

Facultad de Estudios Superiores
Plantel Aragón



**“EI TRANSFORMADOR DE POTENCIA COMO UNA ENTIDAD ECONÓMICA,
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA
(ÁREA: INDUSTRIAL)**

P R E S E N T A :

MARTÍNEZ CHÁVEZ SAÚL ALONSO

DIRECTOR DE TESIS: MTRO. VÍCTOR MANUEL SÁNCHEZ MORALES.

San Juan de Aragón, Estado de México, Octubre de 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Índice	i
Objetivo	iii
Introducción	iv
Capítulo 1 Generalidades del transformador	1
1.1 Concepto de mantenimiento	3
1.1.1 Mantenimiento predictivo	3
1.1.2 Mantenimiento preventivo	6
1.1.3 Mantenimiento correctivo	8
1.2 Actividades de mantenimiento	9
1.3 El transformador	10
1.4 Teoría general del transformador	11
1.4.1 Principios de Funcionamiento	11
1.4.2 Regulación	16
1.4.3 1Operación en Paralelo	16
1.4.4 Conexiones del Transformador Convencional y del Autotransformador	19
1.5 Partes constitutivas del transformador, autotransformador y regulador de voltaje.	29
1.5.1 Núcleo	30
1.5.2 Construcción	30
1.5.3 Perdidas	33
1.6 Devanados	34
1.6.1 Construcción	34
1.6.2 Perdidas en el Cobre	35
1.7 Aislamientos	36
1.7.1 Funciones de los aislamientos	36
1.7.2 Propiedades	36
1.8 Marco administrativo para evaluar un el transformador de potencia	37
1.8.1 Decisión, evaluación y proceso	37
1.8.2 Concepto y tipos de costos	38
1.8.2.1 Técnicas no sofisticadas	39
1.8.2.2 Técnicas Sofisticadas	41
Capítulo 2 Factores de afectación	43
2.1 Distribución de los esfuerzos dieléctricos	43
2.2.1 Disposición de los aislamientos	44
2.2.2 Otros factores	46
2.2.3 Clasificación térmica de los aislantes empleados en máquinas eléctricas	47
2.2.4 Temperaturas de aislamiento límites	49
2.3 Aceite	50
2.3.1 Tipos de aceites aislantes	51
2.3.2 Obtención	52
2.3.3 Propiedades del aceite y su determinación	53
2.3.4 Pruebas Físicas	54
2.3.5 Pruebas químicas	56
2.3.6 Pruebas Eléctricas	61
2.4 Cambiadores de Derivaciones	66
2.5 Indicadores	69
2.6 Sistemas de Alarma	73
2.7 Sistema de Preservación del Aceite	74
2.8 Sistema de enfriamiento	76
2.9 Transformadores de Corriente y Potencial	78
Capítulo 3 Protecciones	79
3.1 Regulación de la tensión	80
3.2 Esquemas de protección	81

3.3	Aplicación en bancos de transformación	82
3.3.1	Protección diferencial	82
3.3.2	Protección contra sobrecorrientes	86
3.3.3	Pararrayos	87
3.3.4	Relevador detector de gases (Buchholz)	88
3.3.5	Dispositivos de sobrepresión súbita	91
3.3.6	Sistema contra incendio	91
Capítulo 4 El transformador como entidad económica		93
4.1	Normas básicas previas	94
4.1.1	Consejos básicos y generales	94
4.1.2	Tareas del mantenimiento	94
4.1.3	Transformadores secos	95
4.1.4	Transformadores estándar IEC	96
4.1.5	Transformadores sumergidos en aceite	96
4.1.6	Aceites aislantes	97
4.2	Administración del mantenimiento	99
4.2.1	Planeación	100
4.2.2	Organización	101
4.2.3	Ejecución e Integración	102
4.2.4	Control	102
4.3	Aplicación de la administración en el mantenimiento	103
4.4	Aspectos económicos	104
4.5	El Transformador como una entidad económica	105
4.5.1	Selección del transformador de potencia	108
4.5.2	Costo del transformador	109
4.6	La reparación de transformadores	111
4.6.1	Determinación de los costos	113
4.6.2	Cronograma de inversiones	115
4.6.3	Análisis de la Inversión	117
4.7	Planteamiento de escenarios del problema de decisión	120
4.8	Servicio al transformador	123
4.9	Gestoría para libranza de energía eléctrica	126
Conclusiones		129
Anexo 1 Estimado de cobro por mantenimiento A transformador		131
Bibliografía		135

Objetivo

“Evaluar el transformador de potencia con alternativas de decisión mediante métodos económicos que permitan optimizar el uso de los recursos como una entidad económica y así prever costos de operación y mantenimiento.”

Introducción

Al efectuar cualquier actividad de mantenimiento, es necesario prever que las condiciones de operación del equipo van a mejorar en forma óptima 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 específicas a desarrollar según el nivel o categoría del trabajador, esta necesidad de capacitación dirigida en forma especial al mantenimiento, se hace patente en la persona que dirige o supervisa el trabajo, pues debe dominar una gama 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 más 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 aceptabilidades.
- 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.

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 cotizaciones 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, 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, por las empresas que se dedican al mantenimiento, 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.

Resumen por capítulos

1. En el **capítulo 1** se hace referencia a las generalidades del transformador y a los conceptos de mantenimiento predictivo como correctivo así mismo se describe el marco administrativo para evaluar un el transformador de potencia dando como referencia los puntos de decisión, evaluación y proceso , que se llevara a cabo en el proyecto descrito en el título de este trabajo de tesis
2. El **capítulo 2** se enumeran los factores de afectación y las diferentes pruebas que deben realizarse al transformador.
3. En el **capítulo tres** se describen las protecciones que debe presentar el transformador para su buen funcionamiento, enumerando las que deben llevarse a cabo para el buen funcionamiento del mismo.
4. Por último el **capítulo cuatro** se presenta el transformador como entidad económica presentando un análisis de la administración en el mantenimiento, los aspectos económicos en la concepción de la reparación del transformador, dando un ejemplo de cómo llevar a cabo la evaluación del mismo.

Capítulo 1

Generalidades del transformador

En el desarrollo general e industrial de un país, es de vital importancia la disponibilidad de energía eléctrica, por ser el medio más 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 más 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 líquido 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 referirse al transformador se incluye 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.

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 más 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

1.1 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:

1.1.1 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 maquina o aparato en cuestión.

Las 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.

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.

Con base en lo anterior, cuando un transformador está 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, como se observa en la **tabla 1.1**.

Tabla 1.1 Las pruebas que se efectúan a los transformadores son dirigidas principalmente a la determinación del estado de:

El aceite aislante:	<ul style="list-style-type: none">• 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 ¹ 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 **Protecciones Buchholz** protege al transformador contra todo efecto producido en el interior de la cuba del mismo. Se basa en el hecho de que las irregularidades en el funcionamiento de los transformadores dan lugar a calentamientos locales en los arrollamientos y consiguientemente a la producción de gases de aceite cuya cantidad y rapidez en su desarrollo crecen sensiblemente a medida que se extiende la avería.

<http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.mx/2009/11/proteccion-buchholz.html>

1.1.2 Mantenimiento preventivo

Consiste en la serie de trabajos que es necesario desarrollar en alguna maquina o instalación para cuidar que esta pueda interrumpir el servicio que proporciona. Esta serie de trabajos general mente 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 varia, 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.

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 sílica² 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 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.

² **Sílica Gel Naranja** es un Absorbente de humedad altamente activo, ecológico, no tóxico y libre de cloruro de cobalto. Está disponible para una variedad de aplicaciones industriales. Sílica Gel Naranja tiene una afinidad muy fuerte con el agua y la absorbe mejor que la mayoría de sustancias.
Características:

- Absorción: Absorbe hasta un 35% de su peso en humedad, en un ambiente con Humedad Relativa de 50% a 25°C. Aún saturado se mantiene seco.
- Indicador de humedad: Su color cambia de naranja a verde a partir del 12% de absorción de su peso en agua
- Regenerable: Es un producto que se puede regenerar una vez saturado. Calentándolo desprenderá la humedad que haya absorbido, por lo que puede reutilizarse una y otra vez.
- Resistente: Gran fortaleza física y alta resistencia a la presión.

Se aplica en:

- Filtros Absorbentes para Transformadores
- Filtros Absorbentes para Cilindros de Almacenamiento
- Filtros Absorbentes para Tanques y Cisternas
- Instrumentos electrónicos y eléctricos
- Aplicaciones de instrumental de precisión
- Armamento
- Instrumentos Musicales
- Indicadores de Humedad Relativa

<http://www.seochemical.com.pe/aplicaciones-transformadores>

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 más corta posible y así evitar que las pérdidas 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.

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 activando 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 más 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 más conveniente en que se pueda transferir la 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 si se 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 Comisión federal de Electricidad, 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.

1.2 Actividades de mantenimiento

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

- **Inspección y pruebas**, Se efectúan para comprobar el funcionamiento seguro, eficiente y económico de los aparatos, máquinas y equipo de producción o servicio. De acuerdo con los datos que se obtengan se determinan los trabajos de mantenimiento que es necesario efectuar.
- **Servicio** De esta actividad fundamental se derivan los siguientes elementos:
 - Ajustes
 - Limpieza de componentes y mecanismos
 - Lubricación
 - Pintura y protección anticorrosivo
 - Desincrustación (Quitar la parte que sobra, que está mala o que no sirve), etc.
- **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.
- **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.
- **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.

- **Manufactura**, se realiza con dos finalidades fundamentales:
 - 1.- Fabricar auxiliares para la producción.
 - 2.- Fabricar refacciones para la maquinaria y equipo.

1.3 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 rectificada, 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.

El Autotransformador, puede ser considerado simultáneamente como un caso particular del transformador o del bobinado con núcleo de hierro. Tiene un solo bobinado arrollado sobre un núcleo, pero dispone de cuatro bornes, dos para cada circuito, y por ello presenta puntos en común con el transformador.

En algunas ocasiones es deseable cambiar los niveles de voltajes únicamente en una pequeña cantidad. Por ejemplo, puede necesitarse cambiar el voltaje de 110 a 120V o de 13.2 a 13.8 KV. Estos pequeños incrementos pueden ser necesarios debido a las caídas de voltaje que en sistemas de potencias alejados de los generadores. En estas circunstancias, es demasiado costoso elaborar un transformador con dos devanados completos independientes dimensionados para casi el mismo voltaje. En su lugar, se utiliza un transformador especial llamado autotransformador.

1.4 Teoría general del transformador

1.4.1 Principios de Funcionamiento

En la figura 1.1, se representa un transformador monofásico.

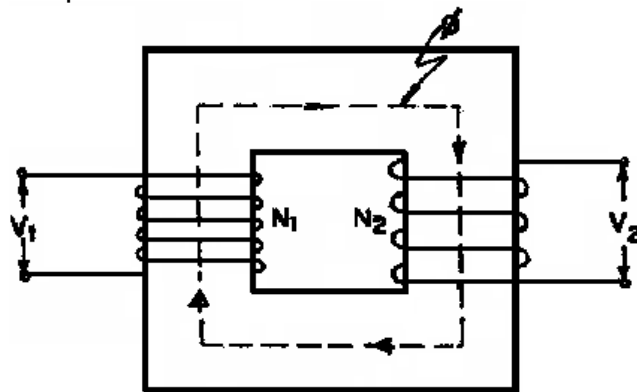


Figura 1.1 Transformador monofásico.

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.

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 él, 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} .

$$I_0 = I_m + I_{h+e} \quad \text{Ec. 1.1}$$

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

$$V_1 I_{h+e} = P_{fe} \quad \text{Ec. 1.2}$$

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

$$V_1 I_m = P_{mg} \quad \text{Ec. 1.3}$$

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.

$$P_0 = P_{fe} + I_0^2 R_1 \quad \text{Ec. 1.4}$$

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:

$$\underline{V}_1 = -\underline{E}_1 + I_0 (R_1 + jX_1) \quad \text{Ec. 1.5}$$

Es decir, la tensión aplicada ha de equilibrar a la fuerza contra electromotriz primaria y a las caídas óhmicas 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.

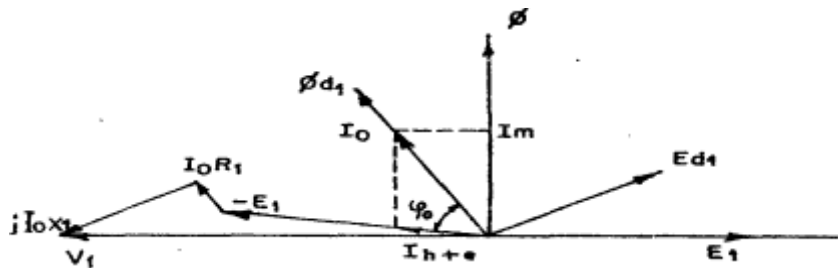


Figura 1.2 diagrama vectorial del transformador funcionando en vacío.

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

- Caída de tensión por resistencia.
- Calda de tensión por reactancia (dispersión del secundario).
- 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 Fuerza electromotriz (f.e.m) $E_2 \neq V_2$.

El tercer efecto, figura 1.3, 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 arrollamiento secundario con impedancia $Z_2 = R_2 + jX_2$ se le conecta una carga con impedancia $Z_c = R_c + jX_c$, 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:

$$V_2 = \overline{E_2} - \overline{I_2} (\overline{R_2} + j\overline{X_2}) \quad \text{Ec. 1.6}$$

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:

$$V_1 = -\overline{E_1} + \overline{I_1} (\overline{R_1} + j\overline{X_1}) \quad \text{Ec. 1.7}$$

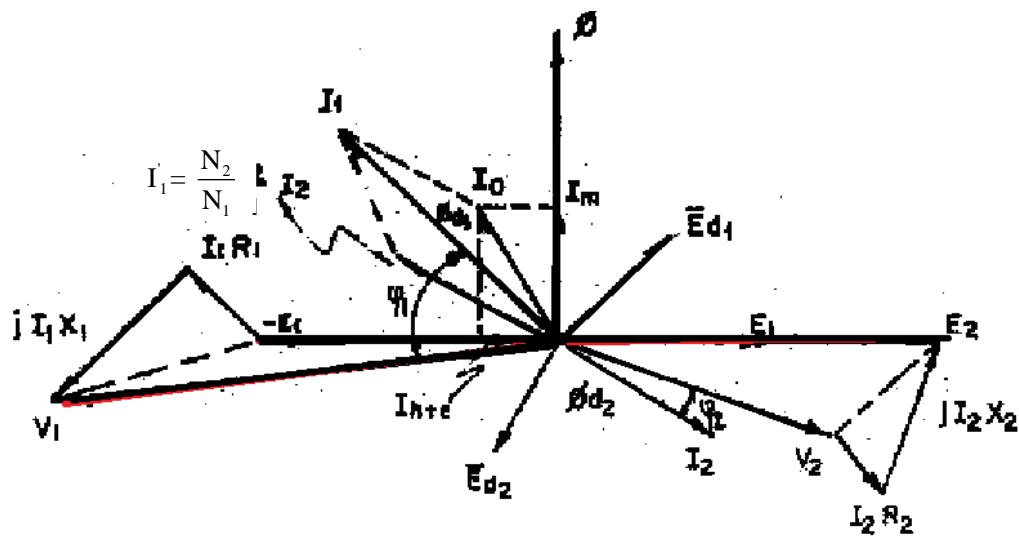


Figura 1.3 al circular corriente por el secundario, este bobinado actúa creando un flujo que se opone al principal ϕ existente en vacío

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 que representan al acoplamiento magnético se supone 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 sí.

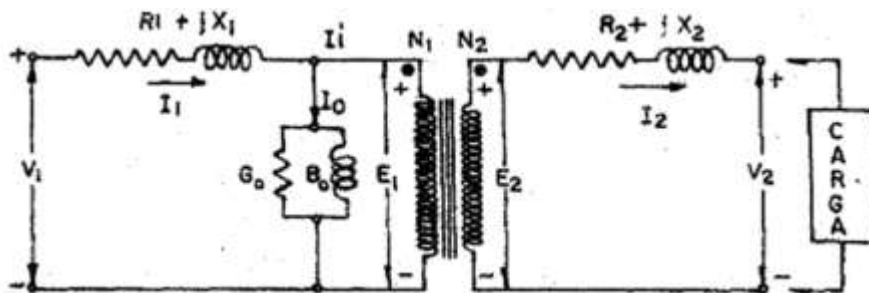


Figura 1.4 Circuito equivalente del transformador

1.4.2 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:

$$V_2 \approx N_2 / N_1 (V_1) \quad \text{Ec. 1.8}$$

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:

$$V_2 < N_2 / N_1 (V_1) \quad \text{Ec. 1.9}$$

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 fórmula:

$$r = \frac{V_0 - V_2}{V_2 \times 100} \quad \text{Ec. 1.10}$$

1.4.3 Operación en Paralelo

Cuando la carga de una instalación crece es necesario aumentar la capacidad de KVA del grupo de transformadores adicionando otros en paralelo. Si la

instalación alimenta a una carga importante donde no es posible admitir una interrupción en el suministro de electricidad, porque ocasionaría perjuicios en el proceso de producción, para asegurar la continuidad de servicio, y a pesar de la avería de un transformador o de sus circuitos asociados, se suele hacer trabajar a los transformadores en paralelo.

La figura 1.5 muestra la operación en paralelo de dos transformadores.

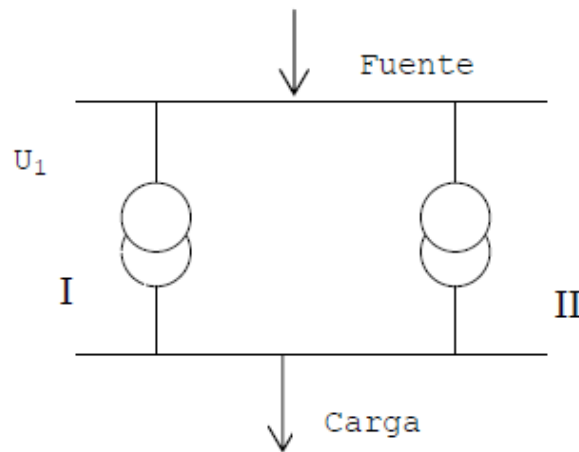


Figura 1.5 Operación en paralelo de dos transformadores.

Dos transformadores trifásicos operan en paralelo en condiciones favorables si se satisfacen las siguientes condiciones:

Esto implica

1)

$$U_{11} = U_{12} = U_1 \quad (1) \qquad \text{Ec. 1.11}$$

$$U_{21} = U_{22} \quad (2) \qquad \text{Ec. 1.12}$$

$$K_1 = K_2 \qquad \text{Ec. 1.13}$$

U_1 es el voltaje del circuito de alimentación y U_{21} y U_{22} son los voltajes secundarios de los transformadores.

- 2) Deben pertenecer a un grupo (Igual desfase entre los voltajes primario y secundario)

$$U_{cta1} = U_{cta2}$$

$$U_{cto1} = U_{cto2}$$

Ec. 1.14

Esto último equivale a

$$U_{ct1} = U_{ct2}$$

Ec. 1.15

Si se cumplen las anteriores condiciones la carga de cada transformador es proporcional a su potencia y las corrientes de carga de cada transformador pueden sumarse aritméticamente. El diagrama vectorial se muestra en la figura 1.6.

Las condiciones a) y c) no pueden cumplirse rigurosamente. La condición b) se verá que debe cumplirse estrictamente.

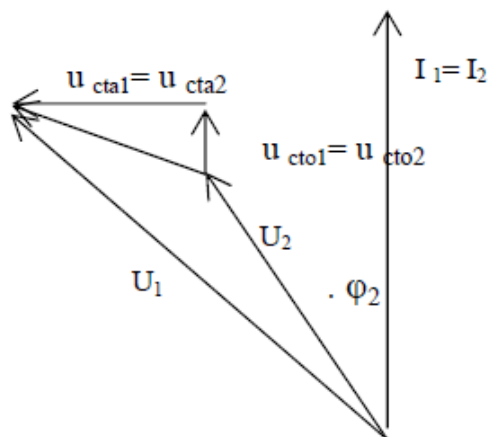


Figura 1.6 Transformadores en paralelo en condiciones favorables

Luego de verificar las condiciones señaladas se impone una verificación posterior, mostrada en la figura 1.7.

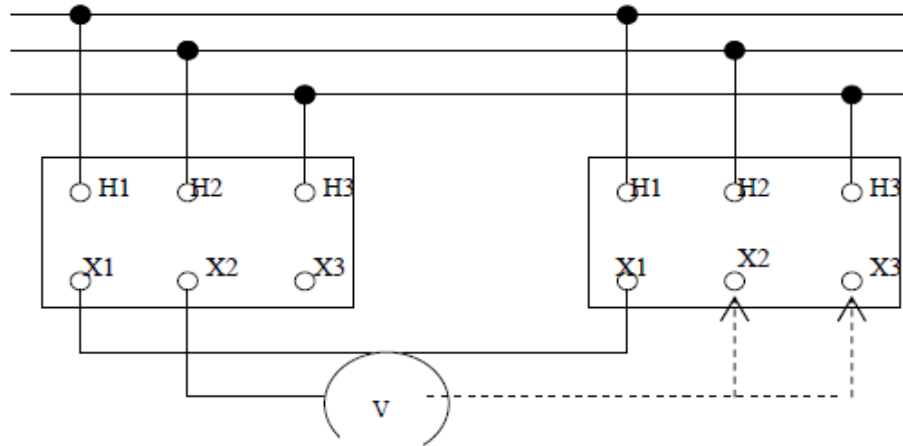


Figura 1.7 Verificación para operación en paralelo

Al efectuar todas las posibles combinaciones, si existe diferencial de potencial significa que los transformadores poseen desfases diferentes, pertenecen a grupos diferentes y la operación en paralelo no es posible.

Para transformadores monofásicos, la condición b) debe reemplazarse por verificación de polaridad de los bornes. Esta no será inconveniente en este caso.

1.4.4 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, así 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 CFE

(Comisión Federal De electricidad).

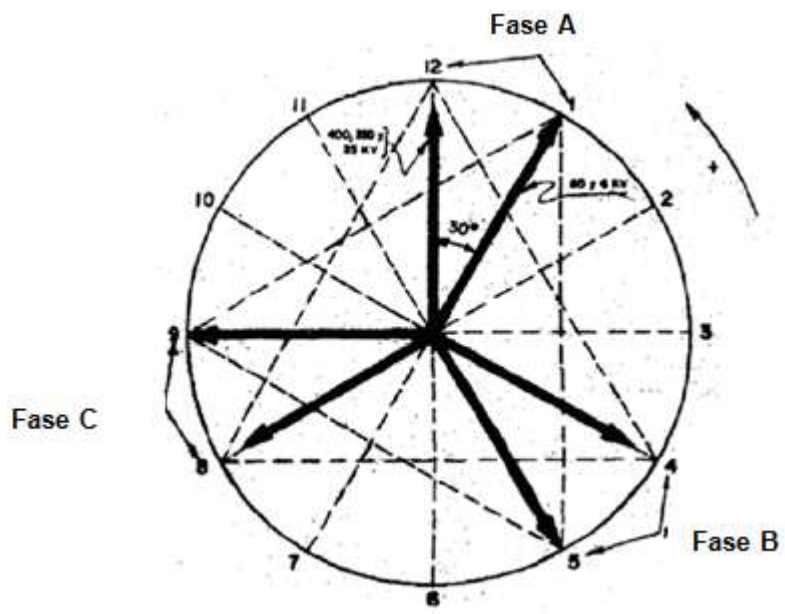
Para analizar adecuadamente los tipos de conexiones usadas en la transformación de unos a otros niveles de tensión, es necesario primero conocer los diferentes niveles normalizados de tensión que existen en el sistema y segundo conocer los defasamientos que existen entre ellos.

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 desfase que existe entre los diferentes niveles tensión del sistema se pueden ver en la figura 1.8, 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 voltajes, 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.



Tensión de la red (Kv)	Designaciones horarias de la red		
	A	B	C
400	12	4	8
230	12	4	8
85	1	5	9
23	12	4	8
6	1	5	9

Figura 1.8 Representación fasorial de las tensiones del sistema de CFE por medio de números horarios

Como se vio en la figura 1.8 al sentido de rotación y la coincidencia o desplazamiento angular de los fasores de las diferentes tensiones normalizadas del sistema CFE 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 1.9 a 1.19 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 CFE.

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 el 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 1.9 a la 1.19. 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.

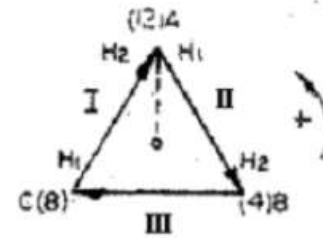
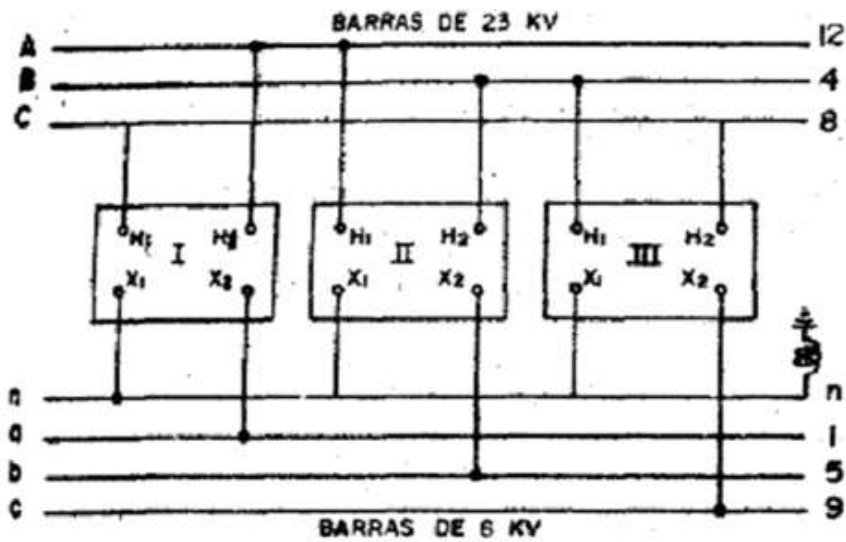


Diagrama fasorial del banco

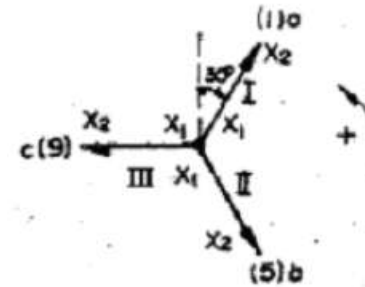


Figura 1.9 Conexión de tres transformadores monofásicos para la formación de bancos de capacitores de potencia de 23/6 kv

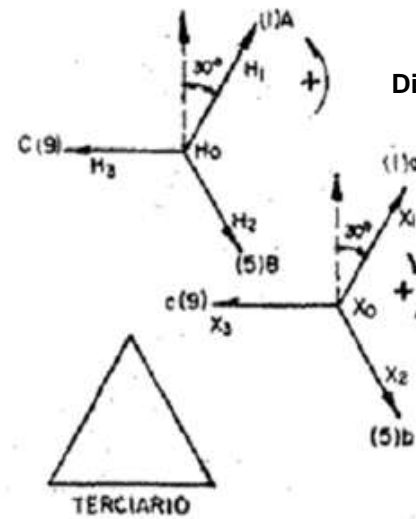
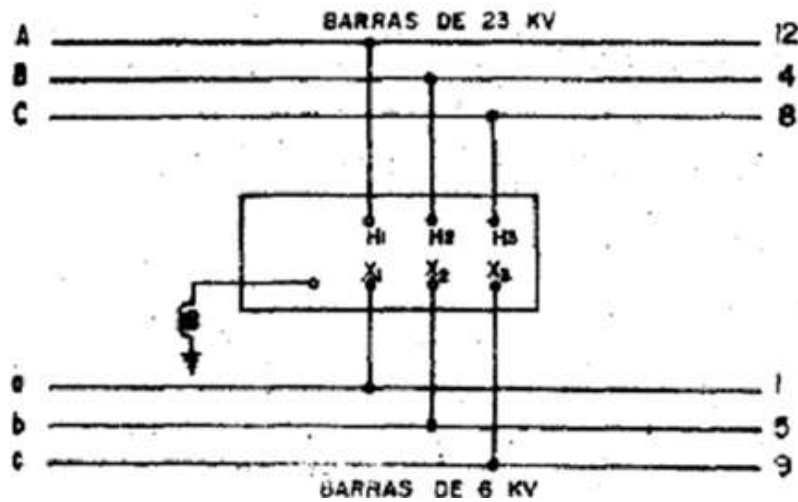


Diagrama fasorial del banco

Figura 1.10 Conexión de transformador trifásico de potencia de 23/6 KV

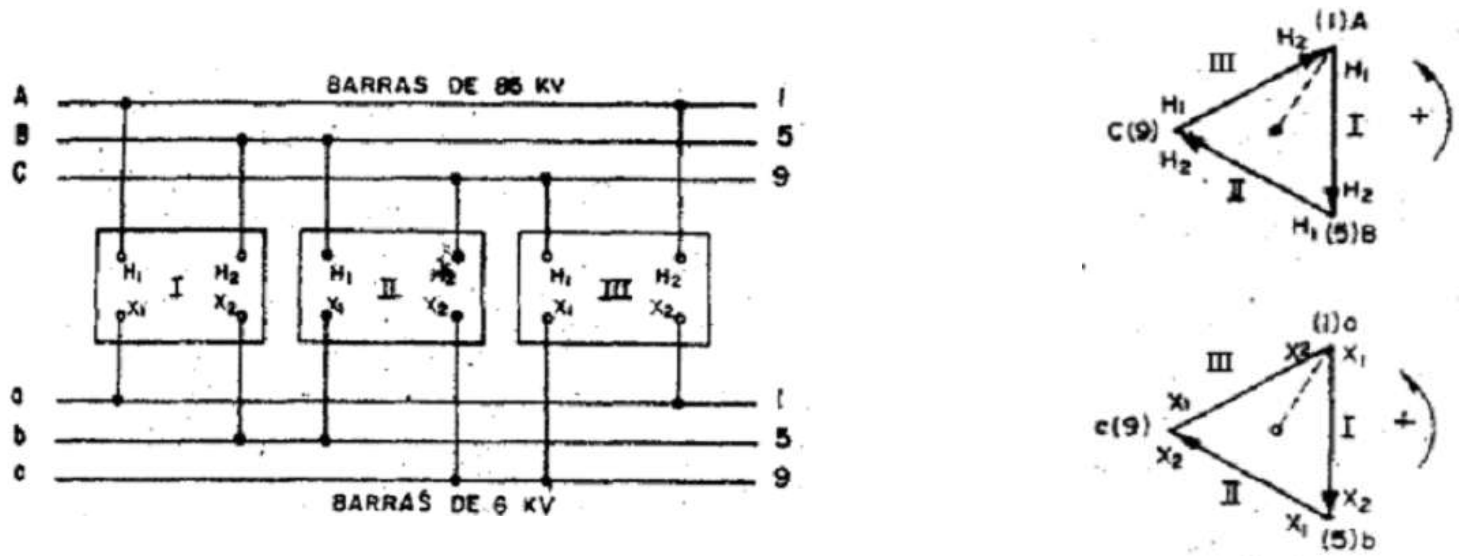


Figura 1.11 Conexión de tres transformadores monofásicos para la formación de bancos de potencia de 85/6 KV.

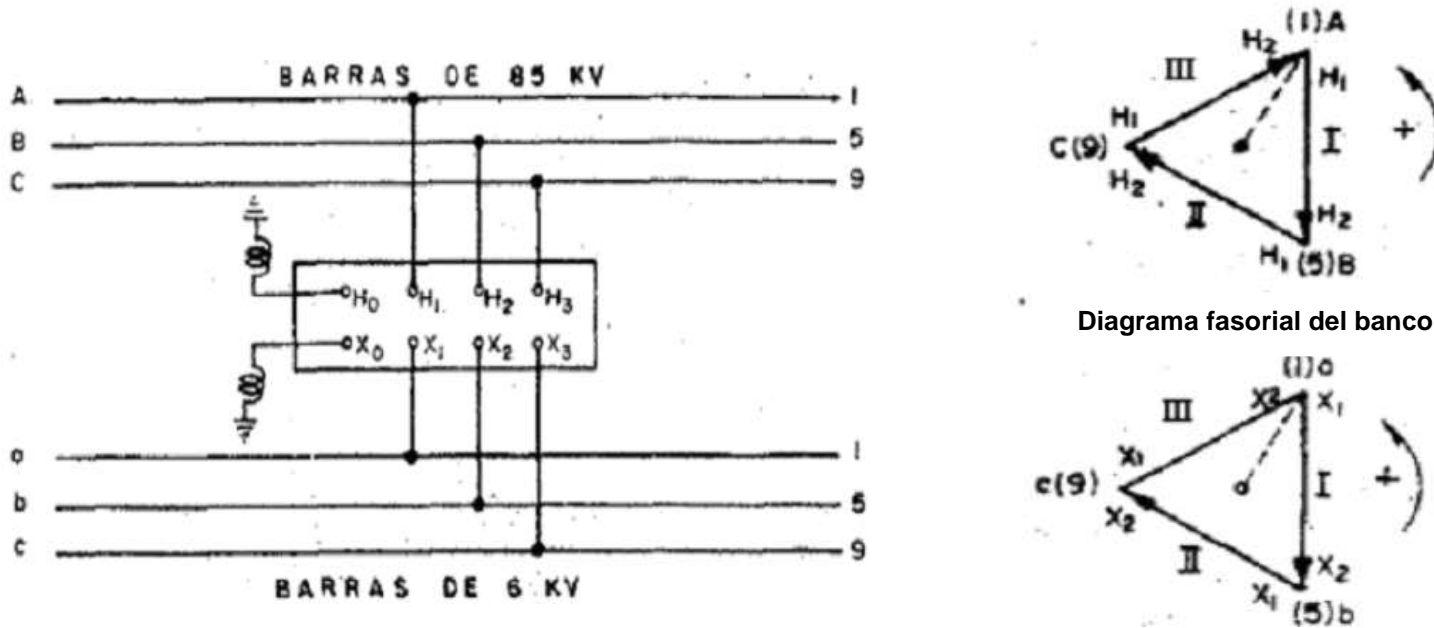


Diagrama fasorial del banco

Figura 1.12 Conexión de tres transformadores monofásicos para la formación de bancos de potencia de 85/6 KV

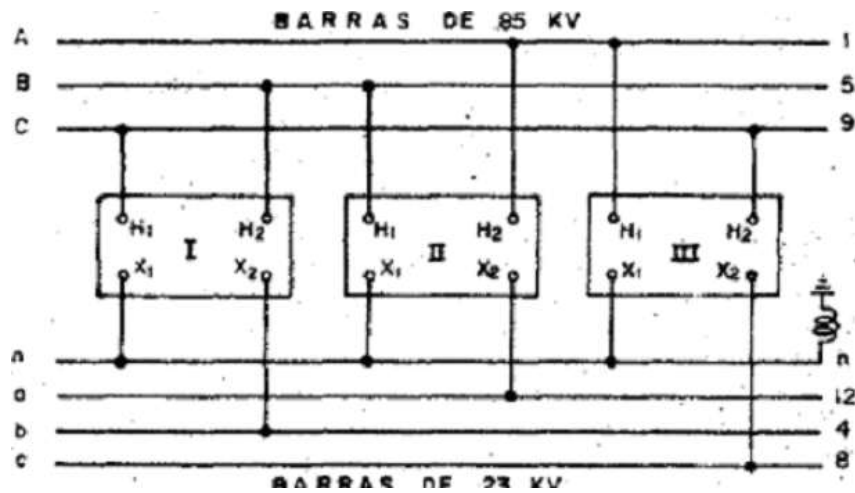


Diagrama fasorial del banco

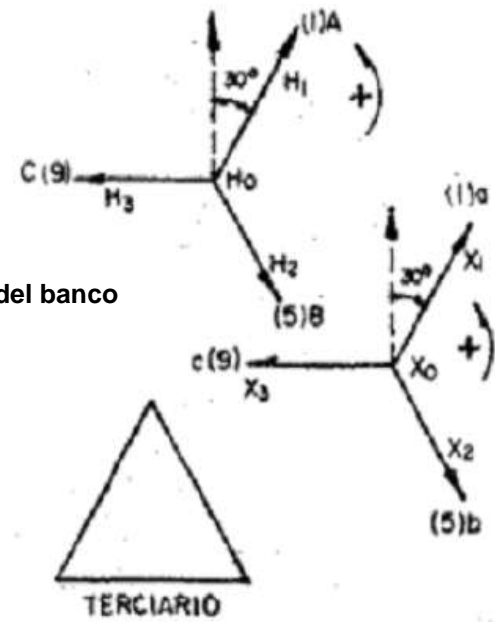


Figura 1.13 Conexión de tres transformadores monofásicos para la formación de bancos de potencia de 85/23 KV.

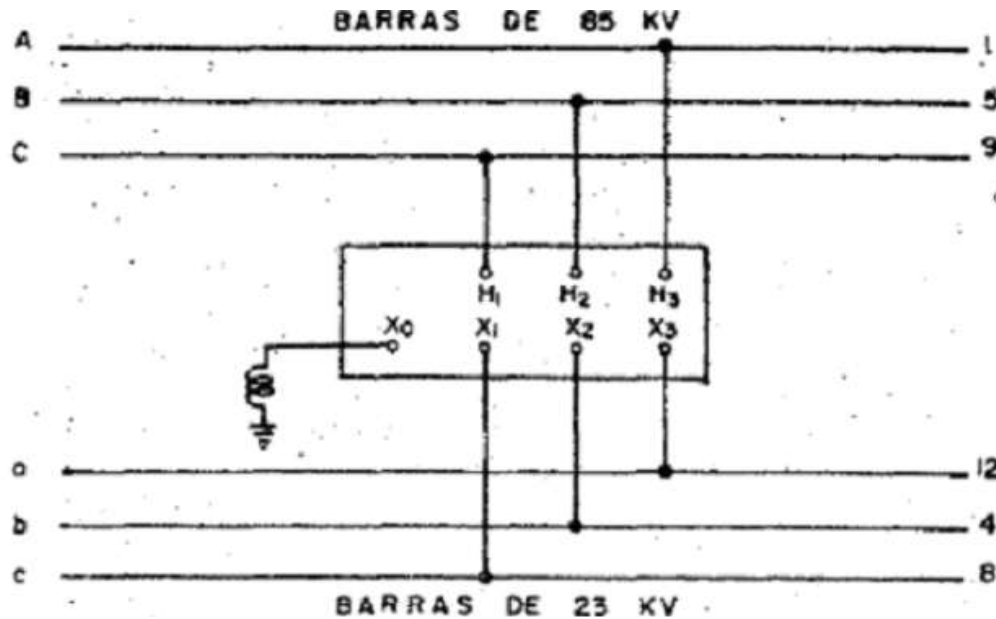


Diagrama fasorial del banco

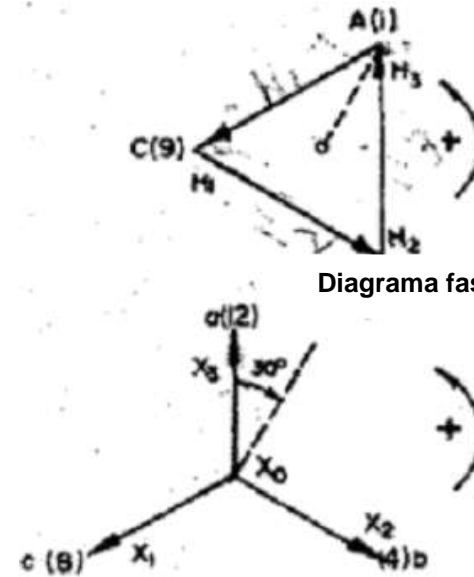


Figura 1.14 Conexión de tres transformadores monofásicos para la formación de bancos de potencias de 85/23 KV

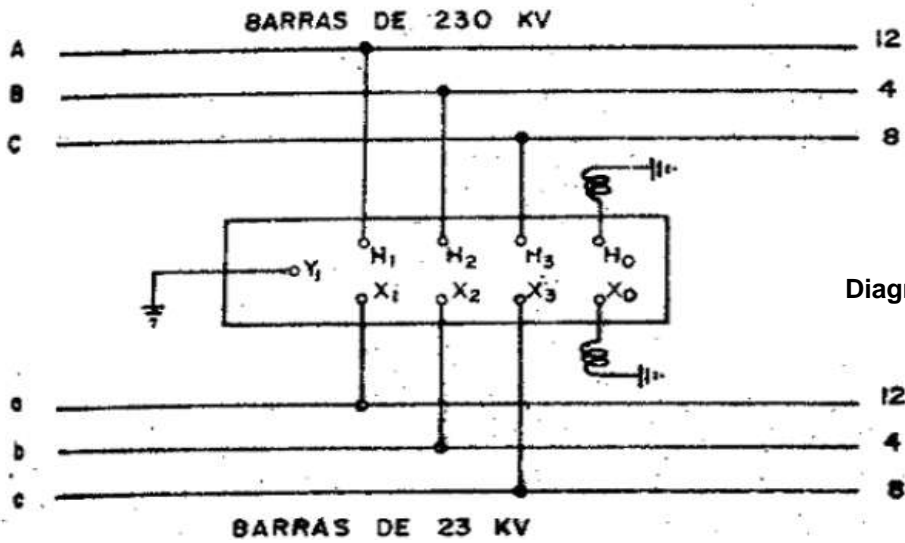


Diagrama fasorial del banco

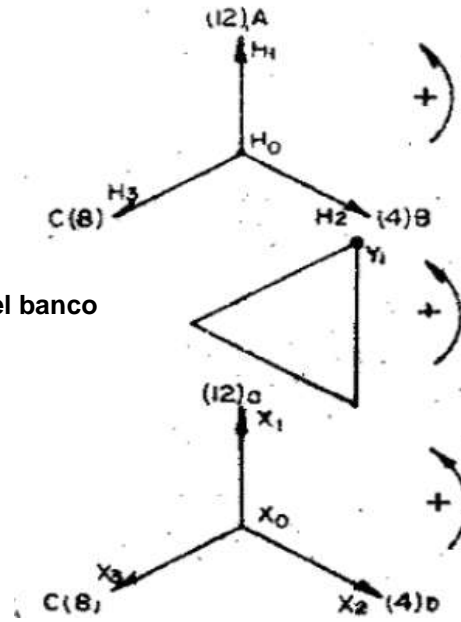


Figura 1.15 Conexión de transformador trifásico de potencia de 230/23KV

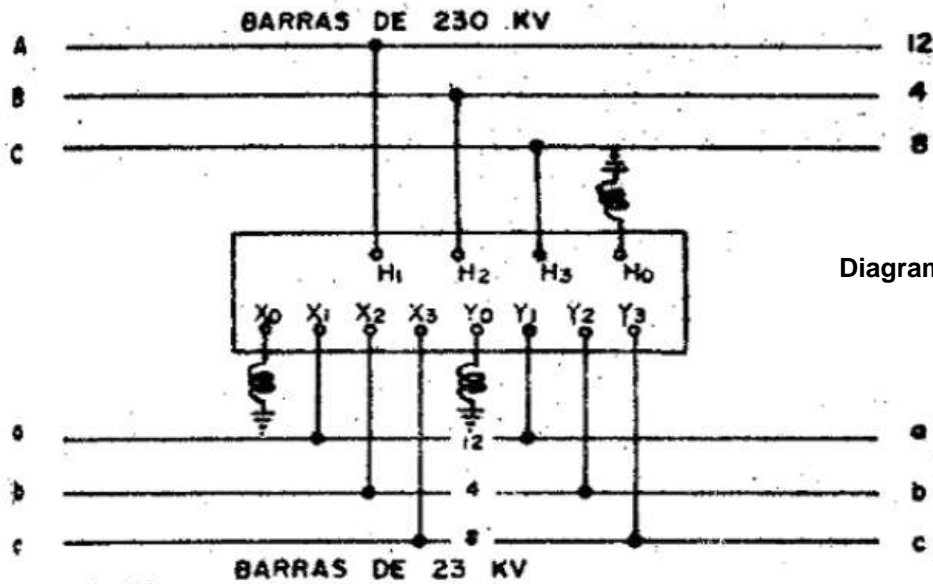


Diagrama fasorial del banco

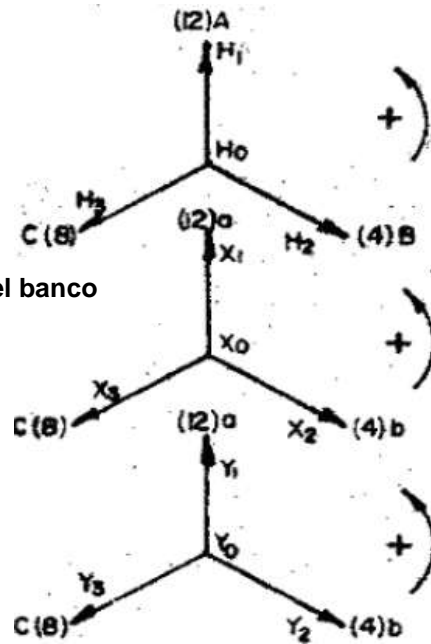


Figura 1.16 Conexión de transformador trifásico de potencia doble devanado secundario de 230/23/23 KV

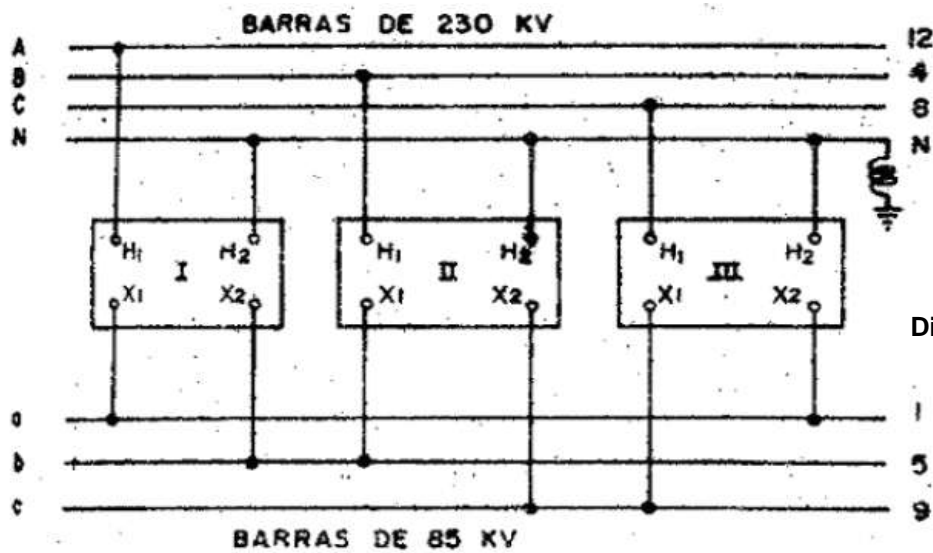


Diagrama fasorial del banco

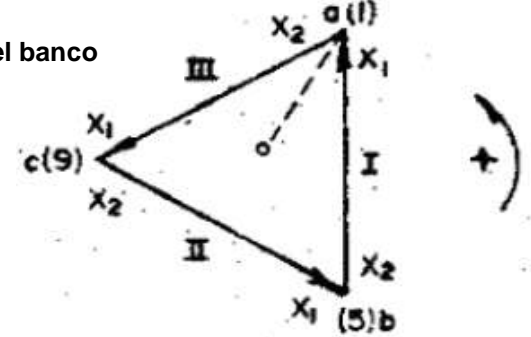
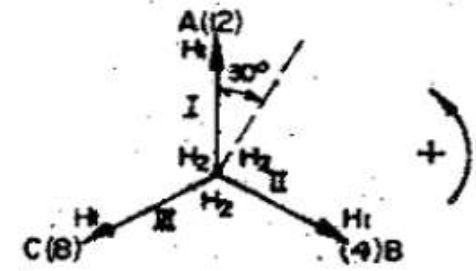


Figura 1.17 Conexión de tres transformadores monofásicos para la formación de bancos de potencia de 230/85 KV

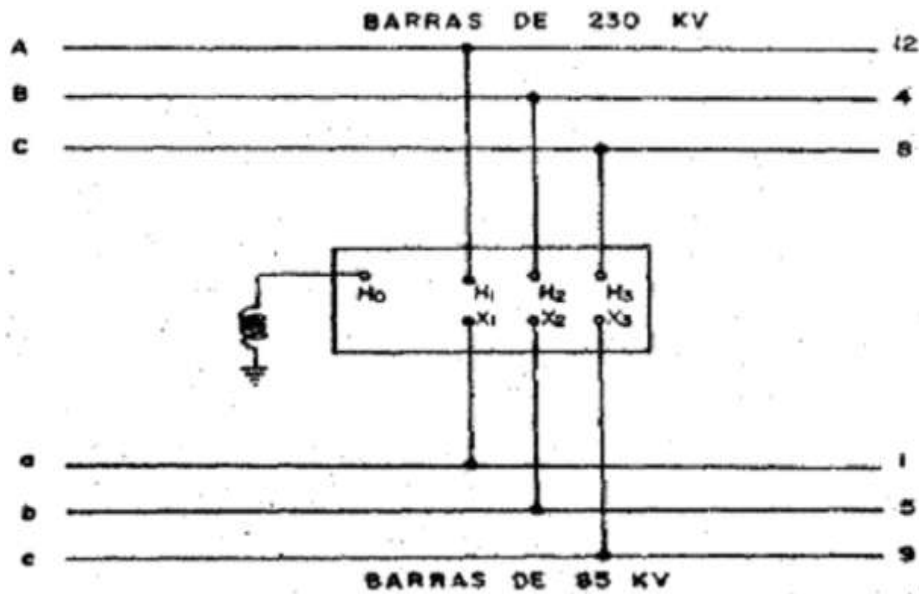


Diagrama fasorial del banco

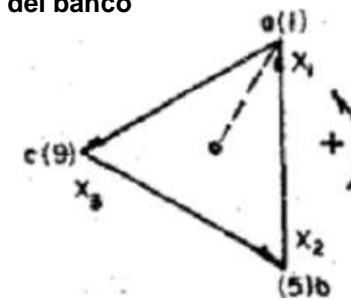
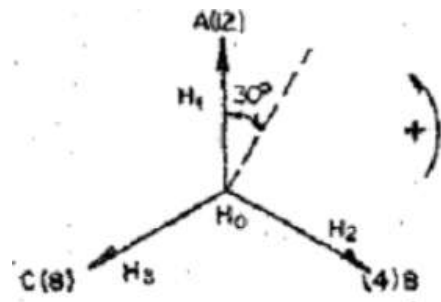


Figura 1.18 Conexión de transformadores trifásicos de potencia de 230/85 V

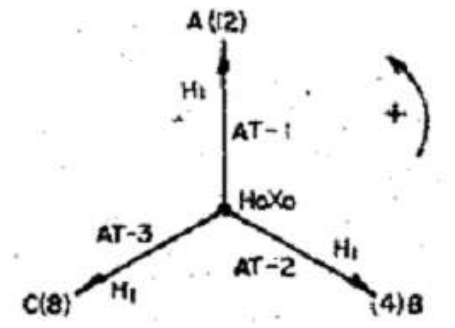
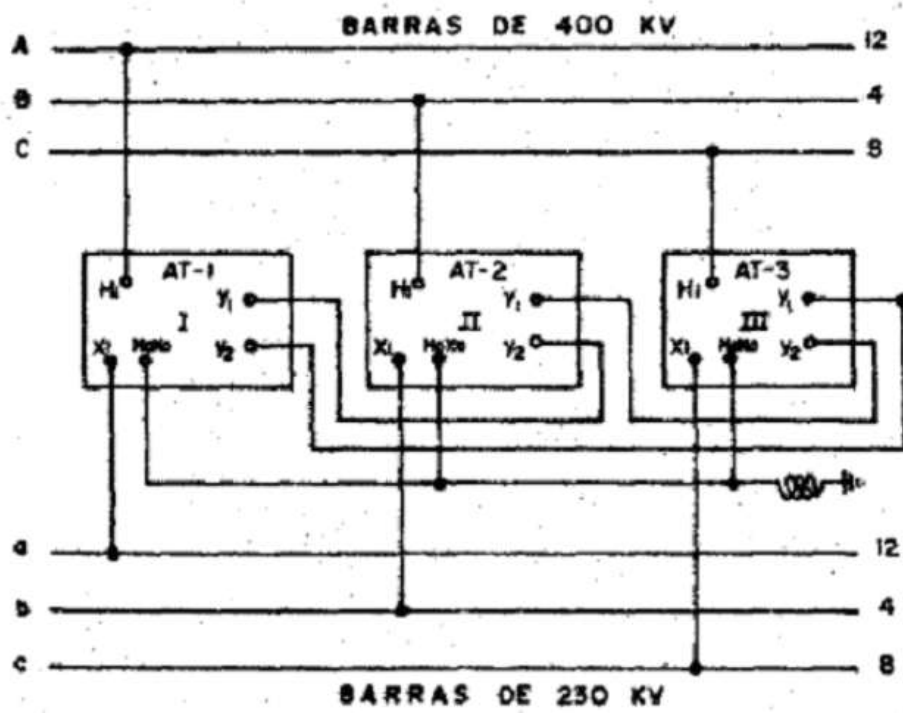


Diagrama fasorial del banco

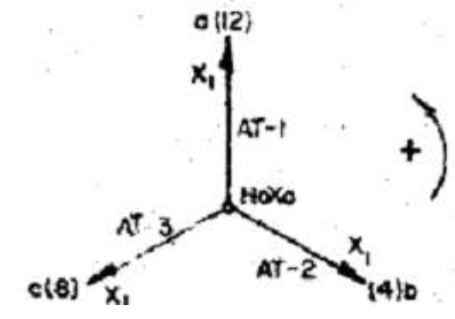
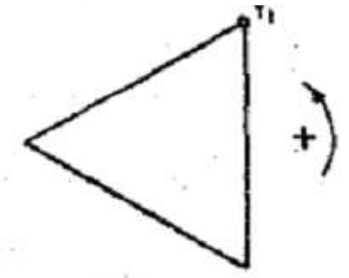


Figura 1.19 conexión de tres transformadores monofásicos para la formación de bancos de potencia de 400/230 KV

1.5 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:

- 1) Núcleo,
- 2) bobinas y
- 3) 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, se 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
- 2.- Devanados
- 3.- Aislamientos
- 4.- Aceite
- 5.- Boquillas terminales
- 6.- Tanque

y los componentes auxiliares son:

- 7.- Cambiadores de derivaciones

- 8.- Indicadores
- 9.- Dispositivos de protección
10. Sistema de alarmas
11. Sistema de enfriamiento
12. Transformadores de corriente y potencia

Funciones y características de los componentes:

1.5.1 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.

1.5.2 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 (Acero al silicio).

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 sí 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 1.20 a y b
- Tipo Acorazado: En que las bobinas están envueltas por las laminaciones del núcleo, construido en forma compacta. Figuras 1.20 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 1.20 e.

Es importante tomar en cuenta las siguientes recomendaciones cuando se haga una inspección de mantenimiento o de recepción de fábrica.

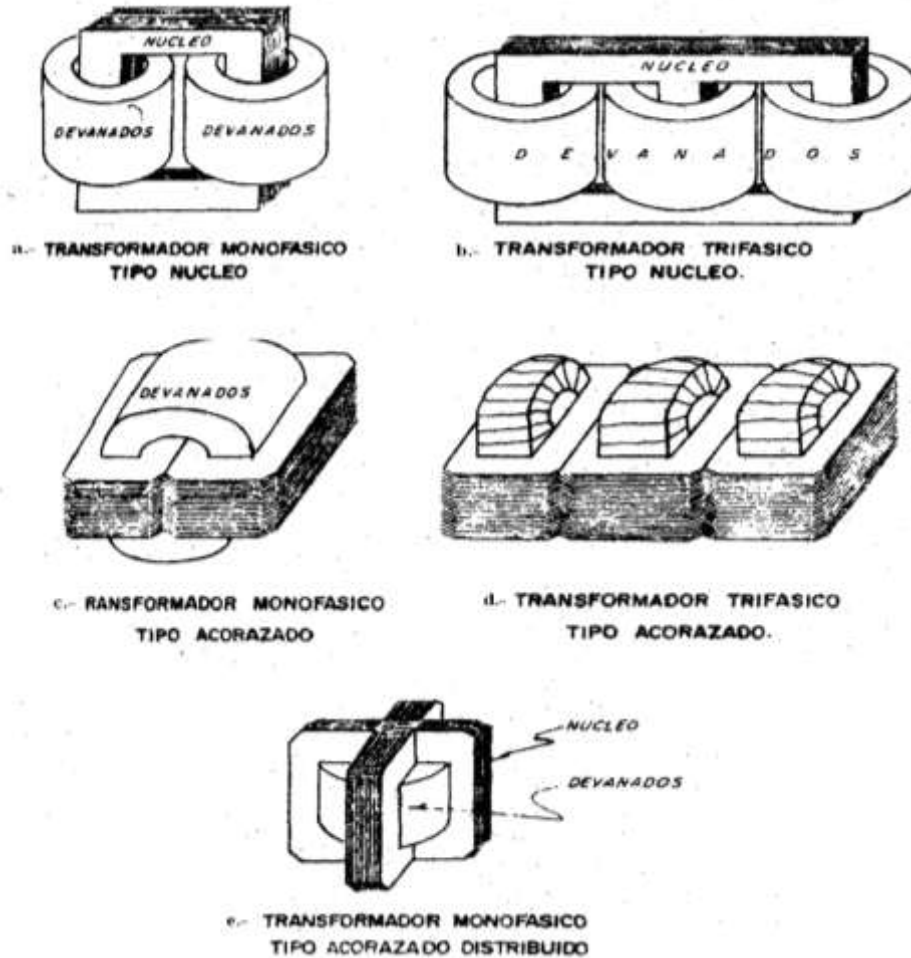


Figura 1.20 Tipos de núcleos.

En el ensamble de las láminas deberá estar bien formado el traslape de las juntas de modo que la dispersión magnética y la reluctancia sean lo más 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.

1.5.3 Perdidas

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

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

- 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 está creciendo o disminuyendo. El fenómeno de la histéresis se traduce en una disipación de energía, conocida con el nombre de pérdidas 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 (perdidas) a causa del trabajo realizado sobre el material en el medio cuando responde a la imantación.

b) Perdidas 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 sí.

1.6 Devanados

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.

1.6.1 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 más 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.

1.6.2 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 pérdidas son conocidas como pérdidas en el cobre o por efecto Joule.

1.7 Aislamientos

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 más complejos e interesantes en el diseño de transformadores.

1.7.1 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 es tan importante que, como se verá más adelante, muchas de las fallas dieléctricas de los transformadores se deben a la pérdida gradual de propiedades mecánicas causadas, a su vez, por la operación continuada a alta temperatura.

1.7.2 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 pérdida 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 pérdida gradual de propiedades electromagnéticas bajo ciertas condiciones de temperatura.

1.8 Marco administrativo para evaluar un el transformador de potencia

La evaluación del proyecto de inversión para un transformador de potencia, tiene por objetivo conocer su rentabilidad económica y social, de tal manera que nos asegure resolver una necesidad en forma eficiente, segura y rentable. De esta forma se le asignara determinado monto de capital y los insumos necesarios al proyecto de inversión para producir un servicio útil a la sociedad.

1.8.1 Decisión, evaluación y proceso

Para tomar una **decisión** sobre un proyecto es necesario someterlo a un análisis multidisciplinario, una inversión inteligente requiere una base que la justifique. Esta base es precisamente un proyecto estructura y **evaluado** el cual nos indique la pauta a seguir.

El realizar el análisis no implica que al invertir, él dinero estará exento de riesgo. Se debe tomar en cuenta los factores fortuitos tanto económicos, políticos y sociales. Por esta razón la toma de decisión acerca de invertir en el **proceso** debe recaer en un análisis con la mayor cantidad de información posible.

Toda actividad encaminada a tomar una decisión de inversión se le llama **evaluación de proyectos**.

La evaluación es la parte fundamental del estudio, depende en gran medida del criterio adoptado de acuerdo con el objetivo general del proyecto. En un estudio de evaluación de proyecto se distinguen tres niveles de profundidad.

- El primer nivel es la identificación de la idea, el cual se elabora a partir de la información existente, solo se presentan cálculos globales de la inversión, los costos y los ingresos, sin entrar a la investigación del terreno.
- El siguiente nivel se denomina estudio de prefactibilidad, en él se determinan los costos y la rentabilidad económica del proyecto y es la base en de apoyo para la toma de decisión.
- El nivel más profundo se conoce como proyecto definitivo. Contiene toda la información del anteproyecto, pero aquí son tratados los puntos finos. Esta información no debe alterar la decisión tomada respecto a la inversión, ya que los cálculos hechos en el anteproyecto son confiables y bien evaluados.

1.8.2 Concepto y tipos de costos

El costo es el valor de los recursos económicos utilizados para la producción de un producto o servicio.

Existen tres tipos de costos resultantes de los costos de las ventas y los gastos de operación. En algunos casos los costos específicos pueden tener elementos fijos y variables.

1. Costos Fijos. Estos costos son función de tiempo y no de venta y normalmente son contractuales, obligan al pago de una determinada cantidad cada periodo contable.
2. Costos Variables. Estos costos varían en relación directa con las ventas

de la empresa, son función del volumen y no del tiempo.

3. Costos semivARIABLES. Estos costos son fijos en parte y variables en parte. Por ejemplo un programa de comisiones tiene características de costos fijos y variables.

La aplicación de técnicas de presupuesto de capital nos sirve para evaluar los proyectos de desembolso capitalizable para efecto de tomar decisiones. Se distinguen dos técnicas de presupuesto de capital.

Las técnicas no sofisticadas las que comúnmente se utilizan en la actualidad y las técnicas sofisticadas que tienen en cuenta el factor tiempo dentro del valor del dinero.

1.8.2.1 Técnicas no sofisticadas

Existen dos técnicas no sofisticadas principalmente para determinar la aceptación o rechazo de alternativas de desembolsos capitalizables. Una de ellas el calcular la tasa promedio de rentabilidad y la otra encontrar el periodo de recuperación de la inversión.

1. La tasa promedio de rentabilidad Es un sistema bastante popular para evaluar proyectos de desembolso de capital. Normalmente la tasa promedio de rentabilidad se calcula con base en datos contables.

$$\text{Tasa promedio de rentabilidad} = \frac{\text{Utilidades promedio después de impuestos}}{\text{Inversión promedio}}$$

Las utilidades promedio después de impuestos se encuentran sumando vida del proyecto y dividiendo el resultado entre el número de años.

La inversión promedio se encuentra dividiendo la inversión neta entre dos. Este procedimiento de promediar supone que la empresa esté utilizando el método de línea recta para la depreciación.

El aspecto más favorable en la utilización de la tasa promedio de

rentabilidad para evaluar proyectos es la facilidad para calcular. El único insumo utilizado es el de utilidades proyectadas.

Los principales defectos de este sistema son de dos clases. El primero provienen de hacer uso de la contabilidad en lugar de los datos del flujo de caja, el segundo defecto es que pasas por alto el factor tiempo en el valor del dinero.

2. Periodos de recuperación de la inversión El periodo de recuperación es el número de años necesarios para recuperar la inversión neta. Tanto el periodo promedio de recuperación como el periodo real de recuperación se utilizan al tomar decisiones de inversión.

La utilización del periodo promedio de recuperación de la inversión de basa en la suposición de que las entradas promedio de efectivo son representativas del patrón de flujo de caja.

$$\text{Periodo promedio de la recuperación de la inversión} = \frac{\text{Inversión neta}}{\text{Entradas promedio anuales de efectivo}}$$

Los ingresos anuales de efectivo se encuentran sumando las entradas anuales de cada proyecto y dividiendo el total entre el número de años necesarios para obtenerlos.

El periodo real de recuperación de la inversión se determina calculando exactamente cuánto tiempo toma recuperar la inversión neta. En lugar de promediar simplemente las entradas de efectivo, se debe tener en cuenta el momento en el que se recibe cada entrada de efectivo.

La diferencia fundamental entre el periodo promedio y real de recuperación, es que el periodo real refleja el patrón según el cual la empresa recibe los flujos de caja, en tanto que el periodo promedio refleja la suposición de que el flujo de caja promedio representa el patrón real de flujos.

El periodo de recuperación es una medida mejor que la tasa promedio de

rentabilidad ya que considera los flujos de caja con preferencia a las utilidades contables.

Hay dos desventajas en la utilización de periodos de recuperación de la inversión. Una de ellas es que deja de tener en cuenta el factor tiempo en el valor del dinero.

El segundo defecto de este método es que omite reconocer los flujos de caja que ocurren después del periodo de recuperación.

1.8.2.2 Técnicas Sofisticadas

La página web pymesfuturo.com, nos dice que las técnicas sofisticadas de presupuesto de capital toman en cuenta explícitamente al factor tiempo en el valor del dinero. Existen tres principales técnicas sofisticadas de presupuesto de capital.

- 1. Valor presente neto (VPN).** El Valor Presente Neto permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero maximizar la inversión. Ese cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el valor de la firma tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que la firma reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor.

VPN= valor presente de las entradas de efectivo

- 2. Razones de costo-beneficio (razones B/C)** La razón costo-beneficio se calcula dividiendo, el valor presente de los beneficios entre el valor presente de los costos. Utilizando como tasa de descuento la que refleja el costo de los fondos.

$$\text{Razón B/C} = \frac{\text{Valor presente de entrada efectivo}}{\text{Inversión neta}}$$

3. Tasa interna de rendimiento (TIR) La tasa interna de rendimiento TIR es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. También es conocida como Tasa crítica de rentabilidad cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida (tasa de descuento) para un proyecto de inversión específico.

La evaluación de los proyectos de inversión cuando se hace con base en la Tasa Interna de Retorno, toman como referencia la tasa de descuento. Si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la Tasa Interna de Retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

Los proyectos pueden compararse gráficamente trazando perfiles de valor presente que representan el valor presente neto para diferentes tasas de descuento³.

³ <http://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm> página recuperada, septiembre 18 de 2013

Capítulo 2

Factores de afectación

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 sí, 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:

2.1 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 llegó a la conclusión de que, en ciertos circuitos eran más 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 1.5×40 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,

2.2.1 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 más 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 pérdidas dieléctricas, sobre todo en aislamientos gruesos, calientan el material hasta un límite en el cual la disipación posible es igual al calor generado; si la generación de calor continua más 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 mas 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 si 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.

2.2.2 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 esta 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 facto de la temperatura.

2.2.3 Clasificación térmica de los aislantes empleados en máquinas eléctricas

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

1. La clasificación de materiales aislantes en función de las temperaturas limites 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 limites 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 limites de aumento de temperaturas adoptadas.
4. De ellas se derivan valores limites de los aumentos de temperatura observables, que son los valores limites utilizados para asignar la potencia a carga nominal en las condiciones de prueba específicas.

Los límites de temperatura sobre las cuales se basa el régimen de las maquinas 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 (es una resina sintética termoestable, obtenida como producto de la reacción de los fenoles con el formaldehído. A veces, los precursores son otros aldehídos u otro fenol. Las resinas fenólicas se utilizan principalmente en la producción de tableros de circuitos. Ellos son más conocidos sin embargo, para la producción de productos moldeados como bolas de billar, encimeras de laboratorio, revestimientos y adhesivos. Un ejemplo bien conocido es la Baquelita®, el más antiguo material industrial de polímeros sintéticos) 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 sustancias 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 sustancias 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 sustancias aglomerantes compuestas de silicones o materiales de características similares; 2^{do} compuestos de silicones con goma o sustancias 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.

2.2.4 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 límites del aumento de temperatura del punto mas caliente del aislamiento se obtienen restando 40°C (valor de la temperatura ambiente base), de la temperatura límite del punto más caliente.

Los valores de aumento de temperatura del punto mas caliente obtenidos de esta manera se Indican en la siguiente **tabla 2.1**.

Tabla 2-1 Valores límites del aumento de temperatura del punto más caliente del aislamiento

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

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

2.3 Aceite

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.

2.3.1 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.

2.3.2 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 dos micrones.

2.3.3 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 efectúe un análisis con objeto de determinar la calidad de sus propiedades; posteriormente, durante la operación del aparato, es conveniente efectuar al 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 al 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.

2.3.4 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**
- 5.- **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.

- 6.- **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 alto 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 arqueo ha producido carbón.
- 7.- **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.
- 8.- **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%.
- 9.- **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.

- 10.- **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.

2.3.5 Pruebas químicas

Numero de Neutralización. La prueba química más 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 substancias con las que entra en contacto, el mas 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 mas 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 desquebraja miento; 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.
- **Número de Saponificación.** Esta prueba mide todo el ácido presente en el aceite.
- **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 (es la unidad de medida con la que se evalúa la concentración. Se refiere a la cantidad de unidades de la sustancia (agente, etc) que hay por cada millón de unidades del conjunto. Por ejemplo en un millón de granos de arroz, si se pintara uno de negro, este grano representaría una (1) parte por millón. Se abrevia como "ppm".) 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 2.1 representa la curva promedio de saturación agua-aceite en función de la temperatura.

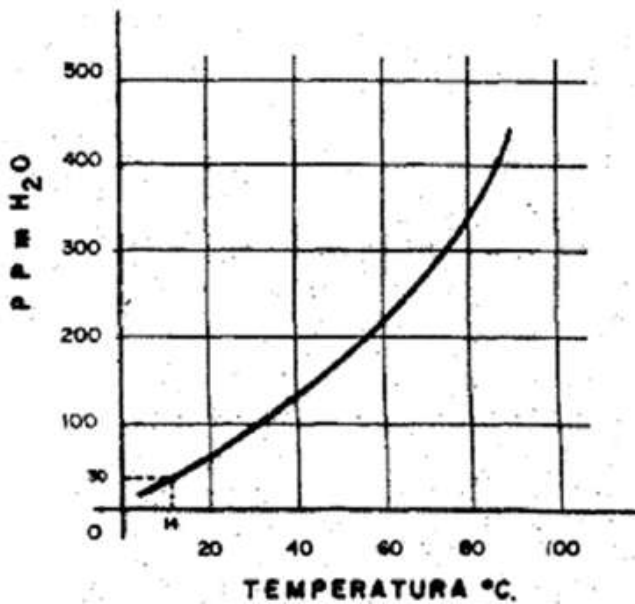


Figura 2.1 la curva promedio de saturación agua-aceite en función de la temperatura.

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 limite 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 2.2.

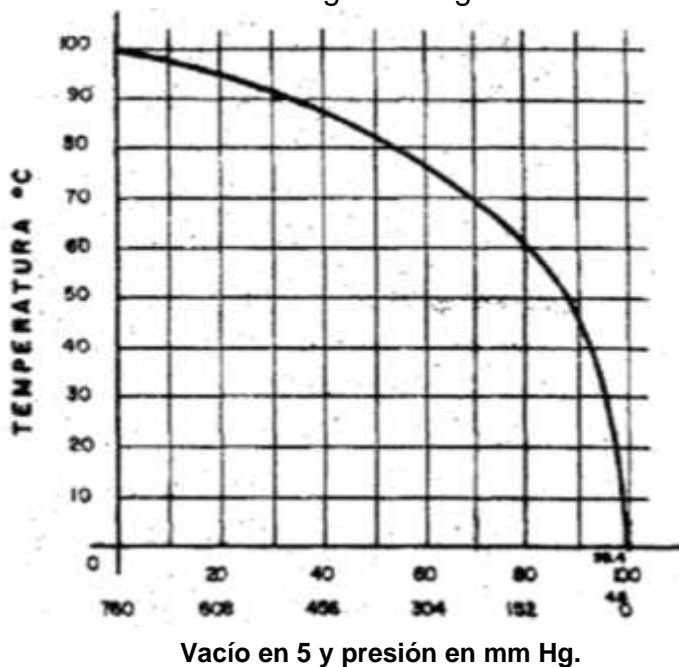


Figura 2.2 Temperatura de ebullición de agua en función de la temperatura absoluta

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, como se observa en la figura 2.3, 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.

- 1.- **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.
- 2.- **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.

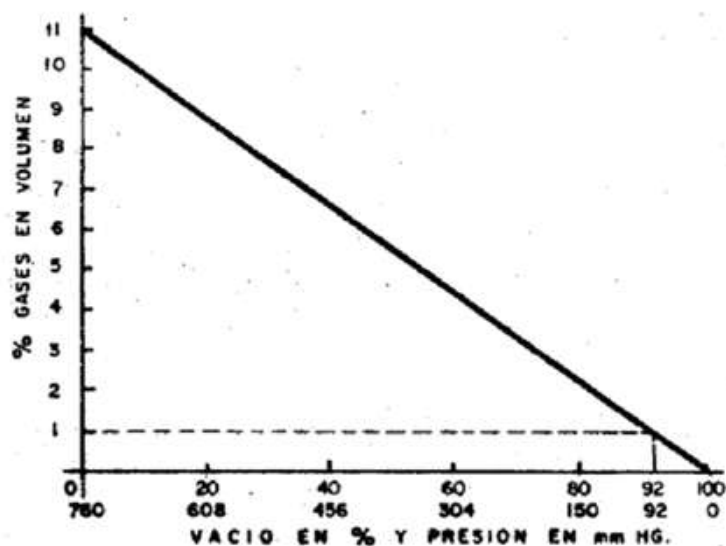


Figura 2.3 Relación entre el contenido de gases en el aceite con respecto a la presión absoluta

2.3.6 Pruebas Eléctricas

1.- **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 más frecuentemente usada y una de las más 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 2.4 se representa la curva característica.

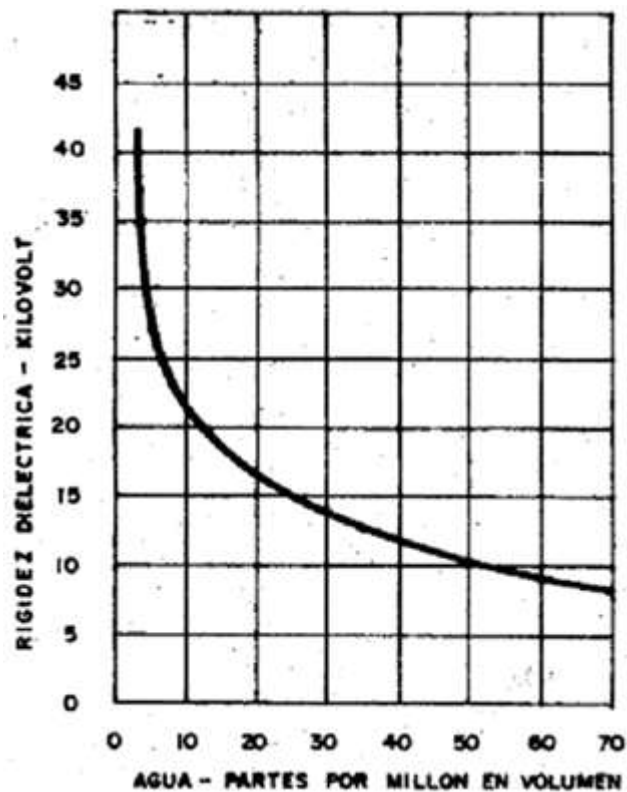


Figura 2.4 Efecto del agua libre sobre la rigidez dieléctrica del aceite aislante

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 más 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.

2.- Factor de potencia. Uno de los principales requisitos con que 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.

Aceite aislante, aceite dieléctrico o simplemente **aceite para transformador**, es un aceite que se utiliza en general en equipos eléctricos y que exhibe propiedades dieléctricas características y esenciales para oponerse al paso de la corriente eléctrica. Lo anterior se complementa con propiedades adicionales tanto eléctricas como fisicoquímicas para impartir habilidades particulares a los diferentes tipos de aceites aislantes y hacerlos aptos para diversas aplicaciones.

Son dos propiedades las que contribuyen a dotar de características dieléctricas al aceite aislante: la **resistividad** y la **rigidez dieléctrica**.

- La primera es la resistencia específica que un material dieléctrico ofrece bajo condiciones de voltaje moderado,
- la segunda es la habilidad de prevenir arcos entre dos electrodos o entre la fuente eléctrica y tierra, bajo condiciones de altos potenciales eléctricos.

Las funciones principales de este tipo de aceite son primordialmente

- Enfriamiento del equipo
- Aislamiento eléctrico y
- Transmitir información del desempeño del equipo

Existen lineamientos específicos para cada tipo de aceite, mismos que son determinados de manera específica para cada aplicación. Son por lo tanto requerimientos mínimos de calidad considerando propiedades físicas, químicas, eléctricas y de desempeño. Son conocidas varias especificaciones y estándares internacionales y nacionales.

Por ejemplo, de particular importancia es el estándar ASTM D 3487 Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus, tomado como referencia en nuestro país para la fabricación y para la elaboración de las normas nacionales de estos materiales. Así también son de interés el estándar internacional IEC 60296 Fluids for Electrotechnical Applications Unused Mineral Insulating Oils for Transformers and Switchgear.

La **tabla 2.2** siguiente muestra las características esenciales de un aceite aislante de acuerdo a la normativa nacional vigente. Se produce en nuestro país **aceite no inhibido tipo I**, el cual es un aceite mineral derivado del petróleo con base parafínica y bajo pedido suministramos cualquiera de los tipos de aceite citados en la **NMX J 123**.

Tabla 2.2 Especificaciones para Aceite Dieléctrico NMX J 123 - 2005¹

Características físicas	Unidad	Especificación			
		No inhibido		Inhibido	
		Tipo I	Tipo II	Tipo I	Tipo II
Color	---	0,5 máximo	0,5 máximo	0,5 máximo	0,5 máximo
Densidad relativa: a 15,6 °C /15,6 °C ó 20 °C /4 °C	---	0,843 a 0,893 0,840 a 0,890	0,910 máx. 0,906 máx.	0,910 máx. 0,906 máx.	0,910 máx. 0,906 máx.
Punto de fluidez	°C	- 26 máx.	- 40 máx.	- 40 máx.	- 40 máx.
Punto de inflamación 101,3 kPa	°C	145 mínimo	145 mínimo	145 mínimo	145 mínimo
Tensión interfacial a 25 °C ± 1 °C	mN/m	40,0 mínimo	40,0 mínimo	40,0 mínimo	40,0 mínimo
Punto de anilina	°C	no aplica	63 a 84	63 a 84	63 a 84
Viscosidad cinemática a 100 °C	mm ² /s	---	3,0 máx.	3,0 máx.	3,0 máx.
Viscosidad cinemática a 40 °C	mm ² /s	10,4 máx.	12,0 máx.	12,0 máx.	12,0 máx.
Viscosidad cinemática a 0 °C	mm ² /s	---	76,0 máx.	76,0 máx.	76,0 máx.
Azufre corrosivo	---	No corrosivo	No corrosivo	No corrosivo	No corrosivo
Azufre total	% en masa	0,10 máx.	0,10 máx.	0,10 máx.	0,10 máx.
Carbonos aromáticos	% en masa	8 a 12	No aplica	No aplica	No aplica
Cloruros y sulfatos	---	Negativos	Negativos	Negativos	Negativos
Contenido de agua	mg/kg	35,0 máx.	35,0 máx.	35,0 máx.	35,0 máx.
Contenido de inhibidores	% en masa	Negativo	Negativo	0,08 máximo	0,30 máximo
Estabilidad a la oxidación: Método A- 164 h, a 100 °C: - Número de neutralización - Lodos	mg KOH/g % en masa	0,400 máximo 0,10 máximo	0,600 máximo 0,30 máximo	0,600 máximo 0,30 máximo	0,400 máximo 0,20 máximo
Método B- a 110 °C: a) a 72 h: - Número de neutralización - Lodos	mg KOH/g % en masa	no aplica no aplica	0,500 máximo 0,15 máximo	0,500 máximo 0,15 máximo	0,300 máximo 0,10 máximo
b) a 164 h: - Número de neutralización - Lodos	mg KOH/g % en masa	0,400 máximo 0,10 máximo	0,600 máximo 0,30 máximo	0,600 máximo 0,30 máximo	0,400 máximo 0,20 máximo
Número de neutralización	mg KOH/g	0,030 máximo	0,030 máximo	0,030 máximo	0,030 máximo
Contenido de bifenilos policlorados (BPC)	mg / kg	No detectable	No detectable	No detectable	No detectable
Factor de potencia a 60 Hz, 2,5 kV: - a 25 °C - a 100 °C	%	0,050 máximo 0,300 máximo	0,050 máximo 0,300 máximo	0,050 máximo 0,300 máximo	0,050 máximo 0,300 máximo
Tensión de ruptura dieléctrica: - electrodos planos (2,54 mm) - electrodos semiesféricos (1,0 ± 0,03 mm) - electrodos semiesféricos (2,0 ± 0,03 mm)	kV	30,0 mínimo 20,0 mínimo 35,0 mínimo	30,0 mínimo 20,0 mínimo 35,0 mínimo	30,0 mínimo 20,0 mínimo 35,0 mínimo	30,0 mínimo 20,0 mínimo 35,0 mínimo
Tendencia a la gasificación a 10 kV	µL/min	No aplica	+ 30 máximo	+ 30 máximo	+ 30 máximo

¹ <http://www.bew.com.mx/Tabla%20Norma%20J%20123.pdf>

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:

2.4 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 triángulo 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 2.5. 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:

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

$$\text{Volts de B.T. de fase a neutro requerida}$$

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

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.

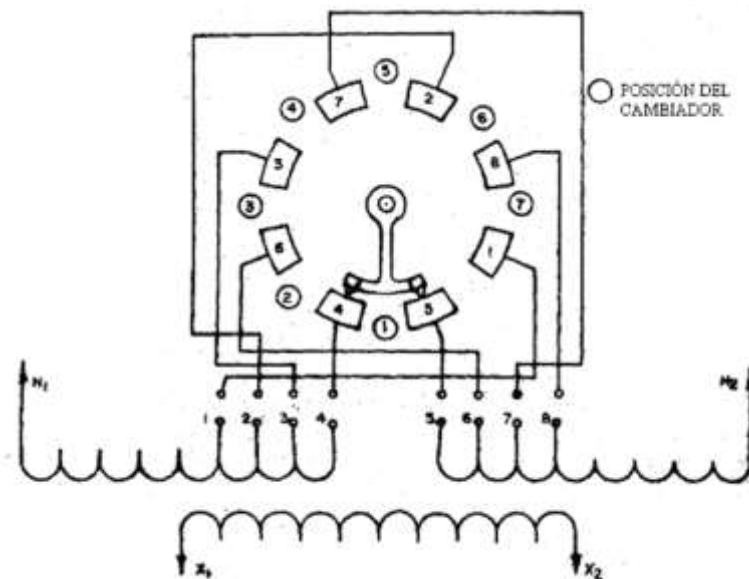


Figura 2.5 Cambiador de derivaciones sin carga

DEVANADO	TENSION	POS.	CONECTA
ALTA	87 700	1	5 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		

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 2.5 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 CFE 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.

2.5 Indicadores

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

- 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 bimetalo esta 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 esta 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 2.6

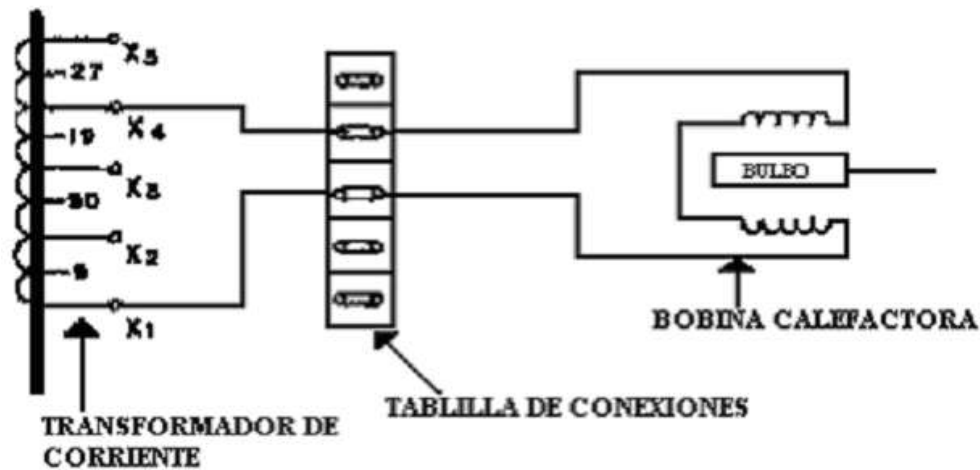


Figura 2.6 la temperatura en el interior de los devanados del transformador principal se reproducen en el área que rodea el elemento bimetalico del indicador.

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

$$t_2 = \left[\frac{R_2}{R_1} (234.5 + t_1) - 234.5 \right] \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

R2 = resistencia de los devanados a la temperatura t_2

R1 = resistencia de los devanados a la temperatura ambiente t_1 .

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 límite inferior que está marcado como Lo. La marca del nivel normal es 25°C y como límite 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

serial 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.

2.6 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 él, 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 daños impredecibles, con los consiguientes problemas para la reparación. También, es más 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 CFE son:

De emergencia:

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

De alerta:

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

2.7 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.

2.8 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 más empleados son: El aire, el aceite dieléctrico, otros líquidos dieléctricos y el agua.
- En los transformadores instalados en las subestaciones de CFE 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 CFE 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.

2.9 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.

Capítulo 3

Protecciones

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.

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 máquina y elemento del circuito eléctrico está 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 extremo receptor es mayor que la tensión en el extremo 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 está 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.

3.1 Regulación de 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 CFE, 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 está incluida en el contrato que celebran CFE y el usuario. De aquí se desprende que esta especificación sea de observancia obligatoria en la operación de las redes de distribución.

3 2 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 más 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 más independientes que sea posible, a saber:

- 1.- Esquema principal o primario
- 2.- Esquema secundario o 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.).

3.3 Aplicación en bancos de transformación

Como se vio en el capítulo dos, 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:

3.3.1 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 más 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 está indicada en el diagrama de la figura 3.1. 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.

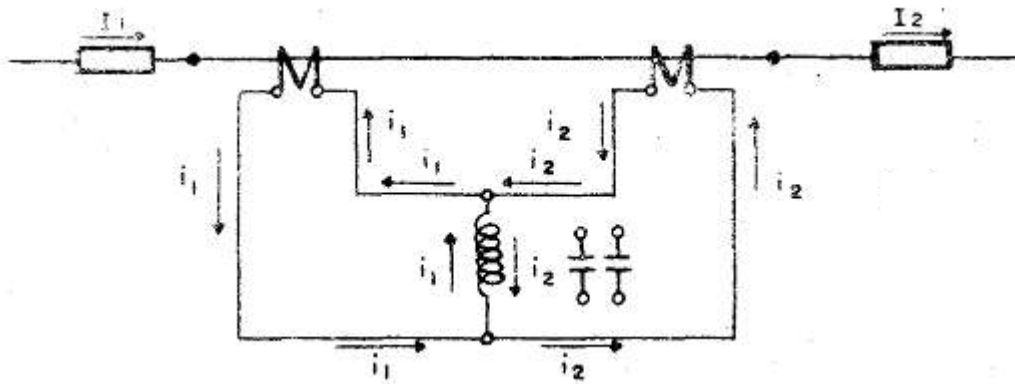


Figura 3.1 Protección diferencial.

Si hubiera una falla en el interior de este tramo, las corrientes I_1 o 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 3.2

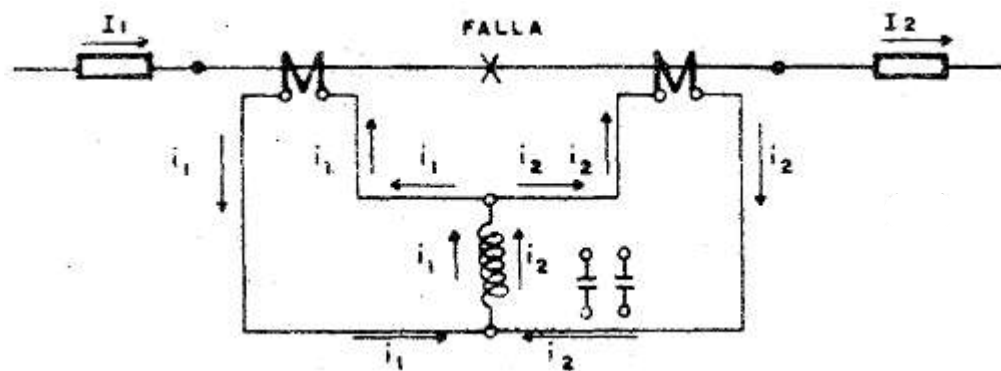


Figura 3.2 Falla en el interior I_1 o I_2

Si la falla ocurriera fuera del tramo comprendido entre los TC'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 restrictota.

Los efectos de estas dos bobinas son opuestos y su funcionamiento se observa en la figura 3.3

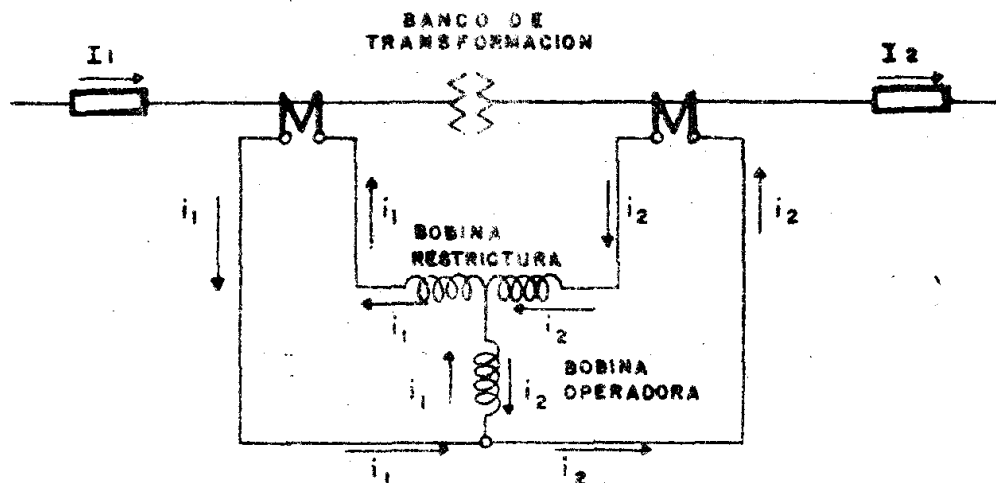


Figura 3.3 Estabilización el funcionamiento de los relevadores

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 está formada por dos partes, una que es atravesada por una corriente proporcional a I_1 y otra por I_2 , y como la derivación está en el punto medio de los

amperes-vueltas de las dos mitades son proporcionales a $N/2 * I_1$ y o $N/2 * I_2$ (N es el número 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 pérdidas 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 o I_2 (generalmente la más 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 más 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.

3.3.2 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 más 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 para una falla externa o la corriente magnetizante transitoria de conexión.

Cuando el banco de transformación está conectado a más 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.

3.3.3 Pararrayos

La práctica 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 más 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 más alejado de los pararrayos se reduce, por lo que puede quedar sometido a sobretensiones más 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 descargador, entre las

que figuran la resistencia que trabaja en función de la tensión y el explosor de extinción compuesto de electrodos 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.

3.3.4 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 3.4 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.

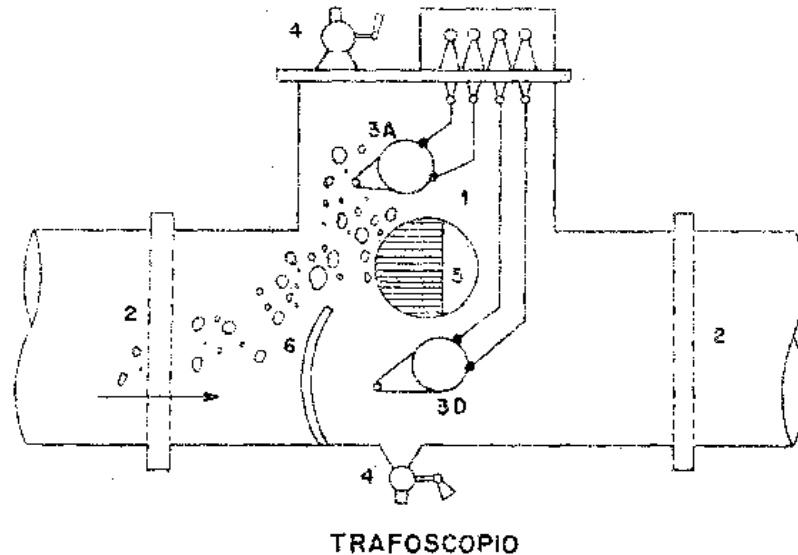


Figura 3.4 Relevador Buchholz

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, (30) su posición depende de la velocidad del caudal de aceite y de gas que circulan desde el transformador al depósito 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 depósito 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 reduciendo 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.

3.3.5 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/cm^2 , 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.

3.3.6 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 el 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.

Capítulo 4

El transformador como entidad económica

La necesidad del mantenimiento preventivo en las instalaciones eléctricas, tanto en las de Alta, Media y Baja tensión se multiplica en función de los daños que podría ocasionar su parada por avería, tanto se trate de instalaciones públicas como privadas.

El cambio de política de muchas empresas ha ejercido una considerable influencia en los apartados de mantenimiento y operación de sus máquinas eléctricas. Estas han visto en muchos casos reducidas las labores activas de mantenimiento consiguiendo reducir costos a corto plazo pero generando un mayor riesgo de uso de las mismas a medio y largo plazo.

Las condiciones de operación también han cambiado en el sentido de sacar el máximo partido a cada máquina funcionando las mismas a los máximos regímenes posibles y en ocasiones por encima del nominal. Este marco de trabajo tiende a envejecer prematuramente el parque de máquinas y si las mismas no son objeto de un mínimo programa de mantenimiento que detecte situaciones de riesgo o de limitación de uso, la situación resultante conducirá a medio plazo a un irregular campo de maniobra (averías, paradas no programadas, interrupciones de suministro...) que hoy en día son tan habituales y negativas ante el cliente final.

El transformador de potencia es una máquina eléctrica diseñada alrededor de un ciclo de vida útil de unos 30 años. Esto no quiere decir que no se pueda continuar su explotación más allá de este tiempo, de hecho gran parte del parque de operación eléctrica e industrial viene operando con máquinas fiables más allá de este límite. Lo realmente importante es conocer el estado y evolución del transformador para estar en condiciones de poderlo operar con la máxima seguridad y saber si es apropiado continuar su uso, conocer la capacidad de sobrecarga, limitar la potencia, reacondicionarlo o en su caso retirarlo del servicio activo.

Existen una serie de técnicas de mantenimiento que desde el punto de vista eléctrico y a través de determinados ensayos de campo permiten poder seguir el estado del transformador como se ha indicado y para el caso de avería detectar con agilidad el problema acaecido y ejecutar las acciones oportunas.

En función de la política de mantenimiento de la empresa propietaria, de la importancia de la máquina y de las posibilidades de parada, lo apropiado es organizar sobre cada transformador un ajustado programa de mantenimiento mediante un protocolo de ensayos previamente acordado. A continuación se va a indicar una serie de ensayos que pueden constituir este programa y que vienen a ser una continuación de los ensayos de validación del transformador en fábrica pero adaptados al trabajo en campo.

Hay que tener en cuenta que en campo, en las instalaciones receptoras del transformador, habitualmente no se va a disponer de la posibilidad de uso de equipos voluminosos, lo que impone ciertas limitaciones a los ensayos de campo con respecto a los de fábrica¹.

4.1 Normas básicas previas

4.1.1 Consejos básicos y generales

- Planificar con antelación a la parada y desconexión del transformador de la red.
- Recopilar información técnica relativa al transformador revisar protocolo y equipos de seguridad necesarios seleccionar personal necesario para el mantenimiento.

4.1.2 Tareas del mantenimiento

Aunque cada instalación tiene características distintas a continuación se presentan las habituales o las cuales se deben cumplir en la norma.

¹ <http://goo.gl/42rzP>

- Desconectar el equipo del red tomando las medidas necesarias.
- Comprobación del sistema de seguridad por sobre temperatura.
- Comprobación del sistema de seguridad por sobre tensión en el transformador.
- Comprobación de los sistemas de sobrecorriente y fuga a tierra
- Comprobación resto de indicadores
- Comprobación del nivel de aceite, así como posibles fugas.
- Prueba de Rigidez Dieléctrica del Aceite
- Comprobación, limpieza y ajuste de todas las conexiones eléctricas, fijaciones, soportes, guías y ruedas, etc.
- Comprobación y limpieza de los aisladores
- Comprobación en su caso del funcionamiento de los ventiladores
- Limpieza y pintado del chasis, carcasas, depósito y demás elementos externos del transformador susceptibles de óxido o deterioro.

4.1.3 Transformadores secos

Pruebas

- Medición de resistencia óhmica de los devanados.
- Relación de transformación.
- Polaridad, desplazamiento angular y secuencia de fases.
- Pérdidas en vacío y corriente de excitación a tensión nominal.
- Tensión de impedancia y pérdidas debidas a la carga en la tensión nominal.
- Pruebas dieléctricas:
- Tensión aplicada
- Tensión inducida
- Resistencia de aislamiento

Los transformadores secos se destacan, pues son ecológicamente insuperables, debido a la total ausencia de líquidos aislantes, no representan riesgo alguno de explosión o de contaminación, además del hecho de ser fabricados únicamente con materiales que no atacan el medio ambiente.

Además de no necesitar mantenimiento, estos transformadores posibilitan diversas economías, a saber, en el proyecto eléctrico y civil cuando se los compara con los aislados en aceite de la misma potencia.

4.1.4 Transformadores estándar IEC

Los transformadores de distribución de este rango se utilizan para reducir las tensiones de distribución suministradas por las compañías eléctricas a niveles de baja tensión para la distribución de potencia principalmente en áreas metropolitanas (edificios públicos, oficinas, subestaciones de distribución) y para aplicaciones industriales. Los transformadores secos son ideales para estas aplicaciones porque pueden ser ubicados cerca del punto de utilización de la potencia lo cual permitirá optimizar el sistema de diseño minimizando los circuitos de baja tensión y alta intensidad con los correspondientes ahorros en pérdidas y conexiones de baja tensión. Los transformadores secos son medioambientalmente seguros, proporcionan un excelente comportamiento a los cortocircuitos y robustez mecánica, sin peligro de ningún tipo de líquidos, sin peligro de fuego o explosión y son apropiados para aplicaciones interiores o exteriores.

4.1.5 Transformadores sumergidos en aceite

Pruebas

- Análisis físico químicos
- Cromatografía de gases disueltos en aceite
- Análisis de contenido
- Proceso de filtrado y desgasificado
- Pruebas de relación de transformación
- Pruebas de resistencia de aislamiento
- Pruebas factor potencia
- Pruebas de resistencia
- Revisión cambiadores
- Inspección y pruebas de accesorios

- Cambio de aceite

Cuando se habla de transformadores en aceite lo más importante a la hora de realizar un mantenimiento de tipo preventivo, es la periódica revisión del aceite.

4.1.6 Aceites aislantes

El aceite aislante cumple múltiples funciones en los transformadores eléctricos: mejora del aislamiento entre componentes del transformador, homogenización de la temperatura interna y refrigeración, etc.

- Degeneración del aceite aislante. El aceite aislante va degenerándose dentro del transformador eléctrico durante el funcionamiento normal del mismo. la degeneración dependerá de muchos factores, como el tipo de transformador, ubicación, carga y temperatura de trabajo, etc.

La Contaminación de los Aceites Aislantes está básicamente relacionada con:

- **Presencia de humedad en el Aceite (agua)**
- **Partículas.** la fabricación de los transformadores implica la utilización de papales y celulosa, que pueden desprender pequeñas partes por vibración, etc.
- **Oxidación.** Esfuerzos de trabajo, puntos calientes, degeneración de las partículas y suciedad y descompensaciones provocan la generación de gases disueltos y oxidación del Aceite Aislante del transformador.
- **Análisis aceites aislantes** El mantenimiento preventivo de los aceites aislantes debe incluir el análisis del aceite, mediante diferentes pruebas que permitan conocer el estado funcional del mismo, que evite fallas inesperadas de los transformadores, con las consiguientes consecuencias económicas y de calidad en el servicio de suministro eléctrico.
- **Comprobación aceites aislantes.** La toma de muestras para el análisis del Aceite Aislante desde ser realizada de forma segura y cuidadosa,

para conseguir resultados reales. Las pruebas básicas que pueden hacerse a los Aceites Aislantes para transformador son:

- **Test de Rigidez Dieléctrica.** Consiste en la comprobación de la capacidad aislante del aceite del transformador, mediante la extracción de una muestra y el uso de un aparato Comprobador de Rigidez Dieléctrica
 - **Agua disuelta en el Aceite.** Medida en PPM, partes por Millón, y de efecto directo en la pérdida de la Rigidez Dieléctrica de la muestra.
 - **Neutralización/Acidez.** Control de los niveles de ACIDO en el Aceite, como referencia del nivel de Oxidación del mismo.
 - **Turbiedad/Color.** Tanto la presencia de Agua como de otras partículas disueltas produce turbiedad en el Aceite Aislante.
 - **Partículas Disueltas.** Contaminación por todo tipo de suciedad.
 - **Gases Disueltos.** El envejecimiento, junto con la degradación de las partículas por la temperatura y posibles descargas internas, generan diferentes gases dentro del transformador y en el aceite.
 - **Tensión Superficial.** Valor Físico del Aceite, con relación con la viscosidad.
- **Mantenimiento del aceite aislante.** Consejos para aumentar la duración de los Aceites Aislantes en los Transformadores. Aunque en algunas ocasiones donde la degradación y contaminación del Aceite haga más cara su regeneración que su sustitución, vamos a dar una serie de consejos que eviten llegar a esa situación:
 - Equilibrar adecuadamente los Transformadores logrará que el aceite cubra la totalidad de las partes del interior de los mismos.
 - Colocar filtros adecuados en los respiradores de los Transformadores, de forma que evite la entrada de la mayor cantidad posible de humedad, polvo y otras partículas.
 - Comprobar el cierre de tapas, pasacables, mirilla, etc.
 - Realizar pruebas, test y/o análisis periódicos para poder tomar acciones de mantenimiento

- El uso de Equipos de Purificación y Regeneración de Aceite Aislante permite devolver las características funcionales mínimas para continuar usándolo².

4.2 Administración del mantenimiento

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.

² <http://goo.gl/kvNej>

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.

Las principales funciones de la Administración son:

4.2.1 Planeación

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

- 1.- **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.
- 2.- **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.
- 3.- **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.
- 4.- **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.

4.22 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.** 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.
- 2.- **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.
- 3.- **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.
- 4.- **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.

4.2.3 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.

4.2.4 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:

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.

- 1.- **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.
- 2.- **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.
- 3.- **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.

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

4.3 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 óptimas 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 tiene 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.

4.4 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.

4.5 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.

- a) 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.

- b) 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.
- c) **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.

4.5.1 Selección del transformador de potencia

Como se ha mencionado, la selección del transformador de potencia tendrá que ir acorde a las necesidades de la carga requerida, para el correcto análisis económico del mismo es vital realizar una correcta elección de este, de lo contrario los costos asociados con pérdidas, sobrecargas, y fallas como deterioro de aislantes entre otros elevaría los costos, por estos se muestra a continuación las pautas para la correcta selección del tipo de transformador que necesita nuestra carga.

Tabla 4.1 Selección básica del tipo de transformador

VARIANTES	CARACTERÍSTICAS	TIPOS DE TRANSFORMADO	
		EN ACEITE	SECO
Capacidad de Carga	Soportar la carga Instalada	Aplica	Aplica
Carga en Proyección	Soportar la Carga proyectada	Aplica	Aplica
Sobre carga	Sobrecarga de 30% (de acuerdo a Norma) Por X = Tiempo	Pierde Vida Útil	Se deteriora más rápido
Cálculos de Pérdidas	Perdidas de Vacio y Corto Circuito	Mas Perdidas	Menos Perdidas
Ubicación	Adecuación de sitio para instalarlo	Adecuar el sitio	De fácil Ubicación
Temperatura Ambiente	Efecto de la Temperatura al Aislante	Reacción a la Temperatura, más lenta	Reacción a la Temperatura, más rápida
Vida Útil	> a 20 Años	Menos vida útil por su refrigerante.	Más vida útil por su bajo envejecimiento térmico.
Personal Especializado	Operación de Mantenimiento	Requiere mas Mantenimiento	Requiere menos Mantenimiento
Evaluación Económica	De acuerdo al Cálculo de Perdidas y Carga	Menos Costoso	Más Costoso
Normas	Normas a Cumplir o (de acuerdo al operador de Energía del sector)	Más exigente	Menos Exigente

4.5.2 Costo del transformador

El costo tanto de un transformador de potencia tanto de elevación de potencia de generación, líneas de transmisión y alta tensión-baja corriente, de fábrica hablando generalmente, dependerá de las necesidades de conexión ya sea baja, media o alta tensión. Fabricantes garantizan una larga vida de uso, con un monitoreo constante, la cual dependerá de la condiciones de uso como son:

- La temperatura en la cual opera.
- Si este sufrirá sobrecargas por prolongado tiempo.

Este proyecto comenzara por definir una solución al planteamiento del problema que implica discernir siendo encargado de mantenimiento entre la sustitución o aplicación de mantenimiento.

La decisión de reparar un transformador tiene como objetivos principales,

- Recuperar la funcionalidad 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.

Tomando justo esta decisión como una oportunidad de inversión, ya sea contratando a una empresa que diagnostique al transformador o según sea el caso, adquiriendo equipo para la realización de pruebas, esta debe estar echa bajo un estudio que implica por supuesto cotizaciones y análisis del dinero requerido en función del tiempo de servicio.

La intención de este análisis será siempre la aprovechar la oportunidad de minimizar el costo realizando un estudio concreto y entregando parámetros para la correcta decisión y planificación de un trayecto a seguir, con la finalidad de no solo construir una ruta para algún caso en particular, sino definiendo a grandes rasgos pasos que con ayuda de las técnicas ya provistas por la evaluación de proyectos, ayuden al encargado de tomar esta decisión y al propietario mismo a asegurarle que no desperdiciara recursos.

Como marco definiremos un caso en particular, con un transformador ya instalado, lo cual implica que cumple con las necesidades de carga requerida.

Para el transformador WESTINGHOUSE propiedad de una empresa particular de 230/34.5 KV, el cual cumple con los requerimientos de cargas de dicha empresa, se presupuestó un cargo por mantenimiento correctivo, de quinientos veintiséis mil quinientos pesos.

Este cargo que se realizara, contempla un manteniendo de tipo correctivo, lo que significa que este transformador requiere un reacondicionamiento total, a realizarse en un plazo de 120 días naturales de 8:00 am a 6:00 pm.

Teniendo en cuenta esta situación, desglosaremos los pasos a seguir para la realización del análisis oportuno; teniendo al alcance los datos de la cotización del mantenimiento, y proponiendo un escenario de 5 años, comenzaremos con la determinación de los costos.

4.6 La reparación de transformadores

Pueden distinguirse tres razones para reparar un transformador de potencia:

- 1.- 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.
- 2.- Reparación por falla:** Bajo esta condición, la reparación es forzada por la ocurrencia de un evento que terminó en una falla.
- 3.- 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

4.6.1 Determinación de los costos

Bajo la concepción de los costos denominaremos costo hundido a la primera inversión, que para nosotros corresponderá al tiempo cero, ósea la adquisición de dicho transformador para el arranque de la planta, dicho desembolso de efectivo, con gastos de instalación, y transporte ascendieron a un total de seiscientos treinta y ocho mil pesos.

En un escenario ideal los componentes del transformador tendrían CERO perdidas y deseablemente no fallarían:

- Conductores ideales
- Permeabilidad del núcleo infinita: el 100% del flujo se comparte entre las bobinas acopladas.
- El flujo magnético se concentra sólo en el núcleo del transformador.
- Los aislantes son perfectos, las pérdidas nula.
- No existen solicitudes externas

Pero dado que este escenario no existe, se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

- No existen conductores perfectos:
- No existe permeabilidad del núcleo infinita:
- No todo el flujo magnético se concentra en el núcleo del transformador (fuga de flujo).

- No existe resistencia de aislamiento infinita y/o el factor de potencia del aislamiento no es CERO (“la corriente de fuga” no es nula).
- Los transformadores están sometidos a diversas solicitaciones: carga, térmicas, sobretensiones, etc.
- No es posible que el 100% del flujo que se comparta sólo entre los devanado acoplados.

Para comenzar analizaremos un promedio de entre los reportes entregados sobre fallas en el transformador de potencia de MT (Media Tensión) a BT (Baja Tensión) en líneas de distribución, con lo cual podremos discernir y relacionar las cotizaciones de mantenimiento que posteriormente contemplaremos.

Tabla 4.2 Cotizaciones de mantenimiento

TIPOS DE FALLAS	PORCENTAJE (%)
FALLAS DE AISLAMIENTO	26
DISEÑO/MATERIALES	24
DESCONOCIDO/RESTANTES	16
CONEXIONES FLOJAS	7
MANTENIMIENTO OPERACIÓN INADECUADA	5
SOBRECARGA	5
DESCARGA EN LINEAS	4
CONTAMINACION DEL ACEITE	4
DESCARGA ATM	3
FUEGO EXPLOSION	3
INUNDACION	2
HUMEDAD	1

4.6.2 Cronograma de inversiones

Dada la tabla de recurrencias en fallas en el transformador, sumando los estimados de una actividad de mantenimiento preventivo, el presupuesto entregado por la misma empresa de servicio se estima en setenta y dos mil pesos, y se deberá realizar según el monitoreo cada año. Al total de cargos por esta denominación realizados en el estimado de tiempo, lo denominaremos, inversión o costo de oportunidad. Con un diagrama de GANT, visualizaremos de mejor manera el crono.

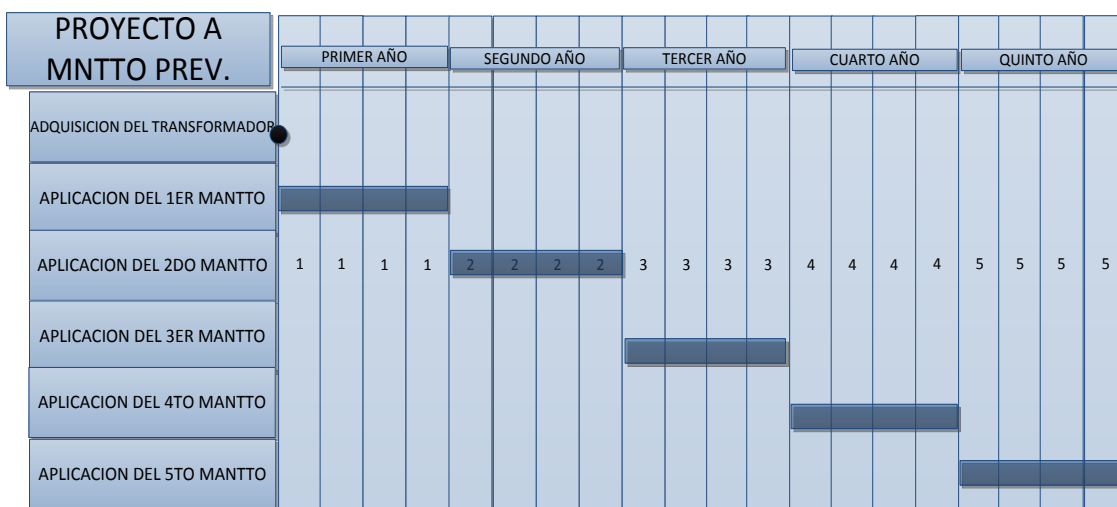
Tabla 4.3 Inversión total fija y diferida con un plan de mantenimiento preventivo

COSTO	FIJO	DIFERIDOS
TRANSFORMADOR de 230/34.5 KV	\$638,700	-
PLAN DE MANTENIMIENTO C/AÑO durante 5 AÑOS	-	\$360,00
TOTAL		\$998,700

De manera que definiendo la inversión total fija y diferida con un plan de mantenimiento preventivo tenemos que:

Obteniendo bajo este plan una inversión total de novecientos noventa y ocho mil setecientos pesos, la cual es necesaria para alimentar a la empresa en cuestión, de acuerdo con las cotizaciones y de acuerdo al plan sugerido de mantenimiento preventivo, la estimación total quedara definida bajo este posible plan de trabajo.

Tabla Propuesta 4.4 mantenimiento preventivo



Por otro lado evaluaremos otras opciones en la planeación de mantenimiento en este caso correctivo, al presentarse daños o fallas en el transformador que impidan su correcto funcionamiento, y por lo tanto ocasionan el paro total o parcial en la planta en la cual se encuentra instalado, afectando de manera directa, y con dimensiones considerables la captación, de ingresos, ya que al traer consigo un paro, en este caso en una empresa manufacturera, las perdidas por las horas sin laborar, sin acumular producción serian millonarias, ya que afectarían los pedidos que se deben realizar, las cuentas por pagar etc.

En la propuesta de mantenimiento correctivo, se contempla la inversión inicial de la adquisición del transformador, y como inversión diferida los mantenimientos que llegaran a surgir tomando en cuenta que esta variable no se puede definir puesto que depende, directamente de aspectos relacionados con la sobrecarga, temperaturas de funcionamiento y todo lo pudieran provocar las fallas de modo que, ciertamente podría ocurrir, que aparte de la inversión fija, la inversión diferida, solo deba realizarse una vez, por otra parte nadie podría asegurar eso.

Otro escenario seria realizar la inversión fija, y que sea necesario aplicar en dos ocasiones, el mantenimiento correctivo, y en el peor de los casos la única posibilidad sea adquirir un nuevo transformador.

Tabla 4.5 Proyecto B, mantenimiento correctivo y cambio

PROYECTO B MTTO. CORREC. Y CAMBIO	PRIMER AÑO				SEGUNDO AÑO				TERCER AÑO				CUARTO AÑO				QUINTO AÑO			
	ADQUISICION DEL TRANSFORMADOR																			
APLICACION DEL 1ER MANTTO	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	5
APLICACION DEL 2DO MANTTO																				
APLICACION DEL MANTTO																				
NECESIDAD DE ADQUIRIR UN NUEVO TRANSFORMADOR																				

4.6.3 Análisis de la Inversión

Otro aspecto importante a considerar es el hecho que en el mantenimiento correctivo, la empresa que brinda el servicio, lo hace en 120 días naturales, lo que trae consigo otro gasto, puesto que implica la renta de un transformador, para evitar el paro de la producción lo que implicaría un aproximado del 20% más agregado al costo de la reparación.

Tabla 4.6 Escenarios

COSTO	FIJO	DIFERIDO ESCENARIO 1	DIFERIDO ESCENARIO 2	DIFERIDO ESCENARIO 3
TRANSFORMADOR 230/34.5 KV	\$638,700	-	-	-
PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO 20 AÑOS		\$1,052,000	\$526,500	
COMPRA DE UN NUEVO TRANSFORMADOR 230/34.5 KV				\$638,700
TOTAL		\$1,691,700	\$1,265,200	\$1,277,400

Puntualizado lo anterior, demostramos que aun en el escenario 2 que solo contaría con inversión fija, y un solo mantenimiento en cinco años el modelo, de mantenimiento correctivo, resulta no viable económicamente hablando, siempre aun existiendo un monitoreo constante, dando como resultado el modelo de trabajo mayormente conveniente, es el de mantenimiento predictivo, ya que teniendo como clave el control, este plan nos permite tener un ciclo plenamente definido, sin oportunidad de sorpresas, que se traducen en un paro de emergencia con un desembolso considerable para nuestra compañía, tenemos como ventaja, la disminución en sobre los costos fijos, dedicados a este rubro.

Cumpliendo con el objetivo del análisis y administración de riesgo, vemos el resultado en determinada inversión monetaria, con el objetivo de administrar el riesgo de tal forma que pueda prevenirse la banca rota de una empresa.

Se aplicarán técnicas no sofisticadas para el análisis de inversión, para sustentar la decisión.

Para llevar a cabo el análisis por medio de VPN Y TIR se comenzara por calcular la inversión promedio, apegados al método de inversión recta, el valor del activo disminuye a ritmo constante, por lo que la inversión promedio se calcula dividiendo la inversión neta entre dos.

Tabla 4.7 Inversión promedio

INVERSION NETA	638700
INVERSION PROMEDIO	319350

Tabla 4.8 Calculo del VPN de los dos proyectos.

INVERSION NETA	Proyecto A			Proyecto B		
638700	UDI	EGRESOS	FC	UDI	EGRESOS	FC
AÑO						
1	215378	43200	172178	130638	127740	2898
2	215378	43200	172178	130638	127740	2898
3	215378	43200	172178	130638	127740	2898
4	215378	43200	172178	130638	127740	2898
5	215378	43200	172178	130638	127740	2898
PROMEDIO	215378	43200	172178	130638	127740	2898
TOTAL	1076890	216000	860890	653190	638700	14490
TASA PROMEDIO DE RENTABILIDAD			19,004653			0,40907468
PERIODO DE RECUPERACION (AÑOS)			2,96548394			4,88908281

Valor Presente Neto A		Valor Presente Neto B	
Ingreso Anual	215378	Ingreso Anual	130638
X factor de anualidad	3,058	X factor de anualidad	2,035
V.P. de ingresos	658625,924	V.P. de ingresos	265848,33
(-) Inversion neta	638700	(-) Inversion neta	638700
Valor Presente Neto	19925,924	Valor Presente Neto	-372851,67

Contrastando los resultados del cálculo del VPN, se obtiene que el del proyecto A, es positivo, mientras que el del proyecto B es negativo, de manera que en base al análisis realizado de VPN, el proyecto B no es viable.

Tabla 4.9 Cálculo de TIR mediante, iteraciones en las tasas de descuentos prospectadas.

	TIR PROYECTO A			TIR PROYECTO B		
	19%	20%	21%	40%	1%	
Ingreso Anual	215378	215378	215378	Ingreso Anual	130638	130638
X factor de anualidad	3,058	2,991	2,926	X factor de anualidad	2,035	4,853
V.P. de ingresos	658625,924	644195,598	630196,028	V.P. de ingresos	265848,33	633986,214
(-) Inversion neta	638700	638700	638700	(-) Inversion neta	638700	638700
Valor Presente Neto	19925,924	5495,598	-8503,972	Valor Presente Neto	-372851,67	-4713,786

Se aprecia en la figura 4.1 que de entre los dos planes de inversión, relacionados al mantenimiento preventivo, o remplazo del transformador, la única oportunidad viable es el proyecto A, el mantenimiento preventivo, la oportunidad de invertir, en un mantenimiento cíclico, ayuda a prevenir el cambio, de acuerdo a este análisis, ahorramos una cantidad importante. La línea que representa la TIR B en la gráfica, no alcanza a ser positiva bajo ninguna circunstancia, por lo cual, no es viable, la decisión a tomar sugerida por el estudio económico, será agendar, un mantenimiento preventivo, el pronóstico fallas, el ahorro de dinero en cuanto al mantenimiento correctivo y compra de un transformador nuevo, son algunos de los rubros positivos que al realizar el análisis económico-administrativo se pueden aprovechar.

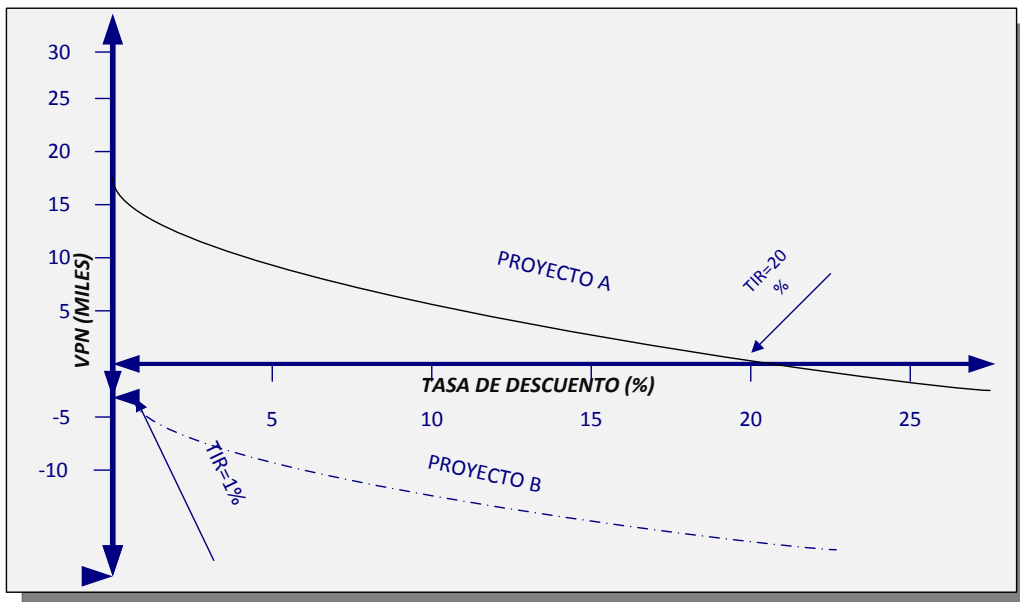


Figura 4.1 grafica de TIR (Tasa Interna de Rendimiento).

4.7 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.

4.8 Servicio al transformador

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, la empresa que realice el mantenimiento 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 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).

Descripción de actividades

- Revisión del indicador de nivel de aceite, temperatura, temperatura máxima y manovacuometro³. Figura 4.2



Figura 4.2 Manovacuometro

³ Indicador combinado de presión y de depresión aplicada con relación a la presión atmosférica. Los **manovacuometro digitales** suelen ser manómetros con sensor de galgas extensiométricas ya que este tipo de sensor presenta una buena estabilidad en el tiempo y repetibilidad de la medida. Son los manovacuometro portátiles los que suelen tener más versatilidad de uso.

En cuanto a su exactitud y precisión es necesario **calibrar manovacuómetro** para trabajar conforme a un sistema de calidad. Es recomendable que la **calibración de manovacuometro** sea realizada por laboratorios de calibración acreditados por ENAC. Estos dos parámetros son fundamentales para un buen control de la calidad de los productos. En el proceso de medición no es tan importante la precisión de la medida sino la fiabilidad del resultado y que el técnico conozca bien los distintos conceptos estadísticos y metrológicos.

<http://www.femto.es/manovacuometro-cms-1-50-81/#ixzz2VMvXb8bz>

- 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 de terminación de indica 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 (teluometro⁴), figura 4.3 del tanque del transformador.



Figura 4.3 Medición de puesta a tierra con teluometro.

- Elaboración de Informe de Servicio.

⁴ **Teluometro**, Es un aparato de medida utilizado para medir la resistividad de las tomas de tierra y pararrayos. Se utiliza para medir la calidad de la instalación, y saber si los valores de resistividad son los adecuados. En caso contrario, se tratara la tierra con productos especificos para bajar la conductividad de la tierra. la toma de tierra de una instalación eléctrica es muy importante para proteger la vida de las personas y alargar la vida de nuestros aparatos eléctricos. <http://www.tomasdetierra.com/medic.html>

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.

4.9 Gestoría para libranza de energía eléctrica

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...” **Consultar Anexo 1 “Estimado de cobro por mantenimiento A transformador”**

Por lo anterior, y con el fin de auxiliar al personal de mantenimiento en el trámite de libranza, **la empresa**⁵ que realiza la gestoría correspondiente.

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 CFE 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 CFE correspondiente.
- Entrega factura correspondiente al usuario.

Propiedades y/o ventajas

- El usuario, no interrumpe sus actividades.
- El usuario, evita desplazamiento y tiempo correspondiente.

⁵ El precio del presente servicio, no incluye el pago a CFE por el concepto de Libranza.

- El trámite debe realizarse con 5 días de anticipación.

Aplicaciones

- La gestoría para libranza ante CFE es aplicable a los servicios de manteniendo preventivo a las subestaciones o cuando se requiera desenergizar la planta desde el alimentador de CFE.

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.

Conclusiones

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. Lo que 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, por lo que:

- 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.

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.

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.

Anexo 1

Estimado de cobro por mantenimiento A transformador

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

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. DESCRIPCION 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 < 28 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.

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



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

GVM-ESP-04, 05-Dic-07, Rev. 01

MANTO. PREVENTIVO A TRANSFORMADORES

1. GENERALIDADES

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 realiza con equipos de medición y prueba diseñados para tal fin, siguiendo los lineamientos que establece la norma N00M-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 torquímetro.
- ✦ 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.

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



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.**
 Calle: Poniente 128 No. 672
 Colonia: Industrial Vallejo
 Ciudad: Azcapotzalco
 Estado: Distrito Federal
 Teléfono: (55) 3000 6000

Folio: **1443**
 Fecha: 07-May-13
 Su Ref.: S/N
 Asesor: C. Rodríguez
 Crédito: 7 Días.
 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	Dcto	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 tramitar 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

Cuotas por el servicio de libranza

- **Servicio de libranza** Para proporcionarte una interrupción temporal del suministro de energía eléctrica, para que puedas efectuar el mantenimiento de las instalaciones eléctricas de tu empresa o gran comercio, habrá que solicitarla con una anticipación de 3 días. (Manual de disposiciones relativas para el suministro y venta de la EE secc. trigesimoseptiva)
- **Muy importante:** Recuerda que para evitar accidentes, la libranza se considera concedida, cuando recibas aviso personal en sitio.
- **Considera que:** Esta solicitud tiene un costo que se incluirá en el próximo recibo¹

Servicios	16% IVA	11% IVA
Para los servicios urbanos suministrados en media y alta tensión	\$169.00	\$161.00
Para los servicios rurales suministrados en media y alta tensión	\$273.00	\$259.00

¹<http://www.cfe.gob.mx/Industria/InformacionCliente/Paginas/Cuotas-por-el-servicio-de-libranza.aspx>, Pagina recuperada Junio 5 de 2013

Bibliografía

1. **Baca Urbina Gabriel**, Evaluación de proyectos, 5ta Edición Mc Graw Hill, 2011.
2. **Gitman Lawrence J.** Principios de evaluación Económica, Ed. Pearson Education, 2012.
3. **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
4. **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.
5. **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.

Referencias electrónicas

<http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.mx/2009/11/proteccion-buchholz.html>

<http://www.seochemical.com.pe/aplicaciones-transformadores>

<http://www.bew.com.mx/Tabla%20Norma%20J%20123.pdf>

<http://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm>

<http://goo.gl/42rzP>

<http://goo.gl/kvNej>

<http://www.femto.es/manovacuometro-cms-1-50-81/#ixzz2VMvXb8bz>

<http://www.tomasdetierra.com/medic.html>