contactos para alarma y disparo.

### **2.3.1.6 Termómetro a Cuadrante**

El termómetro a mercurio que se destina al control de la temperatura, esta formado por un bulbo sumergido en la parte más alta de la cuba y conectado por medio de un tubo capilar a un instrumento a cuadrante equipado con resortes anti-vibraciones. Al igual que en otros dispositivos para medición y control de temperatura viene equipado con dos contactos para señal y disparo, la diferencia consiste en que los ajustes son dos agujas índices regulables a mano sobre las temperaturas establecidas. Conforme va elevándose la temperatura, la aguja alcanza a la primera aguja indicando señal de alarma o arranque de ventiladores. Si la temperatura continúa elevándose la aguja alcanza la segunda aguja índice provocando el disparo de los interruptores.

**Figura 18. Termostato Sauter**



Tomado de transformadores de mediana y alta potencia ITALTRAFO

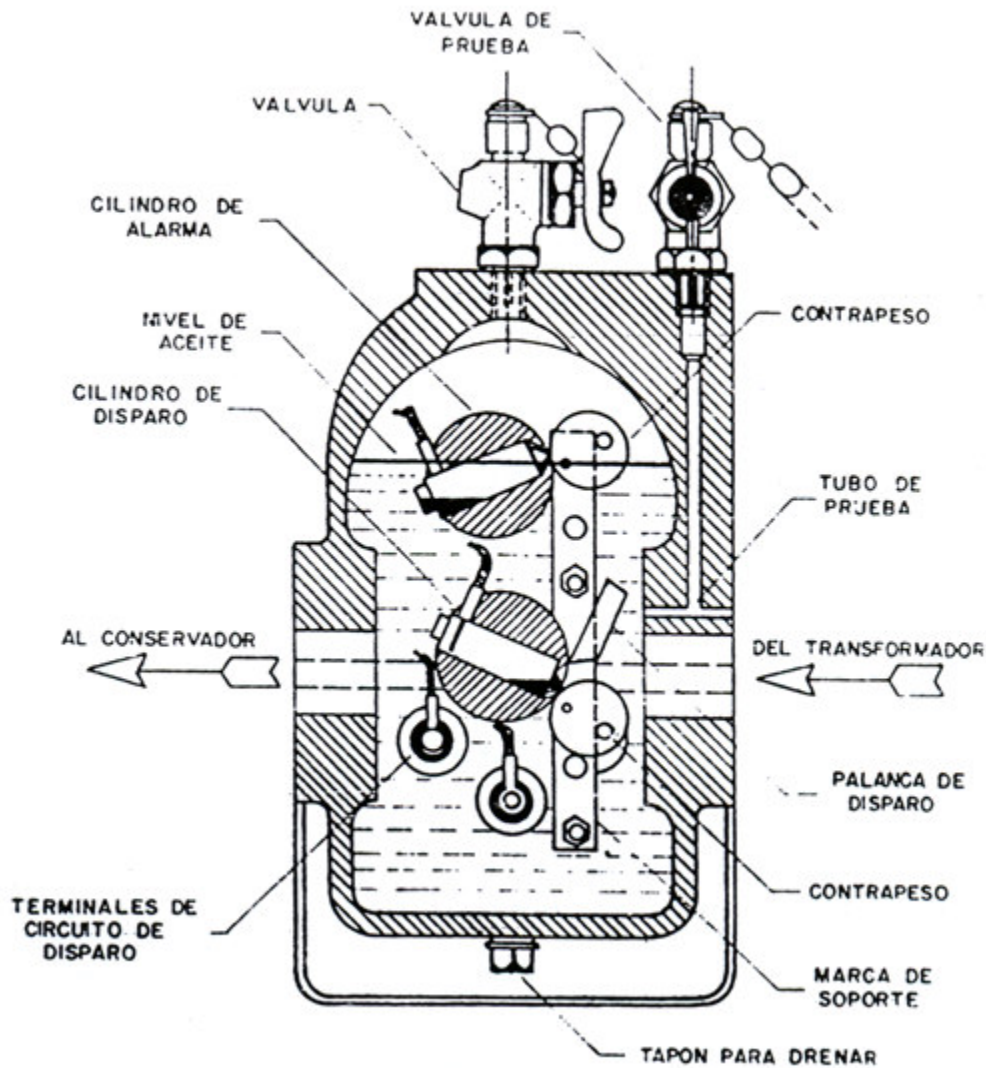
### **2.3.1.7 Termostato Sauter.**

Este dispositivo se emplea para gobernar en forma automática el arranque de electro-ventiladores y electro-bombas del conjunto refrigerante del transformador. Se puede usar también para alarma y disparo. Una sonda sumergida en la parte más caliente a través de una vaina, determina la intervención de uno o dos contactos para señal de mando y/o disparo.

### **2.3.2 Relevador de gas Buchholz**

El relevador de gas Buchholz está conectado en 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 dieléctico gasificándolo.

**Figura 19. Disposición interior de un relevador de gas Buchholz**



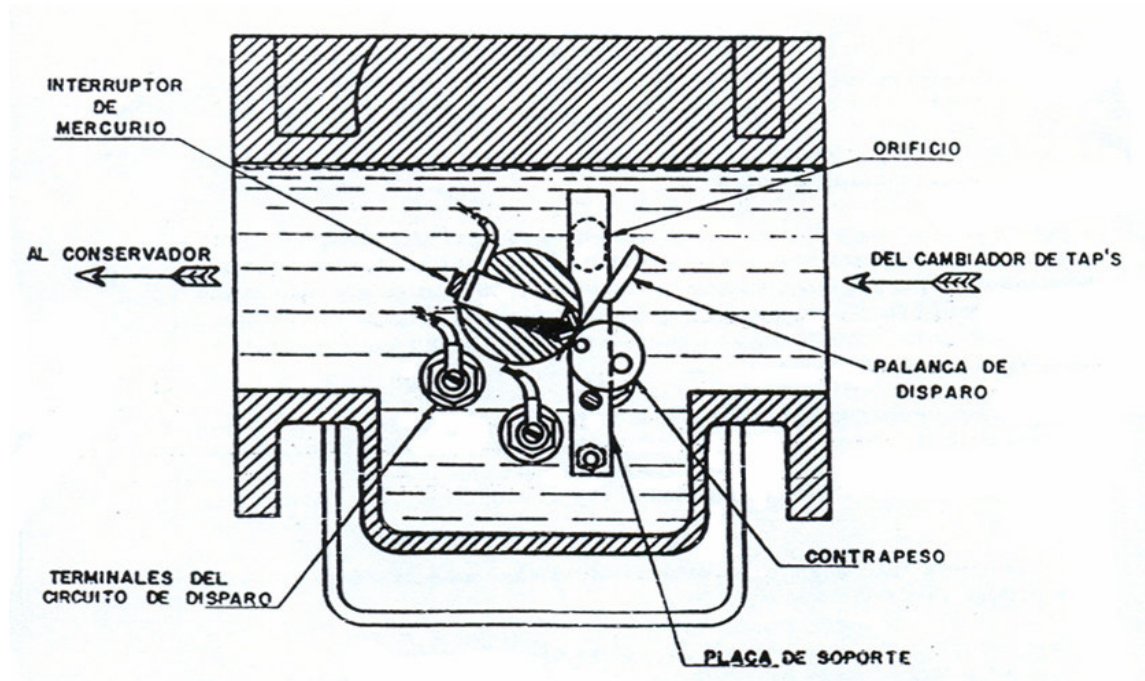
Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACION Centro de capacitación CELAYA

Su operación básicamente es detectar la cantidad de gas que se genera dentro del transformador, la cual es captado 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.

Cuando exista la 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 señalizará 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 de papel, los amarillos por deterioro de la madera y los negros y grises son provocados por la descomposición del aceite.

**Figura 20. Esquema de un relevador de flujo**



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

### **2.3.3 Relevador de flujo**

Generalmente este equipo es confundido con el rele Buchholz debido a su apariencia física y a la forma o lugar donde se instala, sin embargo los dos son relevadores de flujo, la diferencia esta en la forma en que operan ya que el Buchholz opera por flujo de gases o acumulación de los mismo en su interior, en cambio el relevador de flujo opera por el movimiento brusco de un liquido, en nuestro caso aceite dieléctrico aislante.

El relevador Buchholz se instala entre el tanque principal y el tanque conservador del transformador, en cambio el relevador de flujo se coloca entre el cambiador de derivaciones bajo carga y su tanque conservador. Dicho cambiador esta contenido dentro del transformador en un compartimiento especial y sus aceites no se mezclan. La explicación es la siguiente: En el cambiador de derivaciones al realizar conmutaciones por medio del ruptor se producen arcos pequeños y consecuentemente se generan gases, lo que ocasionaría que en caso de instalar un relevador Buchholz este operaria en forma errónea.

Está formado por una cámara donde se encuentra un interruptor de mercurio instalado en una placa, misma que tiene un orificio al centro, los pasamuros y los botones de prueba y reposición.

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

Para restablecer este relevador es necesario oprimir el botón que se encuentra dentro de su caja y que normalmente se identifica como OPERACIÓN ó RESTABLECER.

#### **2.3.4 Relevadores de presión súbita**

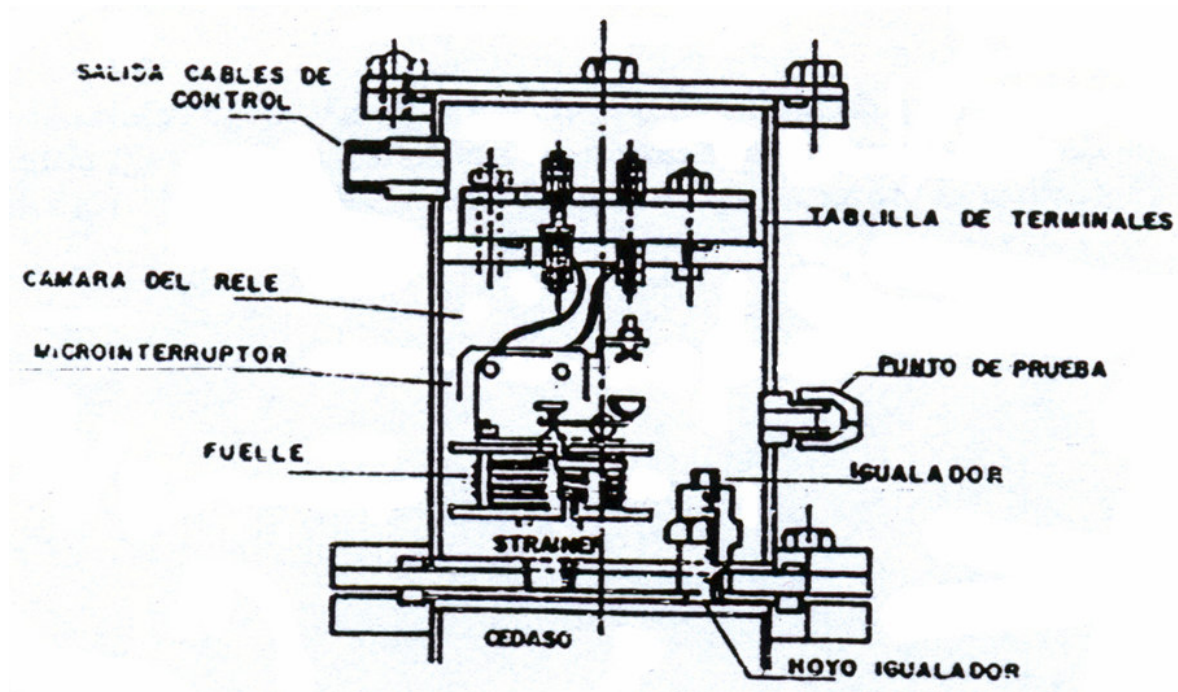
Los relevadores diferenciales son usados frecuentemente para detectar fallas en el aislamiento del transformador, pero cuando el transformador es de varios devanados o en transformadores de regulación, este puede operar erróneamente, por lo que se recurre a un dispositivo mecánico para asegurar una protección 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  $0.025 \text{ Kg/cm}^2$  y una velocidad de incremento de  $0.0055 \text{ kg/cm}^2/\text{seg}$ .

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 21. Relevador de presión súbita



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

Los relevadores pueden ser de dos tipos: el de tipo membrana y el de flujo de gases.

El relevador tipo membrana está dispuesto directamente sobre la cuba del transformador bajo carga, de esta manera se consigue captar los procesos directamente, este 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 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, 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.

### **2.3.5 Relevadores de sobre presión**

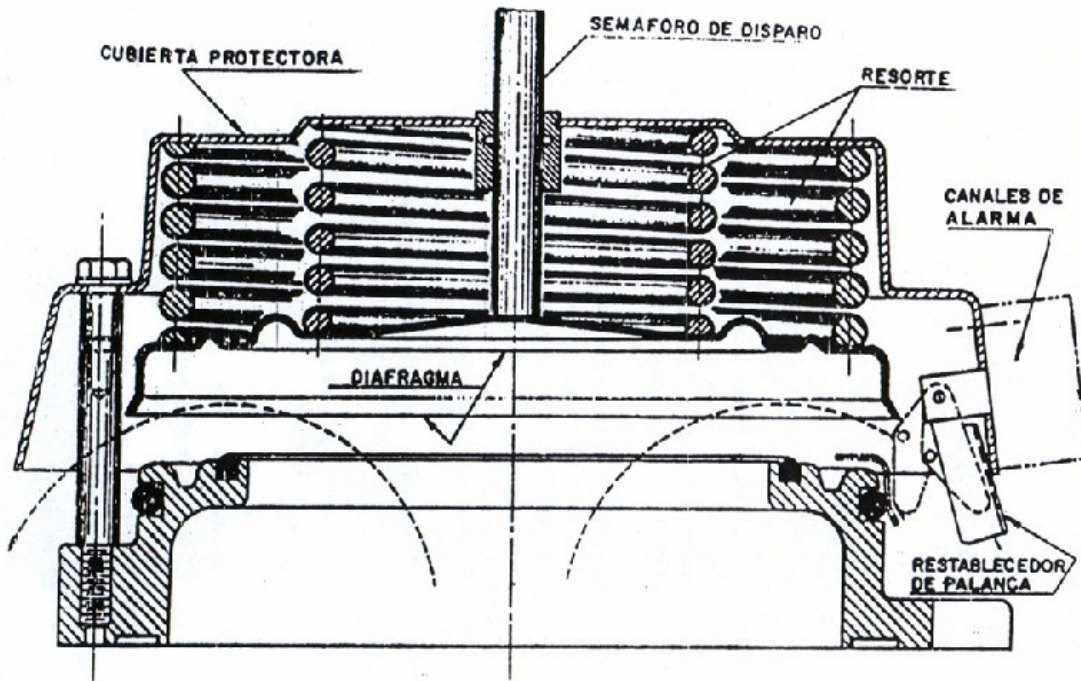
Los dispositivos de sobre presión protegen los elementos del transformador contra los esfuerzos mecánicos, que se producen al elevarse la presión del aceite de un transformador producto de una falla interna, o de la presión anormal de un transformador.

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, este 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/pulg<sup>2</sup> y cierren entre el rango de 3.5 y 5 lb/pulg<sup>2</sup>, 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 22.

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.

**Figura 22. Válvula de alivio de sobre presión**



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

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.

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 que es derramado en el momento de su operación, aislando el aceite derramado canalizándolo a su 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.

## **2.4 Mantenimiento de transformadores de Potencia**

De todos es conocido que el transformador es un equipo que relativamente no tiene partes en movimiento, requiere de poco mantenimiento y es de lo más confiable en ámbito del equipo eléctrico.

La política de mantenimiento esta basado sobre el mantenimiento Predictivo. Definiremos tres tipos principales de mantenimiento como lo son: Mantenimiento Predictivo, Mantenimiento Preventivo y Mantenimiento Correctivo.

La energía eléctrica es necesaria para muchos aspectos de la vida diaria, ninguna persona está exenta del uso de la energía eléctrica, de una forma u otra, ya sea en su domicilio o en el trabajo, equipos en funcionamiento, talleres, televisores, oficinas, quirófanos, etc. Esto nos lleva a la conclusión de que el servicio eléctrico debe ser continuo.

Hay que tomar en cuenta también que este servicio debe ser prestado en las mejores condiciones de calidad, y hoy en día, existen leyes y sistemas reguladores que velan por el cumplimiento de tales reglamentos por parte de las empresas del sector eléctrico, tanto en lo referido a la continuidad del servicio como a la calidad del mismo.

Los transformadores de potencia, encargados de transmitir la potencia de un sistema a otro con las características deseadas de voltaje y corriente, son un componente importante de los sistemas de potencia, además de ser los de mayor costo económico, y que la continuidad del servicio depende en gran parte de ellas; es necesario aplicar a este sistema una adecuada gestión de mantenimiento.

Esta gestión deberá observar al mantenimiento preventivo, englobando al mantenimiento predictivo, para revisar con cierta frecuencia el estado de los equipos, al mantenimiento correctivo para reparaciones o reemplazos preventivos, el cual deberá tener cierta planificación para intervenciones de emergencia, y al mantenimiento proactivo, para el análisis y revisión periódica de la gestión, y para la evolución del mantenimiento y sus procedimientos. Todo esto interrelacionado entre sí, conformando así al mantenimiento integrado

#### **2.4.1 Mantenimiento Predictivo**

Este tipo de mantenimiento tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimientos (preventivo y correctivo) para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Esto exige técnicas de revisión y pruebas más avanzadas para determinar con mejor certeza la condición del equipo y un control más riguroso para lograr la planeación correcta y efectuar las revisiones verdaderamente necesarias.

Entre las pruebas a realizar que contempla el mantenimiento predictivo tenemos:

- Cromatografía de gases
- Termografía infrarroja
- Detección y medición de descargas parciales y
- Pruebas físicas, químicas y eléctricas en aceites dieléctricos.

### **2.4.1.1 Cromatografía de gases**

La operación del transformador con falla puede dañarlo significativamente. En caso de falla, se puede deducir su tipo y su severidad, de acuerdo a la composición de los gases y de la velocidad a la que se están formando. Los análisis de muestras de aceite para determinar la cantidad y composición de gases disueltos son un medio para detectar fallas.

### **2.4.1.2 Análisis cromatográfico**

El análisis se hace en un cromatógrafo de gases con dos detectores de ionización de flama y conductividad térmica; el primero para detección de gases hidrocarburos y el segundo para el resto de los gases como Oxígeno, Nitrógeno, Hidrógeno, etc. El aparato traza una grafica de picos de acuerdo a la señal emitida por el detector para cada gas, y con un integrador electrónico para el cálculo preciso del área de los picos.

### **2.4.1.3 ¿Cuándo se debe hacer un análisis cromatográfico?**

- El muestreo inicial para análisis cromatografico, se debe efectuar cuando aparezca la primera sospecha de operación incorrecta del equipo.
- De acuerdo al resultado del análisis se indicara la frecuencia con la cual debe ser analizado el aceite del transformador en cuestión.
- Una velocidad de aumento en la generación de gases combustibles de aproximadamente 100 ppm. o más durante un periodo de 24 Hrs. En base continua de carga relativamente constante, indica una condición de deterioro y debe decidirse respecto sí continua o no en operación el transformador.

- Para equipos de 240 KV, o más es conveniente el muestreo una vez por año en condiciones de operación normales; y las veces que sea necesario cuando se presenten anormalidades.
- El muestreo posterior será tomando en cuenta la cantidad de gases combustibles en ppm. de acuerdo con lo siguiente:
  - 600 ppm. analizar dentro de un año.
  - 600 – 1500 ppm. analizar dentro de los seis meses siguientes para establecer la tendencia de aumento.
  - 1501 – 2500 ppm. analizar dentro de los dos meses siguientes.
  - 2501 ppm. cuando menos una semana.

Los ingenieros que tienen a su cargo la operación y mantenimiento de los transformadores de potencia, deben interpretar como operación incorrecta cualquiera de los siguientes eventos:

- 1) Operación del rele Buchholz.
- 2) Operación de cualquiera de las protecciones eléctricas primaria de respaldo.
- 3) Alta temperatura.

#### **2.4.2 Mantenimiento preventivo**

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, al mismo tiempo que prolongar los tiempos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo.

En general logra su objetivo, pero actualmente se considera que los costos de este tipo de mantenimiento son relativamente elevados.

Las pruebas a realizar que están incluidas dentro del mantenimiento preventivo tenemos:

- Pruebas de resistencia de aislamiento en transformadores de potencia
- Medición de pérdidas dieléctricas
- Pruebas de corriente de excitación en transformadores
- Pruebas de boquillas, y otras pruebas generales como,
- Pruebas de relación de transformación y polaridad en transformadores de potencia
- Medición de impedancia de corto circuito en transformadores de potencia.

#### **2.4.2.1 Resistencia de aislamiento**

Se define como la resistencia en megohms que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo, como referencia se utilizan los valores 1-10 min.

A la corriente resultante de la aplicación del voltaje de corriente directa de un aislamiento, se le denomina corriente de aislamiento y consiste de dos componentes principales:

- a) La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento
- b) La corriente que fluye sobre la superficie del aislamiento y que se conoce como corriente de fuga. Esta corriente al igual que la de conducción, permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones de un aislamiento.



La resistencia varia directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo, cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

A la curva obtenida cuando se grafican valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se le denomina curva de absorción dieléctrica y su pendiente indica el grado relativo de secado o suciedad de aislamiento. Si el aislamiento está húmedo o sucio se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y se obtendrá una curva con baja pendiente.

### **2.4.3 Mantenimiento correctivo**

Es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que todo el trabajo es hecho sobre una base de emergencia la cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra en excesivas interrupciones.

- Secado de aislamiento
- Medición de humedad residual en aislamientos sólidos de transformadores de potencia
- Equipo para desgasificación y deshidratación de aceite aislante
- Tratamiento de aceite aislante en planta
- Tratamiento de aceite aislante en campo
- Llenado final de aceite de transformadores de potencia.

### **2.4.3.1 Secado de aislamiento**

El objetivo de secar un transformador es eliminar del embobinado y del núcleo la humedad y los gases que hayan podido quedar dentro de los mismos, y de esa manera dejarlos dentro de límites aceptables para la operación confiable del transformador.

Para eliminar el agua presente en los aislamientos, es necesario transformarla en vapor y expulsarla a la atmósfera, lo anterior se puede lograr con calor, aumentando la temperatura hasta el punto de ebullición del agua o disminuir la presión atmosférica hasta el punto de lograr la ebullición de la misma, a temperatura ambiente.

Puesto que la humedad presente en los aislamientos, afecta significativamente las características dieléctricas de los mismos, es necesario determinar los límites máximos permisibles, de acuerdo con los niveles de voltaje de los transformadores.

- Para transformadores de nivel de voltaje de 69 KV y menores se deberá alcanzar una humedad residual de 0.5%.
- Para transformadores de nivel de voltaje de 115 KV y hasta 161 KV, se deberá alcanzar una humedad residual de 0.4%.
- Para transformadores de nivel de voltaje de 230 KV y 400 KV, se deberá alcanzar una humedad residual de 0.3%.

La información presentada tiene un único objetivo: un largo e ininterrumpido servicio del transformador.

El personal de operación es siempre el más importante factor para asegurar que cualquier mantenimiento predictivo y preventivo resulte exitoso. Hablar resulta de poco valor. Las acciones deben prevalecer. Se deben realizar serias consideraciones para alcanzar un sistema de mantenimiento por encima del nivel de "Lo arreglaremos cuando se dañe". Este es un pensamiento arcaico y la experiencia ha mostrado que cuanto mejor es el programa de mantenimiento preventivo utilizado, se tendrá mejor éxito.

### **3 TIPOS DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES**

Como mencionamos en el capítulo 1, el transformador es una máquina que puede operar un promedio de 40 años, la norma ANSI considera que la vida de los transformadores es de 20 a 25 años, sin embargo, el índice de falla en condiciones ideales es de casi 15 años. 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.

#### **3.1 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.

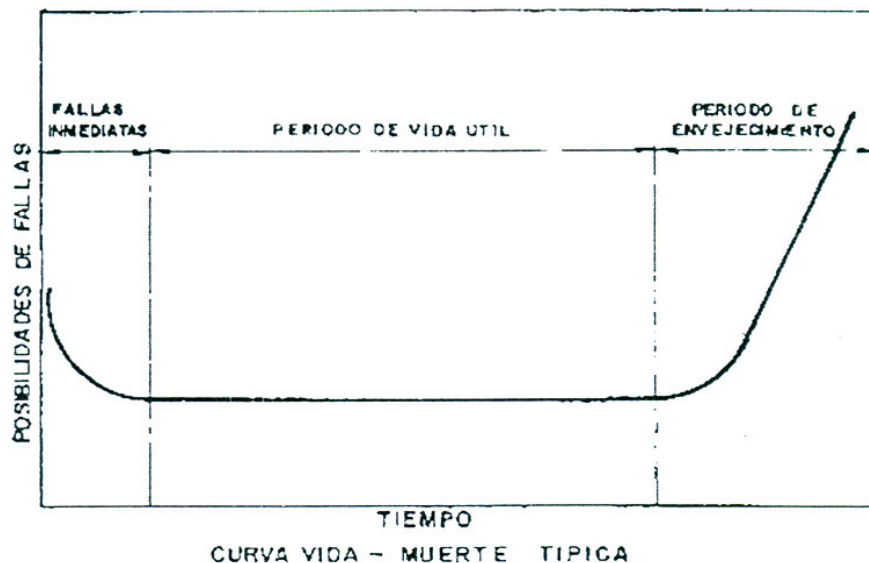
Las descargas atmosféricas, sobreexcitación, maniobras del sistema, resonancia en devanados, corto circuitos entre vueltas, capas y bobinas, descargas parciales, perforación del aislamiento, cargas estáticas en el aceite y arcos, son todas las maneras cómo se originan las fallas eléctricas en los transformadores.

### 3.1.1 Factores y causas que producen falla en los 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. 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 ejemplos los transformadores de corriente y de tensión, aisladores pasantes.

**Figura 23. 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 GENERACION Centro de capacitación CELAYA.

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 figura 23.

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.

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 ha sufrido fuego, la causa fue problemas internos de los embobinados, 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 tierras de cables energizados.

La mayoría de las roturas en los transformadores responden a cortocircuitos, que se pueden ocasionar por diversos motivos: cables que se cortan o que se tocan entre sí, ramas de árboles que entran en contacto con las líneas, tormentas de viento que producen caídas de postes, descargas atmosféricas que rompen el aislamiento del sistema o del propio transformador, etc.

Para evitar o minimizar estas roturas existen protecciones en el sistema compuestas por dispositivos más o menos sofisticados; siendo los fusibles uno de los más conocidos por los usuarios. La situación ideal sería que los equipos no se quemaran o dañaran en esos casos sino que fueran protegidos por su sistema de protección. Para diseñar un eficiente sistema de protecciones, es necesario conocer cuales son las características Standard de funcionamiento establecidas por el fabricante.

Cuando se quema un transformador normalmente hay dos causas bien identificadas: o falló el equipo de protección o el transformador no cumplía con los requisitos de calidad normalizados.

### **3.1.2 Fallas encontradas en transformadores de potencia por su aplicación**

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 reporto una edad de falla de 9.4 años, en 1985 el promedio subió a 11.4 años, ahora se reportan 14.9 años.

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, motivo por el cual podemos dividir las fallas, en fallas internas y externas.

## **3.2 Fallas internas**

Son aquellas fallas producidas por factores internos del propio transformador entre las cuales podemos mencionar: humedad, pérdidas en alta resistencia en conexiones, deficiencias de construcción de fabricación, explosión, mantenimiento inadecuado, problemas de aislamiento. Estas causas las describiremos con mayor detalle.

### **3.2.1 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 como 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.

### **3.2.2 Humedad**

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.

### **3.2.2.1 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, aun 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 del 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 de 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, en tanto que agua disuelta tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica.

### **3.2.3 Pérdidas, alta resistencia en conexiones**

Conectores flojos, los cuales están caracterizados por mal ensamble en fábrica y el mal mantenimiento en el lugar.

### **3.2.4 Deficiencias de construcción de fabricación**

Entre las condiciones halladas se encuentran 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.

### **3.2.5 Explosión**

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.

### **3.2.6 Problemas de aislamiento**

Son las fallas en el aislamiento, sin evidencias de que 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.

### **3.2.7 Mantenimiento inadecuado**

Incluye casos de poco o nada de mantenimiento realizado teniendo impacto en falla, desconexiones por desajuste de equipos, pérdidas de anticongelante, acumulación de suciedad, grasa, aceite y corrosión.

### **3.3 Fallas externas**

Son todos aquellos factores o causas externas los cuales pueden provocar un daño en la operación del transformador, estos daños externos a su vez provocan daños internos de forma directa, entre los daños externos podemos encontrar: Disturbios eléctricos, rayos, sobrecargas, sabotaje.

#### **3.3.1 Disturbios eléctricos**

Picos de voltaje, fallas de línea por arcos flashover, fallas en los cambiadores de taps, cortos en la línea y anomalías encontradas en transporte y distribución.

#### **3.3.2 Rayos**

Rayos cercanos identificados y confirmados como causa de falla, los que no pueden ser confirmados o identificados pertenecen a la primera categoría, es decir a los disturbios eléctricos.

#### **3.3.3 Sobrecargas**

Substanciales sobrecargas con valores por arriba de su capacidad de placa, producidos por grandes periodos de tiempo.

#### **3.3.4 Sabotaje**

La mayoría de los sabotajes representan fugas causadas por disparos de tanque.

### **3.3.5 Daño provocado en los transformados de potencia en condiciones de un corto circuito**

Cuando los transformadores de potencia son sujetos a corto circuitos muy grandes, se dañan por esfuerzos electromecánicos que ocasionan dichas corrientes dentro del transformador. Por aparte cuando las corrientes de corto circuito que fluyen por el transformador son moderadas, las fuerzas electromecánicas que se desarrollan no son tan grandes cómo 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 cuales los transformadores dependiendo de la magnitud de la corriente de corto circuito que circula por ellos, estas dos áreas son las denominadas cómo daño mecánico y térmico.

#### **3.3.5.1 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 eran de 100 a 625 veces los de carga nominal.

### **3.3.5.2 Daño Térmico**

Es el ocasionado por corrientes menores de 50% del valor de la corriente de falla máxima. Dependiendo de la magnitud de la temperatura alcanzado en un corto circuito dado en repetidas ocasiones, se pueden tener efectos a 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.

### **3.3.6 Esfuerzos electromecánicos encontrados en los embobinados en un corto circuito**

Para comprender los esfuerzos a que esta sometido el transformador en el momento de una falla, descubriremos 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 circularan en sentidos opuestos, estos experimentarán un esfuerzo de repulsión entre ambos, es decir esfuerzos tipo radial, ver detalle figura 24.

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.

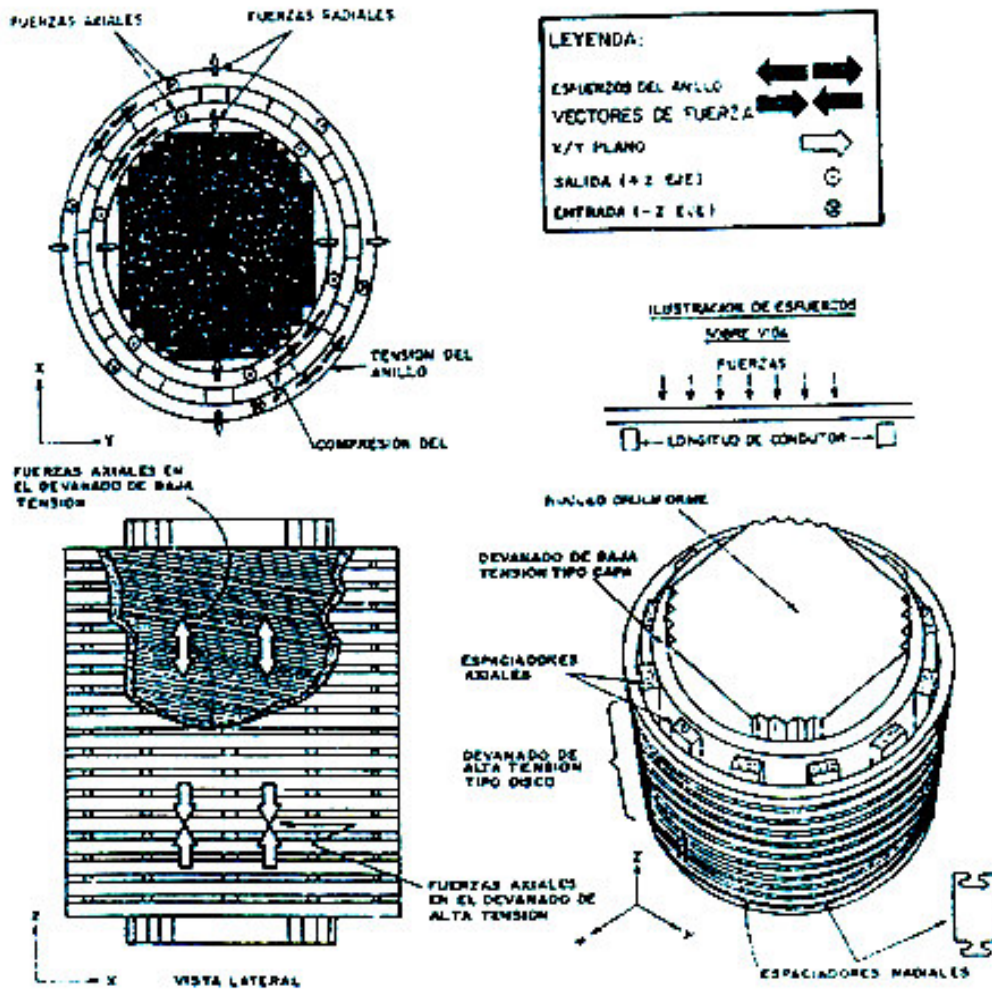
Para el caso que este transformador tuviera una conexión con polaridad aditiva, los esfuerzos mecánicos serían opuestos y los devanados tenderían a juntarse. Como los conductores son recorridos por corrientes del mismo sentido estos se atraen. Lo mismo ocurre entre espiras de una capa y estas a su vez 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 falla. El espesor del sistema de aislamiento, la rigidez del sistema de sujeción del devanado, la firmeza de los conductores y la elasticidad de la masa de la bobina, juega un papel determinante en la respuesta del devanado a los esfuerzos electromagnéticos.

### **3.3.7 Tipos de fallas encontrados en los devanados de transformadores con núcleo tipo columnas.**

En base a lo observado en la figura 24 y 25, las fallas producidas por los esfuerzos electromagnéticos en los devanados tipo columnas son las siguientes:

Figura 24. Fuerzas electromecánicas encontradas en un transformador tipo columnas, en condiciones de falla

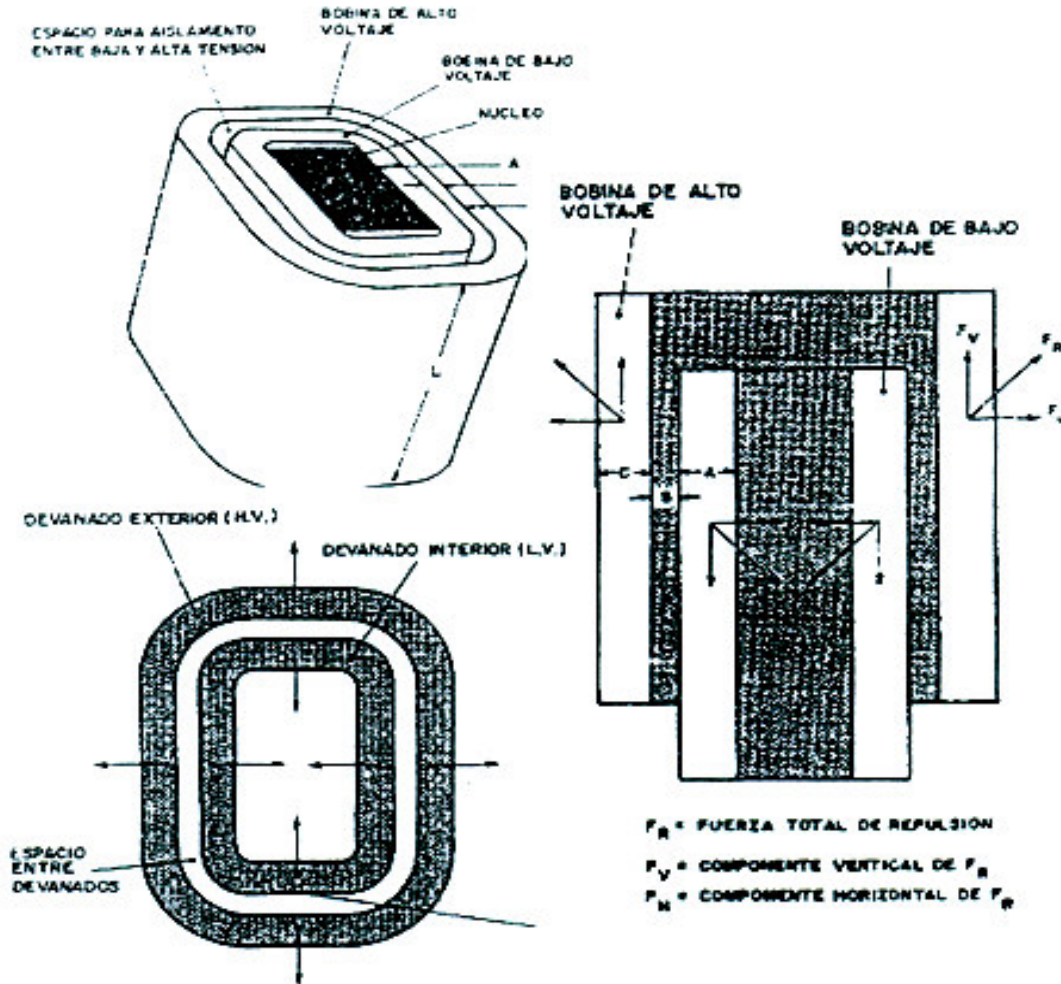


Tomado de Operación y mantenimiento de Transformadores de potencia, Comisión federal de electricidad CCT-A012-T. SUBDIRECCION DE GENERACION Centro de capacitación CELAYA.

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



**Figura 25. 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 GENERACION Centro de capacitación CELAYA.

- 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 o 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 están 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 o 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.

La inestabilidad axial de un devanado podría resultar de una falla de tensión radial, de la falla por compresión radial o 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.

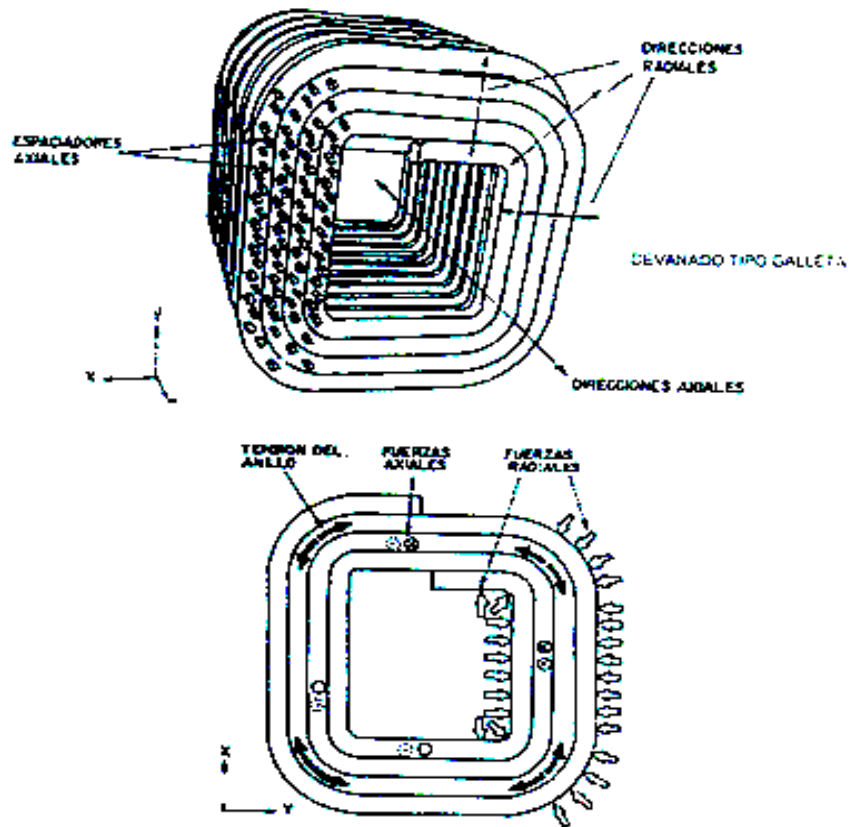
- f) Falla en las terminales del devanado: Esta falla es presentada como resultado de la combinación de esfuerzos axiales y radiales experimentados en los devanados. Estas fuerzas resultantes tienden a inclinar las vueltas exteriores y doblar las terminales interiores alrededor de la pierna del núcleo.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

### **3.3.8 Tipos de falla encontrados en devanados de transformadores con núcleo tipo acorazado.**

En la figura 26, 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 axial, las cuales describiremos 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 26. 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 GENERACION 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 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 como también a las vigas “T” que sirven de soporte a la bobina.

### **3.4 Sistemas de detección de incendios**

El concepto de la seguridad contra incendios se fundamenta en cuatro ítems: “productos de protección contra incendios”, “productos resistentes al fuego”, “productos de supresión de incendios” y “sistemas de alarmas y señalización”.

Las medidas preventivas, descritas arriba, combinadas con los esfuerzos de lucha contra incendios de los equipos de bomberos a través del uso de sistemas de extinción y otros equipamientos de seguridad, controlan eficientemente la propagación del fuego y minimizan las pérdidas de vidas y de nuestros equipos.

Se deberán adoptar los materiales y los dispositivos de protección que eviten en la medida de lo posible la aparición o la propagación de incendios en nuestro transformador teniendo en cuenta:

1. La propagación de incendio a otras partes de la instalación.
2. La posibilidad de propagación del incendio al exterior de la instalación por lo que respeta a daños a terceros.
3. La gravedad de las consecuencias debidas a los posibles cortes de servicio.

Los riesgos de incendio se particularizan principalmente en los transformadores o reactancias aislados con líquidos combustibles, en los que tomaran una o varias de las siguientes medidas:

- a) Dispositivos de protección rápida que corten la alimentación de todos los arrollamientos del transformador. No es necesario el corte en aquellos arrollamientos que no tengan posibilidad de alimentación de energía eléctrica.
- b) La construcción de fosas colectoras del líquido aislante, estas cubas o fosas colectoras (salvo en las zonas de captación de aguas o de aguas protegidas) no es necesario que se dimensionen para la totalidad de líquido aislante del transformador e incluso pueden eliminarse cuando la tierra contaminada pueda retirarse y el líquido aislante no pueda derramarse en cauces superficiales o subterráneos o canalizaciones de abastecimiento de aguas o de evacuación de aguas residuales. En cualquier caso cuando el transformador contenga menos de 1000 litros de líquido aislante, la fosa podrá suprimirse.

- c) Elección de distancias suficientes para evitar que el fuego se propague a instalaciones próximas a proteger, o colocación de paredes cortafuegos.
  
- d) Instalación de dispositivos de extinción apropiados, cuando las consecuencias del incendio puedan preverse como particularmente graves tales como proximidad de los transformadores a inmuebles habitados, por ejemplo. Los extintores móviles o portátiles, si existen, estarán situados de forma racional, según dimensiones y disposición del recinto que alberga la instalación y sus accesos.

#### **3.4.1 Detección**

Los detectores deben localizarse para una pronta respuesta a un incendio, o una liberación de gas inflamable u otra condición de diseño. El sistema de detección debe ser capaz de detectar un incendio hasta la altura del más alto nivel de equipo protegido.

Los detectores deben localizarse de modo que ninguna parte del riesgo que esta siendo protegido se extienda más allá del límite de la línea perimetral de detectores.

Uno o más detectores deben ubicarse tan cerca como sea físicamente posible de fuentes probables de ignición. Su ubicación debe dar cubrimiento completo para el punto(s) de ignición probable y no ser bloqueados por pantallas, equipos o personas. También deben ubicarse detectores para proveer cubrimiento general para el área ocupada por el personal de operación, incluidas las rutas de salida y otras posibles fuentes de ignición dentro del espacio.

Los dispositivos sensores deben ser:

1. Con características de respuesta:
  - a) Dispositivos sensores de energía radiante capaces de captar las emisiones de longitud de onda esperada de los materiales en combustión
  - b) Podrán usarse otros tipos de dispositivos sensores que tengan características de respuesta equivalentes.
2. Protegidos del daño físico;
3. Adecuados para la clasificación eléctrica del área donde son instalados;
4. Accesibles para pruebas, limpieza y mantenimiento, y
5. A propósito y ajustados para minimizar falsas activaciones.

### **3.4.2 Tipos de detectores**

Los detectores son los elementos que detectan el fuego a través de alguno de los fenómenos que le acompañan: gases, humos, temperaturas o radiación UV, visible o infrarroja, o cualquier combinación de estos factores. Según el fenómeno que detectan se denominan:

1. Detector de gases de combustión iónico (humos visibles o invisibles).
2. Detector óptico de humos (humos visibles).
3. Detector de temperatura:
  - Fija.
  - Termovelocimétrico.
4. Detector de radiaciones:
  - Ultravioleta.
  - Infrarroja (llama).



Los detectores estarán situados de modo que funcionen con una eficacia óptima. Se evitará colocarlos próximos a travesaños o conductos de ventilación o en otros puntos en que la circulación del aire pueda influir desfavorablemente en su eficacia o donde estén expuestos a recibir golpes o a sufrir daños.

Como los fenómenos detectados aparecen sucesivamente después de iniciado un incendio, la detección de un detector de gases o humos es más rápida que la de un detector de temperatura (que precisa que el fuego haya tomado un cierto incremento antes de detectarlo), se debe tener en cuenta las características de operación de cada detector.

#### **3.4.2.1 Detector de gases de combustión o iónicos**

Detectan gases de combustión, es decir, humos visibles o invisibles. Se llaman iónicos o de ionización por poseer dos cámaras, ionizadas por un elemento radiactivo, una de medida y otra estanca o cámara patrón. Una pequeñísima corriente de iones de oxígeno y nitrógeno se establece en ambas cámaras. Cuando los gases de combustión modifican la corriente de la cámara de medida se establece una variación de tensión entre cámaras que convenientemente amplificada da la señal de alarma.

Como efectos perturbadores hay que señalar:

- Humos no procedentes de incendio (tubos de escape de motores de combustión, calderas, cocinas, etc.).
- Las soluciones a probar son: cambio de ubicación, retardo y aviso por doble detección.
- Corrientes de aire de velocidad superior a 0.5 m/seg. Se soluciona con paravientos.

Su sensibilidad puede regularse.

### **3.4.2.2 Detector de Humo**

Se activan con las partículas visibles e invisibles de la combustión. Por eso también se les denomina detectores de productos de combustión. Estos dispositivos detectan los incendios antes que se presenten grandes llamas y calores intensos y generalmente mucho antes de que los gases letales del incendio produzcan víctimas. Generalmente estos detectores cuentan con su propia fuente de poder, ya sea conectado a la corriente de un sistema de alarma o baterías. Existen tres tipos de detectores de humo: ionización, fotoeléctricos y de ionización fotoeléctrica.

Los detectores de ionización usan una pequeña cantidad de material radiactivo el cual permite una carga eléctrica a través del aire, la cual se ve interferida con el humo y se activa la alarma.

Los detectores fotoeléctricos funcionan con un emisor de luz y un receptor de luz, y cuando el humo reduce la intensidad de la luz se activa la alarma. Este tipo de detector es mejor para incendios sin llamas, mientras el de ionización detecta mejor un incendio con llamas.

Los detectores de humo no se deberán instalar en zonas donde la temperatura ambiente normal pueda llegar a sobrepasar los 38° C o bajar de 0°C a menos que hayan sido verificados para instalación a temperaturas superiores o inferiores. En la instalación se tendrá en cuenta las fuentes normales que puedan producir humo, tales como procesos de fabricación, de forma que se puedan evitar posibles falsas alarmas. La selección e instalación de detectores de humo tendrá en consideración las características de diseño del detector y la zona en que se va a instalar, de forma que se eviten falsas alarmas o el no funcionamiento después de su instalación.

### 3.4.2.3 Detector de temperatura

El efecto a detectar es la temperatura, también se le conoce como térmicos, hay dos tipos básicos:

- De temperatura fija (o de máxima temperatura).
- Termovelocimétrico.

Los de temperatura fija que son los más antiguos detectores y actúan cuando se alcanza una determinada temperatura. Se basan en la deformación de un bimetalo o en la fusión de una aleación (caso de los sprinklers). Modernamente en la f.e.m. de pares termoeléctricos, que constituye realmente un nuevo tipo de detectores.

Los termovelocimétricos miden la velocidad de crecimiento de la temperatura. Normalmente se regula su sensibilidad a unos  $10^{\circ}\text{C}/\text{min}$ . Se basan en fenómenos diversos como dilatación de una varilla metálica, etc. Comparan el calentamiento de una zona sin inercia térmica con otra zona del detector provista de una inercia térmica determinada (que permite modificar la sensibilidad del detector).

Actualmente es raro encontrar instalaciones un poco grandes protegidas por detectores de temperatura fija. Se prefiere utilizar detectores termovelocimétricos que incluyen un dispositivo de detección por temperatura fija. Sus efectos perturbadores son la elevación de temperatura no procedente de incendio (calefacción, cubiertas no aisladas, etc.). Las soluciones son difíciles.

#### **3.4.2.4 Detector de llamas**

Detectan las radiaciones infrarrojas o ultravioletas (según tipos) que acompañan a las llamas. Contienen filtros ópticos, célula captadora y equipo electrónico que amplifica las señales. Son de construcción muy complicada. Requieren mantenimiento similar a los ópticos de humos.

Los efectos perturbadores son radiaciones de cualquier tipo: Sol, cuerpos incandescentes, soldadura, etc. Se limitan a base de filtros, reduciendo la sensibilidad de la célula y mediante mecanismos retardadores de la alarma para evitar alarmas ante radiaciones de corta duración.

#### **3.4.2.5 Panel de control**

El panel de control debe localizarse en un área protegida de daño físico y de energía electromagnética emitida desde otros dispositivos eléctricos que pueden inducir falsas activaciones. Los encerramientos del panel de control deben clasificarse por el medio ambiental donde están localizados.

El alambrado debe cumplir con los requerimientos siguientes:

1. Los circuitos entre dispositivos de iniciación o activación y sus controladores deben ser blindados.
2. Todo el alambrado entre dispositivos de iniciación o activación y el panel de control debe ser continuo, sin empalmes.

Se debe probar el desempeño del sistema para verificar el criterio sobre tiempo de respuesta no mayor de 100 milisegundos se cumpla y que cada boquilla o aspersor provee el cubrimiento y la tasa de flujo correcto.

Los sistemas que no están en uso no requieren la prueba periódica, estos debe probarse cuando regresen al servicio. Los registros de las pruebas deben mantenerse en los archivos de la instalación.

### **3.4.3 Alarma**

Una unidad de alarma incluye un dispositivo mecánico, eléctrico, corneta, campana, parlante, o sirena que pueda provocar una señal auditiva. Los dispositivos eléctricos de alarma usados para ambientes exteriores deben ser listados para este propósito.

El fin principal de un sistema de alarma es notificar a los ocupantes de la planta para que evacuen y para dar aviso a los bomberos sobre el incendio. El sistema de alarma generalmente se activa con los detectores de humo y estaciones manuales de activación. El sistema de alarma generalmente activa los “sistemas de combate contra incendios.”

Los aparatos de alarma debe ubicarse e instalarse de modo que todas sus partes sean accesibles para inspección, remoción, reparación y deben soportarse adecuadamente.

Adicionalmente a aquellas condiciones que requieran señales de alarma para de detección de sistemas contra incendios, existen otras condiciones para las cuales tales alarmas podrán recomendarse para el buen operar del sistema si fuese por medio de agua la forma de extinción, dependiendo de las condiciones locales.

Algunas de estas condiciones supervisadas de alarma son:

1. Descarga de la válvula de alivio
2. medidor de flujo en “encendido”, desviando la bomba,
3. nivel de agua en el suministro de succión debajo de lo normal,
4. nivel de agua en el suministro de succión cercano al agotamiento de la reserva.

Tales alarmas adicionales al sistema de detección de fuego, pueden incorporarse en conjunto con estas alarmas, o pueden ser ubicadas en un controlador para que de señal de forma independiente.

#### **3.4.4 Tiempo de respuesta**

El sistema de detección debe diseñarse para iniciar la activación de la válvula de disparo o descarga del sistema sin demoras innecesarias.

Algunos circuitos de detección pueden ser deliberadamente desensibilizados en orden de hacer caso omiso de condiciones ambientales inusuales que pueden causar falsos disparos.

Aunque no es un aspecto que pueda ser diseñado antes de la operación, la meta para el tiempo de respuesta del sistema de detección es generalmente 40 segundos, desde la iniciación de la exposición hasta la activación de la válvula del sistema.

### **3.4.5 Pruebas periódicas y posteriores a una alarma**

Todos los detectores independientemente de su función se deberán probar al menos una vez al semestre.

Todos los detectores serán puestos en condiciones de servicio lo antes posible después de cada prueba o alarma y se mantendrán en condiciones normales de funcionamiento.

Los detectores que requieran rearme o reposición se deberán rearmar o reponer, lo antes posible después de cada prueba o alarma. Todos los detectores que han estado expuestos a un incendio se deberán probar.

#### **1.2 3.4.5.1 Limpieza y mantenimiento de detectores**

Los detectores necesitan una limpieza periódica para quitar el polvo y suciedad acumulada. La frecuencia de esta operación dependerá del tipo de detector y de las condiciones ambientales. Para cada tipo de detector, la limpieza, verificación, funcionamiento y ajuste de la sensibilidad se deberá hacer sólo después de consultar las instrucciones del fabricante.

La instalación de detectores se deberá probar en su lugar de operación, según las instrucciones del fabricante.

Se deberá determinar la sensibilidad de los detectores y en caso de estar fuera del campo aprobado se reemplazará. Si el detector es regulable, se ajustará a la sensibilidad aceptada o se cambiará por otro.

### 3.4.6 Pulsadores manuales

Las instalaciones fijas de detección de incendios permiten la detección y localización automática del incendio, así como la puesta en marcha automática de aquellas secuencias del plan de alarma incorporadas a la central de detección.

En general, la rapidez de detección automática es superior a la detección por vigilante, si bien caben las detecciones equívocas. Normalmente la central está supervisada por un vigilante u operador en un puesto de control, generalmente denominada sala de mando, si bien puede programarse el sistema para actuar automáticamente si el sistema no actúa de forma inmediata el vigilante u operador debe accionar el sistema de protección de forma manual.

El sistema debe poseer seguridad de funcionamiento, pero si este no entrara en operación, como el sistema da señal acústica de alarma dirigida al vigilante del puesto de control de aviso de detección éste deberá operar de una forma manual el sistema ya que la secuencia es que después de detectores automáticos son los pulsadores manuales.

Se muestra un esquema genérico de una instalación automática de detección y de una posible secuencia funcional para la misma. Sus componentes principales son:

- Detectores automáticos.
- Pulsadores manuales.
- Central de señalización y mando a distancia.
- Líneas.
- Aparatos auxiliares: alarma general, teléfono directo a bomberos, accionamiento sistemas extinción, etc.



### **3.4.7 Señalización**

El equipo de control y señalización estará provisto de señales ópticas y acústicas para el control de cada una de las zonas en que se haya dividido el área que queremos proteger, en este caso el transformador así como también la subestación.

Estará situado en lugar fácilmente accesible y de forma que sus señales puedan ser percibidas permanentemente. Cuando se prevea que la vigilancia no será permanente se dispondrá un sistema de transmisión de sus señales al servicio de extinción de Incendios más próximo a personas responsables en la sala de control o a la fachada del edificio.

El equipo de control y señalización será objeto de la puesta en acción de sus dispositivos de prueba, comprobando el encendido de todos los pilotos y el funcionamiento de las señales acústicas.

La señalización juega un papel muy importante ya que una correcta ubicación de estas señales así como el despliegue de pilotos y señales acústicas tanto en la planta de transformación o generación así como el sistema de detección ubicado en la sala de mando para que el vigilante u operador lo detecte, nos ayudaran a evitar un fatal incidente. Entre las señalizaciones tenemos: salidas de evacuación, luces de emergencia, ubicación de extintores.

Aquí se establecen los colores convencionales para señalar peligros físicos, indicar la localización de equipos de protección personal, identificar equipos contra incendio, y otras clases de equipo de protección, así como para avisar, señales y marcas especiales de identificación. Asimismo, se establece el uso de colores para la señalización de peligros físicos y para la identificación de ciertos equipos.

El color rojo es el color básico para denotar PELIGRO o para indicar un paro inmediato. Los equipos contra incendio se pintan de rojo para su fácil identificación.

Letreros de Peligro: estos letreros se deben pintar de rojo y utilizarse únicamente para identificar o dar aviso sobre peligros específicos

Luces: se deben utilizar luces de color rojo para la noche o durante períodos de poca visibilidad para avisar de peligros.

#### **3.4.8 Sistemas de detección, alarma y extinción de incendios**

En los sectores de incendio que contengan elementos importantes para la seguridad, los componentes de mayor probabilidad de falla de los sistemas de detección y extinción de incendios deben tener la redundancia suficiente para asegurar su funcionamiento.

Los sistemas de detección y extinción de incendios deben protegerse contra posibles roturas, ya sea debido a movimientos sísmicos o a eventuales golpes. Los sistemas de detección de incendios deben tener capacidad y funcionalidad apropiadas para dar la alarma temprana.

Los equipos automáticos de extinción de incendios podrán poseer un dispositivo manual de retardo y/o corte que permita al operador evaluar las consecuencias de la descarga del agente extintor.

Los sistemas de extinción de incendios deben diseñarse y ubicarse de manera que sus fallas o su accionamiento indebido o accidental, no afecten la capacidad funcional de los elementos de importancia para la seguridad.

En los sectores de incendio que contengan elementos importantes para la seguridad y en los sectores de incendio con alto riesgo de originar incendios, se deben instalar sistemas de detección y alarma de incendios.

Los sistemas de detección de incendios deben cumplir como mínimo, los siguientes requisitos:

- a) Dar aviso del incendio, identificar el área de ocurrencia, dar señal de falla e indicar circuitos fuera de servicio.
- b) Operar en caso de siniestro las aberturas y los dispositivos de clapetas de los conductos de los sistemas de ventilación y/o poner en funcionamiento los dispositivos automáticos de extinción de incendios donde ello fuera requerido.

El accionamiento de los sistemas de extinción de incendios debe realizarse mediante la señal proveniente de dos detectores de distintos circuitos, como mínimo, a efectos de evitar disparos por señales falsas.

La alimentación eléctrica de todo el sistema debe ser redundante y separada físicamente, para garantizar su operación segura.

## 4 SISTEMAS OPERATIVOS CONTRA INCENDIOS

Se entiende por detección de incendios el hecho de descubrir y avisar que hay un incendio en un determinado lugar. Las características últimas que deben valorar cualquier sistema de detección en su conjunto son la **rapidez** y la **fiabilidad** en la detección. De la rapidez dependerá la demora en la puesta en marcha del plan de emergencia y por tanto sus posibilidades de éxito; la fiabilidad es imprescindible para evitar que las falsas alarmas quiten credibilidad y confianza al sistema, lo que desembocaría en una pérdida de rapidez en la puesta en marcha del plan de emergencia.

### 4.1 Sistemas de detección de incendios, elección

La detección de un incendio se puede realizar por:

- Detección humana.
- Una instalación de detección automática.
- Sistemas mixtos.

La elección del sistema de detección viene condicionada por:

- Las pérdidas humanas o materiales en juego.
- La posibilidad de vigilancia constante y total por personas.
- La rapidez requerida.
- La fiabilidad requerida.
- Su coherencia con el resto del plan de emergencia.
- Su costo económico, etc.

Hay ocasiones en que los factores de decisión se limitan: por ejemplo, en un lugar donde raramente entran personas, o un lugar inaccesible, la detección humana queda descartada y por tanto la decisión queda limitada a instalar detección automática o no disponer de detección.

#### **4.1.1 Detección humana**

La detección queda confiada a las personas. Durante el día, si hay presencia continuada de personas en densidad suficiente y en las distintas áreas, la detección rápida del incendio queda asegurada en todas las zonas o áreas visibles (no así en zonas "escondidas"). Durante la noche la tarea de detección se confía al servicio de vigilante(s) mediante rondas estratégicas cada cierto tiempo. Salvado que el vigilante es persona de confianza, debe supervisarse necesariamente su labor de vigilancia (detección). Este control se efectúa, por ejemplo, obligando a fichar cada cierto tiempo en su reloj, cuya llave de accionamiento está situada en puntos clave del recorrido de vigilancia. La ficha impresa por el reloj permite determinar si se han realizado las rondas previstas.

Es obvio que la rapidez de detección en este caso es baja, pudiendo alcanzar una demora igual al tiempo entre rondas. Es imprescindible una correcta formación del vigilante en materia de incendio pues es el primer y principal eslabón del plan de emergencia.

#### **4.1.2 Detección automática de incendios**

Las instalaciones fijas de detección de incendios permiten la detección y localización automática del incendio, así como la puesta en marcha automática de aquellas secuencias del plan de alarma incorporadas a la central de detección.

En general la rapidez de detección automática es superior a la detección por vigilante o humana, si bien caben las detecciones erróneas. Pueden vigilarse permanentemente zonas inaccesibles a la detección humana.

Normalmente la central está supervisada por un vigilante en un puesto de control, si bien puede programarse para actuar automáticamente si no existe esta vigilancia o si el vigilante no actúa correctamente según el plan preestablecido (plan de alarma programable).

El sistema debe poseer seguridad de funcionamiento por lo que necesariamente debe autovigilarse. Además una correcta instalación debe tener cierta capacidad de adaptación a los cambios.

Seguidamente se aprecia un esquema genérico de una instalación automática de detección y de una posible secuencia funcional para la misma. Sus componentes principales son:

- Detectores automáticos.
- Pulsadores manuales.
- Central de señalización y mando a distancia.
- Líneas.
- Aparatos auxiliares: alarma general, teléfono directo a bomberos, accionamiento de sistemas de extinción, etc.

Se considera como instalación mínima la formada por los siguientes elementos:

- Equipo de control y señalización.
- Detectores.
- Fuente de suministro.
- Elementos de unión entre los anteriores.

El equipo de control y señalización estará provisto de señales ópticas y acústicas para el control de cada una de las zonas en que se haya dividido el área de protección.

Estará situado en lugar fácilmente accesible y de forma que sus señales puedan ser percibidas permanentemente. Cuando se prevea que la vigilancia no será permanente se dispondrá un sistema de transmisión de sus señales al servicio de extinción de incendios más próximo a personas responsables o a la fachada de la planta generadora o transformadora.

Se instalarán detectores de la clase y sensibilidad adecuada, de manera que estén específicamente capacitados para detectar el tipo de incendio que previsiblemente se pueda producir en cada local, evitando que los mismos puedan activarse en situaciones que no correspondan con una emergencia real.

La fuente secundaria de suministro dispondrá de una autonomía de funcionamiento de 72 horas en estado de vigilancia y de 112 horas en estado de alarma. Se podrán autorizar duraciones de funcionamiento inferiores a 72 horas, pero siempre superiores a 24 horas, en función de la fiabilidad de detección de fallos en la red y de la duración probable de la reparación.

Las líneas o cableado que unen a los detectores entre sí y a la central, suelen tener dos hilos y a veces tres según modelos comerciales. Los detectores deben conectarse de manera que puedan vigilarse, es decir, en una línea sin ramificaciones.

La instalación de detección automática de incendios deberá someterse periódicamente a las siguientes operaciones de mantenimiento y control de funcionamiento:

- Se procederá a la limpieza de todos los detectores.
- Se activará cada detector al menos una vez cada seis meses, pudiendo sustituirse dicha activación por un análisis visual de su estado, en el caso de detectores no rearmables. En cualquier caso, deberá comprobarse con la misma periodicidad el correcto funcionamiento del resto de los componentes de la instalación. Esta prueba se realizará dos veces, con la instalación alimentada alternativamente por cada una de las dos fuentes de suministro eléctrico de que dicha instalación debe de estar dotada.

#### **4.1.3 Requerimientos de la central de detección**

La central de la instalación de detección puede originar una serie de señales de alarma o comandar acciones.

- Señal óptica de alarma que localice la zona de fuego, dirigida al vigilante u operador de puesto de control.
- Señal acústica de alarma (1º nivel) dirigida al vigilante u operador de puesto de control de aviso de detección. Debe ser silenciable con pulsador.
- Señal óptica y acústica de alarma (2º nivel, más potentes que las anteriores), en caso de que el vigilante u operador no haya acudido, (tras un tiempo prudencial), a desconectar la alarma de 1º nivel.



Esta señal se produce también automáticamente en caso de que el vigilante, tras inspeccionar el fuego no rearme la central en un cierto tiempo. De esta forma se prevé la lesión o fuga del vigilante.

- Señal óptica y acústica de avería (diferentes de las de alarma), que localice la ubicación de la misma.
- Proporcionar energía suficiente para el funcionamiento de la instalación aún en caso de fallo de la red eléctrica. Suele conseguirse disponiendo baterías al pie de la central, recargadas y vigiladas por la misma central.
- Poder desconectar individualmente cada línea de detectores para efectuar pruebas, sustituciones o mantenimiento sin que se produzcan falsas alarmas.

Son posibilidades a considerar:

- Señalización de líneas puestas fuera de servicio voluntariamente.
- Señalización de estado de pruebas. Por ejemplo, en caso de pruebas de detectores, que deben dar señal a la central pero no alarma acústica.
- Transmisión de la alarma a distancia, (bomberos, director de la empresa, etc.).
- Variación de señales y funciones de día o de noche.
- Pulsador de prueba de buen estado de funcionamiento de lámparas.
- Disparos de extinciones fijas.
- Cierre de salidas de aire acondicionado y/o ventilación.
- Parar maquinaria o aire acondicionado.

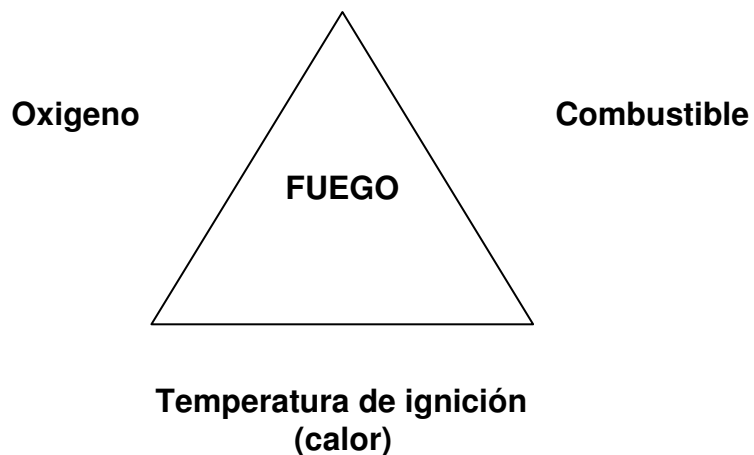
## 4.2 Teoría y mecanismo de la combustión

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 liquido ó sólido, se despide vapor cuando es calentado. Aún el papel, el cual ordinariamente no es considerado cómo producto 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 liquida, 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 27.

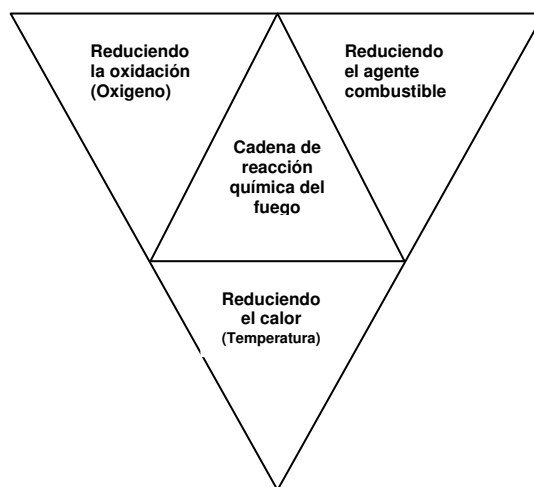
**Figura 27. Triángulo de fuego**



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 como se representa en la figura 28, 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.

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 el 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.

**Figura 28. Eliminación del fuego en el triángulo de fuego**



#### **4.2.1 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.

#### **4.2.2 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.

#### **4.2.3 Oxígeno requerido para la combustión**

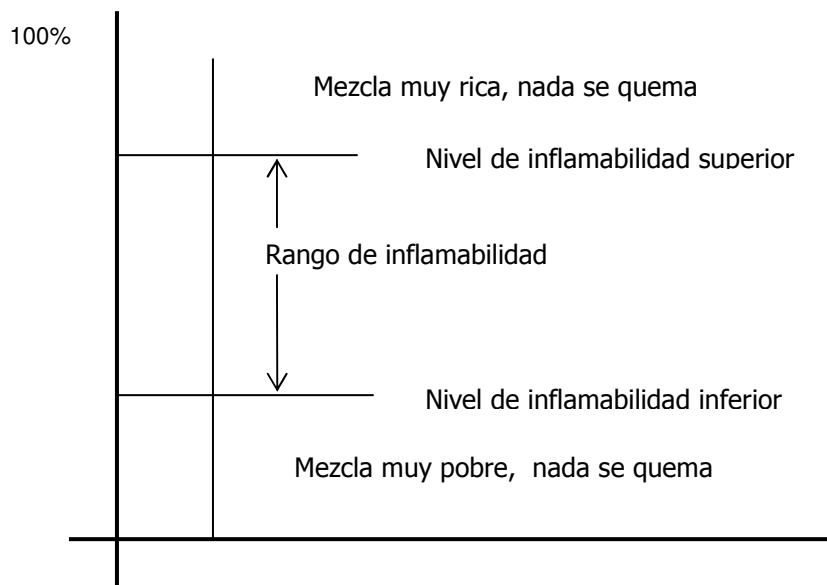
El oxígeno es otro de los factores más importantes para el proceso de combustión, sin la existencia del oxígeno el vapor más inflamable no se quemará. Bajo condiciones normales, una flama dibuja la cantidad de oxígeno necesario para sostener la combustión del aire. Normalmente el porcentaje de oxígeno contenido en el aire es de 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.

#### **4.2.4 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, a su vez iniciada, continúa propagándose a presión y temperatura específicas, según se muestra en la figura 29, si los combustibles líquidos están en equilibrio con sus vapores en el aire.

Cada combustible representa 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 presión de vapor combustible es demasiado elevada para propagar la llama.

**Figura 29. Límites de inflamabilidad**



#### **4.2.5 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.

##### **4.2.5.1 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 extinguidotes de espuma.

#### **4.2.5.2 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.

#### **4.2.5.3 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 utilizado 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 adelante.

#### **4.2.5.4 Fuego clase “D”**

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

### **4.3 Normas**

Normalización y unificación no son conceptos nuevos, sino se remontan a los orígenes de las primeras comunidades humanas en las cuales, casi inconscientemente los hombres comenzaron a utilizar un lenguaje común (primeras unificaciones) y luego normas comunes de convivencia (primeras normalizaciones).

Hoy día en el campo industrial a las palabras "normalización" y "unificación" se atribuye el siguiente significado:

**Normalización:** se entiende el conjunto de aquellos criterios de índole general en base a los cuales deben ser proyectadas, construidas y ensayadas las instalaciones, las máquinas, los aparatos o los materiales objeto de las normas mismas, a fin de garantizar la eficiencia técnica y la seguridad de funcionamiento.

**Unificación:** se entiende el conjunto de prescripciones que fijan para la máquina, el aparato o el material objeto de unificación una estrecha gama de tipos constructivos y de dimensiones entre los infinitos posibles a fin de reducir los costos, de facilitar el aprovisionamiento de los repuestos.



### **4.3.1 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.

Para prevenir que nuestro transformador sufra algún daño de incendio al ocurrir una falla en él ya sea externa o interna, necesitamos de sistemas capaces de entrar en operación para la protección de nuestro equipo contra incendio.

### **4.3.2 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 transformadores y la otra es el resto de la subestación.

Para la segunda zona se utilizan extintores 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 10 MVA, donde exista uno o más, se requiere como mínimo un extintor portátil.
- 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 no 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 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 extintor portátil.
- c) Para transformadores menores de 50 MVA, donde exista más de uno y exceden de 50 MVA en total, se debe proveer un sistema automático de extinción por agua.
- d) Para transformadores mayores de 50 MVA, 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.

### **4.3.2.1 Separación adecuada de los transformadores**

Los transformadores deberán tener una separación entre los 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.

#### **4.3.2.1.1 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 los 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.

#### **4.3.2.1.2 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 tiene 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.

#### **4.3.2.2 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 esta 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.

#### **4.3.2.3 Sistema de espuma**

La espuma es una masa de gas llena de burbujas las cuales son menos pesadas que los líquidos inflamables, y está formadas por burbujas rellenas de gas que se forman a partir de soluciones acuosas de agentes espumantes de distintas formulas.

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 tiene 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 pagado, 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 y materiales líquidos inflamables, el siguiente paso para utilizar la espuma y que sea efectiva para un determinado fuego, es que deberá estar de acuerdo con 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, esta 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.

#### **4.3.2.4 Sistemas basados en halón**

Este sistema consiste de un recipiente que contiene el agente extintor, y 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 toxico 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 sistema 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.

#### **4.3.2.5 Sistemas basados en el 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 ( $\text{CO}_2$ ), como un agente extintor 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 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 o 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>. 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.

#### **4.3.2.6 Sistemas basados en agua pulverizada**

Este es el sistema más utilizado para la protección de transformadores. Según NFPA 15, el agua pulverizada es aplicable para protección de riesgos y equipo específicos y se permite su instalación independiente de, o completariamente para otras formas de sistemas o equipos de protección contra el fuego.

El agua pulverizada es aceptable para la protección de riesgos que involucran:

- Materiales gaseosos y líquidos inflamables;
- Riesgos eléctricos tales como transformadores, interruptores en aceite, motores, bandejas de cables y acometidas de cables.
- Combustibles ordinarios tales como papel, madera, textiles, y
- Ciertos sólidos peligrosos tales como propelentes y pirotécnicos.

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 como 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.

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 de agua a vapor, al dividirse la masa líquida en partículas finas, se aumenta y se facilita la evaporación.

- 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 soluble 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.

#### **4.3.2.6.1 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 esta en llamas y la extensión del fuego alrededor de las instalaciones adyacentes.
- c) Las toberas tienden a taparse y su limpieza requiere sacar de 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 mantenimientos llevan a numerosos problemas de arranque

**Tabla IV. Espacios libres desde el equipo de agua pulverizada hasta los componentes eléctricos vivos no aislados**

<b>Voltaje Nominal del sistema (KV)</b>	<b>Máximo voltaje del Sistema (KV)</b>	<b>Diseño BIL (KV)</b>	<b>Mínimo* (Pulg.)</b>	<b>Espacio Mínimo (mm)</b>
Hasta 13.8	14.5	110	7	178
23.0	24.3	150	10	254
34.5	36.5	200	13	330
46.0	48.3	250	17	432
69.0	72.5	350	25	635
1150.0	121.0	550	42	1067
138.0	145.0	650	50	1270
161.0	169.0	750	58	1473
230.0	242.0	950	76	1930
		1050	84	2134
345.0	362.0	1050	84	2134
		1300	104	2642
500.0	550.0	1500	124	3130
		1800	144	3658
756.0	800.0	2050	167	4242

Tomado de NFPA 15, Norma para sistemas fijos, aspersores de agua para Protección contra Incendios Edición 2001

\*Nota: Los valores BIL están expresados como kilovoltios (KV), siendo el número el valor máximo de la prueba de impulso total de ondas que el equipo está diseñado para soportar. Para los valores BIL que no aparecen listados en la tabla, los espacios pueden ser encontrados por interpolación.

\*Para voltajes hasta 161 KV, los espacios libres son tomados de NFPA 70, *National Electrical Code* (Código Eléctrico Nacional). Para voltajes de 230 KV y superiores, los espacios mínimos son tomados de la tabla 124 de ANSI C2, *National Electrical Safety Code* (Código de Seguridad Eléctrica Nacional).

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

Según la NFPA en el Estándar 15, se lista las separaciones eléctricas en donde, todos los componentes de sistemas deben ubicarse de modo que mantengan espacios libres mínimos de las partes vivas.

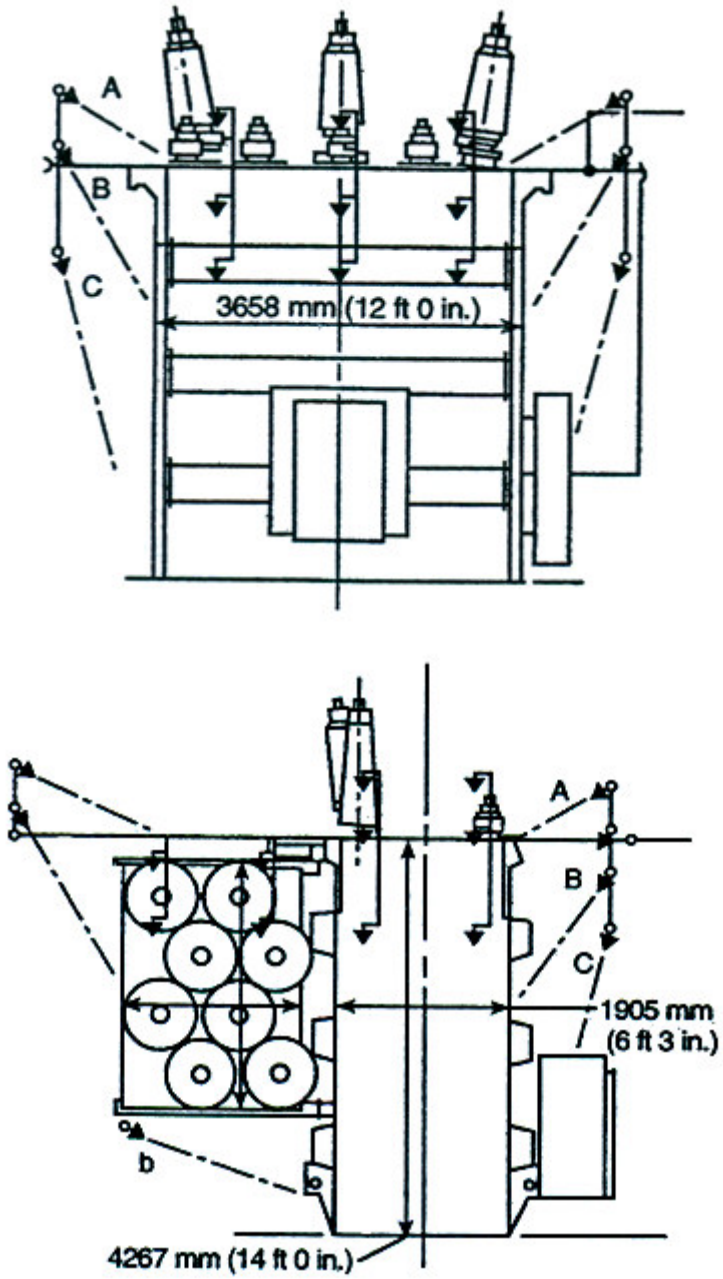
Los espacios libres en la tabla IV, son para altitudes de 3.300 pies (1.000m) o menos. A altitudes mayores, a 3.300 pies (1.000m) la separación debe aumentarse a una tasa del 1% por cada 330 pies (100m) de incremento de altitud. Cuando el diseño BIL no está disponible y donde el voltaje nominal es usado como criterio de diseño, debe usarse el espacio libre mínimo más alto listado para este equipo.

Los espacios libres mínimos listados en la tabla IV son para mantener bajo condiciones normales las distancias eléctricas; el propósito no es usarlas como distancias “seguras” durante operaciones del sistema fijo de agua pulverizada.

Los espacios libres están basados en prácticas generales mínimas relacionadas para diseñar los valores de Nivel de Aislamiento Básico (BIL). Para coordinar el espacio libre requerido con el diseño eléctrico, el diseño BIL del equipo que está siendo protegido debe usarse como una base, aunque esto no es importante a voltajes nominales de línea de 161 KV o menores.

En sistemas eléctricos de voltajes hasta de 161 KV, el diseño según KV BIL y los correspondientes espacios libres mínimos, fase a tierra han sido establecidos a través del uso prolongado.

Figura 30. Trazado típico de sistema de agua pulverizada para extinción de fuego en un transformador



Tomado de normas NFPA 15, Edición 2001



En la práctica no ha sido establecida para voltajes mayores de 161 KV, la uniformidad en la correspondencia entre el diseño KV BIL y los varios voltajes del sistema eléctrico. Para estos sistemas de alto voltaje se ha vuelto una practica común usar los nivel BIL dependiendo del grado de protección obtenido. Por ejemplo: en los sistemas de 230 KV, han sido utilizados BILs de 1050,900, 825, 750 y 650 KV.

Los sistemas de agua pulverizada diseñados para extinción, protección de la exposición o control de combustión, pueden dispersar gases inflamables para prevenir incendios. Cuando se diseñan sistemas de agua pulverizada primeramente para dispersión de gases inflamables (para evitar incendios), deberá considerarse lo siguiente:

- Las boquillas pulverizadoras serán de un tamaño y tipo para descargar una pulverización densa dentro del área de posible liberación de vapor inflamable a velocidad suficiente para diluir rápidamente los vapores inflamables a un nivel por debajo del límite inferior de inflamabilidad.
- Las boquillas de pulverización serán posicionadas para proveer cubrimiento de fuentes potenciales de escape tales como bridas, conexiones flexibles, bombas, válvulas, recipientes, contenedores, etc.

Para protección con sistemas combinados incluye:

1. la protección con boquillas abiertas de agua pulverizada par aun recipiente, combinada protección del área suministrada por un sistema de diluvio.
2. La protección de boquillas abiertas de agua pulverizada para bandejas de cables, combinada con protección del área suministrada por un sistema de tubería húmeda.

#### **4.3.2.7 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 mencionado 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 al entrar 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 de 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.

b) Luego ocurre lo que se denomina abatimiento del aceite, que es la acción de absorben 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.

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 o 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.

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.

#### **4.3.2.8 Equipos auxiliares**

La información en este apartado es complemento de los sistemas antes mencionados con el objetivo de fortalecer cada técnica empleada para la extinción de incendios.

##### **4.3.2.8.1 Ubicación de Boquillas**

Las boquillas deben posicionarse tan cerca como sea práctico al área protegida, al punto o puntos probables de ignición.

Las boquillas deben ubicarse para lograr el impacto total del agua pulveriza en el área protegida o punto (s) probable de ignición.

Los sistemas de aplicación local que requieren dos o más boquillas ubicadas en sentido opuesto de modo que hay una más eficiente cobertura del riesgo con agua pulverizada y la más eficiente distribución de agua sobre este.

Las boquillas deben ubicarse de manera que los materiales ardiendo no sean proyectados hacia el personal y para que esas personas y los materiales en proceso no impidan o bloqueen el flujo de agua.

#### **4.3.2.8.2 Extintores**

No son más que equipos portátiles de primer auxilio que son usados para atacar pequeños incendios, todo los extintores tienen marcados en un lugar visible la causa de fuego que pueden atacar; se utilizan las letras, A, B, C y D que identifican el tipo de fuego.

Para el montaje de extintores sobre paredes o columnas, se pueden seguir los siguientes lineamientos de acuerdo con la NFPA.

- Los extintores que no exceden de 40 libras, deberán ser montados de tal forma que la distancia entre la parte superior del extintor y el suelo no exceda de 1.5 metros.

**Figura 31. Extintor portátil**



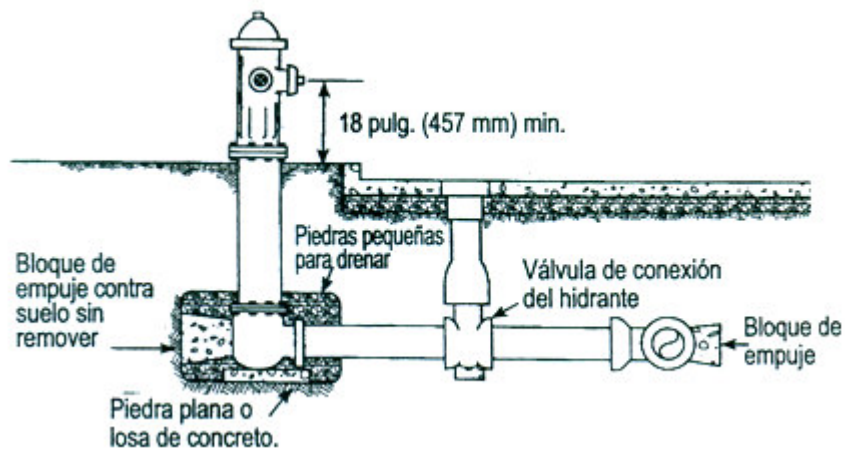
- Si los extintores exceden las 40 libras, esta distancia no deberá ser mayor de 1 metro.
- En ningún caso la distancia entre el suelo y la parte inferior del extintor deberá ser menor de 10 centímetros.

#### 4.3.2.8.3 Hidrantes

Los hidrantes deben ser del tipo aprobado y tener un diámetro de conexión con la tubería no menor a 6 pulgadas (152 mm). Debe instalarse una válvula en la conexión del hidrante.

El número, diámetro y disposición de las tomas, el diámetro de abertura de la válvula principal, y el tamaño del cuerpo deben ser los adecuados para la protección que se va a suministrar y deben ser aprobados por la autoridad competente.

**Figura 32.** Conexión típica de hidrante de altura mínima estipulada

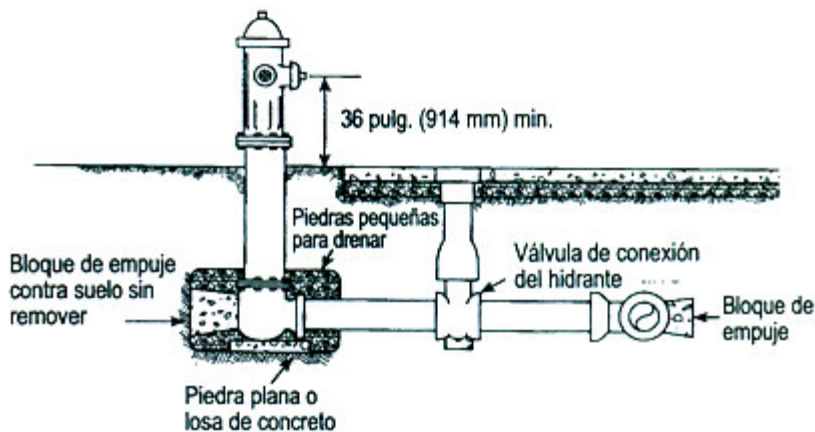


Tomado de normas NFPA 24, Edición 2002

Se permiten válvulas de compuertas independientes de tomas de 2 ½ pulgadas (64 mm).

Las roscas de las tomas del hidrante deben tener roscas externas NHS para el diámetro de las tomas suministradas como se especifica en NFPA 1963, “Norma para conexiones de mangueras de incendio”.

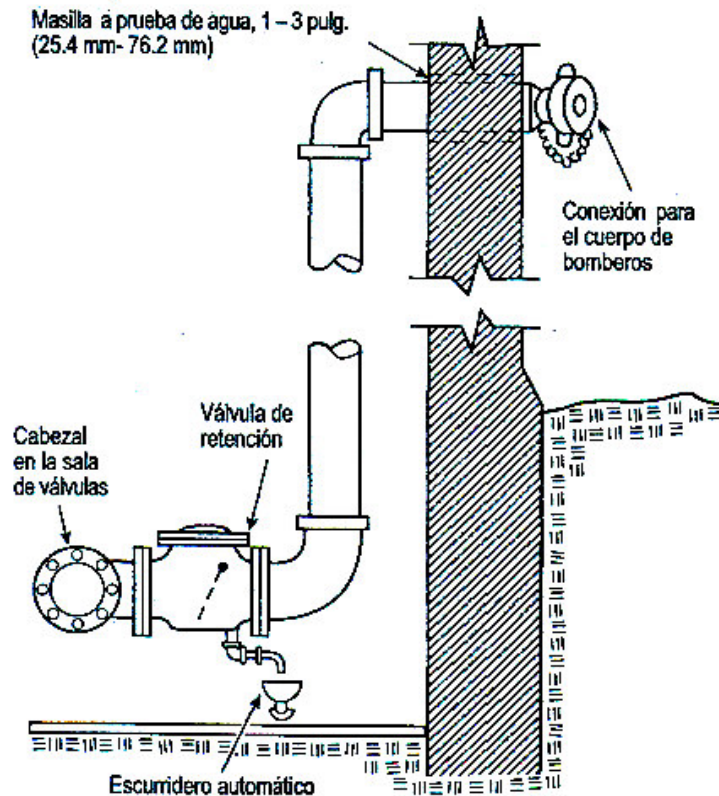
**Figura 33. Conexión típica de hidrante de altura máxima estipulada**



Tomado de normas NFPA 24, Edición 2002

La conexión del departamento de bomberos debería estar localizada a no menos de 18 pulgadas (457 mm) y no más de 4 pies (1.2) por encima del nivel adyacente o nivel de acceso. Las conexiones de cuerpo de bomberos deben estar localizadas y distribuidas de manera que las mangueras puedan conectarse rápidamente y convenientemente sin interferencias de objetos cercanos incluyendo edificios, cercas, postes u otras conexiones de cuerpo de bomberos. Cuando no hay un hidrante disponible debería utilizarse otras fuentes de suministro de agua como una masa natural de agua, un tanque o deposito. Debe consultarse a las autoridades cuando se propone una fuente de agua no potable como fuente de succión para el cuerpo de bomberos.

**Figura 34. Hidrante, conexión típica del cuerpo de bomberos**



Tomado de normas NFPA 24, Edición 2002

#### **4.4 Programa de pruebas y mantenimiento de los sistemas contra incendios**

Se deben realizar pruebas de forma periódica a los diferentes elementos que intervienen en la lucha contra incendios, pruebas que servirán para conocer las condiciones de dispositivos, mecanismos, unidades, módulos que forma parte en la detección, alarma, así como de extinción del fuego. Estas pruebas están definidas en periodos de un mes, tres meses, un año, dependiendo del equipo. Se describen a continuación los periodos de prueba para diferentes elementos.



#### **4.4.1 Sistemas automáticos de detección y alarma de incendios**

##### **Cada tres meses**

- Comprobación de funcionamiento de las instalaciones (con cada fuente de suministro).
- Sustitución de pilotos, fusibles, etc., defectuosos.
- Mantenimiento de acumuladores (limpieza de borneras, reposición de agua destilada, etc.).

##### **Cada año**

- Verificación integral de la instalación.
- Limpieza del equipo de centrales y accesorios.
- Verificación de uniones roscadas o soldadas.
- Limpieza y reglaje de relés.
- Regulación de tensiones e intensidades.
- Verificación de los equipos de transmisión de alarma.
- Prueba final de la instalación con cada fuente de suministro eléctrico.

#### **4.4.2 Sistema manual de alarma de incendios**

##### **Cada tres meses**

- Comprobación de funcionamiento de la instalación (con cada fuente de suministro).
- Mantenimiento de acumuladores (limpieza de borneras, reposición de agua destilada, etc.).

##### **Cada año**

- Verificación integral de la instalación.
- Limpieza de sus componentes.
- Verificación de uniones roscadas o soldadas.
- Prueba final de la instalación con cada fuente de suministro eléctrico.

### 4.4.3 Extintores de incendio

#### Cada tres meses

- Comprobación de la accesibilidad, señalización, buen estado aparente de conservación.
- Inspección ocular de seguros, precintos, inscripciones, etc.
- Comprobación del peso y presión en su caso.
- Inspección ocular del estado externo de las partes mecánicas (boquilla, válvula, manguera, etc.).

#### Cada año

- Comprobación del peso y presión en su caso.
- En el caso de extintores de polvo con botellín de gas de impulsión se comprobará el buen estado del agente extintor y el peso y aspecto externo del botellín.
- Inspección ocular del estado de la manguera, boquilla o lanza, válvulas y partes mecánicas.

**Nota:** En esta revisión anual no será necesaria la apertura de los extintores portátiles de polvo con presión permanente, salvo que en las comprobaciones que se citan se hayan observado anomalías que lo justifique. En el caso de apertura del extintor, la empresa mantenedora situará en el exterior del mismo un sistema indicativo que acredite que se ha realizado la revisión interior del aparato. Como ejemplo de sistema indicativo de que se ha realizado la apertura y revisión interior del extintor, se puede utilizar una etiqueta indeleble, en forma de anillo, que se coloca en el cuello de la botella antes del cierre del extintor y que no pueda ser retirada sin que se produzca la destrucción o deterioro de la misma.

### **Cada cinco años**

- A partir de la fecha de timbrado del extintor (y por tres veces) se procederá al retimbrado.

**Rechazo:** Se rechazarán aquellos extintores que, a juicio de la empresa mantenedora presenten defectos que pongan en duda el correcto funcionamiento y la seguridad del extintor o bien aquellos para los que no existan piezas originales que garanticen el mantenimiento de las condiciones de fabricación.

#### **4.4.4 Sistemas de abastecimiento de agua contra incendios**

### **Cada tres meses**

- Verificación por inspección de todos los elementos, depósitos, válvulas, mandos, alarmas motobombas, accesorios, señales, etc.
- Comprobación de funcionamiento automático y manual de la instalación de acuerdo con las instrucciones del fabricante o instalador.
- Mantenimiento de acumuladores, limpieza de borneras (reposición de agua destilada, etc.).
- Verificación de niveles (combustible, agua, aceite, etcétera).
- Verificación de accesibilidad a elementos, limpieza general, ventilación de salas de bombas, etc.

### **Cada seis meses**

- Accionamiento y engrase de válvulas.
- Verificación y ajuste de prensaestopas.
- Verificación de velocidad de motores con diferentes cargas.
- Comprobación de alimentación eléctrica, líneas y protecciones.

### **Cada año**

- Gama de mantenimiento anual de motores y bombas de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
- Limpieza de filtros y elementos de retención de suciedad en alimentación de agua.
- Prueba del estado de carga de baterías y electrolito de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
- Prueba, en las condiciones de su recepción, con realización de curvas del abastecimiento con cada fuente de agua y de energía.

#### **4.4.5 Bocas de incendio equipadas (BIE)**

### **Cada tres meses**

- Comprobación de la buena accesibilidad y señalización de los equipos.
- Comprobación por inspección de todos los componentes, procediendo a desenrollar la manguera en toda su extensión y accionamiento de la boquilla caso de ser de varias posiciones.
- Comprobación, por lectura del manómetro, de la presión de servicio.
- Limpieza del conjunto y engrase de cierres y bisagras en puertas del armario.

### **Cada año**

- Desmontaje de la manguera y ensayo de ésta en lugar adecuado.
- Comprobación del correcto funcionamiento de la boquilla en sus distintas posiciones y del sistema de cierre.
- Comprobación de la estanqueidad de los racores y manguera y estado de las juntas.
- Comprobación de la indicación del manómetro con otro de referencia (patrón) acoplado en el racor de conexión de la manguera.

### **Cada cinco años**

- La manguera debe ser sometida a una presión de prueba de 15 kg/cm<sup>2</sup>.

### **4.4.6 Hidrantes**

#### **Cada tres meses**

- Comprobar la accesibilidad a su entorno y la señalización en los hidrantes enterrados.
- Inspección visual comprobando la estanqueidad del conjunto.
- Quitar las tapas de las salidas, engrasar las roscas y comprobar el estado de las juntas de los racores.

#### **Cada seis meses**

- Engrasar la tuerca de accionamiento o rellenar la cámara de aceite del mismo.
- Abrir y cerrar el hidrante, comprobando el funcionamiento correcto de la válvula principal y del sistema de drenaje

### **4.4.7 Columnas secas**

#### **Cada. Seis meses**

- Comprobación de la accesibilidad de la entrada de la calle y tomas de piso.
- Comprobación de la señalización.
- Comprobación de las tapas y correcto funcionamiento de sus cierres (engrase si es necesario).
- Comprobar que las llaves de las conexiones siamesas están cerradas.
- Comprobar que las llaves de seccionamiento están abiertas.
- Comprobar que todas las tapas de racores están bien colocadas y ajustadas.

#### **4.4.8 Sistemas fijos de extinción:**

1. Rociadores de agua
2. Agua pulverizada
3. Polvo
4. Espuma
5. Agentes extintores gaseosos.

#### **Cada seis meses**

- Comprobación de que las boquillas del agente extintor o rociadores están en buen estado y libres de obstáculos para su funcionamiento correcto.
- Comprobación del buen estado de los componentes del sistema, especialmente de la válvula de prueba en los sistemas de rociadores, o los mandos manuales de la instalación de los sistemas de polvo, o agentes extintores gaseosos.
- Comprobación del estado de carga de la instalación de los sistemas de polvo, anhídrido carbónico, o hidrocarburos halogenados y de las botellas de gas impulsor cuando existan.
- Comprobación de los circuitos de señalización, pilotos, etc., en los sistemas con indicaciones de control.
- Limpieza general de todos los componentes.

#### **Cada año**

- Comprobación integral, de acuerdo con las instrucciones del fabricante o instalador, incluyendo en todo caso:
- Verificación de los componentes del sistema, especialmente los dispositivos de disparo y alarma.

- Comprobación de la carga de agente extintor y del indicador de la misma (medida alternativa del peso o presión).
- Comprobación del estado del agente extintor.
- Prueba de la instalación en las condiciones de su recepción.

#### **4.4.9 Mantenimiento de sistemas de agua pulverizada**

Debe realizarse lo siguiente en adición a cualquiera de los requerimientos:

1. Debe realizarse una prueba total de flujo operacional y la medición del tiempo de respuesta a intervalos que no excedan un año. Los resultados de la prueba deben conservarse en archivo durante la vida del sistema.
2. Por lo menos mensualmente los detectores deben probarse e inspeccionarse en busca de daño físico y acumulación de depósitos sobre sus lentes.
3. Los controladores serán inspeccionados a la iniciación de cada turno para cualquier falla posible.
4. A la iniciación de cada turno debe verificarse las válvulas sobre la línea de suministro de agua para asegurar que están abiertas.
5. No requieren verificación las válvulas aseguradoras e posición de abiertas con u dispositivo de traba o monitoreadas por un aparato que hace sonar una señal de perturbación en el panel de control del sistema de inundación u otra instalación central.

## CONCLUSIONES

1. Con el propósito de evitar que los transformadores de potencia se deterioren o dañen completamente cuando se produzca en él una falla o un incendio, es conveniente que la protección de los mismos estén debidamente ajustadas, para cuando actúen el sistema contra incendios y de protección los daños sean menores, logrando que el tiempo total de indisponibilidad sea el menor posible.
2. La primera forma de prevenir un incendio en el transformador es que los dispositivos de protección internos y externos activados por fallas, cortocircuitos, sobrecargas, errores de operación, y demás, operen en un tiempo de respuesta adecuado para evitar un mal operar del transformador y que pueda provocar un incendio en él.
3. No es suficiente un sistema operativo contra incendio de extinción eficaz para evitar pérdidas de equipo y personal, se hace necesaria la construcción de muros separadores entre transformadores, así como de fosas para derrame de aceite contenido en el propio transformador.
4. Un equipo como el transformador de potencia con su importancia en un sistema de potencia, con un costo para su adquisición y reparación, se hace necesaria una inversión de costo-beneficio para una buena protección contra cualquier anomalía que provoque daño alguno en la correcta operación de este.





## RECOMENDACIONES

1. Se hace necesario verificar por lo menos una vez al año que las protecciones del transformador de potencia como relevadores, termómetros, actúen de acuerdo a los ajustes según protocolo, así como realizarle pruebas de mantenimiento predictivo para conocer la condición en que el transformador se encuentra y así evitar cualquier operación anormal, que sea de tal magnitud de provocar en él un incendio.
2. Realizar pruebas de monitoreo y dispositivos de accionamiento del sistema contra incendio de los transformadores de potencia periódicamente, para tener garantía que ante un siniestro operen protegiéndolo de daños mayores.
3. Si se quiere proteger al transformador contra explosión y fuego causado por una falla, es indispensable implementar la protección por medio de sistemas de detección, alarma y extinción de incendio. Asegurándose que el sistema operativo a utilizar sea confiable y seguro.
4. La Comisión Nacional de Electricidad CNEE a través de la Ley General de Electricidad debe ser más estricta y rígida en normas en donde se coloque un transformador de potencia ya sea en una planta generadora o transformadora en los sistemas operativos contra incendio para seguridad del equipo, así como del personal o áreas cercanas al lugar



## BIBLIOGRAFÍA

- 1) **Apuntes para el curso Plantas y Subestaciones.** Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, 1973. pp.12-19.
- 2) Martín, Jose Raúl. **Diseño de subestaciones eléctricas.** México: McGraw-Hill, 1987. pp. 40-44, 341-355.
- 3) 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.
- 4) Almazán Berthet, Jorge Mario. **Criterios de selección de los sistemas de conexión y protección para una subestación de tipo industrial.** Tesis Ingeniería eléctrica, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1996. pp. 30, 48, 53-58, 63-89.
- 5) Lone Vásquez, 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. 65-70.
- 6) Ochoa Escobar, Marco Tulio. **Protección contra incendios en plantas y subestaciones.** Tesis Ingeniería eléctrica, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1995, pp. 40-50.
- 7) Donald G. Fink/ H. Wayne Beaty. **Manual de Ingeniería Eléctrica.** México: McGraw-Hill, 1995. pp. 10-47–10-49.

- 8) **Normas para Sistemas fijos Aspersores de Agua para Protección Contra Incendios.** NFPA 15, Colombia, OPCI, 2001.
- 9) Gonzales Canales, Edwin Oswaldo. **Sistemas de prevención de Explosión y Fuego de Transformadores de Potencia por el Método de Drenaje de Sobre Presiones e Inyección de Nitrógeno.** Tesis Ingeniería eléctrica, Universidad San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2005, pp. 81-101.
- 10) Morales Mazariegos, Juan Fernando. **Elementos de Protección de Sistemas de Potencia.** Guatemala, EEGSA, 2005. pp. 141-152.
- 11) A. E., Fitzgerald *et. al.* **Máquinas Eléctricas.** México, McGraw-Hill, 1992. pp.56-72.
- 12) **Código Nacional para Alarmas de Incendio.** NFPA 72, Colombia, OPCI, 1999.
- 13) **Norma para Espumas de Baja y Media Expansión.** NFPA 11, Colombia, OPCI, 2002.
- 14) **Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia.** Subdirección de Generación centro de Capacitación Celaya. México.
- 15) Gourishankar, Vembú. **Conversión de Energía Electromecánica.** México, Iberoamérica, 1985. pp. 213-220.

## APÉNDICE

## **Procedimiento de diseño de un sistema hidráulico contra incendio**

### **Aplicación y protección por medio de agua pulverizada**

El agua debe aplicarse a una tasa neta no menor de 0.25 gpm/pie<sup>2</sup> [10.2 (L/min)/m<sup>2</sup>] de área proyectado del prisma rectangular que envuelve el transformador y sus accesorios. El agua debe aplicarse a una tasa neta no menor de 0.15 gpm/m<sup>2</sup> [6.1 (L/min)/m<sup>2</sup> ] sobre el piso supuestamente no absorbente del área superficial expuesta.

Deben protegerse individualmente las superficies cuando los componentes de los transformadores crean espacios mayores a 12" (305mm) de ancho.

Donde hay espacio libre insuficiente para alcanzar un impacto directo, es permitido proteger las superficies bajo los transformadores por proyección horizontal o por boquillas dirigidas a enfriar el área bajo la proyección de los transformadores.

El suministro de agua debe estar capacitado para aplicar la tasa de flujo de diseño y 250 gpm (946 L/min) para chorros de manguera con una duración mínima de una hora.

La tubería de agua pulverizada no debe dirigirse a través de la cima del tanque o por el frente del armario de los transformadores.

Se permite el paso de tubería a través de la cima de tanque o por el frente del armario del transformador cuando el impacto del agua no pueda realizarse por medio de cualquiera otra configuración y cuando se mantiene la distancia requerida hasta componentes eléctricos vivos (vea tabla IV).

Las boquillas deben posicionarse de modo que el agua pulverizada no envuelva terminales energizados o pararrayos por impacto directo.

El impacto directo del agua pulverizada sobre aisladores (bushings) energizado o sobre pararrayos solo se permite cuando el fabricante o su literatura lo permitan y el dueño lo acepte.

### **Prevención de incendios**

El sistema debe operar como se espera por el tiempo necesario para disolver, diluir, dispersar o enfriar vapores inflamables, gases o materiales peligrosos.

La duración de la liberación de los materiales inflamables debe incluirse en la determinación del tiempo de duración del agua pulverizada.

La tasa neta mínima de aplicación debe basarse en la experiencia con el producto o en información basada en pruebas reales.



## Procedimiento de Cálculo Hidráulico

### *Formula de pérdida por Fricción*

Las pérdidas por fricción en la tubería deben determinarse sobre la bases de la fórmula de Hazen y Williams:

$$P = \frac{4.52Q^{1.85}}{C^{1.85}d^{4.87}}$$

Donde:

*P= resistencia a la fricción en psi pie de tubería*  
*Q= flujo en gpm*  
*d= diámetro interno real de la tubería en pulgadas*  
*C= coeficiente de pérdida por fricción;*

o en Unidades Internacionales (UI)

$$P_m = 6.05 \times \frac{Q_m^{1.85}}{C^{1.85}d_m^{4.87}} \times 10^5$$

Donde

*P<sub>m</sub> = resistencia a la fricción por metro de tubería*  
*Q<sub>m</sub> = flujo en L/min,*  
*d<sub>m</sub> = diámetro interno real en mm.*  
*C = coeficiente de pérdida por fricción*

## Sistema de Combate Contra Incendios

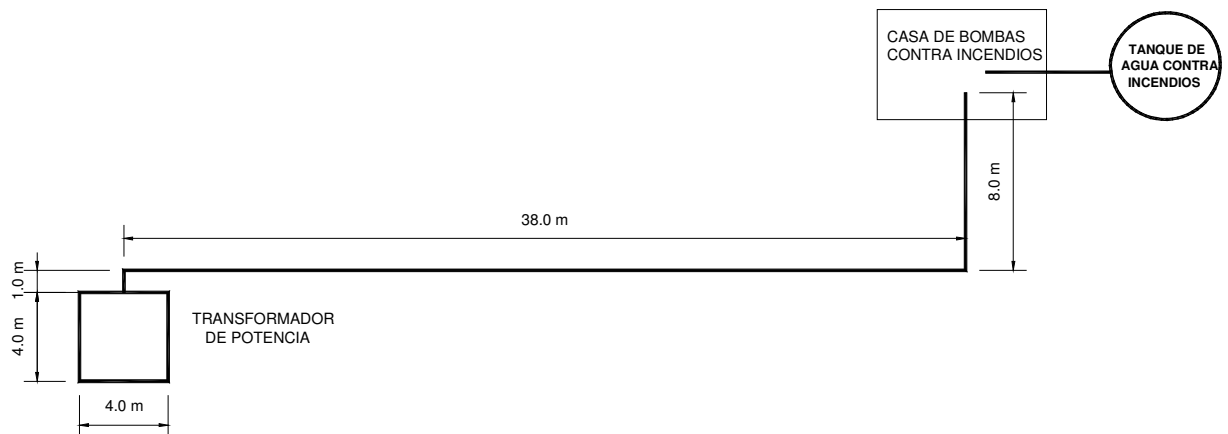
El sistema de combate está constituido por un tanque de agua fresca de 100 metros cúbicos, el cual puede combatir el fuego durante 100 minutos con un caudal de 250 galones por minuto. De ser necesaria mayor disponibilidad de agua, la bomba del pozo principal debe activarse, con lo cual se repone el agua en el tanque de agua contra incendios. El agua de este tanque de agua fresca contra incendios no debe utilizarse para ningún otro propósito, más que para el combate contra incendios.

Una bomba centrífuga con motor eléctrico principal de 100KW, 50mts<sup>3</sup>/hora y una "jockey pump" de 2 mts<sup>3</sup>/hora para mantener presión constante sobre el sistema, éstas deben ser instaladas en el cuarto de bombas contra incendios contiguo al tanque de agua fresca contra incendios. Tableros eléctricos adecuados suministran y controlan automáticamente la operación de estas bombas así:

- A. Jockey pump debe mantener una presión de 85 psi PERMANENTEMENTE sobre el sistema de tuberías.
- B. Bomba principal debe arrancar si jockey pump no puede mantener la presión arriba de 85 psi.
- C. Bomba principal debe parar si la presión sobrepasa los 150 psi.

Así pues, la jockey pump tiene una ventana de operación de 0 a 85 psi, sin importar el gasto que esté suministrando, y la bomba principal tiene una ventana de operación de 75 a 150 psi, sin importar el flujo que esté proporcionando. Una válvula retorno regulable mantiene la presión máxima del sistema retornando excedentes al tanque de agua.

### Diseño de un sistema contra incendios por medio de Sprinklers (Rociadores) para un Transformador de Potencia



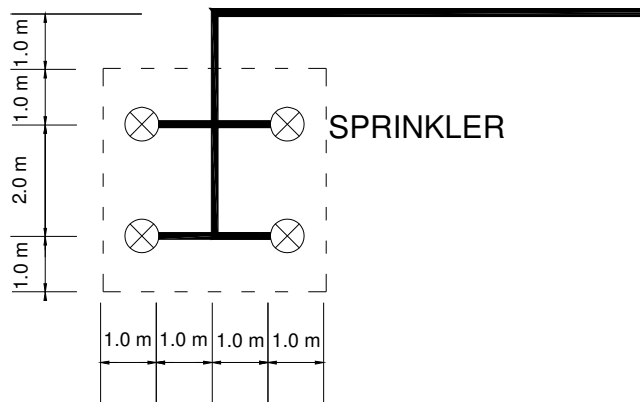
### Calculo de Sprinklers:

Sabiendo que la distancia de separación entre sprinklers es de:  
1.5 – 3.5 metros lineales. Se usara 2.00 metros,

$$\text{No.: _Rociadores} = \frac{4.00\text{metros}}{2.00\text{metros}} = 2\_rociadores$$

Por tener 4.00 metros de largo en ambos sentidos del área a cubrir, se usaran 4 rociadores.

### Ubicación de Sprinklers



### ⇒ Parámetros de diseño

$Q = 95.38 \text{ L/min.}$  (Caudal mínimo por funcionamiento) se usara  $100 \text{ L/min.}$

$C = 120$  (constante, coeficiente de pérdida por fricción en tubería de acero)

$L =$  Longitud de la tubería.

Por Hazen y Williams

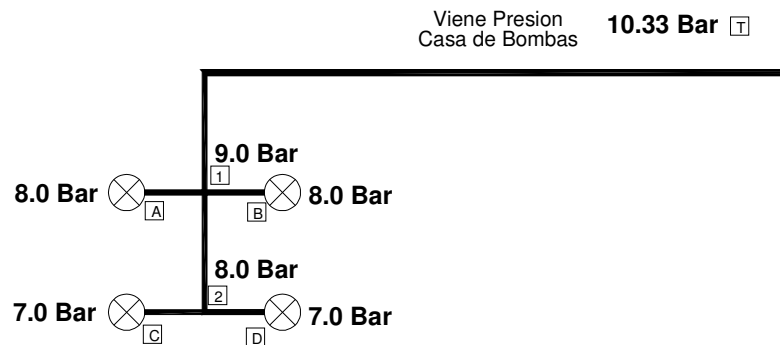
$$P = \frac{6.05 \times Q^{1.85} \times 10^5 \times L}{C^{1.85} \times D^{4.87}}$$

Presión de salida: 150psi de la bomba del Sistema contra Incendios.

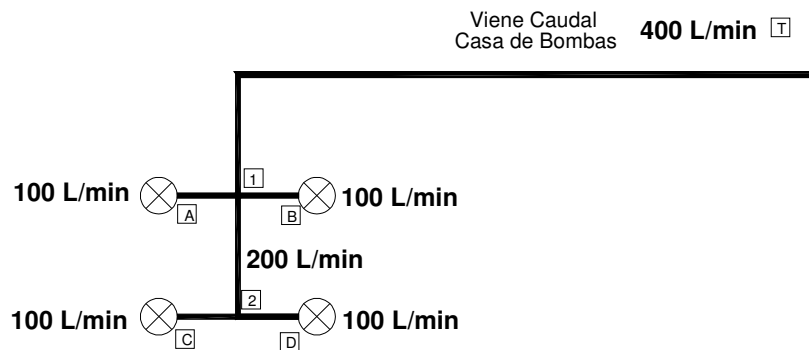
$$150\text{psi} * \frac{0.0689\text{bar}}{1\text{psi}} = 10.33\text{bar}$$

Como se tiene una presión de salida de 10.33 bar y la presión de trabajo de los rociadores se encuentra en el siguiente rango 6.0 a 16.0 bar. Se trabajara con una presión de 7.0 bar para garantizar su funcionalidad. Ahora se asume las perdidas convenientes para conocer los diámetros de las tuberías. Las perdidas de presión supuestas se restan de la presión que viene de la casa de bombas, y así sucesivamente para obtener la presión en cada nodo. (Ver tabla de cálculo I)

### Diagrama de Presiones con Pérdidas Supuestas



### Diagrama de Caudales



Para conocer los diámetros de las tuberías, de la formula Hazen y Williams se despeja el diámetro.

$$D = 4.87 \sqrt{\frac{6.05 \times Q^{1.85} \times 10^5 \times L}{C^{1.85} \times P}}$$

⇒ Cálculo de tramo T-1

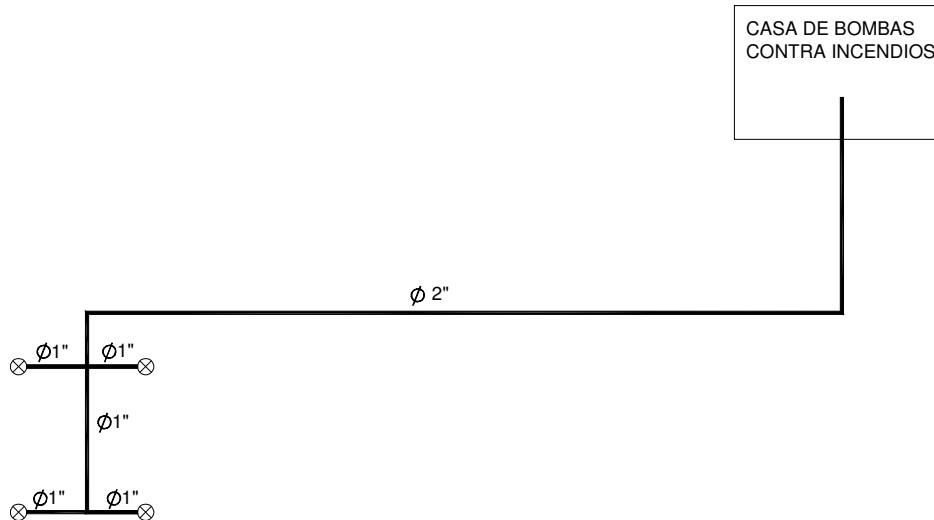
$$D = 4.87 \sqrt{\frac{6.05 \times 400^{1.85} \times 10^5 \times 50}{120^{1.85} \times 1.33}} = 51.20 \text{ mm}$$

Se obtiene un diámetro real de tubería de 51.20 mm y se usara el diámetro nominal (diámetro en el mercado) de 52.5mm (2"). Ver tabla de dimensiones de la tubería de acero.

**Tabla de Cálculo I**

Tramo	P <sub>supuesta</sub> (bar)	Q(L/min)	L(metros)	D <sub>Real</sub> (mm)	D <sub>Nominal</sub> (mm)	D <sub>Nominal</sub> (pulg)
T-1	1.33	400	50	51.20	52.5	2"
1-A	1.00	100	1	14.35	26.6	1"
1-B	1.00	100	1	14.35	26.6	1"
1-2	1.00	200	2	21.54	26.6	1"
2-C	1.00	100	1	14.35	26.6	1"
2-D	1.00	100	1	14.35	26.6	1"

## Diámetro de tuberías de Sistema Contra Incendios

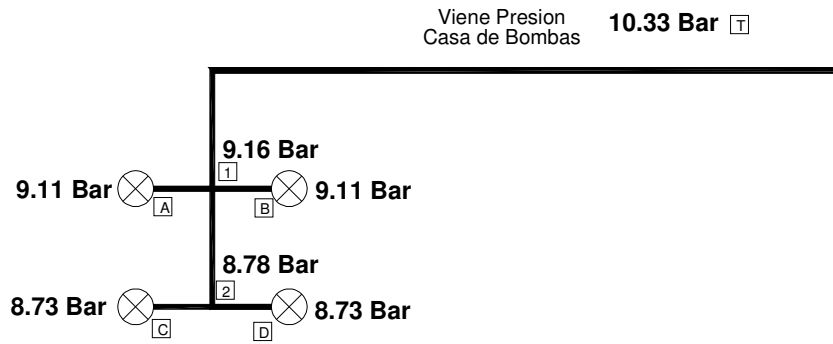


Conociendo los diámetros nominales, los cuales trabajaran en el sistema, se procede a encontrar las perdidas de presión que estos producen. Una vez determinadas las perdidas de presión, se calcula la presión real en cada uno de los nodos, la pérdida de presión del primer tramo se resta a la presión que viene de la casa de bombas, y así sucesivamente para obtener la presión en cada nodo. (Ver tabla de cálculo II)

**Tabla de Cálculo II**

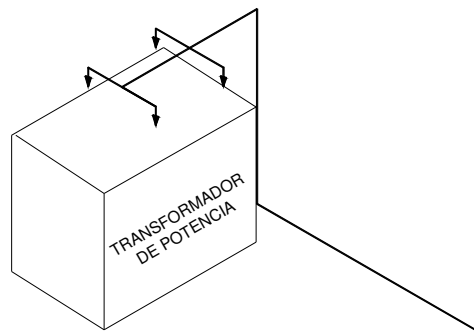
<b>Nodo</b>	<b>Q(L/min.)</b>	<b>L(metros)</b>	<b>D<sub>Nominal</sub>(mm)</b>	<b>P<sub>real</sub>(bar)</b>	<b>Presión(bar)</b>
1	400	50	52.5	1.17	9.16
A	100	1	26.6	0.05	9.11
B	100	1	26.6	0.05	9.11
2	200	2	26.6	0.36	8.78
C	100	1	26.6	0.05	8.73
D	100	1	26.6	0.05	8.73

## Diagrama de Presiones Finales



**Esquema de la Disposición final de Sprinkler para Combate contra Incendio Por medio de Diluvio para un Transformador de Potencia.**

### SISTEMA AGUA-DILUVIO PARA EXTINCION DE INCIENDIO



⇒ Calculo de potencia de la Bomba:

$$Q_{\text{bombeo}} = \frac{Q_{\text{Tubería}} \times 24}{\text{Periodo de bombeo}}$$

$Q_{\text{Tubería}}$  = Caudal de la tubería que va a los sprinkler

Periodo de Bombeo = dado en horas.

$$Q_{\text{bombeo}} = \frac{400(L/\text{min}) * 24}{0.05} = 192000 \frac{L}{\text{min}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 3200 L/\text{seg}$$

$$\text{Potencia} = \frac{Q_{\text{bombeo}} * P}{76 * e}$$

$P$  = perdida de presión

$e$  = eficiencia del sistema (Motor-Bomba)

El Motor funciona al 80 %

La bomba funciona al 80 %

$$e = (0.80 \times 0.80) = 0.6$$

$$\text{Potencia} = \frac{3200 * 1.6}{76 * 0.6} = 112.28 \text{ hp} * \frac{0.746 \text{ kw}}{1 \text{ hp}} = 83.76 \text{ kw}$$

Para lo cual utilizaremos una bomba de 100 KW.



## Dimensiones de Tubería de Acero

**Tabla Dimensiones de la Tubería de Acero**

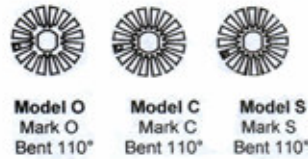
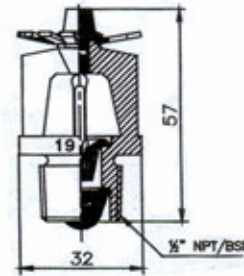
Tamaño Nominal de Tubería	Diámetro Externo		Cédula 10 <sup>1</sup>		Espesor de Pared		Cédula 30		Espesor de Pared		Cédula 40		Espesor de Pared	
	Diámetro Externo		Diámetro Interno		Espesor de Pared		Diámetro Interno		Espesor de Pared		Diámetro Interno		Espesor de Pared	
	Pulg.	(mm)	Pulg.	(mm)	Pulg.	(mm)	Pulg.	(mm)	Pulg.	(mm)	Pulg.	(mm)	Pulg.	(mm)
1	1.315	(33.4)	1.097	(27.9)	0.109	(2.8)	-	-	-	-	1.049	(26.6)	0.133	(3.4)
1¼	1.660	(42.2)	1.442	(36.6)	0.109	(2.8)	-	-	-	-	1.380	(35.1)	0.140	(3.6)
1½	1.900	(48.3)	1.682	(42.7)	0.109	(2.8)	-	-	-	-	1.610	(40.9)	0.145	(3.7)
2	2.375	(60.3)	2.157	(54.8)	0.109	(2.8)	-	-	-	-	2.067	(52.5)	0.154	(3.9)
2½	2.875	(73.0)	2.635	(66.9)	0.120	(3.0)	-	-	-	-	2.469	(62.7)	0.203	(5.2)
3	3.500	(88.9)	3.260	(82.8)	0.120	(3.0)	-	-	-	-	3.068	(77.9)	0.216	(5.5)
3½	4.000	(101.6)	3.760	(95.5)	0.120	(3.0)	-	-	-	-	3.548	(90.1)	0.226	(5.7)
4	4.500	(114.3)	4.260	(108.2)	0.120	(3.0)	-	-	-	-	4.026	(102.3)	0.237	(6.0)
5	5.563	(141.3)	5.295	(134.5)	0.134	(3.4)	-	-	-	-	5.047	(128.2)	0.258	(6.6)
6	6.625	(168.3)	6.357	(161.5)	0.134 <sup>2</sup>	(3.4)	-	-	-	-	6.065	(154.1)	0.280	(7.1)
8	8.625	(219.1)	8.249	(209.5)	0.188 <sup>2</sup>	(4.8)	8.071	(205.0)	0.277	(7.0)	-	-	-	-
10	10.75	(273.1)	10.37	(263.4)	0.188 <sup>2</sup>	(4.8)	10.14	(257.6)	0.307	(7.8)	-	-	-	-

Tomado de NFPA 15, Norma para sistemas fijos, Aspersores de agua para Protección contra Incendios Edición 2001

## Especificación Técnica de Splinkler

**TECHNICAL SPECIFICATION:**

K Factor: 15 (metric)  
 RTI-Value: <math>< 50 \text{ ms}^{-1/2}</math>  
 Drop Size:  $\text{DN}_{90} < 300 \mu\text{m}</math>  
 Material: Brass  
 Weight: 74g  
 Thread: ½" BSPT (NPT also available)  
 Working Pressure: 6 - 16 Bar  
 Bulb Release: 57°C 68°C 79°C 93°C 141°C  
 Temp. Max Ambient: 27°C 38°C 49°C 63°C 111°C  
 Colour: orange red yellow green blue$



On-shore Sprinkler Applications:	Model C	Model O	Model S:
	Corridors and confined spaces	Open spaces.	Shops and storage.
Installation Height max.:	5m	5m	3m
Distance between sprinklers:	1.5 - 3.5m	1.5 - 3.5m	1.5 - 3m
Distance from wall to sprinkler max:	1.75m	1.75m	1m

Tomado de GW Sprinkler A/S, Fabricante