



## REPORTE DE RESIDENCIA

**ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTO PARA CONFIGURACIÓN,  
IMPLEMENTACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL ARREGLO DE DISPARO POR  
BUCHHOLZ Y SOBREPRESIÓN EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE  
LAS SUBESTACIONES DE LA ZONA TUXTLA**

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

**INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**HUGO ALBERTO ARROYO DOMINGUEZ**

**ASESOR INTERNO**

**ING. JOSÉ LUIS RÍOS COUTIÑO**

**ASESOR EXTERNO**

**ING. CESAR ANTONIO SÁNCHEZ VELASCO**

**CFE, OFICINAS DE PROTECCIONES ZONA DISTRIBUCIÓN TUXTLA**

**JUNIO- 2017**

## 1 Lista de abreviaturas.

SCADA	Adquisición de Datos y Supervisión de Datos.
VP (t)	Voltaje Primario.
VS (t)	Voltaje Secundario.
IP	Corriente del Primario.
IS	Corriente del Secundario.
OA	Transformador Sumergido en Aceite con enfriamiento natural.
OA/FA	Transformador Sumergido en Aceite Con Enfriamiento Propio y aire Forzado.
OA/FOA	Transformador Sumergido en Aceite Con Enfriamiento propio, con Aceite Forzado-Aire Forzado.
FOA	Transformador Sumergido en Aceite Con Enfriamiento por aceite Forzado Y Aire Forzado.
OW	Transformador Sumergido en Aceite Con Enfriamiento por agua.
FOW	Transformador Sumergido en Aceite Con Enfriamiento en aceite forzado Y Agua Forzada.
ANSI	Instituto Nacional Americano de Estándares.
FP	Factor de Potencia.
CA	Corriente Alterna.
CD	Corriente Directa.
V	Voltaje.

IT	Corriente Total.
MΩ	Megaohms.
VCD	Voltaje de Corriente Directa.
VCA	Voltaje de Corriente Alterna.
ANSI	American National Standards Institute.
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics.
PASATAPAS	Depósito que contiene líquido refrigerante.
RELE BUCHHOLZ	Relevador de Protección de Transformador de Potencia.
RELE SOBREPRESION	Relevador de Protección de Transformador de Potencia.
TAP	Derivación del Transformador.
ASKEREL	Aceite para Transformadores.

## 2 Índice de figuras y tablas

Figura 1.- Metodología del análisis de la operación de protecciones

Figura 2.- Núcleos tipo columnas.

Figura 3.- Núcleos tipos acorazados.

Figura 4.- Transformador de potencia, con cambiador de derivaciones y tanque de expansión.

Figura 5.- Diferentes tipos de tanque conservador.

Figura 6.- Relevador Buchholz corte transversal.

Figura 7.- Partes constructivas del relé Buchholz.

Figura 8.- Pasa-tapas de un transformador.

Figura 9.- Imagen térmica.

Figura 10.- Termómetro.

Figura 11.- Válvula de sobrepresión.

Figura 12.- Relevadores de presión súbita.

Figura 13.- Relevador de flujo de membrana.

Figura 14.- Silicagel.

Figura 15.- Configuración de protecciones para un transformador.

Figura 16.- Protección del transformador de potencia.

Figura 17.- Protección Diferencial.

Figura 18.- Curva de magnetización típica en un transformador.

Figura 19 a).- Conexión de relés de sobrecorriente de fase

Figura 19 b).- Conexión de relé de sobrecorriente de tierra en el neutro.

Figura 20.- Relés mecánicos del transformador.

Figura 21.- Ubicación del relevador Buchholz.

Figura 22.- Detalles constructivos del relevador Buchholz.

Figura 23.- Conexión del relé Buchholz.

Figura 24.- Válvula de Sobrepresión.

Figura 25.- Disparo de relevador Buchholz (63B).

Figura 26.- Disparo de relevador Sobrepresión (63P).

Figura 27.- Diagramas auxiliares 63B.

Figura 28.- Diagramas auxiliares 63P

Tabla I.- Características de los aislantes sólidos en función de su temperatura máxima de operación.

Tabla II.- Comparación de la inflamabilidad de diferentes tipos de aceites.

Tabla III.- Nomenclatura del sistema de enfriamiento de transformadores de potencia.

Tabla IV.- Impedancias nominales en transformadores.

Tabla V.- Costo por cambio de la impedancia fuera de valores estándar.

Tabla VI.- Voltajes y BIL nominales de transformadores de potencia.

Tabla VII.- Potencias de transformadores preferidas para su construcción.

Tabla VIII.- Tolerancia permitidas en las pérdidas de transformadores.

### 3 Índice

1	Lista de abreviaturas.....	2
2	Índice de figuras y tablas .....	4
3	Índice .....	6
4	Introducción .....	8
4.1	Antecedentes .....	8
4.2	Estado del arte .....	10
4.3	Justificación.....	13
4.4	Objetivo .....	14
4.5	Metodología .....	15
5	Fundamento Teórico.....	16
5.1	Clasificación de transformadores de potencia.....	18
5.1.1	Por su construcción .....	18
5.1.2	Por su aplicación .....	19
5.2	Componentes de un transformador de potencia .....	19
5.2.1	Parte activa del transformador.....	19
5.2.2	Núcleo .....	19
5.2.3	Bobinas.....	21
5.2.4	Cambiador de derivaciones .....	23
5.2.5	Bastidor .....	24
5.2.6	Parte pasiva.....	25
5.2.7	Accesorios .....	26
5.3	Materiales aislantes utilizados en el transformador.....	41
5.3.1	Aislantes sólidos .....	41
5.3.2	Aislantes líquidos.....	42
5.4	Consideraciones adicionales sobre transformadores.....	44
5.4.1	Sistemas de enfriamiento .....	45
5.4.2	Características eléctricas.....	45
6	Desarrollo .....	51
6.1	Características de los sistemas de protección .....	51
6.1.1	Confiabilidad y seguridad .....	51

6.1.2	Selectividad .....	52
6.1.3	Rapidez .....	52
6.1.4	Exactitud.....	53
6.1.5	Sensibilidad .....	53
6.1.6	Ajustes de los relés de protección .....	54
6.2	Método para determinar ocurrencia de anomalías .....	54
6.2.1	Aumento de la corriente.....	54
6.2.2	Aumento de voltaje .....	55
6.2.3	Aumento de la temperatura .....	55
6.2.4	Variaciones de flujos de potencia .....	55
6.2.5	Disminución de la impedancia o reactancia.....	56
6.2.6	Aparición de componentes de secuencia cero .....	56
6.2.7	Aparición de componentes de secuencia negativa.....	56
6.2.8	Velocidad de variación de la impedancia.....	57
6.3	Protección de transformadores .....	57
6.4	Protección Diferencial .....	58
6.4.1	Conexión de transformadores de corriente.....	59
6.4.2	Relación de transformación esquema diferencial .....	60
6.4.3	Corriente magnetiza de energización .....	61
6.5	Protección de respaldo con relés de sobrecorriente 50/51 .....	61
6.5.1	Ajuste del relé de sobrecorriente 50/51 .....	62
6.6	Relevadores Mecánicos .....	63
6.6.1	Relevador Buchholz (63 B).....	63
6.6.2	Relevador de Sobrepresión (63 P) .....	71
6.7	Realización de la maniobra para la verificación de lógicas a protección de transformadores de potencia, a continuación la selección de catálogo de herramientas para realizar la maniobra. ....	75
7	Resultados y Conclusiones.....	99
7.1	Resultados .....	99
7.2	Conclusiones.....	103
8	Referencias bibliográficas .....	104

## **4 Introducción**

### **4.1 Antecedentes**

Un sistema eléctrico tiene como propósito fundamental satisfacer la demanda de potencia eléctrica requerida por los consumidores, en forma continua y con calidad. Existen varias restricciones que deben cumplirse al proporcionar el servicio. Los niveles de voltaje y el valor de la frecuencia deben mantenerse dentro de cierta tolerancia; los equipos no deben operar más allá de sus límites térmicos.

El suministro debe ser confiable y con el menor costo posible. El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas.

Una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas.

La carga de un sistema está constituida por un conjunto de cargas individuales de diferentes tipos, industrial, comercial y residencial. Una carga absorbe potencia real y potencia reactiva; es el caso de las cargas con dispositivos de estado sólido, por



ejemplo. Las cargas puramente resistivas absorben únicamente potencial real. Las cargas de un sistema eléctrico también se clasifican en lineales y no lineales.

El Transformador es una maquina estática cuyo principio está basado en el hecho de que aprovechando la inducción generada de un arrollamiento de conductores a otro, es posible la transferencia de energía eléctrica de un punto a otro. Haciendo circular una corriente por un conductor que se encuentre arrollado en espiras, obtendremos un flujo magnético generado con una dirección particular por el centro de las espiras (núcleo de aire), esto considerando la Ley de Oersted.

El transformador de potencia es un importante componente de los sistemas de potencia que permite la trasmisión económica de la potencia eléctrica con una alta eficiencia y bajas caídas de tensión en serie. La potencia eléctrica es proporcional al producto de la tensión y la corriente, se pueden mantener a niveles bajos de corriente.

Los transformadores consisten en dos o más bobinas de tal forma que están enlazadas por el mismo flujo magnético. En un transformador de potencia, la bobina se coloca en un núcleo de acero con el propósito de confinar el flujo que el que enlace una bobina también enlace las demás. Se puede conectar varias bobinas en serie o en paralelo para formar un devanado. [1]

Los transformadores son enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de trasmisión y entre líneas de diferentes niveles de voltaje. Los transformadores también bajan los voltajes a niveles de distribución y finalmente a los requeridos para uso residencial. Son alternamente eficientes y muy confiables.

El desarrollo en 1885 por parte de William Stanley de un transformador comercialmente práctico fue lo que hizo que los sistemas de potencia CA fueran más atractivos que los de CD. El sistema de CA con un transformador resolvió los problemas de tensión que se tenían en los sistemas de CD, a medida que aumentaban los niveles de las cargas y las distancias de trasmisión.

Los transformadores de potencia de hoy en día tienen una eficiencia casi de 100%, con capacidades nominales hasta de 1300 MVA y más. [2] El transformador requiere

menor cuidado comparado con otros equipos eléctricos. El transformador ideal es una primera etapa en el estudio de los transformadores ideales. El grado de mantenimiento e inspección.

La importancia dentro del sistema eléctrico, del lugar de instalación dentro del sistema, de las condiciones climatológicas, del ambiente y en general, de las condiciones de operación. La permeabilidad no es infinita y por lo tanto la inductancia son finitas, no todo el flujo que enlaza un devanado también enlaza los demás, está presente la resistencia del devanado y hay pérdidas en el núcleo de acero debido al cambio cíclico de la dirección del flujo.

Los valores óhmicos de la resistencia y la reactancia de dispersión de un transformador dependen si se mide en el lado de alto o de bajo voltaje. Estos valores se expresan en por unidad se entiende que los kilovoltamperes, serán el valor nominal del transformador. El voltaje base será el voltaje nominal del devanado de bajo voltaje si los valores óhmicos de la resistencia y la reactancia de dispersión.

## **4.2 Estado del arte**

El primer dispositivo que puede ser considerado como un transformador es el patentado por Otto Bláthy, Miksa Déri y Károly Zipernowsky en 1885 y que fue denominado modelo ZDB, iniciales de sus apellidos. Este dispositivo estaba basado, tanto en su estructura como en su principio de funcionamiento, en el anillo de Faraday, que puede apreciarse en la imagen inferior. [3]

Los experimentos de Faraday datan de 1831, es decir medio siglo antes del invento del transformador. Si nos preguntamos a qué se debe este retraso en su aparición la respuesta es relativamente sencilla: en los comienzos de la electricidad, ésta se producía en su forma continua y en ese caso el transformador no resultaba necesario.

No fue hasta más adelante, cuando empezaron a aparecer los problemas relativos al transporte de la electricidad y las pérdidas energéticas que se producían en forma de calor, cuando el transformador se presenta como un dispositivo sumamente útil.

L. Gaulard y J. Gibbs presentaron la primera patente de un transformador, la misma que años después en 1885 fue comprada por George Westinghouse. En 1886, G. Westinghouse realizó el primer sistema de alumbrado público en corriente alterna en Great Barnington y fundó su empresa (Westinghouse Electric and Manufacturing Co) para el desarrollo y utilización de la electricidad en corriente alterna. [4]

Z Moravej, D N Vishwakarma, presenta un trabajo sobre la protección diferencial del transformador de potencia con restricción armónica basado en una red neuronal artificial. La red neuronal monitorea diferentes condiciones de operación del transformador, detecta fallas y emite una señal de disparo en caso de falla interna en el transformador.

El esquema propuesto es exacto, rápido, eficiente y confiable. El esquema fue realizado a través de dos estructuras de redes neuronales artificiales diferentes que emplea un algoritmo de propagación de retroceso, los resultados demuestran ampliamente las capacidades de detección de falla y la condición de monitoreo, exactitud y velocidad con respecto a la detección de la falla. [8]

E. Vásquez, J. Pérez, describen los aspectos generales de la protección de control cortocircuitos de transformadores de potencia, con los métodos de insensibilización de los relés diferenciales para evitar operaciones incorrectas por efecto de las corrientes de magnetización (corriente inrush). Proponen la utilización de una red neuronas artificiales para resolver el problema de la onda de corriente diferencial. [9].

O. Torres et al, presenta un método de inteligencia artificial, utilizando redes neuronales para proteger los transformadores de potencia. En el proceso de entrenamiento considero, entre otros regímenes, si el neutro del transformador esta aterrizado o aislado de tierra y la apertura de un conductor en el secundario del

transformador. Uso una red de propagación de 2 capas ocultas, y un entrenamiento supervisado con retro propagación del error. [10]

É. Segatto, D. Coury, propone un sistema para la clasificación del sistema de protección como un problema de reconocimiento de patrones que constituye un método alternativo a los algoritmos convencionales, factores como la energización del transformador y la saturación de los transformadores de corriente (TC's), pueden causar una operación inadecuada del relé de protección. [11]

M. Geethanjali, et al, presentan un nuevo enfoque para clasificar los fenómenos transitorios en transformadores de potencia, los cuales pueden ser implementados en un rele digital para la protección diferencial del transformador. La discriminación entre las diferentes condiciones de operación (normal, inrush, sobreexcitación, saturación de TC y falla interna) del transformador de potencia.

Es lograda por una por una combinación de la transformada wavelet con redes neuronales. Es aplicada para el análisis del fenómeno transitorio del transformador de potencia por su capacidad de extraer información a partir de la señal transitoria simultáneamente tanto en el dominio del tiempo y la frecuencia. [12]

W. Rebizant, presenta un enfoque adaptivo para la protección diferencial de generadores y transformadores para casos de falla con la saturación de los transformadores de corriente (TC) debido al componente de corriente continua. Una estabilidad mejorada para fallas externas es lograda por un ajuste temporal de la curva diferencial para el periodo de la saturación del TC. [13]

Z. Movarej, presenta un esquema basado en una red neuronal para la restricción de armónicos en la protección diferencial del transformador de potencia. Utiliza un algoritmo de aprendizaje secuencial, el comportamiento del modelo es comparado con el modelo Fee Foward Back Propagation. Mejor precisión y velocidad con respecto a la detección de fallas y requiere menor tiempo de entrenamiento. [14]

H. Khorashadi-Zadeh Z. Li, presenta un esquema basado en una red neuronal artificial para identificar un falla en la protección del transformador de potencia. El esquema propuesto está caracterizado por la aplicación de una red neuronal

artificial para identificar un sistema de patrones, elección única de armónicas de la corriente diferencial de secuencia positiva como entradas a una RNA.

El manejo efectivo de la saturación del transformador de corriente con un método en un RNA y la consideración de la posición del cambiador de tap por la corrección del secundario. El comportamiento del esquema propuesto es estudiado para una amplia variedad de condiciones de operaciones usando datos de simulación generado, identifica una falla interna y es seguro contra la saturación del TC y la operación del cambiador de tap del transformador.[15]

M.M Saha, presenta la aplicación de los métodos de inteligencia artificial en la protección de sistemas de potencia. Se enfatiza

### **4.3 Justificación**

En este proyecto se pretende implementar la protección de sobrepresión y protección de buchholz para controlar las fallas de disparo en los transformadores de potencia de las subestaciones y las irregularidades de su funcionamiento. Los transformadores sólo pueden sufrir cortocircuitos, circuitos abiertos y sobrecalentamiento en los arrollamientos.

El transformador proporciona una carga definida predecible. Puede considerarse la protección de respaldo para fallas externas como una forma de protección de sobrecarga, pero la puesta en marcha de dicho equipo de protección es por lo general muy elevada para proporcionar una protección eficaz al transformador, excepto en el caso de cortocircuitos prolongados.

En la mayoría de los casos de fallas eléctrica de un transformador se genera por gas a altas temperaturas, causados por el arco o el sobrecalentamiento de las partes metálicas, debido al deterioro del aislamiento, el relé buchholz detecta la

presencia de gas y opera haciendo sonar una alarma o produciendo la desconexión del equipo.

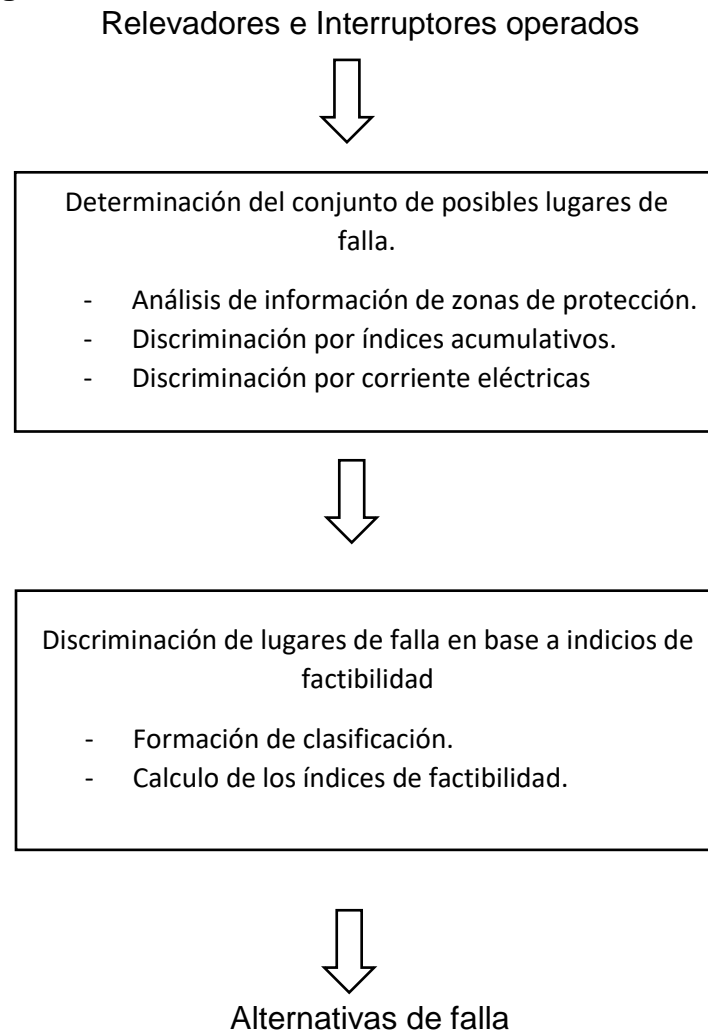
Una falla puede provocar la interrupción de suministro de energía a los usuarios, dando por consecuencia riesgo a equipo y al personal, así como el tener impactos económicos negativos por la afectación de procesos productivos y de servicios. Un índice es el tiempo de interrupción por usuario (TIU), el cual es un índice de continuidad en el servicio para la compañía suministradora de la energía. [4]

#### **4.4 Objetivo**

La configuración, implementación y mantenimiento de las diferentes tipos de protecciones en los transformadores en el arreglo de disparo por buchholz y sobrepresión, no erradicar sino minimizar los efectos sobre el sistema. Su mantenimiento es fundamental para su correcto funcionamiento en el sistema de protección.

El estudio de fallas en sistemas eléctricos tiene una importancia equivalente a un estudio de flujos de potencia, aun cuando la ocurrencia de fallas es de naturaleza aleatoria.

## 4.5 Metodología



**Fig. 1** Metodología del análisis de la operación de protecciones.

Determinación del conjunto de posibles lugares de falla: se lleva a cabo un análisis de la información de protecciones, para identificar los elementos del sistema de potencia involucrados en la zona y determinar el conjunto de elementos donde pudo haber ocurrido la falla. Se utilizan criterios de discriminación que se basa en la comparación de índices acumulativos de las zonas de protección de los relevadores operados, el segundo utilizar información eléctrica generada por la configuración de la red.

Aplicación de índices de factibilidad para discriminar los lugares de falla: es la clasificación de los relevadores operados, esto se considera para los posibles lugares de la falla. Para determinar el elemento con mayor seguridad es elemento fallado se determina el índice de factibilidad.

Detección de errores de información; es filtra la información provenientes de los sistemas de datos e identificar si están operados los relevadores.

Identificación de oscilaciones de potencia; se busca establecer las operaciones de protecciones debido a la falla, en el proceso de restauración que no tarde demasiado.

## **5 Fundamento Teórico**

### **Transformador de Potencia**

Se denomina transformador a una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo constante la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo no varía en el caso de un transformador ideal (sin pérdidas) pero las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

Su funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

También existen transformadores con más devanados, puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario. El transformador es una máquina



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

Se utilizan para subestaciones y transformación de energía en media y alta tensión. Se aplican en subestaciones, centrales de generación y usuarios de grandes potencia. Se construyen en potencias, voltajes y frecuencias estandarizadas según la región o país en donde va trabajar.

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

El transformador puede tener una larga vida, si es operado dentro de los límites para el cual fue diseñado, esto es gracias a que fue fabricado bajo normas precisas y estrictas, las cuales fijan requisitos mínimos de aceptación en cuanto a las características eléctricas, mecánicas, químicas, los elementos o componentes que conforman un transformador de potencia, utilizando las normas ANSI/IEEE C57.12.001987.

IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, las cuales dictaminan los requerimientos que ha de contener los transformadores de distribución, potencia y regulación sumergidos en líquidos.

## **5.1 Clasificación de transformadores de potencia**

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

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

### **5.1.1 Por su construcción**

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

### **5.1.2 Por su aplicación**

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

## **5.2 Componentes de un transformador de potencia**

El transformador de potencia está formado por tres partes principales: la parte activa, la parte pasiva y sus accesorios, los cuales se describen a continuación.

### **5.2.1 Parte activa del transformador**

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

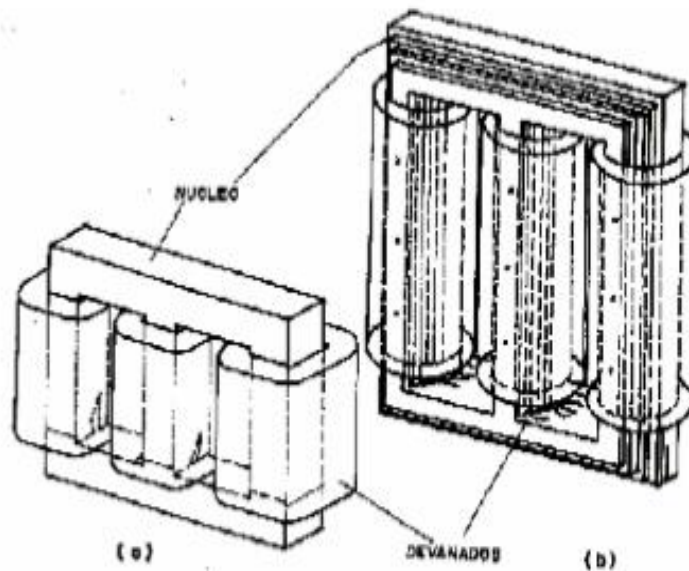
### **5.2.2 Núcleo**

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

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

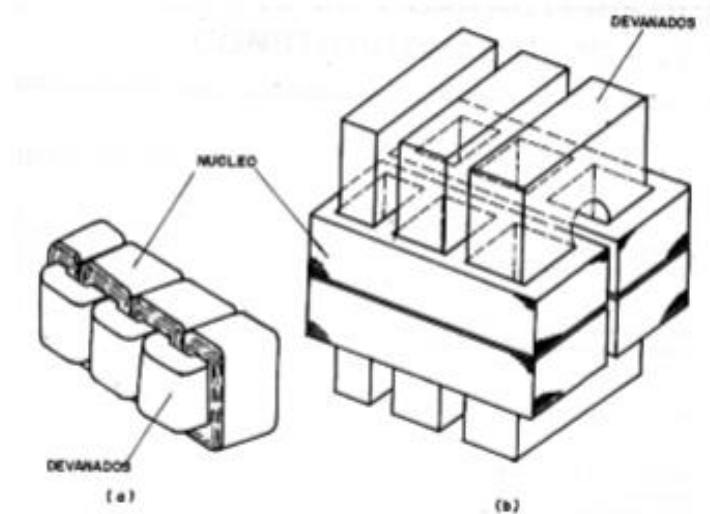
El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella o puede ir unido a la pared del tanque, esto produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte. Los núcleos más utilizados son de dos tipos: el tipo columnas y los acorazados.

El tipo columnas es denominado también tipo núcleo, este tipo de núcleo proporciona un solo circuito magnético formado por un yugo superior y 2 o 3 columnas verticales para 1 o 3 fases respectivamente. Los devanados son ensamblados concéntricamente en cada una de las columnas de forma que el circuito eléctrico envuelve al circuito magnético principal.



**Fig. 2** Núcleos tipo columnas.

En el tipo acorazado, llamado también tipo “Shell”, los devanados forman 1 o 3 anillos, para 1 o 3 fases respectivamente y el núcleo se ensambla alrededor de ellos, formando 2 o más circuitos magnéticos que envuelven al circuito eléctrico.



**Fig. 3** Núcleos tipo acorazados.

### 5.2.3 Bobinas

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

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

Las normas ANSI C57.12.00, las bobinas deben ser construidas para operar con temperaturas de hasta 65°C sobre la temperatura ambiente, y la máxima

temperatura no deberá exceder los 80°C. Se pueden hacer embobinados que funcionan en operación normal con inusuales condiciones de temperatura o para especiales aplicaciones.

Las bobinas no tienen normas que establecen sus condiciones específicas, esto queda que el diseñador puede adoptar sus criterios de acuerdo con la capacidad y la tensión. Esto se deberá considerar los conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor, deberán tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar los esfuerzos mecánicos.

Las bobinas, según la capacidad y tensión del transformador pueden ser de tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilindro para potencias medianas y tipo galleta para las potencias altas, las cuales se describen siguiente:

- a) La bobina de tipo rectangular, se instala sobre un núcleo de sección rectangular. Es la bobina más barata. Se puede utilizar en transformadores trifásicos con potencias limitadas hasta de 5 MVA y tensiones de hasta 69 kV.
- b) La bobina cilíndrica, se forma con una serie de discos, con separaciones de cartón aislante para permitir el flujo del aceite, los discos se instalan sobre un tubo de material aislante. Cada disco consta de varias vueltas devanadas en espiral. Se utilizan en transformadores de potencias medianas, o sea hasta 10 MVA y tensión hasta 15 kV.
- c) El devanado continuo tipo disco, es semejante al de bobina cilíndrica. Se inicia a partir de un disco que se devana en espiral desde el tubo aislante hacia fuera. La vuelta exterior del disco se conecta con la exterior del siguiente disco, en este el devanado espiral se desarrolla ahora desde afuera hacia adentro, sucesivamente hasta terminar la bobina.

Los discos se separan entre sí por medio de esparcidores de cartón pesado. Este tipo de embobinado se utilizan en transformadores con potencia de hasta 40 MVA y para tensiones entre 15 y 69 kV.

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

#### **5.2.4 Cambiador de derivaciones**

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

El transformador tiene que ser capaz de operar en condiciones de servicio que se relacionan al cambiador de derivaciones:

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

- b) Arriba o abajo del voltaje de placa para la frecuencia definida de operación para sus variaciones, no excediendo los límites permisibles de temperatura en el punto más caliente del mismo transformador, 80°C., la temperatura del tanque no deberá exceder los 65 °C., cuando el voltaje no exceda de 110 % de los valores de su diseño.

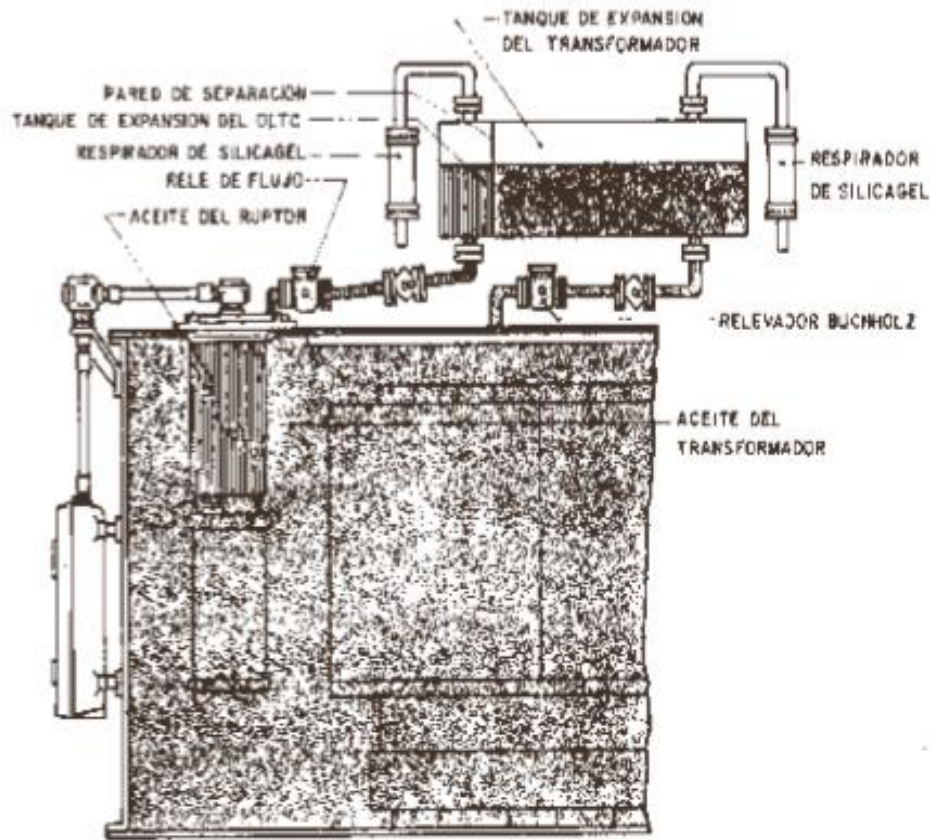
El cambiador de derivaciones normalmente está diseñado para operar sumergido en aceite, actualmente se están fabricando equipos que operan al vacío, estos últimos ofrecen mayores ventajas que los sumergidos en aceite, por ejemplo el tiempo de mantenimiento de un cambiador de derivaciones sumergido en aceite, es sugerido para cada 5 años en cambio uno que opere al vacío será de 10 años.

Otra ventaja es que son más compactos y tienen mayor capacidad de interrupción lo que permite fabricar transformadores menos voluminosos. Tal vez lo más importante de estos últimos, es que minimizan el riesgo de explosión, garantizando mayor vida útil tanto al cambiador como al transformador mismo. Ver figura 3

### **5.2.5 Bastidor**

El bastidor está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.





**Fig. 4** Transformador de potencia, con cambiador de derivaciones y tanque de expansión.

### 5.2.6 Parte pasiva

La parte pasiva es el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos, se le denomina también como cuba del transformador, este tanque debe ser hermético, debe poder soportar el vacío absoluto sin presentar deformaciones permanentes, proteger eléctrica y mecánicamente la parte activa.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su

elevación de temperatura se pase de 55 o 65 grados centígrados sobre las temperaturas ambiente, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado en las normas de ANCI.

La potencia de diseño de un transformador se hace el tanque y los radiadores, por si solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en su diseño de unidades de alta potencia se adicionan enfriadores, los cuales hacen circular aceite forzado por bombas y sopla a los enfriadores, por medio de ventiladores. Esto se le llama enfriamiento forzado.

#### **5.2.6.1 Presión de diseño del tanque**

La presión dentro del tanque de los transformadores en diferentes condiciones deberá no exceder de una presión absoluta de dos atmósferas (203 kpa), las normas ANSI/ASME, normalizan que para el diseño, fabricación, inspección y certificación de los recipientes de los transformadores, deben ser probados con una presión mínima interna o externa de 15 psig. Equivalente a 1 bar.

#### **5.2.7 Accesorios**

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. El transformador deberá para ser utilizado como tipo intemperie, por lo que sus accesorios deberán ser considerados para operar en intemperie. Los accesorios que ha de llevar el transformador deberán ir contenida con la información de mantenimiento.

### **5.2.7.1 Tanque conservador**

Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los cambios de carga en su operación cotidiana, el tanque de expansión está diseñado para contener el 10 % o el 20 % del volumen total del transformador.

Una de las funciones que realiza el tanque de expansión es la de ofrecer espacio suficiente para contener las variaciones de volumen del aceite incrementando por las variaciones de temperatura dentro del transformador. El tanque conservador sin diafragma utiliza un secador de aire, su trabajo es absorber la humedad contenida en el aire que se introduce en el tanque.

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

El líquido dieléctrico del transformador de potencia deberá ser equipado con un sistema que aisle el líquido para su preservación, esto puede ser fabricado en las formas siguientes: Tanque sellado, Sello de gas-aceite en el conservador, tanque conservador y tanque conservador con diafragma, ver detalles en los incisos a, b, c y d en la figura 5.

Los transformadores que utilizan tanque sellado son utilizados comúnmente para tamaños menores de 2,500 KVA. El transformador utiliza un tanque conservador sin diafragma, generalmente utiliza un secador de aire, el cual consiste de un recipiente que contiene un material con un índice de absorción muy alto llamado silicagel. Su trabajo consiste en absorber la humedad contenida en el aire, que se introduce al tanque de expansión cuando el nivel del aceite dentro del mismo disminuye.

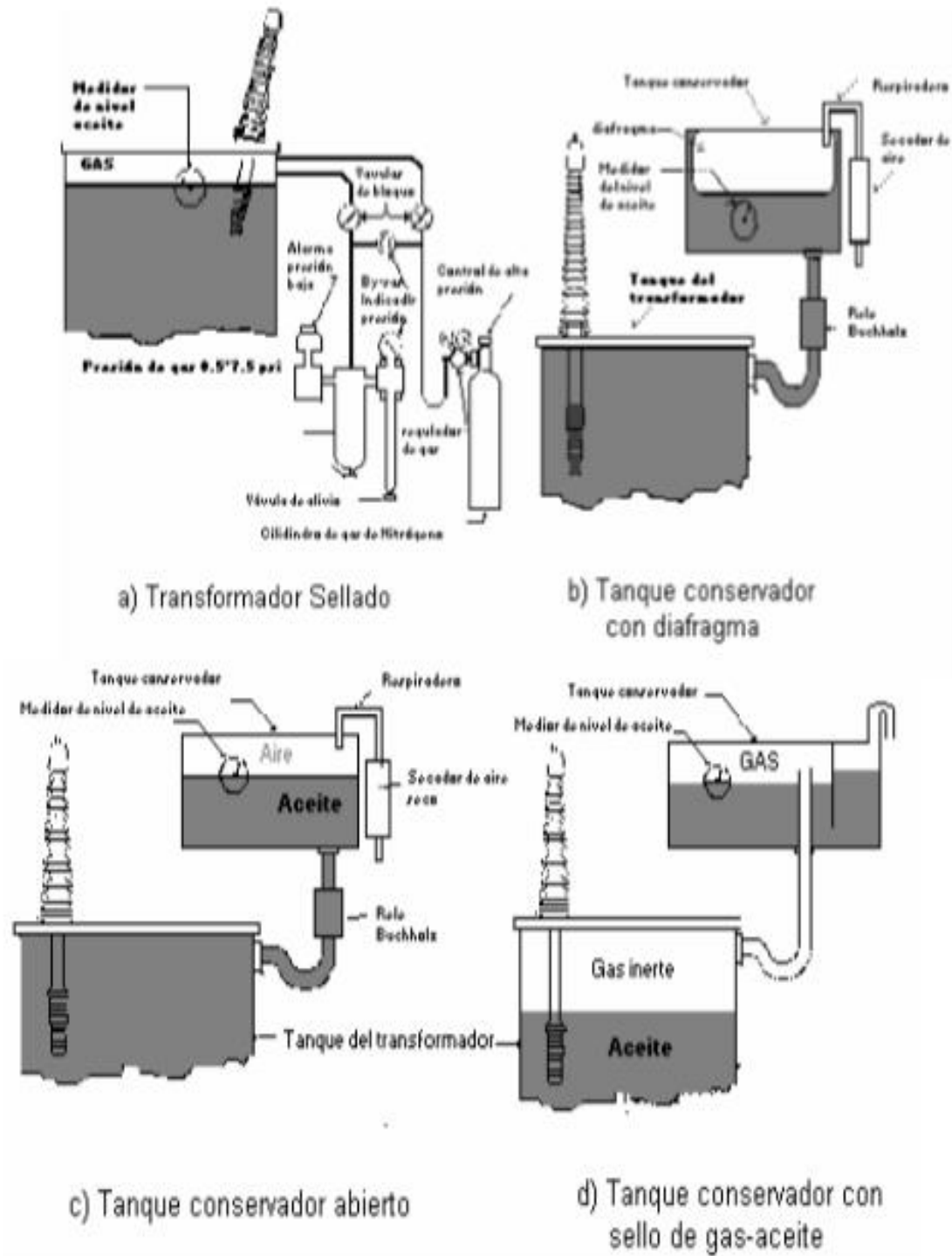


Fig. 5 Diferentes tipos de tanque conservador.

### **5.2.7.2 Relevador Buchholz**

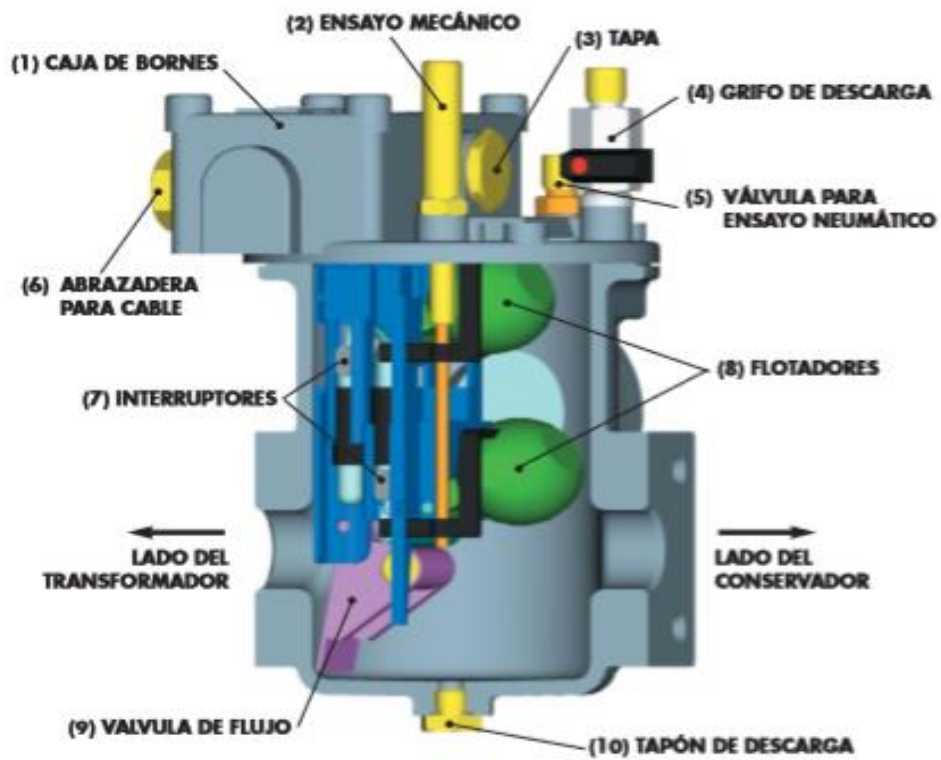
El relevador de gas Buchholz está conectado entre el tanque principal del transformador y el tanque de expansión, la tubería deberá permitir un flujo adecuado de aceite, este detecta fallas internas que ocurren dentro del transformador detectando la formación de gas producido por un cortocircuito interno,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

Estas fallas provocan altas temperaturas del aceite dieléctrico gasificándolo. principal operación básicamente es detectar la cantidad de gas que se genera dentro del transformador, la cual es captada dentro de una recámara especial, dentro de esta cámara existen dos flotadores uno en la parte alta y otro en la parte baja al nivel de la tubería.

Cuando existe formación de gas relativamente leve, será captada por la parte alta de la cámara y el flotador se desplazará para abajo ya accionará un contacto eléctrico que señalizara una falla, si la formación de gases persiste o se incrementa, el flotador inferior se desplazará para abajo activando otro contacto y sacará de operación el transformador.

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

**Fig. 6** Relevador Buchholz corte transversal



**Fig. 7** Partes constructivas del relé Buchholz.

### 5.2.7.3 Aisladores pasantes

Son los aisladores de las terminales de las bobinas de alta tensión y baja tensión que se utilizan para atravesar y conducir los conductores eléctricos hacia el exterior del transformador, conocidos también como bushings (pasatapas), estos son construidos con diferentes tipos de materiales y su aplicación depende del nivel del voltaje de operación.

Se utilizan tres tipos de aisladores, dependiendo del voltaje de operación, el cual va de menor a mayor voltaje, son de tipo sólido en baño de aceite y condensador. La corrección a la resistencia del dieléctrico afectada por su aislamiento del aire que decrece conforme la altitud se incrementa así como la densidad del aire.

Los pasatapas se fabrican de diferentes materiales como:

- Porcelana (tensiones hasta 25 kV).
- Porcelana – aceite (tensiones entre 25 y 69 kV).
- Porcelana – compuesto epóxico.
- Porcelana – resina sintética (tensiones 34,5 a 115 kV).
- Porcelana – papel impregnado de aceite (tensiones mayores a 275 kV).

Los transformadores deberán ser equipados con pasatapas (bushings) con un nivel de aislamiento no menor que el de una terminal del embobinado, el nivel del aislamiento deberá ser el adecuado para ser sometido a pruebas de impulsos de alta y baja frecuencia de acuerdo a su nivel de voltaje de operación.

Los pasatapas a montarse en los transformadores de potencia deberán tener el distanciamiento y los agujeros adecuados de acuerdo a la norma ANSI/IEEE Std 24-1984 IEEE Standard Electrical, Dimensional, and Related Requirements for Outdoors Apparatus Bushings, que esta norma define, normas eléctricas y la dimensión para la pasatapas en transformadores de potencia.



**Fig. 8** Pasa-tapas de un transformador.

#### **5.2.7.4 Tablero**

Es un gabinete en el que se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones de baja carga. Este tablero deberá ser preparado para intemperie como lo menciona las normas.

#### **5.2.7.5 Válvulas**

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



#### **5.2.7.6 Conectores de tierra y soportes para transporte**

Son piezas mecánicas que tienen diferentes propósitos, los conectores de tierra son piezas de cobre soldadas al tanque donde se conecta el transformador a la red de tierra. Los soportes para transportes son hechos del mismo material del tanque o son atornilladas o soldadas al mismo y sirven para levantar el transformador en su transporte, estos deben ser cuidadosamente coordinados con las dimensiones y peso del equipo.

#### **5.2.7.7 Placa de características**

Esta placa es instalada en un lugar visible del transformador hecha con material anticorrosivo y en ella van grabados los datos más importantes del transformador como la potencia, tensión, impedancia, números de serie, diagramas vectoriales y de conexiones, números de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión, peso y año de fabricación.

Las placas de característica del transformador deberán contener su información y deberán ser fijadas al tanque y tienen que ser hechas de un material durable que sea anticorrosivo. La información mínima que debe contener la placa de características del tamaño y su bil, para transformadores debajo de 500 KVA con bil menor de 150 KV, bil mayor de 150 kV y para transformadores arriba de 500KVA

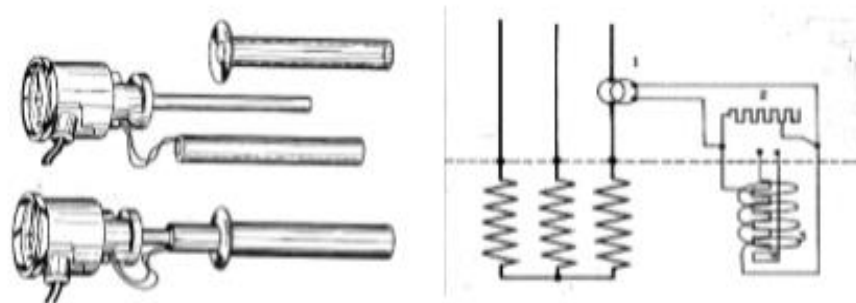
#### **5.2.7.8 Dispositivos de temperatura**

Los transformadores deben ser protegidos de sobre temperaturas para que los aislantes sólidos y líquidos no se deterioren con rapidez, por lo cual se utilizan elementos de temperatura para visualizar la temperatura de operación. El punto más

caliente en los embobinados es el factor principal que determina la vida del transformador debido a la carga de salida.

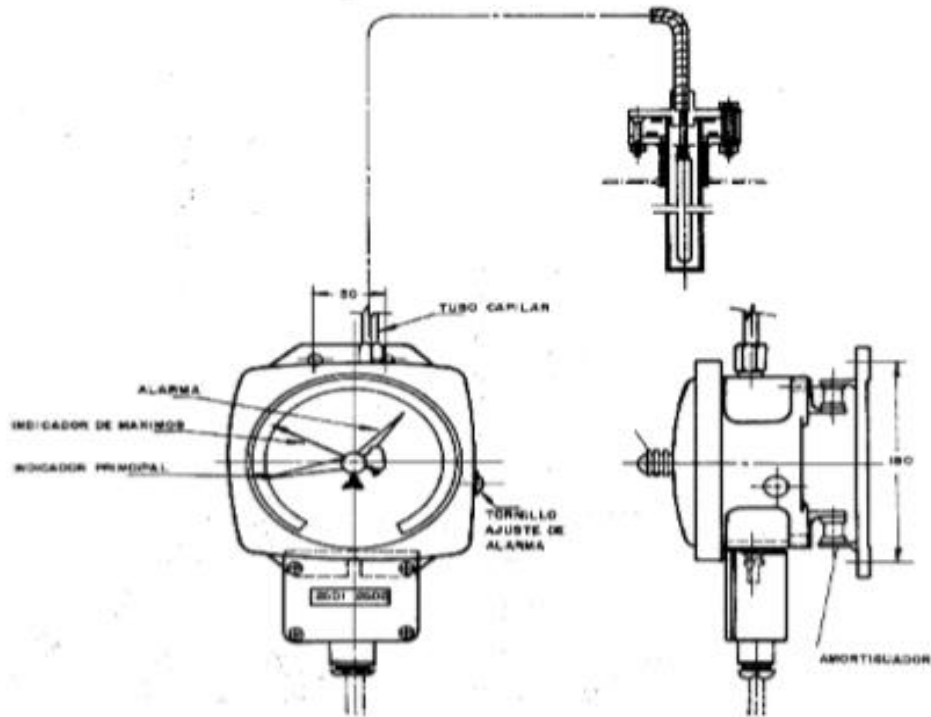
La temperatura no puede ser medida directamente debe ser instalado un detector en ese lugar por lo peligroso del voltaje. Estos dispositivos generalmente vienen equipados con contactos auxiliares, el dispositivo de temperatura es utilizado normalmente en los transformadores de potencia es el denominado imagen térmica.

La imagen térmica es un termómetro su principio de funcionamiento es medir la cantidad de temperatura a que son sometidos los conductores eléctricos del transformador, tienen una elevación de su temperatura por la corriente que atraviesa y la temperatura del aceite.



**Fig. 9** Imagen termica

Cuando no hay corriente por los embobinados del transformador, no habrá corriente por la resistencia y el termómetro indicara la temperatura del aceite en su contorno. El elemento sensor del termómetro puede ser de cualquier tipo, no necesariamente deberá ser una resistencia térmica. Los termómetros que indican solamente la temperatura del aceite:



**Fig. 10** Termometro

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

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

### 5.2.7.9 Relevador de Sobrepresión

Los dispositivos de sobre presión protegen los elementos del transformador contra los esfuerzos mecánicos, que se producen al elevarse la presión del aceite de un transformador que es producido por una falla interna, o de la presión anormal del transformador. Estos dispositivos se instalan normalmente sobre la tapa o pared lateral del transformador, a fin de obtener una descarga tempestiva de la sobre presión.

Los dispositivos de resorte son de reposición automática, se cierran automáticamente una vez liberada la falla, este es el sistema más utilizado para proteger el transformador.

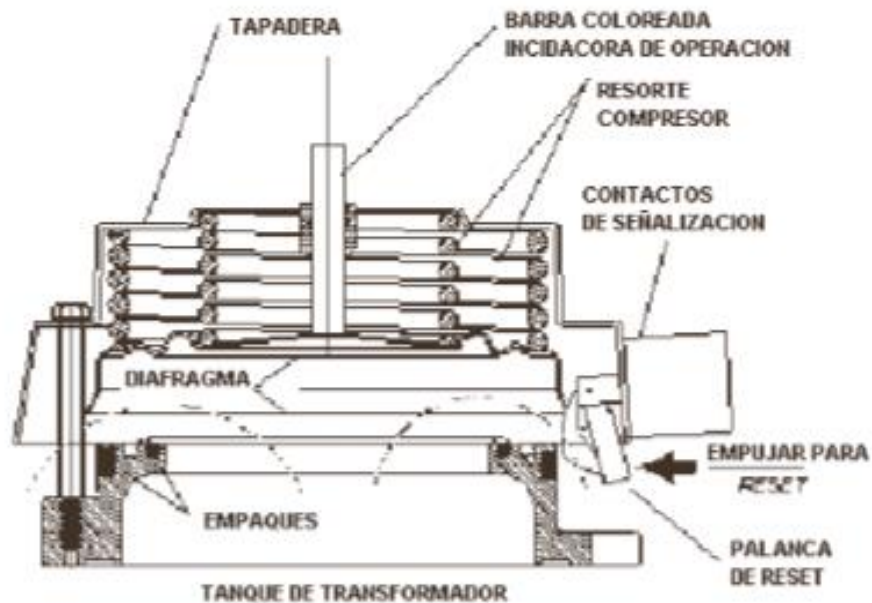


Fig. 11 Válvula de sobre presión.

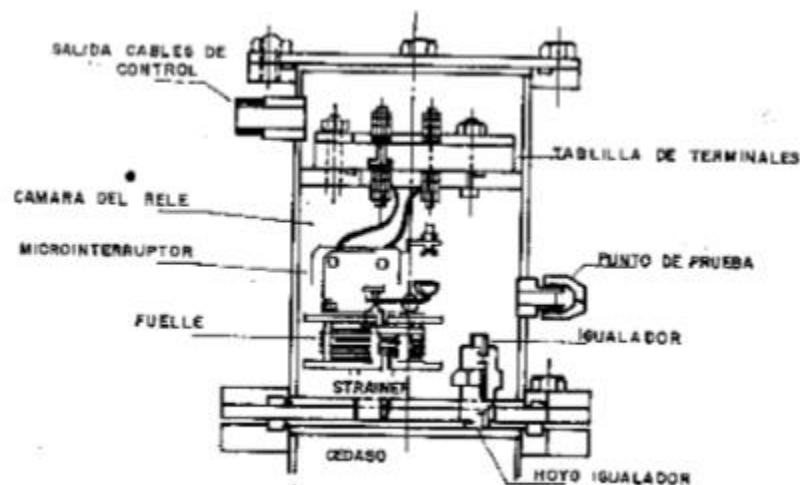
Los dispositivos de membrana fueron los primeros que se utilizaron en la protección de sobre presiones en los transformadores de potencia, su sistema de operación consistía en liberar la sobre presión encontrada dentro del tanque, la presión

encontrada rompía un disco de vidrio, calibrado para determinada presión de protección. Cumplían su función de aliviar la presión interna en caso de una falla.

En la actualidad se fabrican sistemas para evitar la explosión del transformador y utilizan un nuevo tipo de diafragma, se reduce la cantidad de aceite que es derramado en su momento de operación. Los diafragmas tiene los mismos rangos de operación de apertura, de los dispositivos de resorte, que no son auto recuperables, cuando ya han sido operados es necesario que sean reemplazados.

#### 5.2.7.10 Relevador de presión súbita

Los relevadores diferenciales son usados para detectar fallas en el aislamiento del transformador, pero este relevador es utilizado en transformadores de varios devanados o transformadores de regulación su operación es errónea, por lo que se recurre a un dispositivo mecánico para que la protección sea completa, por eso se utiliza un relevador de presión súbita.



**Fig. 12** Relevadores de presión súbita.

Los relevadores pueden ser de dos tipos: el de tipo de membrana y el de flujo de gases. El de flujo de gases es parecido físicamente al relevador Buchholz, su

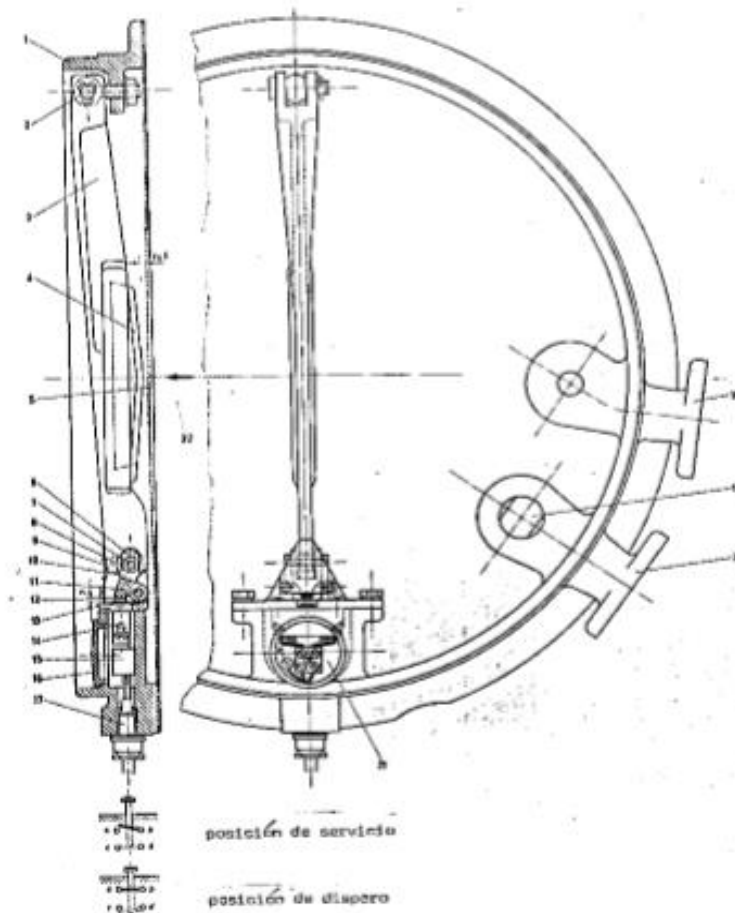
diferencia es su forma que opera, el relevador de flujo opera por el movimiento brusco de líquidos y el de Buchholz opera por el flujo de gases o a la acumulación en el interior.

El relevador de flujo va instalado entre el cambiador de derivaciones y el tanque de expansión, los aceites del cambiador y del tanque principal no se mezclan. Su operación es cuando hay movimientos bruscos del dieléctrico en el cambiador de derivaciones.

El cambiador en su operación produce pequeño arco que generan gases, estos atraviesan sin ningún problema en el orificio del relevador de flujo, si se produce una falla, el volumen de los gases es mayor y no podrá pasar por el orificio del relevador esa cantidad de gas y aceite. El relevador tipo membrana está dispuesto sobre la cuba del conmutador bajo carga, este relevador es muy compacto y no requiere trabajos posteriores de montaje o adaptación.

Su funcionamiento es cuando se origina una presión en su interior del conmutador. Esta consecuencia de la presión ejercida se presente la deformación de la membrana la cuchilla de destrucción se clavara en la membrana. Será perforada y dará lugar una descarga instantánea de presión en el recipiente del conmutador.

Su funcionamiento es en dos etapas, la primera es en caso de sobre presiones pequeñas o en el caso de golpes de sobre presión que terminen activando el elemento del contacto auxiliar, que una orden de desconexión del transformador. Cuando ocurra una gran sobre presión esto pudiera dañar el recipiente del conmutador y esta será perforada la membrana.



**Fig. 13** Relevador de flujo tipo membrana

#### 5.2.7.11 Ventiladores y bombas

Los transformadores que poseen enfriamiento forzado clase AO/FA, están equipados con ventiladores los motores de los ventiladores son estandarizados para operen de 127 o 220 Volts monofasicos. Los transformadores que su sistema de enfriamiento forzado en el aceite clase FOA, son equipados con bombas de aceite que pueden ser provistas para operar con voltaje alterno al nivel requerido por el cliente.

### **5.2.7.12 Respirador de silicagel**

Los respiradores de Sílica-gel los llevan todos los transformadores que cuentan con tanque de expansión. Este debe estar lleno de Sílica-gel que por lo general son de color naranja o azul. Su función es la de asegurar que el aire que ingresa al interior del transformador no contenga humedad la cual es dañina para el líquido refrigerante (aceite).

Durante el funcionamiento del transformador, el aceite aislante sufre variaciones en su volumen debido al cambio en la temperatura, esto produce expulsión de aire por el tanque de expansión y así es como se humidifica el aceite. El aceite en contacto con el aire húmedo, disminuye su capacidad dieléctrica lo cual perjudica el aislamiento del transformador.

Para evitar estos problemas, se hace circular el aire que penetra en el tanque de expansión a través de una sustancia higroscópica que disminuye el contenido de humedad, evitando la contaminación del transformador. El deshidratante que se utiliza es Sílica-gel con indicador de saturación que es casi neutro, esta tiene forma de esferas.

Estas sustancias higroscópicas tienen la capacidad de absorber la humedad, hasta un 40% de su peso. Cuando cambia de color indica el grado de humidificación, la Sílica naranja cambia a verde y la Sílicagel azul cambia a rosa cuando se humedece.





**Fig. 14** Silicagel.

### **5.3 Materiales aislantes utilizados en el transformador**

Los materiales aislantes dentro de un transformador de potencia sumergido en aceite son de tipo de materiales solidos y liquidos.

#### **5.3.1 Aislantes sólidos**

Estos son utilizados en transformadores de potencia sumergidos en aceite son generalmente hechos de: carton comprimido, papel, fibra de vidrio, porcelana, madera tratada y aislantes termoplasticos.

Su función principal es aislar entre sí las espiras de una misma bobina, entre los devanados y entre los devanados y la tierra, debe soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos en los que son sometidos los devanados. Estos materiales aislantes de tipo sólidos han sido clasificados por la IEEE por su temperatura máxima que pueden soportar.

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

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

### 5.3.2 Aislantes líquidos

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

Existen dos tipos de aceites aislantes, que son los derivados del petróleo y los aceites clorados. Los aceites derivados del petróleo están divididos en dos grupos, los de base nafténica y los de base parafínica. Estos tienen que cumplir la norma ASTM D3487-1961, denominada Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus.

Los aceites artificiales son denominados Askareles y son compuestos sintéticos no inflamables, este tipo de aceite se dejó de utilizar por ser nocivo a la salud humana, no biodegradable, no reciclable y su costo para desecharlo es muy alto.

#### **5.3.2.1 Aceite derivados del petróleo**

Los aceites aislantes naturales son derivados de la destilación del petróleo, estos contienen hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos, los compuestos no deseados como el azufre, oxígeno y nitrógeno proporcionan inestabilidad a la oxidación. Su proceso de elaboración de estos aceites son para eliminar los compuestos no deseados y mantener los deseables.

Los aceites que provienen de crudos que contienen más del 50% de compuestos se consideran aceites parafínicos y si el crudo tiene menos de 50% son considerados como aceite nafténico, los hidrocarburos nafténicos, parafínicos y aromáticos presentan cualidades y desventajas para ser aplicados a equipos de alta tensión.

#### **5.3.2.2 Aceites de alto punto de inflamabilidad**

Los Askareles han sido sustituidos por aceites especiales que superan los daños, estos poseen un alto grado de inflamabilidad. Los líquidos aislantes de alto grado de inflamabilidad no requieren especiales procesos de mantenimiento, estos poseen una excelente propiedad dieléctrica sobre una banda ancha de temperaturas y diferentes niveles de voltaje, son eficientes para apagar arcos, tienen un alto grado de estabilidad térmica y una alta resistencia a la oxidación térmica.

La comparación de la inflamabilidad en una escala relativa de los líquidos dieléctricos en el cual está la alternativa para el Askarel, el cual se denomina R-113 y los aceites derivados del petróleo. Los líquidos silicónicos tienen un punto de ignición de 350 °C, estos no están clasificados como resistentes al fuego.

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

**Tabla II.** Comparación de la inflamabilidad de diferentes tipos de aceites.

#### 5.4 Consideraciones adicionales sobre transformadores

La inversión inicial de un banco de transformadores, estos son mas economicos cuando son hechos de tres fases en una unidad en comparacion a un banco trifasico de tres unidades monofasicas, estos requieren menos espacio lo cual permite ser instalado en lugares con espacios reducia y su instalacion es mas economica.

Para los grandes transformadores cuando ocurre una falla en una fase estando en operación, hace que el costo de reparacion y las perdidas por estar fuera de servicio sean considerables, cuando sus unidades trifasicas, por lo que esto ha impulsado al usuario a utilizar bancos trifasicos de tres unidades y tener una unidad adicional esto garantiza la continuidad del servicio.

El uso de aire forzado en los transformadores de auto enfriamiento, se puede incrementa la potencia en las proporciones se observa en la tabla IV, estos viene dispuesto desde el diseño del fabricante, no se puede modifcirs un transformador el cual tiene su punto mas caliente limitado con la potencia al que fue su diseñado, para potencias arriba de 10 MVA la potencia puede ser incrementada un 66.6 % utilizando ventiladores de alta velocidad.

### 5.4.1 Sistemas de enfriamiento

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

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

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

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

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

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

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

**A** = Aire  
**W** = Agua

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

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

**Tabla III.** Nomenclatura del sistema de enfriamiento de Transformadores de Potencia.

### 5.4.2 Características eléctricas

#### **5.4.2.1 Nivel básico de impulso**

El nivel de aislamiento de impulso (BIL) del transformador, es asociado a voltaje nominal de transmisión en los transformadores de generación o de enlace, estos pueden ser reducido aplicando los pararrayos de óxido metálico, esto ahorraría costos en su fabricación, en la siguiente tabla se puede observar los valores estándar del BIL.

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

Los transformadores son diseñados para operar bajo determinados niveles de impulso de alta y baja frecuencia por lo que deberán ser aprobados según el nivel de aislamiento definido por su clase. En la clase I se incluyen los transformadores de potencia con voltaje de hasta 69 kV, los de la clase II operan entre los voltajes de 115 hasta 765 kV

#### **5.4.2.2 Impedancia**

La impedancia afecta y define las pérdidas o costos que deberán ser absorbidos, es un importante parámetro que afecta la estabilidad del sistema al que esté conectado, determina la corriente de corto circuito y la regulación de las líneas de transmisión. Este parámetro es deseable mantenerlo en el límite más bajo de una impedancia estándar de diseño,

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

**Tabla IV.** Impedancias nominales en transformadores.

Los rangos de los valores disponibles para un transformador de generación monofásico con voltaje de entrada de 13.8 kV. Las impedancias de transformadores garantizan obtener un transformador sin incrementar los costos. Si se desean valores más bajos o altos de impedancia del transformador tendrán un incremento en su costo.

El valor de la impedancia debe ser determinado y se toma en consideración el impacto sobre la selección de la capacidad de interrupción del interruptor o la habilidad del generador en caso de un transformador de generación, esta deberá ser seleccionada sobre la base de estudios de falla de líneas y generadores conectados.

La tolerancia en los transformadores monofásicos tiene que ser de +/- 7.5% de su valor especificado, para transformadores que tengan menos del 2% de impedancia en su diseño, es aceptables una tolerancia de +/- 10%. Cuando fabrican dos o más unidades en una misma fabrica en el mismo tiempo, deberán tener una diferencia en su impedancia del +/- 7.5% del valor especifico.

Para los transformadores que tienen tres o más embobinados o el tipo zigzag, deberán tener una tolerancia de +/- 100% del valor especificado. Cuando se

fabrican transformadores más de tres embobinados de este tipo, estos deberán tener una tolerancia del 10% del valor específico.

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

**Tabla V.** Costo por cambio de la impedancia fuera de valores estándar

### 5.4.2.3 Voltaje de operación

El máximo voltaje de operación de los transformadores de potencia no deberá exceder los niveles especificados en la norma American National Standard Voltaje Rating for Electrical Power System and Equipment (60Hz).

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



**Tabla VI.** Voltajes y BIL nominales de transformadores de potencia

Los niveles de voltajes maximos y BIL asignados para cada nivel de voltaje de operación para transformadores de potencia especificados en la normas.

#### 5.4.2.4 Armonicos

El transformador debera proporcionar una corriente senoidal y el factor de armonicos no debera exceder del 0.05 por unidad como lo especifica en las normas.

#### 5.4.2.5 Potencia

Los transformadores son construidos según la necesidad del usuario, si un fabricante necesita hacer un transformador que no ha hecho anteriormente necesita desarrollar su diseño lo cual incrementa su valor, por lo que normalmente se requieren potencias estandar las cuales garantizan desde su inicio pruebas tipo y de corto circuito, en algunos casos por ser recurrente su fabricacion, ver tabla VII.

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

**Tabla VII.** Potencias de transformadores preferidas para su construccion

#### 5.4.2.6 Eficiencia

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

En las normas de la IEEE C57.12.00 especifica las pérdidas encontradas en las pruebas de rutina, no deberán exceder en un determinado porcentaje en referencia a su valor específico.

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

**Tabla VIII.** Tolerancias permitidas en las pérdidas de transformadores

#### 5.4.2.7 Protecciones relacionadas en una falla interna de un transformador

La protección interna del transformador está relacionada a sobrecorrientes y sobrevoltajes, las fallas internas son cortocircuitos entre devanados, entre devanados y partes metálicas y entre conductores vivos, la protección utilizada para estas fallas de protección térmica, el relevador Buchholz, la válvula de alivio y el relevador diferencial.

La protección diferencial opera generalmente cuando ocurre fallas en el interior del transformador, la operación de esta protección es la comparación de las corrientes

de los devanados primarios contra secundarios, se utilizan para los transformadores de corriente que convierten proporcionalmente las corrientes en los devanados de alto y bajo voltaje en magnitudes de señales de control, estas corrientes son comparadas por un relevador diferencial que depende de su diferencial, este envía una señal de alarma o disparo al interruptor principal.

**Fig. 15** Configuración de protecciones para un transformador

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

## 6 Desarrollo

### 6.1 Características de los sistemas de protección

#### 6.1.1 Confiabilidad y seguridad

Es la característica que permite garantizar la operación de las protecciones cada vez que se produzca una falla. Para complementar esta definición se puede agregar que es la característica del rele o del sistema de protecciones que le permite actuar

correctamente cuando es requerido y evitar operaciones innecesarias. Cuando se presenta la anormalidad las protecciones deben operar correctamente.

Es posible que ciertos equipos sean requeridos muy pocas veces durante su vida útil, pero aun en estas condiciones deberán operar en forma correcta. Para lograr esta cualidad se debe recurrir a diseños simples con componentes robustos y de buena calidad, que sean periódicamente sometidos a mantenimiento para comprobar que se encuentran bien calibrados y bien conectados.

### **6.1.2 Selectividad**

Es la cualidad de las protecciones que permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo averiado y mantener en servicio lo que no sea imprescindible desconectar. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones.

### **6.1.3 Rapidez**

Es conveniente que las protecciones operen en el mínimo tiempo posible y disminuir con ello la duración de la falla, las perturbaciones al resto del sistema y los consecuentes daños a los equipos. La rapidez en una mayor efectividad de las reconexiones automáticas y mejora la estabilidad del sistema.

Aunque sea deseable la operación instantánea de las protecciones, muchas veces esta cualidad se deja fuera por otros aspectos como la selectividad. La temporización debe ser compatible con los límites de resistencia de los equipo a las fallas consideradas, su empleo para obtener selectividad debe estar asociado a otra característica que siempre debe considerarse, la economía.

#### 6.1.4 Exactitud

Las protecciones deben operar con la mínima desviación respecto de la magnitud teórica de ajuste. La exactitud se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5 y un 10%, según sea el caso. [16]

#### 6.1.5 Sensibilidad

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de detectar la falla de mínimo nivel que ocurra dentro su zona de operación, o la menor variación de la magnitud que controle respecto de la magnitud de referencia o ajuste. Por ejemplo en periodos de sequía o en la época de verano, cuando cae una fase a tierra (pavimento) se produce fallas de muy baja corriente, las que pueden no ser detectadas por las protecciones (fallas de alta impedancia).

Las distintas protecciones de un sistema eléctrico potencia (SEP) es conveniente presentar algunas características adicionales, que es necesario tener presentes y que influyen en la confiabilidad del sistema.

- *El sistema de protección:* puesto que no es posible satisfacer plenamente cada uno de estos requerimientos en forma simultánea, se deben adoptar algunas soluciones de compromiso. En general se otorga mayor atención a aquellos problemas que de acuerdo a la experiencia es posible que ocurran.
- *El mantenimiento:* independiente de la calidad del sistema de protección, un mantenimiento periódico debe ser ejecutado. Esto incluye la prueba de esquemas de comunicación, alarmas y relés. Un mal diseño o mantenimiento dan como resultado una baja confiabilidad del sistema.

- *Flexibilidad bajo diferentes condiciones de servicio y extensión de la red:* ya que toda la red cambia durante su tiempo de vida es importante que el equipo de protección sea escogido después de la medición principal y que detenga ajustes para permitir el desarrollo de la red.
- *Ambiente:* el lugar puede afectar la confiabilidad del sistema: el clima tropical y frío, el ambiente pesado y contaminado, entre otra. Estos ambientes dan una confiabilidad inferior que puede ser deteriorada por un ajuste incorrecto, lo que ocasionaría la desconexión innecesaria de ciertas partes de la red.

#### **6.1.6 Ajustes de los relés de protección**

La medición de parámetros para la correspondiente actuación de los relés claramente puede ser deteriorada por un ajuste incorrecto, lo que ocasionaría la desconexión innecesaria de ciertas partes de la red.

### **6.2 Método para determinar ocurrencia de anomalías**

#### **6.2.1 Aumento de la corriente**

Uno de los efectos más característicos de un cortocircuito es el aumento excesivo del valor de la corriente por sobre el valor nominal correspondiente al equipo afectado por la falta. Esta característica proporciona el método más simple para desarrollar un esquema de protección, conocido con el nombre de protección de sobrecorriente.

### **6.2.2 Aumento de voltaje**

El aumento de voltaje sobre su valor nominal es, peligroso para todos los componentes de un sistema eléctrico y en especial para las maquinas. El problema del sobrevoltaje radica en los equipos de un sistema poseen aislamiento con capacidad limitada para soportar los esfuerzos dieléctricos. La causa más común de sobrevoltajes de componentes fundamental (60 Hz) proviene de la sobreexcitación de generadores.

### **6.2.3 Aumento de la temperatura**

El aumento de temperatura se emplea para proteger contra sobrecarga a la máquina. La protección consiste fundamentalmente en alinear con corriente a un dispositivo que dispone de un calefactor. Al ajustarse este dispositivo para operar a cierta temperatura, su funcionamiento es independiente del valor instantáneo de la corriente y en consecuencia permite la operación de la maquina en régimen de sobrecarga no peligrosa, sobrecarga controlada.

### **6.2.4 Variaciones de flujos de potencia**

La variación de la magnitud y el sentido de la potencia se pueden usar en forma combinada o por segundo. Estas protecciones se denominan de potencia activa. La variación de magnitud se usa en protecciones de sobrepotencia activa o reactiva cuando se desea, por ejemplo, independizar un pequeño sistema que se encuentra conectado a otro de mayor capacidad y cuyas fuentes de generación.

### **6.2.5 Disminución de la impedancia o reactancia.**

Mediante la información de voltaje y corrientes de circuito o elementos auxiliares, se alimentan protecciones que miden en todo instante la impedancia o reactancia por fase en el sentido de su operación, las mismas que actúan cuando esta baja de cierto valor conforme a su curva característica. La impedancia o reactancia es el valor que resulta de sumar los parámetros del mismo en el sentido del flujo de la potencia y del consumo.

A estas protecciones se les denomina direccionales de distancia y se les usa ampliamente en la protección de línea de transmisión.

### **6.2.6 Aparición de componentes de secuencia cero**

La conexión de transformadores de medida en forma adecuada es posible obtener corrientes y voltajes de secuencia cero en sistemas conectados a tierra. Al producirse fallas con retorno por tierra, estas magnitudes pueden alimentar relés de protección que operan a sus características y en forma direccional. Solo en un sentido del flujo de potencia que toma la falla.

### **6.2.7 Aparición de componentes de secuencia negativa**

Las componentes simétricas constituyen parte un método de resolución analítica de circuitos polifásicos. Es posible separar las componentes de secuencia por medio del uso de los llamados filtros de secuencia. Estos filtros son combinaciones adecuadas de resistencias, bobinas y condensadores que entregan un voltaje a una corriente proporcional a la componente de secuencia específica.

La componente de secuencia negativa es especialmente peligrosa en los rotores de las máquinas sincrónicas, induce corrientes parásitas de doble frecuencia y provoca calentamiento. Las máquinas son bastantes limitadas en este aspecto, en especial



las del rotor cilíndrico. En estos casos se usan filtros de secuencia negativa para proveer protección.

#### **6.2.8 Velocidad de variación de la impedancia**

Cuando ocurre un cortocircuito, el valor de la impedancia entre los puntos de media y de falla baja instantánea al valor correspondiente del sistema incluido entre estos dos puntos. Al ocurrir perturbaciones, tales como oscilaciones de potencia, el valor de la impedancia varía en magnitud y fase en forma más o menos periódica. Esta configuración se emplea en esquemas destinados a bloquear la orden de apertura de interrupciones comandadas por protecciones que miden la impedancia o reactancia.

### **6.3 Protección de transformadores**

La protección principal comúnmente utilizada para proteger transformadores de potencia es la diferencial del tipo porcentual (87T). Esta protección se complementa con relés de sobrecorriente tanto de fase como residuales (51/51N). Adicionalmente se tienen las protecciones propias del transformador, como la térmica (49), con sobre cargas (63B), entre otras. Figura



**Fig. 16** Protección del transformador de potencia

#### 6.4 Protección Diferencial

Es un relé que opera cuando el vector de diferencia entre dos o más cantidades eléctricas similares, excede un valor predeterminado. Compara las corrientes de entrada y de salida del elemento protegido. Opera abriendo los interruptores en ambos extremos del elemento protegido. Sirve para proteger contra fallas internas en el transformador.

Aspectos influyentes en la operación incorrecta del relé diferencial:

- Niveles de tensión diferentes.
- Desfasamiento de 30 grados entre las señales de entrada y salida.
- Corriente inicial de magnetización.
- La protección diferencial siempre activa cuando detecta fallas dentro del sistema que está protegido.

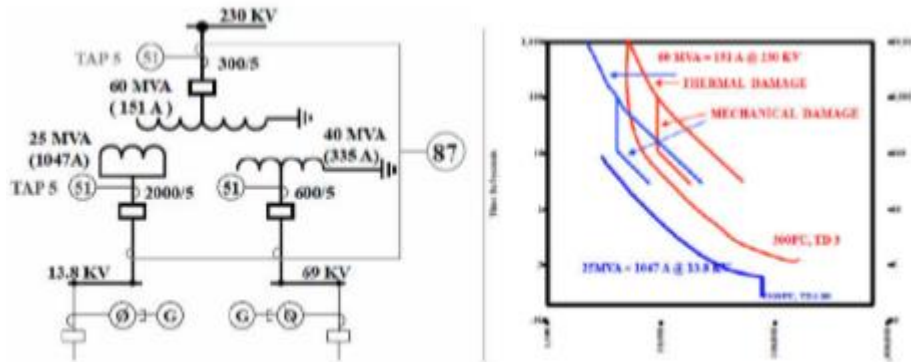


Fig. 17 Protección Diferencial

#### 6.4.1 Conexión de transformadores de corriente

La base de la protección diferencial es la conexión de los transformadores de corriente situados en el primario y el secundario. Las corrientes en el primario difieren de las medidas en el secundario por la relación inversa de transformación; para poderlas comparar se tiene que relacionar las relaciones de transformación de los TC's para compensar de acuerdo a lo siguiente:

$$\frac{I_{prim}}{I_{sec}} = \frac{1}{a} \frac{V_{sec}}{V_{prim}}$$

Si los transformadores de potencia son  $\Delta$  - Y las corrientes primarias y secundarias tendrán una diferencia adicional en magnitud de  $\sqrt{3}$ , y una diferencia angular adicional de  $30^\circ$  para evitar que debido a la conexión del transformador de potencia el rele opere erróneamente, esta se compensa con la conexión de los TC's, esto es, en un transformador  $\Delta$  - Y. Los transformadores de corriente primarios se conectaran en Y y los secundarios en  $\Delta$ .

Conexión del Transformador de Potencia	$\Delta - Y$	$Y - \Delta$	$\Delta - \Delta$	$Y - Y$	$\Delta - Y$
Conexión del Transformador de Corriente	$Y - \Delta$	$\Delta - Y$	$Y - Y$	$\Delta - \Delta$	$\Delta - \Delta$

Figura. Conexión de los transformadores de potencia y corriente.

Si se tiene un transformador de potencia el cual se le va a conectar la protección diferencial, el primer paso consiste en conectar los transformadores de corriente de manera que no ocurra el disparo para fallas externas (o cargas), esto se hace fijando unas corrientes de 1, a y  $a^2$  en el lado Y, obteniendo las correspondientes del lado delta de la línea y las secundarias de los transformadores de corriente; luego se conecta los transformadores de corriente del lado delta en Y y llevando los terminales del lado no común a la estrella de cada uno de los relés.

#### 6.4.2 Relación de transformación esquema diferencial

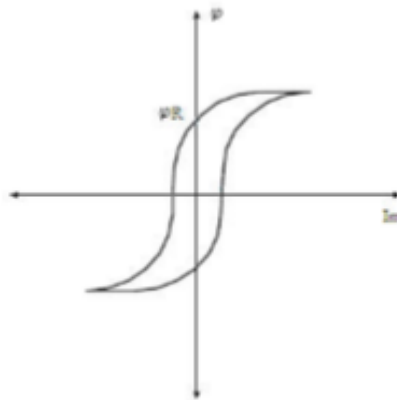
Los TC's juegan un papel muy importante en la correcta aplicación de la protección diferencial tomando en cuenta que en los transformadores, la magnitud del voltaje y la corriente en el primario y secundario son diferentes no solo en magnitud sino también en ángulo (que depende del grupo de conexión del transformador).

Para equilibrar la magnitud de la corriente en el primario y secundario del esquema diferencial, se tiene que seleccionar la RTC de los TC's de los dos lados para entregar una misma corriente secundaria. Se deberá tomar en cuenta la clase del TC más adecuada, y las corrientes de falta externas máximas no produzcan saturación de dicho TC.

### 6.4.3 Corriente magnetiza de energización

La corriente de magnetización de un transformador esta entre el 5 y 10 % de la corriente nominal; pero en el momento de la energización, aparece una corriente de magnetización transitoria que puede tomar valores iguales a varias veces la corriente nominal. La magnitud de la corriente depende principalmente del valor instantáneo del voltaje que alimenta al transformador.

El flujo magnético es función de la corriente de magnetización de acuerdo a la curva de magnetización. Cuando se desenergiza el transformador y por tanto se suspende la corriente de excitación, el flujo magnético no desaparece por completo sino que toma un valor  $\phi_R$ . Si el transformador es reenergizado, el flujo presente en el núcleo será  $\phi_R$  pero debería cambiar a un valor distinto de acuerdo a la curva de magnetización.

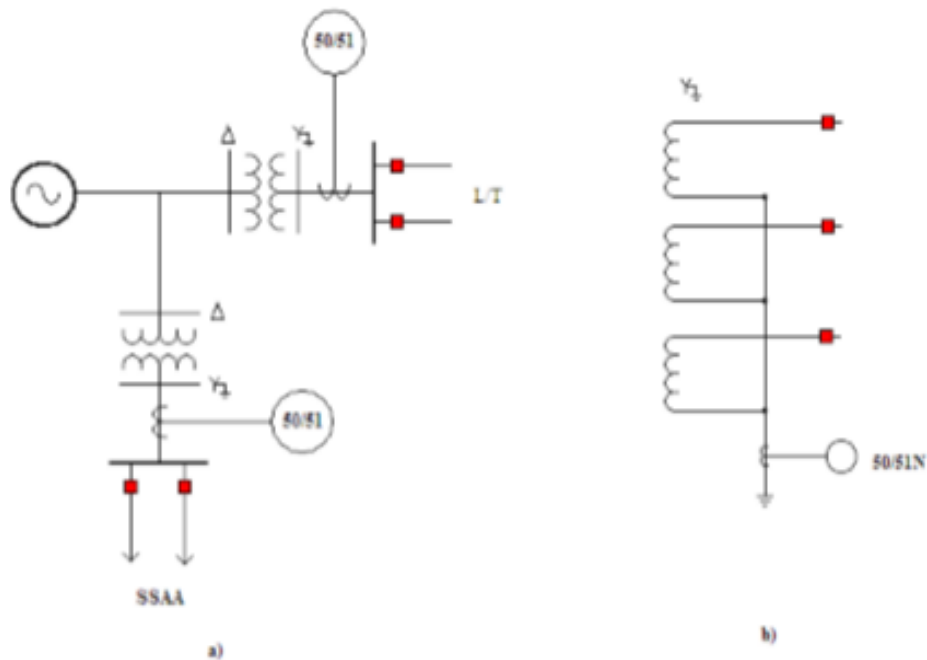


**Fig. 18** Curva de magnetización típica en un transformador.

### 6.5 Protección de respaldo con relés de sobrecorriente 50/51

La protección de sobrecorriente es utilizada como protección de respaldo contra fallas dentro del transformador y fallas no despejadas en el sistema de potencia. Corrientes altas, originadas por fallas externas, pueden sobrecargar los devanados

si no son despejadas a tiempo, ocasionando sobrecalentamiento y daño al transformador.



**Fig. 19** a) Conexión de relés de sobrecorriente de fase en los sistemas de generación b) Conexión de relé de sobrecorriente de tierra en el neutro de un transformador con conexión estrella.

### 6.5.1 Ajuste del relé de sobrecorriente 50/51

La corriente de arranque (tap) del relé 51, debe ser ajustada para permitir que el transformador trabaje no solo en condiciones nominales, sino también sobrecargado, sin sobrepasar los límites indicados por el fabricante, además deberá tomar en cuenta la corriente INRUSH para evitar la operación en la energización. Comúnmente la corriente de arranque se ajusta de 125 a 150% de la corriente nominal. En relés aplicados a transformadores con varios niveles de enfriamiento, la corriente de arranque deberá ser calculada en base a la máxima potencia disponible entre los distintos sistemas de enfriamiento forzado.

El tiempo de operación debe ser coordinado con los tiempos de los equipos de protección aguas abajo al transformador (relés de las líneas a continuación de la estación de generación). El dial del rele de tiempo inverso se selecciona para impedir que el transformador trabaje por encima de su curva de daño, la cual contempla límites térmicos y mecánicos.

## 6.6 Relevadores Mecánicos

Acumulación de gases o cambios de presión al interior del tanque del transformador, son indicadores de fallas. Estos relés suelen ser más sensibles que las protecciones eléctricas para fallas incipientes de lento crecimiento. Su funcionamiento está limitado solo para fallas al interior del tanque del transformador.



Fig. 20 Relés mecánicos en el transformador.

### 6.6.1 Relevador Buchholz (63 B)

Este tipo de relevador también se le conoce como trafoscopio o relevador detector de gas. Se emplea en la protección de transformadores de potencia que tienen tanque conservador. Esta protección opera contra fallas internas con gran rapidez.

en el caso de ser severas, es muy sensibles a fallas incipientes que tienen inicialmente un desprendimiento de gas.

Es aplicado para cualquier anomalía magnética o eléctrica que se presenta en el interior del transformador da origen a calentamiento locales que descomponen el aceite o dan lugar a la combustión de los aislantes, produciéndose por dichas causas un desprendimiento más o menos importante de gas.

Esta protección detecta la rotura de conductores, los contactos defectuosos, así como el calentamiento del hierro (núcleo) y sobrecargas en la parte interna de los bornes pasatapas del transformador. Su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes, es decir fallas menores que inician su aparición con desprendimiento de gases inflamables que causan daño lento pero crecientes.

Si detecta corrientes parasitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador, se producirán burbujas de gas, las cuales se dirigirán hacia el tanque conservación. En su camino las burbujas de gas pasan por la tubería que conecta el tanque principal con el tanque de conservación, ingresando al rele Buchholz y localizándose en la cámara superior del mismo. [17]

Estos relevadores actúan como trampas de gases entre el tanque principal y el tanque conservador y detectan el flujo inverso de aceite. El relevador se compone de uno o dos flotadores colocados sobre un pivote metálico y encerrado en un pequeño recipiente hermético colocado en la tubería que conduce el gas desde el tanque principal hasta el tanque conservador.

Este relevador se vale del hecho de que los aceites minerales producen gases inflamables cuando se descomponen a temperaturas mayores de 35°C, tales como el acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple. En el caso de una falla severa la generación súbita de gases causa movimiento de aceite y gas en el turbo que interconecta al transformador con el tanque conservador y también en el relevador Buchholz.

Si el defecto que produce los gases se acentúa, el desplazamiento de los mismos se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que a consecuencia



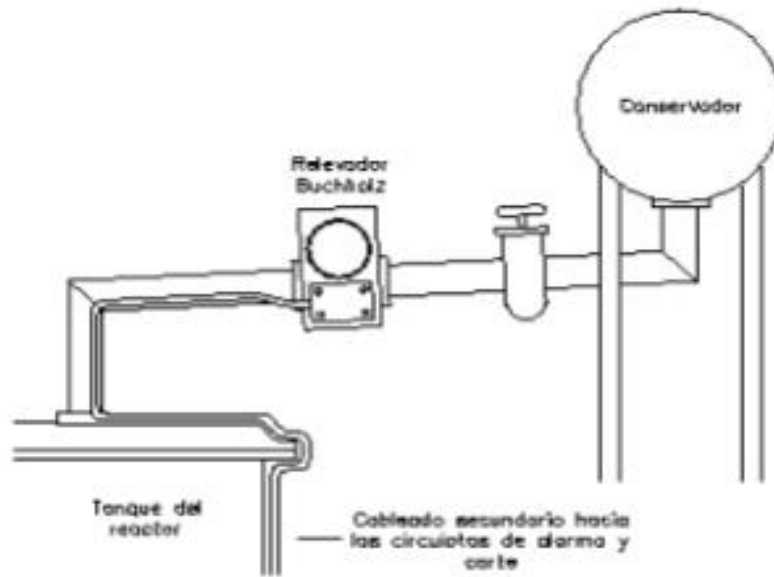
del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería hacia el tanque. Este flujo encuentra el flotador interior y lo desplaza, el cual a su vez acciona los contactos para la desconexión del transformador.

Los relevadores Buchholz detectan los siguientes tipos de falla:

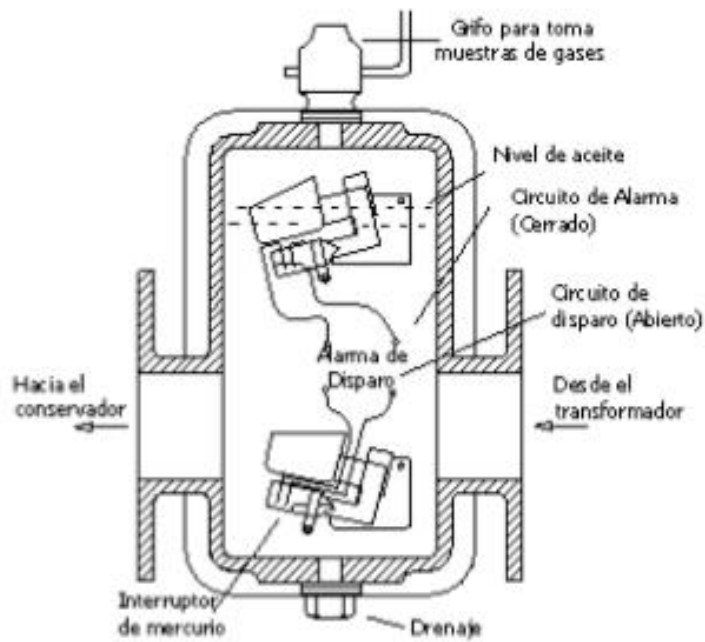
- Puntos calientes en el núcleo producidos por cortocircuitos en el aislamiento de las láminas.
- Fallas en el aislamiento de los tornillos del núcleo.
- Fallas entre espiras.
- Fallas entre devanados (ya sea entre fases o a tierra).
- Uniones o juntas defectuosas.
- Pérdidas de aceite por fugas en la cuba.
- Fallas severas a tierra.
- Malos contactos
- Sobre calentamiento en algunas partes de los devanados.

Ventajas del Relevador Buchholz con Contactos de Mercurio

- No existen flotadores o contenedores abiertos los cuales pueden ser perforados o colecten lodo, con una consecuente pérdida de su flotabilidad.
- Los interruptores de mercurio son de un tipo especial que previenen de una mala operación debida a las vibraciones excesivas del transformador.



**Fig. 21** Ubicación del relevador Buchholz.



**Fig. 22** Detalles constructivos del relevador Buchholz.

- Los interruptores de mercurio están montados por medio de un resorte dentro de los cilindros del interruptor y protegidos de posibles daños externos.
- El simple, robusto y limpio diseño ha reducido el número de partes móviles al mínimo.

### Aplicación

Las mayorías de fallas en los transformadores llenos de aceite son acompañadas por la generación de gas. Por medio de la utilización de un de un apropiado relevador, la formación de gas puede ser usada como un medio de advertencia de una falla en desarrollo.

Los relevadores de doble elemento pueden usarse para detectar falla menores o mayores. El elemento de alarma operará después de que determinado volumen de gas se haya colectado para dar una indicación de alarma. Los elementos de alarma operan también en el caso de una fuga de aceite, o lastrada de aire al aceite del sistema.

El elemento de corte (disparo) operará debido a una variación súbita de aceite en el caso de una falla más seria, tal como:

- Falla a tierra.
- Cortocircuito de devanados.
- Perforaciones de boquillas.
- Cortocircuito entre fases.

El circuito de corte será también operado si una rápida de aceite ocurre. Los relevadores de un solo elemento pueden ser usados para detectar fallas incipientes o mayores en transformadores de potencia llenos de aceite, reactores, capacitares. Un relevador especial de un solo elemento es adecuado para la protección de equipos cambiadores de derivaciones bajo carga.

## Construcción y Métodos de Operación.

El relevador consiste en un contenedor a prueba de aceite, acondicionado con dos elementos pivotes (uno, en el caso de un relevador de un solo elemento). Este se coloca en la tubería entre el tanque conservador y el transformador, de tal forma que bajo condiciones normales de operación se encuentre lleno de aceite.

El mecanismo de operación consiste en un cilindro sólido no metálico, el cual contiene el interruptor de mercurio, contrabalanceado por medio de un cilindro metálico más pequeño. Ambos cilindros son remachados juntos y tienen libertad para girar sobre la misma axisa; la cantidad de rotación se compone por medio de unos topes.

Cuando el relevador no tiene aceite, el peso del cilindro con el interruptor predomina y el sistema gira hasta el tope inferior. El interruptor de mercurio se encuentra en posición cerrado. Cuando ocurre una ligera o incipiente falla en el transformador, el gas acumulado se acumula en parte superior de la cámara del relevador.

Mientras el gas se está colectando, el nivel de aceite baja y el cilindro con el interruptor de alarma ira subiendo por arriba del nivel de aceite. Esto provoca una aparente restauración del peso de este cilindro, hasta que el peso del mismo llegue a ser predominante. El elemento comienza a rotar conforme el nivel de aceite continúe bajando y eventualmente los contactos de alarma son accionados.

Cuando una falla seria ocurre, la generación de gas es tan rápida que se establece una onda de aceite a través del relevador. Este flujo de aceite golpea en el accesorio plano del elemento de este, provocando que gire alrededor de su axisa y de esta forma forzando a que el interruptor de mercurio cierre.

En el caso de una seria perdida de aceite en el transformador el circuito de alarma y los elementos de corte operan en turno en la manera previamente descrita para la acumulación de gas. El nivel de aceite en los relevadores de doble elemento puede ser observado por medio de la escala marcada en la mirilla.

## Posición de Montaje

En su instalación del rele Buchholz antes de energizar el transformador, se debe a proceder a efectuar las siguientes verificaciones:

- Verificar el correcto montaje del rele, con la relación al flujo de aceite, que deberá estar con la flecha orientada hacia el tanque de expansión.
- Verificar posibles pérdidas resultantes del montaje del rele en el transformador.
- Purgar el aire del rele a través de la válvula localizada en la tapa.
- Retirar la tapa del dispositivo de prueba del rele, retirar el inserto y volver a colocar la tapa.

La tubería de conexión entre el transformador y el tanque conservador debe ser tan recta y larga como sea posible. Esta debe ser arreglada para que tenga una inclinación hacia el tanque conservador con un Angulo de tres a siete grados con respecto a la horizontal. Debe haber un tramo recto entre el transformador y el relevador de al menos cinco veces el diámetro interno de la tubería, y de al menos tres veces el diámetro interno en el lado del tanque conservador.

## Conexiones

Las conexiones de alarma y de los circuitos de alarma y de apertura son las siguientes:

- Alarma: los dos cables van directos hacia el panel de señalización pasando usualmente por la regleta de bornes de mando de los ventiladores y finalmente conectados en los bornes del panel de señalización.
- Apertura: un cable está conectada directamente en la regleta de bornes de la caja de mando de ventiladores con la tensión positiva directa, el otro cable el que llevara la tensión si cierra el contacto, se dirige hacia el A1 de la bobina de apertura por el relé Buchholz, una vez que este se energiza

sus contactos auxiliares se cierran provocando la continuidad de tensión hacia los contactos auxiliares de los interruptores AT y BT que estará normalmente cerrados, energizando así la bobina de apertura de los interruptores.



**Fig. 23** Conexión del relé Buchholz.

#### Pruebas en campo

Los relevadores de doble elemento son suministrados con una válvula de purga separada la cual permite la aplicación de algún método de inyección de aire o aceite en campo. Para probar el relevador en campo, para probar la operación de contactos de alarma, se debe inyectar aire desde una botella, de tal forma que el elemento caiga lentamente hasta que el contacto se active.

Para probar el elemento de corte, la válvula que controla la entrada de aire desde la botella deberá abrirse rápidamente y de esta forma deberá abrirse rápidamente y de esta forma hacer operar el mecanismo. En cada tipo de relevador una válvula de purga es suministrada para muestrear y liberar el gas de la parte superior del cuerpo del relevador. Esta puede ser adaptada para tomar muestra.

Los relevadores son probados bajo presión de 1.4 bar por seis horas. Los circuitos eléctricos son probados con pruebas momentáneas de aislamiento de 2000 volts y la resistencia de aislamiento medida a 500 volts y no es menor a 10 Megahoms.

Pasos para la prueba de operatividad del relé Buchholz con una prueba de del funcionamiento electromecánico del equipo:

#### Prueba mecánico

- Destornillar el tapón.
- Presionando el pulsador, se causa la bajada del primer flotador superior, causando la alarma del equipo.
- Se prosigue con la bajada del pulsador hasta el tope causando la apertura del interruptor que protege dicho circuito.
- Una vez soltado el pulsador los mecanismos vuelven a su posición inicial.

#### Prueba neumático

- Es la inyección de aire, para bajar el nivel de aceite al interior del rele causando el accionamiento de los flotadores.

#### Precaución

Las partes de los relevadores no deben de ser intercambiados entre otros tipos de relevadores, puesto que provocara que varíen los valores de calibración del mismo. Se recomienda no desarmar los relevadores ni cambiar el ángulo de accesorio plano del corte.

### **6.6.2 Relevador de Sobrepresión (63 P)**

Los relevadores de presión súbita (sudden pressure relays) brindan un excelente ejemplo de dilema clásico de la confiabilidad contra la seguridad de las protecciones. Aunque para confiabilidad de fallas internas del transformador, los relevadores de presión únicamente han limitado su protección contra disparo para eventos externos que se provoquen en el transformador.

Estos relevadores son dispositivos especializados de protección para detectar problemas del transformador, detectando cambios súbitos en la presión del transformador o gas debida a fallas internas. El relevador de presión súbita tiene una característica de tiempo inverso. Este opera más rápido para fallas severas, puede ser usado en conjunto con otros tipos de transformadores.

Se utiliza como accesorio de protección y su función se lleva a cabo cuando dentro o fuera del tanque del transformador presentan condiciones anormales que hacen fallar al transformador, se presentan condiciones que elevan la temperatura y presión interna del transformador y podría hacerlo explotar si esta presión no se libera inmediatamente.

El relevador mecánico de sobrepresión brinda esta protección por que sus sistema de desfogue y sellado son instantáneos y automático. Los materiales está constituido el relevador garantiza una alta resistencia a los rayos UV y ambiente altamente corrosivo, también consta este relevador con un perno indicador en color amarillo (indica si se ha activado por lo menos una vez).

Es posible medir los cambios con relevadores ubicados encima del nivel de aceite del transformador que detectan los cambios en la presión del gas. El relevador ubicado abajo del nivel de aceite mide un cambio en la presión del aceite. Todos los relevadores son diseñados calibrando de manera fina la presión con el fin de prevenir falsas operaciones.

Detecta algunos tipos de fallas que otros relevadores tales como los diferenciales y de sobrecorriente normalmente no pueden detectar. El relevador de sobrepresión puede detectar fallas internas tales como las fallas entre devanados y tiene un tiempo de operación de 0.5 o 37 ciclos. Su tiempo de operación puede variar dependiendo de la gravedad de la falla.





**Fig. 24** Válvula de Sobrepresión.

Estos relevadores son montados en tanque que han estado propensos a fallas. Estas han operado erróneamente debido a la vibración producida por: terremotos o muchos otros eventos que no estén relacionados con fallas. El relevador Buchholz es inmune a tales operaciones erróneas. Las mejoras de diseño realizadas a los relevadores de sobrepresión han reducido su tendencia a operar erróneamente.

Los cambios han mejorado la seguridad de estos relevadores de sobrepresión, pero no la han eliminado totalmente. Algunas versiones tienen dos o más ajustes de sensibilidad, la disminución de sensibilidad hace el relevador más inmune a eventos externos. Es de gran importancia conectar apropiadamente el relevador al dispositivo auxiliar de disparo.

Los contactos normalmente cerrados aíslan la bobina auxiliar de disparo, mientras los contactos normalmente abiertos energizan la bobina de disparo. Este diseño reduce la posibilidad de disparo falso para el contacto de rebote, se recomienda utilizarse para unidades de más de 5 MVA y como sugerencia usar este relevador por cada 40,000 litros de líquido aislante.

Para su montaje se debe montar en la parte superior del transformador en forma horizontal dejando una cámara de aire entre el líquido aislante y el diafragma de la

pieza. Las calibraciones de fábrica en los modelos de los relevadores de sobrepresión se calibran según la siguiente tabla.

<b>Modelo</b>	<b>Calibración lb/pul2 (psi)</b>	<b>Calibración en KPa</b>
0508-T	8	55.28
0509-T	9	62.19
0510-T	10	69.10
0511-T	11	76.01
0512-T	12	82.92

#### Lista de partes

<b>N° de referencia</b>	<b>N° de parte</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>
1	(ver modelo)	Relevador Mecánico de Sobrepresión	1
X1	s/n	Tornillo de sujeción	6
X2	s/n	Empaque	1

El mantenimiento de transformadores equipados con este tipo de relevador, deberá ser hecho con cuidado. La toma de muestras de aceite involucra algún riesgo de una falsa operación si no se siguen procedimientos apropiados. Se recomienda pruebas periódicas si es posible por el fabricante, esto asegura la confiabilidad del circuito de disparo completo.

## **6.7 Realización de la maniobra para la verificación de lógicas a protección de transformadores de potencia, a continuación la selección de catálogo de herramientas para realizar la maniobra. (Válvulas de Buchholz y Sobrepresión)**

- Equipos de pruebas
  - Amperímetro de gancho (1)
  - Equipo de prueba para esquemas de protección (1)
  
- Equipo de seguridad personal
  - Cascos dieléctricos con barboquejo (2)
  - Faja lumbar (2)
  - Gafas protectoras (2)
  - Guantes aislantes de clase 0 (2)
  - Guantes aislantes de clase 4 (2)
  - Guantes de piel suave (2)
  - Ropa y calzado normalizado (2)
  
- Herramientas
  - Bolsa de cables (1)
  - Brocha aislada de 1 pulgada (1)
  - Caja de herramientas (1)
  - Calculadora (1)
  - Cédula de cableado (2)
  - Cinta delimitadora (1)
  - Conos preventivos (4)
  - Cubeta o bolsa de plástico reciclable (3)
  - Desarmador de cruz de 6"x1/4" (1)
  - Detector de potencial (1)
  - Diagramas esquemáticos (1)
  - Equipo de puesta a tierra (4)

- Equipo de radio comunicación (1)
- Extensión eléctrica tipo industrial de 25 metros (1)
- Juego de desarmadores planos de 8"x1/4" y 10"x3/8" (1)
- Laptop (1)
- Mesa de trabajo (1)
- Peineta de trabajo (1)
- Pértiga universal de 4 secciones (1)
- Sillas (2)
- Tabla de trabajo (1)
- Tarjeta auxiliar color rojo (1)

➤ **Material**

- Afloja todo (1)
- Lija esmeril mediana (2)
- Solvente dieléctrico (1)
- Trapo industrial de algodón (3)

**Pasos generales iniciales**

❖ **Paso 1**

Solicitar registro ante el centro de control de distribución y/o subárea de control para librar el interruptor.

1.1.- el ingeniero realiza el registro.

❖ **Paso 2**

Reunión de inicio de jornada (RIJ).

2.1.- El personal del centro de trabajo se enumera.

2.2.- El personal dice su estado de salud.

- 2.3.- El personal hace algunos ejercicios para evaluar su condición física.
- 2.4.- El ingeniero pregunta sobre cómo se sintieron de salud después de hacer los ejercicios y cuáles son los trabajos relevantes para ese día.
- 2.5.- El ingeniero pregunta cuáles son los trabajos en condición relevante.
- 2.6.- El ingeniero pregunta cuáles son los riesgos de los trabajos de ese día.
- 2.7.- Se lleva a cabo la revisión espejo.
- 2.8.- Se lee el artículo del capítulo 100 relacionado a las maniobras a realizar.
- 2.9.- El personal dice y establece en voz alta el propósito o meta de la jornada.

❖ Paso 3

Recibir el plan de trabajo, formatos de prueba y datos teóricos esperados en la prueba realizando la planeación general en el centro de trabajo.

- 3.1.- Recibir el plan diario de trabajo.
- 3.2.- Se procede con la planeación general de trabajo a realizar.

❖ Paso 4

Realizar traslado al punto de trabajo.

- 4.1.- Dirigirse a la subestación con la camioneta, se debe tomar en cuenta el reglamento de tránsito y manejar a la defensiva.
- 4.2.- Antes de ingresar a la subestación se deberá solicitar permiso de acceso utilizando el radio para comunicarse con el centro de control.
- 4.3.- Se abre la puerta de acceso a la subestación, el técnico de protecciones ayudante podrá ayudar con esa actividad.

4.4.- Se procede a ingresar con la camioneta a la subestación, se deberán tomar las medidas de seguridad necesarias el conducir dentro del área.

❖ Paso 5

Hacer la planeación del trabajo en sitio para realizar las pruebas y llenar el formato de los 5 minutos (RIM).

5.1.- Se procede a llenar el formato de los 5 minutos.

5.2.- Se debe realizar una revisión visual del transformador de potencia CDF T1, esta incluye boquillas y bajada del cable a tierra, para realizar sus condiciones físicas y de operación. No debe haber objetos extraños.

❖ Paso 6

Delimitar el área de trabajo.

6.1.- Se abre la camioneta para acceder al equipo para acordonar el área de trabajo.

6.2.- Se bajan los postes y se colocan.

6.3.- Se coloca la cinta delimitadora.

❖ Paso 7

Coordinar con el centro de control el desarrollo de las maniobras para librar los interruptores y abrir las cuchillas.

7.1.- El técnico se comunica con el centro de control para solicitar la apertura del interruptor CDF 52010.

7.2.- El técnico se comunica con el centro de control para solicitar la apertura del interruptor CDF 72010

7.3.- El técnico se reporta con el centro de control para avisar que se abrirán las cuchillas CDF 72011.

7.4.- Se comienza con la apertura de las cuchillas CDF 72011, retirando el candado de bloqueo del mecanismo.

7.5.- El técnico se reporta con el centro de control para avisar que se abrirán las cuchillas CDF 72019.

7.6.- Se comienza la apertura de las cuchillas CDF 72019, retirando el candado de bloqueo del mecanismo.

7.7.- El técnico se reporta con el centro de control para avisar que se abrirán las cuchillas CDF 52019 y CDF 52011.

7.8.- Se saca la pértiga universal y se arma.

7.9.- Se comienza a abrir las cuchillas CDF 52019 y CDF 52011.

7.10.- El técnico avisa al centro de control que las cuchillas CDF 5019 y CDF 52011 quedaran abiertas.

#### ❖ Paso 8

Verificar la operación correcta del detector de potencial, verificar la ausencia de potencial e instalar el equipo de puesta a tierra en el transformador de potencia CDF T1, para poder solicitar una licencia en muerto.

8.1.- Se procede a verificar el funcionamiento del detector de potencial.

8.2.- Se procede a colocar el detector de potencial en la pértiga universal.

8.3.- Se procede a verificar la ausencia de potencial en el transformador de potencia T1, en el lado fuente como en el lado carga.

8.4.- Se coloca la escalera tipo tijera para instalar el equipo de puesta a tierra.

8.5.- Se baja el equipo de puesta a tierra y la pértiga de extensión de la camioneta.

8.6.- Se procede a sacar el equipo de puesta a tierra y también se lija el cable de tierra física.

8.7.- Se coloca el carrete en la tierra física que se lijo.

8.8.- Se procede a colocar el equipo de puesta a tierra en la pértiga de extensión y se instala en el lado fuente del transformador de potencia.

8.9.- Se realiza el mismo procedimiento para instalar el equipo de puesta a tierra en el lado carga del transformador de potencia y de esta forma dejar aislado por completo el transformador CDF T1.

#### ❖ Paso 9

Solicitar licencia en muerto; llenar y colocar la tarjeta auxiliar roja.

9.1.- El técnico solicita licencia en muerto.

9.2.- El técnico llena la tarjeta auxiliar roja correspondiente, con su número de licencia, número de registro y hora de inicio.

9.3.- El técnico coloca la tarjeta auxiliar roja en la sección donde se realizaran los trabajos en el gabinete PCYM.

#### ❖ Paso 10

Preparar dentro del cuarto de control los recursos indispensables como son: equipo de prueba, herramientas, materiales, etc., procurando se tengan fuentes de energía (VCA) accesibles y apropiadas.

10.1.- Para bajar los equipos, el técnico debe utilizar una faja lumbar para evitar posibles daños por cargar objetos pesados.

10.2.- Se bajan de la camioneta el equipo de pruebas y las herramientas necesarias para realizar las pruebas, las cuales se colocan dentro de la caseta de control.



- 10.3.- Se abre la caja del equipo de pruebas para iniciar su instalación.
- 10.4.- Se sacan las herramientas que se utilizaran para realizar las pruebas.
- 10-5.- Se mide el voltaje para comprobar que está dentro del rango aceptable 125 Volts.

❖ Paso 11

Encender, configurar y sincronizar el equipo de prueba y el equipo de cómputo.

11.1.- Revisión de diagramas trifilares y esquemáticos de control y cédula de cableado.

11.2.- Se conectan el equipo de prueba y la laptop a la corriente, así como la laptop al equipo de prueba.

11.3.- Se empieza a configurar la laptop para poder realizar las pruebas. Se verifica que estén activos los puertos de comunicaciones de la laptop, para ello se requiere los siguientes pasos.

11.4.- Ir a las propiedades de la opción equipo.

11.5.- Después se selecciona la opción propiedades.

11.6.- Seleccionar la opción para administrar dispositivos de la laptop.

11.7.- Se abren las propiedades de opción puertos.

11.8.- Una vez que se verifica que el puerto serial de comunicaciones (R5232) se encuentra activo y se identifica el número de puerto, para configurar la comunicación entre la laptop y el equipo de prueba, se minimiza la ventana del administrador.

11.9.- Del mismo modo se minimiza la ventana de propiedades del sistema de la laptop.

11.10.- Ahora se inicia el programa con el que se harán las pruebas y que corresponde al equipo de pruebas a utilizar.

11.11.- Se provee el nombre de usuario y la contraseña para poder acceder al sistema.

11.12.- Se verifica la configuración del sistema para la realización de las pruebas.

11.13.- Se verifican los datos con los que operará, tales como, puerto de comunicaciones, dirección IP, velocidad, base de datos, etc.

11.14.- Se inicia el panel de control del equipo de pruebas a través del menú tools, para verificar la conexión entre el equipo de prueba y la laptop.

11.15.- Se selecciona la opción F6000 control panel del equipo de prueba.

11.16.- Ya que se ha comprobado que el equipo de prueba y la laptop están conectados, se procede a minimizar la ventana de comunicación.

11.17.- Se configuran los voltajes y corrientes a través del menú tools.

11.18.- Se abre el panel de configuración de voltajes y corrientes del equipo de prueba.

11.19.- Una vez que se verificó que la configuración corresponde a la deseada; de 4 voltajes y 4 corrientes, se acepta dicha configuración.

### **Pasos objetivos.**

#### ❖ Paso 1

Efectuar las conexiones entre la peineta y el equipo de pruebas.

1.1.- Se acerca la bolsa de cables.

1.2.- Se revisa el diagrama esquemático.

1.3.- Se extraen los cables de la bolsa de cables. Se verifica su continuidad con el amperímetro de gancho.

1.4.- Se procede a conectar los cables de las corrientes del lado de alta tensión entre la y el equipo de pruebas. Se conectan las fases A, B y C las terminales 3,4 y 5 de la peineta respectivamente. Se conecta el cierre de la estrella de corrientes a la terminal 6 de la peineta. Se conecta las corrientes del lado de media tensión entre la peineta y el equipo de pruebas. Se conectan las fases A, B y C a las terminales 7, 8 y 9 de la peineta. Se conectan el cierre de la estrella de corrientes a la terminal 10 de la peineta. Se conecta el circuito de disparo entre el equipo de prueba de la entrada digital 1 y la terminal 16 B de la peineta y se conecta el punto de referencia del disparo en la terminal 16 A.

1.5.- Se inserta y asegura la peineta.

#### ❖ Paso 2

Verificar la pantalla del relevador que las mediciones de corriente sean cero y confirmar con el amperímetro de gancho en el cableado secundario en la parte posterior del relevador.

2.1.- Se confirma en la pantalla del relevador que las mediciones de corriente marquen cero, tanto en alta como en baja tensión.

2.2.- Medir la corriente con el amperímetro de gancho en la parte posterior del gabinete.

#### ❖ Paso 3

Realizar la extracción, verificación y respaldo de ajustes del relevador.

3.1.- Desconectar el cable de integración del relevador 351 A.

3.2.- Conectar el cable serial al relevador.

3.3.- Con el software propietario del relevador se hace la conexión al puerto frontal.

3.4.- Seleccionar la opción Parámetros.

3.5.- Se verifica que los datos de las opciones mostradas sean correctos.

3.6.- Una vez hecha la conexión se procede a leer los ajustes de la protección diferencial.

3.7.- Guardar los ajustes verificados del relevador.

3.8.- Guardar el archivo con el nombre CDF 86T1.

3.9.- Llenar el formato de pruebas de verificación de lógica de protección de transformador.

3.10.- Se corroboran los datos escritos en el formato de prueba.

#### ❖ Paso 4

Realizar la prueba de medición de parámetros eléctricos.

4.1.- Con ayuda del software del equipo de prueba, se realizan las pruebas de parámetros eléctricos, seleccionando la prueba de diferencial.

4.2.- Se selecciona la opción de medición de parámetros eléctricos.

4.3.- Se verifica que este seleccionada la opción requerida, para continuar con la prueba.

4.4.- Se verifica la configuración de la prueba, donde se inyectarán 1.67 Amperes secundarios en las fases A, B y C del lado de alta tensión. En el lado secundario se va a inyectar de forma automática de 3.4 a 3.5 Amperes. Los desplazamientos para el lado de alta tensión son, en la fase A, 0 grados, para la fase B, 240 grados y para la fase C, 120 grados. Para las señales de corriente del lado de baja tensión, la fase uno con 150 grados, la fase dos

con 30 grados y la fase tres con 270 grados y se configuran 6 corrientes para esta prueba.

4.5.- Se inyectan las señales de corriente al relevador diferencial. Se verifica en la interfaz del relevador y con el software propietario, cual es la medición que está entregando.

4.6.- Se verifican las mediciones alcanzadas con la prueba, para esta prueba los resultados son: para fase A del lado de alta tensión, 66.92 Amperes con 0.0 grados, la fase B, 66.82 Amperes con -119.87 grados, la fase C, 66.56 Amperes con 120.23 grados. Para el lado de baja tensión: la fase A 827.0 Amperes con 149.87 grados, para la fase B, 826.89 Amperes con 29.92 grados y la fase C, 826.76 Amperes con -90.04 grados. Verificando que al inyectar al relevador valores ideales de carga, responde de acuerdo a lo que se le está inyectando. Se procede a detener la prueba.

#### ❖ Paso 5

Realizar la prueba de Pick-up al elemento de sobrecorriente instantánea de fases que se encuentra configurado en la lógica de disparo rápido de bus (DRB), inyectando las señales de corriente.

5.1.- Se abre el software del equipo de prueba.

5.2.- Proveer los datos de login para acceder al software.

5.3.- Se abre la base de datos para iniciar las pruebas.

5.4.- Se selecciona la opción hoja de pruebas.

5.5.- Se selecciona la opción CDF 52010.

5.6.- Se abre la opción MANTTO para encontrar al relevador del transformador.

5.7.- Se realiza la prueba de Pick-up previamente cargada del disparo rápido del bus para fases.

5.8.- Se abre la definición de la prueba.

5.9.- Esta es una prueba de Pick-up con una rampa de corriente en pasos, con una duración de 10 ciclos, inicia en una corriente de 5 Amperes, hasta un límite de 6.5 Amperes, con incrementos de 0.1 Amperes. Se espera una corriente de 6 Amperes y deben activar las 3 corrientes para hacer la prueba de fase.

5.10.- Se procede a correr la prueba.

5.11.- La corriente esperada es de 6 Amperes y se obtuvo una corriente de 6.1, con un porcentaje de error de 1.67 y con una tolerancia de 6. Por lo tanto los resultados de la prueba son apropiados.

5.12.- Se procede a guardar los resultados.

5.13.- Se anotan los resultados.

5.14.- Se verifican los resultados

#### ❖ Paso 6

Realizar la prueba de tiempo de operación al elemento de sobrecorriente instantánea de fases que se encuentra configurado en la lógica de disparo rápido de bus (DRB), inyectando las señales de corriente.

6.1.- Para realizar esta prueba se tiene que abrir la prueba de tiempo de disparo rápido de bus para fases.

6.2.- En la ventana emergente se prosigue a abrir la definición de la prueba.

6.3.- Esta es una prueba en la que se tienen 2 estados, el primer estado es de pre falla con corrientes estables. El segundo estado es de falla, donde la corriente aumenta a un valor por encima del Pick-up, y en el cual se va a hacer la medición del tiempo de operación.

6.4.- Se espera un tiempo de 150 milisegundos, con una tolerancia de  $\pm 40$  milisegundos.

6.5.- Se tiene como resultado 175.3 milisegundos, 25.3 milisegundos de error, y por lo tanto los resultados son aprobatorios.

6.6.- Se procede a guardar los resultados para concluir la prueba.

6.7.- El técnico anota los resultados.

6.8.- se revisan los resultados.

#### ❖ Paso 7

Realizar la prueba de Pick-up al elemento de sobrecorriente instantánea de neutro que se encuentra configurado en la carga de disparo rápido de bus (DRB), inyectando las señales de corriente.

7.1.- Se abre la puerta de Pick-up para disparo rápido de bus de neutro.

7.2.- En la ventana emergente se prosigue a abrir la definición de la prueba.

7.3.- Es una rampa de una sola fase para neutro en pasos, con una corriente inicial de 1 Ampere cada 10 ciclos que aumentará cada 0.05 Amperes hasta llegar al límite de 2 Amperes, el objetivo de esta prueba es una corriente esperada de 1.5 Amperes con una tolerancia de  $\pm 5\%$ .

7.4.- Como resultado se tiene una corriente de 1.55 Amperes, con un valor esperado de 1.5 Amperes, con un error de 3.33 y una tolerancia de  $\pm 5$ . Por lo tanto los resultados de la prueba son aprobatorios.

7.5.- Se procede guardar el resultado para finalizar la prueba.

7.6.- Se anotan los resultados.

7.7.- Se revisan los resultados.

❖ Paso 8

Realizar la prueba de tiempo de operación al elemento de sobrecorriente instantáneo de neutro que se encuentra configurado en la lógica de disparo rápido de bus (DRB), inyectando las señales de corriente.

8.1.- En el software propietario del equipo de pruebas, se abre la prueba de estados.

8.2.- En la ventana emergente se prosigue a abrir la definición de la prueba.

8.3.- Se tiene en el primer estado una prefalla con 1 Ampere en la fase A, en el segundo estado se tiene una falla de 3 Amperes. Se va a contar el tiempo desde que inicia el segundo estado en falla hasta que el equipo de prueba detecte la entrada.

8.4.- La medición será de tiempo y se espera 150 milisegundos, con una tolerancia de  $\pm 40$  milisegundos.

8.5.- Se tiene como resultado 163.5 milisegundos, 13.5 milisegundos de error y por lo tanto los resultados son aprobatorios.

8.6.- En la ventana emergente se prosigue a guardar los resultados para finalizar la prueba.

8.7.- Se anotan los resultados.

8.8.- Se revisan los resultados.

❖ Paso 9

Efectuar el cierre a los interruptores asociados al transformador desde los mandos del tablero PCYM.

9.1.- Efectuar el cierre del interruptor CDF 72010.

9.2.- Efectuar el cierre del interruptor CDF 52010.



❖ Paso 10

Realizar la prueba de lógica de disparo por Buchholz, condicionado a la presencia de la alarma del mismo.

10.1.- En el gabinete de cableado del transformador, colocar un puente en el conducto de disparo por Buchholz 63B. Verificar que no opere el relevador de bloqueo sostenido 86T.

10.2.- Colocar un puente en el contacto de la alarma por Buchholz y verificar la operación del relevador de bloqueo sostenido 86T y la apertura de los interruptores.

10.3.- Verificar la alarma remota con el centro de control.

10.4.- Efectuar el intento de cierre de los interruptores desde el mando del tablero PCYM, para verificar el bloqueo del cierre.

10.5.- Normalizar el relevador de bloqueo sostenido 86T.

10.6.- Se anotan los resultados en el formato de pruebas a lógicas de transformadores.

10.7.- Se verifican los resultados.

❖ Paso 11

Realizar la prueba de lógica de disparo de la válvula de sobrepresión condicionando a la apertura del candado normalmente cerrado y al cierre del contacto normalmente abierto del instrumento.

11.1.- En el gabinete de cableado del transformador, colocar un puente en el contacto normalmente abierto del disparo por 63P. Verificar que no opere el relevador de bloqueo sostenido 86T.

11.2.- Abrir el contacto normalmente cerrado del disparo por 63P. Verificar la operación del relevador de bloqueo sostenido 86T.

11.3.- Verificar la alarma remota con el centro de control.

11.4.- Normalizar el relevador de bloqueo sostenido 86T.

11.5.- El técnico anota los resultados en el formato de prueba.

11.6.- Se verifican los resultados anotados.

❖ Paso 12

Realizar la prueba de lógica de disparo por sobre temperatura de devanados, direccionando al circuito y acondicionado a la presencia de la alarma de disparo de campo.

12.1.- Efectuar el mando de cierre al interruptor CDF 72010 desde el tablero.

12.2.- Efectuar el mando de cierre al interruptor CDF 52010 desde el tablero PCYM.

12.3.- Efectuar el mando de cierre al interruptor CDF 5110 (BC3) desde el primer tablero PCYM.

12.4.- Colocar un puente en el contacto de disparo por 49 T en el gabinete de cableado del transformador y verificar que no se abra el interruptor del circuito.

12.5.- Colocar un puente en el contacto de alarma por 49 T, verificar la apertura del interruptor CDF 5110 (BA3) y que estén cerrados los interruptores del transformador.

12.6.- Después de retirar el puente, se verifica la alarma con el centro de control.

12.7.- Anotar los resultados en el formato de prueba.

12.8.- Verificar los resultados anotados.

❖ Paso 13

Realizar la prueba a la lógica de bloqueo del disparo rápido de bus, inyectando las señales de corriente de manera simultánea tanto en el

relevador del esquema de protección del transformador como en el relevador del esquema de protección del circuito.

13.1.- En la parte superior del gabinete, energizar la entrada del relevador con la lógica de DRB.

13.2.- Se habilita la fuente de corriente I1 con un valor que ya está por arriba del instantáneo ajustado en el relevador.

13.4.- Verificar el cerrado del interruptor CDF 52010.

13.5.- En la parte posterior del gabinete, desenergizar la entrada del relevador con la lógica de DRB.

13.6.- Verificar el disparo DRB y la apertura del interruptor de lado de baja del transformador, deben estar encendidas el led de TRIP, en el led de A y el led 50 del relevador.

13.7.- Verificar la alarma remota con el centro de control.

13.8.- Efectuar el mando de apertura al interruptor del lado de alta del transformador, desde el mando del tablero PCYM.

13.9.- Anotar los resultados en el formato de prueba.

13.10.- Revisar los resultados anotados.

#### ❖ Paso 14

Realizar la prueba de lógica de disparo por falla simultánea en circuitos de distribución, inyectando las señales de corriente en el relevador del circuito.

14.1.- Desconectar la peineta e insertarla en el block de pruebas del gabinete del alimentador.

14.2.- Efectuar el mando de cierre al interruptor del circuito considerando en la lógica del mando del tablero PCYM.

14.3.- Llevar el desarmador y el puente a la parte superior del tablero.

14.4.- Energizar la entrada de arranque por fallas simultáneas, con ayuda de un puente.

14.5.- Se habilita la inyección de 5 Amperes en la corriente I1.

14.6.- Se procede a inyectarle corriente al relevador.

14.7.- Como se observa al intentar inyectar corriente, esto se dio en un tiempo muy corto.

14.8.- Verificar la apertura del interruptor CDF 5110 BA3

14.9.- Verificar la alarma con el centro de control

14.10.- Anotar los resultados en el formato de prueba.

### **Pasos generales finales.**

#### ❖ Paso 1

Verificar el autodiagnóstico del relevador de protección. Ejecutar el comando de estatus del relevador y validar parámetros.

1.1.- Se escribe el comando STATUS en la terminal del software del relevador.

1.2.- Se obtiene el estado del autodiagnóstico en el cual se muestra la letra W (Warning) para una alarma y la letra F (Fail) para una falla. Se muestra el estado de los sensores de corriente y de voltaje y los voltajes de las fuentes.

1.3.- Se observa los resultados en el formato de pruebas.

#### ❖ Paso 2

Verificar oscilografías y registros de eventos. Revisar la fecha y hora del relevador.

- 2.1.- Revisar los registros de los eventos de falla de las pruebas realizadas en el relevador.
- 2.2.- Maximizar el software del relevador desde la barra de tareas, para obtener los eventos en el menú tools.
- 2.3.- Se selecciona el menú tools.
- 2.4.- Se selecciona opción Events.
- 2.5.- Se obtiene los eventos registrados del relevador.
- 2.6.- Se selecciona la opción del tipo de evento.
- 2.7.- Se selecciona opción 16 Filtered.
- 2.8.- Se selecciona y obtiene el último evento.
- 2.9.- Se guarda el evento con el nombre Evento 1.
- 2.10.- Se cierra el módulo de eventos.
- 2.11.- Se selecciona el menú tools.
- 2.12.- Se selecciona la opción Events.
- 2.13.- Se selecciona opción View Event Files para visualizar las oscilografías.
- 2.14.- Se selecciona el evento previamente guardarlo.
- 2.15.- Se abre el evento seleccionado.
- 2.16.- Se observa una oscilografía que corresponde a una falla en la fase C. La parte de arriba muestra las corrientes y la parte de abajo los voltajes.
- 2.17.- Se selecciona Select Active Digitals, para visualizar las señales digitales.
- 2.18.- Verificar en la pantalla que se encuentran las señales que se requieren visualizar.

2.19.- Se observan las señales digitales que se activaron durante el evento y se puede observar una sección de la señal.

2.20.- Se puede observar una sección más pequeña de la señal.

2.21.- Se minimiza el módulo de gráficas.

2.22.- Se observa información referente a las oscilografías.

2.23.- se cierra el software propietario del relevador.

### ❖ Paso 3

Verificar el cableado externo, realizar el reapriete de tornillería y terminales a compresión, así como la limpieza general del relevador.

3.1.- Dirigirse a la parte posterior del relevador llevando el desarmador plano, la brocha y el trapo industrial.

3.2.- Se procede a hacer el reapriete de la tornillería y limpieza del relevador.

3.3.- Se realiza la limpieza de la parte de enfrente del relevador.

### ❖ Paso 4

Verificar la alarma de autodiagnóstico del relevador, abriendo y cerrando el interruptor termomagnético (ITM) de alimentación de corriente directa.

4.1.- Se observa el diagrama esquemático.

4.2.- Se opera la palanca del relevador ITM CB2 A5 y se observa que el relevador se haya apagado.}

4.3.- El técnico se comunica al centro de control para verificar el estado de la alarma.

4.4.- Se opera la palanca del relevador ITM CB2 A5 y se observa que el relevador se haya encendido.

4.5.- El técnico se comunica al centro de control para verificar el estado de las alarmas.

❖ Paso 5

Verificar y respaldar los ajustes finales del relevador de protección, llenar el formato de prueba.

5.1.- En el software propietario del relevador se localizan los ajustes finales.

5.2.- Se selecciona la opción Set 1.

5.3.- Se selecciona el apartado relacionado con la prueba de Directional Elements.

5.4.- Se verifican los ajustes finales del relevador y se crea un respaldo de los mismos.

5.5.- Se guardan los ajustes finales, usando el número de relevador e indicando la versión de los ajustes.

5.6.- Se anotan los ajustes finales del relevador en el formato de prueba comparándolos con los ajustes iniciales y revisando que no haya variación entre ellos.

❖ Paso 6

Apagar el equipo pruebas y verificar la peineta del block de pruebas del gabinete.

6.1.- Para apagar el equipo de pruebas se hace mediante el interruptor de encendido, en la posición de apagado.

6.2.- Se procede a retirar la peineta del block de pruebas.

❖ Paso 7

Verificar que todas las conexiones y condiciones operativas del equipo, hayan sido restablecidas.

7.1.- Se vuelve a conectar al relevador el cable de integración.

7.2.- Se cierra la puerta posterior del gabinete.

❖ Paso 8

Verificar y guardar el equipo de pruebas así como las herramientas utilizadas.

8.1.- Los cables y el equipo de pruebas deben ser limpiados antes de guardarlos.

8.2.- Se guarda el equipo de pruebas en su estuche así como la peineta y la tabla de trabajo en la caja de herramientas.

❖ Paso 9

Retirar el equipo de puesta a tierra para la devolución de maniobras.

9.1.- Se procede a retirar el equipo de puesta a tierra con la pértiga de extensión.

9.2.- Se guardan las piezas de puesta a tierra y se retira el carrete de la tierra física para guardarlos en la caja.

9.3.- Se cierra la caja del equipo de puesta a tierra para trasladarlo a la camioneta.

❖ Paso 10

Retirar la licencia ante el operador del centro de control.

10.1.- El técnico informa al operador de control que ya se terminaron los trabajos, para que éste retire la licencia.



❖ Paso 11

Realizar las maniobras con el centro de control para regresar a las condiciones operativas al transformador de potencia.

11.1.- El técnico se comunica con el centro de control para solicitar el cierre de las cuchillas CDF 52011 y CDF 52019.

11.2.- Se procede a cerrar las cuchillas CDF 52011 y CDF 52019, con la pértiga universal.

11.3.- Se guarda la pértiga universal.

11.4.- El técnico se comunica con el centro de control para confirmar que se cerrarán las cuchillas CDF 52011 y CDF 52019; además de pedir la autorización para el cierre de las cuchillas CDF 72019.

11.5.- Se retira el candado del maneral así como su perno para poder girarlo y cerrar las cuchillas CDF 72019.

11.6.- El técnico se comunica con el centro de control para avisar que se cerraran las cuchillas CDF 72019; además de pedir la autorización para el cierre de cuchillas CDF 72011.

11.7.- Se retira el candado del maneral así como su perno para poder girarlo y cerrar las cuchillas CDF 72011

11.8.- El técnico se comunica con el centro de control para avisar que se cerraran las cuchillas CDF 72011; y solicitar el cierre del interruptor CDF 72010.

11.9.- El técnico se comunica con el centro de control para que realice el cierre del interruptor CDF 52010.

❖ Paso 12

Verificar el estado de las alarmas y el equipo de operación en coordinación con el operador del centro de control.

12.1.- El técnico se comunica con el centro de control para verificar el estado de las alarmas.

❖ Paso 13

Retirar el acordonamiento del transformador de potencia.

13.1.- Retirar la cinta delimitadora, de los postes.

13.2.- Retirar los postes.

13.3.- Cerrar las puertas de la camioneta.

❖ Paso 14

Regresar al centro de trabajo de distribución.

14.1.- El técnico y el ayudante se retiran de la subestación.

14.2.- El ayudante abre el portón.

14.3.- El técnico avisa por radio que se retiran de la subestación.

14.4.- El técnico y el ayudante se trasladan al centro de distribución.

❖ Paso 15

Entregar los resultados (archivos y formatos de las pruebas realizados debidamente llenados y firmados) a la oficina de protecciones para que sean cargados al SIAD. Concluyendo con sus actividades de trabajo.

15.1.- El técnico entrega a la oficina de protecciones el archivo y los formatos de las pruebas realizadas, debidamente llenados y firmados.

## 7 Resultados y Conclusiones

### 7.1 Resultados

Disparo por Buchholz (63B) considerando la operación del cambio de estado del microswitch.

La protección mecánica del transformador 63B incluye contactos tipo “NA” y “NB”, con esta opción se evitara operaciones incorrectas por presencia de humedad en los registros de esta operación.

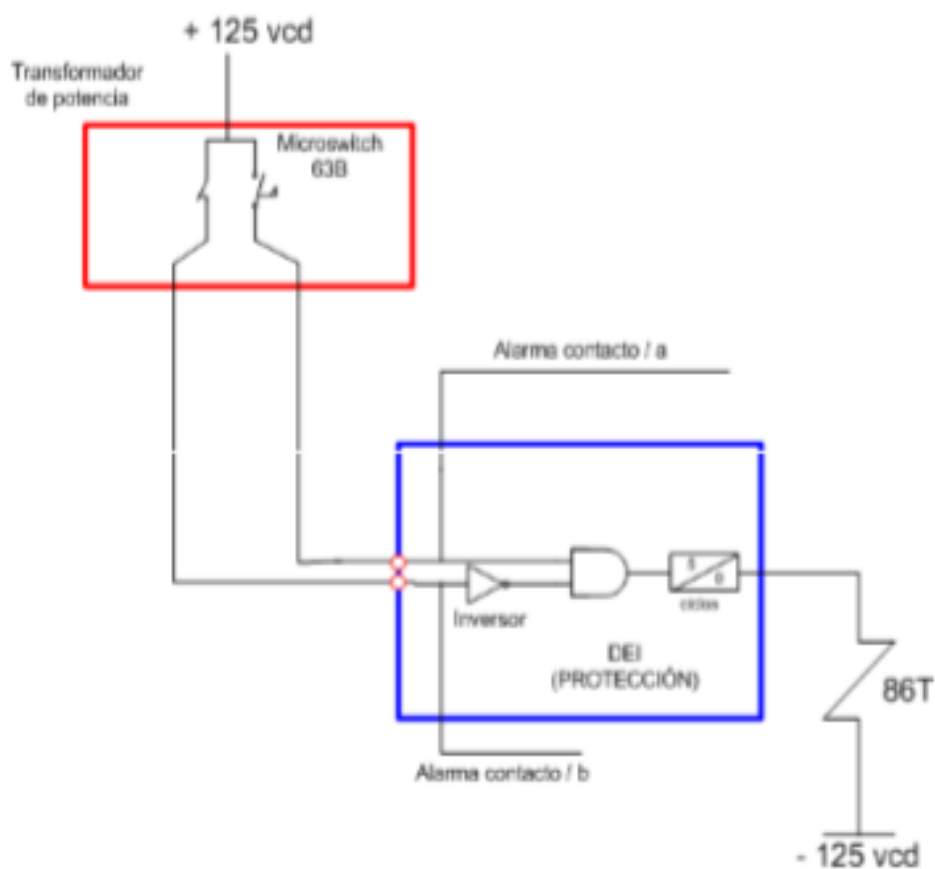
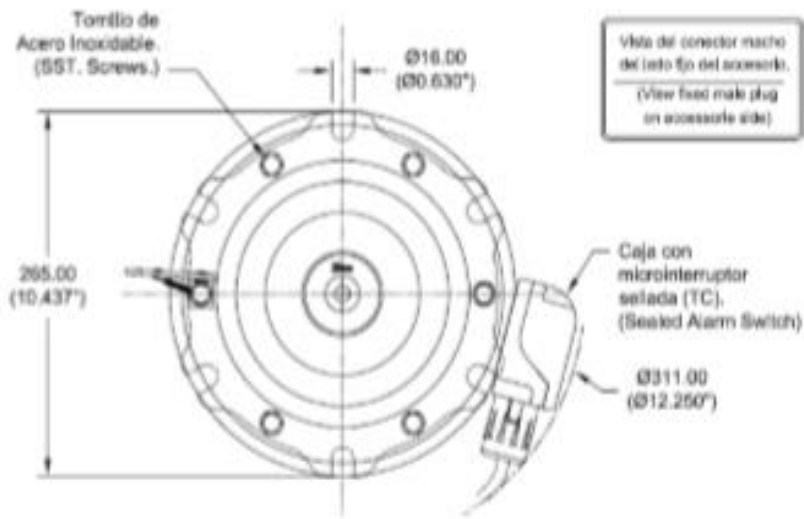
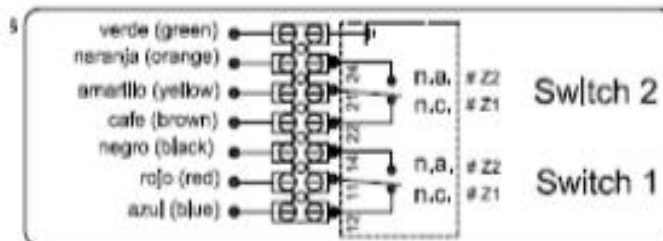
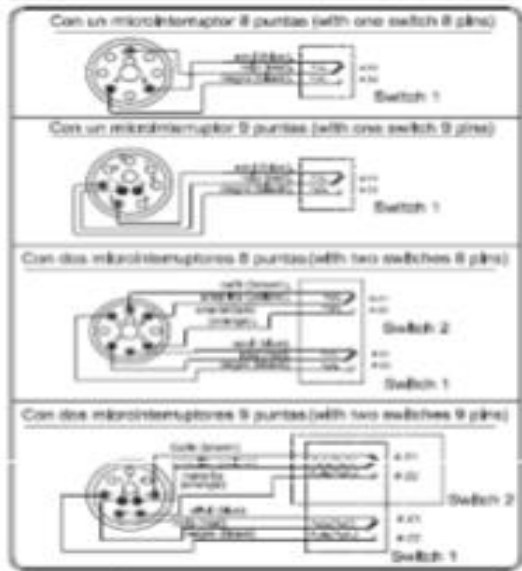


Fig. 25 Disparo de relevador Buchholz (63B)



**Diagrama de Conexiones (Wiring Diagram)**

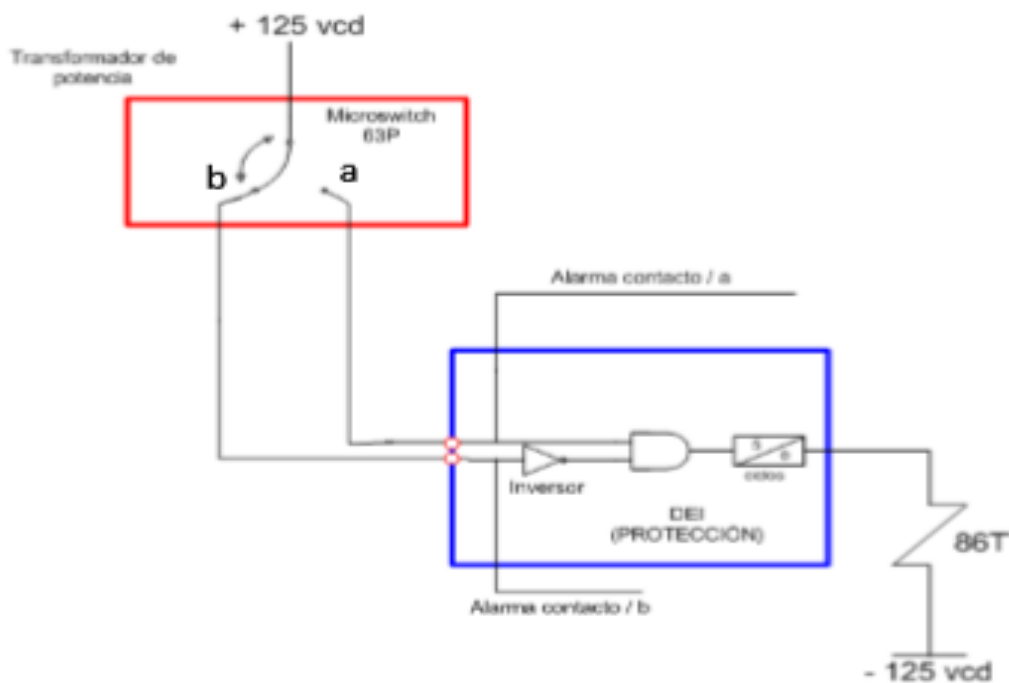


Conexiones disponibles para el cliente  
Available connections for customer.

**Fig. 27** Diagramas auxiliares 63B

## Disparo por 63P considerando la operación del cambio de estado del microswitch

Para la operación de la protección 63P es necesario que el contacto cambie de estado de la posición normalmente cerrado "NB" a normalmente abierto "NA", con esto se asegura la operación para que inclusive si se cierra el contacto "a" ya sea por humedad o por una acción accidental, no opere el 86T. En este arreglo no se requiere el permisivo de corrientes. El retardo de tiempo se deja disponible para



evitar disparo incorrecto por rebote de los contactos y considerar el tiempo de recorrido del contacto "b" al contacto "a".

**Fig. 26** Disparo de relevador de Sobrepresión (63P).

Diagrama de alambado para habilitar la protección 63P con arreglos de relevadores auxiliares.

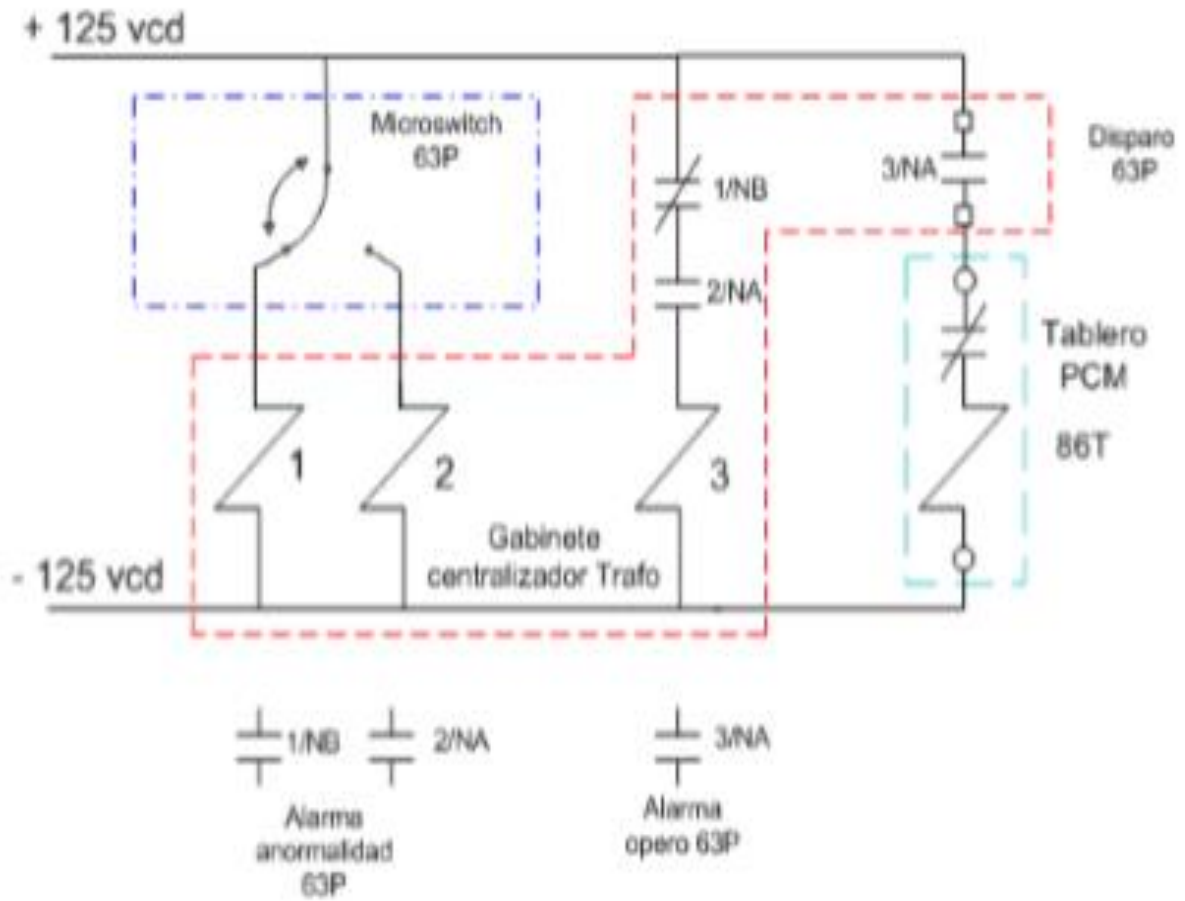


Fig. 28 Diagramas auxiliares 63P

## 7.2 Conclusiones

En este tema de protecciones para un transformador de potencia son temas fundamentales y los diferentes tipos de protecciones se presentan de una forma clara. El problema fundamental que se presenta, es la de proteger eficazmente el transformador de potencia de cualquier anomalía que presente, que pueden ser diferentes tipos de defectos y/o averías que se presenten en el mismo.

El relevador Buchholz se emplea principalmente en los transformadores de potencia y se utilizan como un dispositivo de protecciones sensibles al efecto de fallas dieléctricas dentro del equipo. Este relevador solo responde a fallas internas del mismo equipo, que cuando detecta una falla opera y deja fuera al transformador de potencia.

La magnitud de la corriente de falla, depende mucho de que fuentes de las que aportan la falla. El funcionamiento de estos relevadores está ligado al comportamiento del transformador de potencia, ya que son los primeros en censar una variación que se provoque en su interior del transformador, en lo contrario que detecte una falla este dispositivo de protección manda una señal para que opere.

Con un sistema de protección confiable se puede reducir el tiempo de duración de fallas, lo que se logra minimizar el tiempo de suspensión del servicio, este es un factor económico muy importante en la operación de todo red o sistema eléctrico de potencia.

## 8 Referencias bibliográficas

- [1] Máquinas Eléctricas - Stephen J. Chapman.
- [2] Sistema de Potencia – Análisis y Diseño – J. Duncan Glover & Mulukutla S. Serma.
- [3] Otto Blathy, Miksa Deri y Karoly, primer dispositivo considerado como transformador en 1885.
- [4] Gaulard y Gibbs, primera patente de un transformador en 1885.
- [5] Análisis de Sistemas de Potencia; John Grainger, William Stevenson.
- [6] Stephen Chapman, Máquinas Eléctricas, Tercera Edición.
- [7] SIRCAID, Sistema para Reportar, Controlar y Analizar Interrupciones en Distribución CFE, Gerencia de Distribución, División Golfo Norte, Noviembre 1982.
- [8] Moravej, DN Vishwakana, trabajo sobre la protección diferencial del transformador.
- [9] E. Vásquez, J. Pérez, aspectos generales de la protección de control cortocircuitos.
- [10] O. Torres, método de inteligencia artificial, utilizando redes neuronales para proteger los transformadores de potencia.
- [11] Ê. Segatto, D. Coury, propone un sistema para la clasificación del sistema de protección como un problema de reconocimiento de patrones que constituye un método alternativo a los algoritmos convencionales.
- [12] M. Geethanjali, et al, presentan un nuevo enfoque para clasificar los fenómenos transitorios en transformadores de potencia, los cuales pueden ser implementados en un relé digital para la protección diferencial del transformador.
- [13] W. Rebizant, presenta un enfoque adaptivo para la protección diferencial de generadores y transformadores para casos de falla con la saturación.



[14] Z. Movarej, presenta un esquema basado en una red neuronal para la restricción de armónicos en la protección diferencial del transformador de potencia.

[15] H. Khorashadi-Zadeh Z. Li, presenta un esquema basado en una red neuronal artificial para identificar un falla en la protección del transformador de potencia.

[16] G. E. Harper, Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores, editorial limusa, 1996, p.718.

[17] Mohammadi, Eslami, Bayat, GPRS based Distribution Transformers Monitoring System, Electricity Distribution.