

41126
92



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"CAMPUS ARAGÓN"

"SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN
E INCENDIO BASADO EN NITRÓGENO PARA
TRANSFORMADORES DE POTENCIA"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
A R E A M E C Á N I C A
P R E S E N T A:
DANIEL FRANCISCO QUINTANA GARCÍA

ASESOR: ING. RAÚL BARRÓN VERA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

SAN JUAN DE ARAGÓN, ESTADO DE MÉXICO FEBRERO 2003

A



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGÓN**

DIRECCIÓN

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**DANIEL FRANCISCO QUINTANA GARCIA
P R E S E N T E.**

En contestación a la solicitud de fecha 31 de mayo del año en curso, relativa a la autorización que se le debe conceder para que el señor profesor, Ing. RAÚL BARRÓN VERA pueda dirigirle el trabajo de tesis denominado "SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN E INCENDIO BASADO EN NITROGENO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA", con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobada su solicitud.

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México, 6 de junio de 2002
LA DIRECTORA

ARQ. LILIA TURCOTT GONZÁLEZ



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

- C p Secretaría Académica.
- C p Jefatura de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
- C p Asesor de Tesis.

LTG/AIR/11a.

B



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
 ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ARAGÓN
 SECRETARÍA ACADÉMICA

UNIVERSIDAD NACIONAL
 AUTÓNOMA DE
 MÉXICO

Ing. RAÚL BARRÓN VERA
 Jefe de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica,
 Presente.

En atención a la solicitud de fecha 6 de enero del año en curso, por la que se comunica que el alumno DANIEL FRANCISCO QUINTANA GARCIA, de la carrera de Ingeniero Mecánico Electricista, ha concluido su trabajo de investigación intitulado "SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN E INCENDIO BASADO EN NITRÓGENO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA", y como el mismo ha sido revisado y aprobado por usted, se autoriza su impresión; así como la iniciación de los trámites correspondientes para la celebración del Examen Profesional.

Sin otro particular, reitero a usted las seguridades de mi atenta consideración.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
 San Juan de Aragón, México, 6 de enero del 2003
 EL SECRETARIO


 Lic. ALBERTO IBARRA ROSAS

C p Asesor de Tesis.
 C p Interesado.

AIR/vr



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

C



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES ARAGÓN – UNAM**

**JEFATURA DE CARRERA DE
INGENIERIA MECÁNICA ELÉCTRICA**

OFICIO: ENAR/JAME/1121/2002

ASUNTO: Síndico

**LIC. ALBERTO IBARRA ROSAS
SECRETARIO ACADÉMICO
P R E S E N T E**

Por este conducto me permito relacionar los nombres de los Profesores que sugiero integren el Síndico del Examen Profesional del alumno: **DANIEL FRANCISCO QUINTANA GARCIA**, con Número de Cuenta: **8602957-7**, con el tema de tesis: **"SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN E INCENDIO BASADO EN NITRÓGENO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA"**.

PRESIDENTE:	M. en I. ALBERTO REYES SOLÍS	MARZO	77
VOCAL:	ING. RAÚL BARRÓN VERA	OCTUBRE	78
SECRETARIO:	ING. JUAN GASTALDI PÉREZ	OCTUBRE	79
SUPLENTE:	ING. RODOLFO ZARAGOZA BUCHAÍN	NOVIEMBRE	90
SUPLENTE:	ING. JULIÁN ALCÁNTARA HERNÁNDEZ	JULIO	98

Quiero subrayar que el Director de Tesis es el Ing. Raúl Barrón Vera, el cual esta incluido basándose en lo que reza el Reglamento de Exámenes Profesionales de esta Escuela.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Bosques de Aragón, Estado de México, 5 de diciembre de 2002.

EL JEFE DE CARRERA

ING. RAÚL BARRÓN VERA



C.c.p.- Lic. Ma. Teresa Luna Sánchez.- Jefa del Depto. de Servicios Escolares.
C.c.p.- Ing. Raúl Barrón Vera.- Asesor de Tesis.
C.c.p.- Alumno.
RBVamce.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

0

AGRADECIMIENTOS

*A la memoria de mi Padre (q.e.p.d.):
Aunque ya no esta presente físicamente, su recuerdo y los valores que me inculco desde la infancia son la fuerza que me han impulsado para superarme día con día. Es por eso que hoy con gran orgullo y cariño le digo: Éste logro es tuyo, gracias mi querido padre.*

A mi Madre:

Que siempre me ha brindado su apoyo en todos los sentidos y que gracias a su amor, consejos, sabiduría, presiones y constancia, logre culminar mis estudios. Gracias chaparrita de mi corazón.

A mi Esposa:

Que desde que decidimos unir nuestras vidas, tu cariño y apoyo ha sido incondicional, ya que la paciencia que me demostraste hoy lo vemos reflejado en cada uno de nuestros logros y uno de ellos es éste trabajo. Gracias mi amor.

A mis Hijas:

Daniela y Magaly, que son mi gran ilusión de vivir y que al mirarlas crecer quiero transmitirles lo que mis padres me enseñaron para que en un futuro ellas puedan, al igual que yo, sentirse orgullosas de sus padres. Las adoro mis muñecas.

A mis hermanos:

Adriana y Victor, por haber sacrificado sus actividades para cambiarlo por el tiempo que le destine a mi trabajo y porque siempre he sentido su apoyo y cariño. Los quiero.

A mi director de Tesis:

Por haber confiado en mi eirme guiando con su experiencia y conocimientos. Gracias Ing. Raúl Barrón Vera.

A Beto:

Por ser una excelente persona que me ha ayudado en diferentes ocasiones y que espero muy pronto pueda corresponder de la misma manera. Gracias estimado amigo.

A Raúl y Guillermo:

Por proporcionarme los medios, los consejos, y las herramientas necesarias para llevar a cabo mi tesis.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio Basado en Nitrógeno Para Transformadores de Potencia.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
<u>CAPITULO I</u>	
FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES	6
I.1.- Información General.	6
I.2.- Consecuencias de Fallas en los Transformadores.	14
I.3.- La Protección.	15
I.4.- La Seguridad.	17
I.5.- Relevador Buchholz.	18
I.6.- Válvula de Seguridad.	19
<u>CAPITULO II</u>	
PRUEBAS EN LOS TRANSFORMADORES	21
II.1.- Información General.	21
II.2.- Prueba de Resistencia al Aislamiento.	21
II.3.- Prueba de la Medición a la Corriente de Excitación.	24
II.4.- Prueba de Humedad Residual.	27
II.5.- Prueba de Relación de Transformación.	32
II.6.- Prueba de Factor de Potencia a los Aislamientos.	34
II.7.- Prueba al Aceite Aislante.	36
II.8.- Propiedades del Aceite.	37

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO III
**PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO PARA TRANSFORMADORES
DE POTENCIA**

III.1.- Información General.	40
III.2.- Tipos y Clases de Incendio.	41
III.2.1.- Tipos de Incendio.	41
III.2.2.- Clases de Incendio.	41
III.3.- Sistemas a base de polvo químico seco (PQS).	42
III.3.1.- Información General.	42
III.3.2.- Propiedades del Polvo Químico Seco.	43
III.3.3.- Métodos de Aplicación.	44
III.4.- Sistemas a base de Bióxido de Carbono (CO ₂).	44
III.4.1.- Información General.	44
III.4.2.- Propiedades del Bióxido de Carbono.	45
III.4.3.- Métodos de Aplicación.	46
III.5.- Sistemas Fijos de Protección a Base de Agua.	46
III.5.1.- Información General.	46
III.5.2.- Propiedades del Agua.	47
III.5.3.- Sistemas Fijos con Rociadores.	48
III.5.4.- Tipos de Sistemas con Rociadores.	49
III.5.5.- Sistemas Fijos con Toberas.	52
III.5.6.- Principios de las Toberas.	53

CAPITULO IV
**SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN E INCENDIO BASADO
EN NITRÓGENO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.**

IV.1.- Información General.	54
IV.2.- Adaptación del Sistema.	57
IV.3.- Presentación de la Técnica para la Prevención y Explosión a Base de Inyección de Nitrógeno para Transformadores de Potencia.	58
IV.4.- El Sistema de Prevención.	62
IV.4.1.- Fase de Activación.	62
IV.4.2.- Fase de Despresurización Rápida.	63
IV.4.3.- Fase de Inyección de Nitrógeno.	64
IV.5.- El sistema de Extinción de Respaldo.	65

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO V
EQUIPO Y COMPONENTES DEL SISTEMA

	66
V.1.- Componentes Principales del Equipo.	67
V.1.1.- Gabinete de Extinción y Accesorios acoplados para Vaciado y Agitado con Nitrógeno.	73
V.1.2.- Partes Suministradas por el Fabricante.	75
V.2.- Recomendaciones Relacionadas con la Protección Contra Incendio en Subestaciones.	75
V.3.- Muros Contra Incendio y Cortafuego.	76
V.4.- Canal Recolector de Aceite, Tubería de Drenaje de Aceite y Fosa de Almacenamiento de Aceite.	77
V.5.- Instalación.	79
V.5.1.- Proyecto de la Obra Civil.	79
V.6.- Montaje de Tuberías.	81
V.6.1.- Sugerencias.	81
V.6.2.- Instalación de la Tubería de Despresurización Rápida.	84
V.6.3.- Instalación de la Tubería de Inyección de Nitrógeno.	84
V.7.- Instalación del Cableado Eléctrico.	86
V.7.1.- Sugerencias.	86
V.7.2.- Instalación del Tablero de Control.	87
V.7.3.- Conexión y Cableado entre los Detectores y el Tablero de Control.	87
V.7.4.- Conexión y Cableado entre el Tablero de Control y el Gabinete.	90
V.8.- Procedimientos de Pruebas al Sistema.	91
V.8.1.- Estado Inicial y Preparaciones para las Pruebas.	91
V.9.- Pruebas Preliminares.	92
V.9.1.- Verificaciones en la Posición "Fuera de Servicio".	92
V.9.2.- Prueba de Cada Señal.	93
V.9.3.- Prueba en Modo "Activación Automática".	94
V.9.4.- Prueba General en el Modo "Activación Automática".	95
V.9.5.- Prueba en Modo "Activación Manual".	96
V.9.6.- Pruebas cuando el Sistema está en el Modo "Cerrado para Mantenimiento".	97
V.9.7.- Tareas a Realizarse después de las Pruebas al Sistema.	97
V.10.- Puesta en Servicio y Operación.	98
V.10.1.- Sistema "Cerrado para Mantenimiento".	98
V.10.2.- Puesta en Funcionamiento y Servicio del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.	99
V.10.3.- Puesta en Servicio "Automático".	100
V.10.4.- Operación en Modo "Automático".	101

V.10.5.- Operación en Modo "Manual".	102
V.10.6.- Trabajos a Efectuarse después de un Arranque del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.	102
V.11.- Mantenimiento del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.	103
V.11.1.- Mantenimiento de Rutina al Sistema cuando el Transformador se encuentra "En Servicio".	103
V.11.2.- Pruebas cuando el Transformador se encuentra "Fuera de Servicio".	104
V.11.3.- Puesta en Servicio después de las Pruebas.	106
V.11.4.- Mantenimiento cuando el Transformador se encuentra "Fuera de Servicio".	107
V.11.5.- Stock de Repuestos Recomendados.	109
V.12.- Características del Nitrógeno.	109
Anexo N° 1 "Certificado de Pruebas"	111
Anexo N° 2 "Registro de Control de la Presión del Nitrógeno y la temperatura del Gabinete"	113
 CAPITULO VI ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO 	
VI.1.- Información General.	114
VI.2.- Análisis Comparativo de Costos.	114
VI.3.- Estimación de Costos para el Sistema Fijo Automático Basado en Agua.	115
VI.4.- Estimación de Costos del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio Basado en Nitrógeno.	118
VI.5.- Costo del Transformador a Proteger.	119
Conclusión.	129
Bibliografía.	131
Documentación Técnica de Referencia.	132

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

Luz y Fuerza del Centro es un organismo público descentralizado, que distribuye y comercializa la energía eléctrica en la zona de desarrollo industrial, comercial y de servicios más importante del país, la zona central.

Las funciones esenciales de Luz y Fuerza del Centro son: generar, transmitir, transformar, distribuir y comercializar energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público, en su área de atención en la zona central del país, comprendida por el Distrito Federal, y parcialmente por los estados de México, Morelos, Hidalgo, Puebla y Michoacán; actualmente suministra electricidad a más de cinco millones de clientes, lo que representa una población atendida superior a 20 millones de habitantes.

Al mes de abril del año 2002, Luz y Fuerza del Centro cuenta con una capacidad instalada para generar energía eléctrica de 834 MW; de los cuales 236 MW (28.3%) son de Hidroeléctricas, 224 MW (26.9%) corresponden a una Central Termoeléctrica y 374 MW (44.8%) son del tipo Turbo gas.

Para transportar la energía eléctrica desde las Centrales Generadoras y desde los puntos de recepción de energía con Comisión Federal de Electricidad hasta los centros de consumo. Luz y Fuerza del Centro cuenta con las redes de Transmisión y Transformación en alta, media y baja tensión como sigue:

a.-) Transmisión:

La red de Transmisión esta compuesta por líneas de 400, 230, 115, 85, 60 y 44 kV; al finalizar el mes de Abril del año 2002 se alcanzó una longitud de 3,426.25 km.

Puesto que la red eléctrica de Luz y Fuerza del Centro se encuentra en una zona densamente poblada, se cuenta además con una red de cables subterráneos de potencia de 230 y 85 kV.

b.-) Transformación:

La transformación permite adecuar las características de voltaje y corriente de la energía eléctrica que se produce en las Centrales Generadoras y que se transmite en altos voltajes por las líneas de transmisión a través de grandes distancias para entregar a los clientes la energía eléctrica requerida para sus procesos.

El aumento demográfico en el área metropolitana, ha dado como resultado un aumento en la demanda de energía eléctrica y por consecuencia la construcción de plantas generadoras de energía y Subestaciones para satisfacer estas necesidades. No obstante que no son frecuentes los incendios en los Transformadores de Potencia, éstos deben de ser protegidos adecuadamente con sistemas de extinción de incendio.

En el campo de la energía eléctrica, los Transformadores juegan un papel muy importante por múltiples razones: intervienen a nivel de producción, del transporte y de la distribución de energía eléctrica. La presencia en sectores clave de la electricidad los convierte en dispositivos esenciales. La multiplicación de los Transformadores y el aumento de su potencia han contribuido al mejoramiento técnico, sin que hayan sido debidamente protegidos contra incidentes.

Actualmente en Luz y Fuerza del Centro se han buscado diferentes opciones para la optimización de los recursos que conllevan a la necesidad de proteger, entre otros, a los equipos de los siniestros y daños totales o parciales. Debido a la importancia y al gran costo de los Transformadores de Potencia, este Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio basado en Nitrógeno representa un porcentaje insignificante si lo comparamos con el costo de un solo Transformador y aún más con el costo de los dos o tres que normalmente operan en una Subestación.

Además de las pérdidas económicas que se derivan de un incendio en Transformadores de Potencia, por los daños sufridos por el equipo siniestrado, los equipos auxiliares y construcciones adjuntas al mismo, se presentan los problemas que implican el tiempo de reposición y/o reparación de los equipos y de los trastornos que se tengan de acuerdo con la magnitud del siniestro que se ocasionen a las industrias y consumidores en sus propiedades.

De acuerdo con la responsabilidad que implica lo antes mencionado para las empresas que suministran energía eléctrica y con la situación económica que se vive actualmente en nuestro país, se

necesita reducir al mínimo el riesgo de incendio en los Transformadores de Potencia, con la finalidad de que no por tratar de lograr un pequeño ahorro suprimiendo los sistemas de prevención o extinción de incendio, se tenga que gastar mucho dinero en la reparación y, tal vez, la recuperación de los equipos e instalaciones tan costosas dependiendo de la magnitud del siniestro. Todo esto sin considerar que los daños pueden llegar a afectar el adecuado y eficaz suministro de energía eléctrica a los usuarios que son nuestros clientes.

Para poder hacer frente a las diversas fallas de los materiales eléctricos, han surgido los sistemas de seguridad mas innovadores. Sus medios de protección han mostrado su eficacia, pero siempre dentro de ciertos limites, sin poder evitar importantes daños. Los estudios e investigaciones se enfocan hacia el mejoramiento de la fiabilidad, sin embargo, la experiencia nos ha mostrado que las fallas en las redes no son siempre controladas. Aún con la presencia de los sistemas de protección las acciones de prevención son indispensables ya que permiten responder a criterios de costos relacionados con el reemplazo y reparación de equipos de protección al igual que a criterios ambientales.

Debemos Recordar que los aislamientos difícilmente mueren por si mismos, es decir, normalmente son dañados. Existen muchas situaciones para saber cuando va a fallar un Transformador, pero todas se pueden resumir en que la vida de un Transformador, depende en gran medida de la vida de su aislamiento

Es por ello, que en el capítulo II se describen las principales pruebas básicas que se llevan a cabo a los Transformadores de potencia durante su montaje para su puesta en servicio. Cada una de las pruebas básicas esta descrita en forma muy general debido a que es un tema muy extenso y que requiere de experiencia y habilidad para el manejo de las mismas.

En el presente trabajo se describen los sistemas tradicionales contra incendio como el sistema basado en CO₂ (bióxido de carbono), el sistema a base de polvo químico seco y de los sistemas fijos a base de agua pulverizada.

El sistema tradicional contra incendio a base de agua pulverizada, es el más utilizado en las Subestaciones y en las centrales generadoras, sin embargo, este sistema solo se limita en apagar el fuego una vez que ha sido detectado. Este sistema no ha sido diseñado para la prevención de una explosión e incendio. Es en este punto, donde el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio

basado en el drenado del aceite y la inyección de Nitrógeno es una alternativa de vanguardia tecnológica que salva al Transformador de una explosión, previene el inicio del incendio y permite repararlo en sitio, lo que ahorra grandes cantidades de dinero que, de otra manera, serían requeridas para la sustitución del Transformador y de las instalaciones adyacentes.

Por lo antes mencionado, además de instalarse muros divisorios entre Transformadores, deberán seguirse protegiendo estos equipos con sistemas de prevención o extinción de incendio, cumpliendo al menos uno de los siguientes puntos:

- a) Cuando sean subestaciones cuyos Transformadores contengan una cantidad considerable de aceite y se encuentren instalados de tal forma que un posible incendio represente serio peligro para los equipos.
- b) Por su localización en zonas densamente pobladas.
- c) Por ampliación de la subestación, aún cuando ésta ya cuenta con un sistema fijo para los Transformadores.
- d) Por la importancia de la subestación.
- e) Por capacidad.

Por estas razones, los sistemas de protección se justifican ampliamente y son objeto de gran interés por parte de los fabricantes o de las compañías de generación y distribución de energía eléctrica. Una vez establecido el nivel de estas inversiones, la insuficiencia de los métodos de protección ceden el paso a los sistemas que eviten el deterioro de los materiales y justifiquen la utilización de dispositivos que tengan una función preventiva.

Proponer una técnica que permita salvaguardar a los Transformadores de la explosión y demostrar la confiabilidad de esta nueva técnica, es el punto importante que nos conduce a llevar a cabo esta tesis. Antes de esta nueva técnica los sistemas de protección de los Transformadores se limitaban en apagar el fuego y no eran eficaces en la prevención del incendio, ni en la protección de los Transformadores, generando así una pérdida total.

Esta nueva técnica de prevención de la explosión e incendio para Transformadores de Potencia, se basa en la inyección de nitrógeno. Este gas inerte que es inyectado a baja presión y baja temperatura, provoca una agitación del aceite dieléctrico logrando el enfriamiento y evitando una posible recombustión. El aumento de la presión en el interior del tanque del Transformador acciona

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

rápidamente el detector de presión. El sistema se activara inmediatamente con dos señales: por la disyunción de la celda del Transformador y la señal de alta presión.

Debido a que el principio de funcionamiento es sencillo, la probabilidad de falla es nula pero si por alguna razón las dos señales de activación fallaran, la nueva técnica cuenta con un sistema de extinción de respaldo denominado "Vaciado y Agitado con Nitrógeno". Este sistema de respaldo se activara con dos señales distintas: una por los detectores de fuego y la señal de las diversas protecciones eléctricas (falla a tierra, protección diferencial, sobre corriente o Buchholz).

En el capítulo VI se menciona el estudio técnico económico donde se realiza una estimación de costos entre un sistema tradicional a base de agua y el sistema de prevención contra explosión e incendio para poder evaluar desde diferentes perspectivas la selección de uno de estos dos sistemas. Las evaluaciones se llevan a cabo por perspectivas técnica, económica y civil.

CAPITULO I

FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES

I.1.- INFORMACIÓN GENERAL

Los Transformadores forman parte de los equipos más costosos de las centrales eléctricas y de las subestaciones. Dichos Transformadores contienen generalmente una gran cantidad de substancias combustibles que pueden propagar el incendio hasta instalaciones vecinas.

El uso casi universal del sistema de corriente alterna para la transmisión y distribución de energía eléctrica se debe al hecho de que los circuitos de diferentes tensiones se pueden interconectar mediante un dispositivo eficaz y confiable llamado Transformador.

Así es posible que los generadores, líneas de transmisión, redes de distribución y la gran variedad de cargas, se puedan operar en las tensiones más apropiadas. Sin las características únicas del Transformador de adaptarse a los requerimientos individuales de las diferentes partes de un sistema y de mantener su voltaje prácticamente constante, sin importar la magnitud de la carga, los progresos en la transmisión y distribución de energía, no hubieran sido posibles.

Esta habilidad se deriva del hecho de que es posible acoplar los devanados primarios y secundarios del Transformador, de tal manera que su relación de vueltas determinará estrechamente su relación de voltajes y la inversa de su relación de corrientes, dando como resultado que los voltamperes de entrada y salida y las energías de entrada y salida sean casi iguales.

Los Transformadores de potencia, cuentan en su interior con tres tipos de devanados. llamados devanado primario, devanado secundario y devanado terciario. El devanado terciario es el que genera la mayor cantidad de calor porque se conecta en delta sin conexiones al exterior, éste genera una elevada corriente que es utilizada para magnetizar al núcleo, y por el efecto Joule eleva la temperatura del aceite en 75° C en condiciones normales de operación.

El Transformador es un dispositivo que convierte energía eléctrica de un cierto nivel de voltaje, en energía eléctrica de otro nivel de voltaje, por medio de la acción de un campo magnético.

Está constituido por dos o más bobinas de alambre, aisladas entre si eléctricamente por lo general y arrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético.

El arrollamiento que recibe la energía eléctrica se denomina arrollamiento de entrada, con independencia si se trata del mayor (alta tensión) o menor tensión (baja tensión).

El arrollamiento del que se toma la energía eléctrica a la tensión transformada se denomina arrollamiento de salida. En concordancia con ello, los lados del Transformador se denominan lado de entrada y lado de salida.

Los arrollamientos de entrada y el de salida envuelven la misma columna del núcleo de hierro. El núcleo se construye de hierro por que tiene una gran permeabilidad, o sea, conduce muy bien el flujo magnético. En un Transformador, el núcleo tiene dos misiones fundamentales:

Desde el punto de vista eléctrico, y ésta es su función principal, es la vía por la que transita el flujo magnético. A través de las partes de la culata conduce el flujo magnético siguiendo un circuito prescrito de una columna a otra.

Desde el punto de vista mecánico es el soporte de los arrollamientos que en él se apoyan.

Para generar el flujo magnético, es decir, para magnetizar el núcleo de hierro hay que gastar energía eléctrica. Dicha energía eléctrica se toma del arrollamiento de entrada.

El constante cambio de magnetización del núcleo de hierro origina pérdidas. Estas pérdidas pueden minimizarse eligiendo tipos de chapa con un bajo coeficiente de pérdidas.

Además, como el campo magnético varía respecto al tiempo, en el hierro se originan tensiones que dan origen a corrientes parásitas, también llamadas de Foucault. Estas corrientes, asociadas con la resistencia óhmica del hierro, motivan pérdidas que pueden reducirse empleando chapas especialmente finas, de unos 0.3 mm de espesor, aisladas entre sí (apiladas). En cambio, en un núcleo de hierro macizo se producirían pérdidas por corrientes parásitas excesivamente grandes que motivarían altas temperaturas.

Existen diferentes tipos de Transformadores que se clasifican de acuerdo a las siguientes características:

- Por el tipo de núcleo:
 - a) Acorazado.- Tiene como característica que el núcleo es el que envuelve a las bobinas.
 - b) De columnas.- Las bobinas son las que envuelven al núcleo.

- Por el tipo de enfriamiento:
 - a) OA.- Sumergido en aceite con enfriamiento natural.
 - b) OA/FA.- Sumergido en aceite con enfriamiento de aire forzado.
 - c) OA/FA/FOA.- Sumergido en aceite con circulación de aceite y ventilación forzada.
 - d) FOA.- Sumergido en aceite con enfriamiento de aceite y aire forzado.
 - e) OW.- Sumergido en aceite con enfriamiento de agua.
 - f) EOW.- Sumergido en aceite con enfriamiento de aceite y aire forzado.
 - g) AA.- Tipo seco con enfriamiento propio.
 - h) AFA.- Tipo seco con enfriamiento por aire forzado.
 - i) AA/FA.- Tipo seco con enfriamiento natural.

- Por el número de fases:
 - a) Monofásicos.



Figura 1.1.1 Transformador Monofásico

b) Trifásicos.

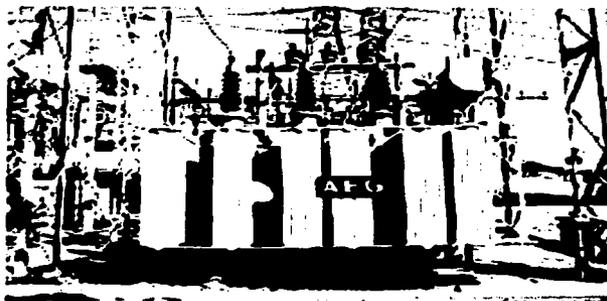


Figura 1.1.2 Transformador Trifásico

- Por su localización:

a) Interior.

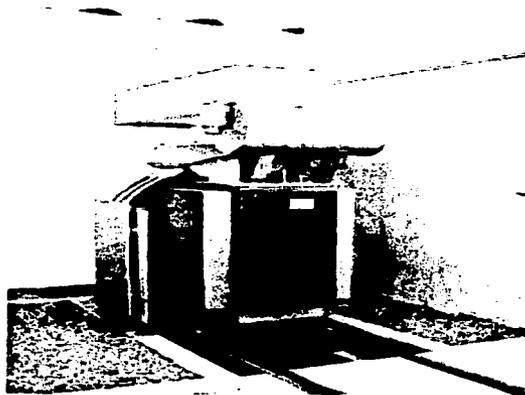


Figura 1.1.3 Transformador Tipo Interior

b) Intemperie.

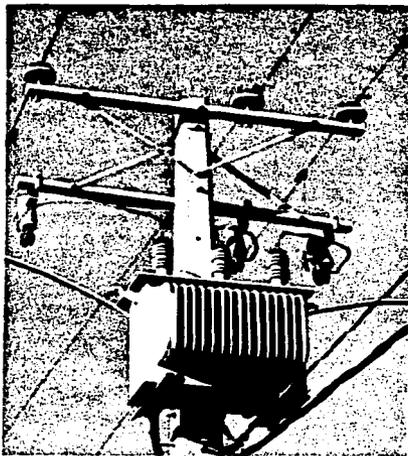


Figura 1.1.4 Transformador Tipo Intemperie

- Por su capacidad:

a) De distribución (hasta 530 kVA.).



Figura 1.1.5 Transformador de Distribución

b) De potencia (mayores de 500 kVA.).



Figura 1.1.6 Transformador de Potencia

- Por su aplicación:

- a) Elevador.
- b) Reductor.
- c) De instrumentos.



Figura 1.1.7 Transformador de Instrumentos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Por su tipo de preservación de aceite:

a) Con tanque conservador.



Figura 1.1.8 Transformador con Tanque Conservador

b) Sin tanque conservador.

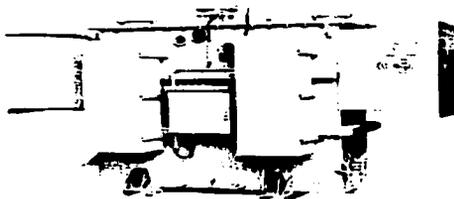


Figura 1.1.9 Transformador sin Tanque Conservador

- Por su conexión:

a) Delta - Estrella.

b) Estrella - Delta.

c) Estrella - Estrella.

d) Delta - Delta.

e) Estrella - Estrella - Delta.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

f) Zig - Zag.

g) Delta abierta.

Los aislamientos utilizados en un Transformador moderno son variados y en su conjunto forman lo que se llama el sistema de aislamiento. Estos materiales normalmente son:

- Madera (papel kraft, papel Manila, cartón prensado, cinchos de papel, algodón, etc.)
- Barnices.
- Fibra vulcanizada.
- Porcelanas.
- Baquelitas.
- Plásticos.
- Aceites, etc.

El sistema aísla entre sí a los devanados del Transformador y a su vez, los aísla de las partes conectadas a tierra.

Las funciones desempeñadas por el aceite son:

- a) Refrigerar al Transformador.
- b) Proveerlo de rigidez dieléctrica.
- c) Proteger al sistema del aislamiento.

Los diferentes materiales del sistema poseen ciertas características físico-químicas propias, que determinan su vida útil. Entre mejor se conserven inalterables estas características, mayor será la vida útil del sistema de aislamiento.

Los factores que afectan la vida de los aislamientos son:

- Las altas temperaturas.
- La presencia de humedad.
- Los campos eléctricos intensos.

De hecho lo que sucede realmente con los aislamientos, es que éstos intervienen en reacciones químicas propicias y aceleradas por los factores mencionados. Otros factores que afectan la vida de los aislamientos son las sobre tensiones transitorias originadas por las maniobras y las descargas atmosféricas.

1.2.- CONSECUENCIAS DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES.

Los Transformadores se localizan en puntos en los cuales las fallas presentan problemas operacionales al sistema eléctrico. Se encuentran encapsulados en tanques, conteniendo líquidos contaminantes e inflamables. Las fallas severas a veces se acompañan de una explosión, incendio y derrame de fluido (aceite).

La explosión e incendio de un Transformador proceden generalmente de una falla en el aislamiento eléctrico. Esta puede ser causada por sobrecargas, un deterioro progresivo del aislamiento, bajo nivel de aceite, de la existencia de humedad o acidez en el aceite o por la falla del aislamiento de una boquilla.

Los Transformadores generan pérdidas que requieren la disipación del calor producido. De manera que a menudo son enfriados por aceites minerales que constituyen un dieléctrico susceptible a incendiarse bajo ciertas condiciones. Los incendios de Transformadores de Potencia con enfriamiento a base de aceites se ocasionan, en general, a causa de la ruptura del aislamiento eléctrico interno que provoca un cortocircuito localizado.

El arco eléctrico producido por esta ruptura genera un aumento en la presión del depósito, y en consecuencia, la explosión e incendio del aceite, el cual propaga el fuego a los equipos próximos. Las fallas eléctricas pueden ser causadas por sobrecargas de corrientes transitorias internas muy breves en el sitio de origen de la ruptura del o de los dieléctricos.

Las rupturas de aislantes son también consecuencia de un envejecimiento acelerado de los materiales debido a una acumulación de defectos anteriores. Todas estas fallas pueden surgir en el cambiador de carga, en el Transformador o a nivel de pasamuros.

Los Transformadores están principalmente protegidos por un detector de gas y por una válvula de seguridad. Este detector de gas es llamado Buchholz y sin embargo, los Transformadores explotan porque después del cortocircuito, la generación de gas y su evacuación hacia los tubos del Buchholz están sometidas a constantes de tiempo que son demasiado largas para evitar la explosión. Por otra parte las válvulas de seguridad en el Transformador no han sido concebidas para reaccionar a las consecuencias de los cortocircuitos, cualquiera que sea su origen. La sección de paso de fluido y la

fuerza de los resortes de la válvula no permiten la evacuación de la energía resultante de una falla eléctrica.

Todos los Transformadores están equipados con un Buchholz y con válvulas de seguridad, y a pesar de todo, explotan porque no han sido diseñadas para evitar los errores durante el llenado de aceite, las operaciones de filtración o por advertirse un nivel de presión elevado. Distintas empresas han prohibido el uso de estos accesorios en sus Transformadores. En el pasado los Transformadores estaban protegidos contra exceso de presión, por medio de membranas y por chimeneas de evacuación de aceite que desaparecieron al momento de la aparición de las válvulas en el mercado.

1.3.- LA PROTECCIÓN

El propósito de este enunciado no es el de estudiar las protecciones existentes, sino tener presente los medios utilizados para proteger a los Transformadores de las consecuencias de una ruptura del aislamiento, a fin de ubicar la nueva técnica de prevención de explosión e incendio en los Transformadores de potencia.

La seguridad del Transformador es salvaguardada, ante todo, con protecciones contra defectos de aislamiento o cortos circuitos, pero también se deben de tomar en cuenta otros conceptos. En efecto, los Transformadores dependen directamente del entorno en donde estén acoplados, de manera que las protecciones eléctricas intervienen igualmente sobre las perturbaciones exteriores (rayo, sobrecarga, etc.). Igualmente, el Transformador debe ser objeto de cuidados particulares. Así pues, parámetros como la presión y la temperatura del aceite de enfriamiento son trascendentales para garantizar su fiabilidad. El cuidado de las características químicas (aceite) o mecánicas (vibraciones) permiten igualmente prevenir cualquier cambio peligroso.

Todos los equipos y dispositivos anteriormente mencionados, tienen una justificación económica frente a los costos de equipamiento, pero no garantizan, desafortunadamente, una protección general. Se han puesto en práctica otros medios y conceptos relativos a dispositivos auxiliares que intervienen para limitar las consecuencias de una falla en el aislamiento térmico.

La utilización de discos de ruptura o diafragmas, para evitar la explosión del deposito, y por lo tanto, el incendio del aceite, ha comprobado ser una solución eficaz, pero presentan un carácter

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

irreversible, de manera que hemos presenciado, sin razón, su desaparición junto con la aparición de las válvulas de seguridad, las cuales no han sido jamás diseñadas para expulsar la energía mecánica resultante de un cortocircuito.

De la misma manera, en lo referente a la detección de gases, como lo hemos mencionado anteriormente, el uso de un Buchholz no permite evitar la explosión al momento de una falla eléctrica. Estos medios en conjunto no son suficientes para garantizar la seguridad de centrales o subestaciones, por lo tanto siempre hemos utilizado sistemas de extinción de incendios.

Estos últimos actúan hasta que se detecta el incendio por medio de sensores de temperatura que son activados por las llamas. En tal caso se activan, aunque con un cierto retraso con relación a la aparición de la falla, y para entonces, la fase del incendio es tal que los daños ya son significativos. Estos sistemas no fueron concebidos para reducir los daños del Transformador, sino únicamente para que el incendio no se propague a otros equipos o a las instalaciones contiguas.

Las averías eléctricas y los incendios de Transformadores, cables de acometida, etc., pueden ser provocados por acontecimientos sucedidos a cierta distancia de la subestación, como la caída de un rayo u otros graves aumentos de corriente, la subida de una ardilla al aislante de un Transformador o la perforación de una conducción subterránea por un trabajador abriendo una zanja en la calle con un martillo neumático. De cualquiera de estas causas o infinidad de otras, puede seguirse un desperfecto o una interrupción de la subestación o de la estación generadora.

Los Transformadores que contengan cantidades apreciables de aceites aislantes minerales, inhibidos e inflamables, cuyos puntos de inflamación oscilen entre 55 y 60°C se colocan por lo menos a 7.5 m de distancia de ventanas o de otras aberturas de las paredes del edificio de control de la subestación y de cualquier otra estructura importante o se instalan en el interior de un pozo o bóveda del tipo especificado por el Código Eléctrico. Los Transformadores aislados con askarel, instalados a la intemperie, tienen respiraderos hacia el exterior si su potencia nominal es de más de 25 kVA.. Si su capacidad nominal es superior a 35 kV los Transformadores de askarel se instalan en bóvedas, tal como las define el Código Eléctrico si la instalación es en edificios.

Los Transformadores aislados con aceite pueden situarse sobre o cerca de los muros de cerramiento de los edificios o estructuras, siempre y cuando estén separados de materiales combustibles, de ventanas u otras aberturas, salidas de incendio, etc., por barreras resistentes al fuego

y que posean fosas de recolección para retener el aceite de las posibles rupturas. Comúnmente en muchas instalaciones se emplean equipos de protección automática contra incendios.

Los tubos de descarga de los respiraderos de los Transformadores se disponen generalmente de modo que no lancen aceite ardiendo sobre otros Transformadores, edificios, vías públicas, etc. Para impedir este riesgo en una zona congestionada, es común encontrar muros levantados entre Transformadores adyacentes y a lo largo de los linderos. En realidad, se colocan barreras de este tipo en tres lados de cada Transformador de gran tamaño.

Los Transformadores modernos, debido a su costo, a veces más de medio millón de dólares, merecen medidas de protección especial contra incendios tales como agua pulverizada.

Existe suficiente concentración de valor en los miles de litros de aceite y complementos externos (ventiladores, mandos, equipo para el cambio de líquido refrigerante o aislante, instrumentos, manguitos, pararrayos, etc.) que justifican el montaje de algún tipo de extinción de incendio fijo. Es recomendable la construcción de barreras de material incombustible entre Transformadores contiguos aislados con aceite.

1.4.- LA SEGURIDAD

Los diseñadores de Transformadores de potencia tienen objetivos de seguridad, de manera que sus inquietudes se enfocan principalmente a nivel de diseño, de la realización, utilización y mantenimiento. Los Transformadores se integran a áreas industriales sometidas a diversos reglamentos relativos a la protección, las cuales dependen también de la seguridad de los materiales y de los equipos. El límite entre protección y seguridad es a menudo impreciso, de manera que podemos justificar que existen más sistemas de seguridad relacionados con los Transformadores, las disposiciones se basan en el acondicionamiento de las áreas y la distribución y selección de los equipos de seguridad.

El incendio de uno o varios Transformadores es con frecuencia uno de los riesgos más graves que se toman en cuenta al analizar la seguridad de las instalaciones. Como resultado, es usual que se utilicen sistemas de extinción. El procedimiento con mayor frecuencia utilizado, para la extinción de los incendios de Transformadores es el de la proyección de agua sobre el depósito denominado de

“agua presurizada”. Este sistema ha registrado un gran número de fallas, en efecto, el agua aún en pequeñas partículas, tiene mucha dificultad para sofocar el fuego:

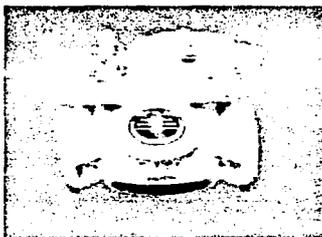
- En el momento en que explota el Transformador, la tubería que soporta los tubos situados sobre el Transformador es con frecuencia destruida y proyectada en distintas direcciones, dejando el área sin protección.
- En los lugares secos, ventosos y arenosos, los tubos de aspersión se obstruyen y el sistema de protección se vuelve inutilizable. Para limpiar estos tubos, el Transformador debe ser puesto fuera de servicio.
- En los lugares fríos, el sistema de agua presurizada no puede funcionar a una temperatura inferior a 0°C.
- Los costos de mantenimiento se elevan.

I.5.- RELEVADOR BUCHHOLZ

Todos los Transformadores de potencia tienen un relevador Buchholz (trafoscopio, ver figura.1.5) y a pesar de este relevador explotan cuando sucede un cortocircuito porque después de un cortocircuito, la generación de gas y su evacuación hasta el Buchholz arrastran constantes de tiempo que son demasiado lentas para evitar la explosión.

El Relevador Buchholz tiene por finalidad la protección de equipos sumergidos en líquido aislante. Estos aparatos detectan, de forma precisa, problemas como fuga de líquido aislante, cortocircuito interno del equipo, formación de gases internos, entre otros.

En la conexión delta, por ejemplo, no hay forma de detectar algún tipo de falla, sino hasta que el arco eléctrico descompone el aceite en gases explosivos produciendo burbujas que son atrapadas por el relevador accionándose una alarma o un disparo de apertura.



**MODELO R-101-A PARA
TRANSFORMADORES DE 100 A
1000 Kva.**



**MODELO R-102 PARA
TRANSFORMADORES DE 1000 A
10000 Kva.**



**MODELO R-103 PARA
TRANSFORMADORES ARRIBA DE
10000 Kva.**



**MODELO R-104 PARA
TRANSFORMADORES ARRIBA DE
10000 MVA**

Figura. 1.5 Relevador Buchholz

I.6.- VÁLVULA DE SEGURIDAD.

Las válvulas de seguridad, ver figura 1.6, de los Transformadores, no fueron creadas para resistir los cortocircuitos, cualesquiera que sean las causas. La sección de paso de fluido de la válvula de seguridad que permite soltar presión y la fuerza de sus muelles en espiral, tienen que estar en los rangos de 4 a 6" (10.16 a 15.24 cm.).

La válvula de sobre presión automática va montada sobre la cubierta del Transformador y está diseñada para las presiones excesivas que pueden llegar a acumularse dentro del tanque del

Transformador ocasionado por una falla. Cuando la presión del tanque sube hasta un nivel excesivo y llega a 10 PSI, \pm 1 PSI, libera la presión; por otro lado la válvula se repone y sella automáticamente cuando la presión en el espacio de gas se reduce hasta aproximadamente de 9 a 8 PSI. El micro interruptor se ajusta para 10 PSI, \pm 1 PSI (0.70 kg/cm²).

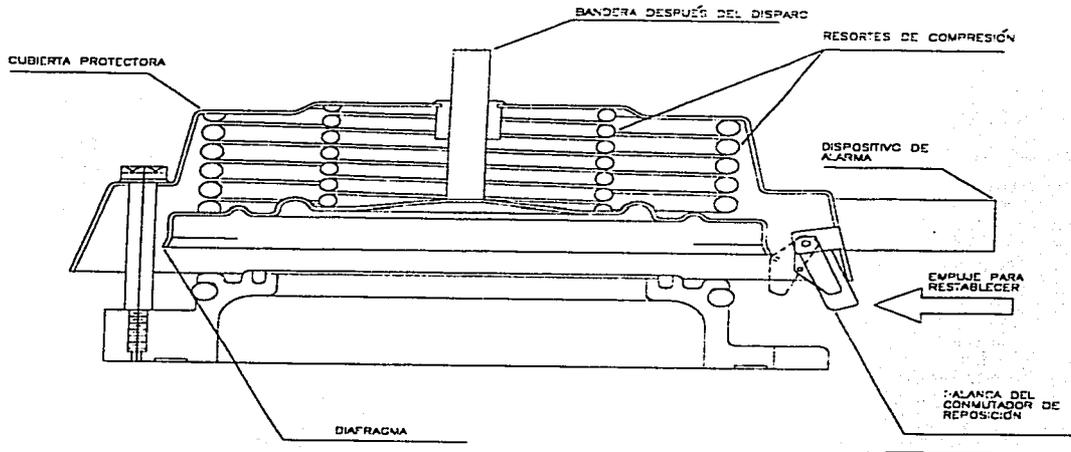


Figura 1.6 Válvula de seguridad

CAPITULO II PRUEBAS EN LOS TRANSFORMADORES

II.1.- INFORMACIÓN GENERAL.

Debemos Recordar que los aislamientos difícilmente mueren por si mismos, es decir, normalmente son dañados. Existen muchas situaciones para saber cuando va a fallar un Transformador, pero todas se pueden resumir en que la vida de un Transformador, depende en gran medida de la vida de su aislamiento a base de celulosa, que entre mejor conservado este, más vida tendrá la unidad.

Es por ello, que en el presente capitulo se describen las principales pruebas básicas que se llevan a cabo a los Transformadores de potencia durante su montaje para su puesta en servicio. Antes de realizarse las pruebas en campo a un Transformador, debe de recopilarse alguna información tal como: Datos de placa del Transformador, fecha de las ultimas pruebas, datos especiales, etc.

II.2.- PRUEBA DE RESISTENCIA AL AISLAMIENTO.

La resistencia de aislamiento es el termino usado para definir el cociente de potencial aplicado con C.D. (corriente directa) a un devanado, dividido entre la corriente que fluye a través de su aislamiento, en un tiempo determinado después de iniciada la prueba.

El tiempo según la Norma AIEE – N° 43 es de uno a diez minutos y tiene mucha importancia para la prueba pues se trata de medir sólo la corriente que fluye a través y sobre la superficie del aislamiento.

Esta prueba se realiza con un Megger de 0 a 2.5 kV, la tensión aplicada irá en función del voltaje nominal de C.A. (corriente alterna) del equipo que se va a probar. La prueba consiste en aplicar el voltaje de prueba durante un periodo de 10 minutos tomando lecturas a intervalos de un

minuto; durante el primer minuto se toman lecturas a 15, 30 y 45 segundos donde las lecturas importantes serán a 30 y 60 segundos.

Su aplicación se basa en las características de absorción del aislamiento y proporciona una buena referencia para evaluar el estado de los aislamientos con características de absorción notable.

La tabla 2.2.1 muestra los valores de voltajes recomendados para pruebas de resistencia de aislamiento:

VOLTAJE NOMINAL DEL PROBADOR DE C.D. (MEGGER)	VOLTAJE NOMINAL DE C.A. DEL EQUIPO QUE SE VA A PROBAR
100 Y 250 Volts.	Hasta 125 Volts, incluyendo equipos y circuitos de control y señalización.
500 Volts.	De 125 a 400 Volts.
1000 Volts	De 400 Volts en adelante.
2500 Volts.	De 1000 Volts en adelante.

Tabla 2.2.1 Voltajes para pruebas de aislamientos.

La resistencia de aislamiento varía directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando repentinamente se aplica un voltaje de C.D. 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 se le denomina curva de absorción dieléctrica, y su pendiente indica el grado relativo de secado o suciedad del aislamiento, si el aislamiento está húmedo o sucio, se alcanzara un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y se obtendrá una curva con baja pendiente.

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica, se expresa mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento, tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la misma prueba. A la relación de 60 segundos a 30 segundos se le conoce como Índice de Absorción.

$$I_{ab} = \text{resist. a 60 seg.} / \text{resist. a 30 seg.}$$

A la relación de 10 minutos a 1 minuto se le conoce como Índice de Polarización.

$$I_p = \text{resist. a 10 min.} / \text{resist. a 1 min.}$$

Los índices de absorción y polarización, utilizados para clasificar las condiciones eléctricas de un aislamiento se mencionan en la tabla 2.2.2.

Índice de Absorción	Índice de Polarización	Clasificación del aislamiento
Menor de 1	Menor de 1	Peligroso
De 1 a 1.1	De 1 a 1.5	Pobre
De 1.1 a 1.25	De 1.5 a 2	Dudoso
De 1.25 a 1.4	De 2 a 3	Regular
De 1.4 a 1.6	De 3 a 4	Bueno
Mayor de 1.6	Mayor de 4	Excelente

Tabla 2.2.2 Índices de absorción y polarización

Los factores que afectan las mediciones de resistencia de aislamiento son:

- A) **Condiciones de la superficie:** Las materias extrañas o contaminaciones que se depositan en la superficie del aislamiento, como carbón, polvo, pintura, etc. Disminuyen el valor de la resistencia de aislamiento. El polvo sobre la superficie del aislamiento no es un conductor cuando permanece seco, pero si queda expuesto a la humedad es parcialmente conductor y puede mejorarse mediante limpieza y secado siempre y cuando no existan defectos en el aislamiento.
- B) **Humedad:** Independientemente de la limpieza de la superficie del aislamiento, si su temperatura es la del punto de rocío del aire o inferior, se forma una película de humedad sobre la superficie disminuyendo su resistencia, este efecto es mucho mayor si la superficie se encuentra contaminada, por lo tanto es muy importante efectuar esta medición cuando la temperatura del devanado es superior a la de la temperatura del punto de rocío.
- C) **Temperatura:** Cuando se utiliza el índice de polarización para determinar las condiciones en que se encuentra el aislamiento, el efecto de la temperatura es despreciable si ésta no varía entre las lecturas leídas al minuto y diez minutos. La resistencia de aislamiento de la mayoría de los materiales, varía inversamente con la temperatura. Para disminuir este efecto o cuando se comparan los resultados de distintas pruebas de un aislamiento, o para conocer

el valor mínimo de aceptación de resistencia de aislamiento recomendado. es importante que la prueba se corrija a una temperatura base, que normalmente para aislamientos es de 20°C.

- D) Corriente residual: Si en el aislamiento existen cargas residuales, las mediciones de resistencia de aislamiento serán erróneas, por lo que antes de medir la resistencia de aislamiento, los devanados deberán estar completamente descargados conectando a tierra tanque y devanados durante un tiempo no menor de 10 minutos y posteriormente desconectar el equipo. Después de la aplicación del potencial de C.D., la conexión a tierra de los devanados es importante como medida de seguridad para el personal.

II.3.- PRUEBA DE LA MEDICIÓN A LA CORRIENTE DE EXCITACIÓN

Las pruebas de corriente de excitación, son usadas para localizar ciertos tipos de fallas en un Transformador, tales como defectos en la estructura del núcleo magnético, fallas de aislamiento entre espiras del devanado, falsos contactos, laminaciones sueltas en los núcleos, desplazamientos de devanados y núcleo, conexiones inapropiadas de los devanados, etc.

Los Transformadores sufren daños frecuentemente en sus devanados y núcleos, debido a los esfuerzos mecánicos de cortocircuito o golpes y movimientos bruscos en su transportación, los cuales provocan cortocircuito entre espiras, sobrecalentamientos y desplazamientos de devanados y núcleos.

La corriente de excitación de un Transformador, es aquella que se obtiene en el devanado primario al aplicar a éste un voltaje, manteniendo al Transformador sin carga, es decir, el devanado secundario en circuito abierto.

La magnitud de la corriente de excitación, depende del voltaje aplicado, del número de vueltas en el devanado, de la reluctancia y de otras condiciones tanto eléctricas como geométricas que existen en un Transformador.

Una corriente excesiva puede deberse a un cortocircuito entre una o varias espiras del devanado, también puede deberse a defectos dentro del circuito magnético como por ejemplo, fallas en el aislamiento de los birlos de sujeción del núcleo o al aislamiento entre laminaciones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El Transformador para esta prueba deberá ser tratado como monofásico conectando únicamente un amperímetro en uno de los extremos del devanado energizado.

En un Transformador trifásico conectado en estrella, la corriente de excitación puede medirse aplicando voltaje independiente a cada una de las fases y conectando un amperímetro en serie entre neutro y tierra, y energizando por la fase. En este caso la corriente de excitación medida en la pierna central, es menor que en las otras dos fases debido a la reluctancia del circuito magnético.

En Transformadores trifásicos conectados en delta es más complicado debido a que el núcleo está compuesto con una bobina en cada fase. Al energizar cada fase, la corriente en cada devanado será la corriente de excitación en cada pierna, estando la corriente desfasada 90° .

Las pruebas de corriente de excitación en Transformadores trifásicos deben ser hechas por aplicación del voltaje de prueba en cada fase.

La conexión de prueba para la medición de la corriente de excitación de la fase A para un devanado conectado en estrella se muestra en la figura 2.3.1, para la medición de las fases B y C, la terminal de alto voltaje es simplemente cambiada para H2 y H3, respectivamente. Cuando cualquiera de las fases es energizada, el flujo generado puede circular en otra sección del núcleo.

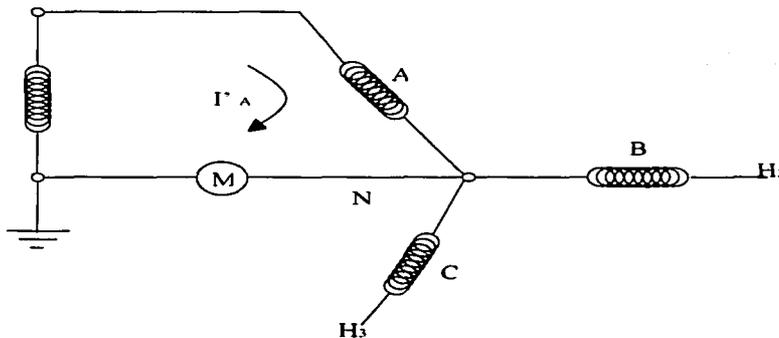


Figura 2.3.1 Conexiones para un devanado en estrella para medir la Corriente de Excitación.

Si el Transformador es tipo núcleo, la reluctancia del flujo determina la magnitud de la corriente de excitación. Usualmente la corriente de excitación en la fase central es menor debido a que la reluctancia es más baja. La corriente de excitación para las otras dos fases es mayor y casi iguales las dos. Una falla grave en cualquiera de las fases, puede causar un incremento en la corriente de excitación para la fase fallada y un menor incremento para las otras dos corrientes de las otras fases, desequilibrando así, la relación de corrientes entre fases.

Para la configuración del devanado en delta, se sugiere la utilización de la guarda aterrizada para medir la corriente de excitación la cual representa la reluctancia específica de la sección de la fase individual del núcleo. Su utilización permite localizar una falla más definitivamente, donde solamente la corriente de excitación se incrementa en la fase dañada y en las otras dos fases es normal el valor de la corriente.

La figura 2.3.2, muestra las conexiones de prueba para leer la corriente I_A , representando la reluctancia (R_A) de la fase A (H1-H3) de la sección del núcleo. La corriente I'_A en la fase "A" del devanado debe ser considerada para fluir a través del equipo de medición. La corriente I'_B en la fase "B" (H1-H2) del devanado, debe ser considerada ya que fluye directamente al revés de la fuente de voltaje. Una corriente I'_C debe ser inducida en la fase "C" (H2-H3) del devanado, la cual circula a través del medidor y con la terminal a tierra.

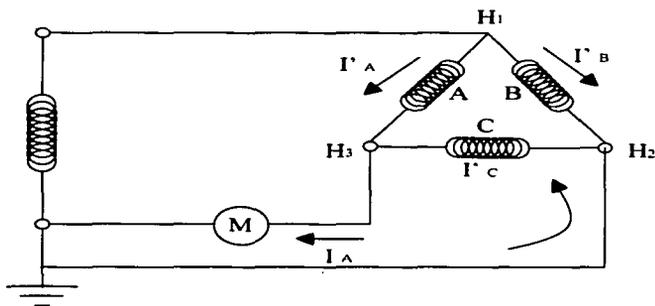


Figura 2.3.2. Conexiones para un devanado en delta para medir la Corriente de Excitación.

De las pruebas efectuadas con las conexiones verificadas como dice la tabla 2.3.1. la corriente de excitación representa la reluctancia de cualquier fase individual y debe ser leída directamente. Es

interesante notar, que para la medición de una corriente de una fase específica, ninguna conexión es hecha a la terminal de alta tensión de esa fase.

La tabla 2.3.2 muestra las conexiones para el devanado en estrella para efectuar las lecturas de las corrientes de excitación.

MEDIR	TERMINAL HV	TERMINAL DE CORRIENTE	TIERRA
IA	H1 ó H3	H3 ó H1	H2
IB	H1 ó H2	H2 ó H1	H3
IC	H2 ó H3	H3 ó H2	H1

Tabla 2.3.1 Conexiones del devanado en delta

MEDIR	TERMINAL HV	TERMINAL DE CORRIENTE	TIERRA
IA	H2 ó H3	H3 ó H2	N
IB	H1 ó H3	H3 ó H1	N
IC	H1 ó H2	H2 ó H1	N

Tabla 2.3.2 Conexiones del devanado en estrella

La alta precisión en las mediciones de corriente de excitación no es necesaria. Las fallas serias encontradas tienen un circuito encontrado en la corriente de excitación, mayores al 10% sobre los valores normales, esto es, que si en las mediciones de prueba, cualquiera de las tres fases muestra una variación mayor del 10% comparada con las otras dos fases, se puede diagnosticar y localizar la falla.

II.4.- PRUEBA DE HUMEDAD RESIDUAL

Los aislamientos sólidos en Transformadores de potencia están compuestos principalmente por papel, cartón y madera; o sea un 95% de estos aislamientos son papel kraft y cartón, los cuales tienen como principal componente la celulosa, estos aislamientos de papel son sometidos por su fabricante a diferentes tratamientos a fin de reforzar determinadas características como: la resistencia dieléctrica, resistencia al desgarre, temperatura de utilización, envejecimiento, etc.

El papel kraft tiene como origen el pino silvestre de las regiones nórdicas, teniendo muy buenas propiedades mecánicas (resistencia a la tracción y a los desgarres) y una buena permeabilidad al aire, la cual facilita la evacuación al aire aprisionado entre las capas de los bobinados, pero es un material higroscópico conteniendo de 8 a 10% de su peso en humedad.

El papel crepé dada su forma, facilita enormemente el encintado de formas irregulares, teniendo también excelentes características mecánicas y una relativa permeabilidad al aire.

La función principal de los aislamientos sólidos en Transformadores, es formar una barrera dieléctrica capaz de soportar la diferencia de potencial a que están sujetas las diferentes partes del equipo, así como mantener el flujo de corriente principal por una trayectoria predeterminada con el objeto de evitar fallas de aislamiento.

Los procedimientos de campo recomendados para la determinación de la humedad residual en Transformadores de potencia, así como el punto de rocío a gases como Nitrógeno, Hexafloruro de Azufre y la humedad relativa del aceite aislante, se describen a continuación.

Se entiende por humedad residual, la cantidad de agua expresada en % del peso total de los aislamientos sólidos que permanece en ellos al final de un proceso de secado. Actualmente se utilizan dos métodos de secado para determinarla:

- a) El que determina la humedad residual a partir de la presión de vapor producida por ésta en un medio al vacío.
- b) El que usa la medición de punto de rocío de un gas en contacto con los aislamientos.

- Método de abatimiento de vacío.

La presión absoluta dentro de un Transformador es originada por el movimiento molecular de un gas, en este caso vapor de agua desprendido por los aislamientos, con la medición de esta presión y la temperatura de los devanados, podemos determinar el % de humedad residual contenida en los aislamientos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Una vez, revisado que no existan fugas, se procede a efectuar vacío hasta alcanzar un valor estable. Tomando una última lectura de vacío se suspende el vacío y se toman lecturas del mismo cada cinco minutos, por un tiempo de una hora como máximo.

Cuando tres lecturas sucesivas tengan el mismo valor, esta será la presión de vapor producida por la humedad residual a la temperatura que se encuentran los devanados del Transformador. En caso de que las lecturas de vacío no se estabilicen, tendremos el Transformador húmedo o en su defecto con fugas. Las temperaturas de los devanados se deberán determinar perfectamente por la medición de la resistencia ohmica de los mismos.

Con los valores de presión de vapor obtenidos y la temperatura del devanado, se determina la Humedad Residual de los aislamientos sólidos del Transformador utilizando la grafica N° 1.

- Método del punto de rocío del gas (Nitrógeno o Aire)

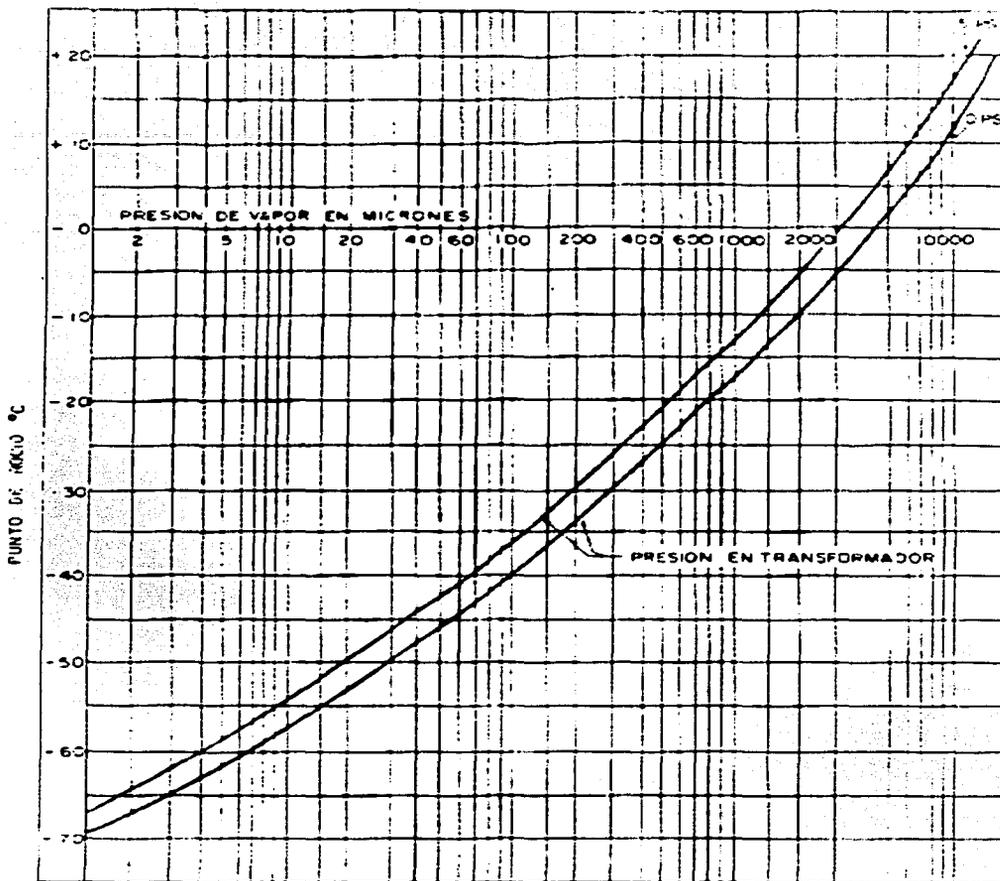
El punto de rocío de un gas es por definición, la temperatura a la cual la humedad presente (vapor de agua contenida en el gas) comienza a condensarse sobre la superficie en contacto con el gas; en base a este valor se puede determinar sobre un volumen conocido la cantidad total de agua contenida en él, así como su humedad relativa.

La cantidad de agua en el papel impregnado, se determina como una función de la humedad relativa del gas, con el cual está en contacto cuando está expuesto, hasta alcanzar condiciones de equilibrio entre sus respectivas humedades.

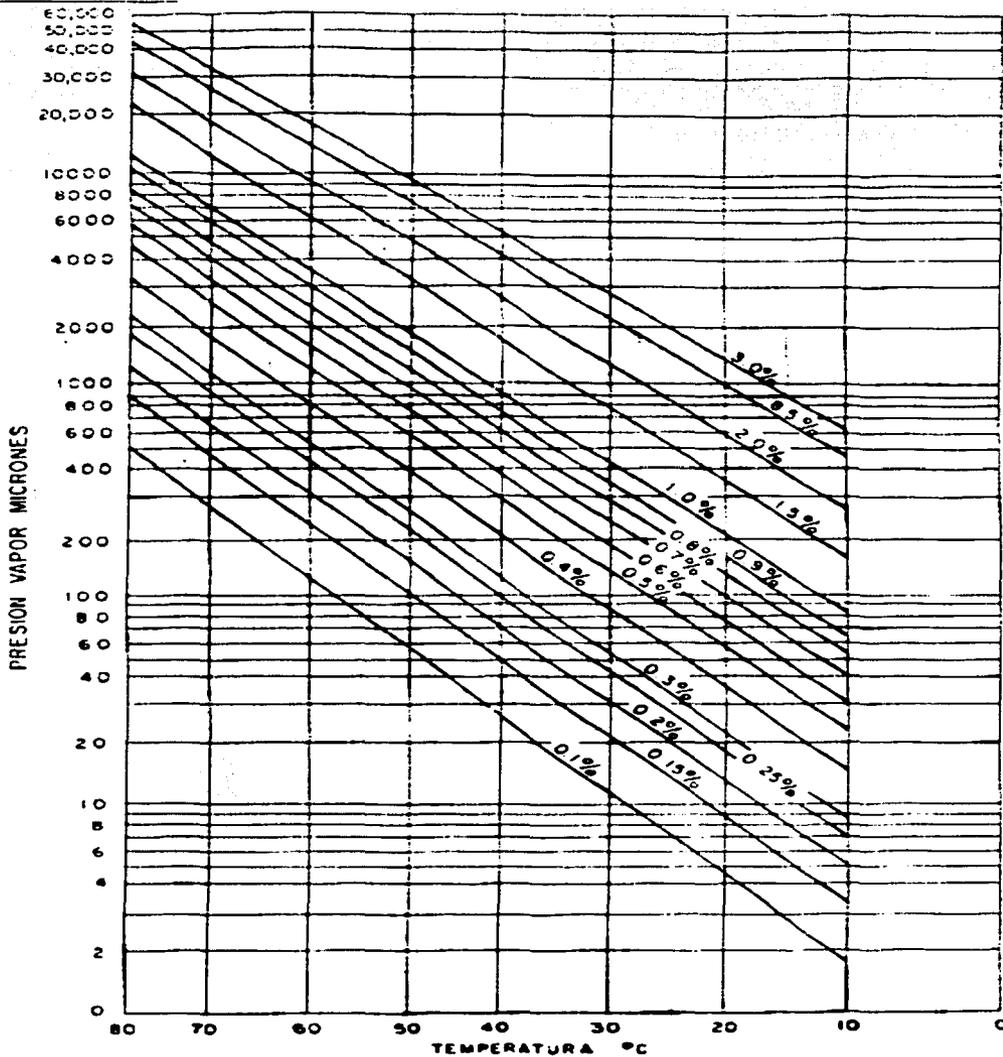
Para hacer la medición del punto de rocío en los Transformadores, se saca todo el aceite y se procede a efectuar vacío hasta alcanzar 1 mm Hg o menos y se mantienen en estas condiciones por 4 horas aproximadamente. Se rompe el vacío con aire o Nitrógeno seco que tengan un punto de rocío de 40°C y se presuriza a 3.5 lb/plg² manteniéndolo en estas condiciones por 24 horas, que es el tiempo necesario para alcanzar el punto de equilibrio.

Alcanzado el punto de equilibrio, se efectúa la medición de punto de rocío del aire o Nitrógeno. Se determina también la temperatura de los devanados por el método de resistencia ohmica. Con el valor de punto de rocío medido y la presión del gas, se determina la presión de vapor en la grafica N° 2.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Grafica N° 1. Punto de Rocío - Presión de Vapor



Grafica N° 2 Presión de Vapor – Humedad Residual

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Con la presión del vapor y la temperatura del devanado se determina la Humedad Residual con la grafica N° 1.

Para la determinación del punto de rocío, se puede usar cualquier tipo de Higrómetro de los que existen en el mercado, los cuales son:

- a) Higrómetro de hielo seco.
- b) Higrómetro Alnor.
- c) Higrómetro Panametrics.

Los valores máximos aceptables de humedad residual en aislamientos sólidos de Transformadores de potencia se muestran en la tabla 2.4.1.

PARA AISLAMIENTO DE:	%DE HUMEDAD RESIDUAL MAXIMO
400 kV	0.5
230 kV	0.7
150 kV	0.8
85 kV	1.2

Tabla 2.4.1 Valores de humedad residual aceptables

II.5.- PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Definiciones Técnicas:

- La relación de un Transformador, es la relación numérica de espiras del Transformador a menos que se especifique otra cosa.
- La relación de tensiones de un Transformador, es la relación de la tensión terminal primaria, a la tensión terminal secundaria bajo condiciones específicas de carga.
- La relación de espiras de un Transformador, es la relación numérica de las espiras existentes en el devanado de alta tensión a las del devanado de baja tensión y que siempre deberá ser mayor de la unidad.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- La relación inversa de espiras se define como la relación del número de espiras del devanado de baja tensión al devanado de alta tensión. Es igual al recíproco de la relación de espiras y por lo tanto siempre es menor que la unidad.

Antes de llevar a cabo esta prueba deberá recordarse lo siguiente:

1.- La relación de placa (voltaje) no es la relación de espiras, sino es la relación de las tensiones fase a fase sin carga.

2.- La relación de espiras, suponiendo que el lado de alta tensión esta conectado en delta, se puede encontrar multiplicando la relación que aparece en la placa por la $\sqrt{3}$.

3.- Si las terminales "X" del TTR se conectan fase a fase en el devanado conectado en estrella y las puntas "H" a las fases correspondientes en delta, la relación medida será aproximadamente de la mitad de la verdadera relación de espiras y por coincidencia esta relación es también aproximadamente del 87% de la relación de placa. Cuando un devanado de baja tensión esta conectado en estrella deberán conectarse las terminales "X" entre una fase y un neutro.

Para conocer la relación de espiras primarias o secundarias en un Transformador, se utiliza el aparato llamado TTR (Transformer Testing Relation).

La forma más satisfactoria de medir la relación de un Transformador de potencia o distribución, es comparándolo con un Transformador patrón de relación y polaridad conocidas o sea el TTR.

El TTR está diseñado para medir con precisión la relación de espiras, cuya relación de transformación sea inferior a 130. La prueba consiste en aplicar un potencial igual al Transformador bajo prueba y al Transformador patrón que está contenido en el TTR.

Igualando las tensiones secundarias, por medio de variaciones en el número de vueltas en el secundario del Transformador patrón, se logra conocer por comparación, la relación de espiras del Transformador bajo prueba, del primario con el secundario.

Quando un Transformador es excitado por su devanado de baja tensión, la relación de tensiones sin carga es exactamente igual a la relación de espiras, si existe alguna diferencia, es debido a la caída de tensión en el primario, que resulta del paso de la corriente magnetizante a través del mismo. Todos los métodos eléctricos para medir la relación de espiras, se basan en el principio anterior.

El TTR está dispuesto de manera que el Transformador que se va a probar y el Transformador de referencia de relación ajustable en el TTR, estén excitados de la misma fuente de tensión. Los devanados secundarios se conectan en serie – paralelo con el detector en cero.

Quando la relación del Transformador de referencia se ajusta de manera que no hay corriente en el circuito secundario se cumplen simultáneamente dos condiciones: la relación de las tensiones de los dos Transformadores son iguales y no hay carga en ninguno de los secundarios.

La relación de tensiones sin carga del Transformador de referencia se conoce, por lo que se conoce también, la relación de tensiones del Transformador que se prueba y la relación del número de espiras.

II.6.- PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS.

El propósito de esta prueba no destructiva, es detectar fallas peligrosas en aislamientos antes de que la falla ocurra, lo cual de esta manera previene pérdidas de servicio y permite el reacondicionamiento de dicho aislamiento.

El factor de potencia en un aislamiento, es el coseno del ángulo entre el vector de la corriente de carga y el vector del voltaje aplicado, obteniendo los valores directos de estos factores, a través de la medición de los Volts-Amperes de carga y las pérdidas en Watts del dieléctrico bajo prueba, a un voltaje dado medidos con un equipo especial para esta prueba.

El factor de potencia siempre será la relación de los Watts de pérdida entre la corriente de carga en Volts-Amperes y el valor obtenido de esta relación será independiente del área o espesor del aislamiento y dependerá únicamente de la humedad, la ionización y la temperatura.

El principio básico de esta prueba no destructiva, es la detección de algunos cambios medibles en las características de un aislamiento que pueden asociarse con los efectos de agentes destructivos como el agua, el calor, el efecto corona y en general un incremento apreciable de las pérdidas dieléctricas en C.A. o factor de potencia en un aislamiento.

El factor de potencia de un dieléctrico es una indicación de las pérdidas dieléctricas por unidad de volumen, cuando la capacitancia es constante. Constantemente el factor de potencia es una propiedad inherente del dieléctrico y es independiente del área o espesor del aislamiento.

En Luz y Fuerza del Centro, se utilizan equipos de la Doble Engineering, que es el principal fabricante de equipos para pruebas de factor de potencia de los aislamientos. Se utilizan dos tipos de equipo que son el MEU de 2.5 kV y el MH o M2H de 10 kV, que están diseñados tanto para pruebas de campo como para pruebas de laboratorio.

El MEU es un instrumento de C.A. diseñado para pruebas de aislamiento, mide los Volts-Amperes y las pérdidas en Watts a un potencial de prueba hasta 2.5 kV. Tiene un rango máximo de 100.000 MVA a 2.5 kV, su utilización es en pruebas a Transformadores, generadores, boquillas, apartarrayos, líquidos aislantes, cables, capacitores, etc.

El equipo completo consiste de probador o equipo de medición, caja de accesorios con cables de alta tensión, extensiones y celdas para líquidos aislantes. El probador está montado en una caja que contiene los aparatos para controlar y suministrar el alto voltaje de acuerdo a los datos de placa del equipo bajo prueba, contiene el circuito de medición, el amplificador y los medidores.

El probador tipo MH, se diferencia aparte de su voltaje de prueba (10 kV), en su construcción, tiene mayor capacidad de prueba (200 MA), realiza pruebas entre 2 y 12 kV, está equipado con un dispositivo para eliminar la inducción magnética, un equipo de medición que permite leer directamente el voltaje de prueba, la corriente de carga, las pérdidas dieléctricas y la capacitancia.

II.7.- PRUEBA AL ACEITE AISLANTE.

Es muy importante la función desempeñada por los aceites derivados del petróleo que se utilizan como aislantes, refrigerantes o como un medio para extinguir el arco eléctrico, tiene aplicación en Transformadores, interruptores, reguladores, seccionadores, reactores, capacitores, etc.

Existen dos tipos de aceites aislantes, los hidrocarburos procedentes del petróleo y los aceites artificiales clorados.

Aceites Artificiales.- Comúnmente se les llama askareles y son compuestos sintéticos no flamables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico, solamente producen mezclas gaseosas no flamables, por lo mismo son muy estables y difíciles de destruir, son contaminantes del ambiente y tóxicos produciendo por inhalación o contacto lo siguiente: acné, problemas intestinales, afección al hígado, riñones, etc.

Por las razones anteriores este tipo de aceite ha dejado de utilizarse y se han efectuado procedimientos para su manejo, almacenaje y destrucción de los mismos y aunque existen equipos en operación tales como capacitores, Transformadores, interruptores, etc., que contienen este tipo de aceite, ecología ha determinado el retiro de dicho equipo con el cuidado y manejo necesario para su destrucción.

Aceites derivados del Petróleo.- Básicamente son dos, los de base nafténica que normalmente son los de importación y proporcionan un aceite con características ideales, como su punto de congelación es bajo puede usarse en lugares donde las bajas temperaturas prevalecen, y son determinantes en la operación del equipo eléctrico, el otro es el parafínico que es la característica del nacional.

Hasta hace poco tiempo con sólo determinar el básico, indicaba la calidad de un aceite, con esto se decía que el aceite nafténico era de mejor calidad y por lo tanto se podía utilizar en equipo de alto voltaje y que el parafínico era de inferior calidad y sólo se podía utilizar en equipo de bajo voltaje o en Transformadores de distribución. Actualmente se considera que es la forma de destilación la que proporciona la calidad del aceite, por lo que el análisis final del mismo es el que nos indica si es o no el adecuado para el equipo de que se trate.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Las características finales deseadas de un aceite han sufrido modificaciones, de acuerdo a la experiencia y conocimientos, en el pasado lo único buscado y que decidía la calidad de un aceite era su estabilidad a la oxidación, por lo tanto se desarrollaron numerosos métodos de prueba; más tarde varió este criterio a favor de propiedades físicas y eléctricas tales como el factor de potencia y la tensión de ruptura.

Actualmente la tendencia es relacionar las características físicas con su composición química. De acuerdo a esto se han obtenido muchos procesos para coordinar el uso de materias primas adecuadas con diferentes reactivos y obtener el aceite de mejor calidad.

II.8.-PROPIEDADES DEL ACEITE

A continuación se hace un breve comentario de cada una de las propiedades que debe reunir un aceite aislante.

DENSIDAD.- Esta propiedad no tiene gran influencia sobre el comportamiento del aceite, excepto como dato de control; normalmente esta comprendida entre 0.865 y 0.895 a 20°C.

VISCOSIDAD.- Influye en la evacuación del calor por el aceite. En efecto, el calor generado en el núcleo del Transformador se elimina por conducción, radiación y convección. La conductividad térmica y el calor específico de los aceites minerales varía muy poco de unos a otros, por lo que la evacuación de calor por conducción es similar para todos los aceites.

La eliminación de calor por radiación depende del diseño del Transformador y por tanto es independiente del aceite, por el contrario, la eliminación de calor por convección depende de la fluidez del aceite, de forma que cuanto más fluido sea éste más fácilmente será la transmisión de calor.

PUNTO DE CONGELACIÓN.- Se exige un valor máximo para evitar una posible formación de cristales de parafina que disminuyendo la fluidez del aceite impidiesen la evacuación del calor. El aceite a - 30°C ha de presentar una fluidez que todavía permita cumplir esta misión.

PUNTO DE INFLAMACIÓN.- Aunque se limita su valor mínimo, los riesgos reales de explosión por desprendimiento de materiales volátiles a las temperaturas de servicio son mínimos, dado que estos valores para inflamarse, necesitan la presencia de una llama en sus proximidades y aún así la inflamación es instantánea y no implica la combustión del aceite.

TENSIÓN INTERFACIAL (IFT).- El valor de la IFT es una medida de polaridad del aceite. El aumento de moléculas polares disminuye notablemente el valor de la tensión interfacial, por lo que se exige un valor mínimo en el aceite fresco y es un buen criterio para estimar el grado de envejecimiento del aceite. Al comenzar a deteriorarse el aceite, disminuye mucho, para luego estabilizarse en un valor bajo, la presencia de polvo, barros, depósitos y materia sólida en general, afectan muy desfavorablemente a la IFT.

En general, la tensión interfacial de un aceite nuevo, bien refinado y sin aditivos, suele ser de 40 a 45 dinas/cm.

La presencia de aditivos estabilizadores, pasivantes, etc., reduce substancialmente este valor de forma que algunos aceites aditivados pueden poseer valores de 25 a 30 dinas/cm.

AZUFRE CORROSIVO.- Los aceites frescos de Transformadores no han de poseer compuestos de azufre que puedan dar lugar a corrosiones en los materiales del Transformador. Para la determinación de esta propiedad se utiliza una lámina de cobre electrolítico, que se expone a la acción del aceite durante 19 horas a 140°C examinándose al final del ensayo su color y comparándolo con una escala patrón (ASTMD – 1275).

RIGIDEZ DIELECTRICA.- La rigidez dieléctrica o tensión de perforación es la tensión en kV que hace saltar la chispa (perforación del aceite), entre dos electrodos perfectamente definidos situados a 2.5 mm en el seno del aceite, a 20°C aproximadamente.

Es una propiedad fundamental en un aceite de Transformador por ser representativa de sus características aislantes, aunque en realidad no es una propiedad básica del aceite sino empírica, que representa una suma de factores accidentales tales como la presencia o ausencia de gases, de agua y de otros materiales disueltos o precipitados en el aceite.

El objeto de la medida de esta propiedad , es detectar la presencia de humedad y de partículas sólidas en suspensión. Para la determinación de esta medida, se aplica una tensión prácticamente sinusoidal de 50 o 60 Hz., y se va elevando desde 0 kV, con un incremento de 2 kV/seg.; hasta la perforación de la capa de aceite o bien hasta 60 kV. El valor de la prueba será el promedio de tres o cinco pruebas consecutivas, con un intervalo de un minuto entre cada prueba. Para la realización de esta prueba se debe contar con un equipo de prueba de rigidez dieléctrica que es básicamente un Transformador de alta tensión con un interruptor de respuesta rápida, y la alimentación de la tensión aplicada puede ser automática o manual.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO III PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

III.1. INFORMACIÓN GENERAL

Debido a la gran demanda en el consumo de energía eléctrica en la zona central del país que comprende principalmente el Distrito Federal y parcialmente los estados de México, Morelos, Hidalgo, Puebla y Michoacán, se ha hecho necesario el aumento de Subestaciones localizadas en zonas pobladas con equipos eléctricos como son los Transformadores.

En estos Transformadores existe el peligro de un incendio por las grandes cantidades de aceite para enfriamiento y aislamientos que contienen y que puede ser provocado por el rompimiento dieléctrico del aceite, causado por sobre cargas, maniobras, flameos, deterioro gradual, bajo nivel de aceite, falla en los aislamientos de los bushings, fenómenos transitorios como son las descargas atmosféricas, conexión y desconexión de interruptores que se manifiestan como sobrecargas, cobrando especial importancia cuando se trata de altos voltajes.

La protección contra incendio usados en la actualidad en Transformadores de potencia son los sistemas a base de bióxido de carbono para lugares confinados, polvo químico seco y agua pulverizada. Estos sistemas pueden ser divididos en sistemas de extinción, detección y una combinación de ambos, que son los sistemas de extinción automática.

Los sistemas de extinción son los dispositivos con los cuales se ataca el fuego hasta extinguirlo y los sistemas de extinción automática son los dispositivos que al mismo tiempo que detectan la presencia de un fuego se accionan para su inmediata extinción.

El fuego es un elemento indispensable en la vida del ser humano. En la antigüedad, debido a que costaba enorme trabajo producirlo, el hombre procuraba conservar una cantidad de fuego permanente en un lugar al cual todos los que lo necesitaran tuvieran fácil acceso a él. Los Egipcios, lo

tenían en sus templos. Los Griegos, los Romanos y los Persas lo mantenían en todas las poblaciones, por pequeñas que fuesen. Los Aztecas, los Mayas y los Incas lo conservaban en hogueras que ardían continuamente en lo alto de sus pirámides.

El fuego, o sea, la combustión, es la reacción química que más se utiliza actualmente, tanto en la vida diaria como en la mayoría de las industrias de todo el mundo. Sin embargo, el fuego puede causar graves perjuicios al convertirse en un terrible agente destructor, si no es debidamente controlado. Un incendio es eso precisamente, un fuego sin control. Los incendios provocan enormes destrucciones, acompañadas de pérdidas materiales y de vidas humanas.

III.2.- TIPOS Y CLASES DE INCENDIO.

III.2.1.- TIPOS DE INCENDIO.

La NFPA (National Fire Protection Association) considera tres tipos de riesgo de incendio:

Riesgo ligero.- Cuando la cantidad de combustible y/o líquido inflamables presentes es tal que esperan fuegos de tamaño reducido. Estos pueden incluir oficinas, cuartos de escuela, iglesias, conmutadores de teléfonos, casas, etc.

Riesgo Mediano.- Cuando la cantidad de combustible y/o líquido inflamables es tal que se esperan fuegos de tamaño moderado. Estos pueden incluir almacenes mercantiles, áreas de exposición, estacionamientos, áreas de manufactura ligera, tiendas de escuela, etc.

Riesgo Grave.- Cuando se esperan fuegos de magnitudes muy severas. Estos pueden incluir áreas de manejo de madera, almacenes con combustibles apilados, Subestaciones Eléctricas, etc.

III.2.2.- CLASES DE INCENDIO.

La NFPA también considera cuatro clases de incendio, de acuerdo con su origen y de acuerdo con el método de extinción que debe emplearse.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Incendios Clase "A".- Son aquellos en los que el combustible deja residuos carbonosos y brasas. El fuego de esta clase se caracteriza porque agrieta el material, origina brasas, deja cenizas y se propaga de afuera hacia adentro. Estos fuegos desarrollan una gran cantidad de calor y para combatirlos se requiere enfriar los materiales, para lo cual se emplea preferentemente agua o compuestos que tengan un gran porcentaje de agua con el objeto de empapar el material encendido bajando con esto su temperatura de combustión. Ejemplos de estos incendios lo originan la madera, telas, pastos, estopa, algodón, basura, etc.

Incendios Clase "B".- Son aquellos originados por hidrocarburos en general, tales como gasolina, aceites, grasas, etc. La característica principal de este tipo de incendios es que se producen en la superficie de los líquidos, por tanto para combatirlos debemos eliminar el oxígeno en contacto con la superficie que se está quemando. Específicamente se combaten estos incendios ahogándolos con una capa de espuma o de un gas inerte que impide a ambos la entrada del oxígeno al foco del fuego. El polvo químico es bastante efectivo también para esta clase de incendios.

Incendios Clase "C".- Son los incendios que se producen en el equipo eléctrico, ha merecido clasificación especial por el peligro que implica la corriente eléctrica, pues de no emplearse los medios adecuados de extinción, se corre el peligro de recibir una descarga eléctrica. Para su extinción, se emplean agentes no conductores de electricidad, tales como el polvo químico seco, o el bióxido de carbono. Al cortar la corriente eléctrica el incendio se convierte en clase "A" o clase "B".

Incendios Clase "D".- Esta clasificación comprende todos aquellos materiales inflamables tales como el magnesio, sodio, potasio, titanio, torio uranio, etc., que al estar en combustión desprenden su propio oxígeno para su autoabastecimiento. Para su extinción se requiere un polvo seco especial para cada uso y que generalmente son hidrocarburos halogenados.

III.3.- SISTEMAS A BASE DE POLVO QUÍMICO SECO (PQS).

III.3.1.- INFORMACIÓN GENERAL.

Estos sistemas consisten básicamente de un recipiente para el almacenamiento del polvo, de una red de tuberías equipadas de toberas por las que se descarga polvo químico seco impulsado por un gas inerte, sobre la zona de peligro que se esté protegiendo y de un sistema de detección.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los riesgos de incendio que pueden protegerse con este sistema de polvo químico son:

- a) Materiales combustibles comunes como son la madera, papel, textiles, etc., utilizando el polvo químico adecuado.
- b) Líquidos inflamables como son: gasolina, pinturas, aceites, etc.
- c) Equipos eléctricos energizados como son: Transformadores, interruptores en aceite, etc.

III.3.2.- PROPIEDADES DEL POLVO QUÍMICO SECO.

El polvo químico seco es un compuesto de pequeñas partículas sólidas comúnmente de bicarbonato de sodio, potasio, fosfato de mono amonio y con un material especial para prevenir que se formen grumos para proporcionarle fluidez.

Las propiedades de los polvos químicos secos como agente extintor puede resumirse de la siguiente manera:

- a) Las partículas de los polvos químicos secos, detienen la reacción en cadena de la combustión, que tienen lugar en la flama de la sustancia que se está quemando.
- b) Separa el material combustible del aire, con la formación de una capa sobre el material que se esté quemando, esto sucede cuando los polvos tienen contenido de fosfato de mono amonio y son aplicados en maderas, papeles, textiles, líquidos inflamables, etc., logrando con esto una extinción efectiva del fuego.

El polvo químico no debe ser usado en alguno de los siguientes casos:

- a) En compuestos químicos que proporcionan su propio oxígeno tales como el nitrato de celulosa.
- b) En metales combustibles como el sodio, potasio, magnesio, titanio y zirconio.
- c) En equipos eléctricos delicados donde los residuos del polvo químico pueden afectarlos.

III.3.3.- MÉTODOS DE APLICACIÓN.

Dependiendo del tipo de riesgo que se quiera proteger se dispone de los siguientes métodos:

- a) **Aplicación General.-** Este método consiste en suministrar suficiente polvo químico seco para una extinción completa de un fuego dentro de un perímetro completamente cerrado, tales como almacenes de pintura, cuartos de máquinas, archivos, etc.
- b) **Aplicación Local.-** Estos sistemas difieren del anterior, en que la descarga del polvo químico seco a través de las toberas es directamente sobre el área que se esta protegiendo, y son usados para extinguir fuegos en líquidos inflamables, gases, algunos sólidos y depósitos de pintura y en equipos eléctricos tales como Transformadores, interruptores o en lugares abiertos donde no se requiere una inundación total.

III.4.- SISTEMAS A BASE DE BIÓXIDO DE CARBONO (CO₂).

III.4.1.- INFORMACIÓN GENERAL.

Las instalaciones fijas de sistemas de protección contra incendio con bióxido de carbono, consisten principalmente de una red de tuberías, provistas de una serie de toberas por las que se descarga el bióxido de carbono sobre el riesgo de incendio que se está protegiendo.

Los peligros que se pueden proteger con los sistemas de bióxido de carbono son los siguientes:

- a) **Líquidos inflamables como:** gasolina, aceites, pinturas, solventes, etc.
- b) **En equipos eléctricos energizados como** Transformadores, interruptores en aceite, equipos rotatorios como son los generadores eléctricos, condensadores síncronos, etc.

La eficiencia de un sistema de bióxido de carbono depende de la manera en que el bióxido de carbono se ha descargado en el área del incendio y de la cantidad total descargada. Desde luego que esta relacionado directamente con su forma de almacenamiento, tuberías de alimentación y ajuste de las boquillas o toberas que lo apliquen.



Figura 3.4. Sistema a base de bióxido de carbono

III.4.2.- PROPIEDADES DEL BIÓXIDO DE CARBONO.

El bióxido de carbono es un gas incoloro, inodoro, con una densidad 50% mayor que la del aire y sus propiedades como agente extintor son las siguientes:

- a) No es conductor de la electricidad.
- b) Se expande 450 veces al pasar de líquido a gas, enfriando y sofocando.
- c) Actúa sobre la fase gaseosa de la combustión en el aire que es el punto donde se detiene el fuego.
- d) El bióxido de carbono penetra en lugares donde el vapor mismo no puede penetrar.
- e) Se almacena en dos formas: en recipientes de alta presión o de baja presión, variando su temperatura.
- f) No es corrosivo, no causa daño y no deja residuos después de apagar el fuego. Él mismo produce su propia presión de descarga a través de las tuberías y toberas.

El bióxido de carbono no debe ser usado en los siguientes casos:

- a) En compuestos químicos que ellos mismos suministren oxígeno durante la combustión tales como el nitrato de celulosa.
- b) En metales combustibles como el sodio, potasio, magnesio, titanio y zirconio.
- c) En áreas donde exista personal ya que no es respirable.

III.4.3.- MÉTODOS DE APLICACIÓN.

Existen también varios métodos de aplicación tomando en cuenta el tipo de riesgo y concentración de bióxido de carbono, estos métodos son los siguientes:

- a) **Aplicación General.-** Se aplica en fuegos superficiales implicando líquidos inflamables, gases, almacenes de pieles, etc., que estén dentro de locales cerrados.
- b) **Aplicación Local.-** Con éste método de aplicación, el aire necesario para la combustión es removido de la inmediata vecindad del fuego y reemplazado por una atmósfera inherente. En este caso las toberas se instalan en tal forma que descarguen directamente sobre la zona de peligro.
- c) **Aplicación de Descarga Prolongada.-** Se utiliza con cualquiera de los otros dos métodos anteriores pero con una gran descarga inicial de bióxido de carbono, seguida por una descarga pequeña que mantiene la suficiente concentración hasta que la extinción se completa.

III.5.- SISTEMAS FIJOS DE PROTECCIÓN A BASE DE AGUA.

III.5.1.- INFORMACIÓN GENERAL

Los sistemas fijos de protección contra incendio a base de agua pueden ser con rociadores abiertos, con rociadores automáticos o con toberas atomizadoras o pulverizadoras llamadas también de "niebla".

Un sistema fijo a base de agua, consiste esencialmente en una red de tuberías colocadas a una distancia determinada del objeto que se desea proteger. A lo largo de la red de tubería se instalan, a intervalos determinados, una serie de rociadores o toberas por las que se descarga agua en cantidad suficiente para extinguir completamente un incendio o para evitar su propagación.

Estos sistemas pueden dividirse en húmedos o de tubería cargada y en secos o tubería seca y en la mayoría de los casos son de operación automática, bien sea por estar equipados con rociadores automáticos o por la acción de una válvula automática que permite el paso del agua al recibir una señal de uno o varios detectores localizados en el lugar que se desea proteger.

III.5.2.- PROPIEDADES DEL AGUA.

El agua como agente extintor de incendios se ha venido usando hace mucho tiempo debido a sus propiedades de enfriamiento, sofocación, dilución y emulsificación.

Extinción por Enfriamiento.- El agua es una sustancia que tiene una gran capacidad de enfriamiento debido a que absorbe gran cantidad de calor, por tener un alto calor específico (1 kcal/kg°C) . El agua al ser descargada sobre un material en combustión absorbe calor por la transformación de ésta en vapor, o sea, por su calor latente de vaporización, suscitando con esto la acción de enfriamiento. Cuando 0.454 kg de agua se transforma en vapor a 15.6°C y una presión atmosférica a nivel del mar, absorbe 624.5 kcal/kg de los cuales 540 kcal/kg corresponden al calor latente de vaporización.

Si el agua se divide en partículas más finas facilita su vaporización pero deben de ser lo suficientemente grandes o descargadas con suficiente fuerza y dirección para que alcancen la superficie del material que está en combustión y venzan la resistencia del aire, la fuerza opuesta de la gravedad y el movimiento ascendente producido por el movimiento térmico u otras corrientes de aire. Los fuegos que involucran líquidos combustibles pueden ser extinguidos por enfriamiento, siempre y cuando, la temperatura del agua aplicada sea inferior a la temperatura de inflamación del líquido combustible, o sea, la temperatura mínima a la cual el líquido combustible emite suficientes vapores para producir una mezcla de vapor y aire inflamable.

Extinción por Sofocamiento.- Esto sucede cuando las partículas del agua son transformadas en vapor por el mismo calor del fuego, aumentando 1700 veces su volumen cuando el agua es descargada a 15.6°C y a la presión atmosférica a nivel del mar. El gran volumen que se genera, desplaza a un volumen igual de aire que rodea al fuego, logrando con esto reducir el volumen de aire (oxígeno) con lo que se extinguirá el fuego por sofocamiento.

Extinción por Emulsificación.- Se logra cuando el agua es arrojada relativamente fuerte y en forma pulverizada contra una superficie en combustión ya sean aceites u otros líquidos viscosos inflamables, ya que cuando dos líquidos inmiscibles , tales como el agua y el aceite son agitados mecánicamente, uno de ellos puede ser dispersado dentro del otro en forma de gotas logrando con esto una emulsión . La emulsificación en líquidos de poca viscosidad es temporal, ya que perdura

únicamente cuando el agua se está aplicando; en líquidos de mayor viscosidad persiste por mayor tiempo logrando con esto evitar un peligro de reignición.

Extinción por Dilución.- Se obtiene cuando los materiales inflamables son solubles en el agua. El porcentaje de dilución, volumen de agua y tiempo, varían mucho para lograr la extinción. Las limitaciones del agua como agente extintor están influenciadas por su tensión superficial, reactividad con ciertos materiales, conductividad eléctrica, temperatura de congelación, viscosidad, etc.

III.5.3.- SISTEMAS FIJOS CON ROCIADORES.

Estos sistemas consisten principalmente en una red de tuberías colocadas a una distancia determinada del objeto que se desea proteger, en la que se instala una serie de rociadores por los que se descarga el agua en cantidad suficiente para extinguir un incendio y evitar que se propague.

Estos sistemas pueden dividirse en sistemas de tubería húmeda o de tubería cargada o tubería seca. Generalmente son de operación automática, ya que pueden estar provistos de rociadores automáticos o de una válvula de acción automática que permita el paso del agua al recibir una señal de los detectores localizados en el lugar donde esta el riesgo de incendio.

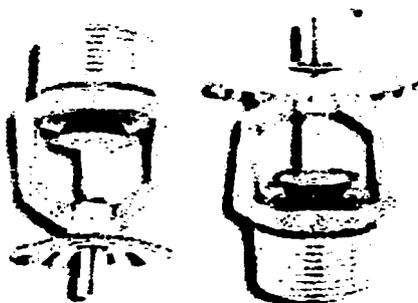


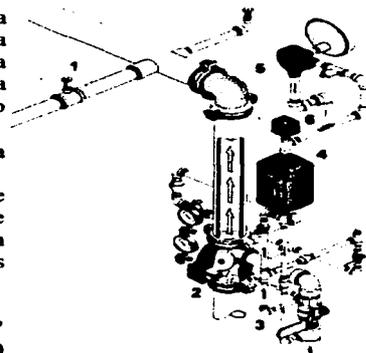
Figura 3.5.3 Rociador tipo bulbo

III.5.4.- TIPOS DE SISTEMAS CON ROCIADORES

Sistemas de Tubería Cargada.- En estos sistemas la tubería esta llena de agua a determinada presión y está provista de rociadores automáticos que operan cuando ocurre un incendio, los rociadores al ser activados por el fuego descargan agua hasta que manualmente se cierra la válvula de la tubería de alimentación principal.

Los sistemas cargados son instalados frecuentemente en fábricas, almacenes, y edificios de oficinas donde no existe riesgo de heladas.

- Cuando un rociador (1) se abre en un sistema de tubería mojada, el agua que fluye levanta la chapaleta de la válvula de alarma (2) y pasa a través del circuito de alarma (3) a la cámara de retardo (4). Desde la cámara de retardo, el agua llega a la alarma hidromecánica (5) y/o al presostato opcional (6) el cual activa una campana eléctrica de alarma.
- Los presostatos pueden ser conectados para activar la alarma con circuitos normalmente abiertos o normalmente cerrados.
- Para prevenir las falsas alarmas debidas a las variaciones de presión de la fuente de abastecimiento de agua, la cámara de retardo acumula las pequeñas cantidades de agua que fluyen a través del circuito hidráulico de alarma durante las fluctuaciones de presión.



Las válvulas de Alarma, están disponibles en tamaños desde 3" (76 mm) hasta 8" (200 mm) y para una presión de trabajo de 250 psi (1.723 kPa).

Figura 3.5.4.1 Sistema de tubería cargada.

Sistemas de tubería Seca.- En estos sistemas la tubería esta llena de aire a presión y esta provista de rociadores automáticos, la presión de aire mantiene cerrada una válvula que alimenta el agua que se descarga donde el rociador es activado por el fuego.

El sistema de tubería seca se instala frecuentemente en áreas sometidas a bajas temperaturas con riesgo de heladas, tales como almacenes sin calefacción y muelles de carga. El funcionamiento del sistema es similar al de tubería mojada, excepto que la tubería está cargada con aire comprimido o nitrógeno en lugar de agua .

- Cuando un rociador (1) se activa en un sistema de tubería seca, la pérdida de presión permite la apertura de la chapaleta de la válvula (2) llenando el sistema con agua. En sistemas grandes, se puede incorporar un acelerador (3) para incrementar la velocidad de apertura de la válvula seca. El flujo de agua desde la cámara intermedia de la válvula puede: activar un presostato (4) que haga sonar una alarma eléctrica, operar una alarma hidromecánica, o ambas simultáneamente.
- El dispositivo de mantenimiento de aire mantiene la presión en el circuito según los requerimientos de la NFPA 13.
- Poner en servicio la válvula seca, es un proceso sencillo de un solo paso. No se requiere el cebado con agua.



Figura 3.5.4.2 Sistema de tubería seca.

Sistemas de Preacción.- Son semejantes a un sistema de tubería seca, pero además los sistemas de preacción están provistos de un sistema auxiliar de detectores de calor con el objeto de mandar una señal anticipada a la válvula para que permita el paso del agua hasta los rociadores y este disponible cuando el rociador sea accionado por el fuego. O bien éste sistema se emplea independientemente a la operación de los rociadores con el fin de que el detector accione una alarma que avise cuando se tenga un incendio y se pueda operar el sistema para extinguirlo.

- Sistema de Preacción con Ínter bloqueo Simple. Cuando el fuego activa el detector (1), se envía una señal al Panel de Control Par-3(2). Este envía las señales de alarma correspondientes y, al mismo tiempo, activa la válvula de solenoide (3). La cámara de cebado (4) de la válvula de diluvio pierde aire a mayor velocidad de la que entra por el orificio de restricción (5), permitiendo que la válvula se abra. El agua se distribuye por las tuberías pero no se descarga hasta que algún rociador (6) se dispare. La válvula de alivio por presión (7) mantiene la cámara de cebado sin presión una vez disparado el sistema.
- Los sistemas de preacción pueden ser equipados con sistemas de detección eléctricos (Figura 3.5.4.3) o neumáticos.



Figura 3.5.4.3 Sistema de preacción.

Sistemas de Diluvio.- Este sistema es semejante al anterior, excepto que los rociadores son del tipo abierto ya que el agua a presión es retenida por una válvula automática de control llamada comúnmente deluge (diluvio); ésta válvula opera cuando la presión de servicio actúa sobre la barra de empuje, de forma tal que desarrolla una fuerza tal, suficiente para sostener la chapaleta en posición cerrada.

Quando se detecta un fuego, la cámara de la barra de empuje es ventilada a la atmósfera provocando una caída de presión reducida en esa cámara; la fuerza de la presión de alimentación sobre la chapaleta, viene a ser mayor que la fuerza de la palanca, provocando que la chapaleta se abra totalmente.

Una vez que la chapaleta esta abierta, la palanca actúa como sostén previniendo que la chapaleta retorne a la posición cerrada. El agua al instante fluye continuamente a través de la válvula hasta la red de tubería del sistema de rociadores.

Estos sistemas de protección se utilizan para riesgos extras como: hangares de aeronaves y plantas petroquímicas.

- Cuando se activa el detector (1) a causa de un incendio, se libera la presión del sistema de actuación hidráulico o neumático, la presión en la cámara de cebado(2) de la válvula de diluvio disminuye permitiendo su apertura. (Los detectores eléctricos pueden ser utilizados para activar una electro válvula en el circuito, y causar el mismo efecto). La válvula de alivio activada por presión(3), asegura la continuidad del venteo. Las alarmas se activan una vez que el agua es descargada a través de los rociadores o las boquillas (4).
- Suministro de aire
- Dispositivos de detección / disparo eléctricos, neumáticos, hidráulicos y manuales permiten la realización de diseños para cubrir riesgos específicos.
- La válvula de diluvio puede ser montada en cualquier posición, y viene equipada con todos los elementos necesarios para conformar un sistema de alta calidad.

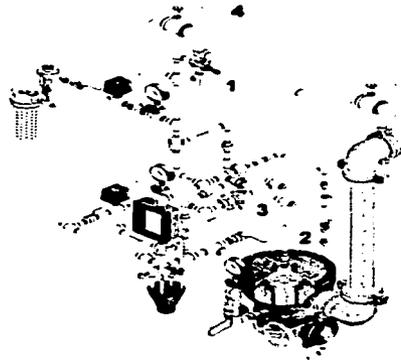


Figura 3.5.4.4 Sistema de diluvio.

III.5.5.- SISTEMAS FIJOS CON TOBERAS

Son generalmente conocidos como sistemas de "Niebla". En estos sistemas se emplean toberas que proyectan el agua finamente pulverizada, consiguiendo una división más fina del agua que con los rociadores, con lo que se obtiene una acción de enfriamiento más efectiva debido a que presenta una mayor superficie de contacto.

Estos sistemas se aplican con mucha efectividad para combatir incendios de gases y líquidos inflamables cuya temperatura de inflamación sea superior a 93°C, en equipo eléctrico como Transformadores, interruptores, etc.

Los incendios de Transformadores en aceite, resultan rápidos y completamente extinguidos mediante el empleo de estos sistemas a base de agua atomizada, además provee una protección de superficie expuesta para los Transformadores y el resto de los equipos adyacentes.

La red recorre todas las áreas a proteger y las cabezas rociadoras, que en este caso se llaman toberas están espaciadas adecuadamente. Las toberas permanecen abiertas y la red permanece vacía, el agua sólo llega hasta una válvula de diluvio, la cual permanece cerrada.



Figura 3.5.5. Tobera y válvula de diluvio

Las toberas atomizadoras, varían considerablemente en la cantidad de agua descargada a una determinada presión, así como en la forma de distribución del agua pulverizada, en la atomización y alcance efectivo de las partículas de agua.

La mayoría de las toberas atomizadoras que se emplean en los sistemas fijos de protección contra incendio, tienen un diámetro de salida que varía desde 6 mm (1/4") hasta 13 mm (1/2") y descargan entre 0.5 lt/seg. y 3.2 lt/seg. cuando la presión es de 3.5 kg/cm² (50 PSI).

III.5.6.- PRINCIPIOS DE LAS TOBERAS.

Las toberas producen la atomización del agua basándose en diferentes principios, siendo los más importantes los siguientes:

- a) Proporcionándole al agua un fuerte movimiento de rotación en pasajes espirales localizados dentro del cuerpo de la tobera.
- b) Por el choque de pequeños chorros de agua descargados a través de muchos orificios localizados opuestamente en el cuerpo de la tobera. Al chocar entre sí los chorros de agua originan la pulverización.
- c) Empleando el principio del deflector como en los rociadores, para romper el chorro sólido del agua y descargarla en forma pulverizada.

La descarga del agua es en forma cónica con un ángulo que puede variar desde 60°C hasta 180°C dependiendo del diseño de cada tobera. Para mantener una buena distribución y proyección adecuada del agua atomizada, la presión mínima de descarga en la mayoría de las toberas es de 1.4 kg/cm² (20 PSI) cuando los sistemas son instalados en locales interiores. Para instalaciones a la intemperie se considera como mínimo 2.1 kg/cm² (30 PSI) para prevenir las corrientes de aire de vientos moderados.

Al igual que los sistemas con rociadores, los sistemas con toberas deben de ser también abastecidos por una o mas fuentes de suministro tales como la red municipal, tanques elevados, unidades de bombeo y recipientes a presión. Cuando se utilizan tanques a presión se recomienda emplearlos en combinación con bombas automáticas contra incendio debido a que es poca la capacidad relativamente. Esto es con el objeto de que la cantidad de agua necesaria sea la adecuada.

CAPITULO IV

SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN E INCENDIO BASADO EN NITRÓGENO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

IV.1.- INFORMACIÓN GENERAL.

El sistema de prevención contra explosión e incendio fue concebido a partir de la recopilación de toda la información proporcionada de todo tipo de Transformadores, incluyendo los de las centrales. La adaptación del sistema a un Transformador de potencia no origina ninguna modificación de las características eléctricas del material, en particular en lo referente a la normalización relativa a las pruebas eléctricas.

En cuanto al calentamiento de los Transformadores, la normalización pone en evidencia la naturaleza del agente de enfriamiento y de la circulación del fluido. De esta manera, la nueva técnica esta diseñada en función a sus limites de temperatura y actúa cuando el Transformador no está en una fase normal de funcionamiento. Sea lo que fuere, el método es totalmente independiente de los sistemas refrigerantes y actúa a partir de señales relativas a la celda del interruptor y a los sensores de presión interna del depósito del Transformador. La técnica de prevención contra explosión e incendio ha sido elaborada en base a informaciones transmitidas por las empresas encargadas del suministro de energía eléctrica desde hace 40 años. El riesgo de todos estos datos ha permitido establecer los antecedentes principales:

- ✓ Orígenes del accidente.
- ✓ Activación de protecciones eléctricas.
- ✓ Expansión del accidente.
- ✓ Disyunción de la celda del Transformador.
- ✓ Activación de la válvula de seguridad.
- ✓ Activación del Buchholz.
- ✓ Evolución de la presión del depósito del Transformador.

Sobre la base de ésta información, se han podido establecer modelos representativos de la variación de la presión dentro del depósito del Transformador, considerando los efectos físicos consecutivos a un cortacircuito:

- ✓ Evaluación de la energía eléctrica.- Intercambia en el momento del cortacircuito.
- ✓ Energía eléctrica remanente.- Posiblemente proviene de un generador.
- ✓ Transferencia de energía.- De eléctrica a mecánica.
- ✓ Emanación gaseosa de aceite dieléctrico.- Después de la transferencia de energía.

Con la ayuda de estos datos, se han tratado todos los informes técnicos obtenidos, analizando y compilando una importante cantidad de elementos relativos a las explosiones de Transformadores. De éste trabajo, es ahora posible disponer de resultados puramente experimentales concernientes a la evolución de la presión en el depósito del Transformador, en función a diversos parámetros (Figura 4.1). Estos son los resultados que han permitido la elaboración y diseño del método de prevención contra explosión e incendio de Transformadores.

El método "vaciado y agitado con Nitrógeno" es muy eficaz y rápido en la extinción del incendio a nivel depósito, pero no incluye a otros equipos del Transformador como los reguladores de carga, las cajas de aceite o las boquillas pasamuros que contienen también aceite dieléctrico inflamable. No obstante, si el volumen de aceite contenido por estos componentes es netamente inferior, tienen probabilidad de presentar un cortocircuito mayor que los Transformadores.

INCREMENTO DE LA PRESIÓN INTERNA

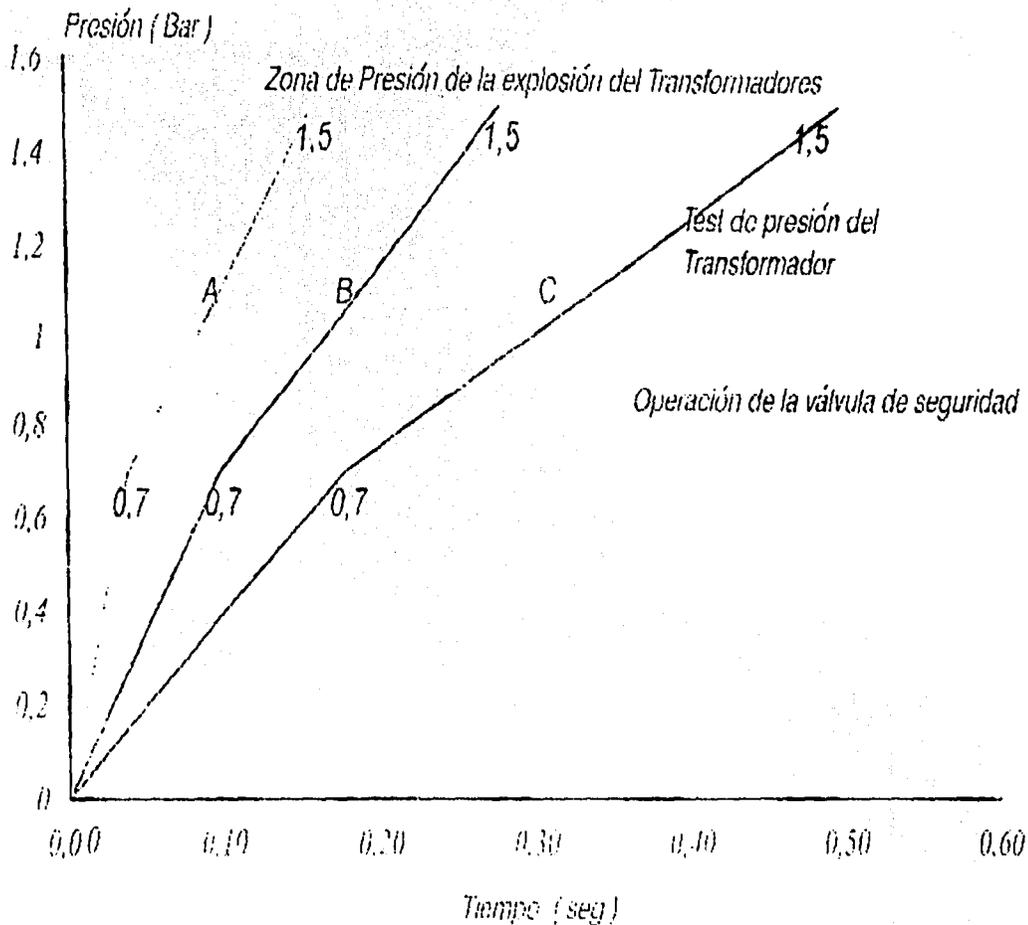


Figura 4.1 Evolución de la presión en el depósito del Transformador

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV.2.- ADAPTACIÓN DEL SISTEMA

Los medios de prevención y extinción de incendio existentes no han sido adaptados; el sistema de prevención contra explosión e incendio se adapta, en primer lugar a las normas de seguridad, a las normas particulares de elementos electrotécnicos, a las normas de protección específicas y a la evaluación de riesgos inherentes a los materiales utilizados para la realización de los equipos.

Dentro de éste contexto, la finalidad de la nueva técnica es la de prevenir el riesgo a fin de evitar la explosión del depósito y en consecuencia el incendio del aceite dieléctrico.

El inicio de la activación de la celda del interruptor principal y la presión interna del depósito son factores esenciales que se toman en cuenta en la prevención. Los tiempos de respuesta son tales que permiten evitar la explosión gracias a una despresurización muy rápida del depósito y al enfriamiento de los elementos del Transformador que han sufrido deterioros a causa de la falla eléctrica.

El sistema permite de igual manera la extinción de un incendio de aceite, en caso de posibles fallas de la función de prevención, ya que incluye un sistema de respaldo de extinción de incendio denominado "vaciado y agitado con Nitrógeno" extendido a los equipos del Transformador. El dispositivo puede adaptarse a una instalación existente, sin necesidad de ser modificada.

Con el sistema de prevención contra explosión e incendio de Transformadores, el incendio no puede ocurrir porque el tanque del Transformador no explota gracias a la válvula de despresurización rápida. El aceite nunca esta en contacto con el oxígeno y, en adición, el Nitrógeno se inyecta al interior del Transformador cerrado después de la falla interna para parar la generación de gas explosivo (hidrógeno, acetileno, etc.). Este sistema evita también que el oxígeno entre al interior para iniciar una combustión interna o una explosión. Además, el Nitrógeno enfría las partes superiores afectadas por el cortocircuito y así reduce los daños al interior del Transformador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV.3.- PRESENTACIÓN DE LA TÉCNICA PARA LA PREVENCIÓN Y EXPLOSIÓN A BASE DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

El funcionamiento del sistema para la prevención inicia mediante dos señales muy rápidas, ver figura 4.3.1 y 4.3.2, provenientes de la apertura del disyuntor del Transformador y de un exceso de presión interna en el depósito que generan:

- ✓ Inmediatamente, la apertura de una válvula de despresurización rápida (menos de 0.2 segundos), para reducir la presión interna permitiendo la salida del aceite hacia el exterior y evitando la explosión del Transformador. Una válvula situada entre el tanque conservador y el Transformador se cierra automáticamente para retener el aceite dieléctrico dentro del tanque conservador. Posteriormente el aceite es vaciado hasta llegar a 20 cm aproximadamente, por debajo del nivel de la tapa superior del Transformador.
- ✓ 3 segundos después, se inyecta Nitrógeno en el fondo del depósito durante 45 minutos. La propagación del Nitrógeno crea el movimiento del aceite que detiene inmediatamente la producción de gases, enfría rápidamente los elementos sobrecalentados por el cortocircuito limitando así los daños materiales y expulsando el hidrógeno explosivo al exterior del Transformador.

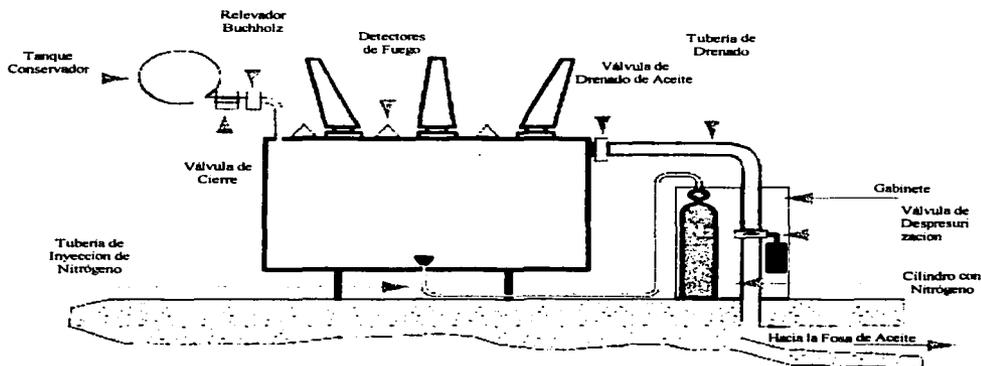


Figura 4. 3.1 Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.

Diagrama Lógico de Prevención contra Explosión e Incendio

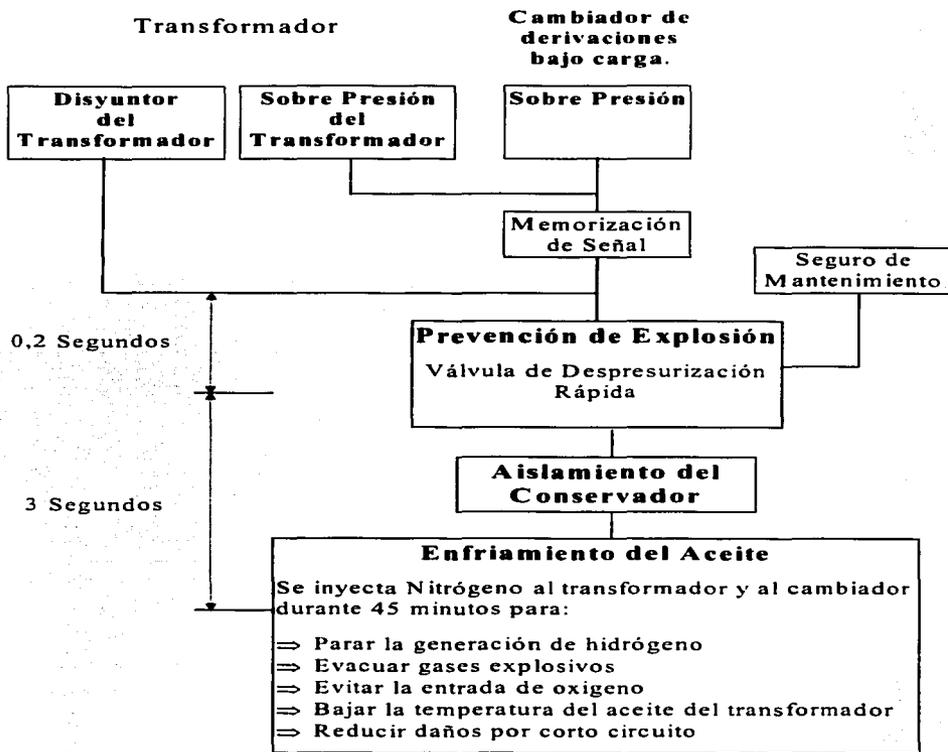


Figura 4.3.2 Diagrama Lógico de Prevención

En caso de falla de alguna de las dos señales antes mencionadas de la Prevención contra explosión e incendio, el sistema no salvara el tanque de la explosión y un incendio de aceite iniciara, es entonces cuando el Sistema de Respaldo de Extinción denominado "vaciado y agitado con Nitrógeno", ver figura 4.3.1 y 4.3.3, se activa por cualquiera de las dos señales siguientes: los detectores de fuego y/o por el relevador Buchholz.

Estas dos señales activan la apertura de la válvula de drenaje, el nivel de aceite se transfiere a través de una tubería de 102, 152 o 204 mm (4, 6 u 8 pulgadas) hacia la fosa de aceite hasta que el nivel disminuya 20 cm por debajo del nivel de la tapa del Transformador para:

- ✓ Parar el derrame e incendio del aceite ardiendo al exterior del Transformador.
- ✓ Evitar el derrame consecutivo a la inyección del Nitrógeno.

La fase de agitado inicia 20 segundos después, este tiempo de retardo es debido a que la inyección de Nitrógeno causa un aumento de volumen y se debe evitar un desbordamiento de aceite inflamado. El aislamiento del aceite contenido entre el tanque conservador y el tanque del Transformador se logra automáticamente desde el inicio del drenaje por medio de la válvula de cierre.

Cuando el drenado del aceite ha terminado se inyecta Nitrógeno a la base del Transformador durante 45 minutos, esta inyección provocara rápidamente una agitación del aceite, mezclando la porción del aceite caliente (cerca de 140°C) de la superficie con el volumen restante (aproximadamente 30°C), disminuyendo así la temperatura de la superficie por debajo del punto de inflamación del aceite y apagando el fuego. Esto se logra en menos de 5 minutos que viene siendo un tiempo bastante considerable si tomamos en cuenta la magnitud de los daños que puede ocasionar la explosión de un Transformador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Diagrama Lógico del Respaldo de Extinción de Fuego

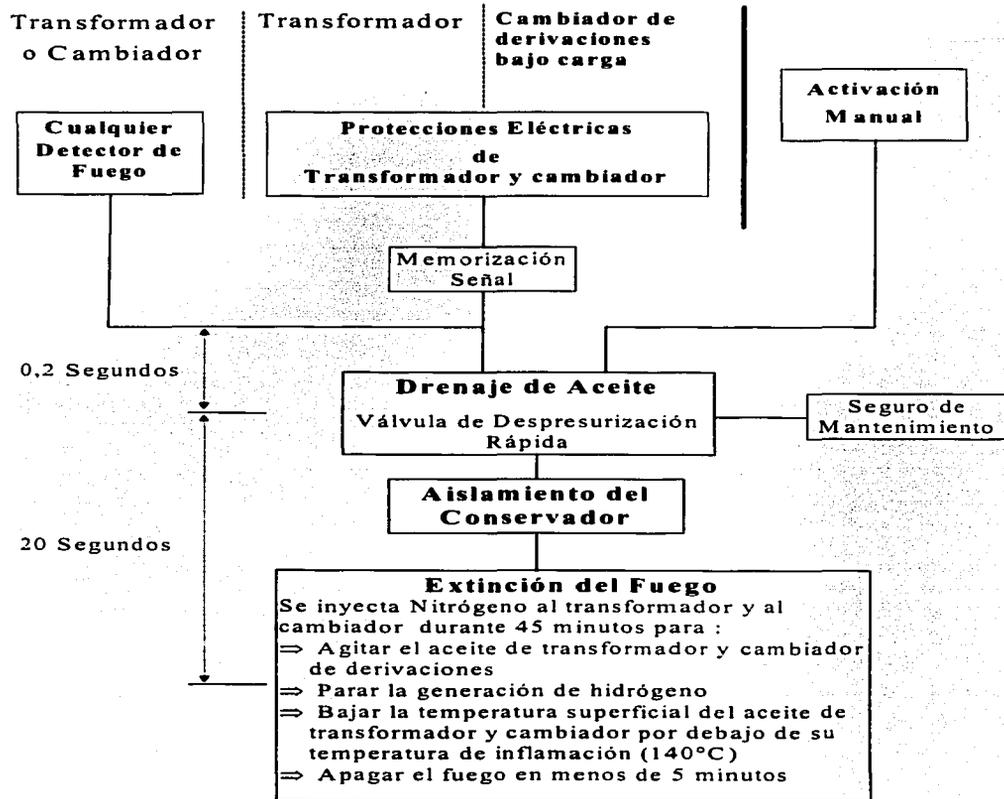


Figura 4.3.3 Diagrama Lógico de Respaldo

IV.4.- EL SISTEMA DE PREVENCIÓN

IV.4.1.- FASE DE ACTIVACIÓN.

La figura 4.3.2 muestra que el Sistema de Protección contra Explosión e Incendio sólo operará cuando se activen 2 señales rápidas: una por la disyunción del Transformador y otra la indicación de alta presión.

La activación de sólo una de las mencionadas señales, sin la otra señal requerida para la activación del Sistema, solamente generará indicaciones remotas en el Tablero de Control.

El sensor de presión y los Detectores de Fuego están empalmados hasta la caja de conexiones del Transformador. Del Transformador el cable se conecta directamente al Tablero de Control instalado en el cuarto de control. El Tablero de Control a su vez esta interconectado al Gabinete de extinción, localizado cerca del Transformador, ver figura 4.4.1, ítem 4, el cual contiene los componentes mecánicos principales del Sistema de Prevención (ítems 5 al 8).

El tiempo entre el inicio de la secuencia de la prevención de explosión y el inicio de la inyección de Nitrógeno se regula con un relevador temporizador de demora y es de 3 segundos (activación de la Prevención contra Explosión e Incendio), el cual ordena el funcionamiento del Actuador Eléctrico (ítem 7) montado encima de un cilindro de Nitrógeno a 200 bars. El Actuador Eléctrico es un dispositivo de válvula que perfora el elemento sellador en forma de disco de ruptura montado en el cilindro.

Un reductor de presión calibrado (ítem 8) mantendrá un flujo constante de Nitrógeno a la presión adecuada para el Transformador. El número de puntos de inyección en la parte inferior del Transformador y el volumen de gas a inyectarse dependerá del tamaño y la potencia del Transformador.

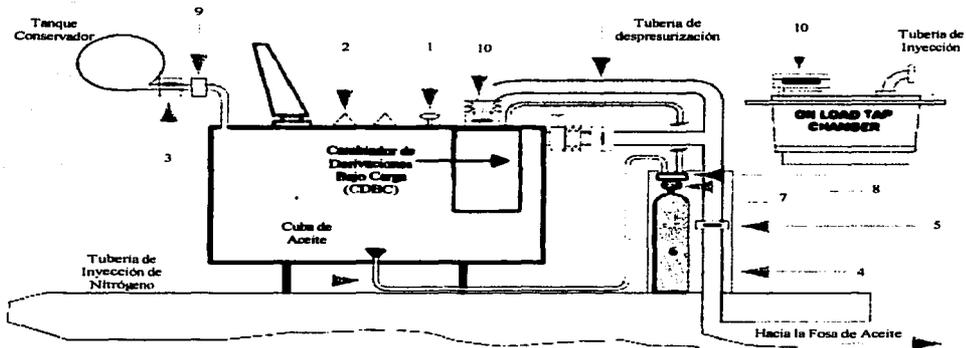


Figura 4.4.1 Componentes Principales del Sistema

IV.4.2.- FASE DE DESPRESURIZACIÓN RÁPIDA.

Cuando la fase de despresurización ha iniciado a bajar la presión en el interior del tanque del Transformador, el aceite del tanque conservador naturalmente intentará compensar la pérdida de aceite. Así, como parte activa del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, la Válvula de Cierre Rápido, figura 4.4.1, ítem 3, localizada entre el tanque conservador y el Transformador fue diseñada para aislar el tanque del Transformador.

El inicio de la Prevención se hace posible cuando la señal mecánica de sobrepresión se complementa con una señal eléctrica del disyuntor del Transformador. En la mayoría de los casos el disyuntor se dispara en menos de 100 milisegundos. La detección de este aumento de presión es mediante un sensor, figura 4.4.1, ítem 1, haciendo posible la activación de la despresurización.

La Válvula de Cierre Rápido cerrará debido a una caída drástica de la presión de aceite del Transformador. La operación de la Válvula de Cierre Rápido se basa en la presión dinámica del aceite en movimiento desde el tanque conservador hacia el Transformador, cambiando la presión ejercida en la misma chapaleta de cierre y haciendo que ésta se cierre contra el puerto de salida del cuerpo de la válvula. La apertura completa de la válvula se logra en menos de 200 milisegundos, y permite así evitar la explosión del depósito.

A continuación la válvula se mantendrá cerrada debido a la columna de aceite hacia el tanque, así el tanque del conservador es aislado del Transformador, figura 4.4.2.

La palanca de operación de la válvula está equipada con un resorte que mantiene a la palanca en la posición superior, independiente de la posición de la chapaleta (abierta o cerrada). La palanca sólo se utiliza para abrir durante el llenado inicial del Transformador o cuando un incidente quedo normalizado.

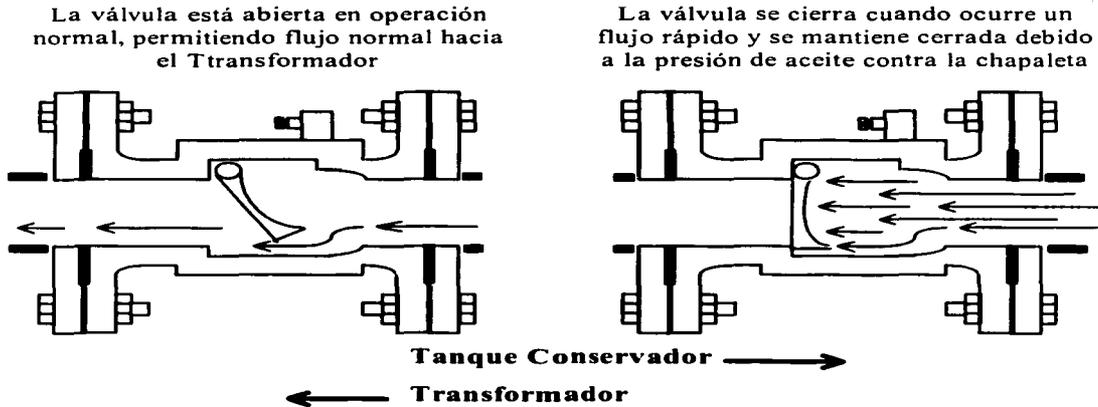


Figura 4.4.2 Operación de la Válvula de Cierre Rápido.

IV.4.3.- FASE DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO.

Esta fase se inicia hasta que todo riesgo de sobre presión ha sido eliminado y bajo estas condiciones inicia el enfriamiento del aceite. Se ha establecido un retardo de 3 segundos para la inyección de Nitrógeno, esto es el tiempo necesario para garantizar una despresurización del depósito aún en los casos más severos de cortocircuito. De hecho la despresurización debe haber terminado completamente antes de la inyección de Nitrógeno para evitar una sobre presión adicional.

La inyección de Nitrógeno permite detener casi de forma inmediata la formación de Hidrógeno extremadamente explosivo liberado en los vapores del aceite y evacuar los gases al exterior. La inyección de Nitrógeno es asegurada por 45 minutos a fin de enfriar las partes sobrecalentadas por el aceite dieléctrico durante el cortocircuito .

IV.5.- EL SISTEMA DE EXTINCIÓN DE RESPALDO.

La figura 4.3.3 muestra que si el disyuntor del Transformador no abre o si el sensor de presión está defectuoso durante el incidente, el Sistema de Prevención contra Explosión e Incendio es apoyado por un Sistema convencional de Extinción mediante inyección de Nitrógeno denominado “Vaciado y Agitado con Nitrógeno”.

En esta fase el Sistema opera mediante 2 señales, distintas a las señales del Sistema de Prevención: Detector de Fuego, figura 4.4.1, ítem 2, y/o en conjunto con una de las diversas protecciones eléctricas: falla a tierra, protección diferencial, sobre corriente o Buchholz (ítem 9).

Cuando el Transformador explota, en un 90 % de los casos, la tapa del tanque se desprende. Las paredes del tanque no tienen daños. La mayor parte del aceite se queda en la cuba, sólo 5 y hasta 10 cm de fisuras aparecen en lo alto de las paredes del tanque, permitiendo que el aceite en llamas se derrame del tanque del Transformador.

El principio de extinción denominado “Vaciado y Agitado con Nitrógeno” consiste en vaciar la parte de arriba del tanque de aceite (20 cm debajo de la tapa del tanque). Se requieren 20 segundos de drenaje antes de iniciar la inyección de Nitrógeno para evitar el derrame del aceite incendiado debido al aumento de volumen. El aislamiento del tanque conservador se logra automáticamente desde el inicio del drenaje mediante la válvula de cierre rápido.

El agitado consiste en inyectar Nitrógeno a la base del tanque del Transformador para sustituir el aceite caliente por aceite frío que viene del fondo del tanque. La temperatura en la superficie del aceite es igual o superior a su punto de ignición, cerca de 140 °C, mientras que la temperatura del aceite en el fondo del tanque del Transformador esta alrededor de 30 °C. Así el agitado provocará la extinción del fuego al interior del tanque. Esto se logra en menos de 5 minutos.

CAPITULO V

EQUIPO Y COMPONENTES DEL SISTEMA

Los Transformadores de Potencia constituyen un elemento clave de nuestra cadena de energía, y su utilización es vital para nuestra vida diaria. Son equipos muy costosos y por lo tanto es necesario vigilar su mantenimiento y protección. Sus materiales son regularmente victimas de fallas relacionadas, con causas, ya sean internas o externas.

Para hacer frente a dichas fallas, han surgido los sistemas de seguridad más innovadores. Sus medios de protección han mostrado su eficacia, pero dentro de ciertos limites, sin poder así evitar importantes daños. Los estudios e investigaciones se enfocan hacia el mejoramiento de la fiabilidad, sin embargo, la experiencia muestra que las fallas en las redes no son siempre controladas. A pesar de la presencia de los sistemas de protección, las acciones de prevención son indispensables ya que permiten responder a criterios de costos relacionados con el reemplazo y reparación de equipos de protección, al igual que criterios ambientalistas.

La multiplicación de los Transformadores y el aumento de su potencia han contribuido a su mejoramiento técnico, sin que hayan sido debidamente protegidos contra incidentes. Por estas razones, los medios de protección se justifican ampliamente y son objeto de un vivo interés por parte de los fabricantes y de las compañías de generación y distribución de energía. Una vez establecido el nivel de estas inversiones, la insuficiencia de métodos de protección cede el paso a sistemas que eviten el deterioro de los materiales y justifiquen la utilización de dispositivos activos que tengan un papel preventivo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V.1.- COMPONENTES PRINCIPALES DEL EQUIPO.

La figura 5.1 muestra los componentes principales de un Transformador equipado con el Sistema de Prevención contra Explosión e Incendio.

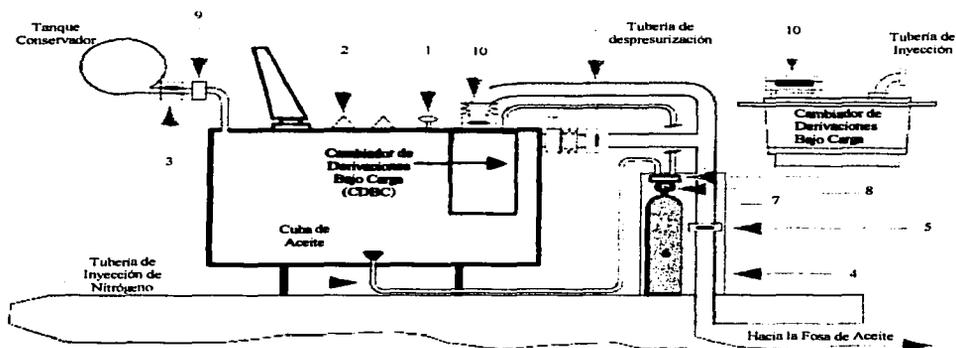


Figura 5.1 Componentes principales del equipo

1/ Sensor de Presión (Válvula de Seguridad): Se localiza en la parte superior del Transformador, el ajuste de respuesta del sensor de presión es ajustado de acuerdo con el fabricante del Transformador y no puede ser modificado en sitio, ver figura 5.2.1.



Figura 5.2.1 Válvula de Seguridad

2/ Detectores de Fuego: Instalados en la tapa del Transformador en los sitios más vulnerables, requiriendo un mínimo de seis, ver figura 5.2.2.

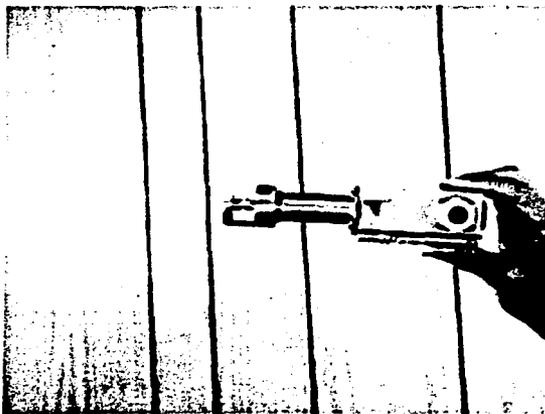


Figura 5.2.2 Detector de Fuego

3/ Válvula de Cierre: Localizado entre el tanque conservador y el Transformador. La Válvula de Cierre evita que el aceite fluya del tanque conservador hacia el Transformador cuando el Sistema de Prevención contra Explosión e Incendio esta activado, ver figura 5.2.3.

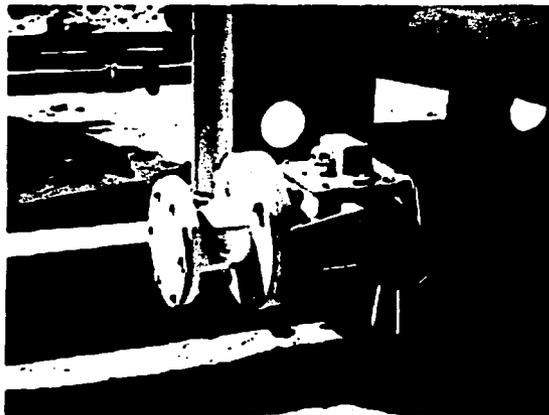


Figura 5.2.3 Válvula de Cierre

4/ Gabinete del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio: Contiene la Válvula de Despresurización Rápida de mando electromecánico (5) y el cilindro de Nitrógeno seco a presión (6) equipado con el Actuador Eléctrico (7) para asegurar la agitación del aceite por aproximadamente 45 minutos, a través del reductor de presión (8), ver figura 5.2.4.



Figura 5.2.4 Gabinete del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio

5/ Válvula de Despresurización Rápida: Localizada dentro del Gabinete del Sistema (4), esta válvula permite el alivio de la presión y el drenado del aceite hasta aproximadamente 15 a 20 cm por debajo de la tapa del Transformador, ver figura 5.2.5.

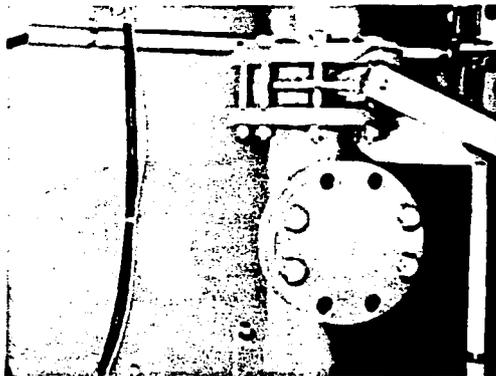


Figura 5.2.5 Válvula de Despresurización Rápida

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

6/ Cilindro de Nitrógeno: La cantidad de gas bajo presión contenida en el cilindro asegurará la inyección de Nitrógeno por 45 minutos, ver figura 5.2.6.

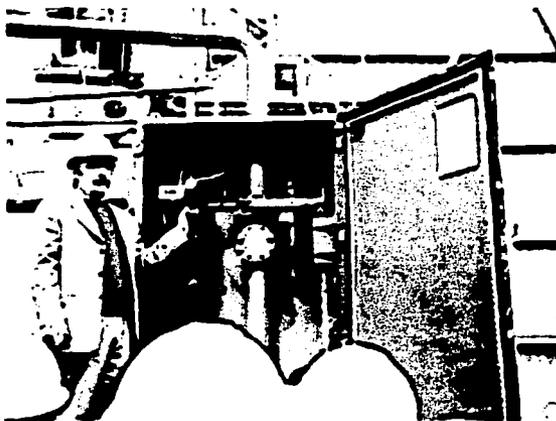


Figura 5.2.6 Cilindro de Nitrógeno

7/ Actuador Eléctrico: Abre cuando se activa el actuador y permitirá que se inyecte el Nitrógeno 3 o 20 segundos después de la apertura de la Válvula de Despresurización Rápida, ver figura 5.2.7.



Figura 5.2.7 Actuador Eléctrico

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

8/ Reductor de Presión: Diseñado para reducir la presión y el flujo del Nitrógeno hacia la parte inferior del Transformador mediante uno o más puntos de inyección, dependiendo del tamaño del Transformador, ver figura 5.2.8.

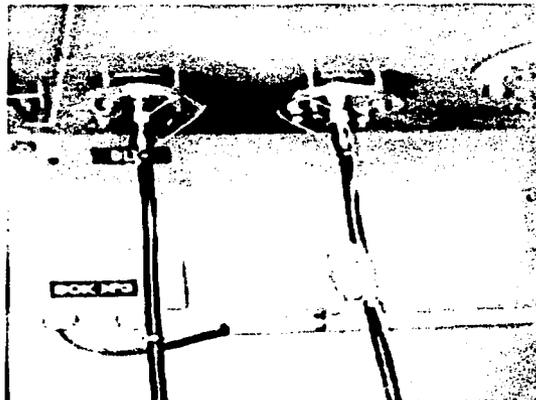


Figura 5.2.8 Reductor de Presión

9/ Relevador Buchholz: Localizado en la parte superior entre el tanque conservador y el Transformador. El Relevador Buchholz desconectará el interruptor principal si se detecta gas, ver figura 5.2.9.

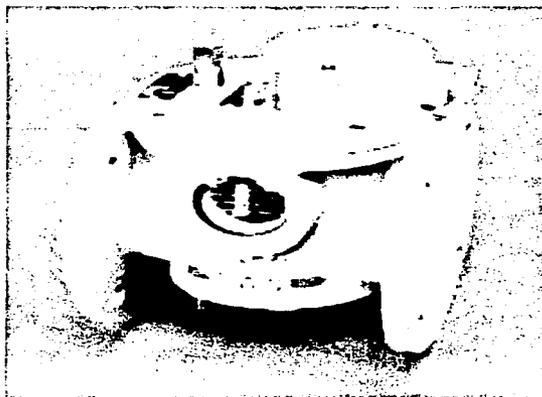


Figura 5.2.9 Relevador Buchholz

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

10/ Disco de Ruptura del Cambiador de Derivaciones Bajo Carga (CDBC): Se calibra en concordancia con el fabricante, ver figura 5.2.10

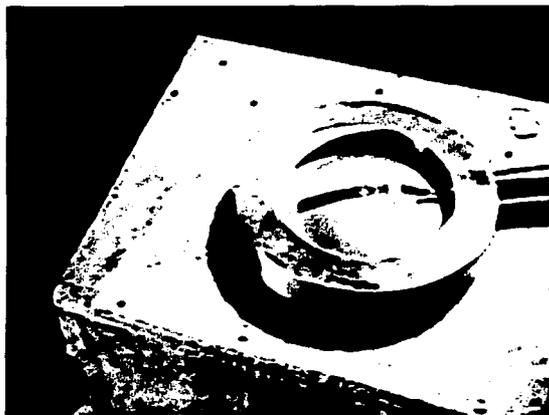


Figura 5.2.10 Disco de Ruptura con Sensor de Presión

11/ Tablero de Control: Opera todas las funciones eléctricas de los mandos y señales para todo el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, y al mismo tiempo indica los eventos por medio de indicadores luminosos tipo LED, ver figura 5.2.11.

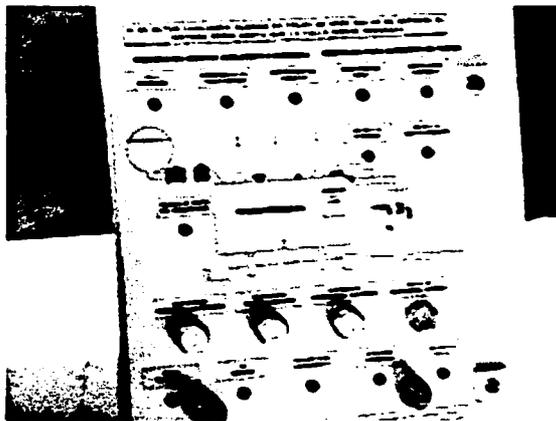


Figura 5.2.11 Tablero de Control

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V.1.1.- GABINETE DE EXTINCIÓN Y ACCESORIOS ACOPLADOS PARA VACIADO Y AGITADO CON NITRÓGENO.

Dimensiones del Gabinete: 1,800 X 1,000 X 420 mm, Referencia del Color: RAL 3,000 (rojo)

- 1 Válvula de Despresurización Rápida tipo mariposa DN 100.
- 1 Tubería para despresurización superior de 102 mm (4 pulgadas) de diámetro.
- 1 Tubería para despresurización inferior de 102 mm (4 pulgadas) de diámetro con ensamble de soporte para el mecanismo de disparo.
- 1 palanca de apertura de la Válvula de Despresurización Rápida.
- 1 Electroimán de disparo (110 o 220 VCD).
- 1 Reductor de presión.
- 1 Salida de Nitrógeno de 51 mm (1 pulgada) de diámetro.
- 1 Manguera flexible con conexión y empaque hacia el cilindro de Nitrógeno.
- 1 Caja con equipo de Agitación.
- 1 Caja con tuberías.
- 1 Brida DN 100 con empaque.
- 1 Brida DN 25 con empaque.
- 1 Foco indicador luminoso ("Fuera de Servicio").
- 1 Conexión a tierra.
- 1 Lote de cables, conductos y conexiones para todos los elementos principales.

PARTES ENSAMBLADAS EN EL INTERIOR DEL GABINETE.

- 1 Caja de conexiones, 110 o 120 VCD.
- 1 Válvula de Cierre TL 22/23.
- 6,7 u 8 detectores de fuego (incluye tornillería).
- 20 a 30 metros de cable para detector de 4 X 1.5 mm².
- 1 Brida aislada DN 25 (para la tubería de inyección de Nitrógeno).
- 1 Brida aislada DN 100 (para la tubería de Vaciado).
- 2 Válvulas de purga (1 en tubería de Vaciado, 1 en tubería de inyección).
- 1 Contrapeso de 19 kg. Para la Válvula de Despresurización Rápida.
- 1 Cadena de fijación para el contrapeso.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- 1 Litro de pintura roja RAL 3000.
- 1 Actuador Eléctrico.
- 1 Soporte de abrazadera para la fijación del cilindro de Nitrógeno.
- 12 Tornillos M12 X 60 con tuercas y arandelas (para bridas DN 25).
- 16 Tornillos M12 X 70 con tuercas y arandelas (para bridas DN 100).
- 2 Codos de 90° de 102 mm (4 pulgadas).
- 3 Codos de 90° de 25 mm (1 pulgada).
- 2 Empaques de 152 mm (6 pulgadas) (DN 150, conexión al Cambiador de Derivaciones Bajo Carga).
- 3 Bridas DN 100 de 102 mm (4 pulgadas) para la conexión al Transformador.
- 3 Bridas DN 25 de 25 mm (1 pulgada) para la conexión al Transformador.
- 3 Empaques de Neopreno de 102 mm (4 pulgadas).
- 3 Empaques de Neopreno de 25 mm (1 pulgada).
- 1 Pieza T de 102 mm (4 pulgadas).
- 1 Pieza T de 25 mm (1 pulgada).
- 1 Válvula antiretorno de 25 mm (1 pulgada).
- 1 Diafragma de 25 mm (1 pulgada).
- 1 Reductor de 152 a 102 mm (6 a 4 pulgadas).
- 1 Disco de ruptura con detector de explosión integrado de 152 mm (6 pulgadas) para Cambiador de Derivaciones Bajo Carga.
- 1 Reductor de presión para el Cambiador de Derivaciones Bajo Carga .
- 6 Tornillos M14 X 120 con tuercas y arandelas (para el reductor).

CAJA DE EQUIPO DE AGITACIÓN

El siguiente equipo va ensamblado en el cilindro de Nitrógeno:

- 1 Perno de golpe (percutor).
- 1 Manómetro.
- 1 Protector para manómetro.
- 1 Cilindro para gas sin costura con capacidad de 50 litros, conteniendo Nitrógeno seco a alta presión (150 a 200 bar).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAJA CON TUBERÍA (PARA EL VACIADO DE ACEITE Y LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO)

- 4 Tramos de 3 metros c/u de tubo de 102 mm (4 pulgadas) para el Vaciado del aceite.
- 8 Tramos de 3 metros c/u de tubo de 25 mm (1 pulgada) para la inyección de Nitrógeno.

V.1.2.- PARTES SUMINISTRADAS POR EL FABRICANTE.

Las partes siguientes deben ser suministradas por el fabricante del Transformador:

- Relevador Buchholz.
- Todos aquellos dispositivos de detección de fuego no mencionados en este trabajo.
- Válvula de Seguridad.
- La Válvula de Despresurización Rápida del Transformador, así como las válvulas de inyección de Nitrógeno.
- Los soportes de montaje para los Detectores de Fuego.
- Las adaptaciones a la tapa del Cambiador de Derivaciones Bajo Carga para montar el Disco de ruptura con detector de explosión integrado.

V.2.- RECOMENDACIONES RELACIONADAS CON LA PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO EN SUBESTACIONES.

Es muy importante hacer mención que el equipo más peligroso en las Subestaciones no es el Transformador mismo sino el tanque conservador, dada su ubicación 1 o 2 metros por encima del Transformador.

Los aumentos de temperatura y presión súbitos originan una fuerza interna entre las paredes del tanque del Transformador que generan que explote el Transformador rompiendo la tapa, la tubería y fracturando el tanque del Transformador. Una cantidad considerable de aceite en llamas se propaga en las instalaciones y áreas vecinas y el intenso incendio que continua será alimentado por el aceite que derrama el tanque conservador.

Es de suma importancia evitar que el aceite en llamas llegue a otras instalaciones de la Subestación o a edificios cercanos levantando muros contra incendio y alejando el aceite con un sistema de recolección y almacenaje de aceite. Así mismo se debe de considerar un espacio entre Transformadores y de igual manera entre un Transformador y una construcción importante; este espacio debe ser de 8 metros como mínimo, variando esta distancia con la capacidad del Transformador, para evitar que el fuego se propague.

V.3.- MUROS CONTRA INCENDIO Y CORTA FUEGO.

Para proteger cada Transformador entre ellos mismos cuando se encuentran ubicados en forma contigua y para proteger los edificios de la subestación se deberán construir muros contra incendio. Los muros pueden ser construidos de ladrillos refractarios, concreto reforzado, bloques de concreto y además deben de estar diseñados para soportar las cargas del viento.

Los muros verticalmente deberán tener al menos 1 metro más alto que el tanque conservador; ver figura 5.3, horizontalmente deberán tener al menos de 4 a 5 metros más largos que el Transformador mismo incluyendo los radiadores de enfriamiento y los cambiadores de derivaciones bajo carga.

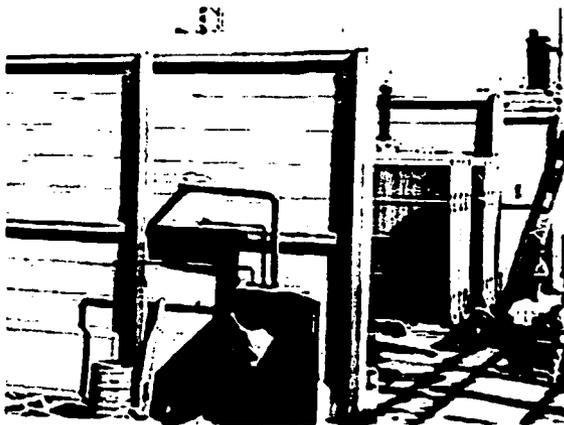


Figura 5.3 Muro Corta Fuego

V.4.- CANAL RECOLECTOR DE ACEITE, TUBERÍA DE DRENAJE DE ACEITE Y FOSA DE ALMACENAMIENTO DE ACEITE.

Para disminuir la intensidad del fuego y limitar el esparcimiento del aceite, es conveniente instalar los Transformadores sobre bases de concreto, ver figura 5.4.



Figura 5.4 Base de Concreto para Transformador

Se deberá diseñar un canal recolector de aceite de concreto alrededor del Transformador para captar el aceite en llamas. ver figura 5.4.1.

Los canales de recolección de aceite pueden ser cubiertos o rellenos con piedras gruesas o grava. Si el derrame de aceite ardiendo proveniente de la cubierta rota del Transformador y ésta no es excesiva, los espacios alrededor de la grava podrán contener la mayoría del aceite, permitiendo únicamente que la capa delgada que queda sobre la grava sea la que se queme y el fuego se extinga, aunque no deberían ser cubiertos o rellenos con piedras gruesas o grava ya que al cabo de dos o tres años se tapan debido al polvo y la lluvia, quedando inútiles.

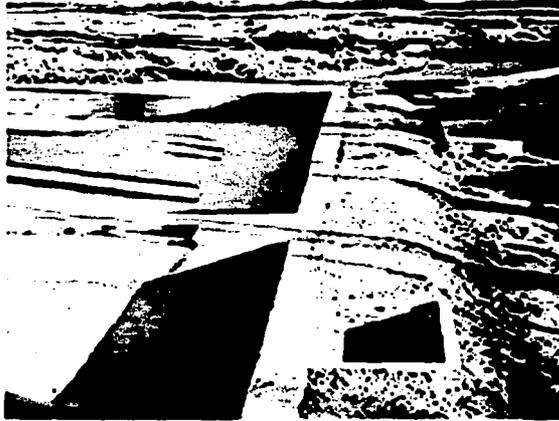


Figura 5.4.1 Canal Recolector de Aceite

Se deberá instalar una tubería de drenaje de aceite de concreto, subterráneo para desalojar el aceite a una fosa de almacenamiento de aceite a una distancia segura mediante un canal recolector para alejar el fuego del equipo principal y de los edificios, ver figura 5.4.2.

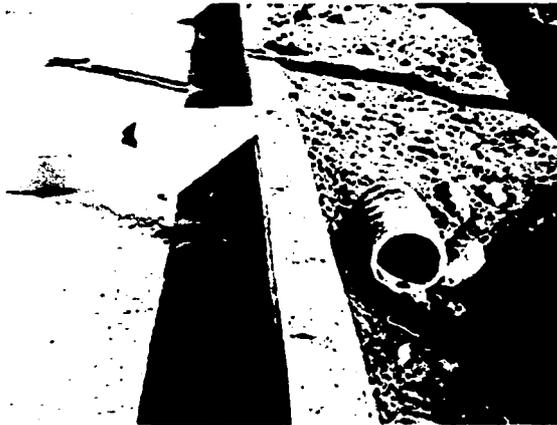


Figura 5.4.2 Tubería de Concreto para Drenaje de Aceite

Debe de construirse una fosa de concreto para almacenamiento de aceite, mínimo a un metro de distancia de los radiadores para reducir la temperatura y evitar fundir las aspas que se fabrican en acero resistente a altas temperaturas ver figura 5.4.3. El volumen de la fosa de almacenamiento de aceite debe ser de aproximadamente el 70% del volumen del aceite del Transformador más grande de la Subestación.

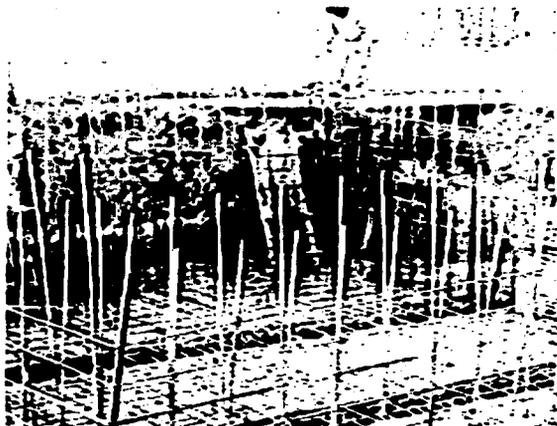


Figura 5.4.3 Fosa de Concreto para Almacenamiento de Aceite

V.5.- INSTALACIÓN.

V.5.1.- PROYECTO DE LA OBRA CIVIL.

En referencia al Gabinete del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, éste se localizara detrás del muro contra incendio y deberá fijarse, tomando en cuenta la localización de la válvula de despresurización rápida del Transformador para minimizar la longitud de las tuberías entre el Transformador y el Gabinete del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, ver figura 5.5.1.

TESIS COM
FALLA DE ORIGEN

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA



Figura 5.5.1 Gabinete localizado detrás del Muro

Ya que el Gabinete se coloca antes de la instalación de las tuberías de despresurización rápida y de inyección de Nitrógeno, se deben dejar orificios lo suficientemente grandes en el muro contra incendio para evitar quiebres innecesarios en las tuberías. Estos orificios deben quedar según la localización del Gabinete y de las bridas de conexión, ver figura 5.5.2.



Figura 5.5.2 Orificios en Muro para el paso de Tubería

Si en determinado caso el Gabinete del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio no se sujeta al muro contra incendio, se pide restringir la distancia de un largo de tubería de drenaje de aceite a un mínimo de 9 metros entre el Transformador y el Gabinete.

En referencia al ensamble entre el Gabinete del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio y la fosa de almacenamiento de aceite, la figura 5.5.3, muestran la conexión del sistema con la tubería de drenaje de aceite en una subestación.

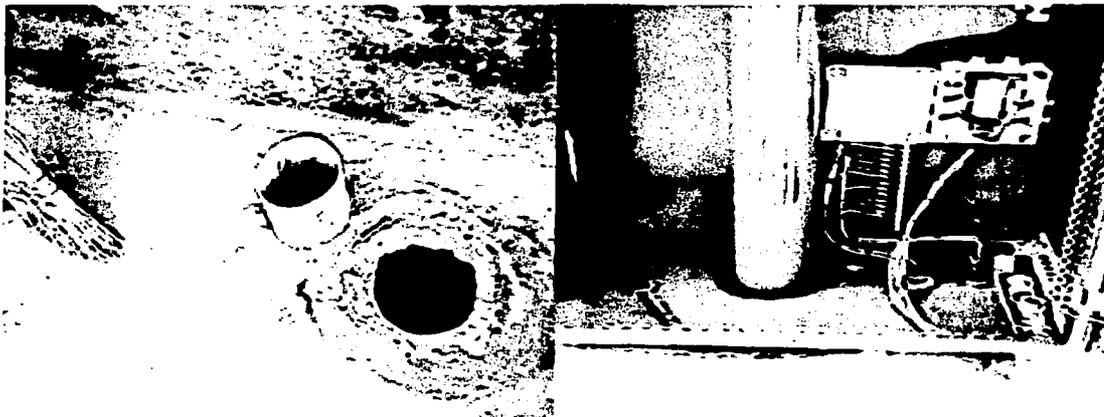


Figura 5.5.3 Conexión del Sistema con la Tubería de Drenaje de Aceite

V.6.- MONTAJE DE TUBERÍAS.

V.6.1.- SUGERENCIAS.

La Válvula de Cierre (figura 5.1 ítem 3) se envía a los fabricantes de Transformadores junto con su documentación técnica para que sea colocada durante el proceso de fábrica del Transformador, esto con la finalidad que el Transformador este equipado con la válvula al momento de ser entregado en sitio.

La soldadura de las tuberías en las válvulas del Transformador se harán de acuerdo a las destrezas del fabricante del Transformador (las válvulas deberán estar abiertas al momento de soldarse). Una vez terminado el proceso de soldadura, las válvulas deberán permanecer cerradas hasta que sea puesto en servicio el Transformador.

Las bridas de unión de las tuberías de inyección de Nitrógeno y de despresurización rápida deben ser desmontadas del Gabinete antes de soldarse para evitar daños a los empaques de Neopreno, ver figura 5.6.1 y 5.6.2.



Figura 5.6.1 Bridas de unión para las Tuberías de Inyección

Figura 5.6.2 Bridas de unión para las Tuberías de Despresurización

Los cordones de soldadura en las tuberías deben ser a prueba de fuga de agua. Las soldaduras en la tubería de inyección de Nitrógeno deben efectuarse para soportar una presión de operación de 10 bar.

La tubería de despresurización debe instalarse con una pendiente del 4% bajando desde el Transformador hacia el Gabinete de Prevención Contra Explosión e Incendio. Al momento de ensamblar los tubos a los codos de 90°, el ángulo de corte se debe de respetar de tal forma que se siga la pendiente de 4%, ver figura 5.6.3.

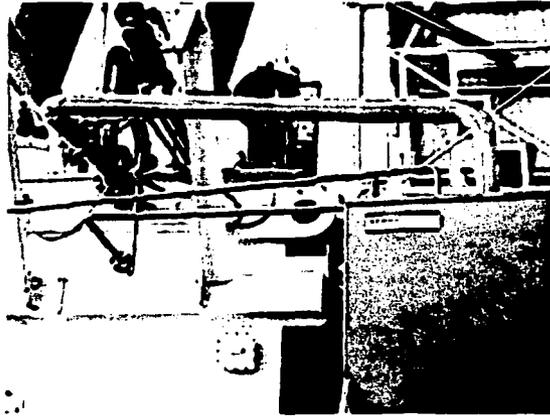


Figura 5.6.3 Pendiente del 4% en la Tubería de Despresurización

Cuando la tubería entre el Transformador y el Gabinete es muy larga de tal forma que exista el riesgo de que se flexione, se deberán instalar postes de acero o concreto, ver figura 5.6.4.

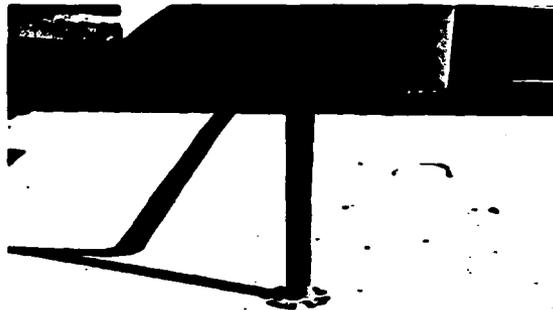


Figura 5.6.4 Postes de acero

V.6.2.- INSTALACIÓN DE LA TUBERÍA DE DESPRESURIZACIÓN RÁPIDA.

La tubería de drenaje de aceite se instala del Transformador al Gabinete con una pendiente horizontal del 4%, bajando hacia el Gabinete, y cambia con un codo de 90° a la vertical hacia el Gabinete, ver figura 5.6.3.

Se suministra una Válvula de Purga que debe ser soldada en la parte más alta de la tubería, cerca de la válvula del Transformador, ver figura 5.6.5. De igual manera, las bridas aisladas deben ser soldadas a la tubería en un lugar cerca del Gabinete.



Figura 5.6.5 Válvula de Purga

V.6.3.- INSTALACIÓN DE LA TUBERÍA DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO.

Cuando Llega a explotar un Transformador, la tapa se desprende y las tuberías localizadas cercas de la tapa se sitúan a 50 o 100 metros de distancia. Dado que el Nitrógeno se utiliza para extinguir el incendio del aceite dentro del tanque del Transformador, es de suma importancia evitar en lo posible instalar la tubería de nitrógeno en la parte superior de la tapa del Transformador. Por consiguiente, la tubería de inyección de Nitrógeno deberá instalarse a nivel de piso desde el Gabinete hasta el Transformador, como se indica en la figura 5.6.6.

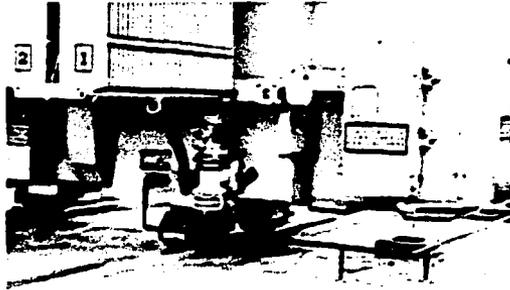


Figura 5.6.6 Instalación de la Tubería de Inyección de Nitrógeno

Dependiendo de la potencia del Transformador se equiparan con una, dos, cuatro o seis válvulas de inyección de Nitrógeno y el flujo en el interior debe ser igual en todos los puntos de inyección. Por eso los largos de las tuberías deben ser iguales para las tuberías principales y secundarias a cada una de las válvulas de inyección. Todas las tuberías de inyección tienen 25 mm (1 pulgada) de diámetro, excepto para el caso en que se instalen seis válvulas de inyección, donde la conexión a las válvulas centrales debe ser de 19 mm (¾ pulgada) para balancear el flujo con los dos tubos laterales. La figura 5.6.7 muestra la disposición de tuberías de Nitrógeno para todos los casos.

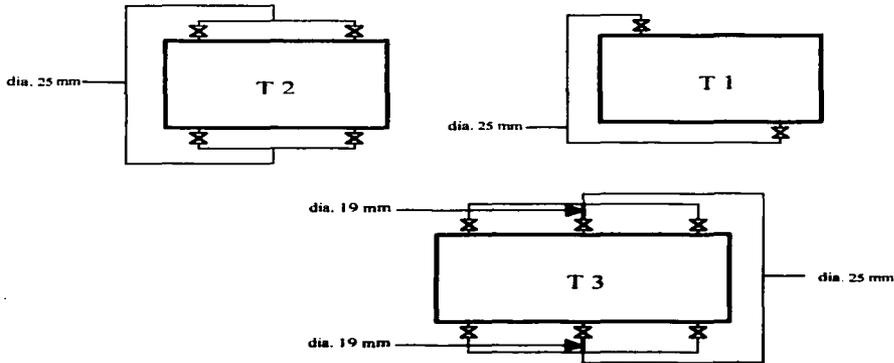


Figura 5.6.7 Disposición de las Tuberías de Nitrógeno para 2, 4 o 6 Válvulas de Inyección

V.7.- INSTALACIÓN DEL CABLEADO ELÉCTRICO.

V.7.1.- SUGERENCIAS.

El Actuador Eléctrico no deberá ser acoplado en la válvula de liberación de Nitrógeno antes del término de la puesta en marcha para impedir su activación y la liberación de Nitrógeno hacia la tubería de inyección.

La figura 5.7.1 muestra el diagrama representativo en el Tablero de Control (figura 5.2.11) y facilita toda la información referente a las alarmas y modos de operación.

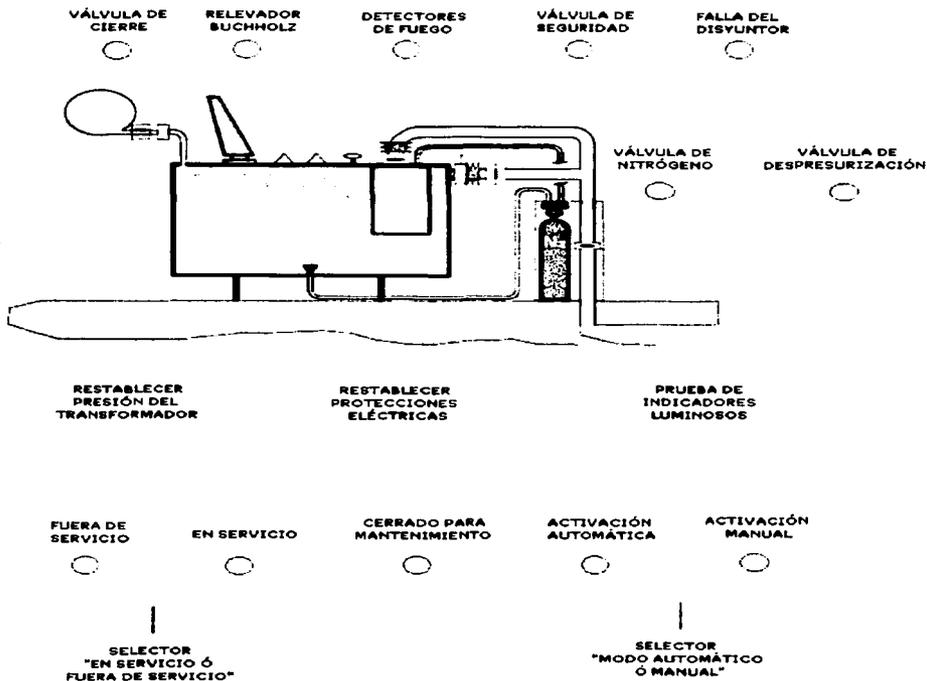


Figura 5.7.1 Diagrama representativo en el Tablero de Control

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V.7.2.- INSTALACIÓN DEL TABLERO DE CONTROL.

El Tablero de Control (figura 5.2.11) se instala en la sala de mando en una ubicación donde puede ser fácilmente observado y operado por el personal en la subestación, la figura 5.7.2 muestra las dimensiones del Tablero de Control y los requerimientos para su colocación en la pared.

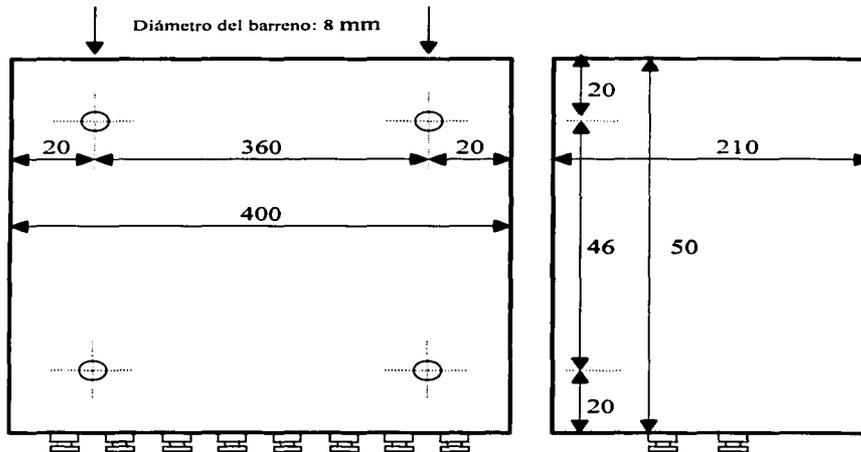


Figura 5.7.2 Dimensiones del Tablero de Control

V.7.3.- CONEXIÓN Y CABLEADO ENTRE LOS DETECTORES Y EL TABLERO DE CONTROL.

La figura 5.7.3 muestra la representación esquemática del diagrama de alambrado eléctrico e indica la forma de llevar a cabo el cableado entre el Tablero de Control, la caja de conexiones y cada uno de los elementos de protección.

VÁLVULA DE SEGURIDAD

Los contactos (normalmente abiertos) de la Válvula de Seguridad se conectan con un cable de $2 \times 1.5 \text{ mm}^2$ a las terminales 17 y 18 de los bornes de la tablilla del Tablero de Control, figura 5.7.3. Si el Transformador está equipado con más de una Válvula de Seguridad, estas deben ser conectadas en paralelo para optimizar la protección.

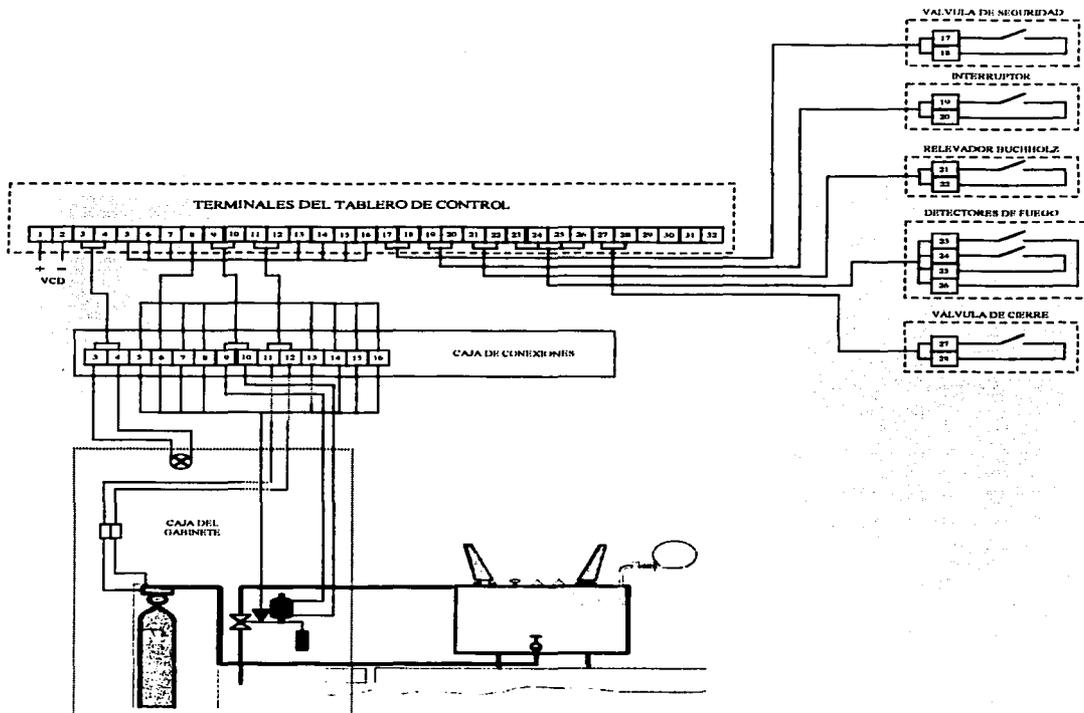


Figura 5.7.3 Arreglo general del Cableado y las Conexiones

INTERRUPTOR DEL TRANSFORMADOR

El contacto auxiliar del interruptor (normalmente abierto, sin voltaje) se utiliza y se conecta con un cable de $2 \times 1.5 \text{ mm}^2$ a las terminales 19 y 20 de los bornes de la tablilla del Tablero de Control, figura 5.7.3.

DETECTORES DE FUEGO

El fabricante del Transformador debe haber soldado los ángulos de montaje para los Detectores de Fuego a la tapa del Transformador. La figura 5.7.3.1 muestra como se montan los detectores en sitio, ubicando el fusible hacia la parte externa de la tapa del Transformador.

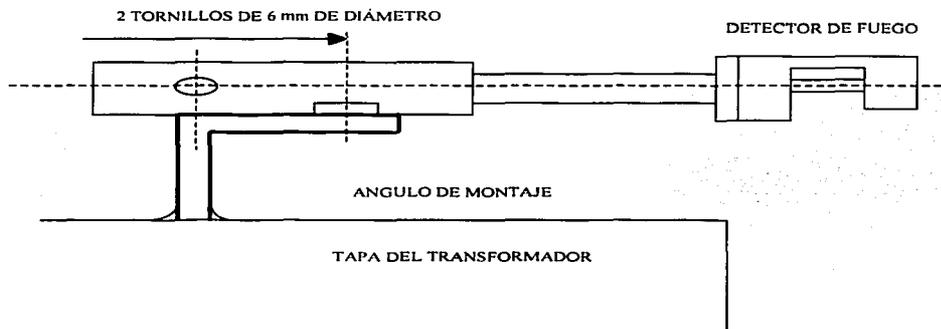
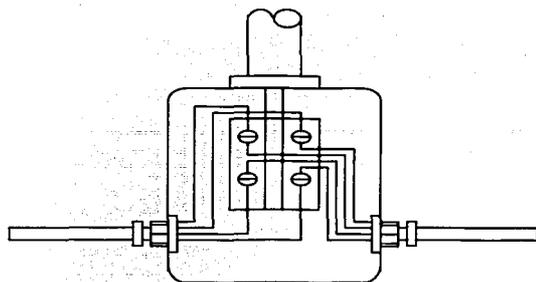


Figura 5.7.3.1 Montaje de los Detectores de Fuego sobre el Transformador

Los Detectores de Fuego deben ser alambrados en paralelo entre sí, figura 5.7.3.2 y el tramo final llevado a la caja de conexiones del Transformador. Los fusibles de los Detectores de Fuego se funden a una temperatura de $140^{\circ}\text{C} \pm 10\%$.

Las conexiones se conectan con un cable de $4 \times 1.5 \text{ mm}^2$ a las terminales 23, 24, 25 y 26 de los bornes de la tablilla del Tablero de Control, ver figura 5.7.3.



DETECTOR DE FUEGO

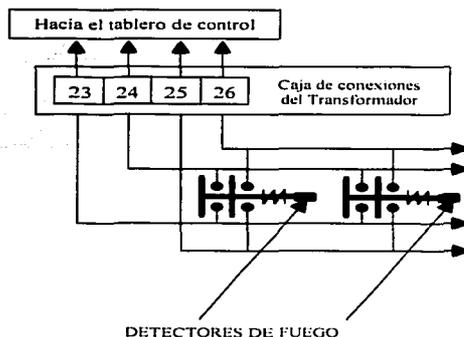


Figura 5.7.3.2 Alambrado en Paralelo de los Detectores de Fuego

BUCHHOLZ

La protección eléctrica se conecta con un cable de $2 \times 1.5 \text{ mm}^2$ a las terminales 21 y 22 de los bornes de la tablilla del Tablero de Control del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, ver figura 5.7.3.

VÁLVULA DE CIERRE

La válvula de cierre esta conectada con un cable de $2 \times 1.5 \text{ mm}^2$ las terminales 27 y 28 de los bornes de la tablilla del Tablero de Control del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, ver figura 5.7.3.

V.7.4.- CONEXIÓN Y CABLEADO ENTRE EL TABLERO DE CONTROL Y EL GABINETE.

La caja de conexiones del Gabinete del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio se conecta con un cable de $14 \times 1.5 \text{ mm}^2$ al Tablero de Control, ver figura 5.7.3. Los extremos de los cables se conectan a las terminales como se indica en la tabla 5.7.1.

Válvula de despresurización rápida	Terminales 9 y 10
Fuera de servicio	Terminales 3 y 4
Selector de mantenimiento	Terminales 5 & 6 y 7& 8
Interruptor de posición	Terminales 13 & 14 y 15 &16

Tabla 5.7.1

El Actuador Eléctrico no debe instalarse antes de la puesta en marcha para evitar activar la cápsula de la válvula, liberando así el Nitrógeno contenido en el cilindro.

V.8.- PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS AL SISTEMA

V.8.1.- ESTADO INICIAL Y PREPARACIONES PARA LAS PRUEBAS

El Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio y el Transformador se encuentran fuera de operación cuando el selector con llave en el Tablero de Control (figura 5.7.1) está en la posición “Fuera de Servicio” y se encenderá la luz del LED “Cerrado para Mantenimiento”, descrito en el enunciado V.9.6. La llave del selector “Manual / Automático” del Tablero de Control siempre está en la posición “Automático”, y la llave correspondiente siempre está retirada.

El actuador eléctrico (figura 5.2.7) debe ser instalado en la válvula del cilindro de nitrógeno y conectado hasta el final de la puesta en operación para evitar actuar el electroimán de la válvula y con esto liberar el nitrógeno. En lugar del actuador eléctrico se hace un arreglo para conectar un foco de prueba a la caja del Gabinete, ver figura 5.7.3 terminales 3 y 4 de la caja de conexiones.

El inicio de la operación del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio se da con la información indicada en los diagramas lógicos (figuras 4.3.2 y 4.3.3). Todas las pruebas al Sistema, se hacen simulando estas señales de los sensores para comprobar las conexiones de los cables. Para ello se desconectan los sensores de las terminales 17 a 28, ver figura 5.7.3 y tabla 5.8.1.

Diagrama Lógico, figuras 4.3.2 y 4.3.3	Denominación	Señal normal antes de la configuración de prueba	Señal durante la operación normal del Transformador	Simulación durante la prueba
1	Disyuntor	On	Off	On
2	Válvula de Seguridad	Off	Off	On
3	Detectores de Fuego	Off	Off	On
4	Protecciones Eléctricas	Off	Off	On
5	Válvula de Cierre	Off	Off	On

Tabla 5.8.1

La señal del disyuntor debe estar “Encendida” en la configuración para prueba y debe ser puentado para dar la información de “Falla del disyuntor” “No Activado” para simular la operación normal del Transformador antes de iniciar las pruebas.

V.9.- PRUEBAS PRELIMINARES

V.9.1.- VERIFICACIONES EN LA POSICIÓN “FUERA DE SERVICIO”

Cuando el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio está en la posición “Fuera de Servicio”, el selector con llave siempre está en “Activación Automática”, la llave removida y la luz del LED “Activación Automática” encendida para indicar el modo de operación antes de que el Sistema se ponga en servicio. Si el selector con llave está cambiado a la posición “Activación Manual” la luz del LED “Activación Manual” se encenderá para indicar el modo de operación, ya que el Sistema operara cuando el selector con llave se cambia al modo “En Servicio”

Cuando el Sistema está fuera de servicio todos los demás LEDs están apagados, pero la luz “Fuera de Servicio” localizada en el Gabinete del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio estará encendida, figura 5.9.1.

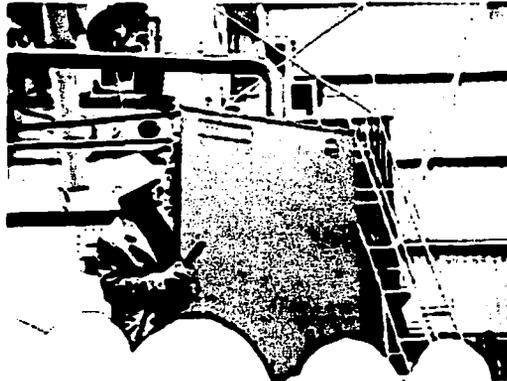


Figura 5.9.1 Luz “Fuera de Servicio” en el Gabinete

Además se debe verificar que:

- Cuando se oprime el botón “Prueba de Indicadores Luminosos” en el Tablero de Control, figura 5.7.1, todos los LEDs  se encienden.
- Ninguna acción seguirá la activación de los botones “Restablecer Presión del Transformador” y “Restablecer Protecciones Eléctricas”.

V.9.2.- PRUEBA DE CADA SEÑAL

El propósito principal de esta prueba es verificar que la activación de cada sensor, no active el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio y que cada LED correspondiente se encienda. Las señales que se deben de probar se mencionan en la tabla 5.9.1.

Diagrama Lógico, figuras 4.3.2 y 4.3.3	LED indicador en el Tablero de Control	Efecto
1	Falla del Disyuntor	Luz encendida, el Sistema no arranca
2	Válvula de Seguridad	Luz encendida, el Sistema no arranca
3	Detectores de Fuego	Luz encendida, el Sistema no arranca
4	Relevador Buchholz	Luz encendida, el Sistema no arranca
5	Válvula de Cierre	Luz encendida, el Sistema no arranca

Tabla 5.9.1

V.9.3.- PRUEBA EN MODO “ACTIVACIÓN AUTOMÁTICA”

El Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio se activa cuando recibe las siguientes señales de acuerdo a los diagramas lógicos de las figuras 4.3.2 y 4.3.3:

Proceso A

- I.- Una señal de Falla del Disyuntor, que se inicia por sobre-corriente (protección eléctrica).
- II.- Una Operación de la Válvula de Seguridad.

Ambas señales “I” y “II” tienen que presentarse para que se active el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.

Proceso B

- I.- Una señal de las Protecciones Eléctricas (Relevador Buchholz)
- II.- La señal de al menos un Detector de Fuego, en la cubierta del tanque principal del Transformador.

Ambas señales “I” y “II” tienen que presentarse para que se active el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.

El propósito de ésta prueba es verificar que la activación simultáneamente con las otras señales no active el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, ver tabla 5.9.2, excepto para los casos descritos en los procesos “A” y “B”. En esta etapa de las pruebas, la activación del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio es confirmado únicamente por la apertura de la Válvula de Despresurización Rápida.

Señal Encendida	Señal Adicional Encendida	Efecto
Falla del Disyuntor	Válvula de Seguridad	Luces encendidas, el Sistema arranca
Falla del Disyuntor	Detectores de Fuego	Luces encendidas, el Sistema no arranca
Falla del Disyuntor	Relevador Buchholz	Luces encendidas, el Sistema no arranca
Válvula de Seguridad	Detectores de Fuego	Luces encendidas, el Sistema no arranca
Válvula de Seguridad	Relevador Buchholz	Luces encendidas, el Sistema no arranca
Detectores de Fuego	Relevador Buchholz	Luces encendidas, el Sistema arranca

Tabla 5.9.2

V.9.4.- PRUEBA GENERAL EN EL MODO “ACTIVACIÓN AUTOMÁTICA”

La finalidad de esta prueba es verificar que la Válvula de Despresurización Rápida y la Válvula de inyección acoplada en el cilindro de Nitrógeno abran y los LEDs correspondientes enciendan en el Tablero de Control cuando se activa el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.

Cuando el Sistema se activa:

- ✓ Se energiza el electroimán y la Válvula de Despresurización Rápida abre.
- ✓ Cuando el contrapeso ha sido liberado, el interruptor de límite energiza el LED de la Válvula de Despresurización Rápida y desactiva el disparador electromagnético.
- ✓ 3 segundos después, aproximadamente, el Actuador Eléctrico de la Válvula de Nitrógeno se activa (foco de prueba) y se enciende el LED correspondiente.

Esta prueba se realiza para todas las combinaciones de señales ya ensayadas en el punto V.9.2 para el modo “Activación Automática”, ver tabla 5.9.3.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Señal Encendida	Señal Adicional Encendida	Válvula de Despresurización Rápida			Actuador Eléctrico	
		Abre	LED	Electroimán Desactivado	Activación	LED
Disyuntor	Válvula de Seguridad	Si	Encendido	Si	Si	Encendido
Disyuntor	Detectores de Fuego	No	Apagado	No	No	Apagado
Disyuntor	Relevador Buchholz	No	Apagado	No	No	Apagado
Válvula de Seguridad	Detectores de Fuego	No	Apagado	No	No	Apagado
Válvula de Seguridad	Relevador Buchholz	No	Apagado	No	No	Apagado
Detectores de Fuego	Relevador Buchholz	Si	Encendido	Si	Si	Encendido

Tabla 5.9.3

V.9.5.- PRUEBA EN MODO “ACTIVACIÓN MANUAL”

La finalidad de esta prueba es verificar que la Válvula de Despresurización Rápida y la Válvula de Inyección acoplada en el cilindro de Nitrógeno abran y los LEDs correspondientes enciendan en el Tablero de Control cuando se activa el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio en modo “Activación Manual”.

Para arrancar el Sistema, el selector con llave “Manual / Automático se cambia a la posición “Manual” y la luz del LED de “Activación Manual” en el Tablero de Control se enciende, figura 5.7.1. Cuando el Sistema se cambia a la posición “Manual” todas las acciones listadas en la prueba general en modo “Activación Automática” (enunciado V.9.4) deben ser verificadas, ver tabla 5.9.4.

Selector con llave “Manual / Automático”	LED	Válvula de Despresurización Rápida			Actuador Eléctrico	
		Abre	LED	Electroimán Desactivado	Activación	LED
Modo “Manual”	Encendido	Si	Encendido	Si	Si	Encendido

Tabla 5.9.4

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V.9.6.- PRUEBAS CUANDO EL SISTEMA ESTÁ EN EL MODO "CERRADO PARA MANTENIMIENTO".

La finalidad de esta prueba es para asegurarse que cualquier señal que pone en funcionamiento al Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio no inicia ninguna acción cuando el Sistema está en el modo "Cerrado para Mantenimiento".

Cuando el Sistema está "Cerrado para Mantenimiento" se enciende el LED en el Tablero de Control, figura 5.7.1. Se verifica que la Válvula de Despresurización y la Válvula de Nitrógeno no abren y que los LEDs correspondientes no se enciendan cuando el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio es activado en el modo "Manual" ni en el "Modo Automático".

V.9.7.- TAREAS A REALIZARSE DESPUÉS DE LAS PRUEBAS AL SISTEMA.

Una vez llevadas a cabo todas las pruebas descritas se deben de realizar las siguientes tareas para la puesta en marcha y operación del Sistema:

- ✓ Todas las conexiones provisionales que se hicieron para la ejecución de las pruebas descritas, deberán regresarse a su estado normal, ver enunciado V.8.1 (Estado Inicial y Preparaciones para las Pruebas).
- ✓ El Sistema se regresa al modo "Cerrado para Mantenimiento" éste estado será descrito en el enunciado V.10.1.

El foco de prueba que fue instalado en lugar del Actuador Eléctrico, figura 5.7.3 terminales 3 y 4 de la caja de conexiones, se desconecta y se instala el Actuador Eléctrico en la Válvula de Nitrógeno, ver figura 5.9.7, posteriormente se conectan sus puntas a las terminales 11 y 12 de la caja de conexiones, ver figura 5.7.3.

Con los resultados obtenidos a partir de las pruebas antes mencionadas, se deberá elaborar un Certificado de Pruebas con los datos obtenidos, ver Anexo N° 1.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

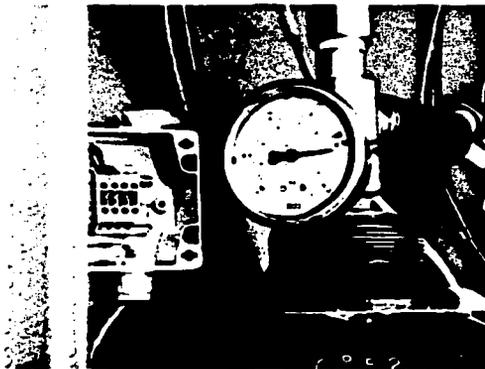


Figura 5.9.7 Instalación del Actuador Eléctrico en la Válvula de Nitrógeno

V.10.- PUESTA EN SERVICIO Y OPERACIÓN.

V.10.1.- SISTEMA "CERRADO PARA MANTENIMIENTO"

Quando el Transformador esta dentro o fuera de servicio, el Sistema puede ser parado y cerrado para fines de mantenimiento, para ello, se efectúan las siguientes acciones:

- ✓ Invariablemente se remueve la llave del selector "Manual ó Automático" quedando el Sistema siempre en modo Automático, la llave hacia la izquierda y la luz del LED "Activación Automática" encendida, ver Tablero de Control figura 5.7.1.
- ✓ El selector con llave "En Servicio ó Fuera de Servicio" deberá estar en posición "Fuera de Servicio" y la luz del LED "Fuera de Servicio" encendida, ver Tablero de Control figura 5.7.1.
- ✓ La llave del selector "En Servicio ó Fuera de Servicio" debe permanecer removida hasta que se terminen las maniobras de mantenimiento.
- ✓ La Válvula de Despresurización Rápida del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, localizada dentro del Gabinete, se asegura en la posición "Cerrada para Mantenimiento" por medio del dispositivo de cierre y la luz del LED en el Tablero de Control, figura 5.7.1, se encenderá.

- ✓ Se debe de cortar el suministro de energía eléctrica del Sistema para evitar operaciones no deseadas del Actuador Eléctrico en el cilindro y evitar liberar el Nitrógeno.
- ✓ Las Válvulas de inyección de Nitrógeno del Transformador y la Válvula de drenado de aceite se cierran y aseguran hasta el final de las maniobras de mantenimiento.

V.10.2.- PUESTA EN FUNCIONAMIENTO Y SERVICIO DEL SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN E INCENDIO.

Cuando el Sistema está preparado, se debe seguir el siguiente procedimiento para ponerlo en Funcionamiento desde el estado “Cerrado para Mantenimiento” descrito en el enunciado anterior (V.10.1) al modo normal de Servicio “Automático” que será descrito en el siguiente enunciado (V.10.3).

LLENADO DE ACEITE Y PURGA

Para llenar y purgar las tuberías de drenado de aceite y de inyección de Nitrógeno:

1. Se abren las Válvulas de inyección de Nitrógeno, figura 5.10.2 y la Válvula de Drenaje del aceite del Transformador, figura 5.10.2.1.

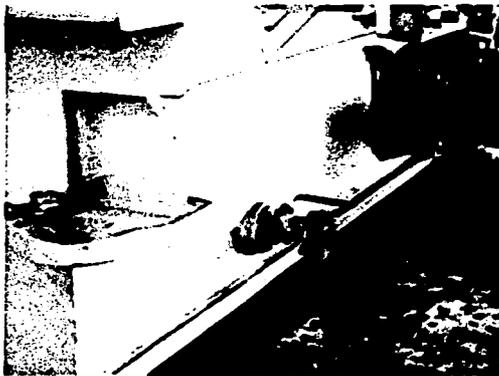


Figura 5.10.2 Válvula de Inyección de Nitrógeno

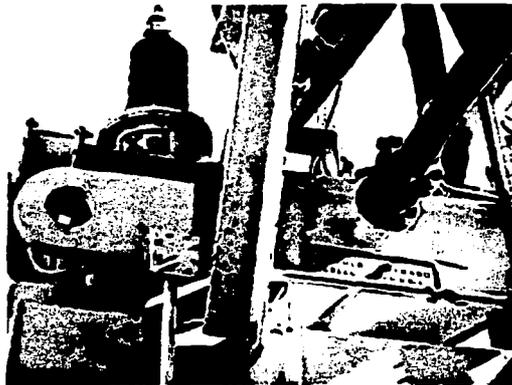


Figura 5.10.2.1 Válvula de Drenaje de Aceite

2. Se abre el tapón de la Válvula de purga, figura 5.6.5, lentamente.
3. Cerrar la Válvula de Purga cuando todo el aire ha sido expulsado, asegurándose que el tapón está apretado y sellado.

Cuando ambas tuberías estén llenas, las Válvulas de Drenaje e Inyección de Nitrógeno se abren completamente. Si estas Válvulas se abrieran solo parcialmente la eficiencia del drenado rápido y la inyección para el agitado del aceite en el tanque del Transformador quedarían seriamente limitados y el rendimiento del Sistema sería casi nulo.

V.10.3.- PUESTA EN SERVICIO "AUTOMÁTICO".

La llave del selector "Manual o Automático" siempre esta removida y el Sistema siempre está en la posición "Automático" con la luz del LED correspondiente encendida, ver figura del Tablero de Control 5.7.1, excepto para una operación manual de emergencia.

Se conecta el suministro de energía eléctrica del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio (110 o 220 VCD).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El selector con llave “En Servicio ó Fuera de Servicio” deberá estar en posición “Fuera de Servicio” y la luz del LED “Fuera de Servicio” encendida, ver Tablero de Control figura 5.7.1.

Se remueve el dispositivo de cierre de la Válvula de Despresurización Rápida y con ello se apaga la luz del LED “Cerrado para Mantenimiento, ver Tablero de Control figura 5.7.1.

El selector con llave “En Servicio ó Fuera de Servicio” se gira a la posición “En Servicio” y la luz del LED “En Servicio” se enciende, ver Tablero de Control figura 5.7.1.

Cuando estas etapas se han efectuado, el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio esta operando en modo “Automático”.

V.10.4.- OPERACIÓN EN MODO “AUTOMÁTICO”.

Cuando el Transformador está en servicio el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio debe estar listo para operar en caso de una falla del Transformador, este estado corresponde a la operación normal en modo “Automático”. Por lo tanto, el Sistema se encuentra en el siguiente estado:

- ✓ La llave del selector “Manual o Automático” siempre esta removida y el Sistema siempre está en la posición “Automático” con la luz del LED correspondiente encendida, ver figura del Tablero de Control 5.7.1, excepto para una operación manual de emergencia.
- ✓ La Válvula manual de Drenado del Transformador y la(s) Válvula(s) de Inyección de Nitrógeno están totalmente abiertas. Si estas Válvulas estuvieran parcialmente abiertas, el drenado rápido y la agitación del aceite serían seriamente limitadas.
- ✓ El suministro de energía eléctrica del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio está conectado (110 o 220 VCD) y el selector con llave “En Servicio o Fuera de Servicio” en la posición “En Servicio” y la luz del LED “En Servicio” encendida, ver Tablero de Control figura 5.7.1.
- ✓ El dispositivo de cierre de la Válvula de Despresurización Rápida está removido y con ello se apaga la luz del LED “Cerrado para Mantenimiento, ver Tablero de Control figura 5.7.1.

V.10.5.- OPERACIÓN EN MODO “MANUAL”.

Cuando el Transformador está en servicio y el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio está en operación en modo “Automático”, se puede arrancar el Sistema en forma “Manual”. Esta posibilidad puede ser útil, por ejemplo, en el caso de una falla de un sensor el cual no ha proporcionado la información para arranque en el modo de activación “Automática”.

Para arrancar manualmente el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio se debe seguir el siguiente procedimiento:

- ✓ El Transformador debe ser sacado de servicio, desconectándolo de la alimentación de alta tensión.
- ✓ Introducir la llave en el selector “Manual o Automático” y girarlo a la posición “Manual”. El LED indicativo “Activación Manual” se encenderá, ver Tablero de Control figura 5.7.1.

V.10.6.- TRABAJOS A EFECTUARSE DESPUÉS DE UN ARRANQUE DEL SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN E INCENDIO.

Cuando el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio ha sido activado, se debe revisar el Transformador y, en su caso, repararlo. De igual forma se debe filtrar el aceite del Transformador.

Antes de que el Transformador sea puesto en servicio nuevamente, el cilindro de Nitrógeno deberá ser recargado o reemplazado por un cilindro de repuesto. También se requiere de un Actuador Eléctrico nuevo, figura 5.2.7.

Una vez que se encuentre listo el Transformador y se ponga en servicio nuevamente, el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio deberá ser puesto en operación nuevamente, de acuerdo a los procedimientos descritos en el enunciado V.10.3

V.11.- MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN E INCENDIO.

El Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio para Transformadores de Potencia está diseñado para disminuir en lo posible los siguientes requerimientos de mantenimiento:

- ✓ El costo de mantenimiento.
- ✓ Las probabilidades de un mal funcionamiento por falta de mantenimiento.
- ✓ Reemplazo mínimo de partes.
- ✓ Pruebas de fácil ejecución y sin sacar de servicio al Transformador.

V.11.1.- MANTENIMIENTO DE RUTINA AL SISTEMA CUANDO EL TRANSFORMADOR SE ENCUENTRA “EN SERVICIO”.

Normalmente el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio y los Transformadores se encuentran totalmente a la intemperie expuestos a los cambios de temperatura y humedad, al polvo, arenas, etc. Aún así, el Sistema debe quedar utilizable prácticamente en todo momento. Por lo anterior, las siguientes rutinas de mantenimiento son de suprema importancia para el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio:

- ✓ Llevar a cabo la prueba de los indicadores luminosos (LED) en el Tablero de Control para asegurarse que todos funcionan correctamente y cambiar los indicadores que estén defectuosos.
- ✓ Inspeccionar los aislamientos eléctricos del Sistema.
- ✓ Limpiar el Gabinete del Sistema y retirar la basura alrededor del mismo.
- ✓ Inspeccionar las Tuberías de Inyección de Nitrógeno y Drenado Rápido de aceite.
- ✓ Inspeccionar la Válvula de Cierre Rápido para verificar fugas de aceite y corregirlas.
- ✓ Repintado de Tuberías y soldaduras para que no se presente el fenómeno de corrosión.
- ✓ Verificar periódicamente la presión del Cilindro de Nitrógeno.

El parámetro más importante que debe ser vigilado es la presión del Cilindro de Nitrógeno. Se recomienda revisar en sitio la presión del Cilindro, ubicado dentro del Gabinete, y llevar un registro de control de las variaciones de presión. La presión del Cilindro varía de 150 a 200 bars, en función

con la temperatura exterior. Por lo tanto, cada registro de la presión de Nitrógeno debe ser relacionado con la temperatura interna del Gabinete y el registro de control mostrado en el Anexo 2 debe ser restaurado semanalmente.

V.11.2.- PRUEBAS CUANDO EL TRANSFORMADOR SE ENCUENTRA “FUERA DE SERVICIO”.

Cuando el Transformador se encuentra “Fuera de Servicio”, se puede poner a prueba el Sistema empleando el modo de “Activación Manual” después de haber interrumpido las funciones eléctricas y mecánicas del Transformador.

La lógica es examinar el Sistema y sustituir las partes deterioradas si no se obtienen los resultados esperados en la prueba.

Simultáneamente al mantenimiento de rutina que se hace con el Transformador “En Servicio”, como se indica en el enunciado V.11.1, se deben llevar a cabo, por lo menos, los siguientes cambios:

- ✓ Cambiar el Actuador Eléctrico (figura 5.2.7)
- ✓ Engrasar ligeramente el mecanismo del trinquete electromagnético.

La finalidad de esta prueba es comprobar que la Válvula de Despresurización Rápida del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio abre y que se inicia la inyección de Nitrógeno. Para ello, las Válvulas localizadas en el Transformador se cierran evitando así que una cantidad de aceite, la que se encuentra entre la Válvula manual de mantenimiento y la Válvula de Despresurización Rápida sea drenada.

ESTADO INICIAL Y SUGERENCIAS

Como primer paso el Transformador deberá estar fuera de servicio y el selector con llave “En Servicio o Fuera de Servicio” del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio localizado en el Tablero de Control, figura 5.7.1, debe moverse a la posición “Fuera de Servicio”

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

PREPARACIÓN PARA LA PRUEBA

Se corta el suministro de energía eléctrica de 110 o 220 VCD del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.

Se cierra la Válvula Manual de drenado de aceite y las Válvulas de inyección de Nitrógeno y el tapón ciego de la tubería de inyección de Nitrógeno que soporta el Reductor de Presión en el Gabinete se quita para poder verificar el Actuador Eléctrico y permitir la salida del Nitrógeno al aire libre.

PRUEBA EN MODO DE OPERACIÓN "MANUAL"

Cuando las sugerencias antes mencionadas se han llevado a cabo, el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio puede ser energizado nuevamente con 110 o 120 VCD.

El selector con llave "En servicio o Fuera de Servicio" se cambia a la posición "En servicio" encendiéndose la luz del LED correspondiente, ver Tablero de Control figura 5.7.1.

La finalidad de esta prueba es comprobar que la Válvula de Despresurización Rápida, figura 5.2.5, y la Válvula de Nitrógeno, figura 5.9.7, abren y que se enciendan los LEDs correspondientes cuando se activa el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.

El Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio se energiza introduciendo la llave en el selector "Modo Automático o Manual" y girándolo hacia el "Modo Manual", encendiéndose el LED "Activación Manual" en el Tablero de Control, figura 5.7.1.

Cuando el Sistema se activa:

- ✓ Se energiza el electroimán y la Válvula de Despresurización Rápida se abre, figura 5.11.2.
- ✓ El contrapeso se libera y el interruptor de límite energiza el LED de la Válvula de Despresurización Rápida en el Tablero de control, figura 5.7.1, y desactiva el trinquete electromagnético de la Válvula de Despresurización Rápida, figura 5.11.2.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- ✓ 20 segundos después, aproximadamente, se activa el Actuador Eléctrico de la Válvula de Nitrógeno, figura 5.2.7, y se enciende la luz del LED “Válvula de Nitrógeno” en el Tablero de Control, figura 5.7.1.



Figura 5.11.2 Electroimán y Contrapeso

V.11.3 PUESTA EN SERVICIO DESPUÉS DE LAS PRUEBAS

Cuando se han efectuado pruebas al Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio y el Transformador continua fuera de servicio se debe tomar en cuenta las siguientes precauciones:

1. El selector con llave “Manual o Automático” del Tablero de Control se coloca en la posición “Automático” y se retira llave del selector.
2. El selector con llave “En Servicio o Fuera de Servicio” se coloca a la posición en la posición “Fuera de Servicio” y se retira la llave del selector.
3. Se corta el suministro de energía eléctrica de 110 o 120 VCD hacia el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.
4. La Válvula de Despresurización Rápida ubicada dentro del Gabinete del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio se cierra manualmente, el brazo de la Válvula se deja apoyado en el trinquete electromagnético y se asegura con el dispositivo de cierre.
5. Se coloca el tapón ciego del Reductor de presión en la tubería de inyección de Nitrógeno.

Cuando se han completado los pasos del 1 al 5, el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio nuevamente esta en el modo "Cerrado para Mantenimiento" como se describe en el enunciado V.10.1.

Antes de poner en servicio al Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio y el Transformador se deben llevar a cabo las siguientes acciones:

- ✓ Reemplazo o recarga del Cilindro de Nitrógeno
- ✓ Reemplazo del Actuador Eléctrico
- ✓ Reemplazo del disco de ruptura de la Válvula de Nitrógeno

Una vez llevadas a cabo las acciones anteriores y que el Transformador esta listo para ponerlo en servicio el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio debe de ser puesto en funcionamiento de acuerdo a los procedimientos descritos en el enunciado V.10.2.

V.11.4.- MANTENIMIENTO CUANDO EL TRANSFORMADOR SE ENCUENTRA "FUERA DE SERVICIO".

Simultáneamente al mantenimiento de rutina que se hace con el Transformador "En Servicio", como se indica en el enunciado V.11.1, se deben llevar a cabo, por lo menos, los siguientes cambios mientras el Transformador se encuentra "Fuera de Servicio":

- ✓ Cambiar el Actuador Eléctrico (figura 5.2.7)
- ✓ Engrasar ligeramente el mecanismo del trinquete electromagnético.
- ✓ Supervisar todas las conexiones eléctricas hacia los sensores, terminales 17 a 28, figura 5.7.3.
- ✓ Supervisar cuidadosamente la continuidad del cableado eléctrico de los Detectores de Fuego.
- ✓ El mantenimiento de la Válvula de Cierre Rápido se hará de acuerdo a la especificación técnica proporcionada por el proveedor.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ESTADO INICIAL Y SUGERENCIAS

El Transformador se encuentra fuera de servicio y el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio está en su estado normal de operación “Modo Automático” listo para ser activado y poder verificar todas las conexiones de los sensores.

PREPARACIÓN PARA LA PRUEBA

El selector con llave “En Servicio o Fuera de Servicio” se cambia a la posición “Fuera de Servicio”, ver Tablero de Control figura 5.7.1.

Se corta el suministro de energía eléctrica de 110 o 220 VCD del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.

Para llevar a cabo la prueba se cierran y aseguran la(s) Válvula(s) de inyección de Nitrógeno y la Válvula de Despresurización Rápida.

Se desmonta el Actuador Eléctrico de la Válvula de Nitrógeno para evitar que se actúe liberando el Nitrógeno. En lugar del Actuador Eléctrico se conecta un foco de prueba a la caja de conexiones, figura 5.11.4, terminales 3 y 4 de la figura 5.7.3. El foco confirmará la recepción de la señal eléctrica.

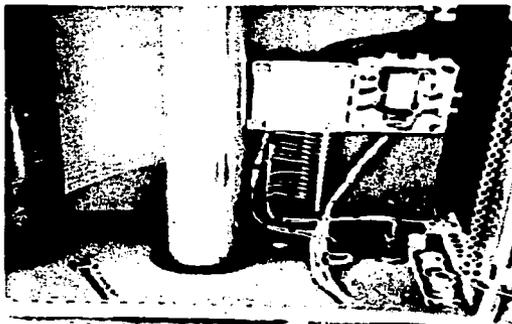


Figura 5.11.4 Caja de Conexiones en Gabinete

V.11.5.- STOCK DE REPUESTOS RECOMENDADOS.

Aunque el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio para Transformadores de potencia en sí es de muy bajo mantenimiento, si se recomienda tener un cierto stock de partes comerciales que podrían averiarse con el tiempo o por defectos de alguna prueba si no resulta exitosa. La tabla 5.11.1 enumera las partes de repuestos especiales que se consideran prudentes se deben de tener en existencia para estar disponibles en el almacén.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Cilindro de Nitrógeno de 50 litros equipado con manómetro.	1
Disco de ruptura	2
Actuador Eléctrico para la Válvula de Nitrógeno	2
Manguera flexible de alta presión para Nitrógeno	1
Tablero de Control	1
Detector de Fuego	6
Electroimán para la Válvula de Despresurización Rápida de 125 V	1
Válvula de Despresurización Rápida para el drenado de aceite	1
Válvula de Cierre	1

Tabla 5.11.1

Las Válvulas de Inyección de Nitrógeno no requieren de mantenimiento alguno, el Actuador Eléctrico se recomienda cambiarlo cada 2 años y los Discos de Ruptura cada 5 años.

V.12 CARACTERÍSTICAS DEL NITRÓGENO.

El relleno de los cilindros con Nitrógeno puede ser efectuado por proveedores de gas locales, quienes cuentan con las herramientas necesarias y garantizan la composición del gas.

Para determinar la concentración de una sustancia química en un volumen (v) se utilizan las partes por millón (ppm). Se divide el volumen en un millón de partes iguales. Cada millonésima parte de éste volumen, corresponde a la sustancia de nuestro interés, se considera una parte por millón de la sustancia. Las partes por millón se utilizan para determinar concentraciones muy pequeñas en la atmósfera.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por lo expuesto en el párrafo anterior, las especificaciones del Nitrógeno requeridas son las siguientes:

- ✓ Nitrógeno ≡ 99.99 % (v)
- ✓ Humedad ≡ 10 ppm (v)
- ✓ Oxígeno ≡ 10 ppm (v)

El Nitrógeno es un gas no tóxico, incoloro, inodoro e insípido, no flamable, inerte, desplaza al oxígeno. Puede condensarse en forma de un líquido incoloro que, a su vez, puede comprimirse como un sólido cristalino e incoloro.

Se obtiene de la atmósfera haciendo pasar aire por cobre o hierro calientes; el oxígeno se separa del aire dejando el Nitrógeno mezclado con gases inertes. El Nitrógeno puro se obtiene por destilación fraccionada del aire líquido (licuefacción). Al tener el Nitrógeno líquido un punto de ebullición más bajo que el oxígeno líquido, el Nitrógeno se destila primero, momento en que puede separarse.

El Nitrógeno compone cuatro quintos (78,03%) del volumen de aire. Es inerte y actúa como agente diluyente del oxígeno en los procesos de combustión y respiración. Es un elemento importante en la nutrición de la plantas. Ciertas bacterias del suelo fijan el nitrógeno y lo transforman (por ejemplo en nitratos) para poder ser absorbido por las plantas, en un proceso llamado fijación de nitrógeno. Se combina con otros elementos únicamente a altas temperaturas y presiones. El Nitrógeno activado se vuelve nitrógeno ordinario apenas en un minuto. Las propiedades físicas del Nitrógeno se muestran en la tabla 5.12.1.

PROPIEDADES FÍSICAS	
Símbolo Químico	N ₂
Peso Molecular	28.01
Temperatura de Ebullición	- 195.8°C
Densidad Gas (20°C, 1 atm)	1.153 kg/m ³
Densidad Líquido (p.e. 1 atm)	808.5 kg/m ³
Peso Especifico (aire = 1)	0.967

Tabla 5.12.1

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ANEXO N° 1

CERTIFICADO DE PRUEBAS

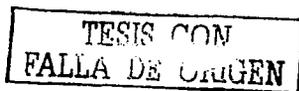
SUBESTACION:

IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO:

Sugerencias:

- El Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio debe estar en el modo de "Activación Automática".
- Reemplazar el Actuador Eléctrico por un foco de prueba.
- Simular las señales por puentes en los sensores.

	ACTIVIDAD	RESULTADO ESPERADO	RESULTADO OBTENIDO
1	Prueba de Aislamiento: El Tablero de Control se prueba con 500 V	Resistencia mayor a 1 M Ohm	
2	Suministro de Energía Eléctrica de 110 o 220 VCD	110 o 220 VCD	
3	Prueba de Indicadores Luminosos (LEDs) - Activación - Desactivación	LEDs encendidos LEDs apagados	
4	"Fuera de Servicio": - Tablero de Control - Gabinete Probar cada señal con un dispositivo de prueba y verificar que el LED correspondiente se enciende Oprimir los botones y girar las llaves de los selectores del Tablero de Control y verificar que no hay acción	LEDs encendidos LEDs apagados LED encendido Ninguna acción	
5	"En Servicio"	LED encendido	
5.1	Prueba de "Activación Manual" - Activación del trinquete electromagnético - Válvula de Despresurización Rápida - Actuador Eléctrico activado después de 3 segundos - Válvula de Nitrógeno Activada	LED encendido Activado Abierta Foco de prueba encendido LED encendido	



5.2	Prueba de "Activación Automática" Sobre presión del Transformador: - Activación - Desactivación con el botón Restablecer Detector de Fuego: - Activación - Desactivación Válvula de Seguridad: - Activación - Desactivación con el botón Restablecer Relevador Buchholz: - Activación - Desactivación con el botón Restablecer Prueba de Funcionamiento del Sistema: Del Evento A: Disyuntor + Válvula de Seguridad Sistema Activado Del Evento B: Detectores de Fuego + Relevador Buchholz Sistema Activado	LED encendido LED encendido LED apagado LED encendido LED apagado LED encendido LED apagado LED encendido Activado LED encendido Activado	
6	Prueba de la Válvula de Cierre - Activación - Desactivación con el botón Restablecer	LED encendido	
7	Pruebas con el sistema "Cerrado para Mantenimiento" "Activación Manual" El Sistema no se Activa "Activación Automática" El Sistema no se Activa Del Evento A: Disyuntor + Válvula de Seguridad Del Evento B: Detectores de Fuego + Relevador Buchholz	LED encendido LED encendido Ninguna Acción LED encendido Ninguna Acción Ninguna Acción	

Nombre:

Departamento:

Fecha:

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CAPITULO VI

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO

VI.1.- INFORMACIÓN GENERAL

Las actividades de análisis y diseño no son en ingeniería un fin en sí mismas sino un medio para satisfacer los deseos del hombre. La ingeniería contempla entonces dos aspectos fundamentales. Uno tiene que ver con los materiales y las fuerzas de la naturaleza y el otro con las necesidades de la humanidad. Debido a que se vive en un mundo con recursos limitados, la ingeniería debe estar estrechamente relacionada con la economía. Es, hoy en día, absolutamente indispensable que los proyectos de ingeniería sean evaluados antes de llevarse a cabo en términos de valor y costo.

El método para seleccionar alternativas más comúnmente utilizado por las agencias federales para analizar la conveniencia de proyectos de obras públicas es la relación beneficio / costo (B/C). Como su nombre lo sugiere, el método B/C se basa en la relación de los beneficios entre los costos asociados con un proyecto en particular. Un proyecto se considera atractivo cuando los beneficios de su implantación exceden a los costos asociados. En general los beneficios son ventajas en términos de dinero, que recibe el propietario. Por otro lado, cuando el proyecto bajo consideración comprende desventajas para el propietario, estas se conocen como desbeneficios. Finalmente, los costos son los gastos anticipados, para construcción, operación, mantenimiento, etc. Como el análisis B/C siempre se utiliza en los estudios económicos realizados por las agencias federales, estatales o municipales, es útil pensar que el propietario es el público y el que incurre en los costos es el gobierno.

VI.2.- ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS

Conforme a las necesidades de Luz y Fuerza del Centro y tomando en cuenta diversos estudios realizados considerando las ventajas y desventajas para la protección de Transformadores en aceite, se determinó que las Subestaciones que tengan Transformadores de Potencia de 30 MVA en adelante y

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

localizados en zonas pobladas, deben de contar con un Sistema fijo automático de Protección Contra Incendio.

El análisis comparativo de costos será entre un Sistema fijo automático basado en agua pulverizada y el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio basado en Nitrógeno, tomando como ejemplo, un Transformador de potencia de 30 MVA ubicado en la Subestación Covadonga localizada en Chalco Estado de México.

Como siguiente paso, se llevara a cabo una estimación de los costos de cada uno de los sistemas antes mencionados, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El costo del equipo y el material son vigentes a octubre de 2002.
2. El costo de Labor Proyecto, es de acuerdo a los procedimientos de Luz y Fuerza del Centro sin tomar en cuenta los beneficios sociales, gastos administrativos y costos indirectos.

VI.3.- ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA EL SISTEMA FIJO AUTOMÁTICO BASADO EN AGUA.

Costo del Equipo y Material:

1) Lista de material para el arreglo de Tubería:

DESCRIPCION	U/M	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Brida ciega de 152 mm	Pz	1	\$517.00	\$517.00
Brida de cuello para soldar de 102 mm	Pz	6	\$220.00	\$1,320.00
Codo 45° para soldar de 152 mm	Pz	3	\$132.00	\$396.00
Codo 90° para soldar 102 mm	Pz	15	\$66.00	\$990.00
Codo 90° para soldar 152 mm	Pz	4	\$88.00	\$352.00
Reducción campana concentrica para soldar de 152 a 102 mm	Pz	10	\$374.00	\$3,740.00
Te para soldar cedula 40 de 152 mm	Pz	3	\$82.50	\$247.50
Tubo ASTM A53 de 102 mm	Mt	40	\$297.00	\$11,880.00
Tubo ASTM A53 de 152 mm	Mt	100	\$519.20	\$51,920.00
Válvula de compuerta bridada de 102 mm	Pz	1	\$715.00	\$715.00
Válvula de retención bridada de 102 mm	Pz	1	\$5,720.00	\$5,720.00
Válvula de diluvio Grinnell de 102 mm	Pz	1	\$24,200.00	\$24,200.00
			SUBTOTAL	\$101,997.50

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2) Lista de equipo y material para el arreglo del Tanque Hidroneumático

DESCRIPCION	U/M	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Bomba regenerativa de 5 H.P.	Pz	1	\$11,220.00	\$11,220.00
Brida de cuello de 152 mm	Pz	2	\$407.00	\$814.00
Brida deslizante de 51 mm	Pz	1	\$297.00	\$297.00
Brida deslizante de 152 mm	Pz	1	\$297.00	\$297.00
Brida rosca NPT de 25 mm	Pz	1	\$72.60	\$72.60
Brida rosca NPT de 38 mm	Pz	2	\$77.00	\$154.00
Brida rosca NPT de 51 mm	Pz	4	\$104.50	\$418.00
Codo 90° rosca NPT de 13 mm	Pz	2	\$11.00	\$22.00
Codo 90° rosca NPT de 19 mm	Pz	8	\$11.00	\$88.00
Codo 90° rosca NPT de 25 mm	Pz	5	\$16.50	\$82.50
Codo 90° rosca NPT de 38 mm	Pz	2	\$27.50	\$55.00
Codo 90° rosca NPT de 51 mm	Pz	6	\$38.50	\$231.00
Codo 90° para soldar de 152 mm	Pz	2	\$88.00	\$176.00
Compresor de aire de 5 H.P.	Pz	1	\$38,500.00	\$38,500.00
Control de nivel de 220 VCA para Tinaco	Pz	1	\$5,280.00	\$5,280.00
Cople rosca NPT de 19 mm	Pz	2	\$77.00	\$154.00
Electronivel de 220 VCA para T.H.	Pz	1	\$38,500.00	\$38,500.00
Filtro tipo "Y" de 25 mm	Pz	1	\$7,920.00	\$7,920.00
Manguera flexible tramada de 19 mm	Pz	1	\$330.00	\$330.00
Manometro tipo caratula de 6.3 mm	Pz	2	\$715.00	\$1,430.00
Reducción campana concentrica para soldar de 13 a 6.3 mm	Pz	2	\$11.00	\$22.00
Reducción campana concentrica para soldar de 19 a 13 mm	Pz	2	\$13.20	\$26.40
Reducción campana concentrica para soldar de 25 a 19 mm	Pz	1	\$15.40	\$15.40
Reducción campana concentrica para soldar de 38 a 25 mm	Pz	2	\$30.80	\$61.60
Reducción campana concentrica para soldar de 51 a 13 mm	Pz	1	\$44.00	\$44.00
Reducción campana concentrica para soldar de 51 a 25 mm	Pz	1	\$50.60	\$50.60
Reducción campana concentrica para soldar de 51 a 32 mm	Pz	1	\$57.20	\$57.20
Tanque Hidroneumático	Pz	1	\$82,500.00	\$82,500.00
Tapa para Tanque Hidroneumatico	Pz	2	\$38,500.00	\$77,000.00
Tapon cachucha de 152 mm	Pz	2	\$82.50	\$165.00
Te rosca NPT de 51 mm	Pz	5	\$45.10	\$225.50
Tubo ASTM A53 de 13 mm	Mt	6	\$13.20	\$79.20
Tubo ASTM A53 de 19 mm	Mt	18	\$55.00	\$990.00
Tubo ASTM A53 de 25 mm	Mt	6	\$60.50	\$363.00
Tubo ASTM A53 de 38 mm	Mt	6	\$71.50	\$429.00
Tubo ASTM A53 de 51 mm	Mt	12	\$68.00	\$1,056.00
Tubo ASTM A53 de 152 mm	Mt	6	\$418.00	\$2,508.00
Tubo flexible de cobre de 6.3 mm	Mt	2	\$22.00	\$44.00
Válvula de compuerta de 51 mm	Pz	4	\$302.50	\$1,210.00
Válvula de alivio de 32 mm	Pz	1	\$2,200.00	\$2,200.00
Válvula de compuerta bridada de 152 mm	Pz	1	\$825.00	\$825.00
Válvula de globo de 6.3 mm	Pz	3	\$27.50	\$82.50
Válvula de globo de 13 mm	Pz	1	\$176.00	\$176.00
Válvula de globo de 19 mm	Pz	1	\$254.10	\$254.10
Válvula de globo de 25 mm	Pz	5	\$693.00	\$3,465.00
Válvula de retención de 19 mm	Pz	1	\$126.50	\$126.50
Válvula de retención de 51 mm	Pz	1	\$990.00	\$990.00
Válvula de seguridad de 13 mm	Pz	1	\$1,760.00	\$1,760.00
SUBTOTAL			\$282,767.10	

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3) Lista de equipo y material para el arreglo de Toberas

DESCRIPCION	U/M	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Brida deslizante de 102 mm	Pz	1	\$297.00	\$297.00
Brida rosca NPT de 51 mm	Pz	35	\$104.50	\$3,657.50
Brida rosca NPT de 76 mm	Pz	8	\$165.00	\$1,320.00
Codo 90° rosca NPT de 32 mm	Pz	45	\$16.50	\$742.50
Codo 90° rosca NPT de 51 mm	Pz	10	\$30.80	\$308.00
Cruz rosca NPT clase 150 de 51 mm	Pz	5	\$253.00	\$1,265.00
Cruz rosca NPT clase 150 de 76 mm	Pz	4	\$330.00	\$1,320.00
Detector de Fuego por temperatura	Pz	6	\$2,200.00	\$13,200.00
Reducción campana concentrica para soldar de 32 a 13 mm	Pz	22	\$22.00	\$484.00
Reducción campana concentrica para soldar de 51 a 32 mm	Pz	22	\$33.00	\$726.00
Reducción campana concentrica para soldar de 76 a 51 mm	Pz	6	\$60.50	\$363.00
Reducción campana concentrica para soldar de 102 a 76 mm	Pz	3	\$93.50	\$280.50
Tapon cachucha rosca NPT de 51 mm	Pz	10	\$27.50	\$275.00
Te para soldar cedula 40 de 102 mm	Pz	4	\$82.50	\$330.00
Te rosca NPT de 51 mm	Pz	25	\$45.10	\$1,127.50
Te rosca NPT de 76 mm	Pz	2	\$121.00	\$242.00
Tobera rociadora de 13 mm	Pz	22	\$275.00	\$6,050.00
Tubo ASTM A53 de 32 mm	Mt	60	\$66.00	\$3,960.00
Tubo ASTM A53 de 51 mm	Mt	180	\$88.00	\$15,840.00
Tubo ASTM A53 de 76 mm	Mt	24	\$165.00	\$3,960.00
Tubo ASTM A53 de 102 mm	Mt	30	\$17.60	\$528.00
			SUBTOTAL	\$56,276.00

4) Costo Total de los Equipos y Materiales

DESCRIPCION	SUBTOTAL
Arreglo de Tubería	\$101,997.50
Arreglo del Tanque Hidroneumático	\$282,767.10
Arreglo de Toberas	\$56,276.00
COSTO TOTAL \$441,040.60	

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Costo de Labor Proyecto:

El método para calcular el costo de labor proyecto en Luz y Fuerza del Centro es a través de las Unidades de Proyecto (UP). Cada UP tiene cierto valor determinado y debido a que la forma de obtenerlo es por estudios financieros propios de la empresa, además de que no es el fin del presente trabajo, nos limitaremos a mencionar que dicho valor para el presente año es de \$5,000.00 por mes.

Un ingeniero en promedio tiene asignadas 3 UP al mes, por consiguiente:

$$\text{El Costo de Labor Proyecto} = (\$5,000.00) (3) = \mathbf{\$15,000.00}$$

En esta cantidad van incluidos los gastos generados por el ingeniero proyectista, los dibujantes, los oficinistas, las visitas de campo, etc.

Haciendo la suma del Costo de los materiales y equipo más el Costo de labor proyecto tenemos:
 $\$441,040.60 + \$15,000.00 = \$456,040.60$

Por lo tanto, el Costo Total del Sistema fijo automático basado en agua pulverizada para el Transformador de Potencia de 30 MVA sin beneficios sociales es de: **\$456,040.60**

VI.4.- ESTIMACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN E INCENDIO BASADO EN NITRÓGENO.

Costo del Equipo y Material:

El Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio se adquiere por lote completo, el cual comprende:

- Gabinete de extinción y accesorios acoplados para el "Vaciado y Agitado".
- Tablero de Control.
- Equipo de agitación.
- Tubería para el vaciado de aceite.
- Tubería para la inyección de Nitrógeno.
- Cajas de conexiones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En el enunciado V.1.1 se mencionan detalladamente cada una de las partes que conforman lo antes indicado, siendo el costo del equipo y material de:

\$390,000.00 (USD 39,000)

Costo de Labor Proyecto:

El costo de labor proyecto es el mismo que el del sistema fijo automático basado en agua:

El Costo de Labor Proyecto = (\$5,000.00) (3) = **\$15,000.00**

En esta cantidad van incluidos los gastos generados por el ingeniero proyectista, los dibujantes, los oficinistas, las visitas de campo, etc.

Haciendo la suma del Costo de los materiales y equipo más el Costo de labor proyecto tenemos:
 $\$390,000.00 + \$15,000.00 = \$405,000.00$

Por lo tanto, el Costo Total del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio para el mismo Transformador de Potencia de 30 MVA sin beneficios sociales es de: **\$405,000.00**

VI.5.- COSTO DEL TRANSFORMADOR A PROTEGER.

Si llegara a suscitarse un siniestro, el Transformador se dañaría completamente o casi en su totalidad generando una inversión por el reemplazo de un Transformador nuevo, edificaciones, equipos y tal vez toda la Subestación o gran parte de ella.

El Transformador a proteger tiene las siguientes características:

MARCA	TIPO	CLASE	CAPACIDAD	VOLTAJE DE A.T.	VOLTAJE B.T.	CONEXIÓN
IEM	COLUMNAS	OA/FOA1/FOA2	20/25/30 MVA	85 kV	23 kV	DELTA - ESTRELLA

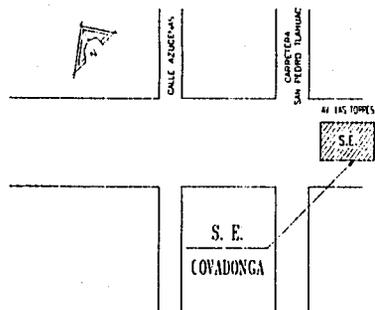
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

fue adquirido en julio de 2000 a un costo de \$4,585,500.00. Aquí es importante señalar que el costo de los dos sistemas antes mencionados es aproximadamente el 10% únicamente del costo del Transformador. Si consideramos el costo total o parcial de la Subestación, el costo de ambos sistemas sería casi inexistente.

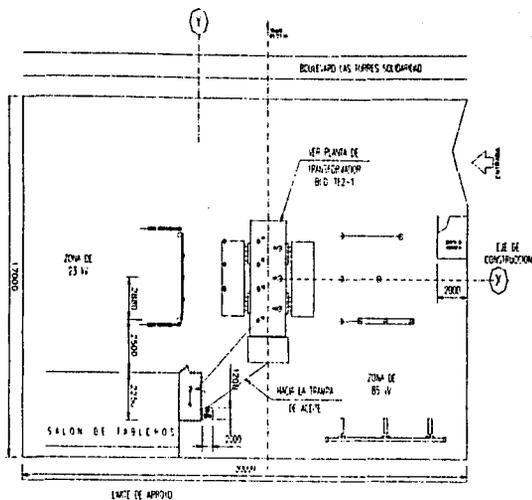
Las figuras 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5 nos indican la localización del equipo, la ruta de tubería y la lista de material para el arreglo del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio en la Subestación Covadonga.

En las figuras 6.6, 6.7, y 6.8 se observa como quedaría el arreglo con un Sistema fijo Automático Basado en Agua para el mismo Transformador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



CROQUIS DE LOCALIZACIÓN



PLANTA DE LOCALIZACIÓN

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



ENIAP
APAGCII

S.E. COVADONGA

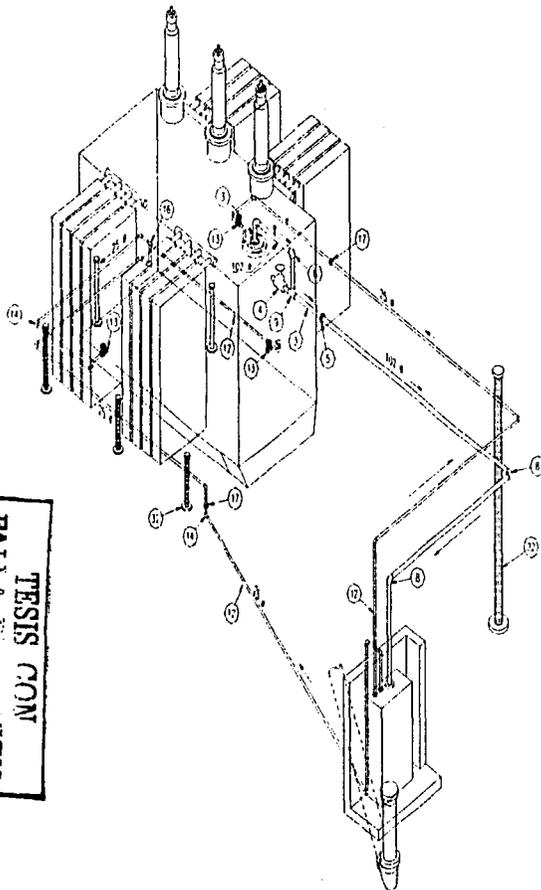
SISTEMA CONTRA INCENDIO AUTOMÁTICO
BASADO EN INYECCIÓN DE NITRÓGENO
LOCALIZACIÓN DE EQUIPO Y RUTA DE TUBERÍA

ESCALA: 5/1
ACR: mm
FECHA: 4/00/02

ALEMANO
DANIEL FRANCISCO
QUINTANA GARCIA

Figura 6.1

**TESIS CON
FALLA DE CARGEN**



ISOMÉTRICO

NO	ESQ	DI	DESC	UNIDAD
21	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
22	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
23	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
24	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
25	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
26	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
27	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
28	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
29	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
30	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
31	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
32	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
33	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
34	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
35	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
36	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
37	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
38	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
39	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
40	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
41	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
42	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
43	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
44	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
45	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
46	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
47	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
48	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
49	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
50	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
51	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
52	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
53	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
54	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
55	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
56	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
57	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
58	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
59	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
60	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
61	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
62	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
63	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
64	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
65	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
66	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
67	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
68	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
69	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
70	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
71	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
72	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
73	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
74	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
75	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
76	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
77	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
78	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
79	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
80	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
81	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
82	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
83	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
84	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
85	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
86	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
87	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
88	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
89	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
90	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
91	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
92	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
93	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
94	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
95	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
96	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
97	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
98	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
99	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD
100	1.72	25.4	ALICATE	UNIDAD

DESCRIPCIÓN
LISTA DE MATERIAL

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



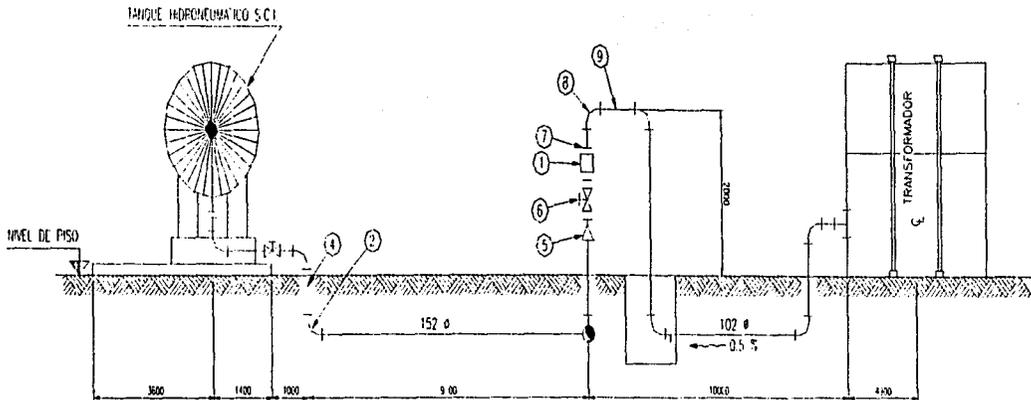
ENEP
APACOTI

S.E. COVADONGA

SISTEMA CONTRA INCENDIO AUTOMÁTICO
BASADO EN INYECCIÓN DE NITRÓGENO
LOCALIZACIÓN DE EQUIPO Y RUTA DE TUBERÍA

ESCALA:	SN	AL(40)	DANIEL FRANCISCO OURTAYA GARCIA
ACOP:	mm		
FECHA:	4/30/62		

Figura 6.5



VISTA LATERAL

NO.	CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
1	1.00	METRO	PIPE PARA CONECTAR EL TANQUE AL PISO DEL SALÓN
2	1.00	METRO	PIPE AL PISO DEL SALÓN DEL SALÓN
3	1.00	METRO	PIPE DEL PISO DEL SALÓN AL TRANSFORMADOR
4	1.00	METRO	PIPE DEL TRANSFORMADOR AL PISO DEL SALÓN
5	1.00	METRO	PIPE DEL PISO DEL SALÓN AL TRANSFORMADOR
6	1.00	METRO	PIPE DEL TRANSFORMADOR AL PISO DEL SALÓN
7	1.00	METRO	PIPE DEL PISO DEL SALÓN AL TRANSFORMADOR
8	1.00	METRO	PIPE DEL TRANSFORMADOR AL PISO DEL SALÓN
9	1.00	METRO	PIPE DEL PISO DEL SALÓN AL TRANSFORMADOR
10	1.00	METRO	PIPE DEL TRANSFORMADOR AL PISO DEL SALÓN
11	1.00	METRO	PIPE DEL PISO DEL SALÓN AL TRANSFORMADOR
12	1.00	METRO	PIPE DEL TRANSFORMADOR AL PISO DEL SALÓN
13	1.00	METRO	PIPE DEL PISO DEL SALÓN AL TRANSFORMADOR
14	1.00	METRO	PIPE DEL TRANSFORMADOR AL PISO DEL SALÓN
15	1.00	METRO	PIPE DEL PISO DEL SALÓN AL TRANSFORMADOR
16	1.00	METRO	PIPE DEL TRANSFORMADOR AL PISO DEL SALÓN
17	1.00	METRO	PIPE DEL PISO DEL SALÓN AL TRANSFORMADOR
18	1.00	METRO	PIPE DEL TRANSFORMADOR AL PISO DEL SALÓN
19	1.00	METRO	PIPE DEL PISO DEL SALÓN AL TRANSFORMADOR
20	1.00	METRO	PIPE DEL TRANSFORMADOR AL PISO DEL SALÓN

LISTA DE MATERIAL

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



ENIEP
APR-06/11

S.E. COVADONGA

SISTEMA CONTRA INCENDIO AUTOMÁTICO
BASADO EN AGUA

LOCALIZACIÓN DE EQUIPO Y RUTA DE TUBERIA

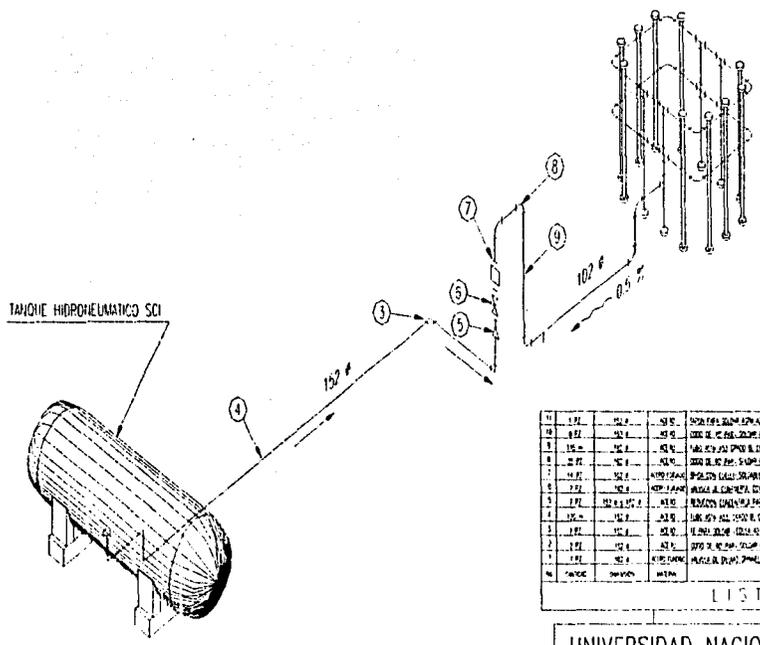
ESCALA	50%	ALUMNO	DAVID FRANCISCO QUINTANA GARCIA
AÑO	mm		
FECHA	4/0/02		

Figura 6.7

TESIS COM
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

ARREGLO DE TUBERIAS



ISOMETRICO

DESCRIPCION			
LISTA DE MATERIAL			
1	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
2	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
3	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
4	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
5	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
6	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
7	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
8	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
9	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
10	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
11	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
12	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
13	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
14	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
15	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
16	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
17	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
18	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
19	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
20	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
21	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
22	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
23	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
24	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
25	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
26	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
27	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
28	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
29	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
30	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
31	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
32	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
33	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
34	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
35	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
36	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
37	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
38	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
39	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
40	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
41	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
42	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
43	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
44	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
45	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
46	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
47	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
48	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
49	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE
50	1.00	1.00	VALVULA DE CIERRE

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



ENVEP
 ARREGLO

S.E. COVADONGA

SISTEMA CONTRA INCENDIO AUTOMATICO
 BASADO EN AGUA

LOCALIZACION DE EQUIPO Y RUTA DE TUBERIA

ESCALA	CU	ALUMNO	DANIEL FRANCISCO GUERRA GARCIA
ASPIRANTE	1979		
FECHA	20/02/79		

Figura 6.8

CONCLUSIÓN

En el presente trabajo se demuestra la confiabilidad del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, para garantizar la mayor seguridad de las personas, instalaciones y equipos.

Los daños ocasionados por las fallas en los Transformadores tienen consecuencias muy importantes como pueden ser:

- Reemplazo del Transformador por uno nuevo.
- Reemplazo de Transformadores, materiales y equipos adjuntos.
- Pérdidas de producción de electricidad durante más de un año.
- Pérdida de instalaciones propias y vecinas.
- Incidentes en la red eléctrica inmediatamente después del cortocircuito.

Desde un punto de vista financiero, es evidente que los daños resultantes de tales incidentes, tienen consecuencias importantes y a muy alto costo. Del comparativo de la estimación de costos realizados entre un Sistema fijo automático basado en agua pulverizada y el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio basado en Nitrógeno podemos observar que tenemos una diferencia menor en costos de aproximadamente el 11.2% a favor del Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio.

Si se llegara a presentar una falla en el Transformador y se activara el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, la reparación del Transformador sería en sitio y no tendría alguna otra consecuencia.

Técnicamente podemos hacer mención de que el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio, está diseñado para compensar y hacer frente a todas las deficiencias y limitantes técnicas de las protecciones comunes como los Sistemas tradicionales de agua pulverizada, ya que el sistema como es de prevención evita que el Transformador explote y por consiguiente las pérdidas que

pudieran llegar a suscitarse se convertirían en un ahorro. Por otro lado, debido a que los sistemas tradicionales son un método correctivo, es decir, que actúan después de la explosión, traería una serie de gastos sumamente importantes, esto si no se destruye después de la explosión el sistema.

Las única desventaja que presenta el Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio frente al Sistema de agua pulverizada sería:

- Cada Transformador debe contar con un sistema independiente, esto es, que es un sistema por Transformador, mientras que un sistema tradicional es adaptable a varios Transformadores, lo único que cambiaría sería la ruta de tubería y algunos accesorios.

El punto anterior pudiera representar una ventaja favorable para el Sistema de agua pulverizada, sobre todo para las entidades gubernamentales pues de lo que se trata es tener menores costos, y es aceptable, lo único que no hay que olvidar es que a la vida y a la integridad del ser humano no se le puede poner valor ni costo.

BIBLIOGRAFÍA

- NATIONAL FIRE PROTECTION ASOCIATION. Manual de protección e incendio, 2ª edición, Editorial MPFIRE 1995, 1680 pp.
- CHESTER L., Dawes, Electrical Engineering Texts, 2ª edición, volumen II, Editorial Mcgraw Hill, 618 pp.
- SIEMENS, Power Engineering Guide, Transmisión and Distribution, 4th edición.
- KEMP, Philip, Electrical Engineering theory and practice, part II, 1ª edición, Editorial Pitman, 600 pp.
- THUESEN, H. G. / FABRYCK, W.J. / THUESEN, G.J., Ingeniería Económica, 1ª edición, Editorial Prentice Hall, 1977, 585 pp.
- LELAND, T. Blanck / TARQUIN, Anthony J., Ingeniería Económica, 3ª edición, Editorial Mcgraw Hill, 620 pp.
- ALBORES, Méndez Raúl, Aceites aislantes, 2ª edición, Editorial Harla, 1984, 535 pp.
- MATAIX, Claudio, Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas, segunda edición 1982, Editorial Harla, 660 pp.
- IEM, Industrias S.A. de C.V. Curso de Transformadores de alta Potencia 1996, 252 pp.
- GRAY, Alexander, Electrical Machine Design, 1ª edición, Editorial Harla, 1984, 535 pp.
- DAWS, L., Tratado de Electricidad, tomo II, 3ª edición, Editorial Gili, 1974, 855 pp.
- Tipos y aplicaciones de Transformadores.
<http://zeus.dci.ubiobio.cl/electricidad/transformadores/tipos.htm>
- Siemens.
<http://ev.siemens.com.br/evt/htm/esp/productos/html/transmedios.htm>
- Constitución y funcionamiento del Transformador.
<http://zeus.dci.ubiobio.cl/electricidad/transformadores/constitu.htm>
- PRODUCTOS - INDUBRAS - Industria y Comercio LTDA.
<http://www.indubras.com.br/espanhol/index5.htm>
- Viking Sprinkler España - Soluciones en sistemas de rociadores.
<http://www.vikingcorp.com/es/index.htm>

- Artículos útiles e interesantes de la electricidad.
<http://members.tripod.com/JaimeVp/Electricidad/electric1.HTM>
- Nitrógeno
<http://www.adi.uam.es/docencia/elementos/spv21/sinmarcos/elementos/n.html>
- Transformadores-Suministros y Servicios Electromecánicos S.A. de C.V.
<http://www.syse.com.mx/transformadores.shtml>
- Fire Protection de Colombia S.A.
<http://www.fpc.com.co/index.htm>

DOCUMENTACIÓN TÉCNICA DE REFERENCIA

- Manual sobre la Teoría de Pruebas, Luz y Fuerza del Centro, 1995, 199 pp.
- PROLEC, Catalogo Técnico, Transformadores tipo Subestación.
- IEEE Publication, Development of a Magneto-Thermo-Hydrodynamic Model and Design of Transformer, on load tap changer and bushing oil cable box explosion and FIRE prevention, Ref. epsi9901a, dated 02/05/99.
- CULVER, B. and FROHLICH, K., Prevention of tank rupture of faulted power transformers by generator circuit breakers, Universidad Tecnológica, Viena, Austria, y L. Wiedenhorn, ABB, Suiza.
- MECHEFSKE, C. K., Correlating power transformer tank vibration characteristics to winding looseness, Insight, vol 37, N° 8, 509-604 pp., 1995.
- ROBLES, E., FRUTH, B. and GROSS, D.W., A high sensivity technique to detect incipient failures in service high voltaje bushings, Noveno simposio internacional de ingeniería de alto voltaje, vol 5, p 5664/1-74, 28 de agosto al 1 de septiembre, 1995.
- ALLAN, D. J. and WHITE, A., Transformer design for high reliability, Publicación de conferencia IEE, N° 406, marzo 1996, 66-72 pp.