

**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

TÍTULO:

“Diagnóstico para el mantenimiento de un transformador de potencia en aceite de 13.8 / 69kV en la Central Hidroeléctrica Manduriacu, provincia de Imbabura”

AUTOR:

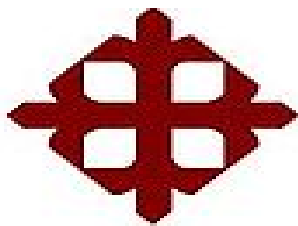
Marlon Mauricio Matamoros Motoche

TUTOR:

Ing. Vallejo Samaniego Luis Vicente, M. Sc.

Guayaquil, Ecuador

2015



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por Marlon Mauricio Matamoros Motoche, como requerimiento parcial para la obtención del Título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial.

TUTOR

Ing. Vallejo Samaniego Luis Vicente, M. Sc.

DIRECTOR DE LA CARRERA

Ing. Heras Sánchez Miguel Armando, M. Sc.

Guayaquil, Septiembre del año 2015



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Marlon Mauricio Matamoros Motoche

DECLARO QUE:

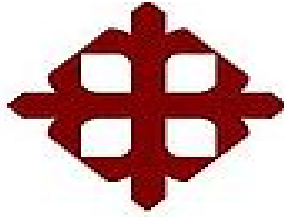
El Trabajo de Titulación “Diagnóstico para el mantenimiento de un transformador de potencia en aceite de 13.8 / 69kV en la Central Hidroeléctrica Manduriacu, provincia de Imbabura” previa a la obtención del Título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con mención en Gestión Empresarial Industrial, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, Septiembre del año 2015

EL AUTOR

Marlon Mauricio Matamoros Motoche



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

AUTORIZACIÓN

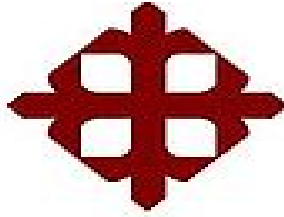
Yo, Marlon Mauricio Matamoros Motoche

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: “Diagnóstico para el mantenimiento de un transformador de potencia en aceite de 13.8 / 69kV en la Central Hidroeléctrica Manduriacu, provincia de Imbabura”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, Septiembre del año 2015

EL AUTOR

Marlon Mauricio Matamoros Motoche



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

CALIFICACIÓN

AGRADECIMIENTO

En especial a Dios por haberme brindado el soporte y las fuerzas necesarias para no rendirme ante las adversidades durante mis años de estudios.

Gracias a mis padres que han sido y serán el pilar fundamental en mi vida, a mi querido hermano por su gran comprensión e incondicionalidad, se los agradezco de todo corazón.

A mi enamorada por formar parte de mi vida y brindarme su apoyo.

Gracias a mis amigos, compañeros de trabajo y conocidos por su buena disposición en la colaboración para elaborar este proyecto.

Gracias a las personas que laboran en la Universidad Católica Santiago de Guayaquil por su atención, en especial a mi tutor el Ing. Luis Vicente Vallejo quien suministro las pautas correctas y necesarias durante el proceso de trabajo.

DEDICATORIA

Este proyecto va especialmente dedicado a Dios, sin el nada fuera posible.

A mis amados padres que me dieron todo y más durante toda mi etapa como estudiante universitario, a mi hermano que supo entenderme y aconsejarme.

A todos mis familiares, en especial a mis queridos abuelos. A mi tío Ing. Rene Motoche y mi tía Sra. Edita Matamoros por su voluntad y generosidad.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Justificación.....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	2
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo general	2
1.3.2 Objetivos específicos	2
1.4 Tipo de investigación	2
1.5 Hipótesis.....	3
1.6 Metodología	3
PARTE I MARCO TEÓRICO	4
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA	4
2.1 Introducción	4
2.2 Función de un transformador	5
2.3 Importancia del transformador	5
2.4 Componentes principales de un transformador de potencia en aceite	7
2.5 Componentes auxiliares de un transformador de potencia en aceite	18
2.6 Identificación de las partes de un transformador de potencia	28
CAPÍTULO 3 FACTORES DE RIESGOS Y DIAGNOSTICO DE FALLAS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA	31
3.1 Introducción	31
3.2 Operación de un transformador de potencia	32
3.3 Principio de funcionamiento de un transformador de potencia	32
3.4 Factores que aportan al deterioro de un transformador.....	33
3.5 Diagnostico de fallas para un transformador de potencia	35
3.6 Pruebas de campo para un transformador de potencia.....	41

CAPÍTULO 4 MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	59
4.1 Introducción	59
4.2 Objetivos y concepto de mantenimiento	60
4.3 Políticas de mantenimiento	61
4.4 Tipos de mantenimientos: clasificación general	62
4.5 Programa de mantenimiento del transformador	64
CAPÍTULO 5 CRITERIOS PARA ELABORAR UN PLAN DE MANTENIMIENTO PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	66
5.1 Ventajas y desventajas de un transformador en buen estado	66
5.2 Criterios para la elaboración de un plan de mantenimiento	67
5.3 Evaluación de riesgos.....	68
5.4 Valoración de riesgos de seguridad del transformador	71
CAPÍTULO 6 NORMAS DE SEGURIDAD EN EL MANTENIMIENTO DE UN TRANSFORMADOR	73
6.1 Introducción	73
6.2 Procedimiento para emplear las normas de seguridad	74
6.3 Normas de seguridad industrial.....	75
6.4 Equipos de protección personal	78
PARTE II APORTACIONES	80
CAPÍTULO 7 DIAGRAMA CAUSA EFECTO (ISHIKAWA) EN UN FALLO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA	80
7.1 Introducción	80
7.2 Diagrama de Ishikawa por fallo de un transformador de potencia	80
7.3 Análisis cualitativo y cuantitativo del diagrama de Ishikawa	82
CAPÍTULO 8 DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA	84
8.1 Criterios para la elaboración de un plan de mantenimiento preventivo.....	84
8.2 Criterios para la elaboración de un plan de mantenimiento correctivo	84
8.2 Criterios para la elaboración de un plan de mantenimiento predictivo.....	85

CAPÍTULO 9 PRESUPUESTO PARA EL MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR	86
9.1 Introducción	86
9.2 Criterios para la elaborar un presupuesto para mantenimiento	87
9.3 Presupuesto anual estimado para mantenimiento del transformador	88
CAPÍTULO 10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
10.1 Conclusiones	90
10.2 Recomendaciones.....	90

RESUMEN

Los transformadores son equipos de trabajo continuo y de suma importancia dentro del sistema de producción de energía eléctrica, por lo cual es indispensable siempre contar con un equipo eficiente y seguro; el motivo de este proyecto es conocer el tipo de transformador de potencia en aceite de 13.8kV/69kV que está instalado en la Central Hidroeléctrica Manduriacu, provincia de Imbabura; el objetivo principal del trabajo es diseñar un sistema completo para evitar fallos repentinos del transformador mediante el método de prevención, por lo cual se conocerán las propiedades y características de los elementos con los que está compuesto un transformador de potencia en aceite, se realizara un análisis de los principales factores que aportan al deterioro de un transformador y qué medidas se deberán de tomar para evitar que entre en fallo el equipo; se elaborara un estudio de las principales pruebas de campo a las que se ven sometidos los transformadores para determinar su tiempo de vida útil, las cuales mediante los resultados obtenidos son comparados con los datos de fábrica suministrados por el fabricante y se verifican si existen variaciones o si el equipo operando normalmente

También se establecerán criterios de diseño los cuales nos ayudaran con las pautas esenciales y más comunes que se emplean para este tipo de proyectos, conocer las técnicas y normas de seguridad se ha vuelto parte fundamental cuando se aplican estos métodos ya que brindan seguridad y confianza tanto para los técnicos encargados del mantenimiento como para los operadores que constantemente estarán monitoreando y registrando el comportamiento del transformador.

ABSTRACT

Transformers are machines doing continuous work and really important in the electrical energy system production, which is always essential to have an efficient and safe equipment; The purpose of this project is to understand which type of power transformer oil 13.8kV / 69kV is installed in the hydroelectric Manduriacu province of Imbabura; the main objective of this work is to design a complete system to prevent sudden failure of the transformer by prevention method, whereby the properties and characteristics of the elements making up a power transformer oil will known, an analysis will be made of the main factors contributing to the deterioration of a transformer and what measures should be taken to prevent any faulty equipment; a study of the major field tests to which they are subjected transformers to determine their useful life be developed, which means the results of this test are compared with factory data supplied by the manufacturer and verified if there are variations or if the equipment operating normally.

Design criteria which will help us with the essential and common patterns that are used to this type of project will also be established, meet the technical and safety standards has become a fundamental part when these methods are applied as they provide both security and confidence for servicing technicians and operators are constantly monitoring and recording the behavior of the transformer.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación

Los transformadores de potencia son equipos empleados en la transmisión y distribución de energía eléctrica, muy importantes para el constante desarrollo del mundo, su función es de suma importancia por tal deben mantenerse siempre en perfectas condiciones; es vital conocer el comportamiento de los transformadores cuando están funcionando, ya que nos permite determinar los periodos para programar los mantenimientos de prevención los mismos que aseguran operatividad segura, continua y de calidad.

Las actividades de mantenimiento que se efectúen a los transformadores garantizaran óptimo desempeño incluso cuando son sometidos a grandes cargas de trabajo, evitando fallas repentinas en elementos críticos o no críticos, corte del suministro eléctrico o catástrofes mayores, los cuales pueden ocasionar eventos (explosiones, incendios, sobrevoltaje, etc.) fatales para las personas que transitan por el mismo sector en el que estén ubicados los transformadores de potencia. Un equipo que repentinamente salga de servicio tendrá como consecuencia una serie de percances que terminara en malestar para las personas que son usuarios del servicio que brinda y para el personal de mantenimiento en cargado de su continuo funcionamiento; las pérdidas económicas a las cuales se verán sujetos dependerán del evento pueden ser significativas o simplemente un mantenimiento correctivo de rutina, todo depende del estado del transformador.

1.2 Planteamiento del problema

La problemática del proyecto se basa en lo necesario e indispensable que es para un transformador de potencia contar con un plan de mantenimiento mediante el análisis de pruebas de campo y actividades de mantenimiento.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

- ✓ Diagnosticar y Elaborar un plan de mantenimiento para un transformador de 13.8/69kV en aceite.

1.3.2 Objetivos específicos

- ✓ Evitar daños irreversibles en el transformador de potencia.
- ✓ Elaborar un diagnóstico no invasivo y un registro de actividades de mantenimiento del transformador de potencia.
- ✓ Análisis de los componentes transformador.
- ✓ Elaborar un plan de mantenimiento preventivo para el transformador.

1.4 Tipo de Investigación

El tipo de investigación de este proyecto es de carácter documental y analítico debido a que presenta una metodología de diseño a través del diagnóstico de pruebas efectuadas en campo y mantenimiento de un equipo de potencia eléctrica para la elaboración de un plan de mantenimiento preventivo.

1.5 Hipótesis

El presente proyecto tiene como finalidad elaborar un plan de mantenimiento preventivo para ayudar al personal de trabajo que tengan un conocimiento más claro del comportamiento del equipo y el tiempo estimado entre cada mantenimiento al que debe ser sometido un transformador de potencia.

1.6 Metodología

La metodología de este proyecto se basa en etapas específicas del plan de estudio; parte de la recopilación de una base teórica, actividades de mantenimiento, pruebas prácticas y análisis de resultados, lo cual conlleva a la elaboración de un plan de mantenimiento preventivo para un equipo transformador; el aporte de este trabajo favorece al correcto funcionamiento del equipo, haciendo que sus mantenimientos periódicos se cumplan de forma satisfactoria dentro del tiempo establecido, siguiendo los protocolos de trabajo dispuestos.

PARTE I MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO II FUNDAMENTOS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.1 Introducción

Hoy en día la energía eléctrica es la principal fuente que utiliza la industria moderna para el funcionamiento de áreas productivas y a nivel residencial es de igual forma un servicio indispensable para la ejecución de diversas tareas de la vida cotidiana; para poder lograr que la energía eléctrica sea transmitida de punto a punto y distribuida a cada usuario es necesario emplear el uso de equipos de potencia; entre los equipos más importantes en el proceso de transmisión de energía eléctrica, se encuentran los transformadores de potencia, son equipos encargados de elevar el voltaje a valores adecuados para su transmisión; el principio de funcionamiento de un transformador se basa en la conversión de un voltaje de entrada por otro de salida, ya sea elevación o disminución del mismo, al igual que otra máquina requiere de servicios de mantenimientos para mantener su nivel de eficiencia, por ello la necesidad de emplear las llamadas “pruebas de campo”, mediante las cuales podemos llegar a determinar el comportamiento y estado del equipo.

El transformador de potencia en aceite instalado en la Central Hidroeléctrica Manduriacu en la provincia de Imbabura es de tipo trifásico con una potencia de 39.4MVA a 230kV, se fabricó en el año 2014 siguiendo las normas y especificaciones NBR 5356, su forma constructiva es con tanque conservador con bolsa de goma, la relación de transformación es de 13.8/230kV a una frecuencia de 60Hz, el grupo de

conexión es YNd1, el sistema de aislamiento es de aceite mineral Nafténico y el método de enfriamiento es de tipo ONAN/ONAF1/ONAF2.

2.2 Función de un transformador

La función principal de un transformador es la conversión de voltaje, se aplica un voltaje en entrada y se obtiene un voltaje diferente en la salida; su aplicación en la industria se basa en la necesidad de elevar un voltaje de tal forma que facilite su transporte a través de líneas de transmisión, así mismo una vez que la energía ha llegado a un punto establecido, la función del transformador se invierte, es decir, reduce este mismo voltaje a tal forma que sea utilizable para industrias o residencias. Otra función importante del transformador es brindar cierto grado de responsabilidad, los transformadores son equipos que ofrecen seguridad y eficiencia, en la actualidad existen equipos tan eficientes que cuando se presenta un problema se consideran que son transformadores ideales; es por esto que los transformadores son importantes en el avance del mundo, ya que nos permiten hacer uso de la energía eléctrica, elemento que se ha vuelto indispensable para ciertas áreas.

2.3 Importancia del transformador

Los transformadores de potencia se encuentran dentro de los equipos más importantes cuando de transmitir energía eléctrica se trata, por lo cual adquirirlos y ponerlos en marcha requiere de una alta inversión económica, su justificación se ve al momento que empieza su puesta en marcha e inicia su producción, la construcción de nuevas centrales de generación de energía eléctrica aportan significativamente al desarrollo de un país brindándole a sus usuarios mejor servicio por menor costo; como ya habíamos dicho el transformador es parte fundamental dentro del sistema de

transmisión de energía eléctrica más aun cuando la demanda de energía eléctrica le exige su máxima capacidad de trabajo, generalmente son unas cuantas horas y se las denomina “horas pico”, es un lapso de tiempo en el cual la demanda de energía eléctrica eleva sus valores al máximo y es ahí cuando entra la confiabilidad del transformador ya que deben operar sin tener interrupciones, fallos ni mucho menos sobrecargas.

Cuando hablamos de aportar al desarrollo de un país nos referimos a que constantemente la población mundial crece por lo cual la demanda de energía eléctrica también aumentara, existirán nuevos usuarios que formaran parte de la red de consumidores de energía, mediante la transmisión y generación de electricidad es posible cubrir la creciente demanda de esta manera aportamos al desarrollo de las personas brindándoles la oportunidad de una vida tecnológica gracias al uso de la electricidad. Son los transformadores los que permiten que la electricidad pueda ser transmitida hasta el último rincón del planeta, sin ellos no sería posible realizar un sin número de eventos, gracias a los transformadores muchos de los obstáculos que se le presentaron al hombre en un pasado han sido superados a partir de la invención del transformador, a lo largo de muchos años el hombre ha venido mejorando cada vez más la ingeniería de estos equipos a tal punto que se ha logrado obtener equipos casi perfectos, es decir, su eficiencia energética es tan alta que las pérdidas o fallos son casi nulos; mejorando la calidad del servicio y seguridad para los usuarios y personas que trabajan para mantener un servicio eléctrico estable y continuo.

2.4 Componentes principales de un transformador de potencia en aceite

❖ Tanque

La función del tanque es evitar pérdida del aceite que sirve se de aislamiento para los núcleos y devanados del transformador de potencia; son fabricados con placas llanas de acero, adheridas una con otra por medio de soldadura y su forma puede ser esférica, de óvalo, elíptica o de rectángulo dependiendo del diseño del transformador. Los tanques deben ser diseñados de tal manera que le permita al aceite dilatarse y contraerse por efectos térmicos, en transformadores más grandes la cámara es llenada con nitrógeno de esta manera se obtiene una sobrepresión con respecto a la atmosférica, es un método utilizado para controlar la hermeticidad del tanque.

Tipo Respiración Libre: En este diseño la cámara de aire a presión atmosférica que se halla sobre el aceite tiene conexión a la atmosfera mediante una tubería de “respiración”; la tubería que sale del tanque del transformador se lo coloca en dirección hacia abajo y se forra su extremo con una malla para evitar el ingreso de insectos u otros agentes contaminantes.

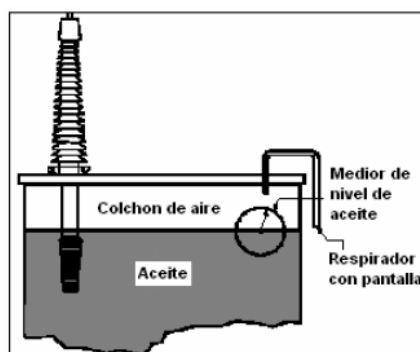


Fig. 2.1 Funcionamiento del sistema de respiración libre.

Fuente: http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D_Tesis_PDF/D-32414.pdf

Tipo Tanque Conservador: Su función es la de compensar las variaciones de volumen de líquido aislante las cuales pueden ser generadas por los cambios de temperatura y los agentes contaminantes; tiene forma cilíndrica, su arquitectura es de chapa de acero y posee resistencia mecánica para vacío pleno, se encuentra ubicado en la parte superior del transformador, de esta manera asegura que siempre exista un flujo de aceite así el conservador este en su nivel mínimo. (S.A, 2014)

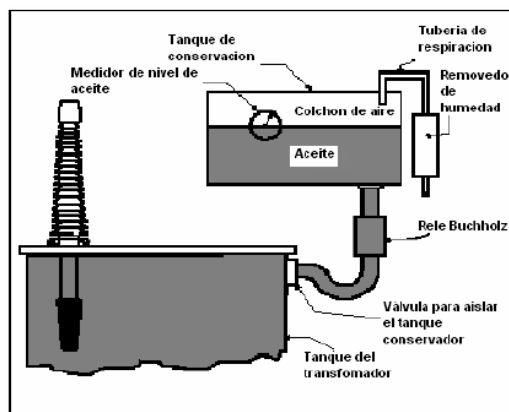


Fig. 2.2 Funcionamiento del sistema de tanque conservador.

Fuente: http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D_Tesis_PDF/D-32414.pdf

Tipo Sellado: A diferencia del de respiración libre, este posee una válvula de alivio de presión/vacío, estas válvulas sirven para mantener la presión interna dentro de un contenedor, es este caso el tanque principal el cual debe estar presurizado a ± 5 psi. Para evitar las posibles filtraciones y el uso de empaques en la tapa del tanque esta es soldada; el nitrógeno usado en transformadores debe cumplir la norma ASTM D-1933 TIPO III, con -59°C para el punto de rocío, como se especifica en IEEE C-57.12.000-1933, párrafo 6.6.3.

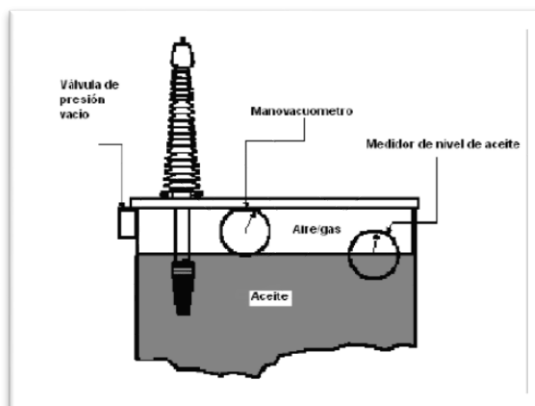


Fig. 2.3 Funcionamiento del sistema tipo sellado.

Fuente: http://www.cib.espol.edu.ec/Digipath/D_Tesis_PDF/D-32414.pdf

❖ Bornes (Bushings)

Los bushings son dispositivos que permiten el pasaje de los conductores de los arrollamientos al medio externo; son compuestos básicamente por:

- ✓ Cuerpo aislante: de porcelana vitrificada.
- ✓ Conductor pasante: de cobre electrolítico o latón.
- ✓ Terminal: de latón o bronce.
- ✓ Sellado: de nitrilo y papel hidráulico.

Las formas y dimensiones de los bushing utilizados en los transformadores de potencia varían con la tensión y la corriente de operación, son utilizados los bushing DIN y los bushing condensivos.

❖ Núcleo

El núcleo está compuesto por láminas de acero que poseen pequeñas cantidades de silicio, aproximadamente 4%, se las denomina "laminaciones magnéticas"; se ubican en dirección del flujo magnético, por tal motivo los núcleos de los

transformadores varían dependiendo de la forma y dimensiones requeridas, el motivo de usar un porcentaje de silicio en las láminas de acero que conforman el núcleo es que este aumenta la resistividad del material haciendo disminuir la magnitud de las corrientes parasitas o circulantes; para transformadores de gran potencia, se las llamadas “laminaciones de cristal orientado” su espesor aumenta y contienen entre 3% y 4% de silicio.

- ✓ Tipo Columna: Se caracterizan dependiendo la posición relativa de sus columnas y de los yugos, existen diferentes a tipos de núcleos tipo columna:
Núcleo Monofásico: Se unen dos columnas por las partes superiores e inferiores por medio de un yugo, en cada una de estas columnas se encuentra ubicado la mitad del devanado primario y la mitad del devanado secundario.
Núcleo Trifásico: Se unen 3 columnas montadas sobre el mismo plano unidas en sus partes inferior y superior mediante yugos, existirá una variación de las corrientes magnetizantes de las tres fases debido a que el circuito magnético de las columnas que están a los extremos es más largo que el de la columna central.
- ✓ Tipo Acorazado: Posee ligera ventaja con el tipo columna ya que puede reducir la dispersión magnética, usualmente se lo usa en los transformadores monofásicos; en este tipo de núcleo los devanados se ubican en la columna central, su forma de fabricación varía dependiendo la potencia.

❖ Devanados

La forma más común de llamarlos es devanado de baja tensión y devanado de alta tensión, de esta manera se los distingue a la hora de realizar cualquier prueba.

Devanados baja tensión:

- ✓ Están compuestos por una sola espiral con alambre rectangular aislado.
- ✓ El aislamiento del conductor puede ser de algodón o papel si es cilíndrico, o esmaltado en el caso que los transformadores no sean enfriados por aceite.
- ✓ Para transformadores de mediana y gran potencia, se recurre al uso de placa o solera de cobre aislada, este aislamiento por lo general es de papel.

Devanados de alta tensión:

- ✓ Tienen muchas espiras en comparación con los de baja tensión, y la corriente que circula por ellos es relativamente baja.
- ✓ Tipo “bobina”: Formado de varias capas de conductores, tienen forma discoidal, se conectan en serie para dar el número total de espiras de una fase.
- ✓ Tipo “de capas”: Constituido por una sola bobina con varias capas, su longitud es equivalente a las varias bobinas discoidales que forman el devanado equivalente.



Figura 2.4 Parte interna de un transformador.
Fuente: <http://www.rymelcr.net/Normas.html>

❖ Sistema de Aislamiento

En los sistemas de aislamiento se usan dos tipos de sistemas líquido y gaseoso, en cualquiera de los sistemas mencionados también se emplea en uso de aislamiento sólido, el elemento usado en los sistemas líquidos es aceite y askarel, se usa para evitar la combustibilidad; en el sistema gaseoso se utiliza nitrógeno, aire y gases fluorados para evitar la combustibilidad y delimitar los efectos de eventos internos. El aislamiento principal separa el devanado de alta tensión del devanado de baja tensión, soporta la tensión más elevada y ocupa el espacio más limitado; el tiempo es el enemigo de todo componente, y para el aceite y papel aislante no hay excepción.

Aceite mineral aislante

El aceite dieléctrico de fuente mineral proviene de uno de los tantos derivados del petróleo, su estructura es predominada por los hidrocarburos nafténicos; el aceite mineral desempeña dos labores primordiales en los transformadores de potencia, la refrigeración y la aislación eléctrica interna del mismo; los diferentes tipos de hidrocarburos (Nafténicos, Parafínicos y Aromáticos) aportan significativamente para cada una de las propiedades que posee un aceite dieléctrico para transformadores. Este es el porcentaje de cada hidrocarburo en una estructura básica para un aceite aislante.

Tabla 2.1 Porcentaje de hidrocarburos presentes en un aceite mineral dieléctrico

Hidrocarburos Aromáticos:	4 a 7%
Hidrocarburos Isoparafínicos:	45 a 55%
Hidrocarburos Nafténicos:	50 a 60%

Fuente: Autor

Aceite mineral aislante, el Nafténico (Tipo A): Se trata de aceite aislante, sin inhibidor, de base nafténica, importado “in-natura”, que es sometido a cuidadoso proceso de secado; presenta un desempeño que lo sitúa dentro de los más elevados estándares internacionales para éste tipo de producto, pudiendo por eso ser recomendado sin restricciones para transformadores de elevada tensión y disyuntores que emplean aceite mineral aislante, éste aceite es aprobado por grandes fabricantes de transformadores.

Tabla 2.2 Características del aceite mineral aislante Tipo A (Tensión máxima 145kV.)

Características (A)	Método de Ensayo	Unidad	Valores Garantizados	
			Mínimo	Máximo
Densidad, 20/4°C (B)	NBR 7148	-	0,861	0,900
Viscosidad cinemática (C)	a 20°C	mm ² /s	-	25,0
	a 40°C			11,0
	a 100°C			3,0
Punto de fulgor (B)	NBR 11341	°C	140	-
Punto de fluidez (B)	NBR 11349	°C	-	-39
Índice de neutralización (B)	ASTM D 974	mgKOH/g	-	0,03
Tensión interfacial a 25°C (B) (G)	NBR 6234	mN/m	40	-
Color ASTM	ASTM D 1500	-	-	1,0
Tenor de agua (B) (D)	NBR 5755	mg/kg	-	35
Clorados y sulfatos	NBR 5779	-	Ausentes	
Asufre corrosivo	NBR 10505	-	Ausente	
Punto de anilina (B)	NBR 11343	°C	63	84
Índice de refracción a 20°C	NBR 5778	-	1,485	1,500
Rigidez dieléctrica (B) (D)	NBR 6869	kV	30	-
Factor de pérdidas dieléctricas (D)(E)(G) o Factor de disipación	a 100°C	ASTM D 924	%	0,50
	a 90°C	IEC 247		0,40
Tenor de inhibidor de oxidación DBPC/DBP	ASTM D 2668	% masa	-	0,08
Porcentaje de carbonos	ASTM D 2140	%	Anotar	
Estabilidad a la oxidación: (F) . índice de neutralización . borra . factor de disipación, a 90°C(IEC247)	IEC 74	mgKOH/g	-	0,4
		%masa		0,10
		%		20

Fuente: Manual de Instrucciones Transformador de potencia - WEG Equipamientos Eléctricos S/A – Transformadores.

❖ Aislante solido

Posee la característica de proveer un soporte fijo o flexible a equipos o conductores eléctricos, la desventaja que presentan los aislantes solidos a diferencia de los aceites líquidos o gases confinados es que este no puede regenerar totalmente sus capacidades de aislamiento, una vez que ha cumplido con su tiempo de vida útil lo más conveniente es reemplazarlo por uno nuevo; el aislante solido dentro del transformador debe cumplir las siguientes 3 funciones principales:

- ✓ Proveer rigidez mecánica.
- ✓ Proveer rigidez dieléctrica.
- ✓ Espaciado.

La premisa que se debe tener siempre en mente es que la vida del aislante solido es la vida del transformador, y por esta razón la preocupación central que se tiene cuando se establece una política de mantenimiento es la de mantener el aislante en las mejores condiciones. Existen muchos factores que afectan al deterioro del aislamiento tales como: Oxígeno, Humedad, Temperatura y cambios en la composición química.

Papel aislante

El papel aislante es uno de los componentes más utilizados como aislante debido a sus enormes propiedades dieléctricas y su bajo costo; el poco espacio que utiliza es otro de las cualidades que hacen al papel aislante ideal como componente de los transformadores, se ha empleado este material durante años hasta la actualidad debido a su excelente desempeño como aislante. El papel está constituido por fibra de celulosa ($C_6H_{10}O_3$) componente esencial de la estructura de la celulosa vegetal; en

estado puro se presenta como una masa blanca, amorfa (el papel de fibra de lino, sometido a un proceso de blanqueado y no encolado, puede considerarse prácticamente como celulosa pura).

Papel no Impregnado o naturalmente seco

- ✓ Sus características como dieléctrico no tienen mucha importancia.
- ✓ No existe mucha diferencia entre la rigidez dieléctrica del papel naturalmente seco y una película con el mismo grosor, ambos poseen baja rigidez dieléctrica.
- ✓ Esto se da debido a los canales de aire que ocupan un porcentaje del volumen del papel, 20 % para papeles con densidades altas de 1,1 a 1,2 gr/cm³ y 50% para papeles con densidades medias de 0,7 gr/cm³.

Papel Impregnado

- ✓ Para conocer los detalles completos de un papel impregnados es importante conocer las características dieléctricas del tipo de imprégnate.
- ✓ Con un buen imprégnate se logran altas resistividades.
- ✓ Existen ciertos aspectos que pueden influir en la rigidez dieléctrica de un papel impregnado, como por ejemplo, presión de electrodos, tipo de electrodo y presencia de cavidades gaseosas, estos son algunos de los aspectos más relevantes cabe indicar que existen muchos más a los que el papel se ve sometido soportar.
- ✓ El valor de la rigidez dieléctrica de un papel impregnado está basado en el líquido aislante en el que va a ser sumergido, cantidades normales se estiman entre $\epsilon_r=2,5$ a $\epsilon_r=3,5$.



Fig. 2.5 Bobinas del transformador envueltas en papel aislante.
Fuente: <http://www.tejja.com.mx/productos>

❖ Equipo Intercambiador de TAP

Son una serie de puntos de conexión a lo largo de un devanado, permite escoger la cantidad de espiras necesarias de éste, admitiendo la variación de voltaje en el devanado secundario; los cambios de TAP se pueden llevar a cabo de dos métodos diferentes, con carga y sin carga, los mismos que se pueden ejecutar de forma manual o automática, son fabricados para operar en la parte interna del transformador o montados en la parte externa en un pequeño compartimento con aceite para impedir la formación de arcos.

Conmutador de derivación lineal sin tensión

Los conmutadores lineales sin tensión permiten el cambio de la relación de tensión de un transformador des energizado por adición o remoción de espiras sin tener la necesidad de abrir el transformador; este tipo de conmutador está compuesto por dos reglas, una que contiene las escobas (placas de cobre) y la otra el engranaje que permite hacer el cambio de posición y los pines fijos de latón para la conexión de los cables y con la escoba. Cada maniobra corresponde a una posición, sin embargo es

recomendable que en cada cambio de tap, las escobas sean llevadas hasta el fin de carrera para permitir la limpieza de sus contactos.



Figura 2.6 Forma física de un intercambiador de TAPs

Fuente: http://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-1405/1704_read-4252/

❖ Pararrayos

Los pararrayos son los principales medios para proteger no solo al transformador, sino a los demás equipos contra sobre voltajes debido a descargas atmosféricas, maniobras o a fallas de los circuitos del sistema al cual el transformador esté conectado, la mayor protección que un pararrayos puede ofrecer frente a un sobre voltaje se obtiene cuando:

- ✓ El pararrayos debe estar conectado lo más cerca y directamente al transformador.
- ✓ El voltaje nominal de la línea a tierra del transformador es igual al máximo voltaje del pararrayo.
- ✓ Los pararrayos, conexión a tierra del tanque y neutro del secundario, son conectados a un punto de tierra común.
- ✓ El valor de la resistencia a tierra del pararrayo es como máximo 5 ohmios y preferiblemente de 1 ohmio.

- ✓ Seguir las recomendaciones y normas del fabricante.

2.5 Componentes auxiliares de un transformador de potencia en aceite

❖ Indicador de Temperatura de aceite

El indicador censa la temperatura de la capa superior del aceite del transformador, es un instrumento de uso frecuente para refrigeración, control y protección de transformadores.

Principio de funcionamiento

La temperatura de los devanados se basa en la carga del transformador y de la temperatura del medio de refrigeración en este caso el aceite, se toman estas dos medidas y se interrelacionan en el instrumento; la temperatura del aceite es medida con el método usual cuyo sistema de medición está compuesto por -bulbo, capilar y cilindro de medición. Además se instala en el interior del cilindro de medición una resistencia de calentamiento elaborada de forma especial, al alimentar dicha resistencia con una corriente que sea proporcional a la corriente de carga del transformador se estará generando, en el cilindro de medición, una energía térmica proporcional a la energía térmica que la corriente de carga genera en el devanado del transformador de potencia, por efecto de las pérdidas.

❖ Sensores de temperatura de aceite

Esta constituido con un sensor de platino que permite la lectura de temperaturas de -25°C hasta 850°C , cuando hay variación de temperatura su resistencia óhmica cambia permitiendo de ésta forma la conversión de ésta resistencia en temperatura a

través del transductor de temperatura; se debe observar periódicamente los contactos y condiciones físicas del bulbo y cableado.



Figura 2.7 Indicador de Temperatura OTI – SERIE
Fuente: Autor



Figura 2.8 Sensor de temperatura PT – 100
Fuente: Manual de Instrucciones Transformador de potencia - WEG Equipamentos Elétricos S/A – Transformadores.

❖ Medidores de nivel

El aceite aislante del transformador se expande o se contrae conforme varía la temperatura ambiente y la variación de la carga alimentada por el transformador, en

función de ello, habrá ascenso o descenso del nivel del aceite que será visible por el indicador de nivel del aceite, cuando la alarma es activada por el micro-switch del indicador de nivel, algún de los siguientes problemas este puede estar sucediendo: pérdida del aceite aislante del transformador o alguna anomalía con el propio indicador de nivel. El indicador de nivel de aceite tiene una carcasa de aluminio fundido, la indicación del nivel es ejecutada por un puntero que es realizado por medio de dos magnéticos (imanes) permanentes, que son acoplados a un flotador (boya); el movimiento es efectuado por la boya de acuerdo con el nivel del aceite, que trasfiere indicaciones precisas al puntero, debido a la alta sensibilidad de los magnéticos. El cuadrante de los indicadores magnéticos de nivel posee tres indicaciones, es decir: MINIMO - 25°C - MAXIMO.

- ✓ No se debe forzar el micro-interruptor por el movimiento constante de la boya mientras el indicador de nivel esté guardado o durante el transporte.
- ✓ No se debe doblar el asta ni los limitadores de carrera de la misma.
- ✓ No se debe colocar peso sobre la boya.

❖ Dispositivos contra sobrepresiones

Este dispositivo tiene como labor aplacar cualquier sobrepresión que se manifieste dentro del transformador, para evitar daños o alteraciones permanentes en sus componentes, los dispositivos de alivio de presión son montados en transformadores sumergidos en líquido aislante con el fin de protegerlos contra posibles deformaciones o rupturas del tanque en casos de daños internos por la constante aparición de presión elevada. Desempeña un papel muy importante en la

protección de los transformadores y dispositivos a presión que necesitan de este tipo de protección ya que estos son llenados con líquido aislante y refrigerante y al suceder una falla o corto circuito, el arco eléctrico vaporiza inmediatamente el líquido, ocasionando una brusca sobrepresión; un tipo de dispositivo comúnmente usado es la válvula de alivio contra sobre presiones, que es usada en transformadores tipo sellado.

❖ Relé Buchholz

El relé de gas tiene por objetivo proteger equipos sumergidos en líquido aislante, a través de la inspección del flujo anormal del aceite o ausencia de éste, y la creación anormal de gases por el equipo; regularmente son empleados en transformadores que cuentan con tanque para expansión del líquido aislante. Este tipo de relé revela de manera eficaz, este tipo problemas: pérdida del líquido aislante, cortocircuito interno del equipo causando gran desplazamiento de líquido aislante, formación de gases internos debido a fallas discontinuas o continuas que estén sucediendo en el interior del equipo; el relé de gas es habitualmente colocado entre el tanque principal y el tanque de expansión de aceite de los transformadores. La estructura del relé es de acero fundido, tiene dos aberturas con conexión a bridas y además dos visores, en los cuales hay señalada una escala graduada en volumen de gas, internamente se encuentran dos boyas, la boya superior es obligada a descender, esto acontece también en el caso que haya pérdida de aceite; si por una creación excesiva de gas es estimulada una circulación de aceite en el relé, es la boya inferior quien opera, previamente de que los gases desarrollados alcancen el relé, en ambos casos, las boyas al sufrir el desplazamiento accionan contactos. El relé de gas conserva

un dispositivo para prueba y bloqueo de las boyas internas, para comprobar el funcionamiento de los contactos del relé con el mismo instalado en el transformador.



Fig. 2.9 Relé Buchholz.

Fuente: <http://www.aislatension.com/qualitrol.html>

❖ Medidores de Presión/Vacío

También llamado Manovacuómetro, es un dispositivo que se lo emplea en transformadores tipo sellado, nos permite conocer la presión de nitrógeno que tiene el transformador o la cantidad de vacío a la que se está sometiendo el transformador. Existen dos tipos de medidores, los análogos y los digitales, de los cuales cada uno posee excelentes propiedades dependiendo del medio en que el operaran; en cuanto a su exactitud y precisión es preciso calibrar el manovacuómetro para trabajar acorde a un sistema de calidad. Es recomendable que la calibración de manovacuómetros sea elaborada con los criterios establecidos en la norma NTE INEN ISO/IEC 17025:2006 y los Criterios Generales de Acreditación del SAE, OAE CR GA01 en su edición vigente por laboratorios de calibración acreditados por el OAE (Organismo de Acreditación Ecuatoriano). Estos dos parámetros son fundamentales para un buen control de la calidad de los productos; en el proceso de medición no es tan significativo

la precisión de la medida sino la fiabilidad del resultado y que el técnico conozca bien los diferentes conceptos estadísticos y metrológicos.

❖ Sistema de Enfriamiento

Los transformadores son equipos que generan calor debido a las altas tensiones a las que son sometidos, por lo cual es indispensable un sistema de enfriamiento con el objeto de mantener sus temperaturas de operación dentro de los valores nominales, es decir, entre 55 – 65°C sobre la temperatura ambiente. Para realizar esta labor se utilizan equipos como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, entre otros, la refrigeración más común en transformadores de potencia es producida a través de las aletas (radiadores), dentro de las cuáles el aceite caliente intercambia temperatura con el medio ambiente y realiza un ciclo dónde el aceite caliente sube (top oil) y se desplaza por las aletas enfriándose por el contacto con el aire, llegando al fondo del tanque del transformador comenzando así nuevamente el mismo proceso.

Existen diferentes métodos de enfriamiento:

- ✓ Clase OA. Enfriamiento por aire. (Circulación natural).
- ✓ Clase FOA. Enfriamiento por aceite forzado.
- ✓ Clase OA/FA/FA. Enfriamiento por aceite y enfriamiento por doble aire forzado.
- ✓ Clase OA/FA/FOA. Enfriamiento por aceite, aire forzado y aceite forzado.
- ✓ Clase AA. Enfriamiento por circulación natural del aire.
- ✓ Clase AFA. Enfriamiento por aire forzado.

- ✓ Clase AA/FA. Enfriamiento por circulación natural del aire y enfriamiento con aire forzado.
- ✓ Clase OW. Enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.
- ✓ Clase FOW. Enfriamiento por circulación de agua forzada.



Figura 2.10 Radiadores de placa y ventiladores del sistema de enfriamiento
Fuente: Autor

Radiadores

Los radiadores son empleados en los transformadores cuando el tanque principal no tiene la capacidad de dispersar el calor generado por el trabajo del mismo, su forma es plana y se encuentran ubicados en la parte exterior del tanque, en donde están unidos a él mediante soldadura. Existen equipos adicionales como ventiladores, los cuales están montados en los radiadores y sirven de apoyo para enfriar la superficie de los radiadores, en algún momento que estos se encuentren trabajando a su máxima capacidad.

❖ Secador de Aire

Con la finalidad de conservar un alto grado del valor del dieléctrico del líquido aislante de los transformadores, estos son suministrados con equipos secadores de aire, los mismos que gracias a su capacidad de absorción eliminan la humedad del aire que fluye al transformador; el secador de aire está conformado de un recipiente metálico en el que está depositado el agente secador (sílica gel), además de una cámara para el aceite situada delante del recipiente (que contiene el agente) aislándolo de la atmósfera; la frecuencia para el reemplazo del sílica gel varía conforme el tamaño del equipo, variación de la carga y la temperatura ambiente; si el color del sílica gel comienza a tornarse amarillo claro es necesario que se haga el reemplazo o el secado del mismo. Secar debidamente el sílica gel que fue retirado y almacenar para un próximo reemplazo, se debe secar el sílica gel húmedo hasta que alcance de nuevo la coloración naranja para que pueda ser utilizada nuevamente; el aceite del cuerpo del secador debe ser sustituido siempre que se observe la presencia de impurezas, se puede utilizar el mismo aceite del transformador.

Tabla 2.3 Tabla de colores indicadores de humedad.

Coloración naranja	Sílica gel seco
Coloración amarillo	Sílica gel con aproximadamente 20% de humedad absorbida
Coloración amarillo claro	Sílica gel con 100% de humedad absorbida (saturado)

Fuente: Autor

Sílica gel

El agente secador, llamado sílica gel, es vítreo y duro, químicamente casi neutro y altamente higroscópico, es un silicio (95% SiO₂), empapado con un indicador naranja de color naranja en estado activo; debido a la absorción de agua se torna

amarillo claro, debiendo entonces ser reemplazado, su vida útil puede ser prolongada a través del proceso de secado, que puede ser aplicado en reiteradas ocasiones, pudiendo así ser reutilizado. Debe evitarse a toda costa el contacto con el aceite para que no pierda su color naranja, tiñéndose de marrón tornándose en consecuencia inutilizable.



Figura 2.11 Secador de aire de un transformador de potencia
Fuente: Autor

❖ Válvula combinada para Drenaje, Filtrado y Muestreo

Se encuentra ubicada en la parte inferior y superior del transformador, es de tipo compuerta y sirve para llenado y vaciado del tanque principal, la toma de muestras, proceso de vaciado del tanque y para el proceso de filtrado.

❖ Sistema de monitoreo y alarma

Para la vigilancia constante del equipo transformador se instala un sistema de monitoreo y alarma, el cual se encarga de inspeccionar constantemente los elementos conectados a él, mediante el uso de sensores este sistema es posible detectar fallas de manera precisa, cambios de temperatura o presión, registro de actividades, etc. Un sistema de alarmas de diferentes tipos ya sea sonora o visible es la encargada de darle

a conocer al operario que existe un problema con el transformador, son importantes dentro de un sistema ya que evita que el equipo permanezca durante un largo periodo en fallo, ya que la detección de problemas mediante los sensores es extremadamente veloz.

Principio de Funcionamiento

Tienen como principal función, señalar correctamente estados críticos de instalaciones, preservando la integridad de las mismas; poseen señales sonoras y visuales de alarmas en una forma patronada, se recomienda realizar la conexión directa de las señales eléctricas de alarma del campo con el sistema de monitoreo y alarma, evitándose pasar por sistemas digitales de automatización y control, de esta forma se obtiene un nivel de seguridad operacional adecuado. El tamaño máximo de los conductores está definido de acuerdo con la tensión de campo, estos valores máximos pueden ser reducidos en área con fuertes campos electromagnéticos, como en subestaciones a cielo abierto, el sistema de monitoreo y alarma incorpora todos los beneficios de un sistema microprocesador, como configuración de las principales funciones del sistema a través de un teclado frontal, o sin embargo vía software de configuración, disponible en la página web del fabricante del sistema, dónde el cliente podrá bajarlo.

De esta forma, el sistema presenta todas las funciones convencionales de anunciación de alarmas aliadas a las nuevas y avanzadas funciones de comunicación en red local, de registro de eventos, entre otras; las configuraciones mínimas posibles para el sistema son los módulos centrales con 4 puntos de alarma con dimensión 2V x 4H y 4V x 2H, mediante un software es posible inspeccionar las alarmas y eventos

ocurridos en el sistema de monitoreo y alarma, facilitando al operador toda y cualquier manutención, a través de la Web. Allá de eso, posee funciones de registros de eventos, donde es posible visualizar con éxito la secuencia correcta de las ocurrencias de los alarmas.

2.6 Identificación de las partes de un transformador de potencia

1. Tanque principal
2. Indicador de nivel aceite
3. Conservador
4. Relé Buchholz
5. Bushing
6. Radiadores
7. Tablero de protección
8. Secador de aire
9. Intercambiador de Tap
10. Válvula superior del tanque
11. Indicador de temperatura
12. Conexiones a los pararrayos
13. Válvula para drenaje, filtrado y muestro.
14. Válvula inferior del tanque principal
15. Dispositivo contra sobrepresiones

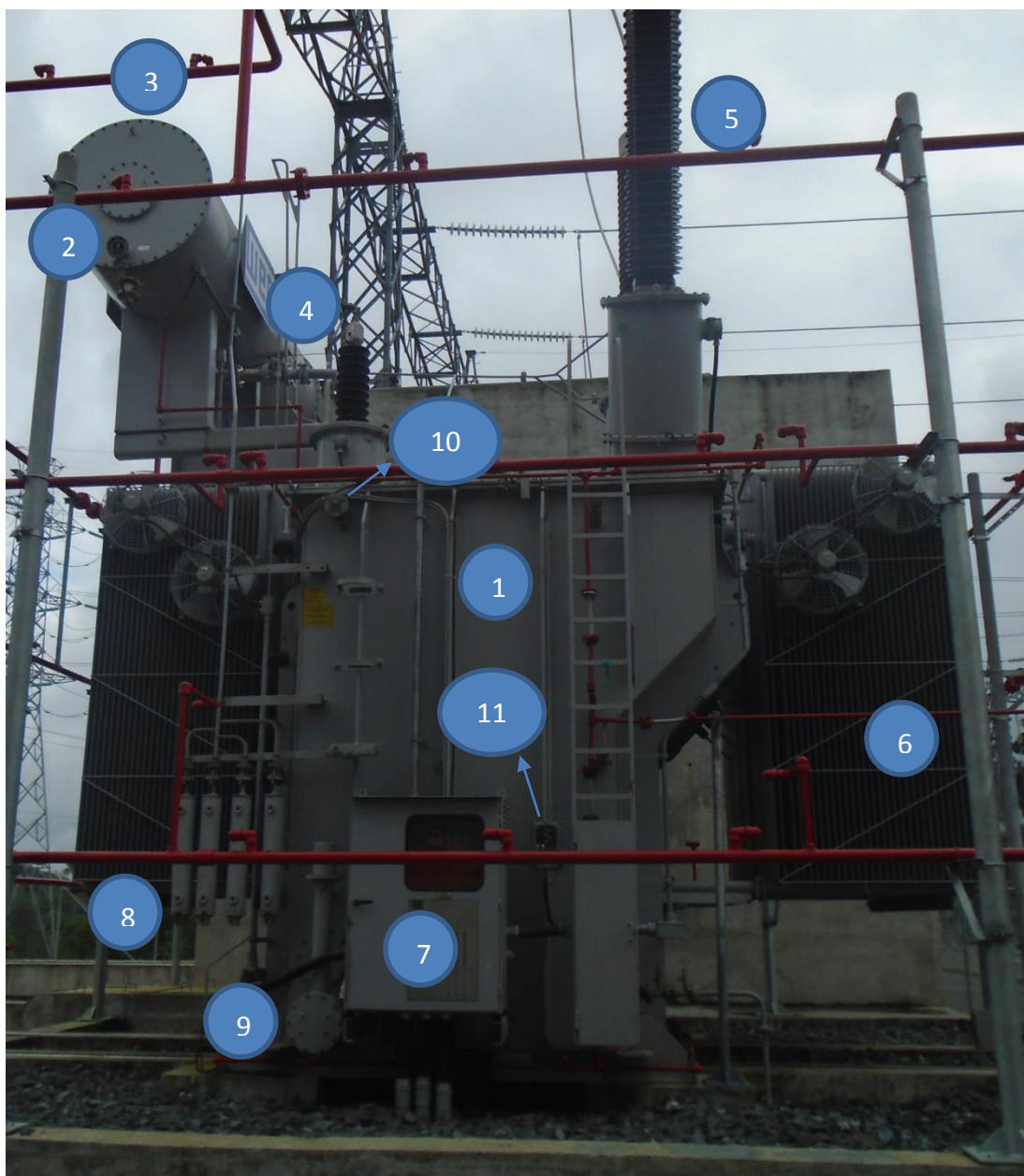


Figura 2.12 Transformador de potencia, Central Hidroeléctrica Manduriacu. (Vista lateral derecha)
Fuente: Autor

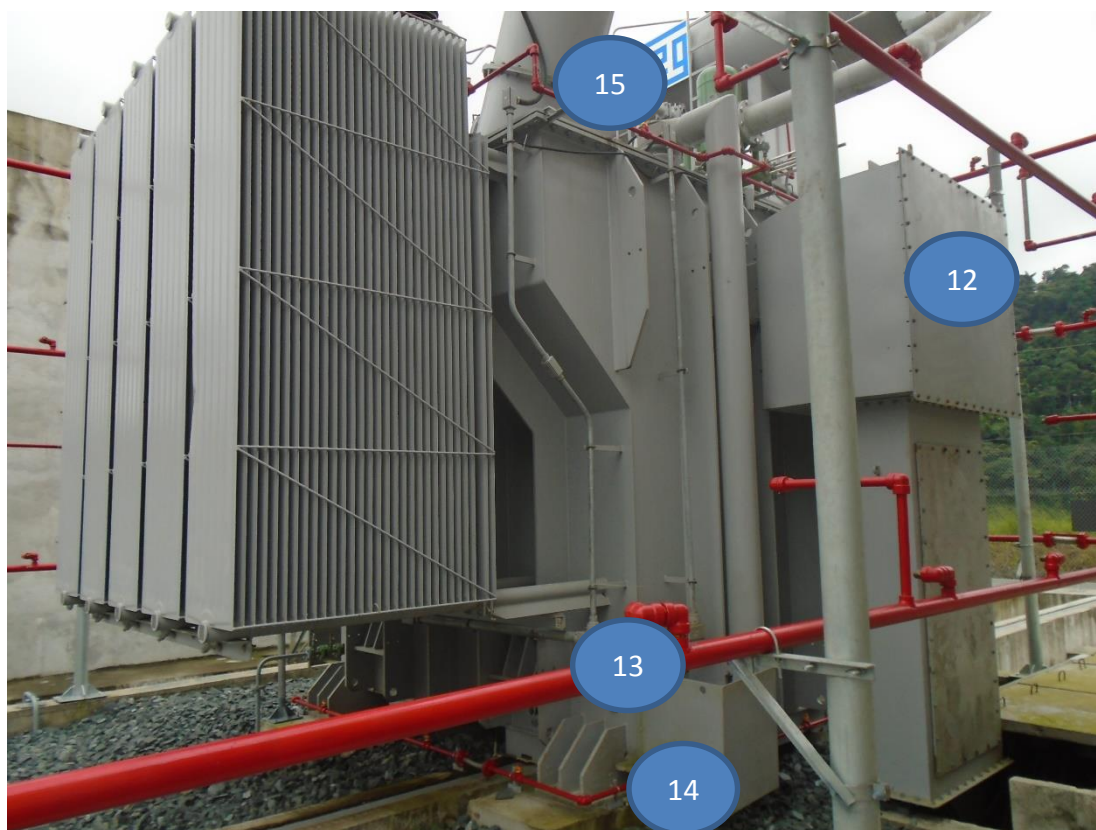


Figura 2.13 Transformador de potencia, Central Hidroeléctrica Manduriacu. (Vista lateral izquierda)
Fuente: Autor

CAPÍTULO III

FACTORES DE RIESGOS Y DIAGNOSTICO DE FALLAS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

3.1 Introducción

Si bien es cierto los transformadores son máquinas estáticas las cuales cumplen con un tiempo de vida útil, existen factores orgánicos e inorgánicos que afectan directamente al deterioro del equipo, afectando su operatividad y la integridad del mismo; en el desarrollo de este tema vamos a hablar de los que más influyen. La presencia de diversos elementos aportan al deterioro de un transformador, riesgos como los agentes contaminantes, el exceso de trabajo al que son sometidos, el medio ambiente en el que operan son unos de los diferentes factores que afectan directa o indirectamente a la integridad del transformador. Los impactos que producen estos agentes contaminantes dentro y fuera del transformador pueden ser evaluados y determinados mediante pruebas de campo, existen varias pruebas que se le efectúan al transformador para determinar el estado y comportamiento del equipo.

El diagnóstico de fallas se basa en el análisis de los resultados de las pruebas realizadas al transformador, existen parámetros previamente estipulados que describen el tipo de falla, el objetivo es comprobar los resultados con los valores de fábrica y determinar si existe o no una falla en el equipo. Es importante saber el comportamiento interno los transformadores ya que nos permite tomar medidas de precaución en caso de que lo amerite, esto se logra con un constante monitoreo y registro de las actividades del transformador durante su vida útil.

3.2 Operación de un transformador de potencia

El principio de operación de un transformador consiste en aplicar corriente alterna en el devanado primario, en ese instante se produce un fenómeno llamado inducción electromagnética el cual genera corriente alterna en el devanado secundario. La relación de transformación entre el voltaje aplicado y el voltaje de salida es directamente proporcional al número de vueltas de cada espira.

- $$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

V_p = Voltaje aplicado o voltaje en el primario

V_s = Voltaje de salida o voltaje en el secundario

3.3 Principio de funcionamiento de un transformador de potencia

El principio de funcionamiento de un transformador se basa en la conocida Ley de Faraday, la cual manifiesta que, al momento que un conductor traspasa hacia arriba las ondas del campo magnético, mediante inducción electromagnética, se genera una corriente a través del conductor.

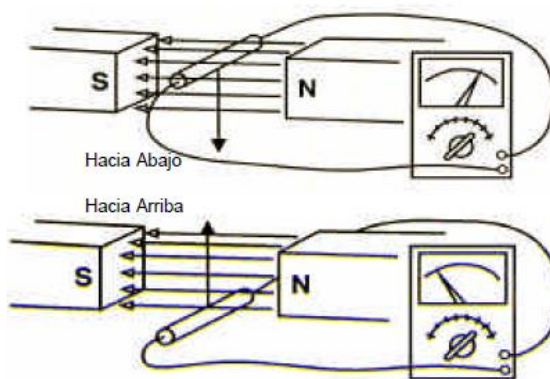


Fig. 3.1 Principio de Inducción.

Fuente: <http://www.brettis.com/Tutorial/06Sinteticos.pdf>

Así mismo cuando dicho conductor se desplaza hacia abajo se genera otra corriente, si se realiza esto de manera rápida vamos a obtener valores más altos los mismos que se ven reflejados en el equipo medidor; si el conductor no traspasa las ondas del campo magnético no se generara ninguna corriente. Como ya sabemos los transformadores están compuestos de un núcleo de hierro, devanado primario y devanado secundario. Si el devanado primario traspasa las ondas de campo magnético de un imán, se inducirá una corriente, su intensidad será proporcional al número de espiras del devanado, de igual manera sucedería si el devanado estuviese estático y el imán se moviera, entre más rápido se mueve mayor es la intensidad de la corriente de salida.

3.4 Factores que aportan al deterioro de un transformador

Un transformador es una maquina eléctrica que se encuentra constituida por varias partes (núcleo, devanados, pasatapas, válvulas, radiadores, etc.); dentro de estos elementos constitutivos, el sistema de aislamiento (aceite y papel) es el componente más importante y es al que se le debe cuidar en mayor grado. Existen cuatro factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador en aceite: la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa.

- ❖ El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que esta exista, una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite, en cambio, hasta cierto punto, el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica del mismo; la humedad puede aparecer en el interior del transformador de las siguientes maneras:

- ✓ De forma disuelta
 - ✓ En forma de una emulsión agua/aceite
 - ✓ En estado libre en el fondo del tanque
 - ✓ En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)
-
- ❖ El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que, este reacciona con el aceite para crear ácidos orgánicos, agua y lodo, procede de la atmósfera o es soltado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible excluir todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se lo efectúa con vacío.
 - ❖ Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico, la degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco está el aislamiento; las elevadas temperaturas provocan un envejecimiento acelerado de la celulosa utilizada como aislamiento, disminuyendo la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, desarrollándose la despolimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las altas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO).
 - ❖ Los contaminantes externos pueden manifestarse en forma de “caspa”, derivados del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite. Partículas

diminutas pueden desprenderse de la celulosa cuando el transformador esta en servicio, otro contaminante es el poli clorhidrato de bifenilo, el cual reduce la capacidad del aceite de soportar sobre voltajes.

Otros factores que causan deterioro:

- ✓ Impactos Mecánicos: Evento de transporte, Evento de actividad sísmica.
- ✓ Envejecimiento: Sobrecarga, Sobre calentamiento
- ✓ Problemas de protección: Mal labor de las protecciones, Fallo de las protecciones.

3.5 Diagnóstico de fallas para un transformador de potencia

El sistema de aislamiento de un transformador se conforma de dos secciones:

- ✓ El aislamiento liquido (aceite mineral, sintéticos, askarel, etc.)
- ✓ El aislamiento solido (papel, madera, cerámica, resinas, espumas, baquelas, etc.)

Los problemas de fallos que presenten los transformadores se los evalúa a partir de un buen diagnóstico, es decir, analizar de forma profunda los motivos del fallo, para de esta manera tener una idea clara del procedimiento que se deba aplicar para su recuperación. El riesgo de fallo de un transformador viene estipulado por la llamada curva de bañera, esta curva presenta un mayor riesgo de fallo para los primeros y últimos momentos de la vida de un equipo, ya que en las primeras etapas de vida, es cuando se manifiestan posibles fallos en la calidad de fabricación del transformador y en los últimos años, es cuando el transformador está lo bastante envejecido como para generar un fallo de funcionamiento.

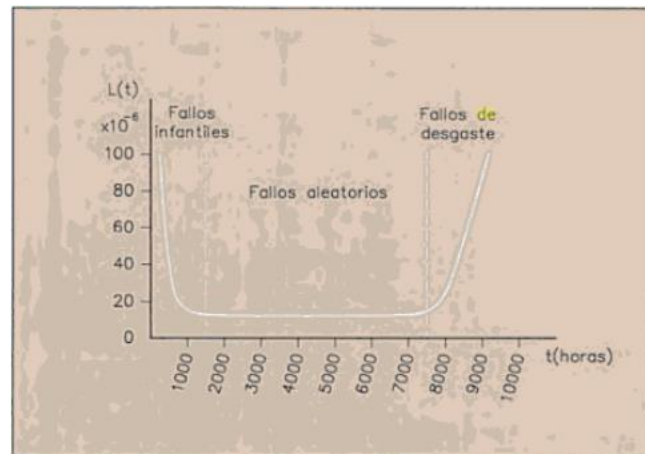


Fig. 3.2 Curva de la bañera.

Fuente: Fiabilidad y seguridad de procesos industriales - Antonio Creus Solé - Google Libros.

- ❖ Diagnóstico de falla por efectos del agua en el sistema aislante del transformador
 - ✓ Disuelta en el seno del aceite: Cuando el aceite de un transformador se encuentra a altas temperaturas es capaz de disolver pequeños porcentajes de humedad; este porcentaje de humedad puede ser eliminado con un secado, se debe tener muy claro en cuenta que nunca se conseguirá un aceite totalmente seco.
 - ✓ Suspendida en el aceite: El agua en los transformadores se manifiesta dependiendo la temperatura del aceite, si un aceite que contiene cierto porcentaje de humedad a una temperatura, es enfriado repentinamente sucederá un fenómeno conocido como condensación, lo cual formara gotas de agua en la superficie del aceite, si se sigue disminuyendo la temperatura del aceite, estas gotas aumentaran su tamaño hasta que finalmente se unirán todas, se quedaran suspendidas en el aceite y finalmente se precipitaran hasta el fondo de tanque principal.

- ✓ Depositada en el fondo del transformador: Los aceites dentro de los tanques están sometidos a cambios bruscos de temperatura, subidas y bajas constantes, que junto con el hecho de que el aceite este en contacto con la atmosfera genera la posibilidad de que este absorba humedad; estos cambios de temperatura provocan que esta humedad se condense y se manifieste en el aceite en forma de gotas, las mismas que se depositan en el fondo del tanque; provocando oxidación y formación de bacterias.

- ✓ Asociada a los ácidos procedentes de la descomposición del aceite: Cuando los aceites sufren el proceso de degradación crean ácidos, los mismos que tienen la particularidad de atraer el agua mediante grupos polares que posee cada uno; su fusión provoca una alteración única en las propiedades del aceite provocando conductividad y disminuyendo la rigidez dieléctrica del mismo.

- ✓ Ocluida o absorbida en la celulosa del papel y la madera: Debido a las excelentes propiedades de absorción el papel aislante es empleado es técnicas de secado de aceite, se comprobado científicamente que este papel tiene mayor correlación con el agua a diferencia del aceite; en las condiciones normales dentro de un transformador, el 99.75% de humedad lo contiene el papel aislante y el 0.25% el aceite.



Figura 3.3 Efectos del agua en un transformador de potencia
Fuente: <http://rvrtransformadores.com/w2/nuestros-servicios/>

❖ Diagnóstico de fallas por sobrecalentamiento en los componentes del sistema de aislamiento del transformador

El aceite dieléctrico y el papel aislante componentes que forman el sistema dieléctrico del transformador, se ven sometidos a un proceso lento de descomposición cuando se encuentran sujetos a cambios bruscos de temperatura, pero la forma en que se genera la descomposición varía considerablemente en ambos materiales. Es importante conocer los valores de la composición de los gases que se crean durante esos procesos de descomposición, ya que así es posible hacer una comparación con los valores resultantes cuando el transformador se comporta de forma normal o en fallo. Mediante una prueba realizada se comprobó que los aceites desprenden gases cuando son sometidos a temperaturas superiores a 500°C aun cuando estos no han sido sometidos a tensiones eléctricas, las altas temperaturas no solo afectan al sistema líquido, debido a los cambios bruscos se provoca un fenómeno llamado pirolisis el cual afecta a la celulosa del papel aislante.



Figura 3.4 Deterioro del aislante solido a causa del sobrecalentamiento.
Fuente: http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009_11_01_archive.html

❖ Diagnóstico de fallas por sobrecarga eléctrica en los componentes del sistema de aislamiento del transformador

Las consecuencias de las sobrecargas eléctricas en la celulosa son aparentemente insignificantes, incluso si la temperatura es baja puede ser motivo de un cambio en la propiedades de los aceites; cuando sucede una descarga eléctrica en el aceite del transformador se produce desprendimiento de gases, en un análisis realizado a estos gases sueltos se pudo manifestar la presencia destacada de hidrogeno, el cual como sabemos puede llegar a ser explosivo en contacto con el aire en niveles del 10 y 66%. También se encontraron gases como el monóxido de carbono, nitrógeno, oxígeno.

Tabla 3.1 Porcentaje de los gases formados por fallos de sobrecarga.

<i>Gases</i>	<i>Volumen %</i>
Hidrógeno	59.10
Monóxido de carbono	19.21
Nitrógeno	10.10
Hidrocarburos pesados	4.86
Metano	4.20
Dióxido de carbono	1.17
Oxígeno	0.36

Fuente: Autor

Existen dos aspectos importantísimos a la hora de determinar la causa del fallo que ocasionó o que pudiera llegar a ocasionar al transformador, las cuales pueden ser identificadas sin que el equipo salga de servicio.

- ✓ Elevación anormal de la temperatura del equipo.
- ✓ Los gases generados internamente.

Para identificar si existe elevación anormal de temperatura basta con verificar los indicadores de temperatura, cuando un transformador presenta este tipo de problemas no quiere decir que el equipo se encuentra precisamente con una falla, ya que existen otros factores como las sobrecargas que también pueden llegar a producir una elevación anormal de temperatura. Cuando la elevación de temperatura es constante y por largo periodo de tiempo se puede llegar a determinar que el transformador presenta algún punto caliente o sobrecalentamiento localizado, para evitar que el transformador salga de servicio habitualmente se emplea el uso de detectores de temperatura por rayo infrarrojo para identificar el área caliente o punto caliente; para identificar si existe generación de gases en el interior del transformador

existen pruebas al que es sometido el transformador, mediante el análisis de los resultados de estos ensayos determinamos si existe o no creación de gases; el sobrecalentamiento y las variaciones de temperatura son los principales causante del deterioro del sistema dieléctrico del transformador, esto con lleva a la formación de gases y desgaste del papel aislante.

3.6 Pruebas de campo para un transformador de potencia

Ya sea por política de mantenimiento de la empresa propietaria, de la importancia de la máquina o de la probabilidad de una posible de parada, lo recomendable es elaborar sobre cada transformador un ajustado plan de mantenimiento mediante un protocolo de ensayos previamente establecido. Esto puede lograrse ejecutando las pruebas eléctricas correctas, con la colaboración de las herramientas que la tecnología nos ofrece para plantear un diagnóstico concreto y objetivo de cada equipo examinado, con esa información y su interpretación, tenemos la capacidad de elegir las decisiones correctas de planificación o acción preventiva/correctiva; y que vienen a ser una continuidad de los ensayos de calidad del transformador en fábrica pero adecuados al trabajo en campo.

Pruebas eléctrico / magnético.

Las pruebas eléctricas que forman parte del análisis del comportamiento del transformador y de las cuales se pueden llevar un registro en el tiempo son:

- ✓ Factor de potencia y capacitancia de los devanados: Esta prueba es regida por la norma ANSI/IEEE Std. 62-1995.

- ✓ Relación de transformación y corriente de excitación: El estándar ANSI/IEEE C57.12.91 hace una descripción de la prueba y los métodos de evaluación de la misma.
- ✓ Impedancia: Se rige por ANSI/IEEE Std. 62-1995.
- ✓ Resistencia de aislamiento: Se mide la resistencia de aislamiento en cada devanado, de acuerdo al estándar ANSI/IEEE C57.12.91.
- ✓ Resistencia de devanados: Los valores obtenidos deben compararse con los valores de fábrica corregidos a la misma temperatura. Los valores medidos por fase en un transformador trifásico no deben sufrir una variación mayor del 5% entre fases. Se rige por ANSI/IEEE Std. 62-1995.

❖ Prueba de factor de potencia

Se ejecutan las mediciones de capacitancia y factor de potencia / factor de disipación (PF / DF) para averiguar el estado de las bornas así como el aislamiento general del transformador, el envejecimiento y la descomposición del aislamiento, o la entrada de agua, generan el aumento de la energía que se convierte en calor en el aislamiento, el nivel de disipación se evalúa mediante el PF / DF. En los disipadores de sobretensión se puede comparar las pérdidas de corrientes y vatios de equipos idénticos, las desviaciones pueden revelar los efectos del envejecimiento, contactos deteriorados o circuitos abiertos entre elementos; las magnitudes de capacitancia de las bornas muestran si se han generado fracturas parciales entre las capas capacitivas. Cuando se trata de bornas de papel con ligante de resina, las grietas en las que se ha derramado aceite también pueden provocar alteraciones el valor de la capacitancia. Un incremento de la capacitancia en más del 10% es considerado peligroso, ya que

revela que una sección de la distancia de aislamiento ya está deteriorada y el esfuerzo dieléctrico del aislamiento sobrante es demasiado elevado.

Principio de funcionamiento

El aislamiento dieléctrico es representado por un modelo de tipo capacitivo, es decir:

- ✓ Consiste de 2 electrodos conductivos, separados a una cierta distancia.
- ✓ Con un tipo específico de material entre los electrodos.

Se aplica alta tensión al aislamiento que se va a evaluar, es decir en el extremo de la borna y se conecta en paralelo un condensador de referencia de pérdida baja; se calculan las corrientes que fluyen a través del aislamiento y a través del condensador de referencia y se establece la diferencia de tiempo entre sus cruces por cero. El ángulo de pérdida δ se calcula a continuación a partir de esta diferencia de tiempo, la tangente de este ángulo es el factor de disipación, los resultados se comparan con los valores dados en IEEE C57.10.01 y IEC 60137 y pueden compararse con una medición base, otra fase o un transformador gemelo.

Incrementos en F_p significa:

- ✓ Contaminación.
- ✓ Deterioro Químico.
- ✓ Daño por sobrecalentamiento.
- ✓ Humedad.
- ✓ Si el sistema de aislamiento depende del voltaje, la prueba (tip-up) puede identificar ionización.

Variaciones en capacitancia indican:

- ✓ Deformaciones mecánicas en las estructuras de núcleo/bobinas
- ✓ Humedad

Si los valores se sobrepasan más de lo permitido por las normas, se puede ejecutar un análisis de respuesta dieléctrica para comprobar si hay aumento de la humedad, pueden efectuarse pruebas químicas para verificar la calidad del líquido de aislamiento (DGA, resistencia a la rotura dieléctrica, tensión interfacial, etc.)

❖ Prueba de relación de transformación y corriente de excitación

Esta prueba se lleva a cabo para valorar el posible daño del devanado, como cortocircuitos entre espiras, haciendo una comparación de la relación y las corrientes de excitación medidas con las especificaciones, los resultados tomados en fábrica y/o entre fases. En fábrica, esta medición se efectúa para validar que la relación y el grupo vectorial son correctos.

Principio de funcionamiento

La relación de transformación (TTR de “Transformer Turn Ratio”) entre el devanado primario y el secundario se evalúa para cada columna del transformador, empleando alta tensión en el lado de AT y midiendo en el lado de baja tensión. Se calcula la relación de estas tensiones, a partir de la cual, la relación de transformación es calculada, los valores resultantes son comparados con los datos de la placa de características y entre fases; en el transformador de potencia con regulador servirá para realizar el registro de todas las posiciones del mismo, aportando información extra de su estado y el Cambiador de Tomas en Carga (CTC). Esta medida indicará

directamente de la presencia de cortocircuitos entre espiras; la corriente de excitación es el paso de corriente correspondiente en el devanado de AT si el devanado de BT está abierto, los valores resultantes se comparan con una medición de referencia o una medición ejecutada en un transformador gemelo; en transformadores trifásicos, se comparan también las dos fases exteriores. No puede existir demasiada desviación entre los datos obtenidos entre fases y es normal una ligera diferencia entre fases extremas y central, se manifestaran importantes variaciones cuando existan problemas de puntos calientes, deterioro en el paquete magnético, aflojamiento del núcleo o desprendimiento del shunt magnético; la prueba de relación de transformación se realiza habitualmente si se sospecha de un problema a partir de un DGA, una prueba de factor de disipación o un disparo de relé. Esta prueba delata espiras cortocircuitadas, si la prueba de la corriente de excitación revela desviaciones, y la resistencia del devanado de CC y la prueba de relación no expresan errores, entonces el motivo puede ser un fallo del núcleo o un flujo residual no simétrico.

❖ Prueba de impedancia

Este procedimiento se realiza para conocer el estado de los devanados, verificar si tienen defectos o desplazamientos, los resultados de esta prueba son en función del tiempo o se comparan las fases; cuando ocurre un corto circuito existe un desplazamiento de fuerzas, se acerca al núcleo para el enrollamiento interno y se apartan del núcleo para el enrollamiento externo; si estas fuerzas perturban el espacio entre los enrollamientos, existirá un cambio en el flujo de dispersión. Por medio de esta prueba también es posible descubrir cortocircuitos que existan entre hilos de cables permanentemente transpuestos y si existe elevación de la temperatura local

provocada por las pérdidas de corriente parasita provenientes del flujo de dispersión. Los valores de los resultados de frecuencia de pérdidas de dispersión será similar en cada fase si estas están en buen estado, un aumento de esta significa que se ha incrementado la impedancia ya que el efecto pelicular sobresale.

Principio de funcionamiento

Se aplica una fuente de corriente alterna a cada fase del devanado de alta tensión con el respectivo devanado de baja tensión cortocircuitado. Se toma la corriente y la tensión que fluye por el devanado de AT en amplitud y fase, y se calcula la impedancia de cortocircuito. Las mediciones de la impedancia del cortocircuito deben ejecutarse específicamente en un rango de frecuencias, conocido usualmente como respuesta en frecuencia de pérdidas de dispersión (FRSL). Aquí, la fuente de CA presenta frecuencia variable.

❖ Prueba de resistencia de aislamiento de los devanados

La prueba se la realiza con un equipo conocido como medidor de resistencia de aislamiento o megohmetro, o comúnmente llamado Megger; a una tensión de 1000V durante 10 minutos, el análisis de los resultados de esta prueba se realiza con los valores obtenidos a 20°C. Los valores establecidos como aceptación o rechazo son establecidos por el fabricante, así mismo se deberán hacer un seguimiento del incremento de la resistencia desde el primer minuto hasta el último; el coeficiente que se obtendrá de la división del valor obtenido a los 10 minutos con el obtenido al 1 minuto se lo conoce como Índice de Polarización (Ip). Los valores resultantes de esta prueba se pueden ver afectados por la temperatura del medio ambiente durante la

ejecución de la prueba por tal motivo se recomienda el uso de factores de corrección (k) para ajustar estos valores.

Principio de funcionamiento

Conexión

- ✓ Los devanados se conectan en cortocircuito.
- ✓ La cuba y el núcleo están aterrizados.
- ✓ Los devanados que no estén bajo prueba se aterrizan.
- ✓ Realice la prueba en cada devanado por separado.

❖ Prueba de resistencia de devanados y cambiador de tomas en carga (OLTC)

Las pruebas de resistencia del devanado se ejecutan para evaluar posibles daños en el mismo, como por ejemplo la alta resistencia en contactos metálicos, se emplea también para inspeccionar el cambiador de tomas en carga (OLTC), para saber cuándo limpiar o reemplazar los contactos del OLTC, o para saber cuándo renovar el propio OLTC. En fábrica, esta medición se cumple para calcular la componente I^2R de las pérdidas del conductor y para calcular la temperatura del devanado al final de una prueba de temperatura; la medida definitiva debe de ser corregida en temperatura para conseguir resultados comparables en el tiempo y se deben convertir los parámetros compuestos a simples (esto es, si se mide una estrella y la medida se ha realizado entre fases sin neutro; extraer los valores de cada bobinado de fase por separado). El resultado de este ensayo debe de ser comparable con el del protocolo de fábrica y dará una indicación clara del estado de los bobinados, el regulador y el conexionado (aflojamiento o calentamientos).

Principio de funcionamiento

Para medir la resistencia del devanado, el devanado objeto de la prueba primero tiene que cargarse con energía ($E=1/2*L*I^2$) hasta saturar la inductancia del devanado. A continuación puede determinarse la resistencia midiendo la corriente y tensión continuas, para devanados con tomas múltiples, esto hay que realizarlo en cada posición de toma, probando por tanto el OLTC y los devanados juntos, los resultados deben compararse con una medición de referencia, entre fases, o con un transformador gemelo; para comparar mediciones, hay que recalcular los valores de resistencia, para reflejar las diferentes temperaturas durante las mediciones, los valores resultantes no deben diferir más de un 1% en comparación con la medición de referencia. Las diferencias entre fases usualmente son inferiores al 2 - 3%, las mediciones de relación respuesta en frecuencia de pérdidas de dispersión pueden emplearse para confirmar una hebra abierta; los análisis de respuesta en frecuencia pueden utilizarse para confirmar problemas de contacto. En ambos casos, los puntos calientes del transformador harán que un DGA indique un aumento del calor, sin embargo, las firmas de los gases no son únicas y por tanto no permiten la identificación de la causa raíz, el carácter elevadamente inductivo de los transformadores (L asociada y núcleo magnético) implica tiempos de magnetización y estabilización de la medida que deben ser tenidos en cuenta a la hora de determinar el fin de la misma y proporcionar los resultados.

Pruebas físico-químicas

El análisis físico químico del aceite es uno de los aspectos más apreciables en las intervenciones de transformadores y resulta determinante a la hora de elaborar el

diagnóstico, con este tipo de pruebas se pretende obtener información sobre las propiedades funcionales (físicas, eléctricas y químicas) del aceite mineral aislante empleado en equipos eléctricos y así poder establecer la vida del sistema de aislamiento del transformador. Las pruebas que se realizan para conseguir la información son las siguientes:

- ✓ Tensión interfacial: Se basa en el método ASTM D971.
- ✓ Rigidez dieléctrica: La Norma ASTM D877 nos indica los valores aceptables.
- ✓ Contenido de humedad: La Norma ASTM D1533 es la base de los análisis.
- ✓ Color: Está regido por la Norma ASTM D1524. NTE INEN 1 496.
- ✓ Factor de potencia: Está regida por el IEEE Std 62-1995.4.
- ✓ Contenido de inhibidor: La prueba es regida por la Norma ASTM D 2668.
- ✓ Número de neutralización: La Norma ASTM D974 nos indica los valores aceptables.

Nota: Se aplicaran estos métodos siempre y cuando se sigan las Normas Técnicas Ecuatoriana del Instituto Ecuatoriano de Normalización (NTE INEN).

❖ Tensión interfacial

Este tipo de prueba nos ayuda a determinar el estado del aceite aislante del transformador, mediante este ensayo identificaremos el grado de deterioro y contaminación; los valores resultantes de esta prueba varían dependiendo la vida del transformador por lo cual el análisis de los resultados es complejo, los expertos

recomiendan el uso de la Guía de Valores Limites como apoyo en el análisis de esta pruebas cuando el aceite presente niveles bajos de tensión interfacial.

Tabla 3.2 Valores establecidos para la prueba de tensión interfacial.

Valores normales – 45 dinas/cm.	Aceite nuevo
Mayor de 20 dinas/cm	Apto para servicio.
Menor de 20 dinas/cm	Indica contaminación de aceite.

Fuente: Autor

❖ Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica es la característica de la capacidad de un aceite para soportar las tensiones eléctricas a las que son sometidos, cuando un aceite se encuentra libre de partículas ya sean solidas o liquidas se puede decir que posee una rigidez dieléctrica alta. Los valores resultantes de esta prueba relevan el número de contaminantes que tiene el aceite tales como el agua, elementos conductores, lodo y gases diluidos en el aceite, todos estos factores afectan directamente a la rigidez dieléctrica; para efectuar esta prueba el aceite deberá estar a una temperatura ambiente de 20°C, debido a que el mismo pierde esta propiedad conforme su temperatura aumenta, mediante el grafico podemos apreciar la variación de rigidez dieléctrica con respecto al contenido de agua en PPM (partes-por-millón).

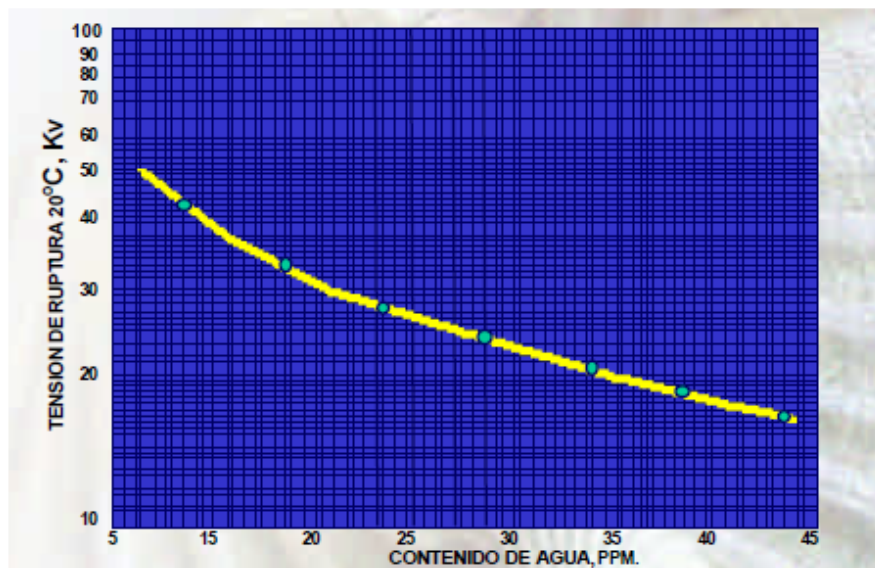
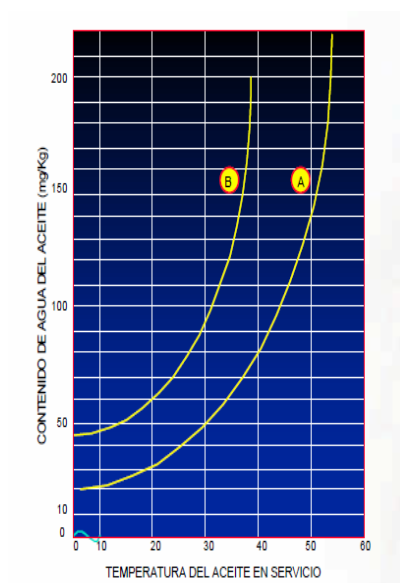


Fig. 3.5 Curva Temperatura-Contenido de Agua
Fuente: <http://www.brettis.com/Tutorial/06Sinteticos.pdf>

❖ Contenido de humedad

El agua y el aceite no se mezclan, es uno de los principios más famosos, debido a la diferencia de sus densidades, de todas formas el agua tiene la capacidad de mezclar con el aceite en pequeñísimas cantidades; cuando esto sucede con un aceite aislante lo que provoca es la alteración de sus propiedades como su conductividad eléctrica, reduce su rigidez dieléctrica y eleva su factor de potencia. Un contenido bajo de humedad es esencial para obtener y mantener una rigidez dieléctrica aceptable, y pérdidas dieléctricas bajas en el sistema de aislamiento. El agua puede provenir del aire atmosférico o de la degradación de la celulosa (aislante sólido del Transformador). Contenidos bajos de agua (hasta 30 ppm) subsisten en solución y no cambian el aspecto del aceite, pero cuando el contenido de agua supera el valor de saturación, aparece agua libre en forma de turbidez o gotas decantadas. El agua disuelta afecta las propiedades dieléctricas del aceite: disminuye la rigidez dieléctrica y aumenta el factor

de disipación dieléctrica (Tangente Delta). El porcentaje de agua que posee internamente un transformador se encuentra repartido entre el aceite y el papel aislante, donde el papel por su capacidad de absorción es el que retiene mayor cantidad de agua. Un alto contenido de agua acelera la degradación de la celulosa, reduciendo la vida útil del aislante sólido.



Grafica A: Saturación del aceite en contenido de agua.

Curva B: Saturación del aceite oxidado con un índice de neutralización de 0,3 mg KOH/g en contenido de agua.

Fig. 3.6 Curva de saturación de agua en aceite

Fuente: <http://www.brettis.com/Tutorial/06Sinteticos.pdf>

Sabemos que los pequeños cambios de temperatura afectan considerablemente a las propiedades del aceite pero casi nada el papel aislante, para obtener el porcentaje de humedad que posee el sólido aislante es necesario conocer la cantidad de agua que tiene el aceite para así mediante graficas obtener el del sólido. La Guía de Valores Límites establecen las cantidades permisibles de agua, también tienen como finalidad controlar el porcentaje de humedad en el aislamiento sólido; cantidades de porcentaje de agua para aceites aislante nuevos están por 15 ppm a 30 ppm.

❖ Color

El color es la característica visible más notoria del aceite la cual se determina por la luz que transmite y su representación se da por un número tomado de una tabla de colores establecida específicamente para este tipo de prueba el cual nos indicará mediante un número el estado de refinación del aceite; cuando existe un cambio en la coloración del aceite que se encuentra en servicio quiere decir que presenta contaminación o envejecimiento, por ejemplo, cuando un aceite presenta una coloración que supera la posición 4 de la tabla, es necesario otro tipo de pruebas un poco más especializadas solo así se puede determinar si el aceite está o no en condiciones de seguir trabajando.

Tabla 3.3 Tabla de colores, indicadores del estado de un aceite dieléctrico.

Núm. comparador	Color	Condición del aceite
0.0 – 0.5	Claro	Aceite nuevo
0.5 – 1.0	Amarillo pálido	Buen aceite
1.0 – 2.5	Amarillo	Tiempo de servicio
2.5 – 4.0	Amarillo brillante	Condiciones marginales
4.0 – 5.5	Ámbar	Mala condición
5.5 – 7.0	Marrón	Necesita regeneración
7.0 – 8.5	Marrón oscuro	Necesita ser cambiado

Fuente: <http://meecr.blogspot.com/2009/02/mantenimiento-del-transformador-como.html>

❖ Factor de potencia

La prueba de factor de potencia es una de las pruebas de campo periódicas más efectuadas a los transformadores, el porcentaje para un aceite dieléctrico nuevo no deberá sobre pasar el 0,05% a una temperatura de 25°C. Cuando existen un porcentaje muy elevado se considera que existe deterioro y contaminación (carbón, barnices, sodio, glicol, elementos conductores).

❖ Numero de neutralización

El índice de neutralización de un aceite es un valor de la cantidad de ácidos que se han creado a lo largo del tiempo de servicio del transformador. Este número no se toma en cuenta cuando el aceite es nuevo, pero conforme va envejeciendo su valor se va incrementando, por medio de dicho valor se determina cuando el aceite necesita ser reemplazado o reacondicionado; para un aceite nuevo el índice de neutralización no pasara los 0.025mgKOH/g, para aceites con valores de 0,5mgKOH/g se los considera inadmisibles para trabajo. Se debe considerar que un TAN bajo no precisamente quiere decir que no existe presencia de elementos contaminantes, como por ejemplo, el silicato de sodio que es un compuesto empleado en la fabricación del aislamiento de los transformadores. Altas concentraciones de 2-furfural son una clara indicación de la degradación de la celulosa del papel aislante.

Pruebas complementarias

❖ Grado de polimerización

Cuando se degrada el papel aislante situado en el interior del transformador, el valor del grado de polimerización disminuye y se genera monóxido de carbono (CO),

dióxido de carbono (CO₂) y furanos, entre otros compuestos, a partir de la presencia de estos compuestos provenientes de la degradación del papel aislante, es que se han creado tres técnicas con los cuales es posible determinar cambios en el estado de la celulosa del papel: medición del grado de polimerización, de los compuestos furánicos (furanos) disueltos en el aceite y de los gases disueltos en el aceite (CO, CO₂). Los últimos dos se los considera métodos indirectos, ya que las pruebas no se ejecutan directamente en una muestra de papel obtenida del devanado, sino en el aceite muestreado del equipo.

Obtención del DP (Degree Polymerization), por su significado en inglés, mediante el Muestreo del Papel Aislante, frecuentemente el porcentaje de la celulosa es medido utilizando el valor del grado de polimerización por medio del método del promedio viscométrico; esta técnica se la considera la más precisa en la estimación del valor del DP y por tanto en la vida del aislamiento, pero presenta ciertos inconvenientes:

- ✓ El tomar una muestra de papel del interior del transformador conlleva mucho trabajo y resta tiempo y dinero, además, es necesario vaciar el aceite del transformador para conseguir una muestra del papel.
- ✓ El valor de DP obtenido por medio del método viscométrico simplemente es una estimación próxima a la longitud promedio de la cadena de celulosa.
- ✓ La información acerca del envejecimiento se basa con la zona de donde la muestra fue retirada y no proporciona información acerca del estado total del aislamiento ni de la condición de los sectores críticos.

❖ Compuestos furanos

El análisis de compuestos furánicos es un método relativamente nuevo, se viene empleando desde mediados de los años 90 para determinar el grado de envejecimiento de los aislamientos sólidos de un transformador a través de muestras del aceite aislante, esta prueba de laboratorio busca establecer la cantidad de cierto componente (furaldehidos) en una muestra de aceite aislante. La teoría es que este tipo de derivados furánicos nunca está presente en el aceite de modo natural y solo existirá como subproducto de degeneración del papel anexo en el transformador. Como complemento, señalar que existen procesos para disminuir el grado de humedad y purificar el aceite eliminando productos de degradación y expulsando partículas metálicas, etc. Pero el acceso al papel del transformador está condicionado a su interface con el aceite, por lo que la vida del transformador es la vida del papel.

A pesar que la prueba de compuestos furánicos en el aceite sigue siendo una herramienta muy satisfactoria, hasta el momento su aplicación a la estimación de la pérdida de vida de los transformadores de potencia es limitada a valores extremos. En general, las unidades con elevados niveles de furanos poseen una degradación significativa del aislamiento y aquellos con bajos niveles de furanos manifiestan un bajo deterioro.

❖ Gases disueltos

La pruebas de gases disueltos o cromatografía de gases es una de las técnicas aplicadas más eficientes a la hora de diagnosticar fallas en el transformador, este tipo de método se basa en el análisis de resultados de cromatografías realizadas a

transformadores en campo, en laboratorios y modelos estadísticos, los cuales han aportado para determinar la relación entre la falla del equipo y los gases que se generaron cuando ocurrió la falla. Para analizar los resultados de una prueba cromatográfica se necesita de una vasta experiencia en este campo, ya que la mala interpretación de la misma puede con llevar a sacar un equipo de servicio cuando este aun no lo requiera o bien dejar en servicio un equipo que esté a punto de colapsar poniendo en riesgo la vida del sistema interconectado.

Objetivos por el cual se emplea esta técnica:

- ✓ Vigilar los equipos en operación y prever una falla.
- ✓ Monitoreo de un transformador en proceso de falla con finalidad de que este salga de servicio para mantenimiento o reemplazo.
- ✓ Determinar el origen de la falla y su ubicación en el transformador.
- ✓ Garantizar el funcionamiento de un transformador nuevo

En un análisis cromatográfico los gases disueltos que se analizan son los siguientes: Hidrógeno (H_2), Oxígeno + Argón ($O_2 + A$), Nitrógeno (N_2), Monóxido de Carbono (CO), Metano (CH_4), Dióxido de carbono (CO_2), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6), Acetileno (C_2H_2). Se han establecido niveles de seguridad para el límite permitido de concentración de gases diluidos en el aceite aislante, para establecer estos límites se tiene en consideración el tipo de equipo, nivel de aceite, etc. La medida viene dada en ppm (partes-por-millón).

Tabla 3.4 Gas concentración disuelta (ppm)

H₂ (Menos de $20N + 50$)
CH₄ (Menos de $20N + 50$)
C₂H₆ (Menos de $20N + 50$)
C₂H₄ (Menos de $20N + 50$)
C₂H₂ (Menos de $5N + 10$)
CO (Menos de $25N + 500$)
CO₂ (Menos de $100N + 1500$)
TGC (Menos de $110N + 710$)
TGC (Total de Gases Combustibles)
N (Número de años en servicio)

Fuente: Autor

CAPÍTULO IV

MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

4.1 Introducción

Los transformadores de potencia permiten que la energía producida en una central o sub estación pueda ser elevada a un nivel de voltaje suficiente para poder ser transmitida y al culminar la transmisión reducir su voltaje para luego ser aplicado en zonas pobladas e industrias, lo cual destaca la importancia del mantenimiento preventivo en los mismos. Actualmente se efectúan diferentes métodos preventivos en transformadores energizados tales como: factor de potencia, cromatografía de gases disueltos en aceite, resistencia de aislamiento y devanados; que en la actualidad son reconocidos como técnicas confiables para el diagnóstico e identificación de fallas eléctricas; los resultados de estas pruebas aportan con la información necesaria para conocer el estado del transformador, la elaboración de un plan de mantenimiento depende mucho del estado de sus componentes y por medio de estas pruebas podemos llegar evaluar su estado y poder determinar los periodos de mantenimiento para el transformador ya sea para reemplazar, reajustar o reacondicionar los elementos, evitando que este salga de servicio por las fallas detectadas en las pruebas previamente ejecutadas.

A lo largo de su periodo de vida cada transformador atraviesa por diferentes fases, la última etapa es la de construcción y puesta en marcha, hasta que se llega al régimen normal de operación, durante esta última etapa, llamada de operación, que es la única legítimamente productiva, el sistema se ve sujeto a fallos que afectan o,

incluso, cortan temporal o permanentemente su labor. El objetivo del mantenimiento es, justamente, reducir la aparición de dichos fallos, ya sea disminuyendo su número o aminorando sus consecuencias. Se dice que algo falla cuando deja de ofrecernos el servicio que debería proporcionar o cuando surgen efectos indeseables, según las especificaciones de diseño con las que fue fabricado o montado el equipo. Un buen plan de mantenimiento nos asegura un ambiente de trabajo seguro, eficiente y capaz de poder operar en cualquier condición.

4.2 Objetivo y concepto del mantenimiento

El mantenimiento lo podemos definir como la inspección constante de las instalaciones o de los elementos, así como el conjunto de trabajos de reparación e inspección necesarios para garantizar el funcionamiento regular y el buen estado de conservación de un sistema en general.

El objetivo del mantenimiento se resume en los siguientes puntos:

- ✓ Evadir, disminuir, y reparar las averías que presenten los equipos.
- ✓ Reducir la seriedad de los fallos impredecibles.
- ✓ Reducir el porcentaje de paradas intempestivas de equipos.
- ✓ Disuadir problemas que perturben la seguridad de las personas.
- ✓ Mantener los bienes productivos en ambientes seguros y pre establecidos de operación.
- ✓ Disminuir gastos económicos y perdidos por fallas repentinos.
- ✓ Alcanzar o ampliar la vida útil de los equipos.

4.3 Políticas de mantenimiento

Tabla 4.1 Tipos de políticas de mantenimiento

<p>Mantenimiento o sustitución en momento fijo antes del fallo (SMF)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se aplica cuando la forma de fallo de un elemento se basa exclusivamente en el estado visible. • Para ejecutar este método se deberá esperar a que el elemento termine su vida útil junto con la unidad o cuando los gastos de su sustitución ya sean directos o indirectos resulten menos que los de fallo o mantenimiento.
<p>Mantenimiento según el estado (MSE)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se basa en las particularidades que se presentan cuando un elemento se deteriora y en el costo que con lleva su mantenimiento o reemplazo. • Equipos como manómetros, indicadores, secadores se los considera equipos de fácil sustitución, por lo que se pueden controlar periódicamente y su reemplazo no representa un gasto elevado.
<p>Mantenimiento por conveniencia (MC)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se aplica para actividades realizadas después que han ocurrido un problema o cuando se ejecutan mantenimientos en momento fijo o según el estado, pero de elementos ajenos a la falla principal. • Este método se lo aplica para sistemas o dispositivos de difícil sustitución, como el aceite y el papel asilante, debido a los elevados costos por parada o por no estar disponible.

Tabla 4.2 Tipos de políticas de mantenimiento.

<p>Funcionamiento continuo hasta avería y mantenimiento correctivo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La forma básica es determinar la manera más barata de rehabilitar la unidad a un estado admisible para su operación. • Aspectos como el costo por no disponibilidad, tiempo de mantenimiento comparado con el de reemplazo, existencia del elemento en el mercado y su costo.
<p>Mantenimiento definitivo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En el mantenimiento definitivo se propone eliminar el origen del fallo. • Visiblemente, esto involucra una aplicación de ingeniería en vez de mantenimiento. Pero regularmente es responsabilidad del área de mantenimiento.

Fuente:<http://ocw.uc3m.es/ingenieria-mecanica/tecnologia-de-maquinas/material-de-clase1/MANTENIMIENTO.pdf>

4.4 Tipos de mantenimientos: clasificación general

Existen varios métodos cuando de mantenimiento se trata, cada uno cuenta con sus respectivas características y técnicas de ejecución; para realizar el programa de mantenimiento de un transformador es posible emplear diferentes tipos de mantenimiento dependiendo del tipo del equipo, cantidad de trabajo al que será sometido, recomendaciones del fabricante, etc. A continuación hablaremos de los 3 más utilizados para el monitoreo, registro, control y mantenimiento de un transformador de potencia.

Tabla 4.3 Tipos de mantenimientos.

<p>Mantenimiento predictivo del transformador</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Permite conocer e informar el estado y funcionalidad de los dispositivos mediante un grupo de actividades de inspección y análisis constante, el conocer los valores de variables que representan el estado y operatividad. • Precisa conocer variables (temperatura, vibración, consumo de energía, etc.) en donde la variación de las mismas manifieste presencia de fallos.
<p>Mantenimiento preventivo del transformador</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pretende disminuir o evitar en cierta medida la reparación mediante una rutina de inspecciones periódicas y la renovación de los elementos deteriorados. • La elaboración de este plan consiste en actividades debidamente programadas como: inspecciones visuales (diarias, semanales, mensuales, etc.), pruebas de campo, trabajos de reparación, etc.
<p>Mantenimiento correctivo del transformador</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se interviene en los equipos cuando el fallo ya se ha producido. Se trata, de una actitud pasiva, frente a la evolución del estado de los equipos, a la espera de la avería o fallo. • Resulta adaptable en componentes electrónicos o en los que es improbable predecir los fallos y en los procesos que permiten su interrupción en cualquier momento y por el tiempo que sea necesario, sin que se vea afectada la seguridad, funcionalidad y producción del sistema

4.5 Programa de mantenimiento del transformador

Con un sistema eléctrico declinando y una creciente demanda en el consumo y calidad de servicio eléctrico en el país, las entidades responsables del suministro y mantenimiento del mismo se enfrentan hoy a un mayor desafío que en el pasado, por lo tanto, para mantener el suministro continuo de energía, es indispensable poseer un conocimiento minucioso del estado de los transformadores y demás dispositivos del sistema. Mediante la elaboración de un plan de mantenimiento es posible reducir casi a cero las posibles fallas que ocasionen la detención del sistema eléctrico, es indispensable conocer el estado de los elementos que componen al transformador, esto se logra mediante inspecciones, monitoreo y registro periódicamente, también mediante pruebas de campo; o si es necesario en pruebas más analíticas desarrolladas en laboratorios especializados. (LEON, 1998)

El análisis de los resultados de las pruebas de campo ejecutadas nos permite determinar el estado y comportamiento de los elementos internos del transformador, información que junto con los datos de fábrica de cada elemento y recomendaciones del fabricante es necesaria para la elaboración del plan de mantenimiento. Establecer los periodos de mantenimiento es el objetivo principal y para hacerlo se deben seguir una serie de criterios y normas establecidas por los fabricantes que sirven de guía para estructurar de forma precisa del plan. Para elaborar un programa de mantenimiento es sumamente importante que el plan de mantenimiento esté terminado, la diferencia entre un plan de mantenimiento y un programa de mantenimiento es que un plan se basa en las actividades de trabajo que se realizan, el periodo de estos mantenimientos puede ser diario, semanal, mensual, etc.

Un programa de mantenimiento detalla la fecha exacta en que se va a realizar ese mantenimiento, el tipo de actividad que se va a realizar, el tiempo que conlleva, el programa de mantenimiento es mucho más completo ya que en él se pueden incluir la cantidad de personal necesario para cada actividad y las herramientas o equipos que se ocuparan y un sin número de aspectos que se le pueden agregar al programa todo esto con la finalidad de que el trabajo se realice más rápido y eficientemente. El plan de mantenimiento es clave a la hora de elaborar un programa de mantenimiento ya que nos da la facilidad para establecer criterios como la descripción de la actividad junto con recomendaciones, así como la periodicidad de cada trabajo. Una vez recopilada toda la información necesaria es posible elaborar un programa de mantenimiento preventivo en donde el criterio del experto también entrara en juego para obtener como resultado un gasto rentable con resultados a la hora de su aplicación. (LEON, 1998)

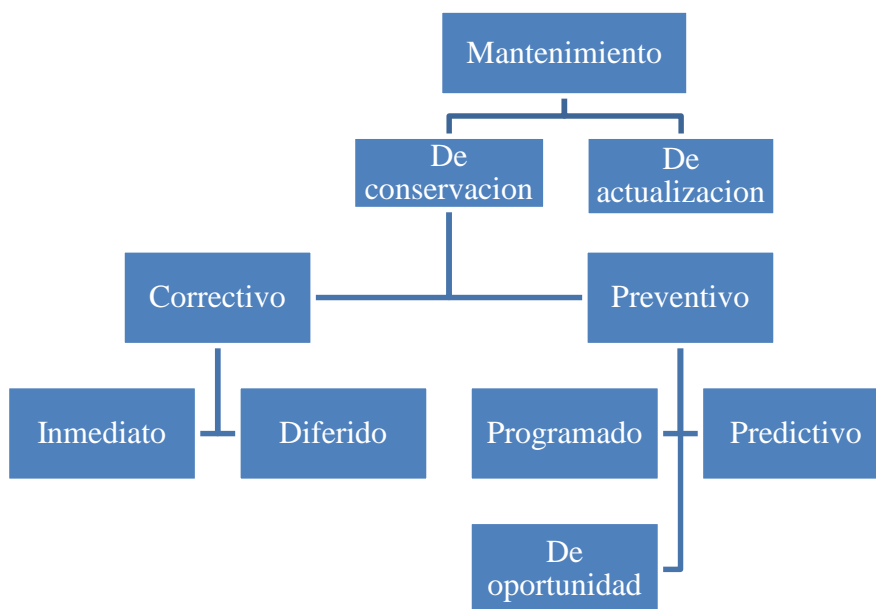


Figura 4.1 Clasificación de los programas de mantenimiento.
Fuente: Autor

CAPÍTULO V

CRITERIOS PARA ELABORAR UN PLAN DE MANTENIMIENTO PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

5.1 Ventajas y desventajas del plan de mantenimiento para el transformador

- ✓ Conocer el estado y monitorear el proceso de envejecimiento de un transformador es importante para especificar cuándo es tiempo de quitarlo de servicio.
- ✓ Se evita sacar de operación al equipo antes de que se cumpla su tiempo de vida útil, evitándose pérdidas y aprovechándose los recursos al máximo.
- ✓ Nos ayudara a determinar cuándo un equipo debe de salir de trabajo, evitándonos fallas repentinas las cuales causan cuantiosas pérdidas económicas cuando de ella se derivan problemas a otros elementos ajenos a la falla principal.
- ✓ La vida útil de los transformadores de basa en varios aspectos como la calidad de los elementos con que fue fabricado, si se le ejecutaron o no los mantenimientos y si estos fueron o no a tiempo, el ambiente y los riesgos que lo rodea, intensidad de trabajo y efectos secundarios como cortocircuitos, sobretensiones, etc. Por ello la necesidad de tener un programa de mantenimiento mediante el cual tendremos una idea del comportamiento del equipo, así como su tiempo restante de vida.
- ✓ Una de las principales desventajas que conlleva elaborar un programa de mantenimiento son los gastos económicos, muchas veces ha existido la

necesidad de darle mantenimiento a elementos o equipos que no lo requieren esto es para conocer el estado y establecer el periodo de trabajo.

- ✓ Existe la posibilidad que por mala maniobra del técnico especialista se genere un daño en elementos vecinos o incluso llegar a detener toda la producción de energía.

5.2 Criterios para la elaboración de un plan de mantenimiento

Tabla 5.1 Criterios para elaborar un plan de mantenimiento.

❖ Clasificación e identificación de los equipos
Los elementos se pueden dividir en críticos y no críticos, los críticos son indispensables para la funcionalidad del transformador, es decir, si ocurre un fallo inesperado el equipo saldría de operación, provocando malestar y pérdidas económicas incalculables dependiendo del tipo de problema; los elementos no críticos son los dispositivos que a pesar de que sufren una avería o fallo no interrumpen en la producción del sistema
❖ Recopilación de información
La información se la obtiene mediante inspecciones periódicas de los elementos críticos y no críticos del sistema; recopilar todos los manuales de operación, protocolos, normas, recomendaciones, informes de resultados de pruebas en fábrica y toda la información relacionada a cada elemento que aporte con datos importantes para conocer el comportamiento del mismo; recomendaciones de las experiencias de los técnicos de mantenimiento.
❖ Elección de la política de mantenimiento
La mejor política para cada elemento puede ser establecida: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Identificando las políticas que sean seguras ✓ Tomando la decisión de cuál es la más conveniente.

Fuente: Autor

5.3 Evaluación de riesgos

La Fundación Europea para la Mejora de las Condiciones de Vida y de Trabajo denomina evaluación de los lugares de trabajo a “analizar el trabajo de forma sistemática en todos sus aspectos, con el fin de identificar situaciones o actividades que puedan causar efectos no deseados, como accidentes, enfermedades o inquietud. (ROBLEDO, 2014)

Tipos de Evaluación

Existen dos tipos de evaluación que se debe considerar:

- ✓ Evaluación del lugar de trabajo: Este tipo se enfoca principalmente en la mejora del entorno de trabajo, esto quiere decir el medio ambiente tanto físico como químico, coordinación, organización, seguridad y presión mental. No son necesarios los reportes o informes a menos que sea necesario.
- ✓ Evaluación de riesgos: La principal diferencia es que se ocupa básicamente de la valoración y cuantificación de los riesgos, siendo su objetivo cuantificarlos para así poder decidir y priorizar. Esta evaluación suele centrarse en un supuesto, como puede ser la explosión de un depósito de un transformador o la emisión de sustancias tóxicas. (ROBLEDO, 2014)

Para el cumplimiento de la obligación que tiene cada empresario de garantizar la seguridad y salud de los trabajadores la evaluación de riesgos será un instrumento de ayuda la hora de tomar medidas adecuadas para el beneficio.

Estos son unos de los aspectos que se consiguen con la evaluación de riesgos:

- ✓ Establecer factores potencialmente inseguros en el área de trabajo y determinar el impacto de las consecuencias.
- ✓ Ayudar a la elección adecuada de los elementos y ambiente para trabajar.
- ✓ Establecer nuevas medidas en el caso de que sea preciso como resultado de la evaluación.
- ✓ Registrar las medidas preventivas utilizadas.
- ✓ Verificar que estas las medidas preventivas utilizadas sean efectivas.

Tipos de Métodos

Es posible utilizar dos tipos de métodos para identificar los diferentes tipos de problemas que generen y los riesgos que derivan de los mismos, tenemos los siguientes:

❖ Método Pasos

El diagrama de Ishikawa, también llamado diagrama de causa-efecto, es una herramienta que permite un análisis participativo mediante grupos de mejora o grupos de análisis, que mediante técnicas como por ejemplo, una lluvia de ideas, sesiones de creatividad y otras, facilita un resultado óptimo en el entendimiento de las causas que originan un problema, con lo que puede ser posible la solución del mismo. Se trata de un diagrama que por su estructura ha venido a llamarse “diagrama de espina de pescado”. (ROBLEDO, 2014)

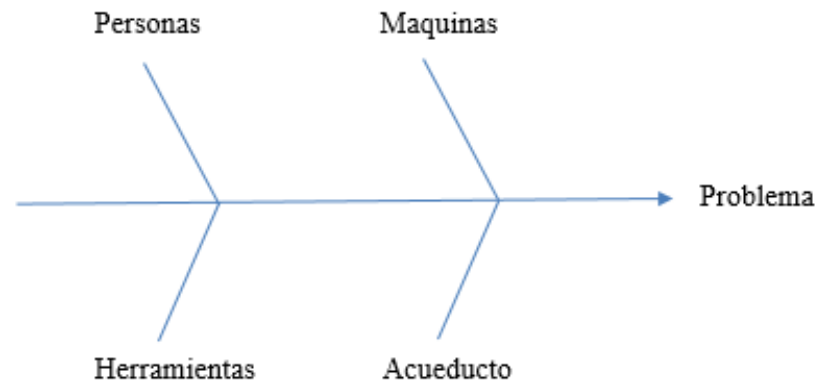


Grafico 5.1 Diagrama de Ishikawa o Espina de pescado
Fuente: (ROBLEDO, 2014)

Fases de evaluación de los riesgos

La evaluación del riesgo comprende las siguientes etapas:

- Análisis del riesgo, que comprende la identificación de riesgos, identificación de los trabajadores expuestos a los riesgos que conllevan los elementos peligrosos y evaluar cualitativamente o cuantitativamente los riesgos existentes.
- Valoración del riesgo, analizar si el riesgo puede ser eliminado y cuando no. Se debe decidir si es necesario adoptar nuevas medidas para reducir los efectos. (GÓMEZ-CANO, 1996)

❖ Análisis de riesgo

El análisis de riesgos se basa en el reconocimiento de los peligros relacionados a cada fase o etapa del técnico o empleado y posteriormente la evaluación de los riesgos tomando en consideración las posibilidades y consecuencias en caso de que el riesgo se materialice. La estimación del Riesgo (ER) se establece por el resultado de la Frecuencia (F) o la Probabilidad (P) de que algún riesgo provoque un problema, por la gravedad de la Consecuencia (C) que se genere. (ROBLEDO, 2014)

- $ER = F \times C$ o $ER = P \times C$

❖ Valoración del riesgo

La valoración de riesgos consiste en el análisis de los métodos de control, si estos requieren o no cambios. Existen diferentes tipos de valoraciones dependiendo el riesgo. (GÓMEZ-CANO, 1996)

- ✓ Trivial (T): No es necesario una actividad detallada.
- ✓ Tolerable (TO): La acción preventiva se mantiene, es necesario pensar en recursos más adecuados en donde no se vea afectada la parte económica.
- ✓ Moderado (M): Se ejecutan acciones para disminuir el riesgo y se establecen los gastos. Las acciones deberán ser aplicadas en un tiempo establecido.
- ✓ Importante (I): No es posible iniciar con los trabajos sin que el riesgo haya sido reducido en su totalidad. Regularmente se necesitan de recursos elevados para calmar la situación.
- ✓ Intolerable (IN): No se podrá iniciar el trabajo y si este ya se estaba ejecutando no será posible continuarlo hasta que el riesgo haya sido reducido en su totalidad. (GÓMEZ-CANO, 1996)

5.4 Valoración de riesgos de seguridad del transformador

Existen incontables procedimientos para la valoración de riesgos de un transformador, desde los más simples basados en la experiencia de los propios trabajadores, hasta procedimientos cuantitativos en base a los métodos estadísticos para la determinación de frecuencias, cálculos de daños y otros cálculos más

avanzados. Por medio de la valoración de riesgos podremos establecer la amplitud del fallo que ha sucedido o que podría suscitarse en algún caso, es decir, hasta donde se propaga su efecto, se deberá verificar cada elemento vecino para determinar su estado y ver si no han sufrido averías; se emplearan cálculos científicos especializados para determinar y asegurarnos si se ha visto afectado o no alguna parte del equipo evitando fallos posteriores. Para que la valoración de riesgos sea posible primeramente se deberá realizar una evaluación de los riesgos la cual consiste en:

- ✓ Reconocimientos de los riesgos presentes o que se puedan presentar para las personas, bienes y medio ambiente que forman parte de la instalación
- ✓ Tipificar los riesgos en una serie de accidentes con ocurrencia factible.
- ✓ Establecer la magnitud del daño que ocasionan los accidentes.
- ✓ Determinación de áreas vulnerables.
- ✓ Análisis de causas de accidentes teniendo en cuenta la periodicidad y estimación del daño que puedan provocar.
- ✓ Establecer las medidas de protección y prevención, para evitar consecuencias.
- ✓ Determinar el nivel de riesgo asociado a las instalaciones.

Una vez realizada la evaluación de riesgos y las inspecciones para verificar los puntos antes mencionados es necesario analizar cada uno de estos aspectos y junto con expertos llegar a una resolución adecuada tanto en la parte económica como en la parte técnica, claro está que siempre estas conclusiones serán para favorecer la integridad y funcionalidad del transformador todo esto con la finalidad de que la seguridad del equipo no se vea afectada por riesgos potencialmente letales.

CAPÍTULO VI

NORMAS DE SEGURIDAD EN EL MANTENIMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

6.1 Introducción

La electricidad se ha vuelto tan común en nuestras vidas que es fácil olvidar los peligros asociados con su uso, la falta de respeto hacia esos peligros trae como resultado un número elevado de muertes por electrocución en el trabajo y en el hogar. Los choques eléctricos lo suficientemente fuertes como para matar a una persona ocurren cuando la corriente de la electricidad viaja a través del cuerpo, especialmente cerca del corazón; el flujo de la corriente eléctrica corriendo a través del cuerpo puede causar quemaduras graves internas y externas, más aún, las severas quemaduras termales externas frecuentemente son el resultado del contacto directo con equipo recalentado por una corriente eléctrica; los circuitos o equipos sobrecargados pueden causar incendios o explosiones, especialmente si ocurren en áreas donde se almacenan sustancias explosivas o inflamables. (DÍAZ, 2007)

La misión de las normas técnicas de seguridad es garantizar cero riesgos de incidentes, estableciendo los medios para el diseño, montaje y asistencia técnica de los sistemas eléctricos; su aplicación es obligatoria y su objetivo es implantar medios que brinden la seguridad necesaria para las personas, asegurando la conservación del medio ambiente, incluye flora y fauna, mediante la prevención, disminución o eliminación de riesgos provenientes de la energía eléctrica. Otro objetivo de las normas técnicas es agrupar las propiedades fundamentales de seguridad de elementos,

equipos, dispositivos o sistemas, para garantizar una mejor confiabilidad durante su operatividad. Respecto al montaje las normas establecen y exigen que los elementos (herramientas, equipos, maquinaria, etc.) cumplan con los requisitos necesarios de seguridad y tecnología de tal forma que el producto final sea de calidad y garantizar la seguridad, confiabilidad y amplia vida útil para el sistema eléctrico. (DÍAZ, 2007)

6.2 Procedimiento para emplear las normas de seguridad

Para crear un ambiente de trabajo seguro se requieren prácticas de seguridad en el trabajo y la identificación de peligros comunes. Los siguientes procedimientos brindan una forma efectiva de reducir accidentes relacionados con la electricidad: (DWC)

- ✓ Use procedimientos de cierre/etiquetado antes de comenzar a trabajar en circuitos y equipos eléctricos.
- ✓ Evite trabajar cerca de fuentes eléctricas cuando usted, sus alrededores, sus herramientas o su ropa estén mojadas.
- ✓ Tenga una toalla o un trapo a la mano para secarse las manos.
- ✓ Suspnda cualquier trabajo de electricidad al aire libre cuando comience a llover.
- ✓ Ventile el área de trabajo para reducir peligros atmosféricos como polvo, vapores inflamables o exceso de oxígeno.
- ✓ Mantenga un ambiente limpio y ordenado, libre de peligros.
- ✓ Disponga ordenadamente las herramientas y equipos, colocando todo en su debido lugar después de cada uso.

- ✓ Mantenga el área de trabajo libre de trapos, basura y otros escombros o desechos.
- ✓ Limpie puntualmente los líquidos que se hayan derramado y mantenga los pisos completamente secos.
- ✓ Use cables adecuados, que son a prueba de agua al aire libre. (DWC)

Las herramientas eléctricas deben cumplir con las normas de seguridad establecidas para cada país. Las herramientas de mano también deberán ser aisladas.

- ✓ Revise cada herramienta previa a iniciar el trabajo para verificar su estado.
- ✓ Inspeccione las herramientas para verificar que los elementos de protección de seguridad estén colocados.
- ✓ Prohibido modificar herramientas o equipo eléctrico.
- ✓ Revise las líneas de fuerza e interruptores y verificar su estado.
- ✓ Las herramientas deben estar limpias, secas y libres de partículas grasas u otros contaminantes.
- ✓ Suspenda el uso de las herramientas si empieza a expulsar humo o chispas.
- ✓ El cable de extensión deberá ser del tamaño o clasificación exacta para la herramienta que se está realizando el trabajo. (DWC)

6.3 Normas de seguridad industrial

Unas de las definiciones de la seguridad industrial dice que es un conjunto de normas técnicas y procedimientos que se emplean para prevenir accidentes laborales por medio de la supervisión de sus causas, por lo cual se crea un lazo de confianza entre el patrón y los trabajadores. Para elegir las medidas sobre seguridad e higiene

industrial de cualquier sistema productivo, es indispensable el conocimiento de las leyes, reglamentos y normas así como las entidades pertinentes de donde emiten y que se encargan de hacer cumplir su aplicación. (DÍAZ, 2007)

Medidas precautelares para el personal que forma parte del control y mantenimiento de sistemas eléctricos; Las personas que laboren en control y mantenimiento de sistemas eléctricos, deberán:

- ✓ Portar una identificación que valide su conocimiento como técnico, de seguridad industrial y su especialización, de acuerdo a la actividad que realizara.
- ✓ Tener las autorizaciones de trabajo respectivas de cada entidad para el trabajo contratado.
- ✓ Tener conocimiento de primeros auxilios, en especial en la técnica de RCP y masaje cardiaco externo. (TRABAJO, 1996)

Los trabajos ejecutados en una empresa eléctrica se realizaran en presencia y con el mando de un técnico asignado por la entidad responsable; las personas que ejecuten actividades dentro de instalaciones eléctricas dispondrá:

- ✓ Interconexión con el centro de trabajo, por medio de radios.
- ✓ Vehículos con capacidad para carga de materiales y el personal, sin que ninguno se vea afectado a la hora del transporte. (TRABAJO, 1996)

Se montaran elementos de seguridad y señalización con el fin de identificar el área en la que se está trabajando.

- ✓ Si los trabajos son sin carga, es necesario tener un diagrama unifilar donde indique los puntos en los que si hay energía.
- ✓ Todas las líneas aéreas ya sea de alta o baja tensión serán consideradas de igual voltaje, es decir, sus consideraciones para seguridad serán las mismas.
- ✓ No se permite quitar los elementos de protección de las celdas de una instalación antes de desenergizar los equipos y cables sujetos en las mismas.
- ✓ Prohibido aplicar tensión a los equipos y cables sin cerrar completamente la celda con sus respectivas protecciones. (TRABAJO, 1996)

❖ Normas para intervención en equipos, instalaciones y casos especiales.

Para considerar sin energía a un transformador es indispensable que estén sin conexión los devanados primario y secundario.

Para poner o sacar un transformador en servicio se deberá disponer de un equipo de corte de corriente, si no se tiene este dispositivo, se tienen que seguir los siguientes pasos:

Para energizar un transformador se deberá empezar aplicando energía en el devanado de alta tensión o primario.

- ✓ Para desenergizar un transformador se deberá empezar desconectando el devanado de baja tensión o secundario.
- ✓ Prohibido ejecutar trabajos en el tanque principal de aceite aislante del transformador sin comprobar la eliminación total de gases.

- ✓ Prohibido la manipulación de llamas desnudas cerca de un transformador sumergido en aceite. No fumar.
- ✓ Se deberán tomar todas las medidas para la extinción de fuego cuando se realicen trabajos en donde esté implicado el aceite aislante del transformador.
- ✓ Los transformadores que cuenten con sistemas contra incendios, como anillos nebulizadores, extintores de descarga rápida o lenta, etc., deberán ser bloqueados para evitar su accionamiento automático durante el mantenimiento. (TRABAJO, 1996)

6.4 Equipos de protección personal

Es un conjunto de elementos de seguridad el cual será portado por el trabajador y servirá para que lo proteja de los riesgos leves o graves en donde se vea afectada su salud e integridad física, de igual forma cualquier elemento destinado a tal fin. Se excluyen de la definición anterior:

- ✓ Ropa de trabajo y uniformes que están destinados a la identificación y protección externa del trabajador.
- ✓ Accesorios de protección y seguridad (casco, guantes, gafas, botas, tapones para oídos, mascarillas, arnés, chalecos reflectivos, cintas reflectivas)
- ✓ Elementos de servicios de primeros auxilios.
- ✓ Aparatos portátiles para la detección y señalización de riesgos y de los factores de molestia herramientas manuales. (DÍAZ, 2007)

Los equipos de protección individual no eliminan los riesgos laborales, sino que su misión consiste en reducir al máximo las consecuencias de un posible daño causado por un accidente de trabajo o enfermedad profesional. Dos son las condiciones que, deben reunir los equipos de protección: (DÍAZ, 2007)

- Condiciones de los materiales empleados en su fabricación: Las propiedades físicas y químicas de los materiales deberán adecuarse a la naturaleza del trabajo y al riesgo a evitar. Los materiales no deben producir efectos nocivos en el usuario.
- Condiciones de diseño y construcción: Su forma debe ser adecuada al mayor número posible de personas. Debe tener en cuenta los valores estéticos y reducir al mínimo su incomodidad. (DÍAZ, 2007)

La siguiente tabla detallara los tipos de equipos de protección personal:

Tabla 6.1 Tipos de EPP

Tipos de Equipos de Protección Individual		
Según el grado de protección que ofrecen: Protección por zona y Protección total.	Según el tipo de riesgo a que se destina: Protección frente a ofensivos de tipo físico, de tipo químico y de tipo biológico	Según la zona del cuerpo a proteger: Protección de las partes del cuerpo expuestas y vulnerables a electrocución.

Fuente: (DÍAZ, 2007)

PARTE II APORTACIONES

CAPÍTULO VII

DIAGRAMA CAUSA EFECTO (ISHIKAWA) DE UN FALLO EN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

7.1 Introducción

El diagrama de causa-efecto o diagrama de Ishikawa es una herramienta bastante útil para la evaluación de un problema o fallo, su estructura se basa en un análisis completo de todos los campos que influyen o aportan al desarrollo del problema; mediante el uso de este método es posible determinar y conocer a fondo las causas del fallo con lo cual facilita el trabajo y agiliza el proceso de mantenimiento. Su efectividad se basa en el análisis que se efectúe, este deberá ser profundo y preciso de tal forma obtendremos resultados más eficientes. Una de las ventajas más sobresaliente de esta aplicación es que se puede ir mejorando constantemente, es decir, a las causas ya conocidas se las puede seguir profundizando hasta obtener subcausas las cuales beneficiaran al análisis del problema. La elaboración de un diagrama de Ishikawa para un transformador de potencia con lleva a considerar muchos factores los cuales serán detallados a continuación en el siguiente gráfico.

7.2 Diagrama de Ishikawa por fallo de un transformador de potencia

Se determinaron los factores más influyentes así como los menos influyentes, a continuación veremos el diagrama de Ishikawa por fallo de un transformador de potencia:

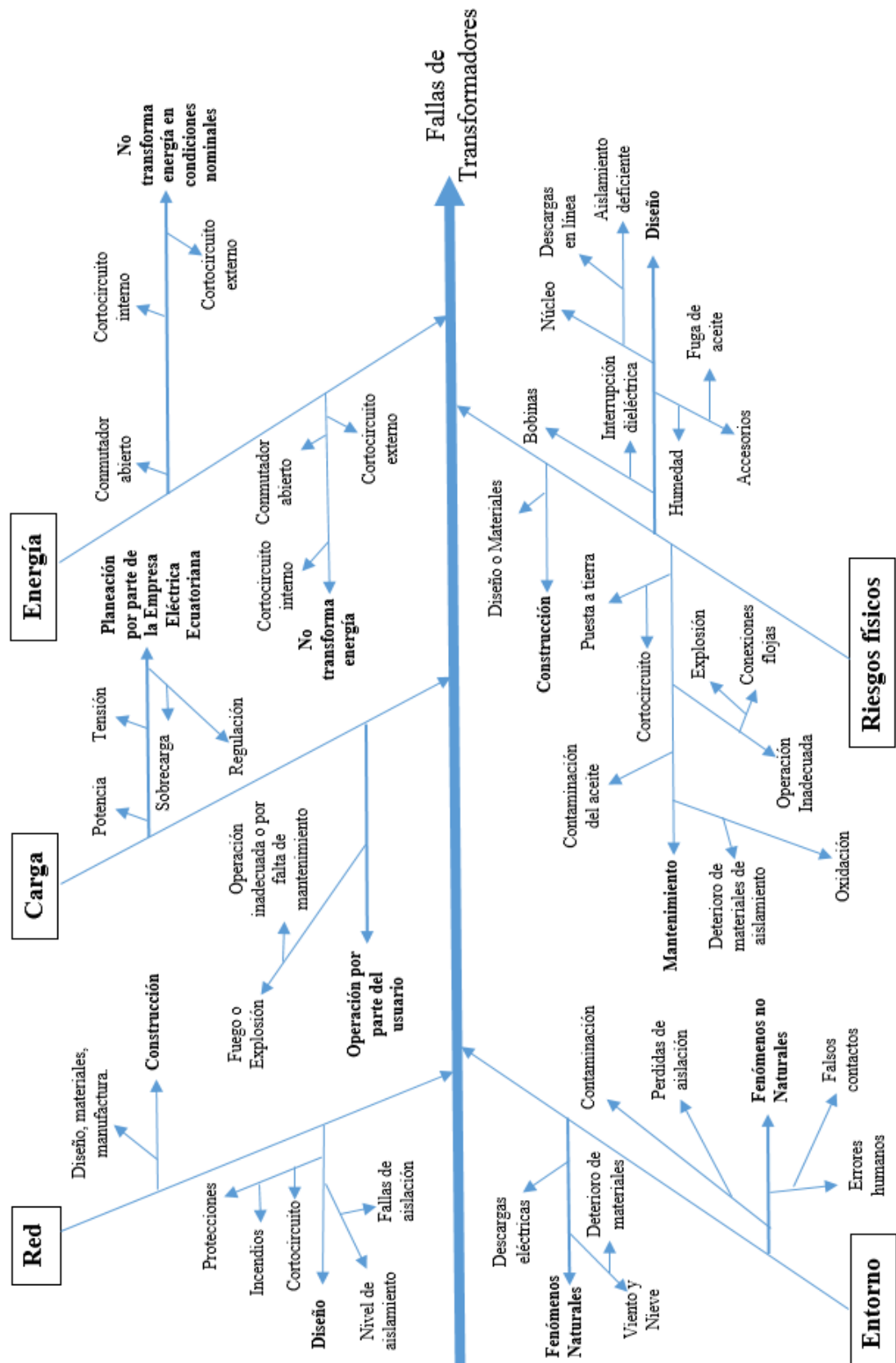


Figura 7.1 Diagrama de Ishikawa por fallo de un transformador de potencia
Fuente: Autor

7.3 Análisis cualitativo y cuantitativo del diagrama de Ishikawa

Como podemos observar en el diagrama de Ishikawa el primer factor es cuando un equipo no transforma energía ya sea en condiciones normales o nominales es debido a que el conmutador se encuentra abierto o por ocurrencia de un corto circuito interno o externo, todo esto provocado por la propia energía del transformador, siendo este el factor de mayor frecuencia en el fallo de un equipo; el segundo factor es debido a que muchas veces el usuario no posee el conocimiento de cómo opera un transformador provocando una manipulación inadecuada o la falta de mantenimiento pueden ocasionar fuego o explosiones, es responsabilidad de la EEE tener muy en cuenta la capacidad del equipo instalado ya que al momento de conectar la carga esta puede exceder la capacidad o simplemente la tensión no es la correcta, las sobrecargas son muy comunes haciendo que el equipo se saturen y no operen.

El diseño de la red por la cual será transmitida la energía es el tercer factor que incide en este diagrama ya que deberá ser lo suficientemente estable como para evitar fallos en las protecciones los cuales son ocasionados por cortos circuitos o incendios, el nivel de aislamiento de la red también deberá ser considerado adecuadamente ya que existen fallas que provocan la disminución del mismo; la construcción de la red por la cual será transmitida la energía conlleva a utilizar materiales, mano de obra y un diseño los mismo que están sujetos a deterioros, fallos, mala manufactura, errores de cálculo, etc. El cuarto factor de este diagrama se basa en los riesgos físicos que presenta el equipo ya que el diseño o los materiales con los que están construidos ocasionalmente pueden fallar; un transformador deberá ser diseñado con elementos capaces de soportar la demanda y las condiciones de trabajo, la interrupción dieléctrica

en las bobinas es la más común dentro del mal diseño de un equipo seguido de las deficiencias de aislamiento del núcleo cuando ocurren descargas en la línea y como último estarán las fallas en los accesorios, el efecto de la humedad y la fugas de aceite; en lo que respecta a la falta de mantenimiento del transformador los más comunes son los fallos en el sistema de puesta a tierra ocasionando cortocircuitos, la contaminación del aceite y la oxidación conllevan al deterioro del sistema de aislamiento, el mantenimiento deberá ser ejecutado por personas capacitadas para evitar problemas posteriores como conexiones flojas las cuales muchas veces derivan en explosiones.

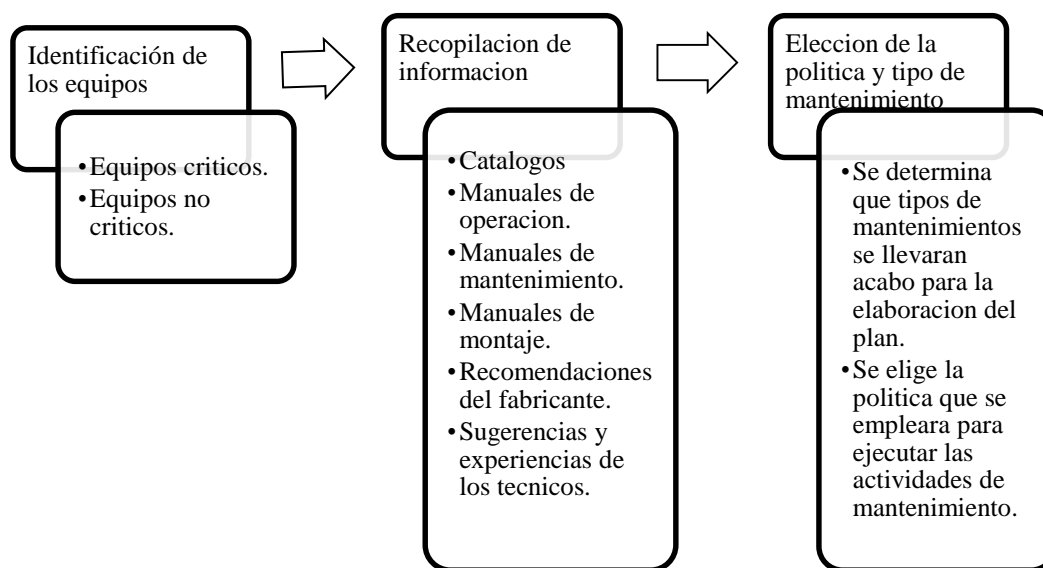
Y el quito y el de menor frecuencia de este diagrama tiene que ver con el entorno en el cual opera, los fenómenos naturales como las descargas eléctricas son las más comunes, seguidos del viento y la nieve los cuales aportan al deterioro de los materiales; de la misma forma existen los fenómenos no naturales como la contaminación principal aporte para el deterioro del aislamiento, así mismo los errores humanos se pueden manifestar.

CAPÍTULO VIII

DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

8.1 Criterios para la elaboración de un plan de mantenimiento preventivo

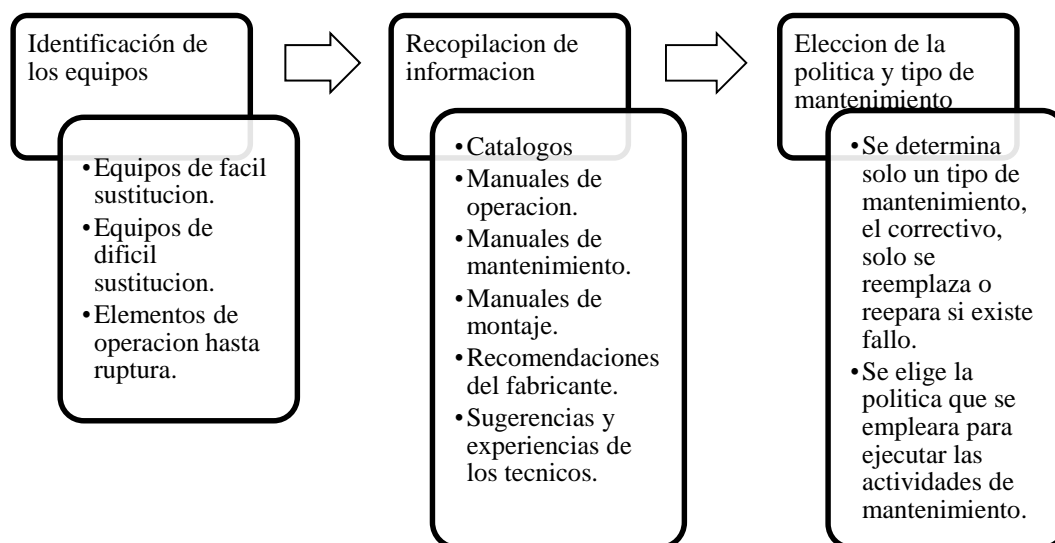
Tabla 8.1 Criterios para elaborar un plan de mantenimiento preventivo



Fuente: Autor

8.2 Criterios para la elaboración de un plan de mantenimiento correctivo

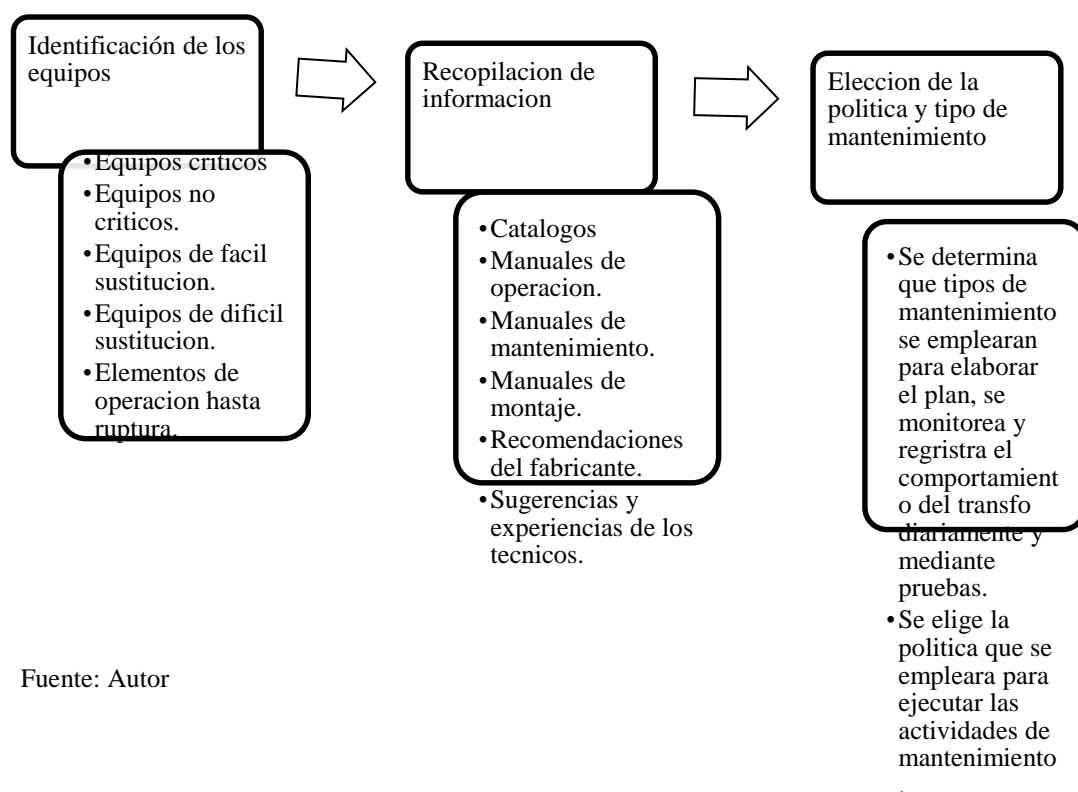
Tabla 8.2 Criterios para elaborar un plan de mantenimiento correctivo



Fuente: Autor

8.3 Criterios para la elaboración de un plan de mantenimiento predictivo

Tabla 8.3 Criterios para elaborar un plan de mantenimiento predictivo



Fuente: Autor

El plan de mantenimiento que se empleará para el transformador de potencia en aceite de la Central Hidroeléctrica Manduriacu será de método preventivo, el cual será elaborado siguiendo los criterios antes establecidos, la identificación de equipos es esencial para empezar a estructurar el trabajo, se emplearán diferentes políticas y tipos de mantenimientos según los datos de la información antes recopilada, cabe recalcar que las recomendaciones de experiencia de los técnicos encargados es importancia por tal deberá ser tomada en cuenta tanto como la del fabricante; una vez definidos estos 3 criterios principales se puede iniciar con la construcción del plan de mantenimiento preventivo en donde se clasificarán las inspecciones dependiendo el

periodo, diario-semanal, semestral-anual, temporario; es importante analizar profundamente cada detalle de los criterios ya que asegura un trabajo final de calidad.

CAPÍTULO IX

PRESUPUESTO PARA EL MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

9.1 Introducción

El mantenimiento preventivo si bien es cierto se lo emplea para evitar fallos o averías que afecten la operatividad de un sistema sacándolo de servicio y generando gastos económicos elevados, pues bien estos valores que se utilizan para reparar el sistema luego que ha sufrido un incidente se podría ver reducido si empleamos parte de nuestro capital económico en la elaboración de un plan de mantenimiento. Teniendo en cuenta que para realizar el plan de mantenimiento preventivo se deberá invertir cierto capital con lo cual es posible reducir a cero el gasto extra que se da por fallos repentinos, sus beneficios se verán a largo plazo en donde se podrá evidenciar la diferencia entre el gasto por mantenimiento programado vs mantenimiento correctivo. El presupuesto se basara en relación a los precios de materiales, mano de obra y dirección técnica; este será dividido y suministrado conforme los periodos de mantenimiento. En caso de que existan fallos repentinos el presupuesto se verá afectado y se deberá realizar un reajuste del presupuesto y del programa de mantenimiento.

9.2 Criterios para la elaborar un presupuesto para mantenimiento

Los gastos necesarios para poner en marcha un plan de mantenimiento pueden dividirse en las siguientes partidas:

- ✓ Coste de la instrumentación, instalaciones y equipamiento necesario
- ✓ Coste de las modificaciones pertinentes en los equipos y en la instalación existente.
- ✓ Coste del personal encargado de realizar la instalación del plan
- ✓ Coste de la integración del plan de mantenimiento en la estructura de la producción
- ✓ Preparación y adiestramiento del personal encargado de ejecutar el plan
- ✓ Coste del personal destinado a ejecutar el plan
- ✓ Coste del mantenimiento del plan

Siempre existirá un gasto inicial que resulta necesario para poner en marcha el plan de mantenimiento. Al incrementar el grado de mantenimiento efectuado a la planta, evolucionan los costes de la inversión en el plan de mantenimiento (que obviamente aumentarán) y los costes derivados de las averías y reparaciones (que lógicamente disminuirán). La suma de ambos representa el gasto total en mantenimiento como se demuestra a continuación en la figura.

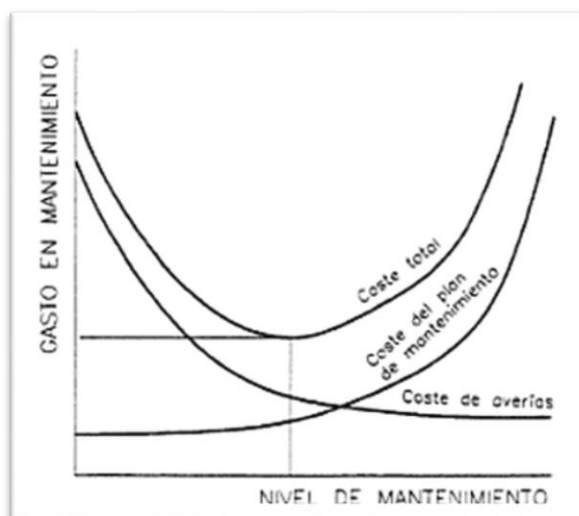


Figura 9.1 Costo total de mantenimiento
Fuente: (LEON, 1998)

9.3 Presupuesto anual estimado para mantenimiento del transformador

Tabla 9.1 Presupuesto anual para mantenimiento de un transformador de potencia

PRESUPUESTO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
RUBRO	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	PRECIO REFERENCIAL	
				UNITARIO	TOTAL
	Mantenimiento General Preventivo				
1	Vacío, llenado y filtrado de aceite dieléctrico e inyección del inhibidor	U	1	5000,00	5000,00
2	Revisión de posición de válvulas y del secador de aire	U	1	200,00	200,00
3	Cambio de todo los empaques del transformador por nuevos	U	1	2100,00	2100,00
4	Cambio de Tap del transformador de poder	U	1	400,00	400,00
5	Revisión de los accesorios del transformador, relé Buchholz, indicador de nivel de aceite, válvula de sobrepresión	U	1	400,00	400,00
6	Limpieza general y de bushing con vitene	U	1	250,00	250,00
7	Conexión con los cables de fuerza y torquedo de los terminales de conexión.	U	1	400,00	400,00
8	Revisión y limpieza del sistema de control	U	1	300,00	300,00
9	Verificación de la calibración de los setpoints de los medidores de temperatura de aceite.	U	1	400,00	400,00
10	Revisión de la puesta a tierra del transformador, conexión del neutro a tierra	U	1	300,00	300,00

11	Verificación del sistema de enfriamiento del transformador	U	1	300,00	300,00
12	Reemplazo de la sílica gel	U	1	350,00	350,00
13	Pintado del transformador y adicionales, resanes de corrosión y reparación de fugas menores.	U	1	1450,00	1450,00
14	Suministro de medio tanque de aceite dieléctrico, por mantenimiento	U	1	350,00	350,00
	Pruebas eléctricas				
15	Prueba de resistencia de aislamiento de las bobinas del transformador	U	1	400,00	400,00
16	Prueba de resistencia DC de devanados en cada Tap	U	1	400,00	400,00
17	Prueba de relación de transformación en cada Tap	U	1	400,00	400,00
18	Prueba de factor de potencia del aislamiento y corriente de excitación	U	1	750,00	750,00
19	Prueba de resistencia de aislamiento del núcleo al tanque, núcleo a tierra.	U	1	400,00	400,00
20	Prueba del intercambiador de TAPs	U	1	400,00	400,00
21	Verificación del correcto funcionamiento de la válvula de sobrepresión, medidores de temperatura, relé Buchholz, indicador de nivel de aceite y ventiladores	U	1	400,00	400,00
22	Pruebas físico químico del aceite: Cromatografía de gases disueltos.	U	1	1150,00	1150,00
23	Análisis de furanos.	U	1	500,00	500,00
Fuente: Autor					17000,00

El monto total es una estimación aproximada de los precios de las actividades más frecuentes de mantenimiento que se ejecutan en un transformador de potencia, los valores se pueden ver alterados dependiendo la capacidad, el lugar de trabajo, las condiciones, el tiempo, la dificultad, la periodicidad y una serie de aspectos que se toman en cuenta antes de elaborar el presupuesto, por lo cual puede que el mantenimiento para ciertos equipos sea menos costoso que para otros.

CAPÍTULO X

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

10.1 Conclusiones

Mediante un plan de mantenimiento debidamente elaborado y ejecutado obtendremos mejores resultados en el desempeño de los equipos o elementos, alargando la vida de los mismos para evitar reemplazos o mantenimientos prematuros o repentinos, esto nos beneficiara significativamente para nuestro presupuesto económico reduciendo costos y riesgos. Las consecuencias de un plan de mantenimiento se verán reflejadas después de un periodo de tiempo a partir de la fecha que se inició el plan, es decir sus resultados no son inmediatos debido a que las piezas o equipos cuentan con un tiempo estimado de vida útil, por lo cual se deberá realizar un seguimiento detallado de cada elemento registrando su comportamiento para su posterior análisis y poder determinar los periodos de mantenimiento.

10.2 Recomendaciones

Para elaborar un plan de mantenimiento es esencial seguir los criterios de elaboración, estas pautas nos ayudaran a esclarecer los pasos y actividades a seguir. Seguir las normas y recomendaciones de los fabricantes de cada equipo o elemento nos permitirá tener un mejor conocimiento del comportamiento de los mismos para lo cual al momento de elaborar el plan de mantenimiento tener una idea clara de los posibles periodos a los cuales deberá ser sometido el equipo o elemento. Es importante un análisis minucioso de los registros de fallos que se vengan dando, esto también nos servirá para determinar el tiempo entre cada mantenimiento.

REFERENCIAS.

DÍAZ, J. M. (2007). Técnicas de prevención de riesgos laborales - Seguridad e Higiene del trabajo (Novena ed.). Madrid, España: TEBAR, SL. Obtenido de https://books.google.com.ec/books/about/T%C3%A9cnicas_de_preveni%C3%B3n_de_riesgos_labo.html?id=pjoY17cYVVUC

DWC, T. (s.f.). Seguridad al trabajar con electricidad. Texas, USA. Obtenido de <http://www.tdi.texas.gov/wc/safety/employers.html>

GÓMEZ-CANO, M. [. (1996). Evaluación de riesgos laborales. España. Obtenido de http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/TextosOnline/Guias_Ev_Riesgos/Ficheros/Evaluacion_riesgos.pdf

LEON, F. C. (1998). Tecnología del Mantenimiento Industrial. Murcia: Servicio de Publicaciones, Universidad de Murcia C/ Santo Cristo, 1 MURCIA. Obtenido de https://books.google.com.ec/books?id=bOrFC3532MEC&printsec=frontcover&dq=mantenimiento+industrial+pdf&hl=es-419&sa=X&ved=0CBsQ6AEwAGoVChMI8dH_k-rRwIVgSUECh3Mgg5V#v=onepage&q&f=false

ROBLEDO, F. H. (2014). DIAGNOSTICO INTEGRAL DE LAS CONDICIONES DE TRABAJO Y SALUD. (Segunda ed.). Bogotá: ECOE.

S.A, W. E. (2014). Manual de instrucciones - Transformador de potencia. Blumenau, Brasil.

TRABAJO, C. I. (1996). Reglamento de seguridad del trabajo contra riesgos en instalaciones de energía eléctrica. Quito, Ecuador. Obtenido de <http://www.trabajo.gob.ec/wp-content/uploads/2012/10/Reglamento-de-Seguridad-del-Trabajo-contra-Riesgos-en-Instalaciones-de-Energ%C3%ADa-El%C3%A9ctrica.pdf>

FIGURAS

CAPÍTULO 2

2.1 Funcionamiento del sistema de respiración libre	7
2.2 Funcionamiento del sistema de tanque conservador	8
2.3 Funcionamiento del sistema tipo sellado	9
2.4 Núcleos y devanados.....	12
2.5 Bobinas del transformador envueltas en papel aislante	16
2.6 Forma física de un intercambiador de TAPs.....	17
2.7 Indicador de temperatura OTI - SERIE	19
2.8 Sensor de temperatura PT-100	19
2.9 Relé Buchholz	22
2.10 Radiadores de placa y ventiladores del sistema de enfriamiento	24
2.11 Secador de aire de un transformador de potencia	26
2.12 Transformador de potencia, Central Hidroeléctrica Manduriacu	29
2.13 Transformador de potencia, Central Hidroeléctrica Manduriacu	30

CAPÍTULO 3

3.1 Principio de inducción.....	32
---------------------------------	----

3.2 Curva de la bañera.....	36
3.3 Efectos del agua en un transformador de potencia.....	38
3.4 Deterioro del aislante solido a causa del sobrecalentamiento	39
3.5 Curva de temperatura-contenido de humedad.....	51
3.6 Curva de saturación de agua en aceite	52
CAPITULO 4	
4.1 Clasificación de los programas de mantenimiento	65
CAPITULO 5	
5.1 Diagrama de Ishikawa o espina de pescado	70
CAPITULO 7	
7.1 Diagrama de Ishikawa por fallo de un transformador de potencia	81
CAPITULO 9	
9.1 Costo total del mantenimiento	87

TABLAS

CAPÍTULO 2

2.1 Porcentaje de hidrocarburos presentes en un aceite mineral dieléctrico.....	13
2.2 Características del aceite mineral aislante tipo A.....	13
2.3 Tabla de colores indicadores de humedad.....	25

CAPÍTULO 3

3.1 Porcentaje de los gases formados por fallos de sobrecarga	40
3.2 Valores establecidos para la prueba de tensión interfacial.....	50
3.3 Tabla de colores indicadores del estado del aceite dieléctrico.....	53
3.4 Gas concentración disuelta.....	58

CAPÍTULO 4

4.1 Tipos de políticas de mantenimiento.....	61
4.2 Tipos de políticas de mantenimiento.....	62
4.3 Tipos de mantenimiento.....	63

CAPÍTULO 5

5.1 Criterios para elaborar un plan de mantenimiento	67
--	----

CAPITULO 6

6.1 Tipos de EPP.....	79
-----------------------	----

CAPITULO 8

8.1 Criterios para elaborar un plan de mantenimiento preventivo	84
8.2 Criterios para elaborar un plan de mantenimiento correctivo	84
8.3 Criterios para elaborar un plan de mantenimiento predictivo	85

GLOSARIO

ASTM: Association for Testing Materials

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

PSI: Pound square inches

ABB: Asea Brown Boveri, es una corporación multinacional, cuya sede central queda en Zürich, Suiza y cuyos mayores negocios son los de tecnologías en generación de energía eléctrica y en automatización industrial.

CNP: Consejo Nacional de Planificación

DIN: Deutsches Institut für Normung (Instituto Alemán de Normalización)

NTE: Norma Técnica Ecuatoriana

INEN: Instituto Ecuatoriano de Normalización

SAE: Society of Automotive Engineers

OAE: Organismo de Acreditación Ecuatoriano

Hidrolisis: Es una reacción química entre una molécula de agua y otra molécula, en la cual la molécula de agua se divide y sus átomos pasan a formar parte de otra especie química. Esta reacción es importante por el gran número de contextos en los que el agua actúa como disolvente.

ANEXOS

Anexo 1: Resultados de pruebas ejecutadas en fábrica.

Anexo 2: Diagrama unifilar

Anexo 3: Plan de Inspecciones para el transformador de potencia instalado en la Central Hidroeléctrica Manduriacu.

INFORME DE LAS PRUEBAS N° serie: 1021113115

Tipo: 12571419 - Transformador Trifásico

Cliente: INTERTECHNE

Frecuencia: 60Hz

Aislamiento: Aceite

Normas: IEC 60076

Nota: 33 / 35,2 / 39,4MVA <> 230kV Rel.69kV / 13,8kV

**GRADO DE POLIMERIZACIÓN**

Condición del muestreo: Antes del secado de parte activa	Resultado: Aprobado 09/05/2014
	Grado de polimerización: 1186
Condición del muestreo: Después del secado de parte activa	Resultado: Aprobado 09/05/2014
	Grado de polimerización: 1124

CROMATOGRAFÍA DEL ACEITE

Tipo aceite: A									Resultado: Aprobado
Fecha muestreo	Fecha análisis	Temp. amb. [°C]	Humedad del aire [%]		Condición del muestreo				
07/05/2014	09/05/2014	22,0	63		Antes de todas las pruebas				
Hidrogenio * H ₂	Oxígeno O ₂	Nitrógeno N ₂	Metano * CH ₄	Monóxido * del carbonc CO	Dióxido del carbonc CO ₂	Etileno * C ₂ H ₄	Etano * C ₂ H ₆	Acetileno * C ₂ H ₂	
0	3276	7425	0	0	16	0	0	0	
Σ gases combustibles (*): 0					Σ todos gases: 10717 [ppm]				
Fecha muestreo	Fecha análisis	Temp. amb. [°C]	Humedad del aire [%]		Condición del muestreo				
08/05/2014	09/05/2014	25,0	54		Después de los ensayos dieléctricos				
Hidrogenio * H ₂	Oxígeno O ₂	Nitrógeno N ₂	Metano * CH ₄	Monóxido * del carbonc CO	Dióxido del carbonc CO ₂	Etileno * C ₂ H ₄	Etano * C ₂ H ₆	Acetileno * C ₂ H ₂	
0	3347	7482	0	2	29	0	0	0	
Σ gases combustibles (*): 2					Σ todos gases: 10860 [ppm]				
Fecha muestreo	Fecha análisis	Temp. amb. [°C]	Humedad del aire [%]		Condición del muestreo				
09/05/2014	09/05/2014	26,0	59		Después de todas las pruebas				
Hidrogenio * H ₂	Oxígeno O ₂	Nitrógeno N ₂	Metano * CH ₄	Monóxido * del carbonc CO	Dióxido del carbonc CO ₂	Etileno * C ₂ H ₄	Etano * C ₂ H ₆	Acetileno * C ₂ H ₂	
0	3294	7618	0	1	63	0	0	0	
Σ gases combustibles (*): 1					Σ todos gases: 10976 [ppm]				

FISICO-QUIMICO DEL ACEITE

Tipo aceite: A						Resultado: Aprobado	
Fecha muestreo	Fecha análisis	Temp. amb. [°C]	Humedad del aire [%]		Situación muestreo		
07/05/2014	09/05/2014	22,0	63		Antes de todas las pruebas		
Rigidez [kV]	Factor de potencia en 100°C [%]	Tensión diedra [dinas/cm]	Texto del agua [ppm]	Densidad [g/cm³]	Acidez [mg KOH/g]	Punto del resplando [°C]	
91,0	0,090	45,1	3,6	0,876	0,010	154	

INFORME DE LAS PRUEBAS N° serie: 1021113115

Tipo: 12571419 - Transformador Trifásico
 Cliente: INTERTECHNE

Frecuencia: 60Hz
 Aislamiento: Aceite
 Normas: IEC 60076



Nota: 33 / 35,2 / 39,4MVA <> 230kV Rel. 69kV / 13,8kV

FACTOR DE POTENCIA

Tensión del ensayo: 10,0kV Humedad del aire: 68% Resultado: Aprobado 07/05/2014

Aislamiento	Capacitancia [pF]	Factor de potencia [%]	
		Medido en 25,2°C	Corregido para 20,0°C
LV/HV	8321,0	0,219	0,195
LV/G	3326,0	0,287	0,256
LV/G+LV/HV	4906,0	0,170	0,151
HV/LV	15531,0	0,194	0,173
HV/G	10625,0	0,206	0,183
HV/G+HV/LV	4906,0	0,170	0,151

Nota: LEGENDA: HV=AT, LV=BT, TER=TERC., G=GROUND=TERRA

Tensión del ensayo: 10,0kV Humedad del aire: 68% Resultado: Aprobado 07/05/2014

Aislamiento	Capacitancia [pF]	Factor de potencia [%]	
		Medido en 25,2°C	Corregido para 20,0°C
H0 - B14-60797	229,4	0,384	0,342
H1 - M14-61108	364,4	0,384	0,341
H2 - M14-61106	365,1	0,383	0,341
H3 - M14-61107	365,1	0,391	0,348

Nota: Medido C1 das buchas

INFORME DE LAS PRUEBAS N° serie: 1021113115

Tipo: 12571419 - Transformador Trifásico
 Cliente: INTERTECHNE

Frecuencia: 60Hz
 Aislamiento: Aceite
 Normas: IEC 60076



Nota: 33 / 35,2 / 39,4MVA <> 230kV Rel. 69kV / 13,8kV

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Secundario-13,800kV YNd1 Resultado: Aprobado 7/5/2014

Tap	Primario Tensión [kV]	Relación Nominal	1U-1N/2U-2V		1V-1N/2V-2W		1W-1N/2W-2U	
			Relación	Erro[%]	Relación	Erro[%]	Relación	Erro[%]
1	241,50	10,104	10,101	-0,03	10,096	-0,08	10,092	-0,11
2	235,75	9,863	9,858	-0,05	9,854	-0,09	9,852	-0,11
3	230,00	9,623	9,617	-0,06	9,613	-0,10	9,616	-0,07
4	224,25	9,382	9,376	-0,06	9,374	-0,08	9,378	-0,04
5	218,50	9,141	9,132	-0,10	9,132	-0,10	9,133	-0,09

Nota: 230kV

Secundario-13,800kV YNd1 Resultado: Aprobado 8/5/2014

Tap	Primario Tensión [kV]	Relación Nominal	1U-1N/2U-2V		1V-1N/2V-2W		1W-1N/2W-2U	
			Relación	Erro[%]	Relación	Erro[%]	Relación	Erro[%]
1	72,833	3,047	3,044	-0,10	3,044	-0,10	3,044	-0,10
2	70,916	2,967	2,963	-0,13	2,963	-0,13	2,963	-0,13
3	68,999	2,887	2,883	-0,13	2,884	-0,09	2,883	-0,13
4	67,083	2,806	2,802	-0,16	2,802	-0,16	2,802	-0,16
5	65,166	2,726	2,722	-0,16	2,723	-0,12	2,722	-0,16

Nota: 69kV

