



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGON**

**“ADMINISTRACION Y COSTOS DE MANTENIMIENTO PARA
TRANSFORMADORES DE POTENCIA”.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO
P R E S E N T A :**

**GARCÍA TRUJANO FERNANDO.
SALAZAR GALLEGOS ALFREDO.**

ASESOR: ING. BENITO BARRANCO CASTELLANOS



Estado de México

2008.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Indice	I
Introducción	II
Capitulo I El transformador, Conceptos de mantenimiento	1
1.1 Concepto de mantenimiento.	2
1.2 Actividades de mantenimiento.	3
1.3 Importancia y necesidad de mantenimiento	5
1.4 Definiciones.	9
1.5 Teoría general de mantenimiento.	10
1.6 Partes constitutivas del transformador	24
1.7 Devanados	28
1.8 Aislamientos.	29
1.9 Factores de afectación.	31
1.10 Aceite	37
1.11 Boquillas	48
1.12 Tanque	52
1.13 Cambiadores de derivaciones.	53
1.14 Indicadores.	56
1.15 Dispositivos de protección	59
1.16 Sistemas de alarmas.	59
1.17 Sistemas de preservación de aceite.	62
1.18 Sistema de enfriamiento.	63
1.19 Transformadores de corriente y potencial	67
CapituloII. Aplicación y esquemas de protección.	68
2.1 Motivos de la fluctuación de la tensión.	68
2.2 Regulación de tensión.	69
2.3 Clasificación de esquemas de protección	69
2.4 Aplicación en bancos de transformación	70
Capitulo III Costos de Mantenimiento para transformadores de luz y fuerza	81
3.1 Administración del mantenimiento	81
3.2 Planeación.	83
3.3 Aplicación de la administración del mantenimiento	86
3.4 Aspectos económicos.	88
3.5 El transformador como entidad económica.	89
3.6 Costos de operación.	90
3.7 Costos asociados a la seguridad de funcionamiento.	90
3.8 La reparación de transformadores.	92
3.9 Planteamientos de escenarios del problema de decisión.	94
3.10 Mantenimiento preventivo a transformadores.	97
3.11 Gestoría para libranza de energía eléctrica.	99
3.12 Pruebas de aceite aislante.	105
3.13 Pruebas a transformadores, distribución y potencia de baja, media y alta tensión.	116
Conclusiones	120
Glosario	121
Bibliografía	130

Introducción.

El ambiente competitivo que vive la mayoría de las empresas en un ambiente globalizado, hace necesario reforzar de una manera más sistemática el proceso de toma de decisiones, incluyendo en el proceso de análisis, tanto los aspectos técnicos como los económicos. El propósito de este trabajo de tesis es mostrar la situación actual, describir al transformador como una entidad económica, describir un método o alternativa de evaluación económica y varios escenarios en los cuales podría ser utilizado el método.

Actualmente, las reparaciones de transformadores de potencia en algunas compañías son llevadas a cabo evaluando solamente como alternativa de decisión las diferentes ofertas que proponen los diferentes “reparadores de transformadores” que concurren a una licitación. Normalmente, participan para la presentación de ofertas de reparación, solamente “reparadores” nacionales.

La participación del fabricante original aún cuando es deseable, no siempre es posible para un fabricante original, cuando tiene carga de trabajo, la reparación de transformadores, representa ocupar un espacio de planta y un tiempo que podría ser utilizado para fabricar un transformador nuevo, con el cual pueden alcanzar una mayor rentabilidad.

Una de las causas que contribuye a las prácticas actuales de no evaluar la alternativa de reparar o reemplazar, es la política de limitar el presupuesto de inversión al crecimiento de la capacidad instalada; nuevas obras o instalaciones. Reemplazar un transformador, implica dar de baja como activo el transformador a sustituir y dar de alta el transformador de reemplazo, incrementando el valor de los activos, sin ningún incremento en la capacidad instalada. Esto último, implica desde el punto de vista económico, incrementar los cargos fijos relacionados con el uso del capital para comprar un transformador nuevo, el incremento del valor de los activos a su vez aumenta el costo financiero derivado del costo del capital, sin ningún incremento marginal del ingreso por venta de energía, puesto que, se está reemplazando solamente la capacidad del transformador. Por otra parte, desde un punto vista de desempeño técnico, el reemplazo de un transformador con pérdidas

altas, con fallas o con defectos frecuentes que inciden en una alta indisponibilidad, implicará mejorar la seguridad de funcionamiento y reducir los costos de operación (menores pérdidas) y mantenimiento. Los transformadores de reemplazo al ser adquiridos con una especificación más moderna, orientada a las prácticas actuales, en las que se encuentra contenida una mayor experiencia y mayores requerimientos de monitoreo y diagnóstico, permitirán mejorar los índices de desempeño asociados al uso de un transformador nuevo. La decisión de reparar un transformador tiene como objetivos principales, recuperar la disponibilidad del transformador en el mínimo tiempo posible y maximizar la vida residual, minimizando el costo. La importancia de incluir en el alcance de la decisión, ***el reparar o reemplazar***, tiene que ver con la evaluación de la mejora del desempeño en servicio y con el hecho de que la vida residual de un transformador no puede extenderse al infinitum, normalmente entre más se extienda la vida de un transformador con problemas, pérdidas altas, etc., los costos directos de O&M, el riesgo de falla y sus efectos o daños consecuenciales serán más altos.

CAPITULO I. EL TRANSFORMADOR, CONCEPTOS DE MANTENIMIENTO

Al efectuar cualquier actividad de mantenimiento, es necesario prever que las condiciones de operación del equipo van a mejorar en forma optima o cuando menos aceptable y que de ninguna manera se va exponer al mismo o sus componentes a deterioros de cualquier clase que pudieran llegar a afectar su funcionamiento y/o reducir su tiempo de servicio.

También se requiere que el personal dedicado al mantenimiento de cualquier tipo de aparato, maquina o instalaciones reúna ciertos conocimientos básicos que les permita desarrollar su labor en forma segura y eficaz, utilizando adecuadamente los recursos materiales y la Información existentes; el alcance de estos conocimientos debe ir de acuerdo con las labores especificas a desarrollar según el nivel o categoría del trabajador, esta necesidad de capacitación dirigida en forma especial al mantenimiento, se hace mas patente en la persona que dirige o supervisa el trabajo, pues debe dominar una gama mas amplia de conocimientos, entre los que por su importancia destacan los siguiente.

- Planeación del trabajo y organización del personal.
- Principios de funcionamiento de los equipos a mantener, así como de sus dispositivos y accesorios.
- Uso de los equipos de proceso, equipos de maniobra, aparatos de medición y prueba, herramientas especiales y otros.
- Análisis e Interpretación del material de Información, como son; Instructivos, planos, tablas, diagramas, etc.
- Los procesos especiales mas comunes para algunos trabajos de mantenimiento, saber escoger y aplicar el mas adecuado según el caso que se presente.
- La relación que existe del aparato o equipo a intervenir con otros que operan en el mismo circuito, mecanismo, proceso o sistema y sus afectabilidades.
- Elaboración de reportes del estado del equipo antes y después de ejecutado el trabajo de mantenimiento, dando datos de las pruebas, observaciones y recomendaciones a seguir en futuras intervenciones.
- Por lo menos tener idea de las propiedades físicas químicas o biológicas de ciertos materiales o fluidos que se manejen.
- Las normas de seguridad.

En la medida que se cumpla lo anterior, redundara en llevar a feliz término cualquier actividad de mantenimiento ya sea programada o de emergencia.

Atendiendo a los conceptos anteriormente escritos, iniciare este trabajo definiendo lo que es mantenimiento, las clases en que se divide y las funciones que se realizan de acuerdo a la clase de mantenimiento de que se trate.

1.1. Concepto de mantenimiento

Se puede considerar como mantenimiento a la serie de actividades que hay que ejecutar para conservar las propiedades físicas de una empresa en condiciones seguras, eficientes y económicas.

Atendiendo a las funciones que se realizan, el mantenimiento se puede clasificar en:

- 1 Mantenimiento Predictivo.
- 2 Mantenimiento Preventivo.
- 3 Mantenimiento Correctivo.

1.1.1 Mantenimiento Predictivo.

Se basa en una serie de pruebas en el equipo estando dentro o fuera de servicio que permiten verificar el estado del mismo. Estas pruebas van dirigidas a comprobar su funcionamiento adecuado y que ciertas características, parámetros o valores se encuentren dentro de los límites establecidos en el diseño, en las normas en vigor y que estén de acuerdo con las experiencias adquiridas y las recomendaciones del fabricante. Además los datos obtenidos en las pruebas se comparan con los de fabricación, instalación y pruebas anteriores para formar el historial o estadística de la máquina o aparato en cuestión.

Variaciones notables con respecto al estado inicial de instalación y la tendencia de los datos estadísticos de diferentes pruebas predicen con cierta aproximación el grado de deterioro de alguno o varios de sus componentes, el tipo de mantenimiento preventivo o correctivo que es necesario aplicar y el tiempo que puede continuar operando el equipo con seguridad en espera del momento adecuado para la ejecución de los trabajos requeridos.

1.1.2. Mantenimiento Preventivo.

Consiste en la serie de trabajos que es necesario desarrollar en alguna máquina o instalación para cuidar que esta pueda interrumpir el servicio que proporciona. Esta serie de trabajos generalmente se derivan de las instrucciones que dan los fabricantes al respecto, y los puntos de vista que se tienen de los técnicos de mantenimiento según la especialidad. La clase de estos trabajos varía, pero estudiándolos se pueden

subdividir en dos grandes grupos, el primero de los cuales estará formado por los trabajos, que no necesitan de conocimientos profundos o herramientas especiales para ser atendidos (mantenimiento preventivo ligero), y el segundo grupo lo formaran los trabajos en los cuales es necesario el empleo de personal y herramientas especializados (mantenimiento preventivo) a fondo. Algunos trabajos de mantenimiento preventivo se pueden derivar de los datos obtenidos en el mantenimiento predictivo.

1.1.3. Mantenimiento Correctivo.

Es la serie de trabajos que es necesario ejecutar en las instalaciones, aparatos o maquinas a nuestro cuidado, cuando éstas dejan de proporcionar el servicio para el cual han sido concebidos. Este tipo de trabajos debe efectuarse de inmediato para que la Interrupción del servicio o producción sea lo mas corta posible y así evitar que las perdidas se eleven.

También este mantenimiento se divide en mantenimiento correctivo ligero y mantenimiento correctivo a fondo, según la importancia de los trabajos que hay que desarrollar para corregir la falla; el primero puede ser atacado con personal de escasa preparación y el segundo tipo de mantenimiento debe ser atendido por personal especializado.

1.2 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

Las actividades que tiene que efectuar normalmente el personal dedicado a aplicar mantenimiento son;

1.2.1 Inspección y pruebas.

Se efectúan para comprobar el funcionamiento seguro, eficiente y económico de los aparatos, maquinas y equipo de producción o servicio. De acuerdo con los datos que se obtengan se determinan los trabajos de mantenimiento que es necesario efectuar.

1.2.2 Servicio.

De esta actividad fundamental se derivan los siguientes elementos:

- Ajustes
- Limpieza de componentes y mecanismos
- Lubricación

- Pintura y protección anticorrosivo
- Desincrustación, etc.

1.2.3 Reparación.

Se efectúa cuando las condiciones del trabajo así lo requieren. Esta reparación se realiza con interrupción de la producción o sin interrupción de ella y por su magnitud puede ser una reparación mayor o una reparación menor.

1.2.4 Cambio.

Consiste en sustituir una pieza que ha agotado su vida útil por otra en perfecto estado. Se realiza previo estudio y se determina por razones técnicas, económicas y de seguridad.

1.2.5 Modificación.

Se efectúa alterando el diseño de la construcción original de un equipo para eliminar o reducir fallas repetitivas que por mal diseño están afectando la producción o el servicio; también se llegan a realizar modificaciones para aumentar la eficiencia y seguridad de una máquina y así aumentar la productividad de una empresa.

1.2.5 Manufactura.

Se realiza con dos finalidades fundamentales:

- 1a. Fabricar auxiliares para la producción.
- 2a. Fabricar refacciones para la maquinaria y equipo.

1.3 IMPORTANCIA Y NECESIDAD DE MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES, AUTOTRANSFORMADORES Y REGULADORES DE VOLTAJE.

En el desarrollo general e industrial de un país, es de vital importancia la disponibilidad de energía eléctrica, por ser el medio mas económico de tener fuerza motriz, iluminación, alimentación de diversos aparatos etc., y son evidentes los problemas que ocasiona toda deficiencia en el suministro de este fluido.

Las variaciones severas de tensión pueden dañar los motores y diversos aparatos o afectar seriamente su eficiencia, y en el caso de algunos equipos electrónicos y computadoras provocan un mal funcionamiento o la interrupción de procesos importantes. La interrupción del suministro, definitivamente causa problemas mas serios, como son: Suspensión de labores en industrias y comercios, suspensión de algunos servicios públicos, en hospitales puede ponerse en peligro la vida de algunos enfermos graves, en industrias como las fundidoras puede llegar a solidificarse el metal en el crisol ocasionando verdaderos problemas para volverlo a fundir, etc.

Los transformadores y reguladores de voltaje son elementos muy importantes en un sistema de suministro de energía eléctrica. Con los transformadores de potencia se hace posible el enlace de los diferentes niveles de tensión para transportar la energía desde las plantas de generación hasta los consumidores. Una operación inadecuada o el retiro obligado del servicio de un banco de transformación, puede causar serios trastornos a la operación estable del sistema o a la continuidad del servicio. Con los reguladores de voltaje se hace posible entregar la energía a los usuarios con la "calidad" de tensión aceptable, es decir, sin variaciones notables y dentro de los límites establecidos. La seguridad de una buena operación de los transformadores y reguladores de potencia depende básicamente de un programa de mantenimiento efectivo que permita controlar el estado de cada una de sus partes, a través de datos tales como: Temperatura, cargas de operación, condiciones de aislamiento, estado del liquido dieléctrico, estado del sistema de enfriamiento y el estado de sus dispositivos auxiliares, cambiadores de derivaciones, etc.

La calidad, confiabilidad e interpretación de los datos obtenidos, dependerá a su vez del conocimiento que se tenga del equipo y de la forma de desarrollar las pruebas que a él deben hacerse. Tomando en cuenta que la construcción de los transformadores, autotransformadores y los reguladores de voltaje es muy similar y que sus diferencias son fundamentalmente en lo que respecta a formación de las bobinas y a los cambiadores de derivaciones; para la aplicación del mantenimiento se pueden tratar en la misma forma, exceptuando los problemas relacionados con los cambiadores de derivaciones y sus controles, que se tratan en forma específica.

Por lo tanto para abreviar, al referirme al transformador incluyo también al autotransformador y al regulador de voltaje, a menos que se especifique o que sea evidente que se trata exclusivamente del transformador. La conservación en buen estado de operación de cualquier equipo eléctrico, depende de que sea llevado a cabo el mantenimiento predictivo y aplicado oportunamente el mantenimiento preventivo correspondiente. Como se sabe, los transformadores carecen de partes móviles (excepto en los que tienen circulación forzada de aceite, cambiadores de derivaciones bajo carga, etc.). Estas características representan una de las grandes ventajas de los transformadores en cuanto a operación y mantenimiento se refiere, también se puede considerar como una circunstancia favorable de los mismos el que se encuentren alojados en tanques herméticos. Los factores anteriores unidos al hecho de que generalmente su diseño les permite soportar sobrecargas durante periodos mas o menos largos dan lugar a que los transformadores requieran poco servicio de mantenimiento y por tal causa generalmente el personal se olvide por completo de su cuidado. En cuanto al equipo adicional de los transformadores, su mantenimiento es también demasiado importante y mucho depende de él, el buen funcionamiento del aparato principal

1.3.1. Mantenimiento Predictivo

La importancia que tiene el mantenimiento predictivo en los transformadores, se deriva de la dificultad que existe de aplicar mantenimiento preventivo a sus componentes internos, esto es debido a la poca disponibilidad de libramiento y principalmente a los graves problemas de contaminación del aceite y de sus aislamientos internos que se pueden presentar si se retira el aceite y se destapa el tanque. Actualmente se cuentan con aparatos y procedimientos que nos permiten detectar con bastante aproximación el estado de cada uno de los componentes del transformador. En base a lo anterior, cuando un transformador esta funcionando correctamente y las pruebas indican que no hay deterioros. es preferible dejarlo operando en esas condiciones, efectuándole mantenimiento preventivo solo a sus componentes externos, para no exponerlo al medio

ambiente y el personal que se introduciría en su tanque, ya que si se llegan a humedecer los aislamientos, los procesos de secado conocidos resultan muy costosos, complicados y requieren muchos días de trabajo. Las pruebas que se efectúan a los transformadores. Son dirigidas principalmente a la determinación del estado de:

El aceite aislante:

- Presencia de humedad
- Oxidación y acidez
- Tensión interfacial
- Gases disueltos, (composición)
- Rigidez dieléctrica
- Factor de potencia

Los aislamientos de Devanados y boquillas:	Resistencia dieléctrica, Factor de potencia.
Los devanados y conexiones	Resistencia óhmica Relación de transformación
Las protecciones y alarmas	Operación correcta de la protecciones Buchholz y las señales de alarma
El sistema de enfriamiento	Cargas de los motores y Operación correcta en automático y en manual
Cambiador de derivaciones	Operación correcta.

1.3.2 Mantenimiento Preventivo.

Este tipo de mantenimiento en el caso de los transformadores, es recomendable aplicarlo a los componentes internos, solo cuando los resultados obtenidos en el mantenimiento predictivo indiquen algún deterioro o degradación que justifiquen el retiro del servicio y también cuando durante la operación el aparato empieza a presentar síntomas de funcionamiento anormal que evidentemente sea producto de alguna anomalía interna, la cual quizá se pueda precisar por medio de pruebas antes de destapar el transformador, en caso contrario será necesario efectuar una revisión total, tomando todas las precauciones posibles para evitar que los aislamientos se vayan a humedecer durante

los trabajos correspondientes de revisión y de reparación, en su caso, los reguladores de voltaje y los transformadores que cuentan con cambiador de derivaciones bajo carga, al cumplirse cierto tiempo de servicio, cantidad de operaciones o ambos, requieren la revisión de los contactos y del mecanismo de operación, normalmente los fabricantes recomiendan la revisión cada año o cada cien mil operaciones.

En el mantenimiento preventivo que se aplica al exterior del transformador, no siempre se requiere sacarlo de servicio. Exteriormente se efectúan trabajos relacionados con limpieza, pintura, revisión y lubricación de los motores de ventiladores, ajuste de los aparatos indicadores, secado de la sílica del equipo de respiración o calibración de las válvulas de alivio y de alarma del sistema de sello de nitrógeno, etc. A un transformador se le puede aplicar mantenimiento preventivo mayor o mantenimiento preventivo menor. Se considera mantenimiento preventivo menor aquel en el que no hay necesidad de librar al transformador a el libramiento es requerido durante un corto tiempo. El mantenimiento preventivo mayor es aquel que para ejecutarlo es necesario dejar fuera da servicio al transformador por un periodo mayor, de días o semanas, por ejemplo, el cambio de aceite o el proceso de secado.

1.3.3 Mantenimiento Correctivo.

En los transformadores se presentan fallas que por sus consecuencias se pueden dividir en dos clases, una en la que se Incluyen las fallas que se producen en partes fundamentales del aparato provocando la operación de las protecciones que lo dejan fuera de servicio o que hacen necesario su libramiento de inmediato por representar el peligro de un disturbio con resultados mas graves para ese u otros equipos, y otra en la que se incluyen las que se producen en sus equipos y dispositivos accesorios y normalmente no es necesario librar al transformador, pudiéndose efectuar la reparación estando en servicio o si se requiere librarse se pueda programar para otra ocasión mas conveniente en que se pueda transferir las carga a otro u otros bancos de transformación.

En el primer caso, en ocasiones las reparaciones se pueden efectuar en el mismo lugar y normalmente tardan varios días o semanas, pero sise tiene el peligro de que se humedezcan los aislamientos o si los efectos de la falla fueren severos, lo que procede es retirarlo de su base y enviarlo al taller, donde se cuenta con las condiciones y los recursos apropiados para efectuar la reparación satisfactoriamente. En los talleres de Luz y Fuerza, se tiene una sección dedicada exclusivamente a la reparación de transformadores de potencia y distribución. En la medida que aumente la necesidad de aplicar mantenimiento correctivo, se hace más evidente que tanto el mantenimiento predictivo como el preventivo no se están cumpliendo correctamente.

1.4 DEFINICIONES

1.4.1 EL TRANSFORMADOR

El transformador es un maquina estática, empleado para transferir la energía eléctrica de un circuito de corriente alterna primario a otro(s) sin variar la frecuencia. Su funcionamiento se basa en el principio de la Inducción electromagnética de un arrollamiento conductor a otro(s) dispuesto en el mismo circuito magnético. La transferencia de la energía va acompañada normalmente pero no siempre, de cambios en los parámetros de tensión y corriente.

Un transformador puede recibir energía y devolverla a una tensión muy elevada, en cuyo caso se llama transformador elevador, o bien puede devolverla a una tensión más baja, en cuyo caso es un transformador reductor. En el caso que la energía entregada tenga la misma tensión que la recibida, el transformador se dice que tiene una relación de transformación igual a la unidad. Los transformadores elevadores se usan principalmente en las plantas generadoras o en subestaciones que tienen que transmitir la energía a grandes distancias. Los transformadores reductores se utilizan en las plantas generadoras para sus auxiliares y en las subestaciones para abatir el voltaje a valores adecuados para la distribución de la energía a otras subestaciones secundarias o a los consumidores.

1.4.2 EL AUTOTRANSFORMADOR

El autotransformador cumple las mismas funciones que el transformador, pero su tratamiento teórico es algo distinto y se denominan aquellos en los que una parte del arrollamiento es común al circuito primario y al secundario.

Consta de dos devanados conectados en serie, uno de ellos se denomina de devanado común y el otro devanado serie.

1.4.3 DEL REGULADOR DE VOLTAJE

Es un aparato eléctrico cuya función consiste en mantener la energía entregada a la carga en un nivel de tensión dentro de ciertos límites máximos y mínimo permisible, compensando inclusive las desviaciones debidas a la resistencia y la reactancia de la línea.

1.5 TEORIA GENERAL DEL TRANSFORMADOR

1.5.1 Principios de Funcionamiento.

En la figura 1-1, se representa un transformador monofásico. Como se puede ver, consta de dos arrollamientos, uno se denomina primario y recibe la energía eléctrica a la tensión eficaz V_1 , y el otro, es el secundario que la entrega a la tensión V_2 , ambos están enlazados por un núcleo común de material ferromagnético, en el cual se forma el flujo magnético que da lugar a la inducción electromagnética. Cualquiera de los dos arrollamientos puede cumplir la función de primario o secundario, y es por esto que se les considera indistintamente, y las teorías existentes son válidas cualquiera sea el que actúe como primario.

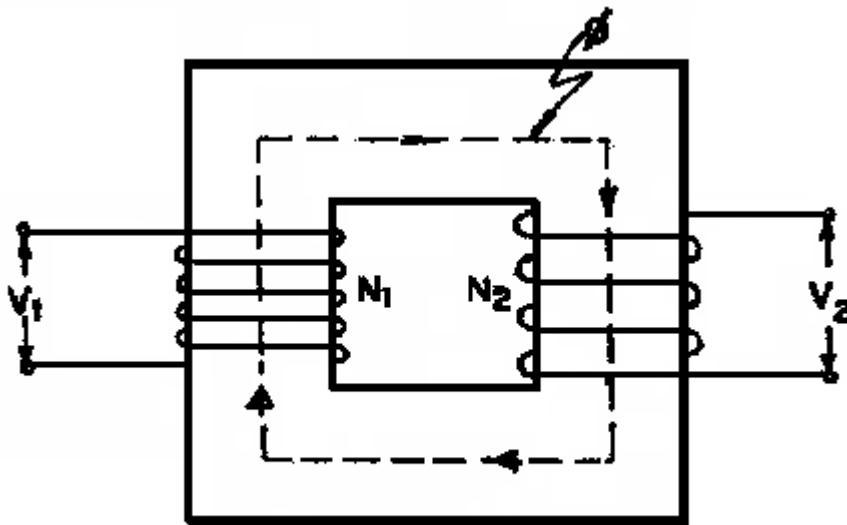


Figura 1-1

Durante el funcionamiento en vacío, el transformador está alimentado por el primario con la tensión V_1 , mientras que el secundario está abierto, y para la formación del flujo Φ se produce una corriente llamada de excitación o de vacío I_0 , la cual tiene dos componentes: Una llamada magnetizante I_m es la que genera el flujo y que está en fase con el, y otra que está en fase con la tensión, y que sirve para compensar las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas en el núcleo I_{h+e} .

$$I_0 = I_m + I_{h+e}$$

En general, la corriente I_0 es muy pequeña y suele ser del 1 al 3% de la nominal.

El producto:

$$V_1 I_{h+e} = P_{fe}$$

Es la potencia de pérdidas en el hierro, medida en watts, y

$$V_1 I_m = P_{mg}$$

es la potencia de magnetización, medida en volt-ampere-reactivos.

La potencia absorbida al vacío P_0 , es numéricamente Igual a la de pérdidas en el hierro más las del efecto joule en el primario.

$$P_0 = P_{fe} + I_0^2 R_1$$

Donde R_1 es la resistencia efectiva del bobinado primario.

No todo el flujo generado. Por el transformador, a causa de las dispersiones magnéticas, se concentra en los dos arrollamientos. Estas dispersiones producen flujos, llamados de dispersión porque en lugar de encausarse por el hierro una parte de las líneas de campo se dispersa cerrándose por el aire, esto da lugar a que se tenga una caída debido a la reactancia de dispersión X_1 y además otra caída producida en la resistencia propia del bobinado R_1 . En el funcionamiento en vacío se tiene, por tanto:

$$\overline{V}_1 = -\overline{E}_1 + \overline{I}_0 (R_1 + jX_1)$$

es decir, la tensión aplicada ha de equilibrar a la fuerza contraelectromotriz primaria y a las caídas ohmicas e inductivas primarias; las secundarias son nulas, ya que $I_2 = 0$.

En la figura 1 - 2 se presenta el diagrama vectorial del transformador funcionando en vacío.

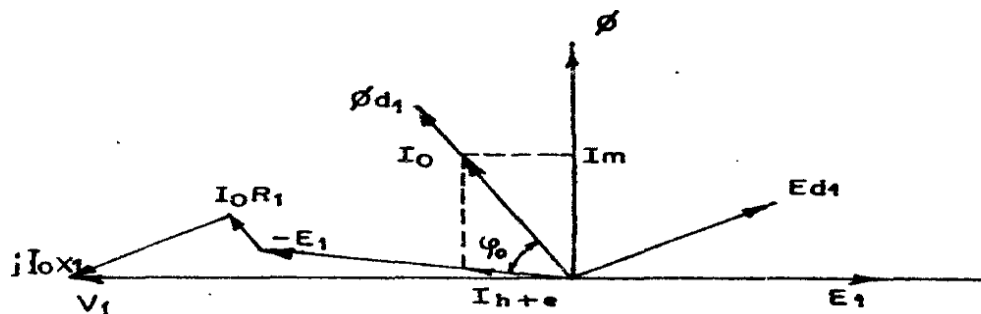


Figura 1-2

Al conectar una carga en el secundario, circulara por ese arrollamiento la corriente I_2 que ocasionara los siguientes efectos:

- 1.- Caída de tensión por resistencia.
- 2.- Calda de tensión por reactancia (dispersión del secundario).
- 3.- Efecto desmagnetizante en el núcleo.

Los dos primeros efectos son similares a los vistos para el primario, y conducen a una tensión en las terminales del secundario distinta que la f.e.m. $E_2 \neq V_2$. El tercer afecto se refiere a que al circular corriente por el secundario, este bobinado actúa creando un flujo que se opone al principal ϕ existente en vacío. Pero para mantener el equilibrio, el flujo principal debe conservar su valor para que la f.e.m. inducida se conserve, razón por la cual el bobinado primario permite el paso de una corriente adicional que origina un flujo igual y opuesto al que origina el arrollamiento primario.

Es decir, si al arroyamiento secundario con impedancia $Z_2 = R_2 + j X_2$ se le conecta una carga con impedancia $Z_c = R_c + j X_c$, se tiene una corriente secundaria $I_2 = E_2 / Z_t$ en el circuito de Impedancia total $Z_t = Z_2 + Z_c$ y, en los bornes secundarios del transformador, se obtiene la tensión:

$$\overline{V}_2 = \overline{E}_2 - \overline{I}_2 (\overline{R}_2 + j \overline{X}_2)$$

La circulación de I_2 produce en el primario la absorción de la corriente de reacción I_r ; por tanto, con el transformador en carga, circula por dicho arrollamiento la corriente I_1 , siendo la tensión aplicada:

$$\overline{V}_1 = -\overline{E}_1 + \overline{I}_1 (\overline{R}_1 + j \overline{X}_1)$$

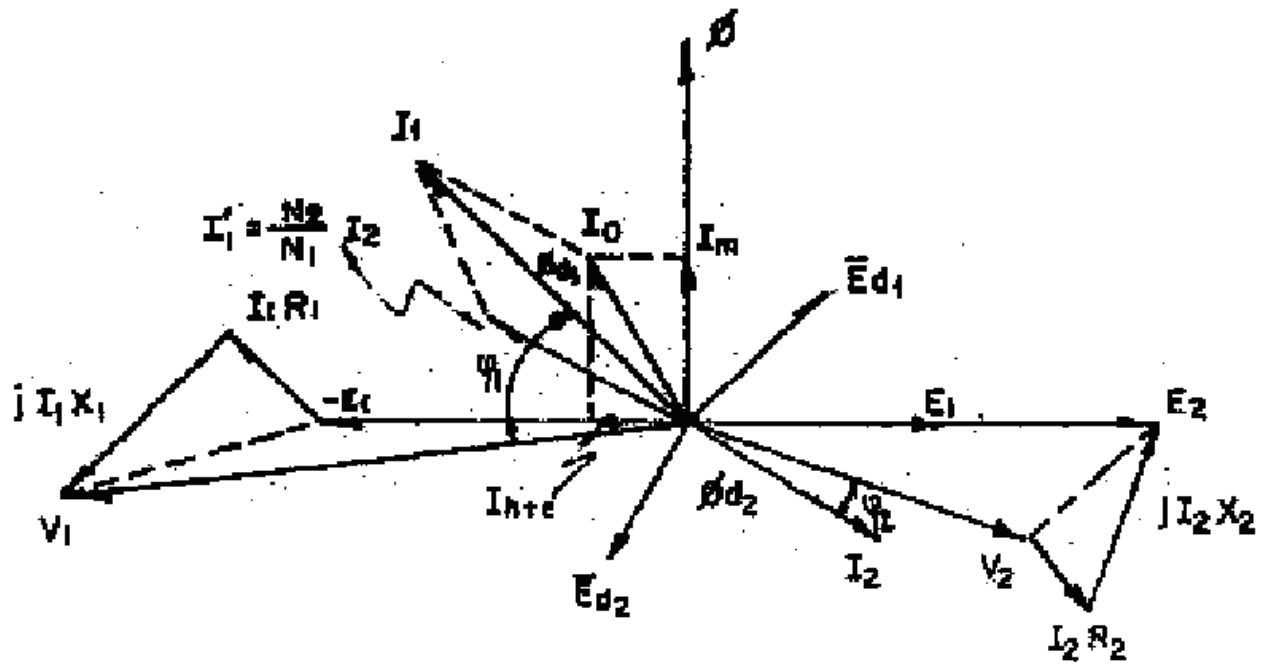


Figura 1-3

El circuito equivalente de un transformador se utiliza para efectuar el análisis y los cálculos numéricos del mismo y en el se representa un circuito eléctrico da Igual comportamiento que el transformador. En el circuito equivalente da la figura 1-4 las bobinas qua representan al acoplamiento magnético se supone qua no tienen resistencia y que tampoco producen flujo disperso, sino tan solo el principal, y en el análisis se debe tomar en cuenta la relación de espiras que guardan entre si.

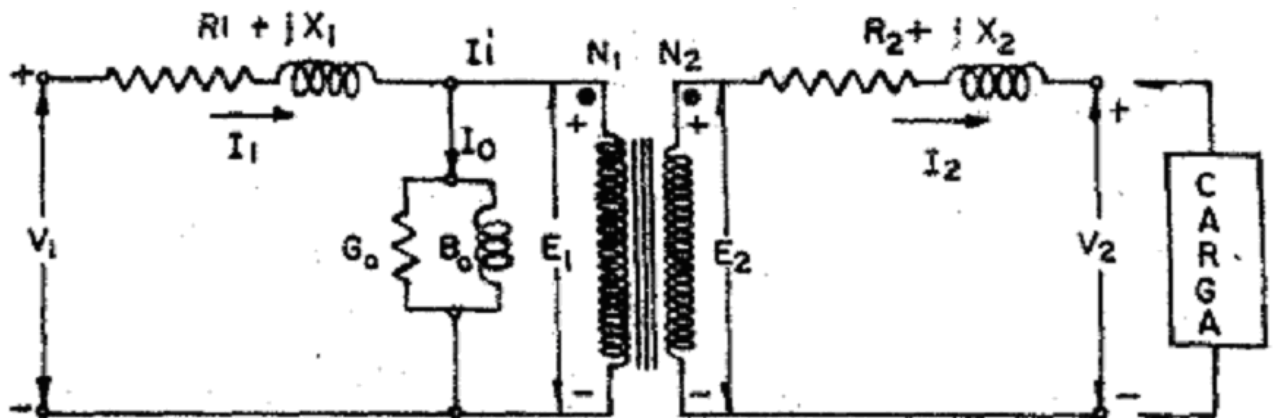


Figura 1-4

1.5.2 Regulación

En un transformador sin carga las corrientes I_2 e I_1' son iguales a cero y solamente circula en el primario la corriente de excitación I_0 , siendo I_0 una corriente muy pequeña la caída de voltaje que se produce en $R_1 + j X_1$ es insignificante y por lo tanto como $V_1 \approx -E_1$ y $N_1 / N_2 = E_1 / E_2 \approx V_1 / V_2$ tenemos:

$$V_2 \approx N_2 / N_1 (V_1)$$

Cuando se conecta la carga, las corrientes que circulan en el primario y en el secundario provocan una caída de tensión en $(R_1 + j X_1)$ y en $(R_2 + j X_2)$ respectivamente y resulta que: $V_1 > -E_1$ y $E_2 > V_2$, por lo que:

$$V_2 < N_2 / N_1 (V_1)$$

Si llamamos:

V_0 = Tensión secundaria en vacío.

V_2 = Tensión secundaria en carga.

r = Regulación en %.

La regulación de un transformador se puede obtener con la formula:

$$r \approx \frac{(V_0 - V_2)}{V_2} \times 100$$

1.5.3 Operación en Paralelo.

En la operación de las subestaciones se requiere en unos casos mantener conectados dos o mas transformadores en paralelo, en otros casos el paralelo se forma solo en ocasiones.

Un paralelo de transformadores, se efectúa cuando reciben la energía de la misma fuente y la entregan a la misma carga.

En la figura 1-5 se ven dos transformadores monofásicos trabajando en paralelo. Pueden colocarse tantos como se desee, según lo requiera el consumo de la carga.

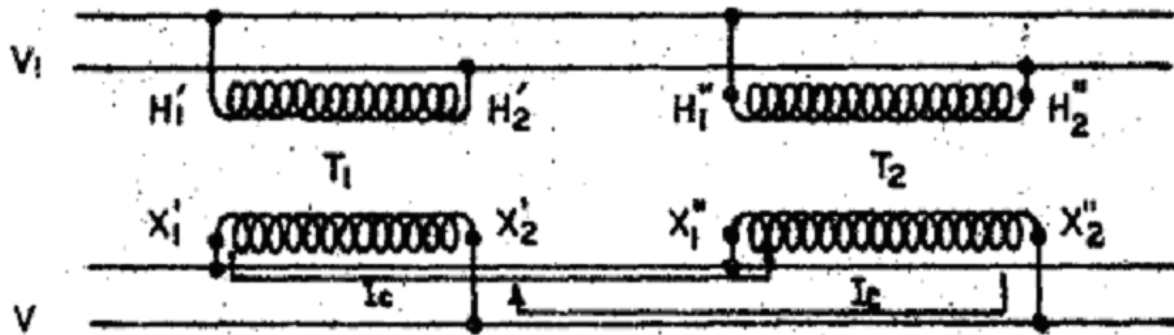


Figura 1-5

Para la puesta en paralelo deben cumplirse ciertos requisitos, que son:

Para transformadores monofásicos:

- 1) Igual relación de transformación
- 2) igual polaridad
- 3) igual caída óhmica
- 4) igual caída reactiva por dispersión

Para transformadores trifásicos:

- 1) igual relación de transformación
- 2) igual defasaje y sentido de rotación de las fases (igual grupo de conexión).
- 3) Igual polaridad.
- 4) Igual caída óhmica.
- 5) Igual caída reactiva por dispersión.

Evidentemente la frecuencia debe ser la misma.

Las condiciones 1 y 2 en monofásicos y 1, 2 y 3, en trifásicos son indispensables, y si no **se** cumple alguna, el paralelo es imposible. Esta afirmación se toma con reserva, ya que en muchos casos, los transformadores pueden llegar a soportar el régimen impuesto y sus características de funcionamiento aunque no sean las adecuadas, pueden ser aceptables, las condiciones 3 y 4 y 4 y 5 no son indispensables, y solo tienden a un mejor funcionamiento y mayor aprovechamiento de sus características.

Si en la figura 1-5 se analizan solo los secundarios de los dos transformadores, aislados de sus primarios, por comodidad, y se aprecia que están en serie entre sí, aunque su paralelo con respecto a la red secundaria, se determina que el valor de la corriente

circulante I_c en los secundarios de ambos transformadores, es Independiente de la carga y depende de los valores de las fuerzas electromotrices y las impedancias, según se ve en la siguiente formula.

Formulas (I-10)

Como las Impedancias secundarias son pequeñas, cualquier diferencia entre las fuerzas electromotrices da valores altos de I_c . Y como la corriente I_c no se utiliza en el circuito exterior, constituye una perdida que disminuye la capacidad de carga de los transformadores. Para los transformadores trifásicos es necesario determinar a que grupo de conexión pertenecen para poder cumplir la segunda condición. Ahora, si se utiliza el circuito equivalente de dos transformadores conectados correctamente en paralelo, referidos al secundario, según se ve en la figura 1-6, se obtienen las formulas para calcular el valor de la corriente de cada uno.

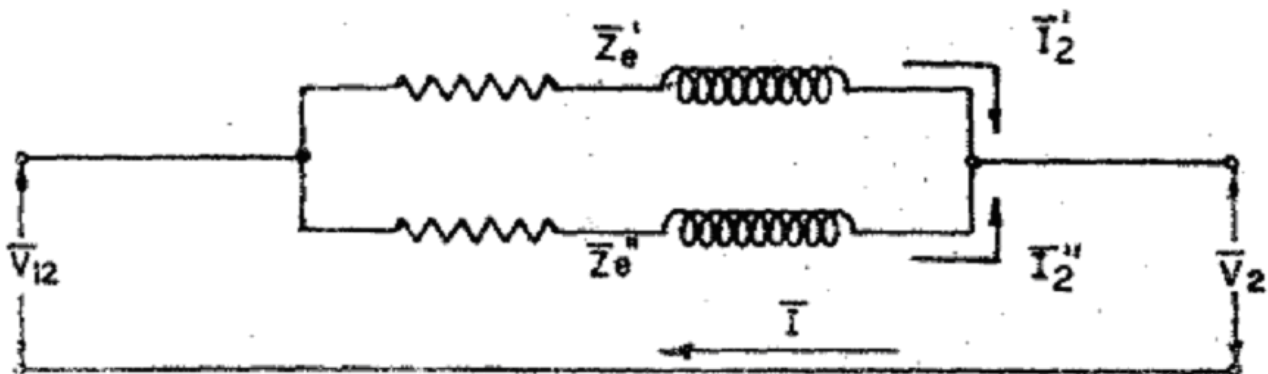


Figura 1-6

Formulas (1-11 y 1-12)

Por ejemplo:

Si dos transformadores son de igual potencia y sus impedancias iguales, la carga se reparte mitad a cada una.

Si $Z_e' \neq Z_e''$ uno estará sobrecargado y el otro trabajando por debajo de su valor nominal.

Si los transformadores son de distinta potencia, y uno es de doble potencia que el otro, su impedancia debe ser la mitad, para que la carga se reparta proporcionalmente.

Además para que se tenga un mejor funcionamiento y aprovechamiento de las características de los transformadores, se debe procurar que:

En forma general, se pueden resumir las condiciones en paralelo así:

- 1) igual polaridad
- 2) igual relación de transformación
- 3) igual grupo de conexión
- 4) Iguales tensiones nominales
- 5) relación de impedancias equivalentes; Inversamente proporcionales a las corrientes nominales.
- 6) igual relación: resistencia a reactancias equivalentes.

1.5.4. Conexiones del Transformador Convencional y del Autotransformador:

Se conocen actualmente varias formas de conexiones de transformadores, algunas de ellas, como las utilizadas para la transformación de fases, que solo sirven para casos muy específicos y que se efectúan empleando transformadores apropiados, as tenemos por ejemplo, la conexión Scott y la conexión T, En el caso que nos ocupa, me referiré solamente a las conexiones usuales de los transformadores y autotransformadores de potencia instalados en las instalaciones y plantas de la Empresa Luz y Fuerza.

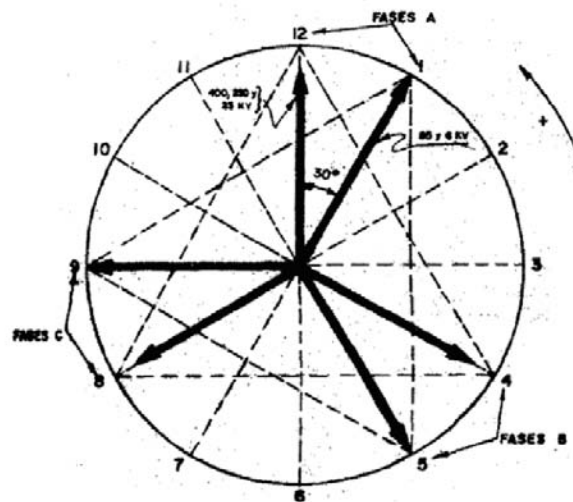
Para analizar adecuadamente los tipos de conexiones usadas en la transformación de unos a otros niveles de tensión, es necesario primero conocer los diferentes niveles normalizados de tensión que existen en el sistema y segundo conocer los defasamientos que existen entre ellos.

Como se sabe, la energía eléctrica comercial, es generada, transmitida, por medio de circuitos trifásicos; empleándose en cada red de circuitos un nivel de tensión apropiado técnica y económicamente, así tenemos que en el sistema de Luz y Fuerza existen los siguientes niveles de tensiones normalizados: 400, 230, 85, 23 y 6 KV, y la baja tensión que corresponde a 220 volts entre fases y 127 volts de fase a neutro. La tensión de generación corresponde a 11.5 KV.

La coincidencia o defasamiento que existe entre los diferentes niveles tensión del sistema se pueden ver en la figura 1-7, que es una representación fasorial de los voltajes por medio de números horarios, en el cual se toma en cuenta lo siguiente:

- 1) La secuencia de rotación positiva de los favores, es en el sentido contrario a las manecillas del reloj.
- 2) Se toma como referencia para fijar los índices horarios 12, 4 y 8 la red de 230 KV.
- 3) La diferencia angular entre dos índices consecutivos es 30° eléctricos.
- 4) El orden alfabético de las fases A, B, C, corresponde a la secuencia positiva.

Cuando se requiere conectar un transformador en cualquier subestación, se deben tomar en cuenta las condiciones establecidas de la conexión en paralelo, pues normalmente se forman paralelos por ambos lados, con bancos de transformadores de la misma subestación y con los bancos conectados a las redes de las tensiones correspondientes.



TENSION DE LA RED (KV)	DESIGNACIONES HORARIAS DE LAS FASES		
	A	B	C
400	12	4	8
230	12	4	8
88	1	5	9
23	12	4	8
4	1	5	9

Figura 1-7 REPRESENTACION FASORIAL DE LAS TENSIONES DEL SISTEMA DE LUZ Y FUERZA POR MEDIO DE NUMEROS HORARIOS

Como se vio en la figura 1-7 al sentido de rotación y la coincidencia o desplazamiento angular de los fasores de las diferentes tensiones normalizadas del sistema de Luz y Fuerza están perfectamente definidos y por lo tanto el diagrama fasorial del banco, ya sea compuesto de tres transformadores monofásicos o de uno trifásico, deberá ser el adecuado a las tensiones en que va a funcionar.

En las figuras 1-8 a 1-18 se presentan los esquemas de conexión física de transformadores monofásicos, transformadores trifásicos y autotransformadores, y los diagramas vectoriales correspondientes de los bancos de potencia utilizados en cada caso de transformación de uno a otro nivel de voltaje que se tienen en el sistema de Luz y Fuerza.

Cuando se desconecta un transformador trifásico o monofásico para efectuar algún trabajo de mantenimiento o para sustituirlo si se requiere, y si por la disposición de las barras de A.T. y B.T. donde está conectado, puede surgir alguna confusión, es recomendable dibujar un croquis para basarse en él al efectuar la reconexión; esto se complementa con los datos obtenidos de pruebas previas a la desconexión y la reconexión, de relación de transformación, con los que se verifica además la polaridad y el diagrama vectorial de las conexiones del banco de transformadores monofásicos o de placa del transformador trifásico.

En el caso de instrucciones nuevas la conexión de transformadores debe efectuarse apegándose a los esquemas que se expone en las figuras 1-8 a la -18. Para asegurarse que las conexiones son correctas y no hubo confusión en la identificación de las fases, comúnmente se recurre a efectuar un faseo comparando las tensiones del lado de B.T. del transformador con un regreso de las tensiones de las barras donde se forma el paralelo.

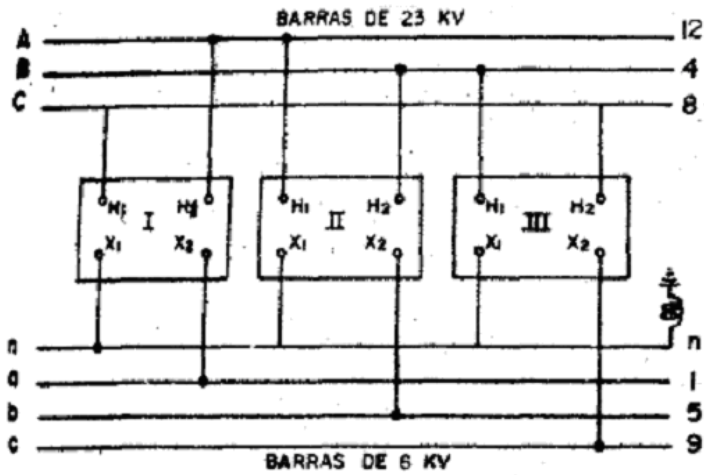


Figura 1-8 CONEXION DE 3 TRANSF. MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BCOS. DE POTENCIA DE 23/6 KV

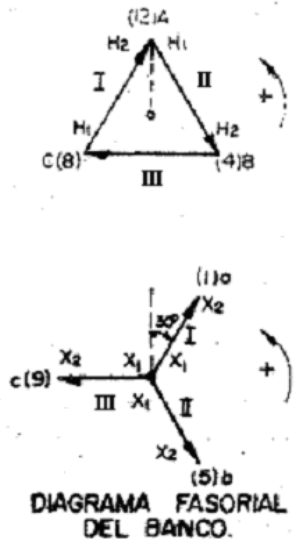


DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

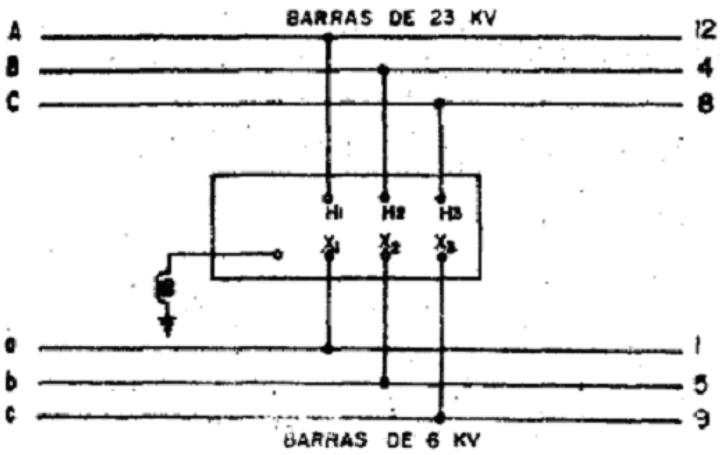


Figura 1-9 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICO DE POTENCIA DE 23/6 KV

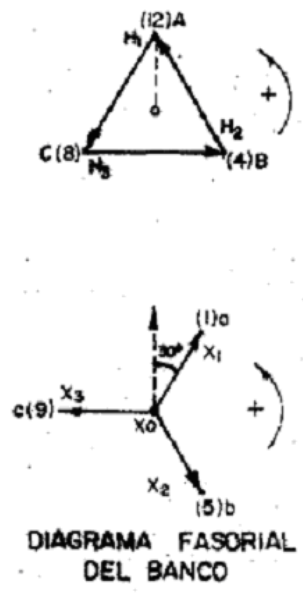


DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

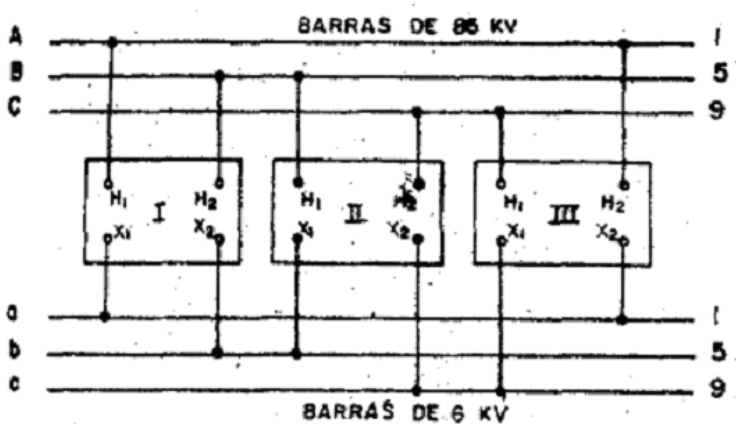


Figura 1-10 CONEXION DE 3 TRANSF. MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BCOS. DE POTENCIA DE 85/6 KV

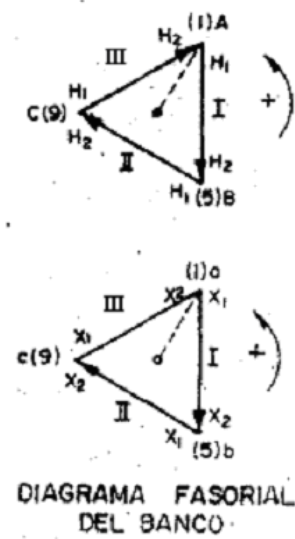


DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

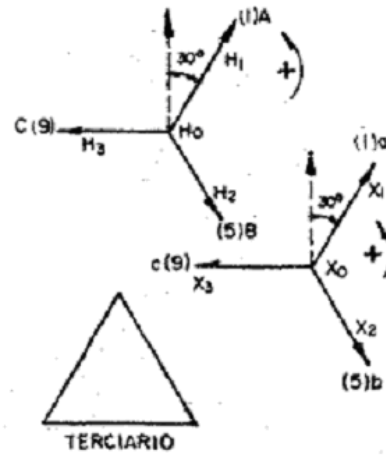
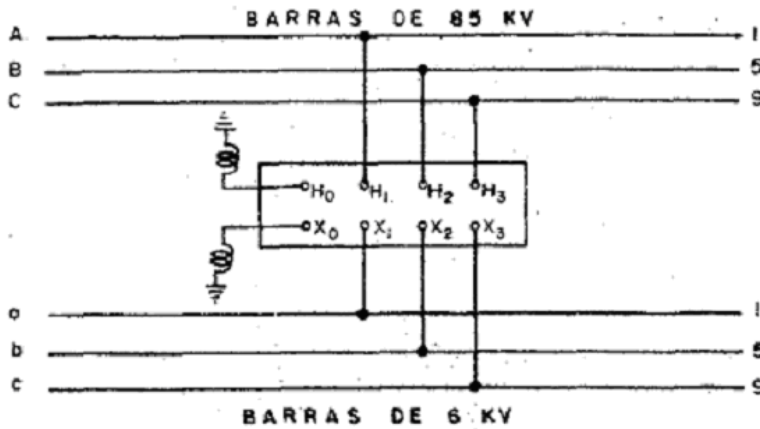


Figura 1-11 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICOS DE POTENCIA 85/6 KV.

DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

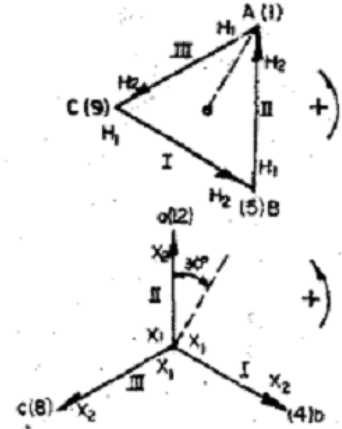
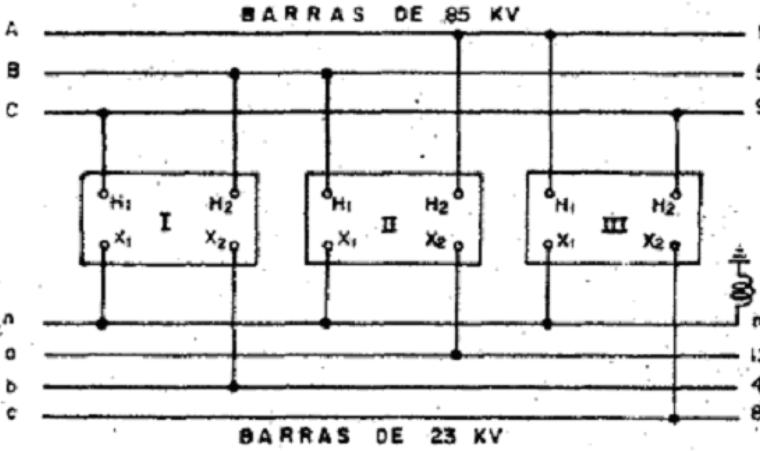


Figura 1-12 CONEXION DE 3 TRANSFORMADORES MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BANCOS DE POTENCIA DE 85/23 KV.

DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

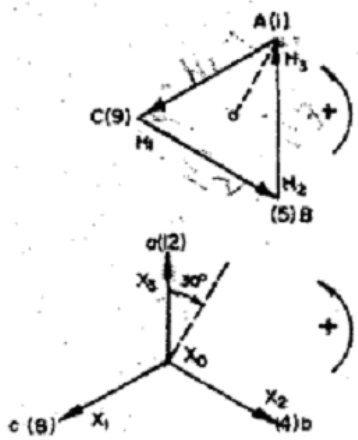
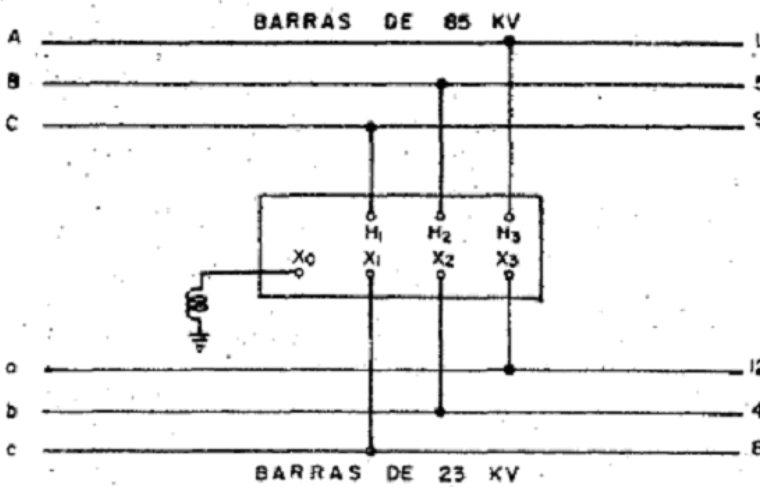


Figura 1-13 CONEXION DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE POTENCIA DE 85 / 23

DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

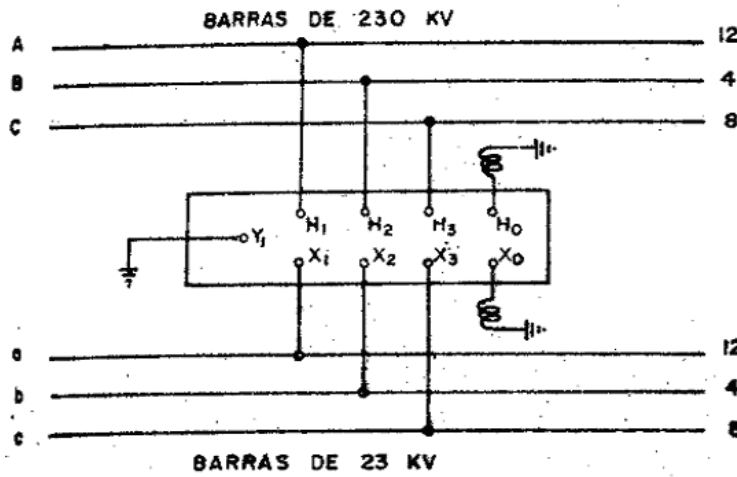


Figura 1-14 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICOS DE POTENCIA DE 230/23 KV

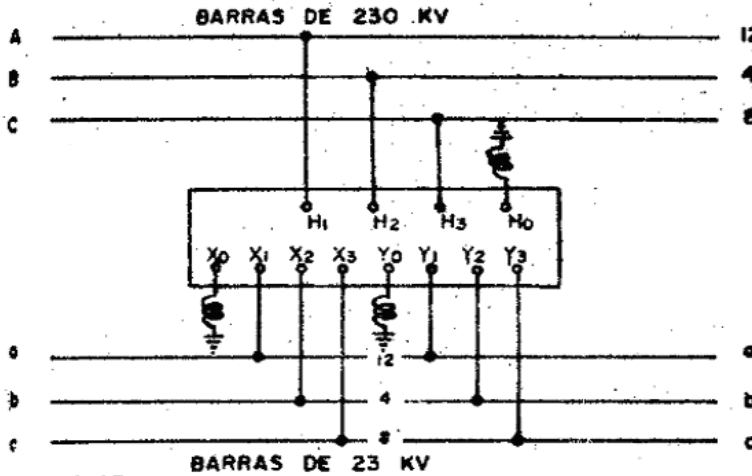
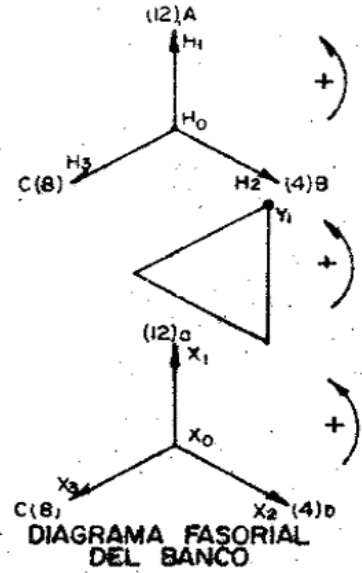


Figura 1-15 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICOS DE POTENCIA DOBLE DEVANADO SECUNDARIO DE 230/23/23 KV

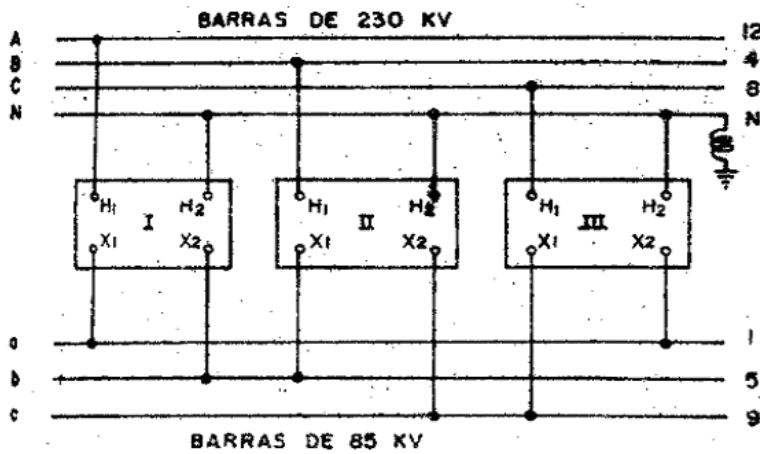
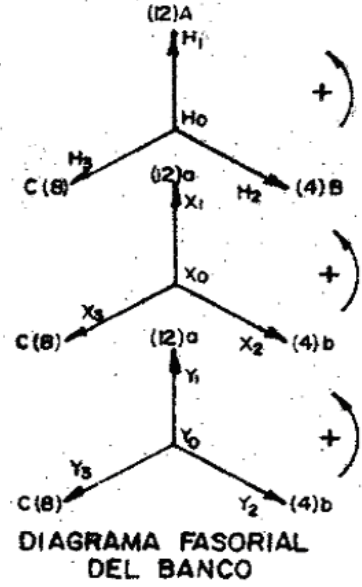
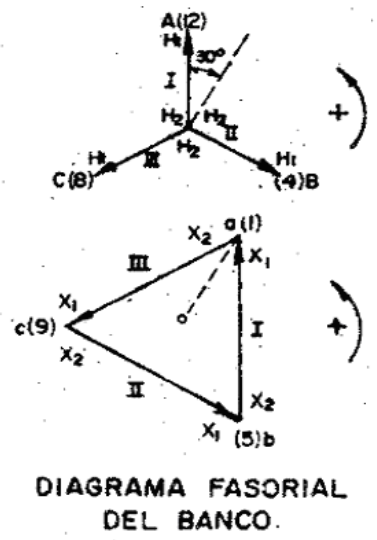


Figura 1-16 CONEXION DE 3 TRANSF. MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BCOS. DE POTENCIA DE 230/85 KV



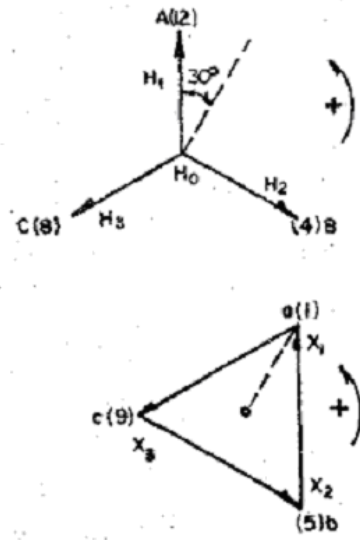
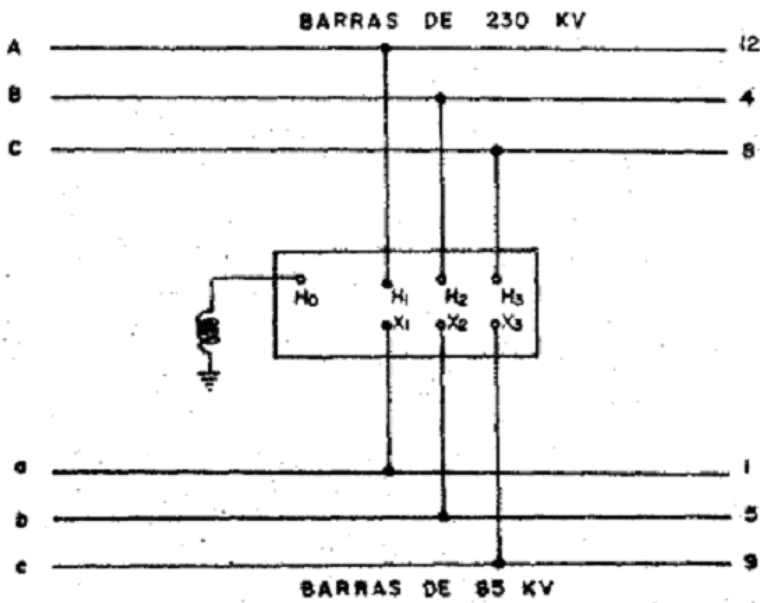


Figura 1-17 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICOS DE POTENCIA DE 230/85 KV.

DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

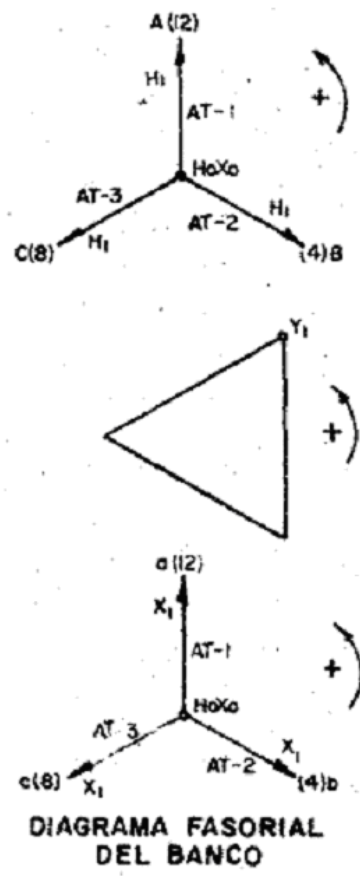
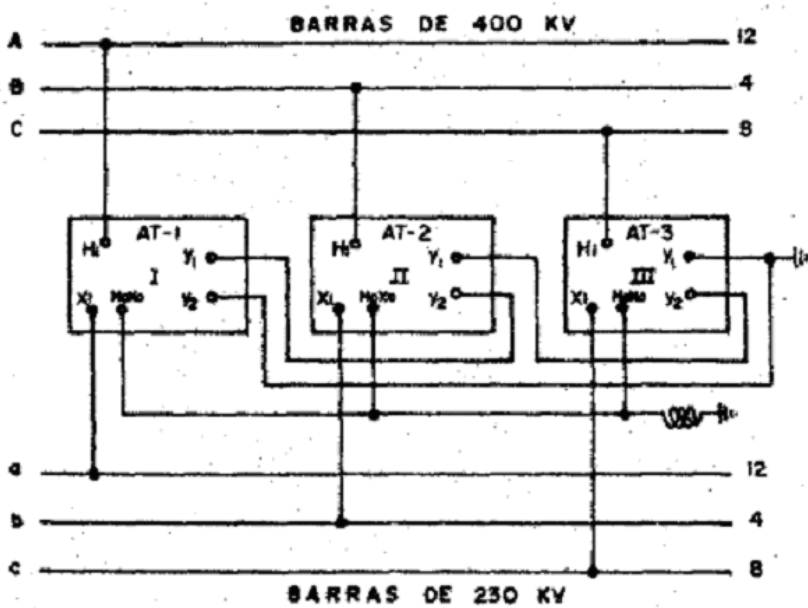


Figura 1-18 CONEXION DE 3 AUTOTRANSF. MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BANCOS DE POTENCIA DE 400/230 KV.

DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

1.6 PARTES CONSTITUTIVAS DEL TRANSFORMADOR, AUTOTRANSFORMADOR Y REGULADOR DE VOLTAJE.

En su forma más simple el transformador puede estar constituido de tres partes a saber, que son: Núcleo, bobinas y aislamientos. Sin embargo, los diferentes usos que tienen y los requerimientos que exigen las condiciones de servicio, así como las situaciones económicas que se presentan, determinan los diseños específicos de cada transformador. En el caso que se presenta, me referiré exclusivamente a transformadores de potencia y sus variantes que son el auto transformador y el regulador de voltaje, utilizados en plantas y subestaciones de un sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica; quipos que constructivamente son muy similares;

A continuación se indican cada una de las partes que constituyen generalmente un transformador, su construcción y la función que cada una de ellas desempeña.

- Los componentes principales de un transformador son:

- | | |
|------------------|--------------------------|
| 1 - Núcleo | 4 - Aceite |
| 2 - Devanados | 5 - Boquillas terminales |
| 3 - Aislamientos | 6 - Tanque |

y los componentes auxiliares son:

- | | |
|---------------------------------|---|
| 7 - Cambiadores de derivaciones | 11 - Sistema de conservación del aceite |
| 8 - Indicadores | 12 - Sistema de enfriamiento |
| 9 - Dispositivos de protección | 13 - Transformadores de corriente y potencial |
| 10 - Sistema de alarmas | |

Funciones y características de los componentes:

1.6.1 Núcleo

El núcleo en los transformadores, sirve para formar el circuito magnético que permite la inducción de las fuerzas electromotrices, por cuyo medio se puede transferir la energía de un circuito eléctrico a otro. Su función principal es la de conducir el flujo activo, o sea que reduce la reluctancia del circuito de flujo, debiendo tener gran permeabilidad magnética, de manera que para inducir el flujo se requiera tan poca corriente como sea posible.

1.6.2 Construcción

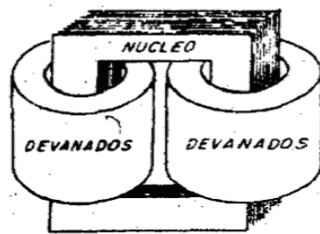
Toda sustancia en la que aparezca una gran inducción magnética al aplicarle un campo magnético determinado será siempre útil para la elaboración de un núcleo magnético. Las propiedades indicadas se encuentran en ciertas formas del hierro y sus aleaciones con cobalto, wolframio, níquel, aluminio y otros metales. Por ser de fácil imanación, al emplear dichos materiales para núcleos se hace posible la obtención de inducciones magnéticas de cientos e incluso miles de veces mayores que los que se obtienen con bobinas de núcleo de aire. Los núcleos de los transformadores de potencia se construyen de tiras rectangulares de láminas de acero al silicio, cuya aleación es del 4 al 5% de silicio; este tiene la propiedad de eliminar el efecto de envejecimiento, es decir, elimina el aumento gradual de las pérdidas en el núcleo que se presentaba en el acero dulce utilizado antiguamente. Al aumentar el porcentaje de silicio las pérdidas en el núcleo se reducen, pero el material se endurece y se vuelve más frágil. También se utiliza para la construcción de núcleos otro material llamado hipersil.

Los núcleos de los transformadores no pueden hacerse de una pieza sólida, porque esta actúa como si fuera una espira en corto circuito, permitiendo corrientes circulantes llamadas corrientes parasitas, causando así una pérdida muy alta, además de la elevación de temperatura por el efecto de las corrientes y la resistencia del material del núcleo, Por este hecho los núcleos se hacen de laminaciones aislados entre si o sus equivalentes para reducir esta pérdida. Existen dos tipos fundamentales de estructuras de transformadores, las cuales son:

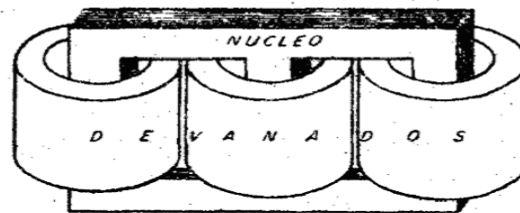
- Tipo Núcleo: En que los grupos de devanados abrazan a las piernas del núcleo. Figura 1-19 a y b
- Tipo Acorazado: En que las bobinas están envueltas por las laminaciones del núcleo, construido en forma compacta. Figuras 1-19 c y d

Generalmente el tipo núcleo se utiliza en transformadores de potencia y transformadores de distribución para alta tensión. Una modificación al núcleo acorazado es el núcleo acorazado distribuido usado en transformadores de distribución. Figura 1-19 e. Es importante tomar en cuenta las siguientes recomendaciones cuando se haga una inspección de mantenimiento o de recepción de fábrica.

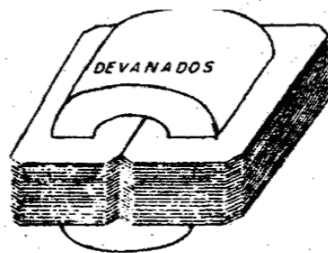
TIPOS DE NUCLEOS



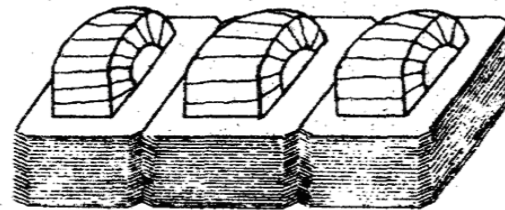
a.- TRANSFORMADOR MONOFASICO
TIPO NUCLEO



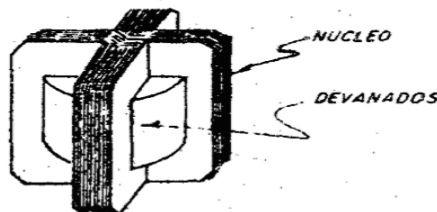
b.- TRANSFORMADOR TRIFASICO
TIPO NUCLEO.



c.- TRANSFORMADOR MONOFASICO
TIPO ACORAZADO



d.- TRANSFORMADOR TRIFASICO
TIPO ACORAZADO.



e.- TRANSFORMADOR MONOFASICO
TIPO ACORAZADO DISTRIBUIDO

Figura 1-19

En el ensamble de las laminas deberá estar bien formado el traslape de las juntas de modo que la dispersión magnética y la reluctancia sean lo mas bajas posible. Para sujetar las láminas se emplean placas estructurales y pernos largos que no deben afectar la laminación, por lo que deberán estar aislados de tal forma que no queden las láminas en corto circuito. Estos pernos y toda la armazón se le denomina "prensa" y es necesario verificar su apriete y comprobar que se tiene una resistencia mecánica efectiva para soportar con seguridad los esfuerzos de corto circuito.

1.6.3 Perdidas.

El rendimiento de un transformador esta determina do por las perdidas en el cobre de los devanados y por las perdidas del núcleo.

Respecto a las pérdidas en el núcleo, estas se dividen en:

- a) Perdidas por histéresis
- b) Perdidas por corrientes parásitas.

- a) Perdidas por histéresis.

El núcleo de los transformadores tiene la propiedad de tender a oponerse a la variación de la inducción magnética. A esta propiedad se le da el nombre de histéresis, que significa retraso. el lazo cerrado obtenido cuando el campo magnético H se varia de tal forma que tome todos los valores correspondientes a un ciclo cerrado, recibe el nombre de ciclo de histéresis. Afín cuando la palabra histéresis implica un retraso temporal, el fenómeno no depende del tiempo, sino solamente de que el campo magnético esta creciendo o disminuyendo. El fenómeno de la histéresis se traduce en una disipación de energía, conocida con el nombre de perdidas por histéresis, en el interior del material cuando se consideran variaciones cíclicas del campo magnético. El trazo del ciclo de histéresis se forma con los valores de los para metros de la variación cíclica del campo magnético aplicado H y de la inducción magnética resultante B .

Es importante distinguir entre histéresis y pérdidas por histéresis. El fenómeno de histéresis es el resultado de la propiedad del material de conservar su imanacion o de oponerse a una variación del estado magnético. Las pérdida por histéresis **es** la energía convertida en calor a causa de una variación cíclica de fuerza magnetomotriz.

La aparición de pérdidas por histéresis está íntimamente asociada al fenómeno por el cual una región atravesada por un campo magnético, absorbe energía. Si la región no es el vacío, tan solo una parte de la energía tomada del circuito eléctrico se almacena y recupera totalmente de la región, al suprimir el campo magnético. El resto de la energía se convierte en calor (pérdidas) a causa del trabajo realizado sobre el material en el medio cuando responde a la imantación.

b) Pérdidas por corrientes de parásitas.

Cuando cambia el flujo en la laminación de un núcleo, se induce en esta un voltaje, y la corriente que fluye en respuesta a este voltaje es conocida como corriente parásita o de Foucault, proporcional a $I^2 R$. Como la Inducción magnética en los materiales ferromagnéticos suele ser relativamente elevada, y como la resistividad de los materiales no es demasiado grande, las fuerzas electromotrices Inducidas, las corrientes de Foucault y las pérdidas asociadas podrán hacerse despreciables si se prevén los medios para reducirlas todo lo posible. Esta pérdida es de gran importancia en la determinación del rendimiento, de la elevación de la temperatura y por lo tanto de los valores de funcionamiento. Para evitar los efectos de las corrientes parásitas, estas son reducidas empleando en la fabricación de núcleos laminas muy delgadas y aisladas adecuadamente entre si.

1.7 DEVANADOS

1.7.1 Función.

Los devanados constituyen propiamente los circuitos eléctricos del transformador por un lado reciben la energía y por otro la entregan con sus parámetros de voltaje y corriente modificada. Su papel principal **es** el de crear un campo magnético con mínimas pérdidas en la energía.

1.7.2 Construcción

Las bobinas se hacen de hilo redondo de cobre electrolítico para transformadores de pequeña capacidad. En los transformadores de gran potencia se fabrican las bobinas con conductores de sección cuadrada o rectangular, los enrollados se efectúan en moldes, son cubiertos con cinta aislante, tratados al vacío para extraer hasta el último rastro de humedad y de aire, después se aplica el compuesto aislante caliente a presión hasta que queda bien impregnado, luego se meten en la estufa las bobinas para secarlas

completamente y endurecer el compuesto aislante. Hasta que queda una superficie lisa y dura para impedir la entrada de humedad. El aislamiento que **se** usa generalmente **es** de papel o tela recubierta con cinta de algodón.

Los devanados de los transformadores son diseñados para dar las características eléctricas mejores posibles con las adecuadas posibilidades mecánicas para soportar los esfuerzos debidos a cortos circuitos y con la adecuada ventilación para evitar excesivas elevaciones de temperatura y puntos calientes. En lo que respecta a la disposición de los devanados, van colocados sobre las piernas del núcleo, estando mas próximo a la laminación el devanado de menor voltaje (B.T.) y sobre este el devanado de mayor voltaje (A.T.), estando separados entre sí y del núcleo por barreras aislantes.

En los transformadores con núcleo escalonado de sección circular, se emplean bobinas de sección circular, las cuales son fáciles de aislar y tienen gran resistencia mecánica. Cada una de las bobinas de B.T., puede devanarse en forma de hélice continua, pero si la tensión por bobina es de algunos miles de volts, suele dividirse el devanado. En tal caso se emplean bobinas en forma de disco circular, los discos suelen llevar entre ellos, separadores de maderas para facilitar la refrigeración.

1.7.3 Perdidas en el Cobre.

Cuando se toma corriente del secundario de un transformador, se produce calor (watts) en el conductor que forma el devanado, igual a, la corriente en amperes al cuadrado por la resistencia en ohms (I^2R). De igual forma la corriente primaria correspondiente desarrolla una perdida en el devanado primario. Estas perdidas son conocidas como pérdidas en el cobre o por efecto Joule.

1.8 AISLAMIAMIENTOS

Es un hecho conocido que los transformadores tienen una vida, limitada y que esta depende de la vida de sus aislamientos; sin embargo, la gran cantidad y diversidad de factores que Influyen sobre la vida de los aislamientos, hacen de este problema, expresado de manera tan simple, uno de los mas complejos e interesantes en el diseño de transformadores.

1.8.1 Funciones de los aislamientos.

La función primordial de los aislamientos es limitar o controlar los efectos eléctricos; sin embargo, en el caso de los transformadores, esta función no puede prácticamente separarse de otras dos funciones secundarias de gran importancia; proveer soporte mecánico a los conductores y hacer posible la disipación del calor generado en ellos. Por tanto, se consideran tres propiedades fundamentales de los aislamientos, la relación entre estas propiedades están importante que, como se vera mas importante, muchas de las fallas dieléctricas de los transformadores se deben a la perdida gradual de propiedades mecánicas causadas, a su vez, por la operación continuada a alta temperatura.

1.8.2 Propiedades:

En el estudio de los materiales aislantes y en la comparación de unos dieléctricos con otros, se emplean ciertas propiedades que los distinguen; algunas de las importantes son:

- a) Resistencia Dieléctrica. definida como la resistividad volumétrica a corriente directa y medida en Ohm-cm
- b) Absorción Dieléctrica. o sea acumulación de cargas eléctricas en el interior del material bajo la influencia de un campo eléctrico.
- c) Constante Dieléctrica, es decir, la relación entre la capacitancia de un capacitor con un dieléctrico dado y la que tendría el mismo capacitor con aire como dieléctrico
- d) Factor de Potencia. entendido como la relación entre la perdida de energía en watts y la energía alimentada al sistema, considerado como un capacitor.
- e) Perdida Dieléctricas. definida como la velocidad a la que se transforma la energía eléctrica en calor en un dieléctrico sometido a un campo eléctrico variable.
- f) Factor de disipación. definido como la tangente trigonométrica del ángulo de pérdidas.
- g) Rigidez dieléctrica. o sea el valor del voltaje produce la ruptura del dieléctrico.
- h) Envejecimiento, entendido como perdida gradual de propiedades electromagnéticas bajo ciertas condiciones de temperatura

1.9 Factores que lo afectan.

Las propiedades de los dieléctricos considerados aisladamente se ven afectados, cuando se usan en una aplicación concreta, por ciertos factores que, al combinarse, dificultan grandemente la comparación del material entre si, así como la evacuación de sus efectos sobre un material dado:

- a) Factores relativos al voltaje aplicado: Forma de onda. Magnitud, frecuencia. velocidad de variación, tiempo de aflicción, distribución a lo largo de los devanados, etc.
- b) factores relativos a la disposición de los aislamientos: Forma de los electrodos, distancia entre ellos, forma del campo, naturaleza y forma de los dieléctricos, localización, etc.
- c) Factores relativos a las condiciones de trabajo; Temperatura, humedad, contaminación, etc.

Algunos de los efectos más notables de estos factores se discuten a continuación:

1.9.2 Distribución de los esfuerzos dieléctricos.

Durante largo tiempo, las pruebas a las que se sometían los transformadores se limitaban a las hoy conocidas como "de baja frecuencia", basadas exclusivamente en el voltaje del sistema pero sin tomar en cuenta los transitorios probables ni la coordinación del aislamiento a lo largo del mismo. En otras palabras, los transformadores que pasaban las pruebas de voltaje aplicado y de voltaje inducido eran considerados aceptables. El desarrollo mismo de los sistemas condujo, hacia 1931, a la necesidad de adoptar un nuevo sistema de pruebas, que tomara debidamente en cuenta los posibles transitorios ocasionados por descargas atmosféricas, lo que origino la aplicación de las pruebas de impulso. A partir de este nuevo sistema de pruebas, las clases de aislamientos que originalmente se basaban en el valor nominal del voltaje entre fases, quedaron referidos a un nuevo valor llamado nivel básico de Impulso, de tal manera que, dado este, quedaban definidos todos los valores de prueba, independientemente del voltaje nominal.

Otro avance se produjo cuando, después de una serie de ensayos e investigaciones, se llego a la conclusión de que, en ciertos circuitos eran mas rigurosos los efectos de los transitorios causados por la operación de interruptores que los producidos por descargas atmosféricas. La distribución de los esfuerzos dieléctricos que se produce, en operación normal o durante las pruebas el potencial aplicado y potencial inducido, en

términos generales, uniforme a lo largo de los devanados. En cambio la distribución de los esfuerzos debidos a los transitorios depende de la distribución de la Inductancia y la capacitancia a lo largo de los devanados y requiere un estudio preciso y detallado.

Para los efectos de dicho estudio, el devanado se supone constituido por un conjunto de inductores conectados en serie, un conjunto de capacitores conectados en serie y otro conjunto de capacitores conectados en paralelo.

Al producirse sobre el circuito una descarga (por ejemplo, una onda de impulsos de 1.5 X 40 Ms), se originan dos tipos de efectos:

- Una distribución Inicial, que depende solamente de la distribución de la capacitancia.
- Una oscilación, originada al transferirse alternativamente energía del circuito capacitivo al Inductivo,

1.9.3 Disposición de los aislamientos.

Para obtener un buen diseño de estructura aislante no basta conocer la distribución de los esfuerzos dieléctricos a lo largo del devanado, es preciso, además, colocar piezas aislantes del material adecuado, en la posición mas conveniente. Antes de adoptar algunos de los principales para el diseño de las estructuras aislantes, es importante hacer por lo menos una rápida referencia al fenómeno conocido como "Falla Dieléctrica":

- La falla dieléctrica se presenta cuando, por alguna razón un aislamiento se vuelve conductor.
- La falla dieléctrica puede presentarse de dos maneras fundamentales: por perforación o ruptura del aislamiento o por arrastre a través de su superficie.

Existen varias teorías que pretendan explicar las fallas dieléctricas; de ellas, las más importantes son:

- La Teoría Térmica. Según la cual las perdidas dieléctricas, sobre todo en aislamientos gruesos, calientan el material hasta un limite en el cual la disipación posible es igual al calor generado; si la generación de calor continua mas allá de la capacidad de disipación, se produce la falla.
- La Teoría Iónica. que supone que el dieléctrico se comporta como un electrolito en

que los iones se mueven bajo la acción del campo, disipando energía y produciendo nuevos iones, hasta que aparece la falla.

- La Teoría Disruptiva. que atribuye la falla a la destrucción de eslabones moleculares, como resultado de fuerzas Internas producidas por la vaporización de humedad Interna o por dilatación térmica de gases contenidos en el dieléctrico.

La posición de los aislamientos dentro de un campo eléctrico no puede ser arbitraria, sino que depende de la forma del campo. De allí la importancia de que, al diseñar un transformador se parta de la disposición de los electrodos y el cálculo de la distribución de los esfuerzos dieléctricos transitorios, para definir la distribución de las superficies equipotenciales.

Independientemente del método que se emplee para definir la distribución de las superficies equipotenciales, el conocimiento previo de la forma del campo es indispensable para determinar la colocación de los aislamientos.

Algunos de los principios más usados en el diseño de estructuras aislantes son:

- a) El aislamiento sólido debe adaptarse, hasta donde sea posible, a la forma del electrodo o de las superficies equipotenciales.
- b) En vista de que lo anterior no siempre es posible, debe evitarse que una pieza aislante conecte entre sí puntos de distintas superficies equipotenciales que no se encuentren suficientemente distantes.
- c) Si en un lugar determinado del campo se emplean en serie dos dieléctricos de distinta constante dieléctrica la distribución del voltaje es inversamente proporcional a la relación de constantes dieléctricas.
- d) La rigidez dieléctrica de dos ductos llenos de aceite es mayor que la rigidez dieléctrica de un solo ducto de espesor igual a la suma de los dos.
- e) Por tanto, cuando se trate de aislar con una barrera de cartón y aceite, el espacio debe dividirse tanto como sea posible en espacios pequeños, usando barreras muy delgadas de cartón, de manera que el espesor total de cartón sea el mínimo posible y el espesor total de aceite, el máximo posible.

1.9.4 Otros factores.

Aunque existen otros muchos factores que modifican el comportamiento de las estructuras aislantes, hay dos que por su importancia, no pueden dejar de mencionarse: La humedad y la temperatura, con respecto a la humedad, según experimentos realizados,

un porcentaje muy reducido de humedad (del orden de 1%) puede originar una reducción de la resistencia a voltajes de baja frecuencia de 6 a 8%, y a voltajes de impulso, de 11 a 16%. De ahí la necesidad de contar con equipos y procesos de secado cada vez mejores.

En relación con la temperatura es bien conocido el hecho de que la vida del transformador está íntimamente relacionada con su temperatura de operación, de tal manera que un aumento de 8°C reduce la vida a la mitad.

Muchas fallas dieléctricas que se presentan en los transformadores, son en realidad fallas mecánicas, originadas por el envejecimiento de los aislamientos por efecto de la temperatura.

1.9.5 Clasificación térmica de los aislantes empleados en máquinas eléctricas.

Las bases para la asignación de los límites de temperatura con el propósito de fijar normas, consiste en:

1. La clasificación de materiales aislantes en función de las temperaturas límites que se les pueden asignar razonablemente.
2. Elección de un valor adecuado de la temperatura ambiente límite, la cual al ser restada de las temperaturas límites, da los valores límites de aumento de temperatura.
3. El establecimiento de diferencias de temperatura normales entre las lecturas de temperatura obtenidas en mediciones efectuadas según los métodos prácticos y los valores límites de aumento de temperaturas adoptadas.
4. De ellas se derivan valores límites de los aumentos de temperatura observables, que son los valores límites utilizados para asignar la potencia a carga nominal en las condiciones de prueba específicas.

Los límites de temperatura sobre los cuales se basa el régimen de las máquinas eléctricas y aparatos se determinan en la mayor parte de los casos por la naturaleza de los materiales empleados. Con tal propósito, los materiales aislantes se clasifican en la forma siguiente:

CLASE O

El aislante de la clase 0 consiste en: algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares cuando no están impregnados ni sumergidos en un dieléctrico líquido.

CLASE A

El aislante de la clase A consiste en: 1^{ro}, algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares Impregnados o sumergidos en un dieléctrico líquido; 2^{do}, materiales moldeados o laminados, con relleno de celulosa, resinas fenolicas u otras resinas de propiedades similares; 3^{ro}, láminas y hojas de acetato de celulosa y otros derivados de celulosa de propiedades semejantes, y 4^{to}, barnices (esmaltes) como los aplicados a conductores.

CLASE B

El aislante de clase B consiste en mica, amianto, fibra de vidrio y materiales inorgánicos similares en formas construidas con ligazón de substancias orgánicas, puede utilizarse una pequeña porción de materiales de la clase A, pero únicamente con finalidades estructurales.

CLASE F

El aislante de clase F consiste en materiales o combinaciones de mica, fibra de vidrio, asbesto, etc. con substancias adherentes adecuadas. Se pueden incluir en esta clase otros materiales o combinaciones, no necesariamente inorgánicos, si por experiencia o pruebas aceptadas se puede demostrar que son aptos para operación a la temperatura asignada a esta clase de aislamiento.

CLASE H

El aislamiento de la clase H consiste en: 1^{ro} mica, amianto, fibra de vidrio y otros materiales inorgánicos combinados con substancias aglomerantes compuestas de silicones o materiales de características similares; 2^{do} compuestos de silicones con goma o substancias resinosas de propiedades similares, puede existir una pequeña proporción de materiales de clase A pero solo en los puntos en que es imprescindible durante la construcción.

CLASE C

El aislante de clase C consiste enteramente en mica, porcelana, vidrio cuarzo y materiales inorgánicos similares.

TEMPERATURAS DE AISLAMIENTO LÍMITES

De los resultados de las experiencias realizadas con aparatos en servicio y de las pruebas de laboratorio hechas con distintos materiales aislantes, se han asignado con propósito de normalización, temperaturas de aislamiento límites (llamadas temperaturas de "punto mas caliente"). La temperatura del punto mas caliente es, por lo tanto, el punto

principal de referencia, o la temperatura "cota de referencia". No se emplea en las transacciones comerciales porque no se puede medir directamente durante las pruebas y operaciones de las maquinas eléctricas.

La vida de cualquier clase de aislamiento a la temperatura limite puede variar ampliamente con la calidad del material usado, con el cuidado con que esta construido y la efectividad del soporte físico del aislante, la clase de servicio a que esta destinado y las fuerzas físicas que tienden a destruirlo en servicio.

Valores límites del aumento de temperatura del aislamiento. Los valores limites del aumento de temperatura del punto mas caliente del aislamiento se obtienen restando 40°C (valor de la temperatura ambiente base), de la temperatura limite del punto mas caliente. Los valores de aumento de temperatura del punto mas caliente obtenidos de esta manera se Indican en la siguiente tabla 1-1.

MATERIA L			TEMPERATURA-GRADOS CENTIGRADOS	
			VALOR LIMITE EN EL PUNTO MAS CALIENTE	AUMENTO LIMITE
CLASE		0	90	50
CLASE		A	105	65
CLASE		B	130	90
CLASE		F	155	115
CLASE		H	180	140
CLASE		C	220	180

Tabla 1-1

En transformadores normalmente se utilizan aislamientos de 55° y 65°C.

Los materiales empleados para la elevación de temperatura de 55°C, lo constituyen estructuras laminadas de papel pres pahn, telas barnizadas y varias clases de papel y aceite mineral.

Los aislamientos para transformadores sumergidos en aceite con una elevación de temperatura de 65°C son los mismos materiales derivados de la celulosa, que se emplean para la construcción de transformadores con elevación de 55°C, pero sometidos a procesos químicos para incrementar la estabilidad térmica de los materiales y poder aceptar dicha elevación de temperatura

1.10 ACEITE

1.10.1 Función.

En realidad, el aceite cumple una doble función: Por un lado, como aislante cuya fluidez le permite penetrar en todos los intersticios del transformador; por otro lado, su gran facilidad de circulación y su elevado calor específico, facilita el transporte del calor desde los devanados donde se produce hacia las paredes del tanque y los radiadores.

1.10.2 Tipos de aceites aislantes.

Hay dos tipos de aceites aislantes, los derivados del petróleo y los aceites artificiales clorados.

- a) Aceites artificiales.- Son llamados comúnmente askareles y son compuestos sintéticos no inflamables, los cuales una vez descompuestos por arco eléctrico, solamente se produce mezclas oleosas no inflamables. Por lo mismo son muy estables y difíciles de destruir, siendo contaminantes ambientales y tóxicos, produciendo por contacto o inhalación de gases producidos: acné, disturbios intestinales, ictericia, afección al hígado y riñones, etc. Su uso más común es en pequeños transformadores cuya instalación es bajo techo, para eliminar el problema de incendio.
- b) Aceites derivados del petróleo. Esta clase de aceites es el que se usa en los transformadores de potencia, por lo que en adelante me referiré solamente a aceites derivados del petróleo.

Básicamente son dos tipos de aceites, los de base nafténica, que normalmente son los de importación y que proporcionan un aceite con características ideales, como su bajo punto de congelación, para usarlo en lugares en donde la baja temperatura es un factor importante para la operación de un equipo eléctrico; el otro tipo es el parafínico y que es la característica del aceite nacional. Hasta hace poco tiempo con solo determinar el tipo básico, indicaba ya la calidad de un aceite, con esto se decía que el tipo de nafténica era

de mejor calidad y por lo tanto se podía usar en equipo de alto voltaje y que el parafínico era de inferior calidad y solo podía usarse en equipo de bajo voltaje o en transformadores de distribución; pero actualmente se considera que es la forma de fabricación lo que proporciona la calidad del aceite, por lo que el análisis final del mismo es el que nos indicara si es o no adecuado para el equipo de que se trate.

1.10.3 Obtención:

El aceite aislante se obtiene empleando como materia prima una fracción del petróleo obtenida por destilación al vacío (260-371°C a 50 mm Hg) de diferentes tipos de aceite crudo. Los aceites empleados como materia prima en la fabricación de aceites aislantes, están constituidos por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; así mismo se encuentran presentes en concentraciones muy bajas, compuestos de azufres, nitrógeno y oxígeno que son denominados compuestos polares. Los procesos existentes para la obtención de aceites aislantes, se han creado para eliminar los componentes indeseables y conservar los deseables de las diferentes materias primas empleadas. Los diferentes procesos que se emplean son básicamente de dos tipos: de extracción y de hidrogenación. Los procesos de extracción consisten en la eliminación de los compuestos indeseables por medio de la extracción con compuestos apropiados, siendo los más comúnmente usados el ácido sulfúrico y el sulfurar. Con estos procesos se eliminan los compuestos polares y los aromáticos, aunque la tendencia es eliminar solo los compuestos polares, conservando en cierto grado los componentes aromáticos, lo que se logra controlando la relación aceite sulfurar.

En teoría, los procesos de hidrogenación, deben eliminar solamente los compuestos polares, sin embargo, la selectividad de eliminación depende de las condiciones del proceso y de los catalizadores empleados. Luego, el aceite se somete a un proceso de desparafinación para precipitar la parafina presente y obtener un punto de escurrimiento adecuado, por último el aceite ya refinado pasa a un tratamiento de precolación con arcilla para eliminar huellas de agua y se filtra para retener partículas hasta de 2 micrones.

1.10.4 Propiedades del aceite y su determinación.

Como se indica anteriormente la vida de un transformador depende del estado de sus aislamientos, el aceite por lo tanto influye en gran parte en la conservación del mismo. Para prever condiciones óptimas de operación, es necesario usar aceites que tengan propiedades adecuadas, siendo necesario que el aceite que se va a usar en

transformadores, se le efectuó un análisis con objeto de determinar la calidad de sus propiedades; posteriormente, durante la operación del aparato, es conveniente efectuar a1 aceite pruebas periódicas de control, con el fin de verificar dichas propiedades y determinar la degradación que vaya sufriendo y así tomar las medidas correctivas indicadas de acuerdo a1 motivo del deterioro. Pudiendo ser debido a contaminación por mal sello del tanque, calentamientos, efecto corona o chisporroteo, presencia de humedad, oxidación, etc.

Las propiedades principales del aceite dependen de la relación entre "los componentes saturados y los no saturados; mientras que su vida queda determinada por la relación entre el contenido de antioxidantes naturales en los aromáticos y los contaminantes no deseables. Las pruebas que se efectúan en los aceites aislantes para determinar sus propiedades se exponen a continuación, la mayoría solo se pueden realizar en un laboratorio donde se cuente con los materiales y aparatos necesarios. Algunas pruebas se pueden hacer en el campo, contándose para ello con aparatos adecuados y procesos poco complicados, aun cuando en algunos casos se obtienen resultados solamente cualitativos, dan idea del estado en que se encuentra el aceite.

1.10.4.1 Pruebas Físicas.

1. Densidad.

La densidad de un aceite es la relación del peso de un volumen dado del mismo, el peso de un volumen igual de agua.

La densidad varía con la temperatura, de modo que se debe medir la misma y hacer la corrección correspondiente en tablas.

El dato de esta prueba sirve para identificación de la muestra, así como para la corrección de la tensión intersticial. Con el resultado se puede determinar el tipo y origen del aceite, ya que el tipo nafténico tiene valores entre 0.880 a 0.890 y el tipo parafínico valores entre 0.840 a 0.860.

2. Viscosidad

Esta prueba mide la fluidez de un aceite. Es una característica necesaria para que pueda conducir el calor generado en el aparato y así actuar como refrigerante; en los interruptores sirve para alejar las partículas sólidas del carbón que se forman al arquear entre contactos; de acuerdo a esto la viscosidad tiene como límite máximo 60 ssu; un aceite con muy baja viscosidad contiene componentes volátiles y por ello el punto de

inflamación será bajo.

En el aceite es importante la variación de la viscosidad de acuerdo a la temperatura, el Índice de viscosidad es la medida de esta propiedad, ya que el bajo índice de viscosidad indica grandes cambios de viscosidad con la temperatura, en algunos casos se recomienda determinar dos diferentes valores de viscosidad a temperaturas diferentes para asegurar un buen índice.

3. Aspecto Visual

El observar el aspecto del aceite puede ser de gran ayuda ya que fácilmente se determina su estado, que debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos.

4. Temperatura de inflamación e Ignición

La temperatura de inflamación es una indicación de los constituyentes volátiles del aceite, la especificación es de 145°C mínimo; una temperatura de inflamación baja, con una temperatura de ignición alta en un aceite usado puede indicar corona incipiente o de hecho arqueado dentro del equipo, también es una indicación de la presencia de productos de ruptura molecular volátiles presentes en el aceite.

5. Color ASTM

La prueba de color no es muy importante, pero le es de fácil determinación, para aceite nuevo la especificación es 0.5 máximo. Los aceites se incrementan en color con el uso, aunque muchas substancias encontradas en transformadores, interruptores y reguladores lo incrementan. Con un color igual a 6 solo se puede decir que el aceite no es nuevo, pero si un aceite en el transcurso de muchos años adquiere un color de 4 y en un año aumenta a 7, se puede decir que algo crítico ocurrió y debe ser investigado; un aumento súbito del color obedece a una fuga de algún compuesto del bushing o algún arqueado ha producido carbón.

6. Temperatura de Congelación.

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir, una baja temperatura de congelación es necesaria para asegurar que el aceite fluya aun en temperaturas frías. En aceites parafínicos la especificación es de -26°C como máximo y en aceites nafténicos - 40° C como máximo.

7. Análisis estructural.

Una cantidad optima de hidrocarburos aromáticos es deseable en un aceite aislante, la aromaticidad es medida principalmente por medios ópticos de dispersión, una forma de efectuarlo es utilizar un refractómetro tipo abee, también es necesario tener la densidad determinada con exactitud y la viscosidad, con estos resultados y mediante formulas adecuadas se obtienen la constante de viscosidad gravedad y el índice de refractividad, con estos datos se determina en el triangulo grafica correspondiente cada uno de los por cientos de carbonos, aromáticos, parafínicos y nafténicos. El contenido de aromáticos es Inversamente proporcional con las propiedades de gasificación del aceite, pero una alta aromaticidad provoca aumento en la cantidad de formación de todos, así como aumento en el índice de neutralización. Para el aceite nacional la optima concentración de aromáticos se ha encontrado entre 8 y 10% y para aceite de importación entre 8 y 12%.

8. Tensión Interfacial:

El deterioro de los aceites aislantes se cree que se debe a los efectos de la oxidación o de la presencia de impurezas disueltas del material con el cual el aceite tiene contacto, también de contaminación externa, esta prueba por lo tanto mide las impurezas polares solubles en el aceite capaz de orientarla en la cara aceite-agua. Estas impurezas son portadores potentes de electrones y por ello contribuyen o aun pueden ser la causa de la falla eléctrica del aceite. En teoría la tensión interfacial es la medición de la concentración bipolar en un líquido, aunque esta determinación no puede diferenciar entre los varios contaminantes. La especificación en aceite nuevo es de 40 dinas/cm mínimo.

9. Contenido de partículas:

Esta prueba tiene por objeto determinar la cantidad de partículas que contiene una muestra de aceite, este se pasa a través de un filtro calculándose el peso de impurezas detenidas y relacionándolas con el volumen previamente determinado.

1.10.4.2 Pruebas Químicas

1) Numero de Neutralización.

La prueba química mas Importante y conocida es la del número de neutralización, y es necesario el efectuarla en aceites nuevos y en aceites usados; un aceite aislante nuevo

es seleccionado entre otras cosas por su resistencia a la acción química. En un aparato complejo como es un transformador y durante la vida normal del mismo, el aceite puede reaccionar con las sustancias con las que entra en contacto, el más activo por supuesto es el oxígeno, el cobre también presente como catalizador acelera la reacción y el hierro también, aunque en menor escala; como el aceite al quemarse deja solo una muy pequeña cantidad de ceniza, se puede decir que todos los hidrocarburos presentes son capaces de reaccionar con el oxígeno. Como se ha dicho las modernas formas de refinación tienden a eliminar los compuestos más reactivos. También los modernos equipos eléctricos cuentan con sistemas que evitan la exposición del aceite a la atmósfera, además de los eficientes desgasificadores y deshidratadores usados en la operación del llenado. Dentro del aparato también puede encontrarse oxígeno debido a la degradación de la celulosa.

El primer producto de oxidación en el deterioro de un aceite son los peróxidos o una serie de peróxidos; estos compuestos no son estables y tienden a perder un átomo de oxígeno hacia alguna sustancia receptiva, la celulosa compuesta del papel y del algodón rápidamente reacciona con los peróxidos, el resultado es la Oxixelulosa, que es un compuesto que carece de fuerza mecánica, ocurriendo un fenómeno de desquebrajamiento; por lo tanto, el aislamiento de esta celulosa será defectuoso produciendo hinchamiento, de modo que la vida útil del transformador decrece conforme estos procesos aumentan.

Existen otras reacciones que pueden motivar la destrucción de un aceite:

La formación de alcoholes, aldehídos o cetonas y ácidos marcan el camino hacia su deshecho; es por esto que un aceite deteriorado presenta un olor característico sumamente picante; el peso final es la aparición de lodos, que es una sustancia resinosa, la cual es solo moderadamente soluble en el aceite, los lodos comprenden todo lo sólido que se colecta en un transformador químicamente es una sustancia de molécula larga polimerizada, resultado final de la formación de ácidos y otros compuestos activos. El análisis de peróxidos, alcoholes, etc. son de difícil detección, para ello se efectúa la prueba de lodos que implica todo lo anterior y de acuerdo al resultado se toma el camino a seguir, la prueba de número o Índice de neutralización es más sencilla y aconsejable, la cual consiste en medir la cantidad equivalente de hidróxido de potasio, necesaria para neutralizar un gramo de aceite, que para un aceite nuevo, no debe ser mayor de 0.03 mg. Otro problema de la formación de ácidos es que forman jabones que aumentan la tolerancia de agua en el aceite, son catalíticos y aumenta el factor de potencia.

- 2) Numero de Saponificación. Esta prueba mide todo el ácido presente en el aceite.
- 3) Contenido de agua total.

Uno de los principales enemigos de los aceites aislantes es el agua. La determinación de humedad es necesaria tanto en el producto final de la refinación, como en los aceites usados y en los procesos de regeneración y reacondicionamiento. La especificación para aceptación de aceite nuevo indica 30 ppm como máximo.

El aceite para equipo nuevo antes de entrar en operación, debe tener una concentración máxima de agua, dependiendo del voltaje de operación del equipo.

- Para equipos hasta 115 KV - 15 PPM
- Para equipos hasta 220 KV - 12 PPM
- Para equipos hasta 440 KV -10 PPM

El aceite contiene normalmente agua en dos formas, en solución y libre, es un aceite saturado, la cantidad de agua disuelta esta determinada por la temperatura y la condición del mismo; si la cantidad de agua es mayor que el valor limite de saturación, esta aparece en forma libre, aunque el aire y el agua existen en solución, los cambios de presión y temperatura pueden ponerlos en forma libre y son factores determinantes desde el punto de vista eléctrico, el agua en solución no tiene efectos determinantes en la rigidez dieléctrica del aceite, pero el agua libre si. Como ambos contienen oxígeno, contribuyen a la oxidación del aceite formando ácidos y lodos (esta proceso se acelera en presencia de catalizadores como el cobre) reduciendo su capacidad dieléctrica. Para una operación satisfactoria del aceite dentro del equipo eléctrico es necesario reducir el contenido del agua en solución hasta una concentración tal que no aparezcan como agua libre cuando la temperatura del equipo en operación descienda a su nivel mas bajo, así mismo elimine el aire y los gases hasta un punto en el cual no se liberen aun cuando la presión baje al nivel minimo.

La figura 1-20 representa la curva promedio de saturación agua-aceite en función de la temperatura.

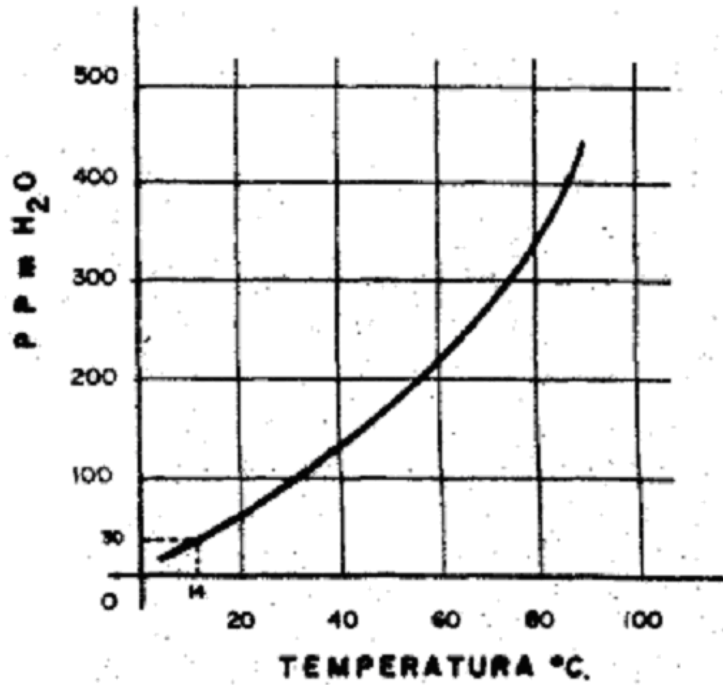


Figura 1-20

CURVA PROMEDIO DE SATURACION AGUA-ACEITE EN FUNCION DE LA TEMPERATURA.

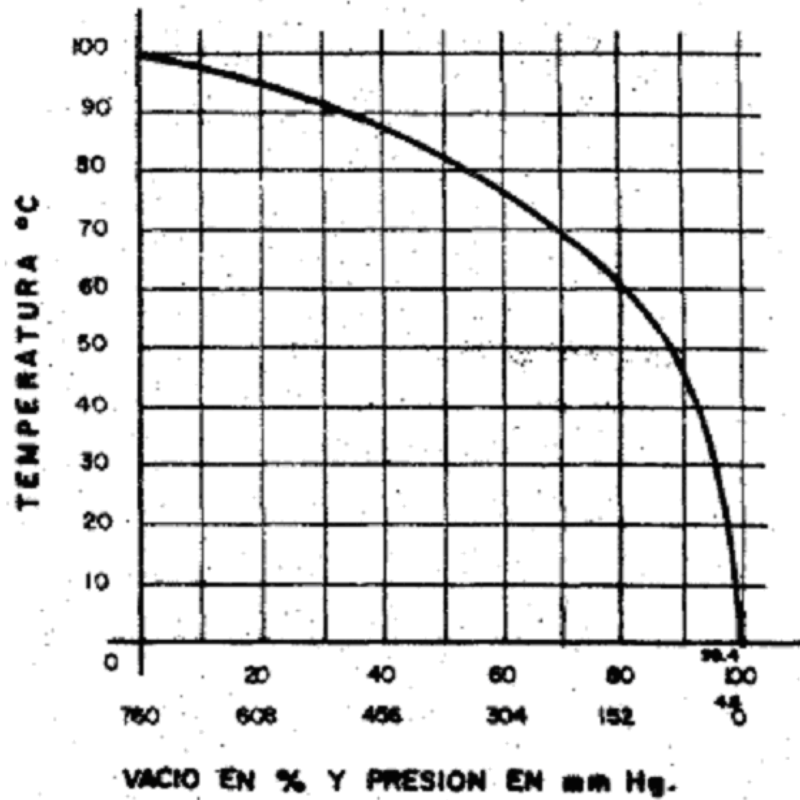


Figura 1-21

TEMPERATURA DE EBULLICION DEL AGUA EN FUNCION DE LA TEMP. ABSOLUTA.

De acuerdo a experiencias, el elevar la temperatura para deshidratar y desgasificar aceite aislante provoca que se oxide prematuramente disminuyendo la vida útil del aceite; por lo tanto, es recomendable tratarlo a la temperatura ambiente. La presión absoluta depende de las características especificadas como valores límite para la cantidad de agua y aire requeridos al final del tratamiento; el equipo de tratamiento debe garantizar el obtener una presión absoluta abajo del valor de la ebullición del agua ver figura 1-21.

La presión hidrostática y la tensión superficial, son otros factores que Impiden la eliminación completa del agua; agitando el aceite se puede vencer la presión hidrostática llegando el agua a la superficie del aceite y la tensión superficial se disminuye bajando la presión absoluta hasta que el vapor de agua tenga un volumen necesario para que la diferencia de densidades sea tal que se libere el agua en forma de vapor.

4) Contenido de inhibidor.

Esta prueba tiene por objeto determinar el contenido de inhibidor en aceites ya sea nuevo o usado, la determinación puede ser cualitativa o cuantitativa. Los inhibidores o antioxidantes tienen como propiedad reaccionar con los peróxidos y así destruirlos, disminuyendo con esto la velocidad de oxidación. Para que los inhibidores puedan surtir su efecto, el aceite debe estar libre de corrosivos, ya que estos disuelven el cobre que actúa como catalizador.

5) Otras pruebas químicas.

También se debe determinar la presencia en el aceite de algunas sustancias que son nocivas, entre las que se encuentran: cloruros, sulfatos, azufre total y azufre corrosivo.

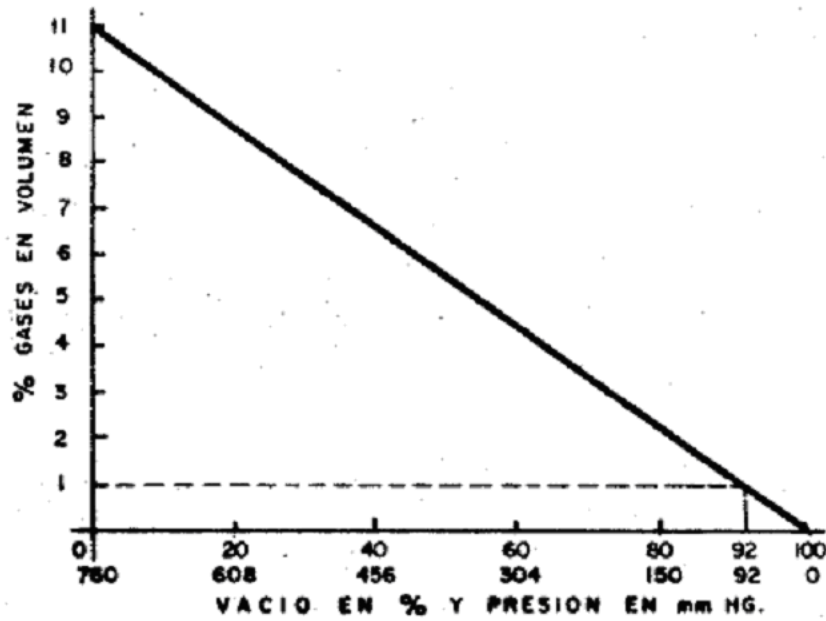


Figura 1-22

RELACION ENTRE EL CONTENIDO DE GASES EN EL ACEITE CON RESPECTO A LA PRESION ABSOLUTA.

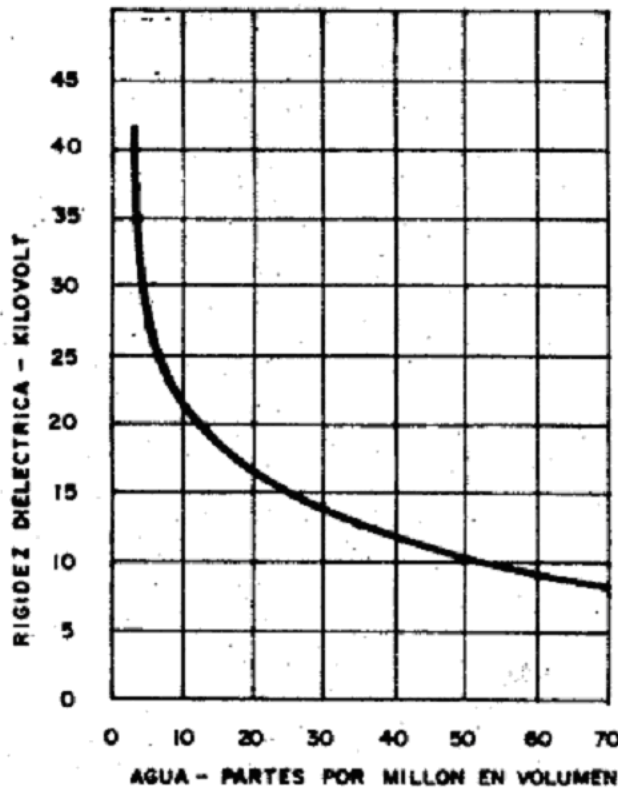


Figura 1-23

EFFECTOS DEL AGUA LIBRE SOBRE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE AISLANTE

1.10.4.3 Pruebas Eléctricas.

I. Tensión de ruptura

Por definición la tensión de ruptura dieléctrica de un aceite aislante es una medida de su capacidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es la mas frecuentemente usada y una de las mas importantes; la prueba es capaz de revelar dos cosas: La resistencia momentánea de una muestra de aceite al paso de la corriente y la relativa cantidad de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

Para darnos una idea del efecto que tiene el agua libre sobre la rigidez dieléctrica del aceite aislante, en la figura 1-23 se representa la curva característica.

Suponiendo que el aceite ha perdido o disminuido su propiedad aislante, debido al agua, polvo, lodo o partículas conductoras suspendidas en el, es lógico suponer que los materiales aislantes sumergidos en el aceite pueden ser igualmente afectados.

Existen dos métodos para probar la rigidez dieléctrica del aceite, en uno se utilizan electrodos planos de 2.54 cm. de diámetro, separados 2.54 mm; en el otro método se utilizan electrodos semiesféricos separados en sus puntos mas próximos 1.02 mm.

Para aparatos con electrodos planos, la especificación para aceite nuevo indica un valor de 30 KV mínimo. La especificación de la prueba con electrodos semiesféricos es de 20 KV mínimo en aceite nuevo. Pero los valores recomendados para transformadores, dependen del voltaje de operación.

II. Factor de potencia.

Uno de los principales requisitos conque debe cumplir un buen aceite aislante es la ausencia de agua. Debe evitarse también otros compuestos de baja resistividad para evitar la degradación y la falla del aislante. El factor de potencia alto encontrado en aceites aislantes que se encuentran dentro de transformadores sellados se atribuye a la formación de pequeñas cantidades de compuestos que generan iones o que conducen electrones; en estos compuestos siempre se han encontrado trazas de cobre; la presencia de corrosivos en el aceite que se usa en transformadores, produce reacción con el óxido cuproso presente en todas las superficies de cobre, formándose compuestos cuprosos solubles en el aceite y cantidades equivalentes de agua, esto eleva el factor de potencia, son muy bajas las cantidades de cobre necesarias para elevar el factor de potencia.

Por lo mismo una de las condiciones para que el factor de potencia no se incremente es usar aceite no corrosivo.

El factor de potencia es una prueba de mucha importancia para evaluar la condición de un aceite, desde el punto de vista eléctrico el factor de potencia es la medida del coseno del ángulo que forman los vectores de la potencia real consumida en el

aislamiento y la potencia aparente correspondiente al efecto capacitivo del aislamiento, resultante del voltaje aplicado durante la prueba.

El factor de potencia depende de la acción bipolar, y muchos contaminantes son polares y la naturaleza propia del aceite es no polar. La especificación para aceite nuevo es de 0.05% a 25°C y 0.3% a 100°C como máximo. Para aceites usados el criterio a seguir varía de acuerdo al tipo y capacidad del transformador. El incremento del factor de potencia de acuerdo a la temperatura no siempre es constante ya que los contaminantes del aceite son los que incrementan el valor a alta temperatura.

Existen otras pruebas para determinar las cualidades del aceite, algunas de ellas muy importantes, entre las que podemos citar: Tendencia a la gasificación, resistividad, impulso eléctrico, pruebas de envejecimiento acelerado, pruebas de compatibilidad, etc.

En México se fabrican dos tipos de aceite aislante para transformadores, que son: El tipo S para tensiones hasta de 85 KV y el tipo M para tensiones de 115 KV o mayores. En la tabla 1-2 se muestran las especificaciones que deben cubrir los dos tipos de aceite de fabricación nacional.

TABLA 1-2

1.11 BOQUILLAS

1.11.1 Función.

Las boquillas o bushings son los dispositivos que se usan para pasar las conexiones internas de los transformadores hacia el exterior, a través de la tapa o pared del tanque, proporcionando un camino conductor aislado adecuadamente para evitar fugas de corriente a tierra.

Tipos de Construcción.

Existen diferentes tipos de boquillas, la aplicación de cada tipo depende de las características eléctricas y constructivas del transformador. Los más comunes en transformadores de potencia son:

a. Tipo macizo. La boquilla es una pieza de porcelana, compuesta de una brida de sujeción que divide las partes externa e interna, la parte externa se forma con varias campanas que sirven para dar la distancia de flameo y la parte interna, de forma cónica, longitudinalmente tiene un orificio que la atraviesa por donde se pasa el cable terminal de la bobina, ajustado con su aislamiento propio. Antiguamente el espacio libre entre cable y boquilla se rellenaba con alguna pasta aislante licuada que no ofrecía un sello adecuado, ya que permitía la entrada de humedad y la salida del aceite a través del forro del cable,

actuando como una mecha. Actualmente se coloca en el interior de la boquilla un birlo de cobre duro, sujetado con tuercas en ambos extremos y empacado con corcho, con lo que se logra un sello correcto. Ver figura 1-24a. Este tipo de boquillas solo se usa en tensiones reducidas, como 6000 y 23000 volts.

b. Tipo relleno.- El tipo anterior es sencillo y barato, pero no es recomendable para tensiones elevadas por la presencia de aire entre la porcelana y el birlo, lo que ocasiona que la boquilla se comporta como dos condensadores en serie entre línea y tierra, uno de porcelana y otro de aire. La disparidad de capacitancias y rigidez hace que el gradiente eléctrico en la porcelana quede fuera de control y se produzcan concentraciones de campo en algunas puntas de la boquilla. El tipo relleno tiene un gran espacio entre la porcelana y el birlo, pero este espacio no está ocupado por aire sino por el aceite o compound figura 1-24b.

La boquilla llena de aceite consiste en una varilla conductora rodeada de un cierto número de cilindros delgados coaxiales de material aislante separado por separadores de madera dura tratada. La varilla y los cilindros aislantes están soportados en el interior de dos conos huecos de porcelana, como se indica en la figura. Los espacios libres de la boquilla se llenan de aceite aislante.

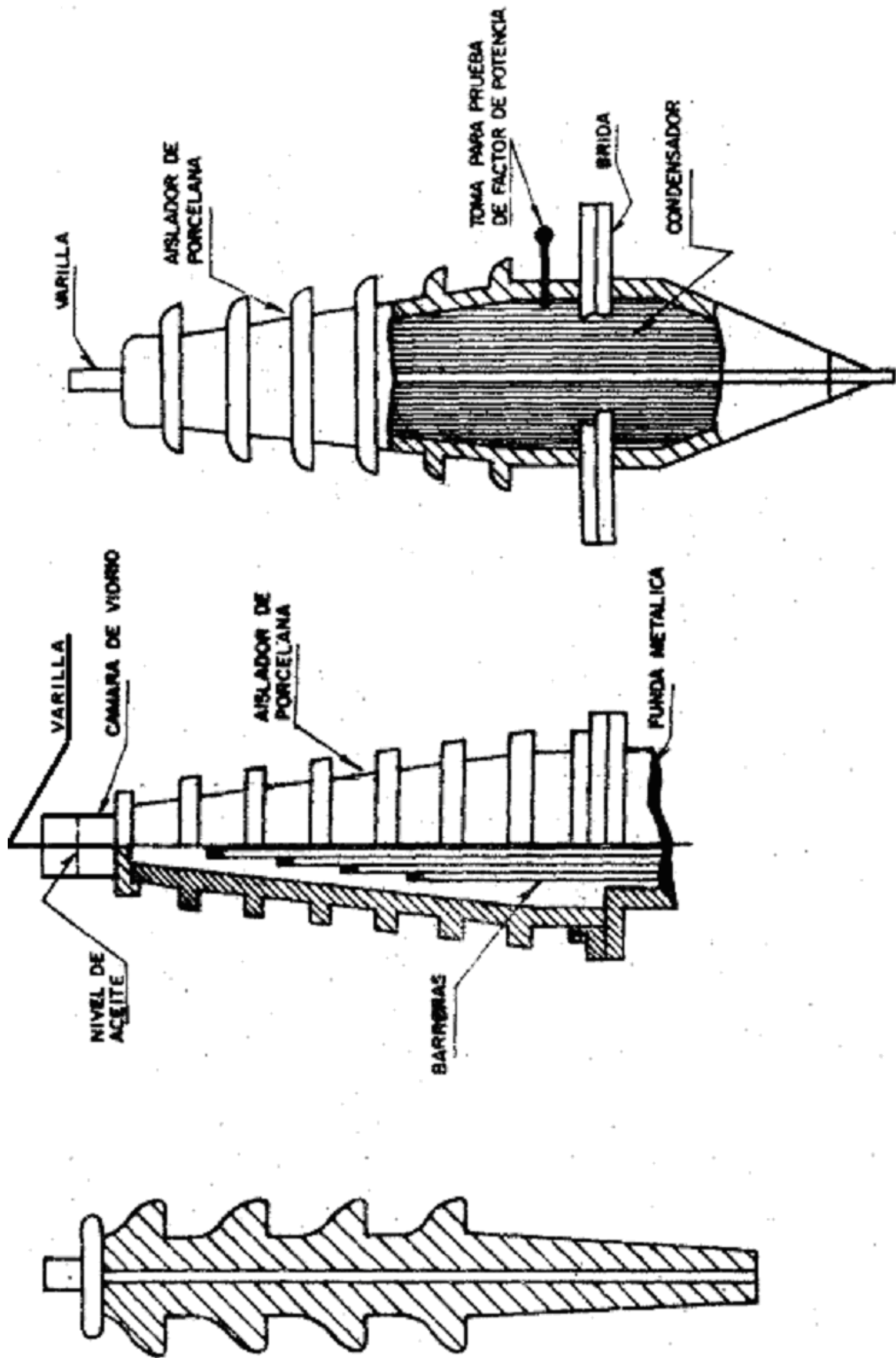
En el exterior de los aisladores lleva campanas a fin de incrementar la distancia desarrollada entre las terminales y el tanque puesto a tierra. El cono inferior penetra bajo el nivel del aceite y requiere menos distancia desarrollada que el cono superior, que está expuesto a la Intemperie. La boquilla está proporcionada de manera que, a lo largo de su superficie, el gradiente de potencial sea casi uniforme. La parte superior está rematada por una caja cilíndrica, con una mirilla de vidrio que permite apreciar el nivel del aceite.

c. Tipo condensador. La boquilla tipo condensador se representa en la figura 1-24c, está constituida por capas alternadas de aislante y hojas de metal arrolladas alrededor de una varilla conductora central. La parte superior de este conjunto interno se monta en el interior de un cono hueco de porcelana como en la boquilla llena de aceite.

El extremo inferior penetra en el aceite del transformador. La misión de la hoja metálica es producir en el interior del aislante un gradiente de potencial casi uniforme. Si se suprimiera la hoja metálica, el gradiente de potencial entre la varilla y la funda variaría aproximadamente en razón Inversa a la distancia radial al eje de la varilla y, por tanto, el gradiente en el aislante Inmediato a la varilla sería mucho mayor que cerca de la funda, a menos que fuera muy grande el diámetro de la varilla.

La Hoja metálica descompone al aislante en un cierto número de condensadores en serie. Las tensiones en los condensadores en serie son Inversamente proporcionales a sus capacidades. Si las capas de aislante son todas de Igual espesor, las capacidades de los condensadores son proporcionales al área de sus superficies. Si las capacidades son iguales, las tensiones entre capas de aislante son iguales. Luego Si las longitudes axiales de las capas varían Inversamente con sus diámetros, el esfuerzo máximo sobre el aislante en las fibras Interiores de cada capa es aproximadamente el mismo y el material se utiliza eficazmente y con seguridad.

Figura 1-24 TIPOS DE BOQUILLAS



a) TIPO MACIZO

b) TIPO RELLENO

c) TIPO CONDENSADOR

Las boquillas tipo condensador se usan para tensiones de 69 KV O mayores. Actualmente las boquillas para altas tensiones traen en su placa de datos el valor original de factor de potencia.

1.12 Tanque

1.12.1 Función.

Las principales funciones del tanque de los transformadores son:

- a) Proporcionar protección mecánica a los elementos internos del transformador.
- b) Contener el aceite aislante.
- c) Disipar el calor generado en el Interior, por radiación a través de su superficie expuesta al exterior o por medio de elementos auxiliares de refrigeración.
- d) Tiene funciones estructurales, contando con ganchos, ojillos, topes, etc., para efectuar maniobras de levantamiento o arrastre en su transportación.
- e) Facilita la fijación de dispositivos de detección, Indicación y protección.

1.12.2 Construcción.

Dependiendo de la capacidad los tanques y su tapa son construidos de lamina o planchas de acero de bajo porcentaje de carbón, de alta graduación comercial. Todas sus costuras son soldadas y donde es necesario llevan doble cordón de soldadura. En algunos transformadores también la tapa va soldada. Antiguamente se construían remachando las uniones de las láminas, lo cual no proporcionaba un sello correcto del aceite y se tenían pequeñas filtraciones constantes. Los transformadores modernos son diseñados para soportar presiones absolutas hasta de 0.01 mm., de mercurio sin tener deformación estando armados con boquillas, radiadores y tanque conservador. Esto permite efectuar los procesos recomendados para el llenado de aceite y de extracción de humedad y gases.

También de acuerdo con la capacidad tienen registros de acceso para revisión Interior; válvulas de llenado, drenado y muestreo de aceite, y conectores para puesta a tierra.

Los componentes auxiliares de los transformadores cubren funciones específicas muy Importantes. Requeridas para satisfacer las condiciones de operación, para un funcionamiento correcto y seguro.

Las funciones que se destacan son:

- a. Protección del equipo contra daños severos y descargas atmosféricas.
- b. Conservación del aceite y los aislamientos, protegiéndolos del medio ambiente.
- c. Vigilancia durante la cooperación para prevenir condiciones inseguras.
- d. Disipar el calor producido por el núcleo y los devanados para soportar las características de potencia de acuerdo al diseño del transformador.

- e. Adaptar la relación de transformación de acuerdo al nivel de voltaje que se tiene en el primario y al requerido en el secundario.

A continuación se describen los componentes más comúnmente usados en transformadores de potencia:

1.13 Cambiadores de Derivaciones.

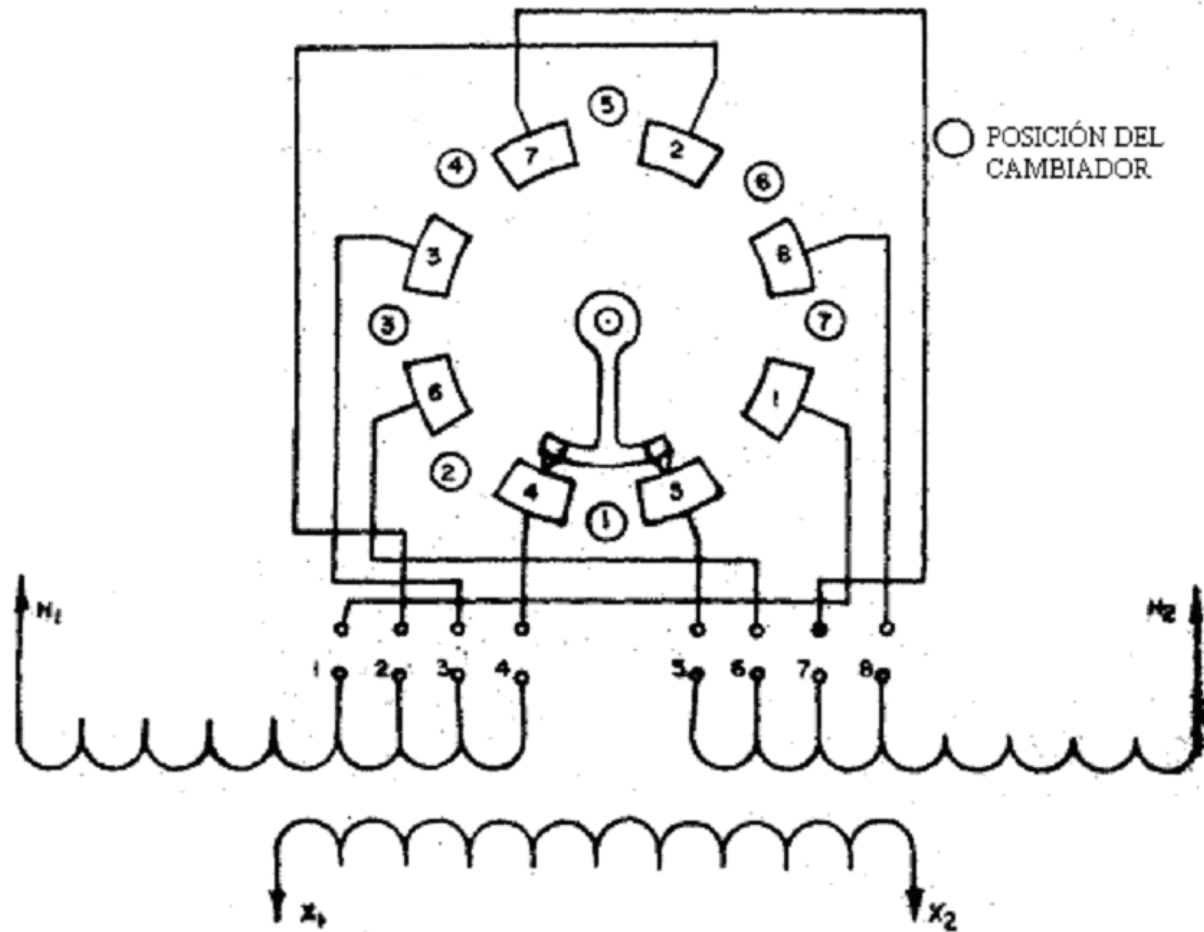
Su objeto es adaptar el arrollamiento de alta tensión a la tensión dominante en la línea de alimentación, de manera de obtener una tensión secundaria apropiada y sí es posible normal, aunque la tensión de alimentación difiera un porcentaje de la normal.

Por ejemplo, en Luz Fuerza del Centro se tienen bancos de transformadores monofásicos conectados en triangulo y estrella a redes con tensiones nominales de 85 y 23 Kv respectivamente, correspondiendo la red de 23 Kv al sistema de distribución, en la cual el valor real requerido normalmente es de 21.5 Kv entre fases, cuyo valor de fase a neutro es de 12.413 Kv. Los transformadores empleados en estos bancos tienen características de voltaje como los indicados en la figura 1-25. Suponiendo que en la red de alta tensión se tenga normalmente un valor real de 87 Kv, se calcula el TAP adecuado en la siguiente forma:

$$\frac{\text{Volts de A.T. de fase a fase}}{\text{Volts de B.T. de fase a neutro}} \times \text{Volts de B.T. de placa} \approx \text{Volts de A.T. de placa requerida}$$

$$\frac{87000}{12143} \times 13200 = 92510 \approx 93200$$

Por lo que los transformadores del banco deberán dejarse en el TAP 2 de A.T. (93200 volts) para tener un voltaje en B.T. de 21660 volts, ligeramente superior a los 21500 volts requeridos.



DEVANADO	TENSIÓN	POS.	CONECTA
ALTA	97 700	1	8 CON 4
	93 200	2	6 CON 4
	88 900	3	6 CON 3
	86 700	4	7 CON 3
	84 600	5	7 CON 2
	82 400	6	8 CON 2
	80 800	7	8 CON 1
BAJA	13 200		

Figura 1-26

CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN CARGA

Los voltajes de las redes de transmisión, no siempre conservan un valor fijo debido a factores que afectan la regulación y que dependen de las condiciones que imperan en el sistema, por lo que eventualmente es necesario modificar la relación de transformación para corregir los niveles de voltaje a rangos adecuados.

Lo que se hace con el cambiador de derivaciones es suprimir o aumentar el número de vueltas o de bobinas de un devanado, con lo que se obtiene un nivel más o menos aceptable de la tensión requerida.

Los derivadores van generalmente colocados en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado exterior y consecuentemente la conexión de derivadores puede hacerse fácilmente y sin dificultad por cuanto al aislamiento. Del mismo modo, como el devanado de alto voltaje tiene un gran número de vueltas el derivador puede ajustar estas para tener una mejor regulación del voltaje.

Los derivadores en el lado de baja tensión no se recomiendan, pues los conductores de los devanados son de mayor sección, llevando por ello una corriente considerable, que podría ocasionar calentamiento en las superficies de contacto. Además este devanado normalmente está en la parte interna y presenta dificultades de construcción.

Los cambiadores de derivaciones se clasifican en dos grupos que son: Sin carga y con carga.

Los cambiadores de derivaciones sin carga.- Son aquellos diseñados para ajustar la relación del transformador, variando el número de espiras activas de los devanados de A.T. o B.T. cuando el transformador puede desconectarse de la línea. Este ajuste generalmente es manual y se hace para adaptar el transformador al voltaje promedio requerido. En la figura 1-26 se representa un cambiador de derivaciones sin carga.

Cambiador de derivaciones con carga.- Estos cambiadores se diseñan para trabajar bajo carga; es decir, no es necesario descargar al transformador para efectuar los cambios de derivaciones, pues cuenta con los medios eléctricos y mecánicos para evitar interrupciones y arcos excesivos del flujo de corriente durante los cambios

Los cambiadores bajo carga se pueden operar manualmente y además cuentan con un control que envía la señal para alimentar un motor que opera el mecanismo del cambiador.

En Luz y Fuerza los transformadores que alimentan la red de distribución de 23 Kv además del cambiador en vacío llevan integrado un cambiador de derivaciones bajo carga y un gabinete que cuenta con dispositivos que lo controlan en forma automática para mantener el nivel de voltaje adecuado en el centro de la carga. También los reguladores automáticos de voltaje cuentan con cambiador de derivaciones bajo carga.

En el capítulo 2 se analizarán con mayor amplitud los diferentes tipos de

cambiadores bajo carga empleados.

1.14 Indicadores.

Aun cuando un transformador puede tener bastantes aditamentos, los mas importantes son: los indicadores de:

- a) temperatura del aceite,
- b) temperatura da los devanados,
- c) Indicadores de vacío o manovacuometro,
- d) indicadores de nivel.
- e) Indicadores del flujo de aceite:

- a) Temperatura del aceite.

El Indicador es un instrumento tipo carátula, activado por un elemento bimetalico contenido dentro de una funda metálica, Indicada mediante una carátula, la temperatura del aceite en la parte superior del transformador. La graduación de la carátula es en grados centígrados, señalada mediante una aguja móvil. Adicionalmente tiene una aguja de máximas, para señalar la temperatura máxima que alcanza el aceite en un periodo de tiempo determinado, para restablecer esta aguja se utiliza un Imán.

En el indicador de temperatura se tienen contactos que se usan para control de arranque de ventiladores y para enviar señal de alarma cuando la temperatura del aceite del transformador no sea la adecuada para una confiable operación.

Otros tipos de termómetros que se utilizan son los que funcionan con base a la dilatación de un Líquido como alcohol o mercurio, cuyo (movimiento se transmite a través de un tubo capilar a un sistema de fuelle que acciona el mecanismo que controla la posición de la aguja indicadora, según la temperatura.

- b) Temperatura de los devanados.

Uno de los factores que afectan seriamente la vida de los aislamientos es la temperatura, cuyo límite permisible esta fijado según la clase de materiales que lo constituyen. Los aislamientos sólidos de un transformador están envolviendo correctamente los devanados, que es precisamente donde se tiene la temperatura más elevada.

Debido a la inercia térmica, la temperatura del aceite no es un índice para determinar la temperatura en los devanados. Por lo tanto, es importante conocer la temperatura de los devanados para evitar sobrecalentamientos, como no es posible colocar en el interior de las bobinas un detector de temperatura, se utiliza un termómetro similar al del aceite, en el cual la caja del bimetálico está rodeada por el exterior del tubo, de un devanado de calefacción hecho sobre un tubo de micarta, el detector se ensambla en un tubo ciego que está montado en la pared del transformador proyectado dentro de la

zona caliente del aceite.

La bobina calefactora recibe una corriente reducida proporcional a la corriente de carga, esta corriente la toma del secundario de un transformador de corriente que esta montado en la guía terminal de uno de los devanados del transformador.

La bobina calefactora esta dentro del aceite caliente y su devanado trabaja con la misma densidad de corriente que las bobinas principales. Además, el aislamiento del devanado de la bobina calefactora tiene una elevación de temperatura por encima de la temperatura del aceite, igual a la de las bobinas del transformador principal. Por estos medios la temperatura en el interior de los devanados del transformador principal se reproducen en el área que rodea el elemento bimetalico del indicador. Ver figura 1-27

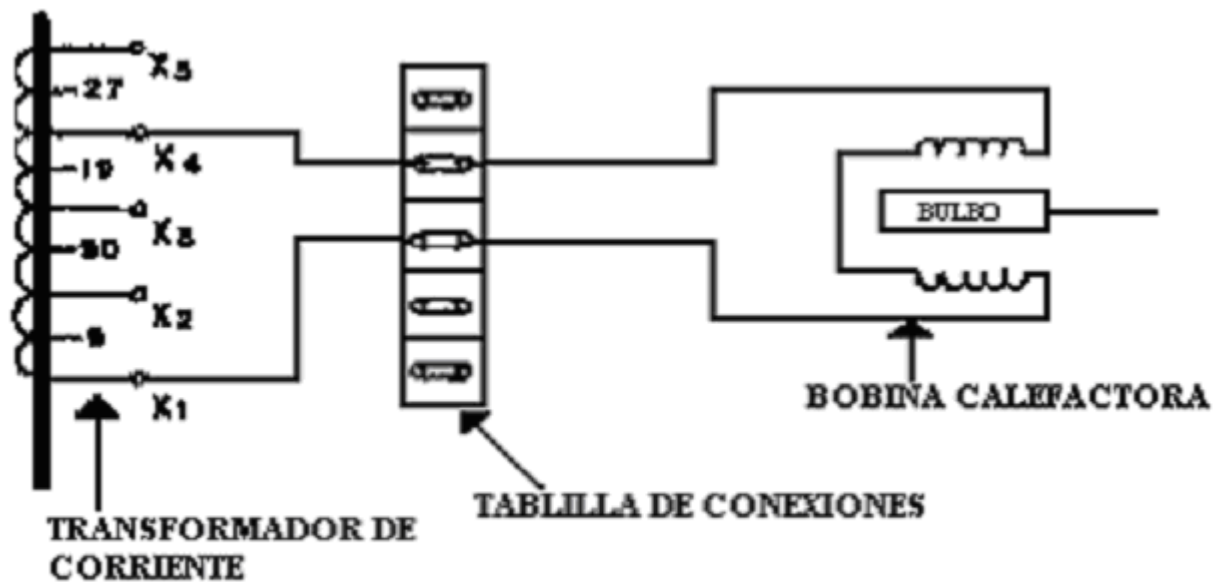


Figura 1-27

El indicador lleva Integrados interruptores que es tan ajustados para operar a diferentes niveles de temperatura, los del nivel inferior operan los circuitos de control de los enfriadores y el del nivel superior controla el circuito de alarma cuando la temperatura excede el rango permitido.

Para verificar el correcto funcionamiento del indicador de temperatura de los devanados, se efectúan en fábrica, pruebas de temperatura al transformador, las cuates consisten en hacer pasar la corriente nominal por los devanados, alimentando el primario teniendo el secundario en corto, hasta que la temperatura del aceite se estabiliza, al efectuar el corte de corriente, durante el enfriamiento se mide con un potenciómetro la variación de la resistencia ohmica de los devanados a diferentes intervalos de tiempo

tomando como referencia el corte de la corriente. Con los valores de tiempo y resistencia se traza una grafica y se determina la resistencia de los devanados en el momento en que se corta la corriente. En base a esta grafica y con el valor de la resistencia ohmica que se mide a temperatura ambiente, se calculan las temperaturas de los devanados con la ecuación

$$t_2 = \left(\frac{R_2}{R_1} (234.5 + t_1) - 234.5 \right)$$

Donde:

R2 = resistencia de los devanados a la temperatura t2

R1 = resistencia de los devanados a la temperatura ambiente t1.

Estos valores se comparan con las lecturas indicadas en el termómetro de devanados, para determinar la corriente proporcional que se debe alimentar al calefactor para corregir el error, ajuste que se efectúa tomando una relación de transformación adecuada del transformador de corriente y si es necesario se intercala un autotransformador balanceador para conseguir un ajuste más preciso.

c) Indicador de vacío o manovacuómetros.

Indica la presión positiva o negativa dentro del transformador, Normalmente debe marcar una presión cero positiva, para evitar la entrada de aire del medio ambiente. Se usa en transformadores sellados con cámara inerte con presión regulada o sin regular.

d) Indicadores de nivel.

Indican el nivel de aceite aislante en el tanque del transformador, mediante un flotador de corcho acoplado magnéticamente a una aguja indicadora. Normalmente tiene un contacto que se cierra para enviar una señal de alarma cuando el nivel baja al limite inferior que esta marcado como Lo. La marca del nivel normales 25°C y como limite superior Hi.

e) Indicadores del flujo del aceite.

Este indicador se instala en el tubo de descarga de las bombas del sistema de enfriamiento y consiste de dos partes, una interior y otra exterior, acopladas magnéticamente. La parte interior es una veleta metálica que cuando no hay flujo su posición es perpendicular al tubo y con flujo gira 90° quedando paralela al sentido del mismo, este movimiento se transmite por medio de la varilla de giro y un imán permanente al dispositivo exterior, controlando la aguja indicadora y un contacto normalmente cerrado en la posición de no flujo para enviar la señal de alarma. Esta señal es controlada de modo que cuando la bomba no es alimentada por el circuito principal de control, queda bloqueada, para evitar falsa alarma.

La carátula lleva las marcas de "OFF" en la posición de no flujo y "ON" en la de flujo correcto.

1.15 Dispositivos de protección.¹

Existen muchos dispositivos de protección para transformadores, los que más comúnmente llevan instalados son:

- a) trafoscopio o relevador buchholz.
- b) Válvula de sobrepresion tipo mecánico, con contactos de alarma.
- c) Relevador de presión súbita.
- d) Diafragma de sobrepresion de cristal.
- e) Pararrayos.

1.16 Sistemas de Alarma.

Con objeto de mantener una vigilancia constante durante la operación de los transformadores, los dispositivos indicadores y de protección están adaptados para enviar una señal de alarma cerrando un contacto cuando se presenta una situación anormal. La señal de alarma correspondiente se recibe en un gabinete instalado en el transformador o próximo a el, donde se tienen varios módulos, cada uno con capacidad para cuatro señales. Uno de los módulos recibe las señales de emergencia y el resto reciben las de alerta. Del gabinete de alarmas del transformador, solamente se envían dos tipos de señales a la consola de alarmas de la sala de tableros del operador de estación, que pueden ser de alerta o de emergencia. Evidentemente cualquier tipo de señal que se presente, puede ser causa de una condición desfavorable para el transformador, y debe verificarse de inmediato, la premura con que se debe atender la anomalía depende del grado de riesgo que represente para el equipo o para las características de operación del mismo; lógicamente existe un mayor riesgo cuando ha operado una alarma de emergencia.

Por ejemplo:

En la operación de la alarma del relevador buchholz, si al analizar los gases resultan explosivos o combustibles, puede ser debido a una falta incipiente por falso contacto en alguna conexión interna del transformador, que al no liberarse el equipo a tiempo, puede llegar a franquearse la falla produciéndose danos impredecibles, con los consiguientes problemas para la reparación. También, es mas urgente atender un desperfecto que dejar fuera de servicio el sistema de enfriamiento en horas de plena carga, que un bajo nivel de aceite debido a una fuga leve.

Las alarmas que más comúnmente se tienen en los transformadores instalados en

¹ Estos dispositivos se analizarán en et capituloII.

Luz y Fuerza son:

De emergencia:

- 1.- Trafoscopio (Buchholz)
- 2.- Falla de corriente directa

De alerta:

- 1.- Alta temperatura devanado AT 105°C
- 2.- Alta temperatura devanado BT 105°C
- 3.- Alta temperatura de aceite 75°C
- 4.- Alto nivel de aceite en conservador
- 5.- Bajo nivel de aceite en conservador
- 6.- Alto nivel de aceite cambiador de derivaciones.
- 7.- Bajo nivel de aceite cambiador de derivaciones.
- 8.- Alta presión de nitrógeno en transformador (7.5 Lbs./plg.²)
- 9.- Baja presión botella nitrógeno 1200
- 10.- Baja presión de nitrógeno en transformador (-3 Lbs./plg.²)
- 11.- Sobrepresion en transformador
- 12.- Sobrepresion en cambiador de derivaciones.
- 13.- Falla corriente alterna auxiliares.
- 14.- Falla C.A. motor cambiador de derivaciones
- 15.- Opero termomagnéticos grupos I, II o III
- 16.- Falla de flujo en bomba grupo I
- 17.- Falla de flujo en bomba grupo II
- 18.- Falla de flujo en bomba grupo III
- 19.- Cambiador de derivaciones fuera de posición.

En Luz y Fuerza del Centro el sistema de alarma que por norma se instala en los transformadores es el mostrado en la figura 1-28. En algunos transformadores antiguos se tienen instalados otros tipos de circuitos de control de las señales de alarma, que cumplen con las funciones requeridas, pero no tienen las ventajas del que se adaptó como norma.

Descripción del funcionamiento del sistema de alarmas en transformadores, mostrado en la figura 1-28.

Al cuadro de alarmas del transformador llegan dos cables de cuatro conductores c/u, provenientes de la sala de tableros de control de la subestación.

El cable "A" conectado en su otro extremo a la consola principal de alarmas, contiene la alimentación del positivo protegido (+) PM y el regreso de las señales de alarmas de alerta y de emergencia.

El cable "B" es para la alimentación de corriente directa y el regreso de la señal de disparo Buchholz al relevador 86-63.

(+) PM es el positivo protegido que energiza un lado de todos los contactos de las señales de alarma.

(-) P es un negativo protegido para el encendido de las lámparas indicadoras.

(-) NP es un negativo no protegido para la supervisión de la corriente directa.

(+)NP es un positivo no protegido para energizar el contacto de la señal de disparo buchholz del relevador 63 y se supervise con el relevador de falla de C.D.

C: Son los contactos de los dispositivos de indicación y detección correspondientes.

D: Es el contacto que envía la señal de falla de C.D.

E: Es el contacto que envía la señal de falla de C.A.

F: Son las lámparas indicadoras de las señales de alarma correspondientes.

G: Son Switch para bloqueo de las señales de alarma.

H: Son diodos que permiten pasar la señal hacia la consola principal de alarmas, pero evitan el regreso del (+) PM hacia las lámparas de las otras unidades.

I: Son diodos para efectuar la prueba de lámparas en una sola operación, cuando aparece una señal de alarma la bloquean, evitando el encendido de las demás lámparas.

J: Contacto de botón para efectuar la prueba de lámparas.

El relevador de falla de C.D. mantiene abierto su contacto o cuando su bobina se encuentra energizada, al fallar el voltaje en las terminales (-) NP y (+) NP se desenergiza la bobina, cerrándose el contacto para enviar la señal de (+) PM a la lámpara correspondiente en la sección de emergencia.

El relevador de falla de C.A. funciona igual que el de falla de C.D., al fallar la C.A. se cierra el contacto E mandando la señal a la lámpara correspondiente en la sección de alerta. Cuando en el relevador buchholz o en algún dispositivo se detecta la anomalía, se cierra su contacto de alarma, enviando la señal hacia la lámpara indicadora respectiva.

Al llegar la señal de alarma, se enciende la lámpara correspondiente, el (+) PM se conduce a través del diodo H al switch de bloqueo G, si este se encuentra cerrado, la señal se conduce a la consola principal de alarmas de la sala de tableros, donde opera una alarma sonora y aparece la indicación visual correspondiente, según sea la señal de alerta o de emergencia.

1.17 Sistema de Preservación del Aceite

El tanque conservador es un depósito adicional dispuesto en la parte superior del tanque principal del transformador y a una altura superior. Mediante este tanque y su combinación con otros dispositivos o sistemas de preservación, se logra reducir al máximo la oxidación y el deterioro del aceite, ya que se evita su contacto directo con la atmósfera.

Los sistemas con que se puede combinar el tanque conservador para preservar el aceite son:

- 1) Tanque conservador sellado, con espacio lleno de nitrógeno, sin regulación.
- 2) Tanque conservador sellado, con espacio lleno de nitrógeno, regulable automáticamente.
- 3) Tanque conservador con contacto directo a la atmósfera y "respiración" a través de equipos de deshidratación.
- 4) Tanque conservador con fuelle de expansión mediante el cual se evita el contacto directo del aceite con la atmósfera. Con esta combinación se elimina el nitrógeno en su equipo de regulación y/o los deshidratadores.

Generalmente en todas las combinaciones el tanque conservador se instala con un relevador tipo buchholz que detecta la cantidad de gases, y en caso de ser excesivos, envía una señal de disparo a los interruptores de AT y BT del transformador.

Equipo inerte para preservación de aceite.

Este equipo aumenta la vida de los transformadores y reduce al mínimo el deterioro y envejecimiento del aceite, mediante la presencia de un colchón de nitrógeno seco, a una presión determinada sobre la superficie del aceite. El nitrógeno se proporciona en cilindros metálicos montados en un costado del transformador. El control de entrada, salida y presión del nitrógeno se realiza mediante los mecanismos que se alojan en el gabinete de control de equipo. La presión se mantiene automáticamente y nunca será menor de 0.5 lbs. /pulg² (0.035 Kg/cm²) ni mayor de 8 lbs. /pulg² (0.562 kg/cm²).

El equipo de control de inerte incluye interruptores de presión que mandan señal de alarma cuando la presión en el transformador es menor de - 2 lbs. /pulg² o mayor de 8.5 lbs. /pulg² y cuando la presión en el cilindro es menor de 200 lbs. /pulg². También incluye una válvula de alivio que permite el escape de nitrógeno cuando la presión dentro del tanque alcanza un valor predeterminado y una válvula de muestreo, mediante la cual se podrán obtener muestras del gas para determinar el contenido de gases explosivos en el tanque y su composición.

El manovacuometro incluido en el equipo de control, permite conocer la presión o vacío dentro del tanque del transformador.

1.18 Sistema de enfriamiento.

Las pérdidas en el cobre y en el núcleo de los transformadores se convierten en calor que es necesario disipar al medio ambiente para mantener la temperatura en su interior por debajo del máximo que puede soportar el aislamiento sin reducir seriamente sus características mecánicas y dieléctricas.

En los transformadores de poca capacidad la superficie expuesta al exterior es relativamente grande con respecto al volumen y el enfriamiento por radiación y por convección natural suele ser suficiente para disipar el calor. Sin embargo, al aumentar el tamaño de un cuerpo, el volumen crece con el cubo de sus dimensiones lineales, mientras que el área de su superficie lo hace con el cuadrado, con esto se ve que al aumentar la capacidad del transformador, aumentan por consiguiente las pérdidas y tendría que colocarse en un tanque exageradamente grande para tener la superficie de radiación necesaria. Para evitar lo anterior, se prevén medios artificiales que facilitan la refrigeración, esto se logra dotando de conductos de ventilación a los devanados, aumentando la superficie de radiación del tanque conservando dimensiones adecuadas y adicionando elementos que ayuden a una rápida disipación del calor.

Los refrigerantes mas empleados son: El aire, el aceite dieléctrico, otros líquidos dieléctricos y el agua.

En los transformadores instalados en las subestaciones de Luz Y Fuerza se utiliza normalmente el aceite dieléctrico.

El calor generado en los devanados de un transformador se transmite al aceite en el cual se hallan sumergidos, este a su vez lo transmite a los fluidos que sirven para enfriarlo como son el aire y el agua, lográndose esto a través del tanque o por medio de radiadores adaptados a este o montados por separado. Para hacer más eficiente la disipación se hace uso de varios sistemas de enfriamiento.

OA: Sumergido en aceite, con enfriamiento natural.

Este es el enfriamiento más comúnmente usado en transformadores de capacidad reducida, como son los de distribución, y resulta ser el más económico. El aceite circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas o bien provistas de radiadores tubulares o en formas de aleta, unidas al tanque o separables.

OW: Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua.

Este tipo de transformador esta equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque o con un serpentín instalado en el interior del mismo. El agua de enfriamiento circula en el interior del serpentín, y se drena por medio de una bomba independiente. El aceite fluye, estando en contacto con la superficie exterior del serpentín, transmitiéndole el calor el agua caliente se descarga en una pileta para su enfriamiento.

Este tipo de enfriamiento se ha desechado en Luz y Fuerza, debido a los problemas de incrustación en el serpentín, y a las instalaciones que requiere.

OA/FA: Sumergido en aceite con enfriamiento natural y con enfriamiento con aire forzado.

Este tipo de transformador es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor. El arranque y paro de los ventiladores es controlado de acuerdo con las condiciones preestablecidas de carga y temperatura del transformador, utilizando un contacto del termómetro del aceite, ajustado para cerrarse en un rango de temperatura de 55 a 60°C.

FOA: Sumergidos en aceite, con enfriamiento por aceite forzado, con enfriadores de aire forzado. El aceite de estos transformadores es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores colocados fuera del tanque. Su diseño esta destinado a usarse con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando continuamente, para sostener la totalidad de su carga nominal. Aunque no es recomendable, algunos transformadores están diseñados para que su sistema de enfriamiento trabaje de acuerdo con la temperatura de operación.

También se utiliza una combinación de los sistemas de enfriamiento básicos como: OA/FA/FA, OA/FA/FOA, FOA/FOA y OA/FOA/FOA. El funcionamiento de cada grupo es gobernado por la temperatura del aceite o por el registro del termómetro de temperatura del punto mas caliente.

Un ejemplo de circuito de control de arranque y pare de los grupos de enfriamiento es el mostrado en el diagrama de la figura 2 - 9, usado en transformadores marca IEM con enfriamiento OA/FOA/FOA.

La forma en que se controla este sistema de enfriamiento se describe a continuación:

La alimentación de corriente alterna es tomada del servicio de estación general y

llega a las terminales de entrada del interruptor principal 8 -1. El relevador 27 supervisa el voltaje de la alimentación general, si hay interrupción, bajo voltaje o apertura del termomagnético 8-1, cierra su contacto de alarma y envía la señal al gabinete de alarmas del transformador.

El circuito de control es alimentado a través del interruptor termomagnético 8 - 6 y su voltaje es supervisado por el relevador 27 - 1 en la misma forma como se supervisa la alimentación general.

El arranque de los 2 grupos de enfriamiento se puede efectuar en manual y en automático, por medio del switch "43".

En la posición manual, se cierran los contactos 43-1M y 43-2M, energizan dos respectivamente las bobinas de los contactores 4-1 y 4-2, que a la vez cierran sus contactos, dejando pasar el potencial a los grupos de enfriamiento correspondientes iniciándose el arranque de las bombas y ventiladores. Con este circuito el arranque de los dos grupos es simultáneo, pero hay circuitos modificados que permiten el arranque manual de un solo grupo indistintamente.

Para el control automático, se acciona el switch "43" a la posición de auto, cerrándose los contactos 43-1A y 43-2A, pero el mando de arranque lo controla el indicador de temperatura del punto mas caliente (Hot spot), el cual tiene ajustados sus contactos para cerrar a diferentes niveles de temperatura preestablecidos de acuerdo al diseño del transformador, Primero cierra el contacto 49-1 y después el 49-2, a1 cerrarse el contacto 49-1 se energiza la bobina del contactor 4-1 iniciándose el arranque del grupo 1, lo mismo sucede con el grupo 2 cuando se cierra el contacto 49-2.

Como los transformadores normalmente se encuentran operando con carga de 40 a 75% de la nominal, el funcionamiento de los dos grupos de enfriamiento es eventual y por lo común solo requieren un grupo en horas de mayor carga. Es evidente que solo el equipo de un grupo esta expuesto al desgaste normal de trabajo, lo que representa una necesidad de mantenimiento mas frecuente. Para evitar esto, se tiene intercalado el switch de transferencia 43 C, que en la posición 1 como se ve en la Fig. 2 - 9 arranca primero el grupo 1 (contactor 4-1) y en la posición 2 la prioridad la tiene el grupo 2 (contactor 4-2), l grupo que queda como secundario solo arranca si la temperatura del transformador lo requiere. Este switch se cambia de posición periódicamente para asegurar que el funcionamiento de los dos grupos durante la vida del transformador sea pareja.

Los motores de las bombas y ventiladores se encuentran protegidos con sus interruptores termomagnético, según se ve en el diagrama.

Los indicadores de flujo de aceite cierran su contacto de alarma 80Q, cuando no hay flujo de aceite, esta señal se encuentra bloqueada mientras no es requerido el grupo de enfriamiento correspondiente y durante el arranque de las bombas, para evitar la aparición de una falsa alarma. Para ello se tienen los contactos normalmente abiertos TDC 2-1 y 2-2 que se cierran con " tiempo diferido de aprox. 5 seg. Cuando sus relevadores se han energizado por medio de la operación de los contactores de arranque 4-1 o 4-2 que cierran sus contactos respectivos, dando tiempo a que se establezca el flujo de aceite. Si por alguna razón se interrumpe el flujo estando energizadas las bobinas 4-1 o 4-2, el indicador de flujo correspondiente cierra su contacto 80-Q. y se produce la señal de alarma, ya que el contacto TDC respectivo se encuentra cerrado.

1.19 Transformadores de Corriente y Potencial.

Los reguladores automáticos de voltaje y los transformadores con cambiador automático de derivaciones bajo carga, llevan instalados transformadores de corriente y potencial para el control automático del cambiador en función de las condiciones de carga conectada.

También los transformadores que tienen termómetro de temperatura del punto mas caliente, llevan para este fin un transformador de corriente.

Estos transformadores de instrumento comúnmente son instalados en el interior del tanque del transformador o regulador de voltaje, lo que no es recomendable en los transformadores de gran potencia, ya que representan un punto posible de falla que puede ocasionar danos mas graves en el aparato principal. Es mas conveniente la instalación de los TC's en boquillas adecuadas, de tal forma que queden fuera del tanque del transformador y para los TP's disponer un tanque anexo instalado en la parte superior, con tomas del voltaje por medio de pasamuros y protegido con fusibles.

CAPITULO II. APLICACIÓN Y ESQUEMAS DE PROTECCION

2.1 Motivos de la fluctuación de la tensión,

La energía eléctrica producida en las plantas generadoras, tiene que ser transportada hasta los consumidores transformando su tensión a diferentes niveles para disminuir las pérdidas en las líneas.

Por ejemplo:

La potencia entregada por un generador con una tensión nominal de 11.5 KV, puede ser elevada a 400 KV para enviarla a través de una línea de transmisión a una estación transformadora donde se reduce la tensión a 230 KV y aquí a su vez se distribuye la potencia enviándola por líneas de transmisión a subestaciones de otras zonas distantes donde probablemente transformen la tensión al nivel de 23 KV para alimentar las redes de distribución o a 85 KV para transmitir la potencia a otras subestaciones donde se bajara la tensión a los niveles de 23 o 6 KV para ser entregada a los alimentadores de distribución.

La última transformación ocurre en los transformadores de distribución instalados en diferentes puntos de los alimentadores de distribución. Aquí la tensión es transformada a 220/127 volts y se entrega a las instalaciones de los diferentes consumidores.

En un sistema Ideal, la tensión de cada nivel en cualquier punto a lo largo de su línea permanece constante, obviamente en la realidad es imposible que esto ocurra, ya que cada maquina y elemento del circuito eléctrico esta sujeto a una caída Interna de tensión. Esto significa que la tensión de salida o sea la tensión que aparece en los terminales de salida de cualquier dispositivo, cambia con la carga y lo mismo ocurre con la tensión de entrada en las líneas, cambia en el extremo receptor.

En líneas muy largas, el efecto capacitivo se hace apreciable, dando el lugar en condiciones de baja carga cuando la corriente real de carga es menor que la corriente propia de la línea, la suma vectorial de las dos corrientes da como resultado una corriente adelantada con respecto a la tensión en el punto de alimentación o de origen. La corriente adelantada origina una caída por impedancia de tal manera que la tensión en el extreme receptor es mayor que la tensión en el extreme de alimentación o de origen. Esta es una condición de alto voltaje. Un alimentador de suficiente longitud puede estar sujeto tanto a condiciones de alto como de bajo voltaje aun cuando las cargas en dicho alimentador sean cargas retrasadas.

Si a todo lo anterior agregamos el hecho de que las cargas son variables durante las horas del día, en los diferentes días de la semana y en las diferentes épocas del año. Además de que los diferentes niveles de tensión de transmisión, pertenecen a redes o anillos que pueden ser alimentados por fuentes localizadas en diversos sitios y las redes o anillos a su vez entregan su potencia a unas u otras subestaciones, cuya interconexión depende de las condiciones de operación impuestas por la necesidad de mantener la estabilidad de todo un sistema eléctrico que se hace muy complejo, dando por resultado que la tensión en las subestaciones de distribución sea difícil de mantener en su nivel adecuado. Esto se resuelve en parte variando la relación de transformación de los bancos por medio de sus cambiadores de derivaciones en vacío.

Puesto que cada componente en el sistema esta sujeto a regulación, la variación en los terminales de entrada del consumidor es la suma vectorial de todas las variaciones que ocurren desde las plantas de generación hasta el mismo consumidor.

2.2 Necesidad de Regular la Tensión

Cualquier dispositivo eléctrico es diseñado para funcionar con una determinada tensión aplicada llamada nominal, pero pueden soportar una variación con respecto a esta tensión dentro de ciertos límites definidos sin que sus características de funcionamiento varíen apreciablemente ni se ponga en peligro la seguridad del mismo.

Por otra parte los sistemas de distribución deben estar diseñados y operados de manera que el valor de la tensión suministrada este dentro de límites aceptables y permisibles. En el caso de Luz y Fuerza, la variación de tensión permisible ha sido fijado por la ley de la industria eléctrica en un 10% arriba o abajo de la tensión nominal de que se trate. Esta especificación esta incluida en el contrato que celebran Luz y Fuerza y el usuario. De aquí se desprende que esta especificación sea de observancia obligatoria en la operación de las redes de distribución.

2.3 clasificación y aplicación de esquemas de protección.

Los sistemas de protección utilizados para los diferentes elementos, se basan en esquemas de relevadores, los cuales han sido seleccionados, tomando en cuenta los factores determinantes que los modernos Sistemas Eléctricos imponen, como son: alta complejidad de las redes, pequeños márgenes de estabilidad, alta confiabilidad en la continuidad del servicio, etc.

El criterio más general izado para la protección de los elementos mas importantes del Sistema, como líneas de transmisión y subtransmisión, bancos de transformación en subestaciones de subtransmisión y distribución; es el de utilizar dos esquemas de protección, lo mas independientes que sea posible, a saber:

- 1).- Esquema principal o primario
- 2).- Esquema secundario ó de respaldo del principal.

Para satisfacer las condiciones indicadas, los esquemas que se utilizan deben desarrollar sus características de operación, cumpliendo con las tres funciones principales:

- 1).- Aislar todo tipo de fallas con alta rapidez, tanto con el Esquema primario como con el de respaldo.
- 2).- Aislar una (mínima porción del sistema en condiciones de falla.
- 3).- Proporcionar una máxima confiabilidad, tanto en los propios esquemas relevadoras, como en los elementos asociados (transformadores de instrumentos, cables de control, fuentes de alimentación para control, etc.).

2.4. Aplicación en bancos de transformación.

Como se vio en páginas anteriores, los transformadores están expuestos a recibir tensiones excesivamente elevadas y sobrecorrientes, que le pueden ocasionar la reducción de su vida útil, así como daños, que pueden ser leves o muy severos, los cuales en ocasiones son reparables en la base de instalación, pero generalmente obligan al retiro de la unidad para su reparación en taller. En ocasiones extremas la falla puede producir la explosión del equipo ocasionar que se incendie el aceite y los aislamientos, con el riesgo evidente para las personas que por alguna razón estén próximas al transformador.

Para prevenir las condiciones anormales y limitar los efectos de las fallas en los transformadores, se debe contar con dispositivos y circuitos de protección adecuados. Algunos dispositivos de protección están integrados a la unidad y otros son adicionados durante la instalación; los circuitos de protección se basan en esquemas de relevadores cuya función es detectar las condiciones anormales para enviar la señal de disparo a los interruptores de potencia de entrada y salida del banco.

Entre las protecciones más comunes se tienen:

- a) Protección diferencial
- b) Protección contra sobrecorrientes
- c) Pararrayos
- d) Relevador detector de gases (buchholz)
- e) Dispositivos de sobrepresión súbita
- f) Sistemas contra incendio.

Protección diferencial.- Es una protección que compara vectorialmente dos o más magnitudes eléctricas similares y actúa cuando el vector diferencia de dichas magnitudes excede un valor prefijado. La mayoría de las aplicaciones del relevador diferencial son del tipo diferencial de corriente, para protección de líneas, transformadores,

generadores y maquinaria síncrona.

El relevador diferencial (87) mas usado, es el de inducción con disco aunque también se usa el de viga balanceada, siendo de operación instantánea la mayoría de ellos.

La protección diferencial esta indicada en el diagrama de la figura 2 - 28 (a). La diferencia de las corrientes que pasan por la bobina es nula, en condiciones normales, ya que la corriente I_1 es igual a la corriente I_2 . El tramo protegido es el comprendido entre los dos transformadores de corriente.

Si hubiera una falla en el interior de este tramo, las corrientes I_1 ó I_2 serán distintas en magnitud y en sentido al mostrado, y aparecería una corriente en la bobina del relevador que cerrarían los contactos y estos a su vez, harían abrir los interruptores extremos del tramo de línea, como se observa en la figura 2 - 28 (b).

Si la falla ocurriera fuera del tramo comprendido entre los T.C.'s, se volvería a caer en la primera condición, solo que las corrientes I_1 e I_2 serían mucho mayores que las normales.

El tramo de línea representado, en nuestro caso, es sustituido por un transformador. Pero como las corrientes de entrada y salida normalmente son distintas, los transformadores de corriente son de relación de transformación adecuada en amperes, a fin de que la cantidad de energía que entra por un lado del relevador, sea igual a la que sale por el otro lado, y la diferencia vectorial de las corrientes entrantes y salientes, resulte igual a cero, para que la condición de estabilidad se obtenga. En caso de cualquier falla interna, existirá un desbalanceo y al comparar las corrientes, existirá una diferencia que hará operar la protección.

Con el propósito de estabilizar el funcionamiento de los relevadores diferenciales, tienen una bobina más, la cual se llama restrictora. Los efectos de estas dos bobinas son opuestos y su funcionamiento es el siguiente. ver figura 2 - 28 (c).

La bobina operadora trabaja en proporción a la diferencia de las corrientes I_1 e I_2 . A medida que esta diferencia se acentúa, crecen sus efectos. La bobina restrictora esta formada por dos partes, una que es atravesada por una corriente proporcional a I_1 y otra por I_2 , y como la derivación esta en el punto medio de los amperes-vueltas de las dos mitades son proporcionales a $N/2 * I_1$ y $N/2 * I_2$ (N es el numero de vueltas), lo que da por resultado que la suma de estas dos partes es igual a $N/2 (I_1 + I_2)$.

La bobina operadora por lo tanto trabaja en proporción a $I_1 - I_2$ y la restrictora en proporción a $(I_1 + I_2)$.

Para evitar operaciones erróneas, se admite una diferencia de no operación comprendida entre las dos corrientes I_1 e I_2 que permite que en esa diferencia este incluida cierta cantidad de energía que se pierde en el interior del tramo protegido. Esta cantidad puede representar las perdidas naturales de un transformador o algunas otras corrientes de desequilibrio del mismo, y aun las diferencias que marcan los TC's. Cuando

se saturan sus núcleos con corrientes muy altas, por lo tanto, esta diferencia $I_1 - I_2$ es imposible mantenerla en cero.

Por estas razones los relevadores están adaptados para incluir una diferencia antes de operar.

A medida que las corrientes aumentan, por ejemplo, cuando hay un corto circuito en el exterior de la zona de protección diferencial, la diferencia también aumentaría y no conviene que los relevadores operen aun en este caso, por lo que se construyen estos aparatos para operar no propiamente con la diferencia sino con el porcentaje de diferencia con respecto a una de las corrientes, I_1 ó I_2 (generalmente la mas pequeña) la cual si permanece constante, denominándose por esta razón, relevadores de porcentaje diferencial.

Los relevadores diferenciales tienen características de porcentaje de pendiente y se puede ajustar en el aparato 10, 15, 25, 40 etc. porcentaje de pendiente que se requiera, de acuerdo con las condiciones existentes.

Los relevadores diferenciales no necesitan tener características de tiempo retardado o tiempo inverso, como los de sobrecorriente u otros, y se construyen, cayendo dentro de la clasificación de relevadores instantáneos aun cuando hay unos más rápidos en su operación que otros. La razón para ser instantáneos es que al proteger una zona completamente definida entre los TC' s detectores, no es necesario considerar secuencias de operación con respecto a otra parte del Sistema y mientras mas rápidamente se libre el equipo de una falla, menores efectos tendrá el deterioro de este.

El faseado de una protección diferencial es, uno de los que requieren mayor cuidado, puesto que de no efectuarse correctamente, provocara falsas opresiones.

Para efectuar un buen faseado, deben tomarse en cuenta la polaridad de los transformadores de corriente, y también en los sistemas trifásicos analizar las conexiones que se tengan (delta o estrella) tanto en el transformador de potencia como en los TC' s de la protección diferencial, para determinar los valores vectoriales de las corrientes que van a actuar en los relevadores de esta protección.

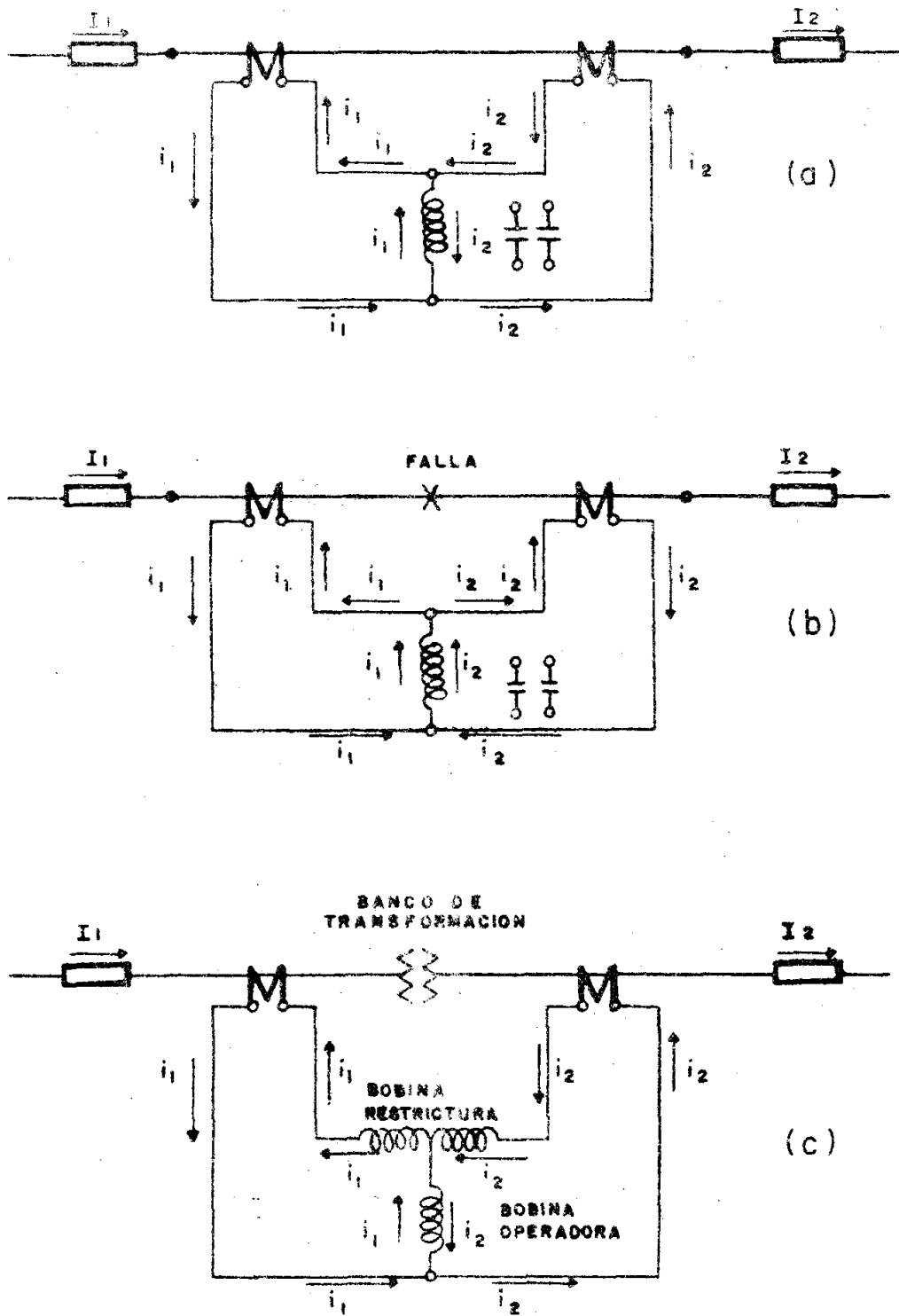


Figura 2-28 PROTECCION DIFERENCIAL.

Protección contra sobrecorrientes.

La protección contra sobrecorriente se emplea para la protección contra fallas de transformadores que tienen interruptores de potencia y es una protección de respaldo de la protección diferencial.

Se tienen instalados tres T.C.'s uno en cada fase, y al menos dos relevadores de sobrecorriente de fase y un relevador de sobrecorriente de tierra en cada lado del banco de transformación. Los relevadores de sobrecorriente tienen un elemento de tiempo inverso, la puesta en servicio se ajusta un poco mas alta de la corriente nominal de carga máxima, es decir casi 150% de la máxima, y su acción retardada debe ser suficiente para tener selectividad con el equipo de protección de elementos adyacentes del Sistema durante fallas externas. Los relevadores tienen también un elemento instantáneo cuya calibración se hace un poco mas elevada que la corriente máxima de cortocircuito para una falla externa o la corriente magnetizante transitoria de conexión.

Cuando el banco de transformación esta conectado a mas de una fuente de corriente de cortocircuito, puede ser necesaria la direccionalidad, al menos en algunos relevadores de sobrecorriente, para obtener mejor protección y selectividad de las fallas externas. También se requiere direccionalidad en la protección de respaldo para fallas a tierra en el devanado primario del banco de transformación, cuando la conexión es en estrella con el neutro conectado a tierra (67N).

Para obtener la protección de respaldo contra fallas externa, un banco de Transformación protegido en forma diferencial debe tener relevadores de sobre corriente de tiempo inverso, alimentados de preferencia a partir de distintos TC' s que los utilizados con los relevadores diferenciales, para disparar los interruptores del lado de falla cuando persiste por mucho tiempo una falla externa.

Pararrayos.

La practica actual en el diseño de subestaciones de alta tensión es proteger las instalaciones tanto de las sobretensiones de origen externo, debidas a rayos, como de las sobretensiones de origen interno, debidas a la apertura o cierre de interruptores, de manera que estas sobretensiones no alcancen valores que excedan el nivel de aislamiento adoptado.

Los transformadores de potencia se protegen mediante pararrayos, colocados lo mas cerca posible de sus terminales y las características de protección deben seleccionarse de acuerdo con las condiciones específicas de cada sistema y coordinarse con las características de aislamiento de los transformadores.

Estos pararrayos proporcionan también una protección contra sobretensiones a la zona de las barras colectoras y del equipo terminal de las líneas, pero debido a la mayor distancia entre los pararrayos y ese equipo y a los fenómenos asociados con la propagación y reflexión de las ondas de tensión, la protección al equipo mas alejado de los

pararrayos se reduce, por lo que puede quedar sometido a sobretensiones mas altas que las que se alcanzan en el lugar próximo a los pararrayos.

La función de los pararrayos es proporcionar un camino para las corrientes intensas al rededor del transformador y así disipar la energía de la onda sin efectos nocivos. Estas corrientes debidas a la operación de los pararrayos son conducidas a la red de tierras de la subestación.

El pararrayos básicamente es una envolvente de porcelana herméticamente cerrada, en cuyo interior se encuentran montadas las partes activas del des cargador, entre las quo figuran la resistencia que trabaja en función de la tensión y el explosor de extinción compuesto de electrodos tipo tobera. las características de la resistencia dependen de la tensión a la que operan, y tiene la propiedad de que, al pasar por el la intensidades de cualquier magnitud, varia automáticamente su resistencia, de tal modo que la carda de tensión adquiere valores admisibles determinados.

Como su valor de resistencia es relativamente elevado en el nivel de la tensión de servicio, la intensidad de corriente posterior se limita tanto que es interrumpida con toda seguridad por el explosor de extinción.

La tensión nominal indicada en las placas de los pararrayos esta establecida a 50 o 60 Hz y define la tensión máxima a la frecuencia nominal contra la cual interrumpirá la corriente remanente y se autorrestablecerá como aislador, después de haber descargado un transitorio.

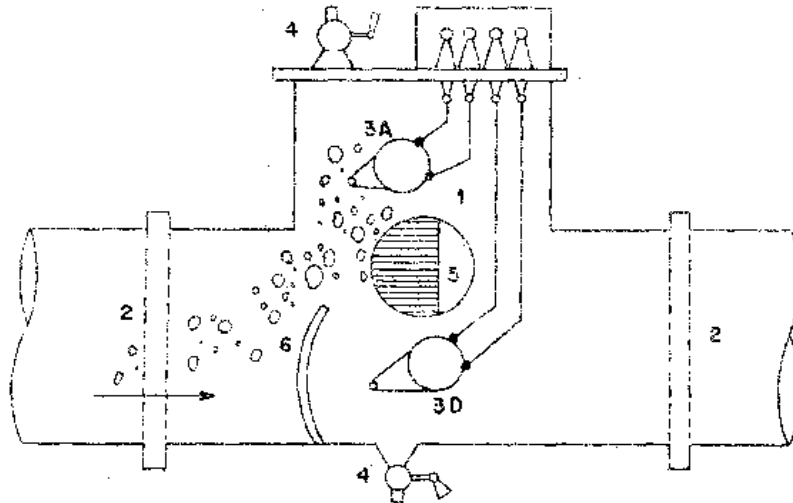
Relevador detector de gases (Buchholz).

El relevador buchholz o trafoscopio , se tiene instalado en transformadores de potencia de capacidad mayor de 10 MVA y en reguladores de voltaje de 23 KV, que cuentan con tanque conservador de aceite. Su instalación es intercalada en la tubería que comunica el tanque conservador con el tanque del transformador. Estos relevadores tienen la función de captar desperfectos ocurridos en el interior de los transformadores que originen desprendimientos de gases.

En la figura 2 - 29 se muestra esquemáticamente un relevador buchholz indicando los elementos constitutivos del mismo:

1. Cámaras de acumulación de gases.
2. Bridas de conexión, una para el lado del transformador y la otra del conservador.
3. Dos flotadores equipados con un bulbo de mercurio que sirve como interruptor en su operación, 3A sirve para alarma y 3D para disparo.
4. Dos válvulas que sirven para "purgar" el trafoscopio y para evacuar los gases acumulados.

5. Registro de cristal, sirve para verificar el nivel del aceite y cantidad de gases acumulados.
6. Placa desviadora, sirve para obligar a los gases a pasar a la parte superior del recipiente.



TRAFOSCOPIO

Figura 2-29

La posición del flotador de alarma (3A), depende del nivel de aceite en la cámara (1), siendo este nivel función, a su vez, de la presión de los gases que contiene el aceite. En cuanto al flotador de desconexión, (3D) su posición depende de la velocidad del caudal de aceite y de gas que circulan desde el transformador al deposito conservador.

El funcionamiento del relevador es el siguiente:

La cámara (1) normalmente llena de aceite, contiene los flotadores 3A y 3D, móviles alrededor de sus ejes de giro. Si, a consecuencia de una falla incipiente o poco importante, se producen pequeñas burbujas de gas, estas se elevan en el tanque del transformador, y se dirigen hacia el deposito conservador de aceite. Estas burbujas al llegar al aparato, son acumuladas en la cámara (1), donde baja progresivamente el nivel de aceite a medida que se aumenta el volumen de gas. Cuando la cantidad de gas es suficiente, la inclinación del flotador (3A) llega a cerrar su contacto, enviando la señal al cuadro de alarmas del tablero de la subestación (visual y sonora). Si continua el desprendimiento de gas, el nivel de aceite en la cámara (1) baja hasta que los gases pueden pasar a la tubería que los lleva hasta el tanque conservación.

Una observación de la cantidad y aspecto de los gases desprendidos permite localizar la naturaleza y la gravedad de la falla. El color de los gases da una idea del lugar donde se tiene la falla, por ejemplo:

- Gases blancos, proceden de la destrucción del papel
- Gases amarillos, proceden del deterioro de piezas de madera

- Gases negros o grises, proceden de la descomposición del aceite.

El flotador (3D) conserva un reposo mientras el desprendimiento de gas es lento. Si la falla se acentúa, el desprendimiento se hace violento produciendo grandes burbujas, con lo que se forma un flujo brusco de gas y aceite a través de la tubería, hacia el tanque conservador. Este flujo encuentra el flotador (3D) y lo acciona, lo que provoca el cierre de su contacto, con lo que se manda la señal de apertura de los interruptores de potencia del banco de transformación. Se obtiene el mismo resultado, en caso de sobrecarga peligrosa para el transformador, porque la corriente de carga resulta demasiado elevada o a consecuencia de un cortocircuito en la red secundaria; en este caso, a consecuencia del calentamiento de las bobinas, se producen gran cantidad de pequeñas burbujas, que actúan como si se tratara de algunas grandes, es decir, a manera de un choque que obliga a refluir el aceite, el cual acciona el flotador (3D). Esta acción es tan rápida que el disparo de los interruptores se produce antes de que el transformador sea afectado por la sobrecarga.

La aparición de las pequeñas burbujas gaseosas se manifiesta solamente cuando las temperaturas de las bobinas se elevan hasta el punto en que el aceite se volatiliza, que es alrededor de 150°C, por lo que la temperatura de las bobinas no puede elevarse mucho por encima de esta temperatura. Según la clase de anomalía, se produce gas en forma lenta, como por ejemplo, por corrientes parásitas, cortos circuitos entre espiras, conexiones defectuosas, o bien se produce gas en forma violenta, como por ejemplo, por arcos de gran energía, entre fases o de fase a núcleo o tanque. El empleo del relevador Buchholz reduce en forma importante el peligro de explosión e incendio del aceite que puede producirse a consecuencia de una falla en el transformador.

Dispositivos de sobrepresión súbita.

En casos excepcionales donde no se tiene tanque conservador, en los transformadores, el relevador tipo buchholz no se puede instalar. En estos casos se tienen instalados relevadores de sobrepresión súbita. Este es un dispositivo mecánico compuesto por una compuerta aprisionada con un resorte que es vencido cuando la presión interna de un valor de aproximadamente 0.7 Kg/cm², una vez abierta la compuerta y descargada la sobrepresión vuelve a cerrarse. En algunos dispositivos se cuenta con un micro switch para mandar serial de alarma o de disparo y en otros se tiene también una señal fija visual que indica cuando el dispositivo ha operado.

Sistema contra incendio.

Los transformadores están expuestos a derramar el aceite dieléctrico e incluso explotar, cuando ocurre alguna falla interna severa, Lo cual presenta un riesgo de incendio debido a los componentes inflamables, como son los aislamientos y el aceite dieléctrico; cuando la falla se produce en las boquillas terminales también se corre este riesgo. Si se tiene una fuga importante de aceite que por alguna razón no es atendida oportunamente, se puede llegar a inflamar si en alguno de los circuitos de control o equipos auxiliares ocurre un chisporroteo o flamazo.

Para prevenir el riesgo de incendio, en algunas subestaciones, se cuenta con un sistema contra incendio para proteger los bancos de transformación.

El sistema contra incendio común, comprende los siguientes elementos, cuya función se expone de manera breve:

Cada transformador es rodeado por una instalación de tubería en la cual están dispuestos regaderas o aspersores colocados convenientemente, para que cuando se registre un conato de incendio, el agua bañe el transformador y así extinguir las llamas lo más pronto posible.

También en cada transformador, se tienen colocados en lugares estratégicos varios termodetectores, que van a operar cuando una alta temperatura (del orden de ignición) sea detectada. Estos termodetectores tienen un elemento bimetálico que controla un contacto normalmente abierto, el cual es cerrado cuando se detecta la alta temperatura, mandando la señal de apertura a la electroválvula que controla la alimentación de agua a presión del sistema contra incendio hacia el transformador o banco correspondiente.

En algunos casos la señal de los termodetectores tiene conexión con el relevador auxiliar de disparo de los interruptores del banco, para desenergizar en caso de incendio.

La electroválvula controlada por la señal de los termodetectores, a su vez por medio de una presión de agua que retiene, controla la válvula de alimentación de la tubería de los aspersores del transformador correspondiente. Al llegar la señal a la electroválvula, esta se abre, desfogando la presión del control y provocando por diferencia de presiones la apertura de la válvula principal, lo que permite el flujo de agua hacia la zona del incendio.

Un tanque general de almacenamiento proporciona el agua a la presión requerida. El agua es mantenida a un nivel determinado y la presión es obtenida por medio de un colchón de aire, controlado por un sistema de compresión.

N.ASA	TIPO	CANT	DESCRIPCION	FUNCION
51	IAC (GE) CDG (EE)	2	Sobre corriente con unidad de tiempo inverso de 4 a 16 amp. y unidad instantánea	Protección de respaldo, la unidad instantánea para el banco y la -- unidad de tiempo para los alimentadores.
67-N	JBCG (GE) CRD (WH)	1	Sobre corriente direccional con unidad de tiempo inverso de -- 0.5 a 2 amp. con polarización de corriente y potencial.	Protección de respaldo para fallas a tierra en el devanado primario - del banco.
87-T	BDD (GE)	3	Diferencial de banco con 3 bobinas de restricción y supresión de armónicas.	Protección primaria del banco para cualquier tipo de falla dentro de la zona de la diferencial.
86	HER (GE)	3	Auxiliar de disparo, reposición manual, 16 contactos.	Auxiliar de disparo de las protecciones primarias y de respaldo.
51-N	IAC (GE) CDG (EE)	3	Sobre corriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amp. y unidad instantánea.	Protección de respaldo para fallas a tierra en la zona entre los T.C.s del lado de baja tensión y el devanado secundario del banco
51-TT		1	Tiempo definido con unidad instantánea de 0.5 a 2 amp.	Protección de respaldo para fallas de interruptor en el lado de 230 KV. NOTA: Solo se usa cuando no existe esquema de protección de respaldo, lo cual por falla de interruptor.
63	Transfoscopio	1	Detector de gas.	Protege el banco contra fallas internas incipientes.

Tabla 2-1

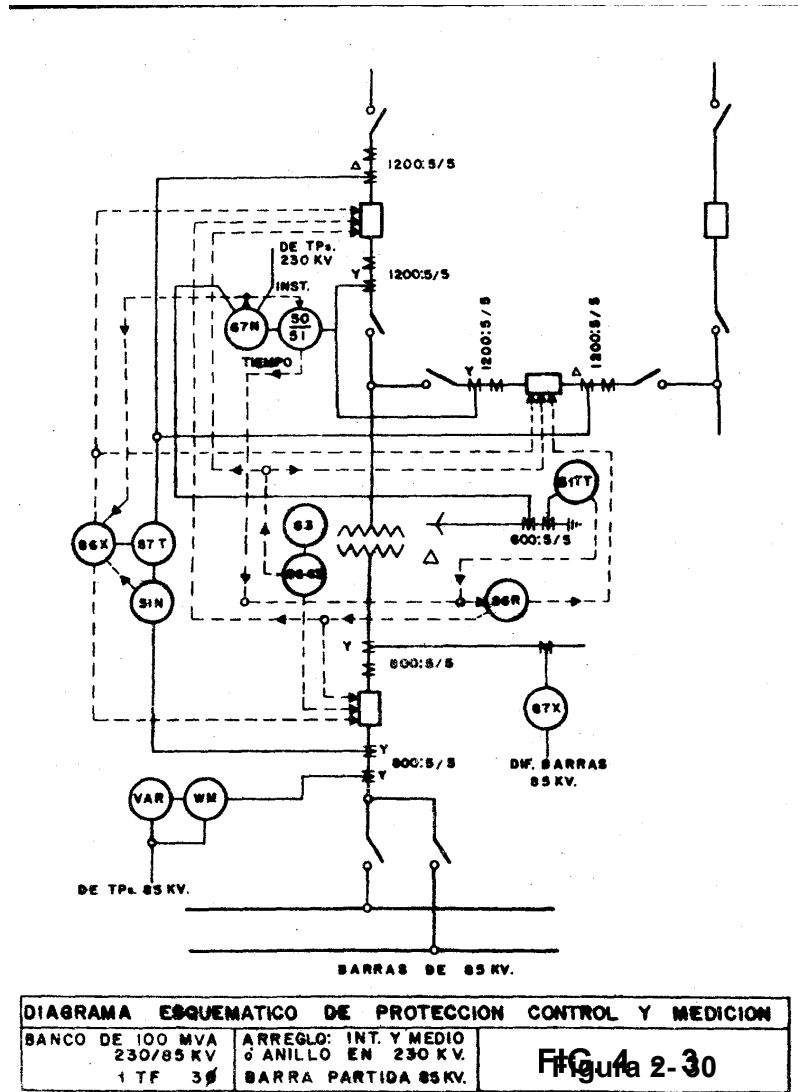
Descripción y funciones de los relevadores empleados en el esquema de la **Figura 2-30**

Ejemplo: De aplicación de un esquema de protección a un banco de transformación.

Los esquemas de protección aplicados a bancos de transformación difieren según el tipo de banco y sus conexiones de A.T. y B.T., así como el arreglo que se tenga en la subestación, tanto por A.T. como por B.T.

En la figura, se presenta el diagrama esquemático de protección, control y medición de un banco de transformación de 100 MVA, 230 /85 KV y un transformador trifásico, conectado en un arreglo de interruptor y medio S anillo en 230 KV y barra partida en 85 KV.

La descripción y función de los relevadores utilizados se puede ver en la tabla 2 - 1



Capitulo III.

COSTOS DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES DE LUZ Y FUERZA.

3.1 Administración del mantenimiento

Conceptos Administrativos y su Finalidad

Se puede decir que actualmente las actividades de una empresa deben estar reguladas por un proceso administrativo para que esta pueda cumplir eficazmente con el propósito o propósitos que dieron lugar a su existencia. La administración es el alma y fuerza fundamental de cualquier empresa y es la responsable del éxito o del fracaso que llegue a obtenerse. Sin la administración se vuelven inútiles todos los elementos materiales y económicos.

En una empresa ejecutan actos de administración todas aquellas personas que tienen autoridad sobre otras.

Dentro de la administración moderna se requiere una actitud mental que tiene por objeto ordenar las ideas sobre:

1. Como prever el rumbo de las actividades futuras.
2. El orden de las cosas, del elemento humano y del trabajo de la empresa.
3. La coordinación de las actividades y el trabajo de equipo.
4. La constante revisión y evaluación de resultados.

Esta sistematización ha permitido la creación de una autentica ciencia de la administración.

Definición.- La administración es una actividad humana que procura efectuar la combinación y coordinación optima de los recursos materiales, humanos y técnicos de una empresa para que se cumplan los objetivos predeterminados de esta.

Según los antecedentes históricos de la Administración, puede decirse que tres hombres se han significado en la evolución de esta actividad, a la que se le reconoce un carácter científico y constituye en cierto grado un -arte, una ciencia y una autentica profesión.

La administración moderna está basada principalmente en los estudios y trabajos de Frederick W. Taylor (1856-1915), Henry Fayol (1841-1925) y Elton Mayo (1880-1949); cuyas teorías han sido una base de orientación para mayores estudios por parte de científicos, investigadores, profesores y directores de empresa; los resultados de todos esos estudios, han motivado el desarrollo de la administración, hasta colocarla en un lugar de primordial importancia en la vida moderna.

Taylor se preocupó fundamentalmente por lograr mayor eficiencia del trabajo y la mejor utilización posible del tiempo y materiales de que podía disponerse. Atendió la descomposición de una labor compleja en sus elementos; la medición del tiempo preciso de cada operación, la articulación lógica de las actividades para su mayor rapidez, la selección científica de los trabajadores, su adiestramiento sistemático y la planeación, dirección y organización del trabajo por los mayordomos funcionales.

Por su parte Fayol, considero la administración preponderantemente desde los niveles superiores; o sea, de gerentes y directores de empresa. Fue el quien señalo que la actuación administrativa estaba compuesta por diferentes funciones que son: Planeación, organización, mando, coordinación y control. Además, insistió en la sistematización científica de cada una de ellas y contribuyo firmemente en el planteamiento de los principales problemas administrativos, dentro de una concepción orgánica de la empresa como un todo.

Fue Elton Mayo quien hizo que la Administración adquiriera un contenido humano; siendo sociólogo de la Universidad de Harvard, efectuó estudios acerca de la actuación humana real, considerando las motivaciones psicológicas de los individuos, sus acciones y reacciones, sus contactos diarios, estado de ánimo, conducta social, etc. Lo que se conoce en los Estados Unidos como "El redescubrimiento del hombre" en la vida industrial. Esto evidentemente es de gran importancia y trascendencia.

Las principales funciones de la Administración son:

- a) Planeación
- b) Organización
- c) Ejecución e Integración
- d) Control

3.2 Planeación.

Consiste en señalar las metas hacia las cuales se dirigen las actividades concretas. Fundamental mente corresponde a una labor de previsión. La planeación da lugar a una constante toma de decisiones y por lo general se involucra lo siguiente:

- 1.- Objetivos
- 2.- Políticas
- 3.- Procedimientos
- 4.- Programas

Objetivos - Son los fines o las metas que se pretenden alcanzar; ya sea tratándose de la empresa en su conjunto o sus departamentos, secciones o funciones.

Políticas.- Son reglas o normas, generales que sirven de guía al pensamiento y acción de los subordinados. Las políticas se apoyan en los objetivos y los precisan. Se refieren a la empresa en su conjunto, a sus departamentos, secciones o funciones.

Procedimientos - Son planes concretos que norman el criterio y la acción que debe seguirse. Toman en cuenta los objetivos y las políticas. Implican la elección de los medios que se han de emplear y tienen como característica fundamental el señalar la secuencia cronológica de una actividad o conjunto de actividades.

Programas.- Son planes más complejos que los anteriores. Se apoyan en los objetivos, en las políticas y en los procedimientos señalados de antemano; pero determinan con la mayor precisión posible el desarrollo de las actividades en función de los elementos esenciales: tiempo y recursos. Comprenden también a la empresa en su totalidad, o alguno de sus departamentos o secciones.

Organización:

Organizar es estructurar y dar forma a un complejo previamente planeado, disponiendo los recursos que se tengan (hombres, maquinas, aparatos, materiales, dinero, etc.), de tal forma que se pueda funcionar según lo previsto en la planeación.

Para organizar hay que atender a los siguientes factores:

- 1.- Puestos
- 2.- Hombres
- 3.- Autoridad
- 4.- Responsabilidad.

Puestos.- El primer paso para estructurar una organización que logre los objetivos trazados en la planeación es enlistar todas las labores a realizar, separarlas en grupos a fines de funcionalidad, determinan de forma aproximada las horas hombre de cada grupo con el objeto de decidir cuántos puestos son necesarios de cada una de las categorías involucradas. Es conveniente conocer la descripción de las labores correspondientes a cada puesto para saber qué autoridad se les puede delegar y la responsabilidad que se les puede exigir a sus ocupantes.

Hombres.- Conociendo los puestos, se debe estar en posibilidad de escoger las personas más adecuadas para ocuparlos; pero no siempre se tiene la opción de seleccionar el personal idóneo, ya que por lo general las empresas establecidas cuentan con puestos de base y solo por requerirlo el volumen de trabajo se selecciona personal nuevo, además por razones escalafónarias o sindicales es común que los puestos sean ocupados por personas sin los atributos necesarios. Se considera conveniente que la empresa facilite los medios necesarios para que el personal se instruya y tenga posibilidad de progresar en su puesto.

Autoridad.- Ya estando las personas ocupando sus puestos, es indispensable delegarles la autoridad necesaria para la buena función del mismo. La autoridad se delega de acuerdo con la capacidad del subordinado de hacer buen uso de ella. El puesto y la capacidad de la persona limitan la delegación de autoridad.

Responsabilidad.- Es la obligación que tiene una persona de responder ante sus superiores por su actuación durante el desempeño de sus labores. La

responsabilidad no puede delegarse como la autoridad, pero se asume como una consecuencia de esta.

Ejecución e Integración.-

Ejecución se refiere a la realización concreta de los planes o programas de trabajo, poniendo en acción el organismo ya constituido. La integración comprende los problemas humanos de adquisición, capacitación, motivación, coordinación, etc., de los jefes que van a asumir la responsabilidad de la ejecución misma.

Control.-

El control es la comprobación de que las personas o artefactos están llevando a cabo lo planeado, con o sin desviaciones a la norma predeterminada. Prácticamente, el control en sí es un procedimiento que se inicia al concluirse la plantación, y continua durante todo el proceso administrativo, por lo que, es constante y dinámico.

Para facilitar el control es necesario atender los siguientes factores:

- 1). Medir
- 2). Comparar
- 3). Analizar
- 4). Corregir

Por principio, se deberá determinar lo que se necesita controlar, según lo que indique la experiencia, el criterio y los hechos observados por el administrador. Conociendo los elementos a controlar, es necesario fijar si estos deben controlarse en cantidad, calidad, tiempo, etc.

Medir.- Durante el proceso administrativo se estarán midiendo los resultados obtenidos en aquellos elementos de control, previamente escogidos, anotándose los datos en los registros correspondientes y dando a conocer estos a las personas idóneas.

Comparar.- Con lo anterior se estará en condiciones de comparar dichos resultados con las normas establecidas y conocer si existen variaciones de importancia con respecto a estas. Aquí debe obrarse con un criterio amplio a fin de escoger las desviaciones importantes o excepcionales.

Analizar.- Las variaciones escogidas deben ser analizadas con el fin de conocer claramente el porqué de las mismas; muchas veces será necesario revisar los procedimientos o aun los métodos, pues estos nos mostraran en donde fracasaron las acciones del personal.

Corregir.- Basándose en el diagnostico obtenido por el análisis, se aplicara el correctivo necesario tomando en cuenta que este debe eliminar la causa y no solo corregir el defecto.

3.3 Aplicación de la administración en el mantenimiento.-

Los conceptos generales de la administración mencionados anteriormente tienen aplicación importante en el área de mantenimiento, debido a que, quienes se dedican a este tipo de actividad su actuación debe estar encaminada a cumplir con el siguiente propósito fundamental: "Mantener los equipos e instalaciones en general, en optimas condiciones de operación". Además, se debe tomar en cuenta otros propósitos que aunque secundarios son importantes y por lo común tienen relación con: La supervisión, seguridad, recepción y puesta en servicio de ampliaciones, renovación de recursos, relaciones humanas, capacitación, etc.

Para el cumplimiento de los propósitos será necesario que a cada uno de los equipos e instalaciones se les efectuara un análisis cuidadoso de la información existente con el fin de clasificar y cuantificar el trabajo por desarrollar.

Esta información se relaciona con: Mantenimiento periódico por programar, trabajos derivados del mantenimiento predictivo y preventivo aplicado, reportes de anomalías, reportes de operación, trabajos solicitados por otros departamentos, disponibilidad del equipo, disponibilidad de recursos, etc.

Con los datos anteriores, se inicia el proceso administrativo, fijando los objetivos que deberán ser alcanzados. Para cada caso se escoge el procedimiento más adecuado según los recursos disponibles, con lo que se determine aproximadamente el tiempo requerido para consumir el trabajo y a su vez se estructura la programación correspondiente apegándose a los días y horarios en que se pueda disponer del equipo o instalación y que se tengan los recursos requeridos.

La programación debe ser estructurada en tal forma que el total de la carga de trabajo quede distribuida equitativamente en un lapso de tiempo razonable. Desde luego, la programación de los trabajos considerados como urgentes tienen prioridad con respecto a los de mantenimiento rutinario. La atención de trabajos en situación de emergencia deberá quedar prevista en la programación para evitar al máximo la distracción de recursos destinados a los trabajos de mantenimiento programados. Una vez que se ha determinado "que" debe hacerse, "como" y "cuando", el siguiente paso es conformar los grupos de trabajo que van a ejecutar lo planeado.

En el caso de Luz y Fuerza cada Departamento o Sección tienen un convenio con el Sindicato, en el que están asentadas las categorías, cantidades y definición de labores de los puestos; esto resulta un factor limitante, pues para estructurar la organización solo se cuenta con un número fijo de puestos, difícil de aumentar a corto plazo, lo que en caso de que el volumen de trabajo sea excesivo, obliga a disminuir el alcance de los objetivos.

La necesidad futura de personal deberá ser contemplada según la tendencia del aumento de la carga de trabajo, y la solicitud correspondiente de puestos deberá estar apoyada con argumentos suficientes y concretos.

Los grupos de trabajo se forman atendiendo a las características del mismo y los puestos disponibles, de tal forma que para cada grupo el personal escogido sea el suficiente y de categoría adecuada para cubrir las funciones que se requieran desarrollar, procurando que cuando menos a uno de los elementos se le pueda delegar la autoridad de dirigir la ejecución del trabajo. Una vez puesto en marcha el programa, es conveniente llevar el control de lo que se va ejecutando para determinar que tanto se está apegando a lo planeado.

Las referencias para llevar el control pueden ser en cantidad comparando el equipo atendido con el programado, en calidad del mantenimiento aplicado según los reportes de pruebas, inspecciones y anomalías reportadas del equipo atendido, y por tiempo tomando en cuenta las desviaciones en más o en menos del previsto en los procedimientos elegidos.

3.4 Aspectos económicos

La confiabilidad es uno de los problemas fundamentales en la operación de equipo eléctrico. En los últimos años este problema en los sistemas eléctricos y sus elementos componentes se ha agudizado notablemente debido a las siguientes causas:

- 1°- El aumento de la complejidad de los sistemas técnicos modernos.
- 2°- Las condiciones impuestas al funcionamiento de sistemas eléctricos y sus componentes individuales como son: Altas corrientes de carga, altas tensiones, temperaturas, medio ambiente, etc.
- 3°- Las exigencias a la calidad de la operación del sistema: Efectividad, estabilidad, etc.
- 4°.- La automatización total o parcial y la exclusión de la participación directa del hombre cuando sus funciones las cumple el sistema técnico, la exclusión de la observación continua y el control de parte del hombre.
- 5°- El aumento de la responsabilidad de mantener la continuidad y calidad del servicio proporcionado a los usuarios; el alto valor técnico y económico de una interrupción brusca motivada por una falla.
- 6°- La posibilidad de que una falla en un equipo pueda repercutir en otros componentes del circuito involucrado.
- 7°- La necesidad de eliminar condiciones inseguras para la integridad del personal que atiende la operación del sistema.

Estos factores conjugados con los costos de adquisición, instalación y operación, justifican plenamente un nivel de mantenimiento preventivo que represente condiciones de poder prever cualquier situación anormal futura aun cuando se sobrepase el nivel de mantenimiento preventivo adecuado para el equipo en cuestión en cuanto a su valor adquisitivo.

El exceso de mantenimiento preventivo aplicado a transformadores y reguladores de potencia no aumenta apreciablemente su confiabilidad, pero si representa un aumento considerable de costo.

Con objeto de que el nivel de mantenimiento preventivo sea el adecuado, es preciso tener un control efectivo del estado que guarda el equipo para determinar específicamente las actividades de mantenimiento realmente necesarias y el momento más oportuno de su aplicación. Esto significa un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles.

Es evidente que los costos de la aplicación del mantenimiento predictivo resultan ser significativamente más reducidos que los correspondientes a la mayoría de los casos de mantenimiento preventivo.

3.5 El Transformador como una entidad económica

El transformador como una entidad económica puede ser definido prácticamente por la separación de los costos que integran su ciclo de vida y que prácticamente pueden ser subdivididos en tres grandes rubros.

- Costos de Capital
- Costos de Operación
- Costos asociados a la seguridad de funcionamiento.

Los costos de capital están constituidos por cargos fijos anuales nivelados que corresponden al uso del capital (retorno de la inversión) y al rendimiento del capital (retorno al inversionista). Este es un concepto general y es aplicable a cualquier inversión que involucre el uso de un activo. Los cargos fijos que corresponden al uso del capital, comprenden la depreciación, los impuestos, pólizas de seguros, costos financieros; los asociados al rendimiento del capital son los derivados de la tasa mínima aceptable de retorno que en México para el caso de CFE, correspondería al porcentaje requerido por el gobierno por el “aprovechamiento de activos”. El flujo de caja de estos cargos fijos anuales nivelados es descontado por las tasas de interés y de inflación correspondientes.

3.6 Costos de Operación.

Los costos de operación son los asociados con el uso del activo, para el caso de los transformadores, el costo de las pérdidas en vacío, las debidas a la carga y el consumo de los auxiliares utilizados para el enfriamiento son los costos relevantes. Los costos de estas pérdidas son función de los elementos siguientes: la carga (demanda) pico inicial, el factor de carga, el factor de responsabilidad (relación entre la carga del transformador durante el pico de la demanda y la carga máxima diaria del transformador), la tasa de crecimiento de la demanda máxima, la carga pico máxima aceptable antes de requerir el uso de otro transformador para dividir la carga, el costo de la capacidad \$/kVA y el costo de la energía \$/kWh, el tipo y las etapas de enfriamiento especificadas.

3.7 Costos asociados a la seguridad de funcionamiento

Los costos de la seguridad de funcionamiento (dependability) tienen que ver con los elementos de este concepto, la disponibilidad, la confiabilidad, la mantenibilidad y el soporte logístico para el mantenimiento.

La *indisponibilidad* de transformadores requiere del uso de infraestructura adicional, ya sea subestaciones móviles o de capacidad extra en subestaciones existentes.

El uso de capacidad extra o de sobrecarga en subestaciones existentes incrementa el margen de riesgo operativo (Una falla tiene como consecuencia un mayor impacto entre los usuarios).

El uso de infraestructura adicional, por ejemplo a través de subestaciones móviles, es una política que tiene un costo de capital alto ya que el factor de servicio de estos equipos normalmente es bajo y por otra parte tiene un costo de operación también alto; este último derivado del transporte, la instalación provisional y las pérdidas de la subestación móvil; normalmente, las pérdidas son mayores comparadas con los transformadores fijos, al requerirse que las dimensiones y masa del transformador para el transporte sean más reducidas. La *confiabilidad* es un elemento que está ligado con la tasa de fallas y con sus consecuencias. Los transformadores tienen diferentes modos, causas y efectos de falla.

Los modos, las causas y los efectos de falla dependen de las condiciones de servicio, los criterios de diseño, los cuidados durante la manufactura y de la forma de uso (operación y mantenimiento). Desde un punto de vista económico, la confiabilidad está asociada con el costo de la falla y las consecuencias de la misma. Por ejemplo, el costo de la reparación o reemplazo del transformador, el costo de los daños consecuenciales; la reinstalación y puesta en servicio, la reposición de equipos adyacentes dañados por las consecuencia de la falla – incendio, explosión, etc. –, Cada modo y causa de falla tiene asociada una tasa y frecuencia de fallas (failure rate) así como un costo específico. A la *mantenibilidad* contribuyen los costos asociados con las acciones requeridas de mantenimiento. Estas acciones requeridas de mantenimiento a su vez dependen de: márgenes y criterios de diseño, prácticas de manufactura y de las condiciones de servicio.

Una alta incidencia de fallas a través del transformador y/o condiciones ambientales adversas –críticas– incrementa la frecuencia de la necesidad de ejecutar acciones de mantenimiento. Las prácticas de manufactura poco robustas (pérdida de hermeticidad, fugas, fallas en moto ventiladores, etc.) también contribuyen a un aumento en la frecuencia del mantenimiento, algunas compañías establecen penalizaciones bastante severas en los contratos cuando a causa de esas prácticas se producen, por ejemplo, derrames de aceite. Los costos del *soporte logístico de mantenimiento* tienen más que ver, con las estrategias para llevar a cabo las acciones de mantenimiento. El mantenimiento preventivo tendrá normalmente costos más altos, estos costos estarán asociados con la indisponibilidad del transformador al estar fuera de servicio mientras se ejecutan acciones de mantenimiento programado. Por otra parte, la estrategia de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, tendrá costos relacionados con la gestión y la infraestructura requerida para optimizar (minimizar) la indisponibilidad y el tiempo utilizado para ejecutar las acciones de mantenimiento.

Normalmente, el costo de la infraestructura de soporte (vehículos, equipo de prueba, personal, etc.) para el mantenimiento sería un costo fijo distribuido entre los activos a los cuales se le da mantenimiento.

3.8 La Reparación de Transformadores

Pueden distinguirse dos razones para reparar un transformador de potencia:

Rehabilitación

La rehabilitación es o sería consecuencia de la detección de un defecto o condición de daño incipiente, en la cual, si no se toma alguna acción correctiva, la probabilidad de la ocurrencia de una falla crece monótonicamente y, con esta probabilidad también crece el costo de la falla y de sus consecuencias.

Reparación por falla:

Bajo esta condición, la reparación es forzada por la ocurrencia de un evento que terminó en una falla.

El proceso de Decisión

La operación de un transformador implica: el uso de capital y por lo tanto un cargo fijo durante la vida económica del transformador, también un costo de operación (pérdidas debidas a la carga, en vacío y el consumo del enfriamiento); este costo será variable en función del uso de la demanda y la tasa de crecimiento de la misma y el costo de las actividades asociadas con el mantenimiento; pruebas + acciones específicas de mantenimiento. Al final de la vida útil, el transformador también tiene asociado un costo de disposición y un valor de salvamento. El costo de la disposición depende mucho de las regulaciones ecológicas porque involucra el manejo del aceite aislante y material contaminado por este. También debe considerarse el costo promedio de falla. Este costo promedio de falla, puede estimarse a partir del promedio ponderado de las causas de falla multiplicado por los costos asociados a las mismas. Este último concepto es particularmente útil para estimar el presupuesto anual a destinar para recuperar la disponibilidad por falla.

Estos costos pueden ser distribuidos anualmente de una manera nivelada durante la vida económica del transformador. El procedimiento para obtener el costo anual nivelado consiste en distribuir anualmente el costo de capital, los costos de operación y mantenimiento, el costo promedio de falla y en el último año, el valor de salvamento.

Los costos anuales son re-evaluados con la tasa de inflación y son trasladados a valor presente con una tasa de descuento. La suma de los costos anuales da como resultado un valor presente total. Este último valor es distribuido en una serie uniforme de costos anuales, multiplicando el valor presente total por el factor de recuperación de capital, tomando en cuenta la tasa de descuento y el número de años de vida económica.

Las variables involucradas en el proceso de decisión, reparar o reemplazar son las siguientes:

- a) Número de años en servicio antes de la ocurrencia de la falla o de la necesidad de rehabilitarlo
- b) Vida económica
- c) Tipo y causa de falla
- d) Tasa promedio de fallas
- e) Costo promedio de fallas
- f) Pérdidas en vacío, debidas a la carga y consumo de enfriamiento del transformadora reparar
- g) Factores de evaluación de las pérdidas
- h) Costo de la reparación (incluyendo transporte, montaje, instalación y puesta en servicio)
- i) Vida estimada de la reparación
- j) Incertidumbre de la estimación de la vida
- k) Costo de un transformador nuevo (incluyendo transporte, montaje, instalación y puesta en servicio)

Las variables financieras:

- a) Depreciación
- b) Tasa de cargos fijos
- c) Tasa de descuento
- d) Tasa de inflación
- e) Impuestos
- f) Seguros
- g) Valor de salvamento

3.9 Planteamiento de escenarios del problema de decisión

a) Caso I: **No hay falla**

Un transformador sobrevive su vida económica, tiene un costo anual nivelado X \$ pesos y una cantidad Y de energía promedio anual es manejada durante los W años de su vida económica. Por lo tanto, la energía tiene un costo de operación promedio durante su vida útil de X/Y \$/kWh-año. Este costo depende de las características de uso del transformador. Un transformador para generador en una central termoeléctrica de carga base, tendrá costos menores que un transformador de subtransmisión, porque su factor de carga es más alto y además constante. Después de los W años de vida económica, permanecen los costos de O & M, el costo de disposición, el costo de falla y el valor de salvamento.

b) Caso II: **La reparación (ya sea por falla o rehabilitación) es rentable:**

Si la falla de un transformador ocurre después de J años en servicio dentro de la vida económica, esto es, $J < W$ y por otra parte, la reparación asegura la extensión de la vida económica del transformador en Z años ($W+Z$) y, el costo anual nivelado de la reparación tomado en cuenta la extensión de vida, al menos se iguala con el costo nivelado de los W años de vida económica (Caso I) de manera que el costo promedio nivelado anual de energía se mantenga constante. Esto implica, la definición de la política de: reevaluar el transformador con el costo de la reparación en el momento que es reparado. Esta reevaluación inicia un nuevo ciclo económico en cual el costo de capital del transformador se calculará depreciando con el valor original hasta alcanzar los W años de vida económica y, con el valor de la reparación a partir de año de la reparación hasta los Z años de extensión de vida.

La estimación de los Z años adicionales de extensión de vida, depende de los requisitos establecidos en el alcance de la reparación, si es una reparación completa y se cambian los componentes críticos, se llevan a cabo pruebas y se utilizan criterios de aceptación similares a los utilizados en transformadores nuevos, permitirían asumir la hipótesis de que la vida útil de un transformador reparado sería la misma de un transformador nuevo. Por otra parte, puede ser considerado dentro del alcance de la reparación la inclusión de elementos que

permitieran el monitoreo y/o el diagnóstico en línea, esto último, reduciría la incertidumbre respecto a la estimación de la vida residual y disminuiría el costo del mantenimiento. Este sería el mismo caso para cuando se llevará a cabo una rehabilitación.

c) Caso III: ***La reparación no es rentable:***

La falla de un transformador ocurre después de J años de servicio dentro de la vida económica, $J < W$ y la reparación no asegura que se alcance la vida económica original, esto es, los W años, implicando que el costo anual nivelado sea mayor que en el caso I.

Esta situación ocurre cuando la reparación no garantiza la recuperación de la confiabilidad, esto sucede cuando: Se llevan a cabo reparaciones parciales, por ejemplo, cuando se repara solo la fase fallada y las otras dos fases estuvieron expuestas a la contaminación por carbón o por partículas de cobre; También cuando no se requieren pruebas que aseguren el desempeño óptimo del sistema de aislamiento, por ejemplo valores límite de descargas parciales; Cuando la falla ocurre por un defecto en el diseño y la reparación repite el mismo error, porque el reparador no tiene infraestructura para revisar, corregir y modificar el diseño original, un ejemplo de lo anterior es el caso de la resistencia a corto circuito; Cuando la infraestructura y/o conocimientos del reparador son insuficientes para asegurar la calidad de la manufactura, por ejemplo, el nivel de secado y la impregnación del aislamiento. Cuando esto ocurre, la opción de evaluar el costo de un transformador nuevo es conveniente. En este caso, el riesgo y el método para evaluarlo son relevantes, porque la ponderación del riesgo es la que inclinaría la balanza por la opción de rechazar la reparación. Este caso es particularmente útil considerar, cuando la aplicación del transformador requiere de bajo riesgo de falla, como por ejemplo, aplicaciones críticas en subestaciones de transmisión y de centrales generadoras.

d) Caso IV: ***La reparación no es rentable:***

La falla de un transformador ocurre después de J años de servicio dentro de la vida económica, $J < W$, la reparación puede alcanzar o exceder marginalmente la vida económica original, sin embargo, el costo de las pérdidas originales es mucho

mayor que la alternativa que ofrecería un transformador nuevo con factores de evaluación de pérdidas actualizados. Un transformador nuevo, ofrecería un nuevo ciclo de vida económica con costos anuales nivelados menores y además aseguraría la extensión de vida del activo. Esta opción, es más viable cuando el factor de servicio y el factor de carga del transformador es alto. Por ejemplo, los utilizados en Centrales Termoeléctricas.

e) Caso V: ***La reparación no es rentable, pero el costo de la indisponibilidad es alto.***

La evolución de un defecto crítico es detectada, la reparación aún cuando requiere de un menor tiempo que la fabricación de un transformador nuevo no es deseable porque no es rentable (Caso III). Sin embargo el costo de la falla y la indisponibilidad son muy altos. La alternativa de decisión es que es más aceptable continuar con la operación del transformador evaluando el riesgo. La evaluación del riesgo podría llevarse a cabo en línea mediante equipos de diagnóstico y monitoreo.

Los costos de los equipos de diagnóstico y monitoreo al ser para uso temporal en este transformador, no son cargados al transformador, si no que son cargados a la infraestructura para proporcionar el soporte logístico de mantenimiento. Entre tanto la adquisición de un transformador de reemplazo se encuentra en proceso.

3.10 Mantenimiento. Preventivo a transformadores.

Considerando el artículo 63 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, el cual indica que “para servicios en media o alta tensión, cuando las necesidades del usuario lo ameriten, éste solicitará al suministrador, con la anticipación que requiera, una libranza para efectuar el mantenimiento de sus instalaciones, el cual hará el usuario sujetándose a las condiciones y plazos de libranza...” Por lo anterior, y con el fin de auxiliar al personal de mantenimiento en el trámite de libranza, Servelec¹ realiza la gestoría correspondiente.

Con el fin de verificar la condición general del transformador y programar las medidas preventivas o correctivas, se realiza el mantenimiento preventivo, así como pruebas eléctricas y dieléctricas.

El servicio consiste en la inspección física al transformador, así como pruebas de resistencia de aislamiento, relación de transformación, resistencia óhmica y resistencia a tierra. Lo anterior se realizan con equipos de medición y prueba diseñados para tal fin, siguiendo los lineamientos que establece la norma NXM-J-169 (inherentes a métodos de prueba para transformadores de distribución y potencia).

Descripción de actividades.

Revisión del indicador de nivel de aceite, temperatura, temperatura máxima y mañovacuometro.

Revisión y limpieza externa del tanque, gargantas, radiadores boquillas y válvulas.

Preparación del transformador y del equipo de prueba.

Medición de resistencia de aislamiento (megohmetro) entre devanados y contra tierra, así como determinación de indica de absorción y polarización.

Medición de relación de transformación (DTR) en la posición de operación del cambiador de derivaciones del transformador.

¹ Asistencia, Servicios y Suministros Eléctricos, S.A. de C.V.

Calle D No 10, Col. San Marcos, C.P. 02020 Del. Azcapotzalco, México, D.F.
Teléfonos: (55) 5394-8078, 5239-3130, 5220-2491, Fax: 5239-3131
e-mail: info@servelec.com.mx

Medición de resistencia óhmica de los devanados en la posición de operación del cambiador de derivaciones.

Conexión y reapriete de conexiones externas en el lado de alta y baja tensión del transformador.

Medición de resistencia a tierra (telurómetro) del tanque del transformador.

Elaboración de Informe de Servicio.



Propiedades y/o ventajas.

Personal técnico especializado.

Equipos de medición y prueba calibrados.

Reapriete de conexiones con torquímetro.

Informe de Servicio impreso y en CD.

Aplicaciones.

El servicio de mantenimiento y pruebas es aplicable a transformadores de distribución y/o potencia, tipo subestación o pedestal.

Recomendaciones.

Se recomienda realizar pruebas al transformador anualmente durante el periodo de mantenimiento preventivo a la subestación eléctricas.

Servicios relacionados.

Reacondicionamiento de Aceite Aislante Mineral.

Análisis Físico-Electro-Químico al Aceite Aislante.

Mantenimiento Preventivo a Subestaciones Eléctricas.

Mantenimiento a Preventivo a Tableros Eléctricos.

3.11 Gestoría para libranza de energía eléctrica.²

Considerando el artículo 63 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, el cual indica que “para servicios en media o alta tensión, cuando las necesidades del usuario lo ameriten, éste solicitará al suministrador, con la anticipación que requiera, una libranza para efectuar el mantenimiento de sus instalaciones, el cual hará el usuario sujetándose a las condiciones y plazos de libranza...”

Por lo anterior, y con el fin de auxiliar al personal de mantenimiento en el trámite de libranza, Servelec realiza la gestoría correspondiente.

² El precio del presente servicio, no incluye el pago a Luz y Fuerza del Centro por el concepto de Libranza.

Descripción de actividades.

Obtención de datos del usuario.

- Número de cuenta.
- R.F.C.
- Razón social.
- Dirección completa.
- Entre que calles se ubica.
- Tels, Fax, e-mail.
- Tensión de suministro.
- Carga contratada (kW).

Obtención de datos para la libranza.

- Fecha y hora de inicio (desconexión).
- Fecha y hora de terminación (conexión).

Registro de datos en la forma SLAMT-01 “Solicitud de libranza en alta y media tensión”.

Elaboración de croquis de localización.

Obtener cheque certificado o de caja a nombre de “Luz y Fuerza del Centro” por el importe siguiente:

- Para día normal \$ 2,303.43 + I.V.A.
- Para día festivo \$ 4,272.83 + I.V.A.

Realizar pago y solicitar a nombre del usuario.

Ingresar solicitud al Centro de Operación de Redes de Distribución de Luz y Fuerza correspondiente.

Entrega factura correspondiente al usuario.

Propiedades y/o ventajas.

El usuario, no interrumpe sus actividades.

El usuario, evita desplazamiento y tiempo correspondiente.

El trámite debe realizarse con 5 días de anticipación.

Aplicaciones.

La gestoría para libranza ante Luz y Fuerza del Centro es aplicable a los servicios de manteniendo preventivo a las subestaciones o cuando se requiera desenergizar la planta desde el alimentador de Luz y Fuerza del Centro.

Recomendaciones

Solicitar libranza en días normales (lunes a domingo), debido a que es más económico que en días festivos (consultar fechas). No solicitar el servicio de libranza a las 07:00, 15:00 y 23:00 hrs debido al cambio de turno.

Servicios relacionados

Mantenimiento Preventivo a Subestaciones Eléctricas.

Mantenimiento Preventivo a Transformadores Eléctricos.

Mantenimiento a Preventivo a Tableros Eléctricos.

	Asistencia, Servicios y Suministros Eléctricos, S.A. de C.V. Calle D # 10, Col. San Marcos, C.P. 02020 Del. Azcapotzalco, México, D.F. Teléfonos: (55) 5394-8078, 5239-3130, 5220-2491, Fax: 5239-3131 e-mail: info@servelec.com.mx	
	GVM-FOR-03, 22-Oct-07, Rev. 01 PROPUESTA TÉCNICO-ECONOMICA (COTIZACIÓN)	

R. Social:	GRUPO VILLACERO S.A. DE C.V.	Folio:	1443
Calle:	Poniente 128 No. 672	Fecha:	07-May-08
Colonia:	Industrial Vallejo	Su Ref.:	S/N
Ciudad:	Azcapotzalco	Asesor:	C. Rodriguez
Estado:	Distrito Federal	Crédito:	7 Días.
Teléfono:	(55) 3000 6000	Vigencia:	30 Días

Estimado Ing. Hugo Sanchez V.,

Presentamos propuesta referente a Mantenimiento Preventivo a Subestación Eléctrica.

CONDICIONES COMERCIALES: 50% de Anticipo y saldo contra entrega de Informe.
 NOTA: Los resultados de Análisis en Laboratorio será de 15 días aproximadamente.

Cant.	U.M.	Descripción	Precio	Dscto	Importe
1	Serv.	Mantto. de Subestación Compacta, 3 Secc. Incluye Pruebas (Resist. de Aislamiento y Tierras)	\$3,400.00	0.00%	\$3,400.00
1	Serv.	Mantto & Pbas. a Transf. de Dist. - (Rel. de Transformación, Resist. Aislamiento, Ohmica y Tierras).	\$1,950.00	0.00%	\$1,950.00
1	Serv.	Prueba a Transformador de Distribución y/o Pequeña Potencia - (Factor de Potencia del Aislamiento)	\$1,950.00	0.00%	\$1,950.00
1	Serv.	Mantto de Tablero de Distribución Gral. de B.T, 1 Secc. Incluye Pba. de Resistencia de Tierras	\$900.00	0.00%	\$900.00
1	Serv.	Reacondicionamiento del Aceite a Transformador con Eq. SPRAAM y Deter. de la Rigidez Dieléctrica	\$1,680.00	0.00%	\$1,680.00
1	Mtra.	Muestreo de Aceite Aislante y Análisis Físico-Electro-Químico en Laboratorio Autorizado.	\$1,200.00	0.00%	\$1,200.00
1	Mtra.	Muestreo de Aceite Aislante y Análisis para Detección de BPCs en Laboratorio Autorizado.	\$2,460.00	0.00%	\$2,460.00
1	Mtra.	Muestreo de Aceite Aislante y Cromatografía de Gases Disueltos en Laboratorio Autorizado.	\$2,460.00	0.00%	\$2,460.00
1	Serv.	Gestoría para Libranza de Energía Eléctrica ante Luz y Fuerza del Centro (cortesía de Servelec)	\$1,200.00	100.00%	\$0.00
1	Serv.	Libranza por parte de Luz y Fuerza del Centro - Día Normal de Lunes a Domingo. Previa Programación	\$2,303.43	0.00%	\$2,303.43
1	Serv.	Dos horas de Inspección Termográfica a Instalaciones y Equipo Eléctrico	\$3,600.00	0.00%	\$3,600.00

Documento Elaborado por: ASISTENCIA, SERVICIOS Y SUMINISTROS ELECTRICOS, S.A. DE C.V.

Atentamente,



Rodríguez Luna, José Carlos

Notas Importantes:

- 1.- Los servicios y descuentos indicados solo aplican para la presente propuesta técnico-comercial.
- 2.- En caso de realizar mantenimiento a la subestación (compacta o abierta), es necesario trámitar una libranza por parte de Luz y Fuerza del Centro; el importe de dicho servicio será cubierto por el cliente.
- 3.- En caso de cancelación del servicio por causas ajenas a SERVELEC, se realizará un cargo del 20% sobre las partidas contratadas.

Sub-Total: \$21,903.43 15% de I.V.A.: \$3,285.51 Importe Total: \$25,188.94

Importe con letra: Veinticinco mil ciento ochenta y ocho pesos 094/100 m.n.

Mantenimiento y Pruebas de Diagnóstico a Subestaciones, Transformadores y Tableros Eléctricos hasta 34.5 kV

	<p style="text-align: center;">Asistencia, Servicios y Suministros Eléctricos, S.A. de C.V. Calle D No 10, Col. San Marcos, C.P. 02020 Del. Azcapotzalco, México, D.F. Teléfonos: (55) 5394-8078, 5239-3130, 5220-2491, Fax: 5239-3131 e-mail: info@servelec.com.mx</p>
	<p>GVM-ESP-04, 05-Dic-07, Rev. 01 MANTTO. PREVENTIVO A TRANSFORMADORES</p>

1. GENERALIDADES

Con el fin de verificar la condición general del transformador y programar las medidas preventivas o correctivas, se realizará el mantenimiento preventivo, así como pruebas eléctricas y dieléctricas.

El servicio consiste en la inspección física al transformador, así como pruebas de resistencia de aislamiento, relación de transformación, resistencia óhmica y resistencia a tierra.

Lo anterior se realiza con equipos de medición y prueba diseñados para tal fin, siguiendo los lineamientos que establece la norma NXM-J-169 (inherentes a métodos de prueba para transformadores de distribución y potencia).

2. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES

- + Revisión del indicador de nivel de aceite, temperatura, temperatura máxima y manovacuómetro.
- + Revisión y limpieza externa del tanque, gargantas, radiadores boquillas y válvulas.
- + Preparación del transformador y del equipo de prueba.
- + Medición de resistencia de aislamiento (megohmetro) entre devanados y contra tierra, así como determinación de índice de absorción y polarización.
- + Medición de relación de transformación (DTR) en la posición de operación del cambiador de derivaciones del transformador.
- + Medición de resistencia óhmica de los devanados en la posición de operación del cambiador de derivaciones.
- + Conexión y reapriete de conexiones externas en el lado de alta y baja tensión del transformador.
- + Medición de resistencia a tierra (telurómetro) del tanque del transformador.
- + Elaboración de Informe de Servicio.

3. PROPIEDADES Y/O VENTAJAS

- + Personal técnico especializado.
- + Equipos de medición y prueba calibrados.
- + Reapriete de conexiones con torquímetero.
- + Informe de Servicio impreso y en CD.



4. APLICACIONES

El servicio de mantenimiento y pruebas es aplicable a transformadores de distribución y/o potencia, tipo subestación o pedestal.

5. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar pruebas al transformador anualmente durante el periodo de mantenimiento preventivo a la subestación eléctrica.

6. SERVICIOS RELACIONADOS

- + Reacondicionamiento de Aceite Aislante Mineral.
- + Análisis Físico-Electro-Químico al Aceite Aislante.
- + Mantenimiento Preventivo a Subestaciones Eléctricas.
- + Mantenimiento a Preventivo a Tableros Eléctricos.

* El precio del presente servicio, no incluye suministro de materiales, refacciones, ni reparaciones.

	<p>Asistencia, Servicios y Suministros Eléctricos, S.A. de C.V. Calle D No 10, Col. San Marcos, C.P. 02020 Del. Azcapotzalco, México, D.F. Teléfonos: (55) 5394-8078, 5239-3130, 5220-2491, Fax: 5239-3131 e-mail: info@servelec.com.mx</p>
GVM-ESP-01, 05-Dic-07, Rev. 01	RECONDICIONAMIENTO DE ACEITE AISLANTE

1. GENERALIDADES

Con el fin de conservar en buen estado el aceite aislante mineral y por consiguiente del transformador, se realiza el servicio de reacondicionamiento del aceite, el cual consiste en la eliminación de agua y partículas sólidas en suspensión, elevando notablemente la rigidez dieléctrica.

Para la ejecución del mencionado servicio se utiliza un equipo de micro-filtración portátil conforme a la norma NMX-J-308 inherente al Manejo, Control y Tratamiento de Aceite Aislante Mineral para Transformadores Eléctricos.

2. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES

- ✦ Registro de datos del transformador.
- ✦ Revisión del nivel de aceite.
- ✦ Preparación del equipo Spraam, incluyendo mangueras y conexiones.
- ✦ Inicio del proceso de reacondicionamiento.
- ✦ Medición del contenido de humedad en el aceite y determinación de la rigidez dieléctrica (prueba inicial).
- ✦ Revisión exterior del tanque, gargantas, radiadores, indicador de nivel de aceite, temperatura, etc.
- ✦ Monitoreo de la cantidad de aceite procesado.
- ✦ Medición del contenido de humedad en el aceite y determinación de la rigidez dieléctrica (prueba final).
- ✦ Conclusión del proceso de reacondicionamiento y retiro de mangueras.
- ✦ Muestreo para análisis Físico-Electro-Químico en Laboratorio Acreditado (en su caso).
- ✦ Retiro del equipo, conexiones y limpieza del área de trabajo.
- ✦ Elaboración de Informe de Servicio.

3. PROPIEDADES Y/O VENTAJAS

- ✦ Personal técnico especializado.
- ✦ No interrupción del suministro de energía eléctrica.
- ✦ Monitoreo de la cantidad de aceite procesado.
- ✦ Incluye 20 litros de aceite nuevo para llenado del sistema Spraam y mangueras correspondientes.
- ✦ Autonomía. Incluye moto-generador para alimentar el equipo Spraam.
- ✦ Informe de Servicio impreso y en CD.
- ✦ Garantía. Rigidez Dieléctrica mayor a 40 kV, siempre y cuando la saturación del aceite sea <20% o el contenido de humedad sea < 26 ppm.



4. APLICACIONES

El servicio de reacondicionamiento del aceite aislante es aplicable a transformadores tipo subestación o pedestal, tanto de distribución, como de potencia.

5. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar el servicio de reacondicionamiento anualmente, con el fin de prolongar la vida útil del aceite y del transformador, así como análisis Físico-Electro-Químico para el control correspondiente.

6. SERVICIOS RELACIONADOS

- ✦ Análisis Físico-Electro-Químico al Aceite Aislante
- ✦ Cromatografía para Detección de BPC's en el Aceite.
- ✦ Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite.

* El precio del presente servicio, no incluye análisis del aceite en laboratorio, ni reparación de fugas.

3.12 Pruebas al aceite aislante.

Los aceites aislantes son producto de la destilación del petróleo crudo y deben reunir ciertas características físicas especiales como son: viscosidad, temperatura de escurrimiento etc., y propiedades eléctricas que sean idóneas para su utilización adecuada en los diversos equipos eléctricos de alta tensión.

Existen fundamentalmente dos tipos básicos de crudo para la obtención de aceite aislante, los de base nafténica y los de base parafínica. Debido a que el aceite aislante es una mezcla de hidrocarburos, se le llama de base parafínica cuando contiene más de un 50% de hidrocarburos parafínicos.

Los tres grupos principales de compuestos que forman un aceite aislante son los parafínicos, los nafténicos y los aromáticos, variando el porcentaje de cada uno de ellos, dependiendo del crudo básico y del proceso de refinación. El aceite dentro de los equipos eléctricos cumple con varias funciones principales: como medio aislante y refrigerante (disipación de calor) en el caso de transformadores y como medio de extinción del arco en los interruptores de potencia, durante la apertura de corrientes de carga y falla.

Pruebas de rutina a aceites aislantes efectuadas a los aceites aislantes y son las siguientes:

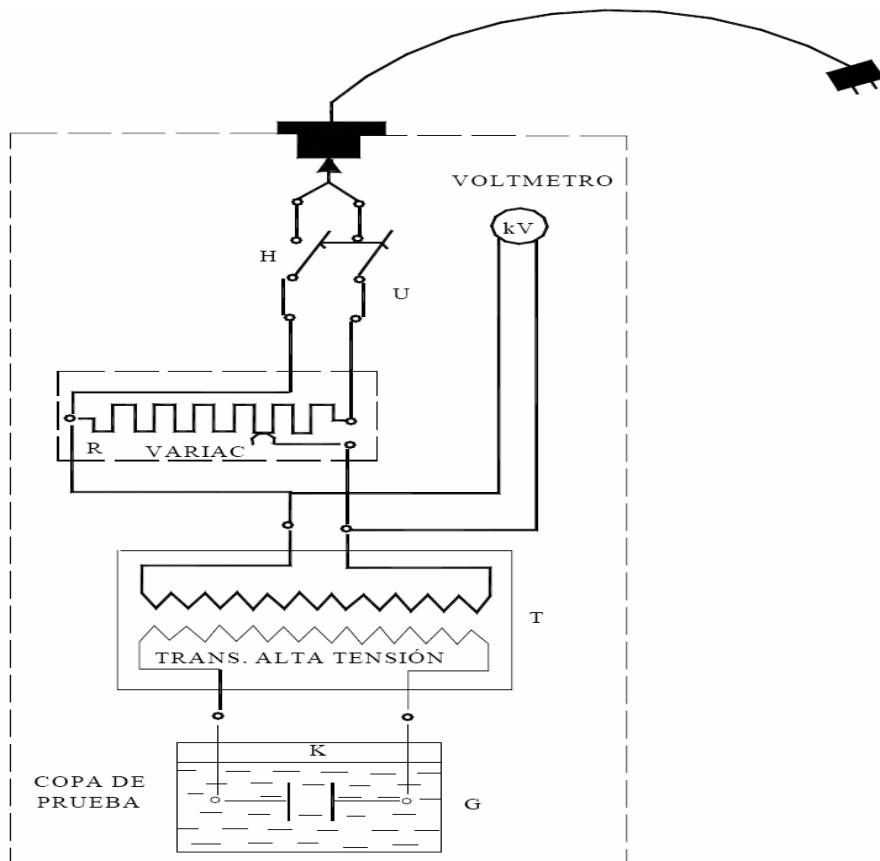
- Rigidez dieléctrica.
- Factor de potencia.
- Resistividad.
- Tensión interfacial.
- Acidez.

Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica es la tensión en la que se presenta la ruptura dieléctrica entre dos electrodos inmersos en aceite bajo determinadas condiciones. La determinación del valor de la rigidez dieléctrica de un aceite aislante tiene importancia como una medida de su capacidad para soportar esfuerzos eléctricos sin fallar. También sirve para detectar la presencia de agentes contaminantes, tales como agua, suciedad y partículas conductoras en el aceite, una o más de las

cuales pueden estar presentes cuando se encuentran valores bajos de rigidez durante una prueba. Sin embargo, un valor alto de rigidez dieléctrica no indica la ausencia de contaminantes.

Para la realización de la prueba de rigidez dieléctrica, se puede usar cualquier probador de rigidez dieléctrica, siempre y cuando sus componentes fundamentales (el transformador, equipo de interrupción, voltímetro, electrodos y copa de prueba) cumplan con lo establecido en la norma ASTM D-877. De los equipos que cumplen con esta norma se prefiere a los equipos operados con motor, principalmente cuando el aceite que se va a probar corresponde a equipo de alta tensión (de 230 kV en adelante). En la Fig. se muestra un diagrama esquemático del equipo.



Esquema del equipo probador de rigidez dieléctrica.

Al realizar esta prueba se debe tener cuidado en la separación de los electrodos, en su limpieza y en la forma de realizar el muestreo del aceite. Se debe realizar la prueba a la temperatura ambiente pero en ningún caso debe ser menor de 25 °C, ya que a temperaturas menores los resultados son muy variables. También se debe tener cuidado de que transcurran por lo menos tres minutos entre el llenado de la copa y la aplicación de tensión. Este tiempo debe transcurrir para permitir que las burbujas atrapadas en el aceite escapen. Sin embargo, este intervalo de tiempo no debe ser mayor a 5 minutos, ya que se corre el riesgo de absorción de humedad del ambiente. La aplicación de la tensión entre una ruptura y otra debe ser de un minuto. El valor mínimo aceptable para la ruptura del aceite es de 26 kV.

Factor de potencia.

La prueba de factor de potencia se aplica a aceites aislantes nuevos y en servicio. Específicamente, esta prueba es la medición de la potencia disipada por el aceite en forma de calor, es decir, sus pérdidas. Esta prueba es muy sensible, ya que es capaz de detectar degradación o contaminación mediante cambios pequeños en el factor de potencia del aceite.

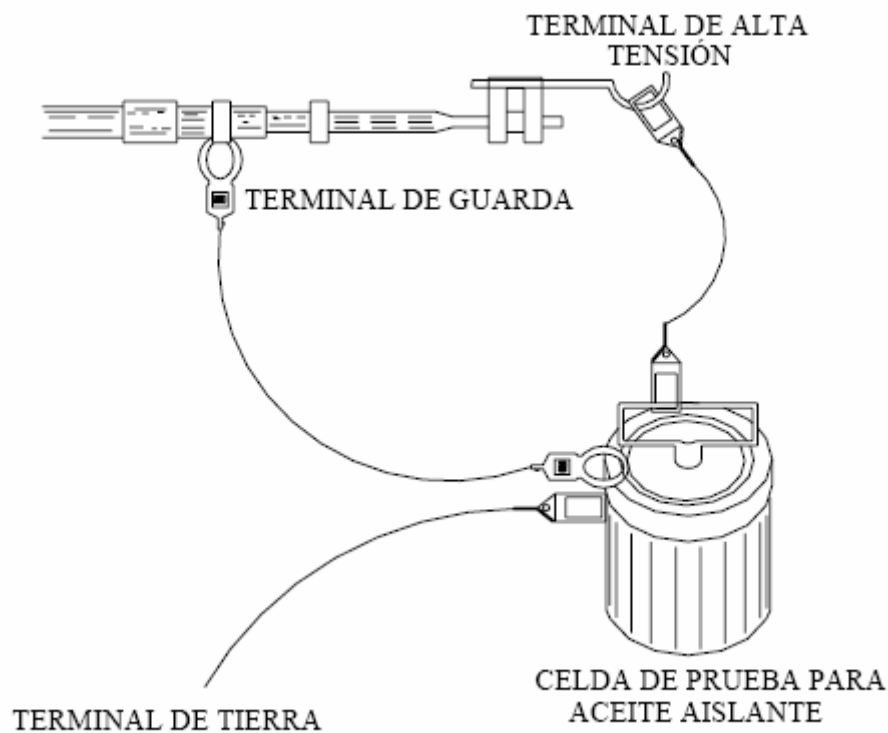
El factor de potencia de un aceite es la relación que existe entre la potencia disipada en Watts en el aceite y el producto de la tensión efectiva y la corriente, expresado en volt-amperes.

Esto es numéricamente equivalente al coseno del ángulo de fase (θ) o al seno del ángulo de pérdidas (δ), como se ve en la Fig. Es una cantidad adimensional, normalmente expresada en porcentaje.

Los aparatos de uso más general utilizados hasta el momento son los de la compañía Doble en sus diferentes tipos y modelos. Estos equipos traen, como accesorios, una celda especial que es esencialmente un capacitor, en el que el aceite es el dieléctrico. En la Fig. se muestra esquemáticamente este tipo de celda. En esta prueba debe tomarse la temperatura del aceite alojado en la celda de prueba, con el objeto de poder relacionar el valor del factor de potencia obtenido a la temperatura base de 25 °C. Normalmente un aceite nuevo, seco y desgasificado alcanza valores de factor de potencia de 0.05% relacionado a una temperatura base de 25 °C. Un factor de potencia alto indica deterioro por contaminación con

humedad, carbón o materiales conductores, etc. Cuando hay presencia de carbón en el aceite, éste causa decoloración. La presencia del carbón en el aceite no necesariamente es causa de un incremento del factor de potencia, a menos que también haya presencia de humedad. Un aceite con un valor de factor de potencia de 0.5% a 25 °C, generalmente se considera satisfactorio para operación.

Un aceite con un valor de factor de potencia entre 0.5 y 2% a 25 °C debe ser considerado como riesgoso y debe ser investigado, en todo caso regenerado o reemplazado.



Resistividad

La resistividad de un aceite es la medida de sus propiedades aislantes eléctricas. Una resistividad alta refleja un contenido bajo de iones libres y de partículas.

Para esta prueba se ha generalizado el uso de una celda de prueba marca Biddle en combinación con un Megger motorizado con rango hasta de 50,000 M Ω , aplicándole a la celda 2,5 kV. En la Fig. 7.15 se muestra la conexión de prueba de resistividad de aceite aislante utilizando un Megger y una copa Biddle. Un valor de 50M Ω cm como mínimo se considera como satisfactorio para aceites en servicio. Valores menores se consideran como inadecuados por la cantidad de sustancias iónicas contenidas en el aceite.

Tensión interfacial por el método de la gota de agua

La tensión interfacial es la fuerza de atracción entre diferentes moléculas en una interface y se expresa en dinas/cm.

La medición de la tensión interfacial detecta pequeñas concentraciones de contaminantes polares solubles y otros productos de oxidación.

Bajo ciertas condiciones, cuando la tensión interfacial está por abajo de cierto valor, puede ser indicativo de la precipitación de lodos.

En este método se hace uso de una bureta micrométrica, un recipiente como un cristalizador para contener la muestra y un soporte para fijar la bureta y para sostener el recipiente que contiene la muestra, como se ve en la Fig. 7.16.

Para aceites nuevos o regenerados se debe de tener como mínimo 40 dinas/cm. Para aceites en condiciones adecuadas de operación se debe obtener como mínimo 20 dinas/cm. A valores menores a 20 dinas/cm se considera que el aceite está degradado y con posibilidad de contener lodos.

Determinación aproximada de la acidez.

La determinación de la acidez en aceites usados y su comparación contra valores de aceites nuevos o regenerados es útil como una indicación de cambios químicos en el propio aceite o bien en sus aditivos, como consecuencia de la reacción con otros materiales o sustancias con las que ha estado en contacto. El incremento del valor de la acidez puede utilizarse como guía para determinar cuándo se debe cambiar o regenerar un aceite aislante y prevenir una mayor descomposición y posiblemente la formación de lodos.

7.5.2 Pruebas normalizadas En la normativa mexicana, la norma NMX-J-123-2001-ANCE, se indican 20 pruebas físico-químicas al aceite aislante. Algunas de estas pruebas son muy sencillas y pueden realizarse en campo, otras requieren de equipo de laboratorio como un cromatógrafo. En los párrafos siguientes se describe muy brevemente cada prueba y su utilidad.

Apariencia visual.

Mediante el uso de este método puede estimarse la apariencia y la condición de una muestra de aceite durante una inspección de campo, con la finalidad de apoyar la decisión de enviar o no la muestra a un laboratorio para una evaluación completa. Puede detectarse turbidez, productos de corrosión metálica u otros materiales suspendidos indeseables, así como cambios de color fuera de lo común.

Determinación del color La determinación del color de los productos derivados del petróleo es utilizada principalmente como propósito de control del fabricante. Cuando se conoce el valor de color de un producto en particular, una variación en el intervalo establecido indica una posible contaminación con otro producto. El color no es un parámetro exacto para determinar la calidad del aceite.

Determinación de la densidad relativa.

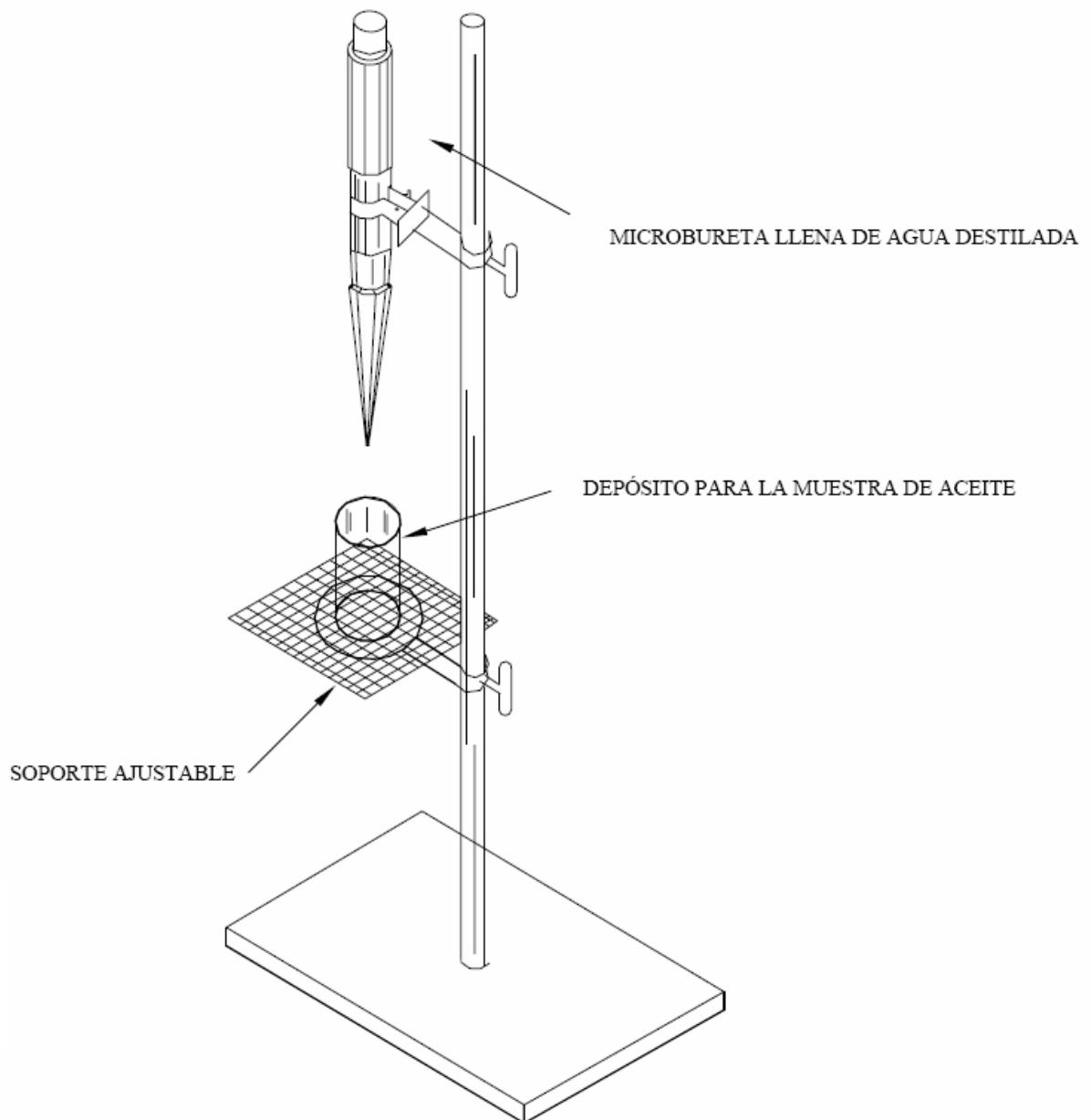
La determinación exacta de la densidad relativa es importante, ya que con ésta se pueden convertir los volúmenes a masa.

Determinación de la temperatura de escurrimiento El método consiste en calentar el aceite y luego enfriarlo a una velocidad específica, examinando sus características de flujo durante el enfriamiento a intervalos de 3° C. La temperatura más baja, en la que aún se

observa movimiento de aceite, se considera como la temperatura de escurrimiento.

Determinación de la temperatura de inflamación.

La temperatura de inflamación es la temperatura mínima corregida a una presión barométrica de 101.3 kPa, en la que, al aplicar una flama, provoca que los vapores de la muestra se inflamen bajo condiciones de prueba preestablecidas.



Determinación de la tensión interfacial.

La tensión interfacial es una indicación confiable de la presencia de compuestos hidrofílicos. Estos compuestos son considerados como un indicador de productos de oxidación. Determinación de la temperatura de anilina La temperatura de anilina es útil para el análisis e mezclas de hidrocarburos. Los hidrocarburos aromáticos exhiben los valores más bajos y las parafinas los más altos. Las cicloparafinas y las olefinas presentan valores que caen entre los aromáticos y las parafinas.

Para hidrocarburos similares, la temperatura de anilina se incrementa con el aumento del peso molecular. La temperatura de anilina se utiliza en comparación con otras propiedades físicas en métodos de correlación en el análisis de hidrocarburos. También se utiliza a menudo para proporcionar una estimación del contenido de hidrocarburos aromáticos.

Adicionalmente, indica la solvencia del aceite hacia los materiales que se encuentran en contacto con él. Puede relacionarse con las características de impulso y gasificación del aceite.

Determinación de la viscosidad cinemática.

La determinación de la viscosidad cinemática es la medida de la resistencia de un líquido a fluir bajo la gravedad. La viscosidad cinemática se obtiene multiplicando el tiempo que tarda el líquido en fluir a través de un viscosímetro capilar de vidrio por la constante de calibración del viscosímetro. La viscosidad está relacionada con la transferencia de calor y consecuentemente con el incremento de temperatura de los equipos. A bajas temperaturas la viscosidad se incrementa y afecta la velocidad del movimiento de componentes de equipos; como los contactos de interruptores, mecanismos de cambio de relación de transformación de los transformadores, bombas y reguladores.

La viscosidad controla las condiciones de procesamiento, como la deshidratación, desgasificación y filtración.

Las viscosidades altas pueden afectar adversamente el funcionamiento de equipos en climas fríos. Determinación del azufre corrosivo La determinación del azufre corrosivo es importante, porque en la mayoría de los usos, el aceite

dieléctrico está en continuo contacto con metales sujetos a corrosión por la presencia de compuestos de azufre corrosivo. El grado de corrosión de los metales depende de la cantidad y tipo de agente corrosivo y de los factores tiempo y temperatura. La detección de estas impurezas no deseadas, es un medio para reconocer el riesgo involucrado.

Determinación del azufre total.

En aceites dieléctricos el contenido de azufre debe ser mínimo, ya que el azufre elemental y los compuestos de azufre pueden ser corrosivos para los componentes del transformador a base de cobre. Determinación de los carbonos aromáticos

El principal propósito de esta prueba es determinar la composición y tipos de carbonos en el aceite. Así se conoce la composición de n aceite en términos de porcentaje de carbonos aromáticos, de carbonos nafténicos y de carbonos parafínicos. Una segunda aplicación es conocer la naturaleza química de un aceite.

También es posible observar el efecto de los procesos de refinación como: extracción con solventes y tratamiento ácido entre otros, en la composición de un aceite. Tiene una aplicación secundaria para relacionar la naturaleza química del aceite a otros fenómenos que, como se ha demostrado, tienen relación con la composición del mismo.

Determinación de cloruros y sulfatos.

La presencia de cloruros y sulfatos inorgánicos en aceites aislantes eléctricos en contacto con superficies metálicas en equipos eléctricos, puede resultar en corrosión de los componentes del transformador. El deterioro de la superficie del metal, depende de la cantidad de agentes corrosivos y del medio ambiente de operación. Aunque no es cuantitativo, este método es un medio para reconocer el potencial de este riesgo.

Determinación del contenido de agua Método (Karl Fisher).

La determinación del contenido de agua en aceites aislantes es necesaria, ya que un bajo contenido de agua permite una fuerza eléctrica adecuada, maximiza la vida del aceite y minimiza la corrosión de los metales. En cambio un alto contenido de agua, puede ocasionar que un fluido aislante no sea el adecuado para este tipo de servicio y afecta a algunas propiedades eléctricas como es, entre otras, la rigidez dieléctrica. Este tipo de prueba es adecuada para usarse en especificaciones, en control de procesos y también sirve para la evaluación de la condición de los líquidos dieléctricos en servicio.

Determinación cuantitativa de inhibidores.

La prueba consiste en la determinación de los inhibidores de oxidación añadidos a los aceites minerales aislantes, que retardan la formación de lodo y acidez bajo condiciones oxidativas. Es importante conocer si el inhibidor de oxidación añadido al aceite y su cantidad, resulta adecuado para cumplir con la especificación del aceite.

Determinación de la estabilidad a la Oxidación.

La prueba de estabilidad a la oxidación de aceites minerales dieléctricos, es un método para evaluar la cantidad de lodos, carbón y productos ácidos formados en el aceite cuando se prueba bajo condiciones establecidas. Se requiere de buena estabilidad a la oxidación en el aceite para maximizar la vida de servicio, minimizando la formación de lodos, carbón y ácidos, abatiendo la conducción eléctrica, asegurando la transferencia de calor aceptable e incrementando la vida del sistema. Esta prueba es de utilidad para verificar la consistencia de la estabilidad a la oxidación en la producción de aceites.

Determinación del número de neutralización.

En aceite mineral aislante, un número de neutralización bajo, ayuda a minimizar la conducción eléctrica y corrosión de los metales, por lo contrario un número alto indica contaminación y oxidación.

Contenido de bifenilos policlorados (BPC) Por medio de cromatografía de gases, se identifica y determina cuantitativamente el contenido de bifenilos policlorados (BPC) en líquidos aislantes. Los bifenilos policlorados son actualmente una sustancia prohibida para su uso en equipos eléctricos por ser cancerígena.

Determinación del factor de potencia y la constante dieléctrica.

El factor de potencia es una medida de las pérdidas dieléctricas en un aceite, y por lo tanto, de la cantidad de energía disipada como calor. Un bajo valor de factor de potencia indica bajas pérdidas dieléctricas y un bajo nivel de contaminantes iónicos polares solubles o coloidales. Esta característica se usa como un medio de control de calidad y una indicación de cambios en el aceite en servicio por el resultado de la contaminación o el deterioro del mismo. Determinación de la tensión de ruptura dieléctrica La tensión de ruptura dieléctrica de un líquido aislante, a frecuencias de potencia comercial, es importante como una medida de la habilidad de los líquidos para soportar esfuerzos eléctricos.

Esta es la tensión eléctrica en la que ocurre la ruptura entre dos electrodos en condiciones de prueba preestablecidas. También sirve para indicar la presencia de agentes contaminantes como: agua, lodo, carbón y partículas conductoras en el aceite, los cuales uno a uno pueden estar presentes cuando se encuentra un bajo valor de tensión de ruptura dieléctrica. Sin embargo, una tensión eléctrica o tensión de ruptura alta, no indica la ausencia de todos los contaminantes.

Determinación de la tendencia a la gasificación (Método Pirelli modificado).

Con este método se mide la tendencia de los aceites aislantes a absorber o desprender gases bajo condiciones de tensión eléctrica e ionización en presencia de hidrógeno, que es el gas principal en las descargas tipo corona. Las moléculas de aromáticos presentes en el aceite mineral son las que actúan en las relaciones de absorción de gas.

3.13 Pruebas a transformadores distribución y potencia de baja, media y alta tensión.

1. OBJETIVO.

El propósito de éstas pruebas es el de corroborar el buen estado de los transformadores de distribución y potencia que estén en las instalaciones del cliente o sean suministrados por SYSE.

2. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN.

Los instrumentos de medición que se emplearán en esta prueba dependen del grado de exactitud de la lectura que se quiera conocer.

- Megger digital de lectura sostenida de resistencia de aislamiento con un solo pulso
- Probador de relación de transformación (TTR).
- Digital Low Resistance Ohmmeters (Ducter)
- High-Pot Tester (Hi-Pot)
- Probador de rigidez dieléctica del aceite (Probador de copa)

3. NORMAS DE REFERENCIA.

Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en las normas.

- IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short-circuit testing of distribution and power transformers".
- IEEE 43-1974
- IEEE C57.12.90
- NMX-J-123/1-ANCE-1999

4. DESARROLLO.

Cuando se tenga un transformador de distribución y / o potencia en planta o se haya recibido en las instalaciones de SYSE el mismo, se procederá al llenado del formato correspondiente para la recepción del transformador y el encargado de servicio deberá realizarles las pruebas siguientes:

PRUEBAS DE INSPECCIÓN VISUAL.

Se realizará una inspección más minuciosa para comprobar si el equipo recibido por el cliente no tiene defectos de fábrica en acabados, ajuste de piezas, pintura e indicativos de las características de los transformadores, además se solicitará información al proveedor acerca del protocolo de pruebas del equipo en el caso de que aún no la haya entregado y corroborar que el número de serie del protocolo coincide con el del transformador así como de sus demás datos. Si no se tiene ninguna observación que hacer al respecto con el proveedor se prosigue con el presente procedimiento.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

A cada transformador de distribución se le practicará la prueba de resistencia de aislamiento a sus devanados de acuerdo a lo establecido en la especificación de prueba "Prueba de resistencia de aislamiento a transformadores". El encargado de servicio será el responsable de la prueba.

PRUEBAS DEL ÍNDICE DE ABSORCIÓN.

A cada transformador de distribución se le practicará la prueba de índice de absorción antes de que sea instalado en un lugar definitivo, o antes de poner en operación. El procedimiento de la prueba está comprendido dentro de la especificación de prueba "Prueba de índice de absorción a transformadores". El encargado de servicio será el responsable de la prueba.

PRUEBAS DEL ÍNDICE DE POLARIZACIÓN.

De igual manera, se le practicara la prueba de índice de Polarización a cada transformador de distribución antes de ser instalado en un lugar definitivo, o antes de poner en operación. El procedimiento de la prueba está comprendido dentro de la especificación de prueba "Prueba de índice de polarización a transformadores". El encargado de servicio será el responsable de la prueba.

PRUEBAS DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

A cada transformador de distribución se le practicará la prueba de relación de transformación a la que se encuentran sus devanados y bajo las condiciones que se marcan en la especificación de prueba "Prueba de relación de transformación a transformadores" siendo el encargado de control de calidad el responsable de la prueba.

PRUEBAS DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.

A cada transformador de distribución que utilice el aceite como medio enfriador, se le practicará la prueba de rigidez dieléctrica a una muestra de aceite extraída de su interior y para corroborar que cumple con sus características dieléctricas y térmicas según lo establece la especificación de prueba "Tratamiento al aceite mineral de transformadores" siendo el encargado de servicio el responsable de la prueba.

PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA, A DEVANADOS.

A cada transformador de distribución y / o potencia se le practicará la prueba de Factor de Potencia a sus devanados y bajo las condiciones que se marcan en la especificación de prueba "Prueba de Factor de Potencia a transformadores" siendo el encargado de control de calidad el responsable de la prueba.

PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA

A cada transformador de distribución y / o potencia se le practicará la prueba de Resistencia Ohmica al cambiador de derivaciones del transformador y bajo las condiciones que se marcan en la especificación de prueba "Prueba de Resistencia Ohmica a transformadores" siendo el encargado de control de calidad el responsable de la prueba.

Si se presentó alguna irregularidad con alguno de los resultados de las pruebas antes mencionadas, el encargado de servicio deberá dirigirse inmediatamente con el cliente e indicar los problemas y consecuencias que arrojan los resultados de las pruebas efectuadas al transformador para hacer de su conocimiento la insatisfacción en el equipo y acordar el tipo de arreglo o servicio al que se llegará.

Conclusiones.

Se concluye que es importante, la evaluación de alternativas de decisión mediante métodos económicos que permitan optimizar el uso de los recursos por una parte y por la otra al ser combinados con métodos y con criterios de evaluación y con equipos para el control del riesgo (especificaciones, pruebas, equipos de monitoreo y diagnóstico) se asegura el mantener bajo control el nivel de incertidumbre.

También son importantes, los aspectos de definición y estandarización de políticas que promuevan y faciliten el uso de estos métodos a través de toda la compañía.

Para una empresa donde el tiempo es un factor importante, el hecho de contar con un proveedor de servicio de mantenimiento le permite obtener varios beneficios, por ejemplo la optimización de tiempos en la producción, contar con el personal necesario, y la garantía de un servicio al más alto nivel de calidad.

Por otra parte estas compañías dedicadas al mantenimiento de transformadores y tableros de control, entre otras actividades, son de vital importancia ya que la empresa que contrata estos servicios delega adecuadamente responsabilidades, tomando en cuenta que ofrecen al cliente una garantía que de otra forma no podríamos obtener, además que proporcionan un personal altamente capacitado y equipo de primer nivel.

Por último la implementación de esta nueva modalidad de aplicar el mantenimiento a una empresa, nos muestra que se puede tener una estructura mejor organizada por lo tanto la productividad, tiempos, costos, tendrán un mejor resultado siempre en beneficio de la empresa y la satisfacción del cliente.

Aislamiento funcional: aislamiento necesario para asegurar el funcionamiento normal de un aparato y la protección fundamental contra los contactos directos.

Aislante: Un material aislante es aquel que, debido a que los electrones de sus átomos están fuertemente unidos a sus núcleos, prácticamente no permite sus desplazamientos y, por ende, el paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de tensión entre dos puntos del mismo. Material no conductor que, por lo tanto, no deja pasar la electricidad.

Amperímetro: Aparato que mide la intensidad de la corriente eléctrica cuando lo intercalamos con un hilo conductor.

Amperio: Unidad que mide la intensidad de una corriente eléctrica. Su abreviatura es A, y su nombre se debe al físico francés André Marie Ampere.

Autoseccionador: aparato que abre un circuito automáticamente en condiciones predeterminadas, cuando dicho circuito está sin tensión.

Bobina: Arrollamiento de un cable conductor alrededor de un cilindro sólido o hueco, con lo cual y debido a la especial geometría obtiene importantes características magnéticas.

Borne: Cada uno de los botones de metal a los que se une los hilos conductores de un aparato eléctrico.

Buscapolos: Destornillador para comprobar la existencia de corriente al encenderse una lámpara de neón que tiene en su interior.

Cables rígidos: Cables que se utilizan para transportar energía y que tienen la particularidad de estar instalados entre las canalizaciones fijas hasta los enchufes.

Caja de conexiones: En electricidad, caja empotrable o de superficie destinada a alojar empalmes de cables. También caja de empalmes.

Caja de elementos: En electricidad, caja empotrable destinada a alojar los interruptores, bases, etc. Si no va empotrada y va atornillada se denomina zócalo.

Calibrador: Herramienta que sirve para determinar el calibre (grosso) del los alambres.

Canalización: conjunto constituido por uno o varios conductores eléctricos por los elementos que los fijan y por su protección mecánica.

Cargas lineales: La mayor parte de las cargas eléctricas se tipifican como cargas convencionales; estas se comportan linealmente, lo cual significa que al aplicar una tensión, la forma de onda de la corriente conserva esa misma forma, aunque en general estará desplazado en el tiempo un ángulo (j).

Cautín (soldador): Aparato para soldar con estaño.

Central eléctrica: conjunto de instalaciones utilizadas directa e indirectamente para la producción de energía eléctrica.

Central Hidroeléctrica: Es aquella central donde se aprovecha la energía producida por la caída del agua para golpear y mover el eje de los generadores eléctricos.

Central térmica: Instalación donde se obtiene energía eléctrica a partir del carbón (hulla, antracita o lignito). A veces también cubre las centrales que usan derivados del petróleo.

Circuito: es la trayectoria que sigue una corriente eléctrica para desplazarse del polo negativo al polo positivo del generador del voltaje o fuerza electromotriz (fem.). Circuito eléctrico es aquel que, con elementos colocados por el ser humano, tales como conductores, componentes electrónicos, configurados de tal forma para llevar a cabo una función. Puede decirse que el circuito eléctrico más corto es un conductor que une los 2 polos de una fuente eléctrica, es obvio que esto no tiene sentido práctico, más bien se define como corto circuito.

Coefficiente de falta a tierra: es el coeficiente UPF/UP , siendo UPF la tensión eficaz entre una fase sana del punto P y tierra durante una falta a tierra, y UP la tensión eficaz entre cualquier fase del punto P y tierra en ausencia de falta. La falta a tierra referida puede afectar a una o más fases en un punto cualquiera de la red.

Capacitor eléctrico: Dispositivo que almacena pequeñas cantidades de electricidad. Su capacidad se mide en faradios.

Capacitor electrolítico: Componente electrónico que almacena corriente continua.

Conductor: Son los elementos metálicos, generalmente cobre o aluminio, permeables al paso de la corriente eléctrica y que, por lo tanto, cumplen la función de transportar la "presión electrónica" de un extremo al otro del cable. Material que opone mínima resistencia ante una corriente eléctrica. Los materiales que no poseen esta cualidad se denominan aislantes.

Conductores activos: los destinados normalmente a la transmisión de energía eléctrica.

Conector: Pieza destinada a establecer conexiones debidamente aisladas y a prueba de humedad.

Conector RCA: Tipo de conexión utilizada para las señales de audio y vídeo.

Consumo energético: Gasto total de energía en un proceso determinado.

Corriente: Movimiento de electricidad por un conductor. Es el flujo de electrones a través de un conductor. Su intensidad se mide en Amperios (A).

Corriente de contacto: corriente que pasa a través del cuerpo humano cuando está sometido a una tensión.

Corriente de defecto a tierra: es la corriente que en caso de un solo punto de defecto a tierra, se deriva por el citado punto desde el circuito averiado a tierra o a partes conectadas a tierra.

Corriente Eléctrica Alterna: Es el flujo de corriente en un circuito que varía periódicamente de sentido.

Cortacircuitos: En electricidad, dispositivo para producir un corte en la corriente cuando se produce un cortocircuito o una sobrecarga eléctrica. Este corte se produce al fundirse un fusible.

Corte omnipolar: corte de todos los conductores activos. Simultáneo, la conexión y desconexión se efectúa al mismo tiempo en el conductor neutro o compensador y en las fases o polares. No simultáneo, la conexión se establece a antes.

Cortocircuito: Contacto accidental de dos cables con distinta polaridad.

Desoldador: Aparato que succiona el estaño de un componente electrónico para poder desmontarlo y sustituirlo si es el caso.

Diferencial: En electricidad, interruptor de seguridad, que corta la corriente al producirse una descarga a tierra o al contacto de una persona con un polo positivo.

Diodo: Componente electrónico que deja pasar la corriente de una batería cuando se conecta el ánodo al positivo y el cátodo al negativo, oponiéndose al paso de corriente si se conecta al contrario.

Distribución: Incluye el transporte de electricidad de bajo voltaje y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

Disyuntor: interruptor automático por corriente diferencial. Se emplea como dispositivo de protección contra los contactos indirectos, asociado a la puesta a tierra de las masas.

Electroimán: Es la magnetización de un material mediante la electricidad.

Elementos conductores: todos aquellos que son susceptibles de propagar un potencial.

Emplazamiento peligroso: espacio en el que una atmósfera explosiva está presente en tal cuantía, como para requerir precauciones especiales, en la construcción, instalación y utilización del material eléctrica.

Energía: La energía es la capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo. Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía.

Capacidad de un cuerpo o sistema para realizar un trabajo. La energía eléctrica se mide en kilowatt-hora (kWh).

Energía alternativa: Energía procedente de fuentes no convencionales, por ejemplo, la energía solar y la eólica.

Energía atómica o nuclear: La que mantiene unidas las partículas en el núcleo de cada átomo y que, al unirse dos núcleos ligeros para formar uno mayor (reacción de fusión) o al partirse en dos o más fragmentos un núcleo muy pesado (reacción de fisión) es liberada en forma de energía calorífica o radiante. Aprovechamiento del calor desprendido en la reacción de fisión de elementos radioactivos para generar vapor que, a su vez, mueve una turbina que da lugar a energía eléctrica.

Energía eólica: Energía cinética del aire, es producida por los vientos y se aprovecha en los molinos de viento en los aerogeneradores. También se utiliza para la generación de electricidad en las centrales eólica. Generación de energía eléctrica debido al movimiento de las aspas de los generadores por la velocidad del viento, en zonas donde éste es fuerte.

Energía geotérmica: Obtención de calor para calefacción y para producción de energía eléctrica mediante el uso del vapor producido por las altas temperaturas del interior de la Tierra. El calor interno de nuestro planeta produce el derretimiento de las rocas y el calentamiento de las aguas subterráneas y los gases subterráneos calientan el agua de las capas inferiores, la que emana a la superficie en forma de vapor o líquido caliente. Estas erupciones, intermitentes, normalmente las encontramos en zonas volcánicas y se conocen con el nombre de géiser.

Energía hidráulica: Energía originada mediante turbinas por el aprovechamiento de la presión que se produce en un salto de agua por la diferencia de alturas. Fuerza viva de una corriente o de una caída de agua que se aprovecha en forma de energía mecánica para mover maquinarias o producir energía eléctrica.

Energía Hidrotérmica: Resulta por la caída de temperatura de un cuerpo, entre un manantial frío y otro caliente. En una central de este tipo se emplea el agua caliente de la superficie del mar y la fría del fondo. Como el agua no es lo suficientemente caliente se emplea un líquido de ebullición muy baja, para vaporizarla (cloruro de etilo), cuyo vapor accionará un turboalternador, como en las centrales termoeléctricas.

Energía Mareomotriz: Se aprovecha el flujo y reflujo del agua del mar, cerrando con una presa -provista de turboalternadores- la entrada de un río en puntos donde las mareas sean suficientemente importantes.

Energía Química: Suministrada por reacciones químicas. Ejemplos de ellas: los explosivos, las pilas eléctricas.

Energía Radiante: Es la energía de las ondas electromagnéticas: rayos gamma, equis y ultravioleta; rayos luminosos e infrarrojos, ondas hertzianas.

Energía solar: Energía producida mediante el efecto del calor del sol en una placa solar. Se usa principalmente en hogares para calentar agua y para calefacción, y en instalaciones de alumbrado en carreteras mediante una batería que se carga durante el día. Proviene del sol y se produce por la fusión de los núcleos atómicos de hidrógeno, componente principal del Sol.

Energía Térmica: Energía calorífica producida por la combustión en las máquinas térmicas de hulla, petróleo, gas natural y otros combustibles.

Estañar: Soldar dos metales con estaño.

Fotocélula: interruptor cuya acción de conectar o desconectar está comandada por una célula fotoeléctrica.

Fuente de energía: aparato generador de energía eléctrica.

Halógeno: metaloide de la familia del cloro.

Hub: es un accesorio que se usa para conectar un caño de acero flexible a una caja o tablero.

Hz: símbolo de la unidad de frecuencia "hertz".

Ignitor: elemento del circuito auxiliar de las lámparas halógenos metálicos. Su misión es la de emitir un pulso de alta tensión para el encendido.

Iluminación artificial: aquella que se logra a través de aparatos de luz.

Iluminación combinada: combinación de dos o más métodos de alumbrado.

Ignitor: elemento del circuito auxiliar de las lámparas halógenos metálicos. Su misión es la de emitir un pulso de alta tensión para el encendido.

Iluminación artificial: aquella que se logra a través de aparatos de luz.

Iluminación combinada: combinación de dos o más métodos de alumbrado.

Iluminación de emergencia: Iluminación que debe entrar en funcionamiento automático y permitir, en caso de falla del alumbrado general o cuando la tensión de éste baje a menos del 70% de su valor nominal, la evacuación segura y fácil del público al exterior; solamente podrá ser alimentado por fuentes propias de energía y deberá poder funcionar durante un mínimo de una hora, proporcionando en el eje de los pasos principales una iluminación adecuada.

Iluminación decorativa: sistemas de iluminación dedicados a iluminar lugares o sitios que se quieren mostrar con detalles, tanto sea de formas, como color o diseño.

Incandescencia: Sistema en el que la luz se genera como consecuencia del paso de una corriente eléctrica a través de un filamento conductor.

Inducción: Producción de corrientes llamadas corrientes inducidas en un circuito bajo la influencia de un imán o de una corriente. Influjo recíproco de las corrientes eléctricas sobre los imanes.

Instalación de Alta Tensión: tensiones por encima de 33.000V

Instalación de Baja Tensión: tensiones entre 50V y 1.000V

Instalación de Media Tensión: tensiones entre 1.000X y 33.000V

Instalación de Muy Baja Tensión: tensiones hasta 50V

Instrumento de medida: Conjunto formado por el sistema de medida, la caja del mismo y los accesorios incorporados.

Interruptor: Aparato de poder de corte destinado a efectuar la apertura y/o cierre de un circuito que tiene dos posiciones en las que puede permanecer en ausencia de acción exterior y que corresponden una a la apertura y la otra al cierre del circuito. Puede ser unipolar, bipolar, tripolar o tetrapolar.

- **Unipolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por 1 cable.
- **Bipolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por dos cables. Puede ser un vivo y el neutro o dos fases.
- **Tripolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por tres cables.
- **Tetrapolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por 4 cables.

Lámpara incandescente: Fuente de luz, cuyo funcionamiento se basa en el principio de la incandescencia.

Lámpara fluorescente: Las lámparas fluorescentes tubulares es en realidad una lámpara de descarga de vapor de mercurio de baja presión, en la cual la luz se produce mediante el empleo de polvos fluorescentes que son activados por la energía ultravioleta de la descarga.

Línea general de distribución: Canalización eléctrica que enlaza otra canalización, un cuadro de mando y protección o un dispositivo de protección general con el origen de canalizaciones que alimentan distintos receptores, locales o emplazamientos.

Luminaria: Aparato que sirve para repartir, filtrar o transformar la luz de las lámparas, y que incluye todas las piezas necesarias para fijar y proteger las lámparas y para conectarlas circuito de alimentación.

Núcleo magnético: Una cantidad de material ferroso que se coloca en una bobina o en un transformador para que nos proporcione un trayecto mejor que el aire para un flujo magnético incrementando, por lo tanto, la inductancia de la bobina y aumentando el acoplamiento.

Pantallas: Son los elementos metálicos generalmente de cobre, materializados en forma de cintas o alambres aplicados en forma helicoidal o cintas corrugadas, que tienen como objeto proteger al cable contra interferencias exteriores, darle forma cilíndrica al campo eléctrico, derivar a tierra una corriente de falla, etc. En el caso de los cables aislados con papel impregnado o de altísima tensión para uso enterrado, esta protección esta

formada por una envoltura (vaina) continua y estanca de plomo o aluminio.

Potencia: Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watt (W) o kilovatio (kW).

Potencia nominal de un motor: Es la potencia mecánica disponible sobre su eje, expresada en vatios, kilovatios o megavatios.

Potencia activa: Es la que efectivamente se aprovecha como potencia útil en el eje de un motor, la que se transforma en calor en la resistencia de un calefactor, etc.

Potencia reactiva: Es la que los campos magnéticos de los motores, de los reactores ó balastos de iluminación etc. intercambian con la red sin significar un consumo de potencia activa en forma directa.

Potencia aparente: Es la que resulta de considerar la tensión aplicada al consumo y la corriente que éste demanda, esta potencia es lo que limita la utilización de transformadores, líneas de alimentación y demás elementos componentes de los circuitos eléctricos.

Punto a potencial cero: Punto del terreno a una distancia tal de la instalación de toma de tierra, que el gradiente de tensión resulta despreciable, cuando pasa por dicha instalación una corriente de defecto.

Punto mediano: Es el punto de un sistema de corriente continua o de alterna monofásica, que en las condiciones de funcionamiento previstas, presenta la misma diferencia de potencial, con relación a cada uno de los polos o fases del sistema.

Punto neutro: Es el punto de un sistema polifásico que en las condiciones de funcionamiento previstas, presenta la misma diferencia de potencial, con relación a cada uno de los polos o fases del sistema.

Protecciones eléctricas: Se trata de delgadas capas de material sintético conductor que se coloca en los cables de aislación seca de XLPE de tensión superior o igual a 3,3 kV y en los de ERP a partir de 6,6 kV. La capa inferior, colocada entre el conductor y el aislante, tiene por objeto hacer perfectamente cilíndrico el campo eléctrico en contacto con el conductor, rellenando los huecos dejados por los alambres que constituyen las cuerdas. La capa externa cumple análoga función en la parte exterior de aislamiento y se mantiene al potencial de tierra.

Protecciones mecánicas: Son las armaduras metálicas formadas por alambres o flejes de acero o aluminio (para cables unipolares).

Receptor: Aparato o máquina eléctrica que utiliza la energía eléctrica para un fin particular.

Red de distribución: El conjunto de conductores con todos sus accesorios, sus elementos de sujeción, protección, etc., que une una fuente de energía o una fuente de alimentación de energía con las instalaciones interiores o receptoras.

- **Privadas:** Son las destinadas, por un único usuario, a la distribución de energía eléctrica de Baja Tensión, a locales o emplazamientos de su propiedad o a otros especialmente autorizados por la Dirección General de la Energía.

- **Públicas:** Son las destinadas al suministro de energía eléctrica en Baja Tensión a varios usuarios. En relación con este suministro generalmente son de aplicación para cada uno de ellos, los preceptos fijados en los Reglamentos Electrotécnicos de Baja Tensión, así como los Reglamentos de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía que pudieran existir en cada país.

Sistema simétrico homopolar. Sistema equilibrado homopolar.

Sistema simétrico inverso. Sistema equilibrado inverso.

Sistema sinusoidal. Sistema eléctrico constituido por una red sinusoidal.

Sistema trifásico. [ing. *three-phase system*] **1** Conjunto de tres sistemas monofásicos con sus generadores conectados en estrella o en triángulo. **2** Conjunto ordenado de tres funciones sinusoidales de la misma frecuencia o de sus tres fasores.

Sistema trifásico equilibrado. [ing. *balanced three-phase system*] Sistema trifásico cuyas tensiones e intensidades están equilibradas.

Solución de un dipolo. Cualquier par posible de valores (v,i) de su tensión e intensidad.

Por ejemplo, el conjunto de todas las soluciones de una fuente de tensión de 10 V es $(10,i)$, sin ninguna restricción para i . Si existe una relación tensión-intensidad del dipolo, el conjunto de soluciones del dipolo es el conjunto de pares (v,i) que satisfacen su relación tensión-intensidad. Por ejemplo, el conjunto de soluciones de

una resistencia R , cuya relación tensión intensidad es $v= Ri$ es el conjunto de todos los pares $(v, i=v/R)$, donde v puede ser cualquier valor. El conjunto de todas las soluciones de una autoinducción de valor L , cuya relación tensión-intensidad es $v = L \frac{di}{dt}$, es el conjunto de todos los pares $\left(v, i = \frac{1}{L} \int v dt \right)$.

Sobrepresión interna: Se denomina protección por sobrepresión interna aquella en la que las máquinas o materiales eléctricos están provistos de una envolvente o instalados en una sala en la que se impide la entrada de los gases o vapores inflamables, manteniendo en su interior aire u otro gas ininflamable a una presión superior a la de la atmósfera exterior.

Tensión: Potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos produce la circulación de corriente eléctrica cuando existe un conductor que los vincula. Se mide en Volt (V), y vulgarmente se la suele llamar voltaje.

Tensión a tierra: Tensión entre una instalación de puesta a tierra y un punto a potencial cero, cuando pasa por dicha instalación una corriente de defecto.

Tensión de contacto: Diferencia de potencial que durante un defecto puede resultar aplicada entre la mano y el pie de la persona, que toque con aquélla una masa o elemento metálico, normalmente sin tensión.

Tensión de defecto: Tensión que aparece a causa de un defecto de aislamiento, entre dos masas, entre una masa y un elemento conductor, o entre una masa y

tierra.

Tensión nominal: Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para los sistemas trifásicos se considera como tal la tensión compuesta.

Tensión nominal de un aparato: Tensión prevista de alimentación del aparato y por la que se designa. También gama nominal de tensiones o intervalo entre los límites de tensión previstas para alimentar el aparato.

Tensión nominal de un conductor: Tensión a la cual el conductor debe poder funcionar permanentemente en condiciones normales de servicio.

Vainas exteriores: La mayoría de los cables poseen vainas exteriores que forman una barrera contra la humedad y las agresiones mecánicas externas. Según la propiedad que se quiera resaltar, estas vainas pueden ser de diferentes materiales. Así pueden ser de PVC para cables de uso general y con el agregado de aditivos especiales adquiere características de resistencia a la propagación del incendio, al frío, a los hidrocarburos o de reducida emisión de gases tóxicos - corrosivos (RETOX). También pueden ser de Polietileno para cables de uso enterrado que requieran una buena resistencia contra la humedad o de Polietileno Clor-sulfonado (Hypalon) cuando se requiera flexibilidad y resistencia a las aceites.

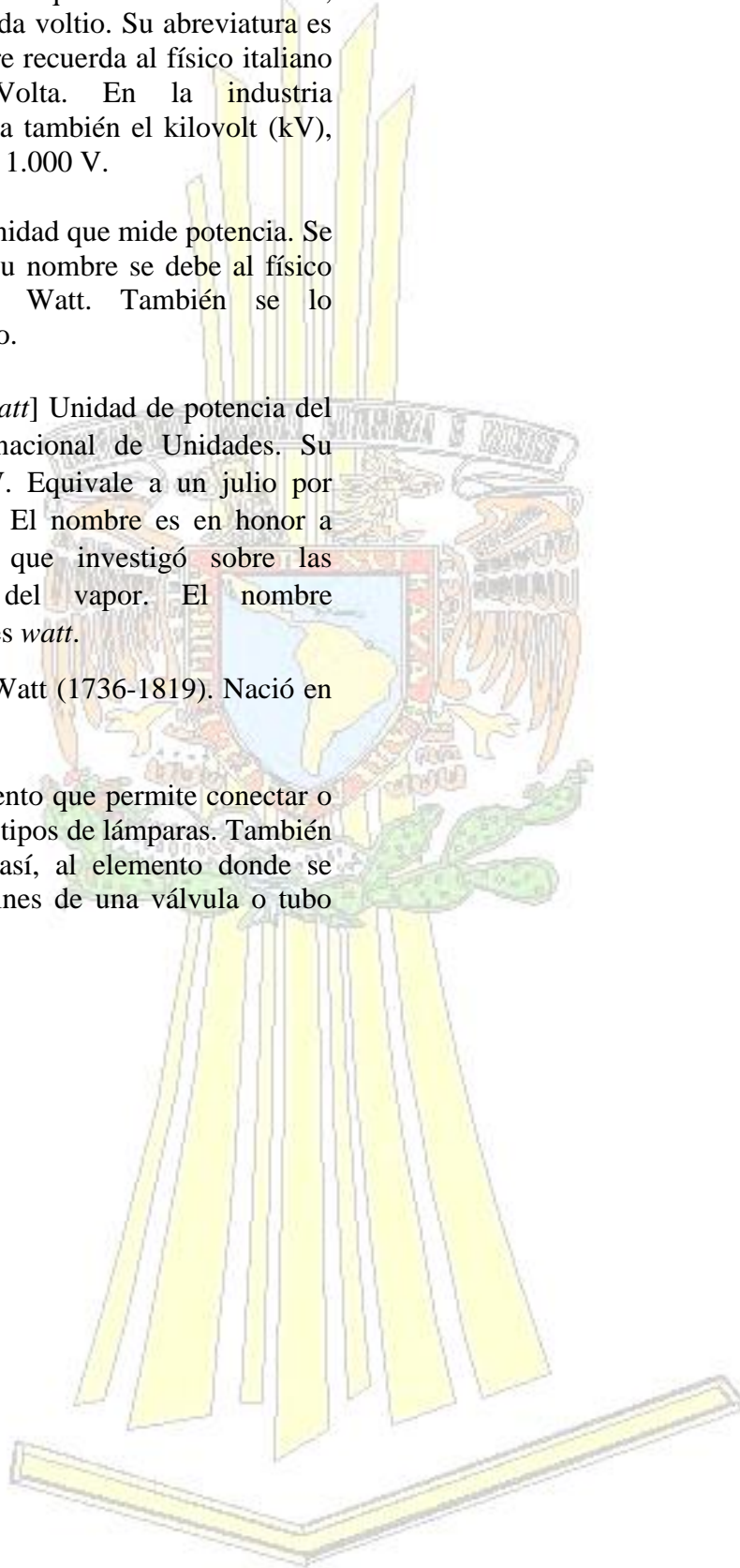
Voltio: Unidad que mide la tensión, también llamada voltio. Su abreviatura es V, y su nombre recuerda al físico italiano Alessandro Volta. En la industria eléctrica se usa también el kilovolt (kV), que equivale a 1.000 V.

Vatio: Es la unidad que mide potencia. Se abrevia W y su nombre se debe al físico inglés James Watt. También se lo denomina vatio.

watio. [ing. *watt*] Unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades. Su símbolo es W. Equivale a un julio por segundo (J/s). El nombre es en honor a [James Watt](#), que investigó sobre las aplicaciones del vapor. El nombre internacional es *watt*.

Watt. James Watt (1736-1819). Nació en Greenock

Zócalo: Elemento que permite conectar o montar, cierto tipos de lámparas. También se denomina así, al elemento donde se insertan los pines de una válvula o tubo electrónico.



BIBLIOGRAFIA.

R. Méndez A., P. A. Rojano M., G. Báez R., “Análisis de las Protecciones de Sobrecorrientes en los Bancos de Autotransformadores de 400/230/13.5 kV (Estrella/Estrella/Delta)”, Gerencia de Aseguramiento de la Calidad, Subdirección de la Calidad, LFC, 1999.

S. Hernández G., “Aplicación de Relevadores Direccionales de Tierra en la Protección de Autotransformadores de Potencia”, Departamento Ingeniería Eléctrica., Gerencia de Planeación e Ingeniería, CIA. De Luz y Fuerza del Centro, 1986.

M. B. Quiroz M., “Conclusiones y Recomendaciones Sobre la Instalación de los Reactores en el Terciario de los Autotransformadores en las Subestaciones Victoria y Sta. Cruz”, Departamento Ingeniería Eléctrica, Gerencia de Planeación e Ingeniería, CIA. De Luz y Fuerza del Centro, 1983

1.-Engineering Economics, GE Power Systems Engineering Courses, Schenectady, N.Y.

2.- Advanced Engineering Economics, C.S. Parck, G.P. Sharp-Bette, John Wiley & Sons, 1990

3. - Life Cycle Costing, B.S. Dhillon, Gordon & Breach Science Publishers.

4.- Guide for Evaluation of Distribution Transformers.

5.-IEEE C57.120-1991 IEEE Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors.

**6.-IEC 60300-3-3 Ed. 1.0 Dependability management
- Part 3: Application guide - Section 3: Life cycle costing.**

**7.-IEC 60300-3-9 Ed. 1.0 Dependability management
- Part 3: Application guide – Section.**

9: Risk analysis of technological systems.

8.-IEC 62198 Ed. 1.0 Project risk management - Application guidelines

www.codumex.com.mx

www.luz.philips.com

www.nacobre.com.mx