

1-1-1995

Mantenimiento preventivo para transformadores, interruptores y seccionadores de potencia para subestaciones convencionales de 115 kv y 230 kv

Gerardo Abaunza Prieto
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Abaunza Prieto, G. (1995). Mantenimiento preventivo para transformadores, interruptores y seccionadores de potencia para subestaciones convencionales de 115 kv y 230 kv. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/324

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

T
9295
0121m
212

MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA TRANSFORMADORES,
INTERRUPTORES Y SECCIONADORES DE
POTENCIA PARA SUBESTACIONES CONVENCIONALES DE
115 kV Y 230 kV

GERARDO ABAUNZA PRIETO 42902047

SANTAFE DE BOGOTA, D.C.
UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

1995



MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA TRANSFORMADORES,
INTERRUPTORES Y SECCIONADORES DE
POTENCIA PARA SUBESTACIONES CONVENCIONALES DE
115 kV Y 230 kV

GERARDO ABAUNZA PRIETO

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de Ingeniero Electricista

Director: ING. ARTURO GARCIA

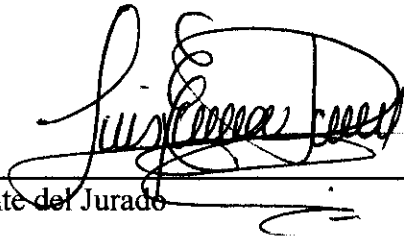
SANTAFE DE BOGOTA, D.C.

UNIVERSIDAD DE LA SALLE

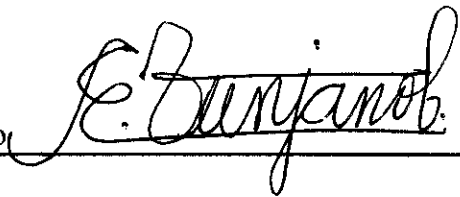
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

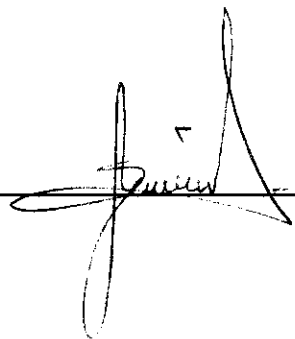
1995

Nota de Aceptación



Presidente del Jurado

Jurado 

Jurado 

Dedico este trabajo a Lida Urrego Valderrama,
no solamente por ser la persona que me ha
colaborado en todo momento para la posible
culminación de mis estudios y de este trabajo,
sino por ser la persona que me motiva a seguir
adelante día a día.



AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos :

- A EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA. División de Transmisión
- A TRANSEQUIPOS LTDA.
- A Ing. Armando Ciendua Ciendua
- A Ing. Arturo García.
- A Ing. Enrique Peña.
- A la Facultad de Ingeniería Eléctrica Universidad de la Salle
- A Todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron en la realización del presente trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
0. INTRODUCCIÓN	1
0.1 ANTECEDENTES	1
0.2 MARCO CONCEPTUAL	5
1. EL MANTENIMIENTO	7
1.1 QUE ES EL MANTENIMIENTO	7
1.2 CLASES DE MANTENIMIENTO	8
1.3 IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO	9
1.4 COSTOS DEL MANTENIMIENTO	14
1.5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20
2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	23
2.1 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL	23
2.2 DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL	27

	Pág.
2.2.1 Parte activa	27
2.2.2 Parte pasiva	28
2.2.3 Accesorios	28
2.3 DIAGNÓSTICO AL ESTADO DEL TRANSFORMADOR	29
2.3.1 Pruebas para aceites aislantes en operación	30
2.3.1.1 Gravedad específica	30
2.3.1.2 Viscosidad	32
2.3.1.3 Índice de refracción	32
2.3.1.4 Color	33
2.3.1.5 Tensión interfacial	34
2.3.1.6 Número de neutralización	35
2.3.1.7 Contenido de humedad	36
2.3.1.8 Rigidez dieléctrica	38
2.3.1.9 Factor de potencia	39
2.3.1.10 Contenido de inhibidor	40
2.3.2 Cromatografía de gases	41

	Pág.
2.3.3 Análisis de furanos	45
2.3.4 Medidas eléctricas de campo	47
2.3.4.1 Resistencia de aislamientos	47
2.3.4.2 Factor de potencia del aislamiento	51
2.3.4.3 Factor de potencia al aceite	55
2.3.4.4 Medida de la corriente de excitación	55
2.3.4.5 Relación de transformación	58
2.3.4.6 Resistencia de devanados	61
2.3.5 Termografía infrarroja	61
2.3.6 Ultrasonido	64
2.4 MANTENIMIENTO EN CAMPO AL SISTEMA DE AISLAMIENTO.	66
2.4.1 Eliminación de lodos del aceite y del lodo depositado en el transformador.	66
2.4.2 Remoción del agua en el aceite y la celulosa	68
2.4.3 Equipos utilizados para el mantenimiento	73
2.5 PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	76
2.5.1 Inspección quincenal	76

	Pág.
2.5.2 Inspección anual	77
3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN INTERRUPTORES DE POTENCIA	79
3.1 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL	79
3.2 DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL	83
3.3 DIFERENTES TIPOS DE INTERRUPTORES	85
3.3.1 Soplado magnético	85
3.3.2 Gran volumen de aceite	86
3.3.3 Pequeño volumen de aceite	87
3.3.4 Aire comprimido	89
3.3.5 Hexafluoruro de azufre (SF ₆)	90
3.3.6 Interruptor al vacío	91
3.4 MECANISMOS DE OPERACIÓN	92
3.4.1 Neumático	93
3.4.2 Resortes	93
3.4.3 Hidráulico	93
3.5 DIAGNOSTICO AL ESTADO DEL TRANSFORMADOR	94
3.5.1 Resistencia de aislamientos	94

	Pág.
3.5.2 Factor de potencia	98
3.5.3 Sincronismo y tiempo de operación de interruptores	99
3.6 PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	101
3.6.1 Inspecciones mensuales	104
3.6.2 Inspecciones anuales	104
4 MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN SECCIONADORES DE POTENCIA	106
4.1 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL	106
4.2 DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL	107
4.3 MECANISMOS DE OPERACION	108
4.4 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	108
5. CONCLUSIONES	110
ANEXOS	
BIBLIOGRAFIA	

LISTA DE TABLAS

		Pág.
TABLA 1.	Pruebas para aceites aislantes en operación.	31
TABLA 2.	Clasificación de los aceites de los transformadores según el índice de calidad.	37
TABLA 3.	Factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamientos del transformador.	49
TABLA 4.	Guía para evaluación según índice de polarización	50
TABLA 5.	Factores de corrección por temperatura para el factor de potencia del transformador.	54



LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Confiabilidad vs costos	17
FIGURA 2. Tiempo vs fallas	17
FIGURA 3. Optimización del mantenimiento	19
FIGURA 4. Representación ideal del transformador	25
FIGURA 5. Representación real del transformador	26
FIGURA 6. Circuito de prueba de resistencia d aislamientos para transformadores de dos devanados.	48
FIGURA 7. Circuito de prueba de resistencia de aislamientos en un transformador de tres devanados.	48
FIGURA 8. Diagrama vectorial de un aislamiento al aplicarle tensión	52
FIGURA 9. Circuito de prueba del factor de potencia del aislamiento para transformadores de dos devanados.	53
FIGURA 10. Circuito de prueba del factor de potencia del aislamiento para transformadores de tres devanados.	55

	Pág.
FIGURA 11. Circuito de prueba de corriente de excitación en un transformador de dos devanados con A.T. en delta.	57
FIGURA 12. Circuito de prueba de corriente de excitación en un transformador de dos devanados con A.T. en estrella.	57
FIGURA 13. Circuito de prueba de corriente de excitación en un transformador de tres devanados.	58
FIGURA 14. Circuito de prueba de relación de transformación delta-estrella en transformadores de dos devanados	59
FIGURA 15. Circuito de prueba de relación de transformación estrella-delta en transformadores de dos devanados.	60
FIGURA 16. Circuito de prueba de relación de transformación en transformadores de tres devanados.	60
FIGURA 17. Espectro electromagnético	62
FIGURA 18. Circuito de prueba de resistencia de aislamientos en interruptores de gran volumen de aceite.	95
FIGURA 19. Circuito de prueba de resistencia de aislamientos en interruptores de soplo magnético.	96
FIGURA 20. Circuito de prueba de resistencia de aislamiento en interruptores multicámara.	97

0. INTRODUCCIÓN

0.1 ANTECEDENTES

La escasa información editada sobre el Mantenimiento Preventivo junto a la insuficiente importancia que se le concede aún en el país a estos temas son los motivos principales que provocan la realización del presente trabajo.

Por tanto el problema que se resolverá a través de la realización de esta investigación, queda planteado por la siguiente pregunta : **¿Cuáles son las acciones generales a realizar dentro de un proceso de mantenimiento preventivo a transformadores, interruptores y seccionadores de potencia?**

Y es precisamente la respuesta a dicha pregunta la que constituye el objetivo general de la investigación, a saber, **elaborar una guía que ofrezca al personal encargado, los parámetros generales de un mantenimiento preventivo para transformadores, interruptores y seccionadores de potencia, con base en un**

diagnóstico previo determinado y a través de la investigación y la síntesis de información obtenida .

Es de extrañar que a pesar de ser el mantenimiento un tema imprescindible de conocer, las fuentes a que se puedan recurrir sean tan pocas. Se limitan básicamente a breves indicaciones señaladas por los catálogos de los equipos; a una que otra conferencia dictada al respecto; y en su mayoría, a la experiencia transmitida por los trabajadores.

Esto conlleva a valerse de un método que fusiona la investigación bibliográfica, la organización de información empírica y la aplicación de criterios de ingeniería adquiridos en el transcurso de su estudio. Como es sabido, para realizar un trabajo se requiere conocer el estado actual del tema a tratar, de ahí la necesidad de reunir información en la forma más completa posible sobre lo que se ha publicado al respecto.

Otro de los motivos posibilitadores de la investigación, es el deseo de concretar un aporte necesario al sector energético, dentro del área del mantenimiento, que le beneficie en sus niveles técnico y administrativo.

En el primero, en cuanto a los siguientes aspectos:

- a. Aumento de la eficiencia laboral del personal por nueva y adecuada capacitación.
- b. Mejoramiento de las condiciones ambientales y de seguridad del personal y del equipo.
- c. Conservación y modernización de las características de los bienes en uso.
- d. Establecimiento de criterios para la realización del mantenimiento preventivo en los equipos mencionados.
- e. Aumento de la vida útil de los equipos, al no reponerlos antes de tiempo.

Y en segundo lugar, en cuanto a :

- a. Reducción de los cortes de servicio por contingencia en el equipo.
- b. Reducción de los costos de reparación al atender preventivamente las fallas menores que se presentan, evitando su propagación a equipos adyacentes.

Es de tener en cuenta además, la valiosa importancia para el sector energético, si se tiene en cuenta que la competitividad generada por el modelo económico vigente, hace necesaria la planeación de estrategias fundamentadas en la continuidad y calidad del servicio; en las tarifas competitivas; y en un servicio al cliente integral y eficiente.

El universo de la investigación lo constituye la **EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ** debido no solo a la gran preocupación de ésta por mejorar cada día su nivel técnico sino al gran apoyo prestado para la posible realización de este trabajo; la muestra son sus subestaciones convencionales de 115.000 y 230.000 Voltios, entendiéndose por convencionales, las subestaciones que no poseen equipos encapsulados en SF₆, en donde ejecutaremos las pruebas de diagnóstico necesarias para el logro del objetivo propuesto. Por tanto los resultados obtenidos se basan exclusivamente en los trabajos realizados sobre los equipos que posee la Empresa de Energía de Bogotá en sus subestaciones convencionales.

El problema que se ha planteado resolver en la presente investigación no ha sido tratado detalladamente en Colombia, puesto que los trabajos que se encuentran dentro del área de mantenimiento se refieren al tema de manera general, sin concretarse a cada uno de los equipos.

La información que se encontró al respecto, luego de haberse realizado una amplia revisión a nivel de bibliotecas, universidades y empresas, está constituida en su mayoría por seminarios, como las Jornadas Nacionales de Mantenimiento, organizadas por ACIEM; acotaciones breves adjuntas en los manuales de los equipos en cuestión y trabajos realizados por profesionales del ramo como el escrito por el Ingeniero Ernesto Gallo Martínez, titulado "Diagnóstico y mantenimiento de

transformadores en campo ", del 6 de diciembre de 1992. Siendo éste último lo más cercano a lo que se pretende realizar en este trabajo de investigación.

0.2 MARCO CONCEPTUAL

Se entiende por mantenimiento, el proceso operativo por medio del cual se busca la garantía de una producción y la seguridad de un servicio.

Para obtener un verdadero desarrollo una empresa necesita de una organización a nivel de mantenimiento, compuesta por gente capaz, que revise, cuide y repare los equipos técnicamente para hacerlos rentables y confiables. Porque ninguna empresa podría resistir los costos de adquirir nuevos equipos, en lugar de mantener los existentes.

Ahora bien, dicho mantenimiento no debe ser simplemente el rutinario, sino que es necesario que se adelante de acuerdo a normas técnicas para que cumpla su misión de tener la maquinaria lista a todo momento. Lo ideal sería habilitar el mantenimiento preventivo en las subestaciones, sin perjuicio al usuario, evitándole los cortos del servicio con las consecuencias que esto puede acarrear, por tanto para

garantizar la continuidad del servicio en labores de mantenimiento se hace necesario dotar al sistema de módulos redundantes.

Se puede decir por ende, que mantener los equipos es costoso, pero dejar de mantenerlos es más costoso aún.

1. EL MANTENIMIENTO

1.1. QUE ES EL MANTENIMIENTO

El mantenimiento se puede definir como aquel conjunto de acciones enfocadas a restablecer un bien a un estado tal, que pueda asegurar la continuidad y la calidad de un servicio determinado, siendo su objetivo el conservar los activos de una empresa en una condición concreta, restituir dicha condición si se ha reducido y modernizar algunos puntos si se quiere.

A partir de este objetivo principal se derivan objetivos secundarios tales como:

- Garantizar la seguridad de los equipos, lo cual mejora la confiabilidad y garantiza un servicio continuo.
- Reducir las inversiones por sustitución de equipos , ya que el incremento de la vida útil del equipo hace que se retarde la compra de bienes nuevos.
- Poder identificar y eliminar los puntos débiles.

- Asegurar al máximo la disponibilidad de los equipos manteniendo los gastos en niveles óptimos.

El hecho de que el mantenimiento mejore la confiabilidad y garantice un servicio continuo, trae un beneficio económico supremamente alto que puede variar de una empresa a otra.

Todo esto conlleva a pensar que el mantenimiento desde cualquier punto de vista que se observe se puede considerar como una inversión.

1.2. CLASES DE MANTENIMIENTO

Dentro de los tipos de mantenimiento más comunes encontramos los siguientes:

- **Mantenimiento mejorativo** : Es aquel tipo de mantenimiento que se realiza con el objetivo de modernizar o actualizar tecnológicamente y su fin es aumentar la eficiencia y la confiabilidad.
- **Mantenimiento correctivo** : El que se realiza a un equipo después de presentada la falla.

- **Mantenimiento predictivo** : El que se realiza a un equipo de acuerdo con la información suministrada por un aparato de control permanente que se le tiene a dicho equipo.
- **Mantenimiento preventivo** : Se realiza a un equipo según un programa establecido de acuerdo a las características de este, siendo su objetivo reducir las posibilidades de falla o de degradación.

1.3. IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO

Para cualquier empresa y en este caso para el sector eléctrico es indispensable asegurar la disponibilidad de máquinas y bienes en cuanto al desarrollo de sus funciones, de ahí la necesidad de tener presente el valor del mantenimiento.

Puede afirmarse entonces que realizar mantenimiento a los equipos es costoso, pero dejar de hacerlo es más costoso aún, ya que se pone en riesgo la propia producción. En este momento ninguna empresa en el país dispone del dinero suficiente para renovar permanentemente sus equipos, sino más bien, de mantenerlos e introducir mejoras para hacerlos más eficientes. De esto se deduce que un buen programa de mantenimiento no solamente protege y conserva las inversiones, sino que, y sobre todo, garantiza la producción y seguridad del servicio.

Otra razón que justifica la importancia que se le debe conceder a este aspecto es la evidente escasez de capital de países como el nuestro, es de esperar entonces, que los bienes de capital y las inversiones en servicios públicos sean realizadas en la mejor condición posible. Lamentablemente la falta de mantenimiento y reparación adecuada, es quizá la falla más generalizada en estos países lo que conlleva a un cuidado inadecuado por el capital invertido.

Un mantenimiento ineficaz o una reparación inadecuada trae como consecuencia el deterioro prematuro o la destrucción del equipo que tiene que ser reemplazado; por ejemplo la negligencia en el mantenimiento de un cielo raso en una construcción puede conducir, además de sus pérdidas directas, a daños secundarios en la maquinaria que alojan ya que no se está protegiendo de la manera adecuada.

Otro aspecto de gran importancia son las pérdidas de producción que pueden ser de dos clases:

- Disminución de la calidad del producto.
- Frecuentes interrupciones en el proceso de producción.

Se pueden presentar pérdidas inducidas o secundarias ya que las pérdidas por mala calidad del producto afectan a las firmas que utilizan esto para procesos posteriores, por tanto una baja calidad en productos iniciales deteriora la calidad de productos

finales , y sino, requerirán un tratamiento adicional por parte del fabricante final con su respectiva influencia en los costos. De la misma manera interrupciones frecuentes en la maquinaria reducen la producción, ocasionando irregularidad en las industrias que reciben estos productos, interrumpiendo su producción y obligándola a tener grandes reservas lo que acarrea graves consecuencias para la economía de un país ya que lo obliga a mantener inmovilizado el escaso capital con que se cuenta en costos de bodegaje.

En países en vía de desarrollo se habla mucho de **exceso de capacidad instalada**, en ocasiones ese exceso encubre un mantenimiento ineficiente, ya que una avería de una máquina mal conservada no interrumpe el proceso de producción pues este se suple con máquinas inactivas hasta ese momento. Fenómeno que también estanca el desarrollo económico del país por distraer recursos en inversiones improductivas.

El tener una idea clara sobre el problema del mantenimiento permite comprender , su necesidad e importancia para el desarrollo industrial del país. Este desarrollo industrial no se limita a inversiones en instalaciones de producción nuevas, sino en la utilización **eficiente** de las instalaciones ya existentes, para lo cual es necesario establecer un servicio sistemático y técnico de mantenimiento y reparación de equipos.

Como ya se menciono un mantenimiento y una reparación mediocres generalmente causan pérdidas económicas pues hacen que disminuya la eficiencia de la maquinaria instalada, que baje la calidad de los productos y suban los costos de producción; también contribuye al deterioro del equipo instalado y por ende a su menor durabilidad. Todo esto se traduce en un derroche de capital y si adicionamos que en estos países la deuda externa es cada día mayor, la situación se agrava pues cada vez se impondrían cargas mayores con sus respectivas restricciones financieras en la compra de materiales y equipos.

Ahora bien, si nos fijamos en el modelo económico que se ha adoptado actualmente, la apertura, se ve que las empresas tienen cada día que ser más competitivas, con el objetivo de no sucumbir. Esto las obliga a que sus productos tengan un precio y una calidad exigente sin dejar de obtener una utilidad suficiente en el proceso de venta.

Un recurso para lograr que las empresas sean competitivas seria el de aumentar el volumen de producción y reducir los costos de operación y para lograr esto se requeriría que los equipos se mantuvieran el mayor tiempo posible disponibles y que sus condiciones fueran óptimas con lo que la calidad de los productos no se vería afectada.



Sin embargo es ya un paso la concientización que se evidencia acerca del valor de ejercitar estos programas de mantenimiento debido a la creciente complejidad en los equipos, a las cadenas de producción en donde las interrupciones son cada vez más costosas, por exigencias de calidad más estrictas a razón de la apertura de mercado y al constante aumento de los costos que exige cada vez organizaciones más eficientes del mantenimiento.

Existen otras circunstancias que hacen al mantenimiento indispensable:

- Entre mayor sea la inversión inicial.
- Entre mayor sea el grado de automatización.
- Entre mayor sea la competencia con otras empresas.
- Entre mayor sea la calidad del producto.

Como se puede observar es importante establecer programas de capacitación permanente y formación del personal si se quiere que las cosas se hagan cada vez de una manera más óptima.

A pesar de que la capacitación y formación del personal así como los programas de mantenimiento preventivo son indispensables para las empresas, es importante que se tenga una buena visión de los costos que esto acarrea con tal de que la inversión sea lo más óptima posible.

1.4. COSTOS DEL MANTENIMIENTO

Las empresas relacionadas con el sector eléctrico están pasando por una etapa definitiva debido al estado político y económico del país, fundamentalmente a la apertura del mercado.

Los altos índices de falla en los equipos indican una deficiencia en la continuidad del servicio y unos índices de pérdidas muy altos, lo que acarrea igualmente altos costos sociales por el servicio dejado de prestar y por ineficiencia, por tanto lo que se debe buscar es mejorar la confiabilidad para garantizar la continuidad en el servicio con unas exigencias mínimas de calidad para los usuarios.

El mantenimiento es una de las soluciones más económicas que las empresas del sector tienen para afrontar estos inconvenientes ya que el objetivo de estas es suministrar un servicio tanto económico como confiable, entendiendo por confiabilidad a la probabilidad de que un equipo no falle en servicio durante un período de tiempo dado, para la confiabilidad de un sistema se debe evaluar la confiabilidad de cada uno de sus elementos, basándose en datos estadísticos que se tengan. Por tanto la confiabilidad indica la disponibilidad que se va a tener del servicio, y para que esta sea permanente una solución es tener equipos que puedan suplir el trabajo realizado por un determinado componente. Sin embargo se debe

tener presente que no se puede hablar de una confiabilidad del 100 % si no que se debe aproximarse a este ideal con buenos programas de mantenimiento y con equipos redundantes o con sistemas de reposición, lo que nos conlleva a hablar de **potencia firme**. La Potencia firme es la que está disponible en todo momento; la disponibilidad se define como la relación entre el tiempo durante el cual un equipo es capaz de operar sobre el total del tiempo disponible (suma de los tiempos en que la máquina está en operación y los tiempos en que la máquina está parada); también se conoce como Factor de Servicio (FS). Si se desea saber como varía la confiabilidad con el correr del tiempo se determina mediante la probabilidad de que un equipo no falle en servicio durante un periodo de tiempo dado y que se caracteriza por el tiempo promedio entre fallas (TPEF) y el tiempo promedio fuera de servicio (TPFS) en donde:

$$TPEF = 1 / \lambda$$

$$TPFS = \Sigma T.F.S. / NP$$

En donde :

λ = Índice de falla, este se obtiene generalmente por un estudio estadístico del comportamiento de equipo

T.F.S. = Tiempo fuera de servicio

NP = Número de paradas

n = Número de veces que el equipo estuvo operando

TPPP = Tiempo promedio de paradas

En el siguiente cuadro se pueden observar algunos valores aproximados de estos índices para la E.E.B.

EQUIPO DE POTENCIA	CANTIDAD DE EQUIPOS APROX.	TIEMPO DEREPARACION (EN HORAS)	TIEMPO ENTRE FALLAS * (EN AÑOS)
TRANSFORMADOR	241	240	2
INTERRUPTOR	1200	72	1
SECCIONADOR	500	4	0.5

* El tiempo entre fallas mencionado para cada equipo corresponde a las fallas presentadas en el total de los equipos que posee la empresa.

Ahora si en una subestación de transmisión sale uno de los transformadores por mantenimiento o por falla, la potencia firme será igual a la suma de la potencia nominal de los transformadores que están en servicio multiplicada por 1.31 de acuerdo a las normas de cargabilidad para transformadores IEC 354.

Una de las razones por las cuales se debe contar con un buen porcentaje de potencia firme es la de poder habilitar los programas de mantenimiento sin interrumpir el servicio del usuario.

Teniendo en cuenta que el costo inicial es la inversión que se hace para la adquisición de los equipos se puede afirmar sin temor a equivocarse, que entre menor

sea dicho costo inicial, mayor será la inversión en el mantenimiento. Esto a razón de que la calidad de un producto siempre implica un valor económico más alto.

Como se ha mencionado el sector energético debe prestar el servicio con un alto grado de confiabilidad. En la Figura 1. Confiabilidad vs Costos podemos observar dos criterios.

- 1) Que no haya ni un exceso ni un déficit de confiabilidad.
- 2) En un sistema de potencia es preferible un exceso de confiabilidad a falta de esta.

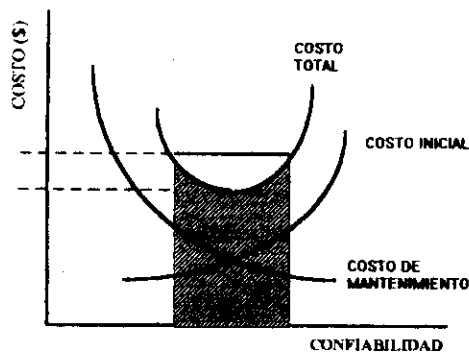


Figura 1. Confiabilidad vs Costos

La parte sombreada de la Figura 1. Nos indica la franja de confiabilidad aceptada, que es aquella franja de compromiso entre los costos de mantenimiento y el costo inicial, para que el costo total sea mínimo.

En la Figura 2. Tiempo vs N° de fallas el ideal sería "poner en el piso la tina" es decir la búsqueda de la **calidad total**.

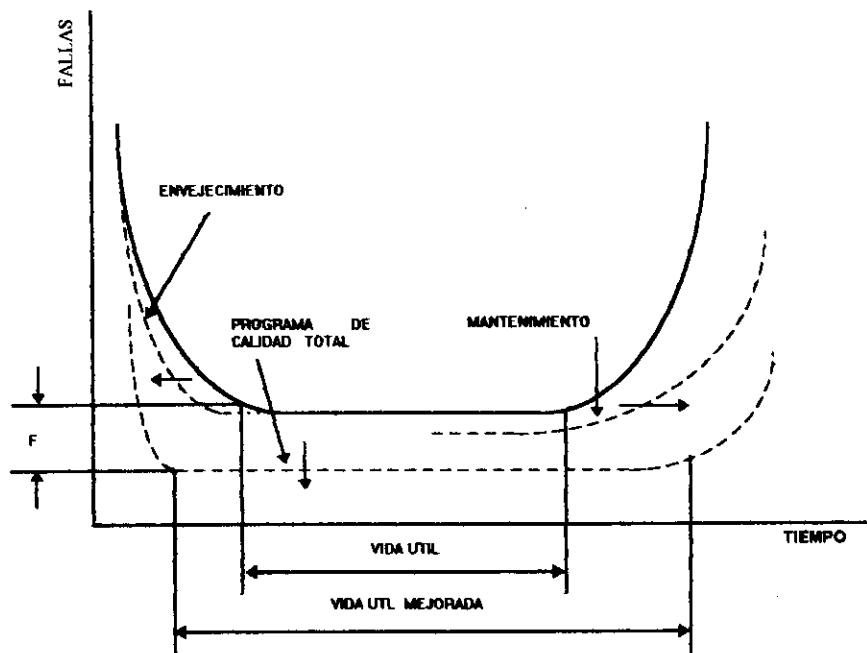


Figura 2. Tiempo vs Fallas

Vida útil : es la vida con el mínimo de fallas.

Afortunadamente ya se están dejando de un lado consideraciones acerca de tareas del mantenimiento como que era un mal necesario o un sector que solo generaba costos.

Los costos del mantenimiento se pueden definir como la suma de los costos de parada más los gastos de mantenimiento propiamente dicho. En los costos de parada podemos tener pérdida de la producción y pagar salarios a operarios sin producir, mientras que en los gastos de mantenimiento se tienen los salarios y repuestos utilizados. La reducción de los costos de mantenimiento es muy importante en este momento para las empresas del sector eléctrico, cuya misión es ser competitivas en el mercado y poder obtener cierta rentabilidad que les permita seguir adelante.

Para aumentar esta rentabilidad las empresas del sector solo tienen las siguientes opciones; aumentar el precio de venta, reducir los costos, mejorar las proporciones relativas de los insumos o aumentar el volumen en las ventas donde el objetivo es escoger el método o métodos apropiados en la proporción justa.

Se debe hablar de la optimización del mantenimiento cuyo objetivo es prestar un servicio de calidad económico. En la Figura 3. Optimización del mantenimiento se observa el comportamiento entre el costo y el mantenimiento.

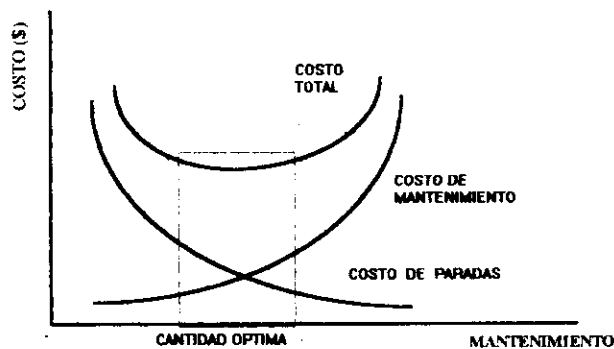


Figura 3. Optimización del mantenimiento

El costo del mantenimiento se compone de salarios, materiales y repuestos utilizados.

El costo de parada se expresa en pérdidas de producción más salarios pagados sin producir. El costo total es la suma de los dos costos anteriores.

Del análisis de las gráficas se puede decir que poco mantenimiento trae un muy elevado costo por paradas, sin embargo sería antieconómico obtener mínimas paradas

por mantenimiento con altos gastos de este sobremantenimiento. Por lo cual se debe llegar al punto en el cual los costos totales sean los más bajos.

1.5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo (MP) es el realizado a los equipos de una planta de forma planificada y programada anticipadamente, basándose en inspecciones periódicas establecidas adecuadamente de acuerdo al equipo en cuestión. Por tanto uno de los objetivos principales de este tipo de mantenimiento es maximizar la planificación de los trabajos.

El MP no debe ser una tarea exclusiva del personal de mantenimiento sino que debe abarcar a todo el personal de la empresa, el cual puede colaborar con las inspecciones periódicas de las instalaciones para localizar posibles fallas en equipos, esto complementando con análisis, planificación y programación de trabajos, así como la capacitación del personal y disponibilidad de herramientas, materiales y repuestos necesarios.

Para elaborar un programa de mantenimiento preventivo se deben conocer diversos puntos como los equipos en cuestión, objetivos de la empresa, tener una buena idea de las habilidades y capacidades del personal a su servicio, entre otros.

Sin embargo estos programas de MP solamente serán rentables en la medida en que su implantación reduzca los costos totales del mantenimiento. Esta reducción de los costos totales del mantenimiento se puede dar en diversos puntos como:

- Reducción de las interrupciones en la producción por fallas inesperadas en el equipo.
- Utilización óptima de la mano de obra al tener las labores debidamente programadas.
- Aumento de la vida útil de los equipos y no tener que reponerlos antes de tiempo.
- El atender preventivamente fallas menores evita consecuencias gravísimas en el equipo ó en equipos adyacentes.
- Reducción de la inversión de capital ya que se reduce el Stock de repuestos y la redundancia en equipos de emergencia.

Hay que tener presente que la implementación de un programa de MP no arroja resultados de un día para otro sino que se requiere de algún tiempo para su consolidación, esto también depende del tipo de proceso, del tamaño de la planta y de su volumen de producción. Este es uno de los problemas básicos del MP.

No se puede pasar por alto la importancia que tiene el buen manejo de los equipos por parte del personal a cargo.

Otro de los problemas que presenta el MP son:

- Cooperación a nivel administrativo.
- Encontrar el punto óptimo entre los costos de inspección y ahorro de daños.

Y en cuanto a las técnicas usadas en MP, se tienen en cuenta generalmente las siguientes:

- Lubricación.
- Inspección.
- Limpieza.
- Verificación de condiciones.

Esto se debe realizar a todo el equipo, independientemente del tamaño de la planta, con el fin de determinar requerimientos de lubricación, de mantenimiento mecánico, eléctrico, electrónico y civil. Una vez determinados los requerimientos se procederá a determinar QUE, COMO, CUANDO, DONDE y QUIEN lo debe hacer.

2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.1. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL.

Los transformadores de potencia, así denominados porqué la característica en ellos predominante es la tensión, son dispositivos que se utilizan para transportar la energía de los sitios de generación a los centros de consumo en una forma económica, ya que la energía eléctrica es transportada con intensidades de corriente bajas y esto disminuye el costo de los conductores y las pérdidas durante la transmisión.

El transformador es una dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro donde el enlace entre estos circuitos es el flujo magnético. Están

basados en las leyes de la inducción electromagnética formuladas por el físico inglés Faraday cuyo enunciado dice: “cuando un flujo magnético variable atraviesa una espira induce en ella una tensión “. El transformador consta principalmente de dos devanados que se encuentran arrollados alrededor de un núcleo el cual sirve de camino al flujo magnético (la permeabilidad de el núcleo se caracteriza por ser bastante elevada y por tanto la corriente necesaria para crear un flujo magnético en ellos es pequeña). Uno de los devanados se conecta a una fuente de tensión variable y se le denomina primario , produciéndose en el una corriente , está a su vez genera un campo magnético variable cuyo flujo atraviesa a los dos devanados induciendo en ellos una tensión que depende del número de espiras de cada uno de los devanados . En el devanado secundario la tensión inducida es la que alimentara la carga .

El campo magnético variable cuyo flujo circula por el núcleo además de inducir tensión en los devanados , también lo hace en el núcleo mismo dando origen a corrientes circulantes en el núcleo denominadas corrientes parásitas (estas se constituyen en pérdidas). En la práctica no todo el flujo magnético circula por el núcleo sino que una pequeña parte se va por el aire y este se denomina flujo de dispersión que causa una caída de tensión adicional . Los devanados presentan una resistencia que aunque es baja , en el momento en que circula una corriente por ellos, se genera una caída de tensión (pérdidas por efecto Joule).

El transformador se puede representar idealmente como se ve en la Figura 4

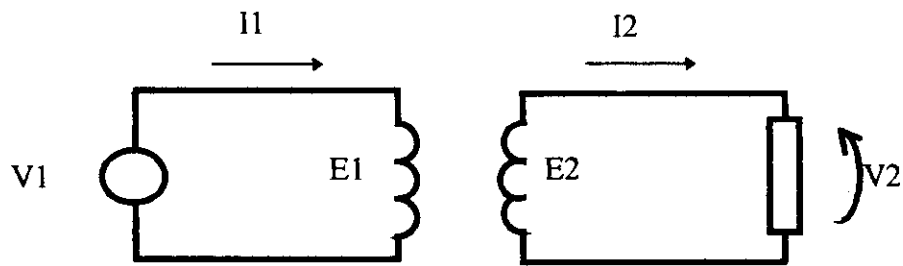


FIGURA 4. Representación ideal del transformador

Esto significa que no hay pérdidas en los devanados, el flujo de dispersión es igual a cero por tanto todo el flujo magnético atraviesa ambos devanados, no hay pérdidas en el hierro, las capacitancias entre alta y baja son iguales a cero y la permeabilidad del núcleo es bastante elevada.

V_1 y V_2 son las tensiones en terminales de primario y secundario ; I_1 e I_2 son las corrientes de primario y secundario y E_1 y E_2 son las tensiones inducidas en primario y secundario respectivamente .

Al quebrado E_1/E_2 se le llama relación de transformación (la tensión primaria y la secundaria están en la misma relación que el número de espiras de cada uno de los arrollamientos).

Las ecuaciones que rigen cada uno de estos comportamientos son :

$$E1/E2 = N1/N2$$

ECUACION 1

como

$$E1 \cdot I1 = E2 \cdot I2$$

ECUACION 2

entonces

$$E1/E2 = I2/I1$$

ECUACION 3

por tanto

$$I2/I1 = N1/N2$$

ECUACION 4

Es decir que las corrientes en el primario y en el secundario están en razón inversa del número de espiras respectivo.. En el caso ideal se supone que $V1=E1$ y $V2=E2$, una representación real del transformador (teniendo en cuenta sus pérdidas) es como puede verse en la Figura 5.

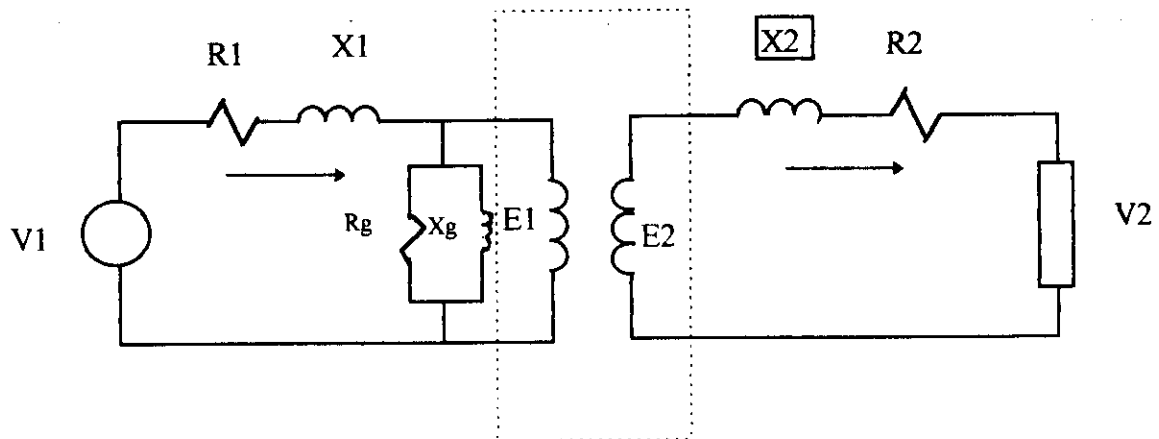


FIGURA 5. Representación real del transformador

2.2. DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL

El transformador se puede considerar formado por tres partes principales

2.2.1. Parte activa: constituida por el núcleo y las bobinas

El núcleo constituye el circuito magnético y está fabricado en laminas de acero al silicio, el diseño de este se debe de acuerdo a las necesidades y capacidades que se ofrezcan. El núcleo puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

Las bobinas constituyen el circuito eléctrico. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características de acuerdo a la tensión de servicio de la bobina, temperatura y al medio en el cual va a estar sumergida. Papel kraft y cartones prensados son los dos aislantes de las bobinas más empleados. Los conductores pueden ser redondos o rectangulares de cobre o aluminio dependiendo del fabricante o del comprador.

En los transformadores de potencia se encuentran tres bobinados diferentes que son en capa corrida con canales axiales de refrigeración, tipo galleta o en



espiral continua. El tipo de construcción de la mayoría de los grandes devanados son circulares , esto para controlar las fuerzas mecánicas.

2.2.2. Parte pasiva. Se le denomina así a la cuba donde va alojada la parte activa. Está formada por laminas de hierro, debe ser hermética , soportar el vacío sin deformarse permanentemente, ofrecer puntos de apoyo para transporte y carga así como soportar radiadores, ventiladores y otros accesorios. Tanto la cuba como los radiadores deben tener un área suficiente para disipar el calor generado dentro de este sin que la elevación de temperatura pase de los 55°C

2.2.3. Accesorios

Es aquel conjunto de partes que respaldan la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Entre los principales accesorios se tienen el tanque conservador, pasatapas o bujes, pararrayos (tanto en alta como baja tensión los cuales pueden ir o no incorporados a los transformadores), deshumectador de aire, rele buchholz, grupo moto-ventilador, válvula de sobrepresión, así como otros elementos de protección entre otros.

2.3 DIAGNÓSTICO AL ESTADO DEL TRANSFORMADOR

El diagnóstico es indispensable puesto que de él depende el tratamiento que se debe seguir. Los principales métodos de diagnóstico para transformadores aislados en aceite se centran en el sistema de aislamiento el cual está compuesto principalmente por aceite y papel.

El concepto moderno al cual han llegado las investigaciones de las principales compañías de Mantenimiento a Transformadores es que LA VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR ES LA VIDA UTIL DEL PAPEL AISLANTE

Hay agentes que afectan la vida útil del papel afectando sus propiedades dieléctricas y mecánicas, ellos son **el agua , productos de oxidación del aceite y temperatura.**

El estado del aceite es un indicativo bastante certero del estado del papel aislante del transformador por lo cual es indispensable dentro de las labores de

diagnóstico el análisis de estos. A los aceites se le pueden realizar pruebas en campo pero

nunca van a tener el mismo grado de confiabilidad que las realizadas en un laboratorio, sin embargo hay pruebas que si se deben realizar en campo como lo son las pruebas eléctricas.

2.3.1. Pruebas para aceites aislantes en operación

Las pruebas para aceites aislantes en operación son una herramienta indispensable en el desarrollo de un mantenimiento preventivo ya que a través de estas pruebas se puede concluir el estado del transformador y más exactamente del papel aislante y de esta forma determinar las acciones a tener en cuenta.

Las pruebas que miden el estado de degradación y contaminación de los aceites aislantes son ocho las cuales se relacionan en la Tabla 1, sin embargo cuando no se tiene certeza de la composición del aceite se deben agregar a esta tabla las pruebas de Viscosidad e Índice de Refracción que también se relacionan en la tabla.

2.3.1.1. Gravedad Específica: La Gravedad Específica de una sustancia es la relación entre la gravedad absoluta de una sustancia y la gravedad absoluta del agua, medidas ambas a una misma temperatura. La gravedad absoluta de una

sustancia se define como la relación entre el peso y el volumen de una sustancia a una temperatura dada. La Gravedad específica de un aceite dieléctrico depende principalmente de factores como temperatura del aceite, coeficiente de expansión, intervalo de ebullición y composición del aceite.

TABLA 1. Pruebas para aceites aislantes en operación

PRUEBA A REALIZAR	METODO DE PRUEBA			
	ASTM	ICONTEC	COVENIN	IEC
Gravedad Especifica a 15°C	D-1298		1143	ISO Standart 3675
Viscosidad cSt	D-445		424	ISO Standart 3104
Indice de Refracción	D-1218			
Color	D-1500		890	
Tensión Interfacial a 25°C	D-971	2977	1180	ISO Standart 6295
Número de Neutralización	D-974		8778	
Contenido de Humedad, ppm	D-1533	2976	1009	IEC Publicación 733
Rigidez dieléctrica	D-877 D-1816	2975 3218	11:1.001	IEC Publicación 156
Factor de Potencia	D-924	3217	1182	IEC Publicación 247
Contenido de Inhibidor	D-2668	3222	11:1.007	IEC Publicación 666

La Gravedad específica ayuda a determinar el origen del aceite ya que si está se encuentra por debajo de 0.84 el aceite es de base parafínica y si la medida es cercana a uno es muy posible que sea un ascarel.

Es conveniente que la Gravedad Específica de los aceites sea lo más baja posible (siempre que otras propiedades estén dentro de límites adecuados) para que dicho fluido actúe como un buen refrigerante.

NORMA RECOMENDADA ASTM D-1298

2.3.1.2. Viscosidad: Entre mayor viscosidad presente un aceite dieléctrico este es mejor refrigerante. La viscosidad de un aceite dieléctrico depende de factores como intervalo de ebullición, temperatura y la naturaleza del aceite.

NORMA RECOMENDADA ASTM D-445

2.3.1.3. Índice de Refracción : Se define como la relación entre la velocidad de la luz en un medio cualquiera (en nuestro caso el aceite aislante) y la velocidad de la luz en el vacío. Sirve para determinar la composición del aceite.

NORMA RECOMENDADA ASTM D- 1218

COMPOSICIÓN DEL ACEITE

Para determinar la composición del aceite se utiliza el método descrito en la norma ASTM D-2140 para lo cual se necesita determinar la Gravedad Específica a 15.6 °C (60° F), la Viscosidad cSt a 37.8 °C (100° F) y el Índice de Refracción.

2.3.1.4. Color: El color en los aceites dieléctricos depende de varios factores como la naturaleza de los hidrocarburos presentes en el aceite, el proceso de producción del aceite, el contenido de impurezas, y el interbalo de ebullición, está es la razón por la cual la prueba del color no es concluyente para determinar la calidad de un aceite dieléctrico.

La intensidad del color es otra indicación de la presencia de lodo en el aceite ya que los ácidos orgánicos que se forman de los hidrocarburos presentes en los aceites dieléctricos son siempre de color rojizo o marrón oscuro por el cual su presencia en el aceite le imprime un color similar al que ellos poseen, de todas formas el color no es una indicación confiable del nivel de degradación del aceite. Los métodos de prueba se fundamentan en la comparación del color de la muestra que se analiza con una escala de colores preestablecida (patrón). La

prueba de color es significativa cuando se utiliza como un punto de referencia para futuras mediciones o sea si se observan cambios del color en intervalos de tiempo pequeños.

NORMA RECOMENDADA ASTM D-1500

2.3.1.5. Tensión interfacial (dinas/cm): Es la fuerza que se necesita para separar un anillo de Platino-Iridio de la interfase agua aceite (en este caso) y sirve para detectar el inicio del proceso de oxidación detectando productos intermedios de oxidación tales como Alcoholes y Aldehidos (los cuales no se detectan con la prueba de Neutralización) así como su avance antes de llegar a niveles de degradación críticos. Ya que los compuestos que se forman de la descomposición natural del aceite son generalmente de naturaleza tensoactiva, su presencia en el aceite refleja una disminución de la tensión interfacial en dicho aceite, se puede decir que la tensión interfacial mide la afinidad del aceite con el agua debido a la presencia de sustancias polares. La tensión interfacial de un aceite dieléctrico no usado debe ser igual o mayor de 40 dinas/cm a 20 °C.

La tensión interfacial depende de factores como la concentración de compuestos polares en el aceite, a mayor concentración de estos en el aceite menor será la tensión interfacial a una temperatura dada; de la temperatura a la cual se hace la determinación , mientras mayor es la temperatura del aceite menor será su

tensión interfacial y finalmente de la longitud del perímetro del anillo utilizado en la prueba .

Esta es a la vez una prueba básica para obtener el índice de calidad, donde el índice de calidad es la relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización.

NORMA RECOMENDADA ASTM D-971

2.3.1.6. Numero de neutralización: Se define como la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) que se requieren para neutralizar los componentes orgánicos ácidos presentes en un gramo de muestra. Es una prueba al aceite aislante para monitorear el proceso de degradación que este sufre. El número de neutralización de un aceite depende de varios factores como: el tiempo de utilización en el transformador a mayor tiempo de uso mayor será el valor del número de neutralización, temperatura de utilización a mayor temperatura mayor número de neutralización y de la severidad de los procesos utilizados para producir el aceite ya que si los hidrocarburos aromáticos que son excelentes inhibidores son eliminados el aceite se oxida más rápidamente y el número de neutralización será alto al poco tiempo de uso.

Esta prueba de Número de Neutralización nos da la concentración de compuestos orgánicos ácidos contenidos en el aceite y es el complemento indispensable para la prueba de tensión interfacial ya que con estas se puede obtener el Índice de Calidad.

NORMA RECOMENDADA ASTM D-974

INDICE DE CALIDAD (IC) : Es la relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización la cual da un valor numérico que es un excelente indicador de evaluación de la condición del aceite. Esta relación provee un criterio para clasificar los aceites en operación en siete categorías de acuerdo con su condición según se observa en la Tabla 2.

2.3.1.7. Contenido de Humedad: Debido a que el agua es un compuesto polar es un conductor de electricidad, esta es la razón por la cual modifica adversamente el factor de potencia y la rigidez dieléctrica en un aceite aislante. El agua también es un compuesto corrosivo para los metales y actúa como catalizador de oxidación de las sustancias orgánicas por tanto acelera la degradación del aceite. El contenido de agua en un aceite dieléctrico depende de factores tales como la temperatura del

aceite, presencia de compuestos polares, y a la humedad contenida en la celulosa del papel dieléctrico, según los estudios hechos se ha determinado que más del 90% del agua se haya en la celulosa y menos del 10% en el aceite.

TABLA 2. Clasificación del aceite de los transformadores según el Ind. de calidad

CLASIFICACION DEL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES *			
1. Aceites buenos	NN	0.00 - 0.10	IC 300 - 1500
	TIF	30.0 - 45.0	Amarillo claro
2. Aceites proposición A	NN	0.05 - 0.10	IC 271 - 600
	TIF	27.1 - 27.0	Amarillo
3. Aceites marginales	NN	0.11 - 0.15	IC 160 - 319
	TIF	24.0 - 27.0	Amarillo oscuro
4. Aceites malos	NN	0.16 - 0.40	IC 45 - 159
	TIF	18.0 - 23.9	Ambar
5. Aceites muy malos	NN	0.41 - 0.65	IC 22 - 44
	TIF	14.0 - 17.9	Cafe
6. Aceites extremadamente malos	NN	0.66 - 1.50	IC 6 - 21
	TIF	9.0 - 13.9	Cafe oscuro
7. Aceite en condición pésima	NN	1.51 o más	IC < a 6
	TIF	< 9	Negro

* Tabla tomada del libro A GUIDE TO TRANSFORMER MAINTENANCE de

S.D. MYERS

Debido a que el porcentaje de agua en el aceite es tan pequeño este se mide en ppm (10^{-6}) mientras que en el papel se mide en porcentaje (10^{-2}); cuando se haya un contenido de agua en el aceite superior a los 35 ppm es un indicativo de que el transformador necesita ser secado.

Si un aceite dieléctrico que presenta un alto factor de potencia, una baja rigidez dieléctrica y su contenido de humedad es bajo se debe investigar cual es la sustancia polar que esta contaminando dicho aceite.

NORMA RECOMENDADA ASTM D-1533

2.1.3.8. Rigidez dieléctrica: La rigidez dieléctrica da la capacidad de un aislante para soportar tensión eléctrica a determinada rampa de incremento de la misma sin fallar. Hay que tener presente que un alto valor de rigidez dieléctrica no indica que haya ausencia total de todo tipo de contaminantes (impurezas polares en el aceite). Los resultados de está prueba son muy sensibles a la separación que hay entre los electrodos por tanto se debe tener mucho cuidado al ajustar está distancia ya que si no es la indicada el resultado es erróneo, otros factores de los cuales depende la rigidez dieléctrica son los compuestos polares, partículas sólidas en suspensión, tiempo de uso del aceite y gases disueltos en este. A través

de la prueba de rigidez dieléctrica se puede determinar el contenido de impurezas polares presentes en el aceite.

Aunque existen varias normas para realizar la prueba de rigidez dieléctrica lo importante es efectuarla siempre bajo la misma , con el objeto de tener un punto de referencia comparable en el tiempo.

NORMA RECOMENDADA ASTM D-877 ASTM D-1816

2.3.1.9. Factor de potencia: Es la relación existente entre la potencia disipada (pérdidas), expresada en vatios y la potencia total expresada en voltiamperios medidos en el momento de la prueba y se expresan en terminos de porcentaje de pérdidas, por tanto el objetivo es medir las pérdidas de corriente que tienen lugar dentro del equipo, cuando se encuentra en operación, esa pérdida de energía baja considerablemente la eficiencia del transformador calentando tanto al equipo como al aceite. Ese recalentamiento aumenta el factor de potencia y este aumenta aún más las pérdidas de energía. Estas pérdidas son debidas a la existencia de compuestos polares en el aceite y nos da una indicación del grado de contaminación de este, un valor práctico de un aceite en operación no debe exceder de 0.5 % a 25 °C, si a 100 °C el registro es mayor de siete veces el valor a

25 °C nos indica contaminantes solubles en el aceite diferentes al agua. Según la norma ASTM D-3487 el factor de potencia para un aceite dieléctrico nuevo debe ser de 0.05% (a 25°C) y 0.30% (a 100°C) ,para aceites dieléctricos en uso algunos fabricante recomiendan que cuando el factor de potencia este por encima de 0.50% se investigue la causa, especialmente si este cambio se ha dado en un intervalo corto de tiempo (3 a 6 meses, por ejemplo).

Las variables de las cuales depende el factor de potencia son la temperatura del aceite, contenido de humedad, impurezas disueltas y sólidos en suspensión.

NORMA RECOMENDADA ASTM D-924

2.3.1.10 Contenido de inhibidor: En los aceites dieléctricos puede haber presentes inhibidores naturales de oxidación (compuestos aromáticos) e inhibidores artificiales los cuales son deseables ya que aumenta la resistencia del aceite contra la oxidación. Los dos tipos de inhibidores que se usan son DBPC (Diterciario-Butil para-Cresol) y DBP (Diterciario-Butil Fenol). El método de prueba ASTM D-2668 basado en espectrofotometria infrarroja se encuentra en revisión. Actualmente se utiliza el método basado en cromatografía de gases ASTM D-4768.



Los inhibidores naturales se deben al aceite dieléctrico en pequeñas cantidades ya que estas sustancias exhiben una pequeña polaridad en sus moléculas lo cual afecta características dieléctricas tales como factor de potencia y tensión de ruptura.

NORMA RECOMENDADA ASTM D- 4768

Es importante tener en claro que ninguna prueba por si sola se debe tomar como un indicador confiable para tomar alguna decisión con respecto al mantenimiento.

2.3.2 Cromatografía de gases : La cromatografía de gases (CDG) se basa en el análisis de gases generados dentro del transformador. Los gases producidos dentro del transformador son el resultado de el rompimiento de moléculas de hidrocarburos en el aceite y en la celulosa ya sea por fallas térmicas o eléctricas. La extracción de estos gases se realiza bajo las normas (ANSI / IEEE Standart C57.104-1978 y método de prueba ASTM D-3612).

En la CDG lo que se realiza es un monitoreo de los transformadores en servicio y supervisión de aquellos equipos que se presumen tienen una falla, con el objetivo de conocer con anticipación la falla, indicar su naturaleza y localización. Se debe aclarar que con la CDG no se conoce la localización exacta de la falla sino que se

tiene una idea de donde se puede hallar está ,con la CDG también podemos asegurar que un transformador recién adquirido no va a presentar fallas durante un tiempo determinado (a pesar de los adelantos que en este campo se vienen presentando este método no deja de ser probabilístico, por tanto una cromatografía de gases por si sola no se debe tomar como un indicador confiable para sacar un transformador de servicio, sino que se debe acompañar de otras pruebas).

Debido a la composición tanto del aceite como de la celulosa estos se descomponen ante la presencia de fallas de origen térmico o eléctrico generando gases entre los cuales se destacan el Hidrógeno, Metano, Etano, Etileno y Acetileno en el aceite, y Monóxido y Bióxido de Carbono en la celulosa, estos gases se miden en PPM (partes por millón) .

Las principales investigaciones han determinado que los gases de mayor importancia a tener en cuenta en los análisis cromatográficos son los siguientes.

Hidrógeno	(H ₂)
Oxígeno + Argon	(O ₂ + A)
Nitrógeno	(N ₂)

Monóxido de Carbono	(CO)
Metano	(CH ₄)
Dióxido de Carbono	(CO ₂)
Etileno	(C ₂ H ₄)
Etano	(C ₂ H ₆)
Acetileno	(C ₂ H ₂)

Aunque hay varios criterios que establecen ciertos niveles de seguridad en la generación de gases uno de los criterios más seguros es el de comparar los niveles de gases con los de unidades similares que operen en condiciones parecidas y que se presume están en buen estado, así como la velocidad de generación de los gases que se constituye en un criterio importantísimo para determinar la seriedad de la falla.

Un parámetro que se debe tener presente es el volumen de aceite que tiene el equipo ya que entre mayor sea la cantidad de aceite la falla es mucho más severa para un mismo nivel de ppm de un determinado gas.

Como ya se mencionó las fallas se pueden agrupar en dos clases que son: las fallas térmicas y las fallas eléctricas. Para determinar el tipo de falla presente

existen diferentes métodos, sin embargo sólo se tratará el método del gas característico por su relativa sencillez.

METODO DEL GAS CARACTERISTICO

De acuerdo a los estudios realizados este método determina dos tipos de fallas, una de origen térmico que se da por sobrecalentamiento en el papel o en el aceite y otra de origen eléctrico que puede ser arco interno o efecto corona.

1) Falla de tipo térmico: Como se acaba de mencionar las fallas de tipo térmico se deben a sobrecalentamientos, si este exceso de temperatura es del aceite se producen ciertos gases donde el más sobresaliente es el Etileno (C_2H_4). Pero si el sobrecalentamiento es en el papel, se desprenden gases donde los más sobresalientes son el Monóxido de Carbono (CO) y el Bióxido de Carbono (CO_2) sin embargo para diagnosticar con seguridad una falla en la cual se comprometa el papel aislante se requiere tener altos niveles de CO y CO_2 .

2) Fallas de tipo eléctrico: Este tipo de fallas generan grandes cantidades de hidrógeno(H_2) y acetileno, el cual se debe considerar con mucha importancia ya que este es generado por arcos internos .

2.3.4. **Análisis de Furanos:** Mediante los análisis de furanos se puede detectar el deterioro del papel (aislante sólido) del transformador.

Debido a los diversos procesos que suceden dentro del transformador y especialmente a aquellos de degradación de origen térmico en los cuales se involucra el papel aislante, las cadenas glucosídicas (estas conforman la celulosa) se rompen formando anillos abiertos de glucosa, sin embargo, debido a la poca estabilidad y baja solubilidad en el aceite estos se degradan para formar furanos los cuales si son estables y solubles en el aceite.

Los Furanos están estrechamente relacionados con los gases Monóxido de Carbono y Bióxido de Carbono, ya que estos se producen por la descomposición de la celulosa por efectos térmicos.

A pesar de haber una amplia gama de Furanos el más abundante de todos es el 2-Furaldehído por tanto los otros diferentes furanos se consideran como total de furanos sin diferenciarlos individualmente.

Para la remoción de furanos uno de los mayores retenedores es la Tierra Fuller dado su gran propiedad para retener moléculas polares. Con métodos de vacío y calor se puede llegar a retirar hasta un 50 % del contenido de Furanos.

Estos Furanos se pueden medir con un cromatógrafo de alta precisión de líquido y su medida en el aceite aislante se da en ppb (partes por billón).

Para los furanos al igual que para la cromatografía de gases es importante observar la velocidad de generación de estos para determinar un estado más certero de degradación .

La S. D. MYERS sugiere lo siguientes criterios de calificación de contenido de Furanos.

MENOS DE 100 PPB	ACEPTABLE
DE 100 A 250 PPB	CUESTIONABLE
MAS DE 250 PPB	INACEPTABLE

2.3.4. Mediciones eléctricas de campo

2.3.4.1. Resistencia de aislamientos: Se realiza con un MEGGER y consiste en aplicar voltaje c.c. durante un tiempo determinado al aislamiento ensayado, esta prueba nos da una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total del transformador y se hace necesario tomar tres mediciones diferentes las cuales se miden en megahomios referidos a 20°C.

- a) Medida de resistencia de aislamiento del devanado de AT contra BT.
- b) Medida de resistencia de aislamiento del devanado de AT contra el de BT y tierra.
- c) Medida de la resistencia del aislamiento del devanado de BT contra el devanado de AT y tierra.

Para realizar la prueba se conectan entre si todos los terminales de un mismo devanado, y el devanado que no se está probando se conecta a tierra, las pruebas se realizan con una duración de 10 minutos y se registran las lecturas de 15, 30, 45 y 60 segundos así como a 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos.

Se tomarán las lecturas de temperatura del aceite, temperatura ambiente y humedad relativa y se registrarán en la hoja de prueba. Para que el análisis comparativo sea efectivo todas las pruebas deberán hacerse al mismo potencial,

las lecturas deberán corregirse a una misma base (20°C) y en lo posible bajo las mismas condiciones. En la tabla 3 se observan los valores para corrección por temperatura. En las figuras 6 y 7 se indican las conexiones de la prueba de resistencia de aislamiento para transformadores de dos y tres devanados.

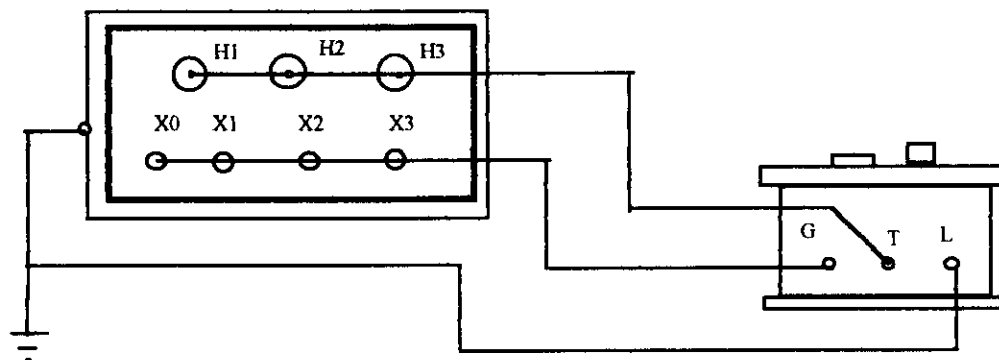


FIGURA 6. Circuito de prueba de resistencia de aislamiento en un transformador de dos devanados

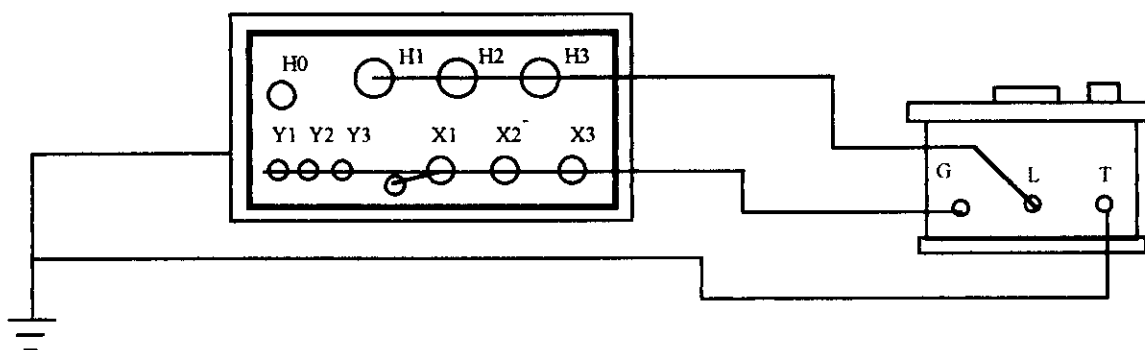


FIGURA 7. Circuito de prueba de resistencia de aislamiento en un transformador de tres devanados

TEMPERATURA		FACTOR MEGGER
GRADOS °C	GRADOS °F	
0	32	0.25
5	41	0.36
10	50	0.5
15.6		0.74
20	68	1
21	69.8	1.08
22	71.6	1.16
23	73.4	1.24
24	75.2	1.32
25	77	1.4
26	78.8	1.516
27	80.6	1.632
28	82.4	1.748
29	84.2	1.864
30	86	1.98
31	87.8	2.144
32	89.6	2.308
33	91.4	2.472
34	93.2	2.636
35	95	2.8
36	96.8	3.03
37	98.6	3.26
38	100.4	3.49
39	102.2	3.72
40	104	3.95
42	107.6	4.61
44	111.2	5.27
46	114.8	6.05
48	118.4	6.95
50	122	7.85
52	125.6	9.19
54	129.2	10.53
56	132.8	12.13
58	136.4	13.99
60	140	15.85
62	143.6	18.47
64		21.09
66	150.8	24.27
68		28.01
70	158	31.75

TABLA 3. Factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamientos.

Índice de polarización = lectura del minuto 10 / lectura del minuto 1 Para que la prueba sea satisfactoria debe ser mayor a 1.5. En la Tabla 4 se observa una guía para evaluar la condición del transformador según el índice de polarización.

TABLA 4 guía para evaluar el Índice de Polarización

GUÍA PARA EVALUAR LA CONDICIÓN DEL TRANSFORMADOR SEGUN EL INDICE DE POLARIZACION *	
CONDICION	INDICE DE POLARIZACION
Peligrosa	Menor que 1
Pobre	1.0 a 1.1
Cuestionable	1.1 a 1.25
Aceptable	1.25 a 2.0
Buena	Arriba de 2.0

* Tabla tomada del libro A GUIDE TO TRANSFORMER MAINTENANCE de S.D. MYERS

Índice de absorción = lectura del minuto 1 / lectura a los 15 seg. debe ser > 1

Si las mediciones obtenidas son muy bajas comparadas con mediciones tomadas en el mismo transformador con anterioridad o en transformadores del mismo tipo es una evidencia de que ha disminuido el poder dieléctrico del aislamiento.

PRUEBA DEL VOLTAJE DE PASO

Esta prueba es usualmente para determinar la presencia excesiva de humedad en el aislamiento del equipo y consiste en probar la resistencia de aislamiento a dos voltajes, primero el más bajo y luego el otro preferiblemente cinco veces mayor (por ejemplo 500 y 2500 V) ambos aplicados a un minuto. Si la resistencia de aislamientos de la tensión más alta decrece en un 25 % o más se debe a la presencia de excesiva humedad, sin embargo si no hay presencia de humedad las dos medidas deben ser aproximadamente iguales.

2.3.4.2. Factor de potencia del aislamiento: Se define como la relación existente entre la potencia disipada (pérdidas) expresada en vatios y la potencia total expresada en voltiamperios. El factor de potencia de un aislamiento es en si una característica del comportamiento del dieléctrico que resulta de la corriente de carga que toma el dieléctrico al aplicar un voltaje determinado.

Las pérdidas dieléctricas son consecuencia de la humedad y los productos de oxidación del aceite y se disipan en forma de calor.

Debido a que no tenemos aislantes perfectos además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre habrá una corriente en fase con el voltaje aplicado, a esta corriente se le denomina pérdidas dieléctricas según se representa en la Figura 8 , que es el diagrama vectorial donde se representa el comportamiento de un aislante al aplicarle un voltaje dado.

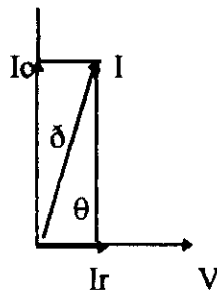


FIGURA 8 Diagrama vectorial de un aislante al aplicarle tensión

Si el aislamiento tiene un bajo factor de potencia el ángulo δ es muy pequeño por tanto $I_c \cong I$ o sea factor de potencia = $\cos\theta = \text{sen}\delta \cong \text{tang}\delta$

La prueba se basa en la detección de algunos cambios medibles en las características de un aislamiento, que se pueden asociar con agentes corrosivos como agua, calor o efecto corona .

La capacitancia “normal” de los aislamientos debe permanecer constante. Un factor de potencia aceptable para un transformador lleno de aceite está aproximadamente entre 0.5 y 2.0 % a 20°C, si un transformador en operación

presenta un valor superior al 2% a 20 °C se debe sacar de servicio e investigar la causa de este valor y corregir la anomalía. El **factor de potencia es uno de los principales criterios para determinar las condiciones del aislamiento y humedad de los devanados**. Debido a que el factor de potencia aumenta directamente con la temperatura se debe relacionar todas las lecturas a una temperatura base, normalmente 20°C. En la tabla 5 se dan los valores para corrección por temperatura.

Las Figuras 9 y 10 a continuación indican las conexiones de los circuitos de pruebas del factor de potencia para transformadores de dos y tres devanados respectivamente.

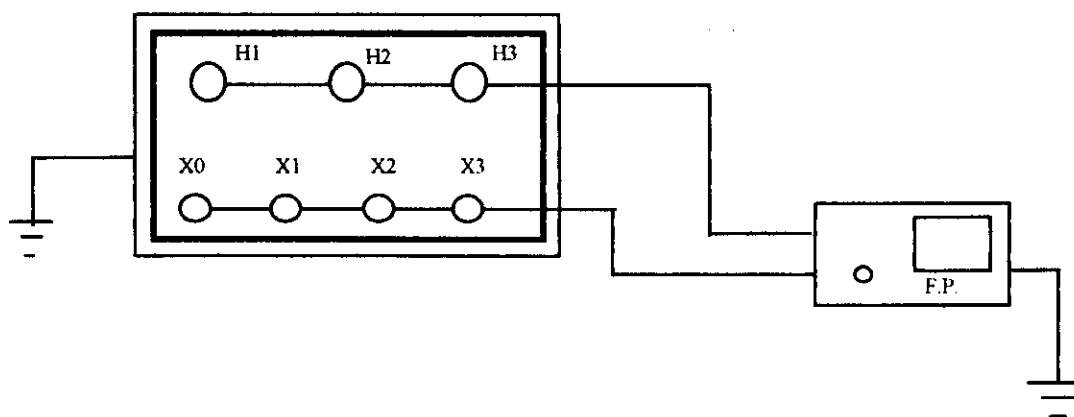


FIGURA 9 Circuito de prueba del F.P. del aislamiento para transformadores de dos devanados

TEST TEMPERATURE		OIL-FILLED POWER TRANSFORMERS			
°C	°F	ASKAREL FILLED XFMS	FREE - BREATHING & CONSERVATOR TYPE	SEALED & GASKET BLANKETED TYPE	OIL-FILLED INSTRUMENT XFMS
0	32.0		1.56	1.57	1.67
1	33.8		1.54	1.54	1.64
2	35.6		1.52	1.50	1.61
3	37.4		1.50	1.47	1.58
4	39.2		1.48	1.44	1.55
5	41.0		1.46	1.41	1.52
6	42.8		1.45	1.37	1.49
7	44.6		1.44	1.34	1.46
8	46.4		1.43	1.31	1.43
9	48.2		1.41	1.28	1.40
10	50.0		1.38	1.25	1.36
11	51.8		1.35	1.22	1.33
12	53.6		1.31	1.19	1.30
13	55.4		1.27	1.16	1.27
14	57.2		1.24	1.14	1.23
15	59.0		1.20	1.11	1.19
16	60.8		1.16	1.09	1.16
17	62.6		1.12	1.07	1.12
18	64.4		1.08	1.05	1.08
19	66.2		1.04	1.02	1.04
20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00
21	69.8	0.95	0.96	0.98	0.97
22	71.6	0.90	0.91	0.96	0.93
23	73.4	0.85	0.87	0.94	0.90
24	75.2	0.81	0.83	0.92	0.86
25	77.0	0.76	0.79	0.90	0.83
26	78.8	0.72	0.76	0.88	0.80
27	80.6	0.68	0.73	0.86	0.77
28	82.4	0.64	0.70	0.84	0.74
29	84.2	0.60	0.67	0.82	0.71
30	86.0	0.56	0.63	0.80	0.69
31	87.8	0.53	0.60	0.78	0.67
32	89.6	0.51	0.58	0.76	0.65
33	91.4	0.48	0.56	0.75	0.62
34	93.2	0.46	0.53	0.73	0.60
35	95.0	0.44	0.51	0.71	0.58
36	96.8	0.42	0.49	0.70	0.56
37	98.6	0.40	0.47	0.69	0.54
38	100.4	0.39	0.45	0.67	0.52
39	102.2	0.37	0.44	0.66	0.50
40	104.0	0.35	0.42	0.65	0.48
42	107.6	0.33	0.38	0.62	0.45
44	111.2	0.30	0.36	0.59	0.42
46	114.8	0.28	0.33	0.56	
48	118.4	0.26	0.30	0.54	
50	122.0	0.24	0.28	0.51	
52	125.6	0.22	0.26	0.49	
54	129.2	0.21	0.23	0.47	
56	132.8	0.19	0.21	0.45	
58	136.4	0.18	0.19	0.43	
60	140.0	0.16	0.17	0.41	
62	143.6	0.15	0.16	0.40	
66	150.8	0.14	0.14	0.36	
70	158.0	0.12	0.12	0.33	

TABLA5. Factores de corrección por temperatura para el factor de potencia

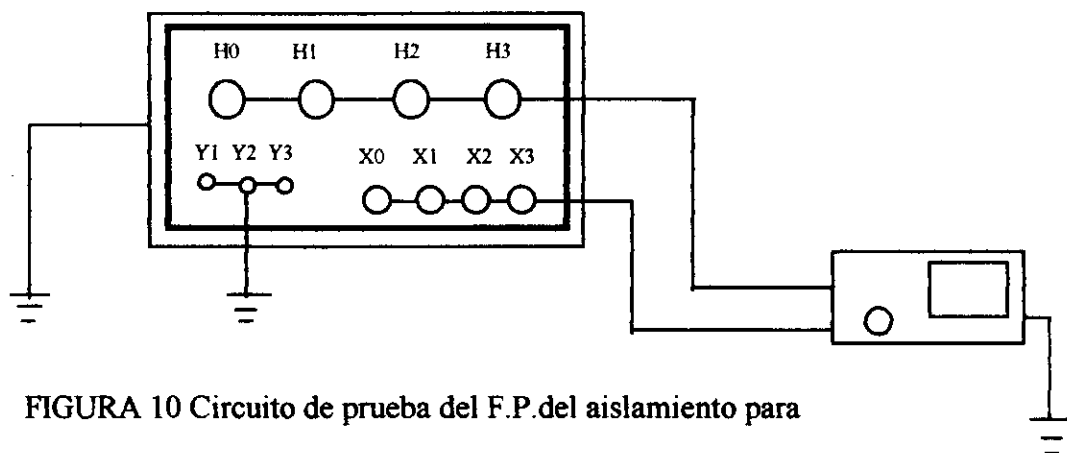


FIGURA 10 Circuito de prueba del F.P. del aislamiento para transformadores de tres devanados

2.3.4.3 Factor de potencia del aceite: Se define de forma parecida a la prueba anterior, sin embargo si el valor del factor de potencia del aceite en operación es superior al 0.5 % se debe recurrir a otras pruebas para determinar mejor su estado.

2.3.4.4. Medida de la corriente de excitación: es aquella corriente que se obtiene en el devanado primario al aplicarle un voltaje, con el secundario en circuito abierto (transformador sin carga), esta corriente depende de características tanto geométricas como eléctricas entre las que se destacan el voltaje aplicado, número de vueltas en el devanado, dimensiones del devanado etc. **En transformadores de potencia conociendo la corriente de excitación que toman los devanados se**

puede detectar fallas incipientes como cortes entre espiras, falsos contactos e.t.c.

Una corriente excesiva a la “normal” puede deberse a un corto circuito entre una o varias espiras del devanado o fallas en el aislamiento, conexión incorrecta de los devanados y conmutadores de derivación defectuosos. Esta medida se obtiene con el mismo equipo con el que se mide el factor de potencia y sus datos se deben comparar con resultados de ensayos anteriores o con información suministrada por el fabricante.

Un factor que afecta las lecturas en las pruebas de la corriente de excitación es el magnetismo remanente en el núcleo del transformador bajo prueba. Este magnetismo es indeseable por:

- a) Origina valores anormales de corriente de excitación.
- b) Al volver a conectar el transformador con magnetismo remanente, la corriente Inrush aumenta considerablemente.

El método que más se emplea para eliminar el magnetismo remanente es la aplicación de una corriente directa inversa al devanado, esta se puede lograr con la batería de un carro.

En las Figuras 11, 12 y 13 se muestran las conexiones de prueba de corriente de excitación para transformadores de dos y tres devanados.

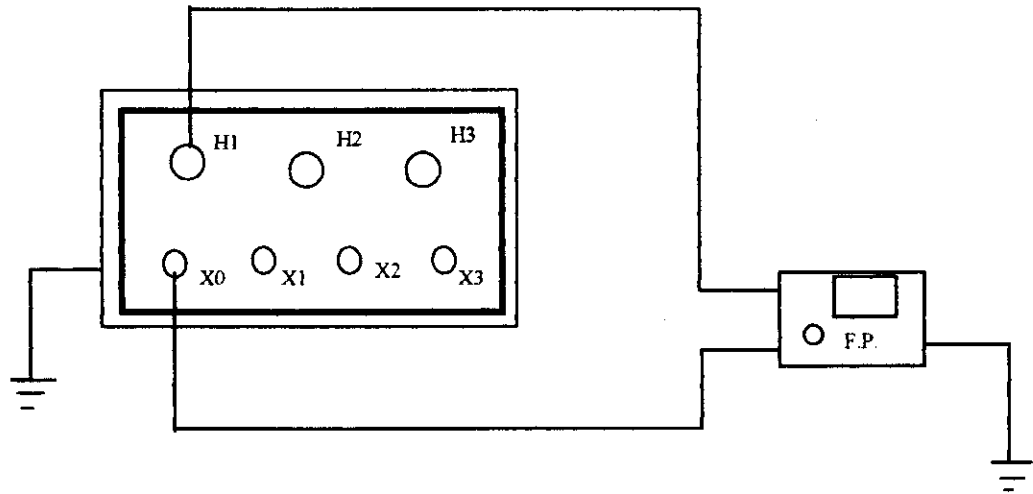


FIGURA 11 Circuito de prueba de corriente de excitación en un transformador de dos devanados con A.T. en delta

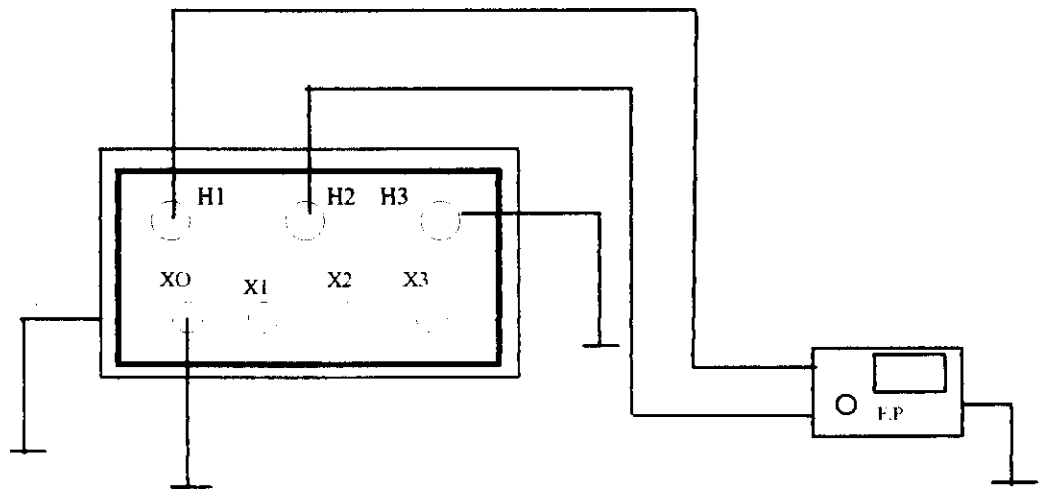


Figura 12. Circuito de prueba de corriente de excitación en un transformador de dos devanados con A.T. en estrella

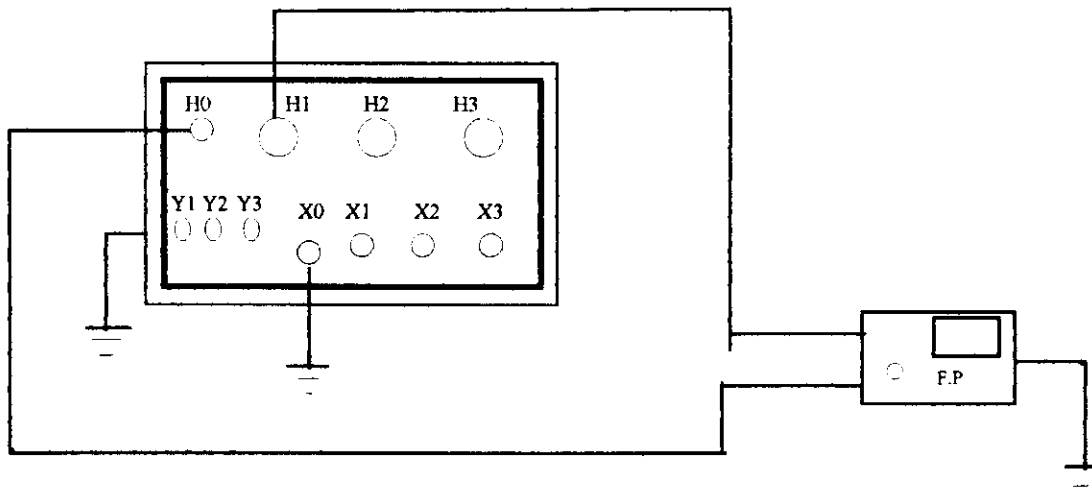


Figura 13. Circuito de prueba de corriente de excitación en un transformador de tres devanados

2.3.2.5. Relación de transformación : La relación de transformación es la relación entre el número de espiras del devanado de alta tensión al número de espiras del correspondiente devanado de baja tensión, cuya relación es aproximadamente igual a la relación de voltajes cuando el transformador está en vacío. Mediante esta prueba es posible detectar corto circuito entre espiras, circuitos abiertos, falsos contactos, daños en el conmutador y posiciones incorrectas de este, así como comprobar el grupo de conexión del transformador, se realiza con el TTR (transformer turn ratio).

La variación en los valores medidos no debe superar el -0.5% o +0.5% según los datos de placa.

También es un valioso auxiliar en la determinación de las condiciones del transformador luego de la operación de protecciones primarias tales como, relé diferencial ,buchholz, etc.

La prueba con el TTR no es aplicable en la medición de relaciones de transformación mayores de 130 como es el caso de PTs , CTs y algunos transformadores de distribución.

En las Figuras 14, 15 y 16 se presentan los diagramas de conexión de prueba de relación de transformación para transformadores

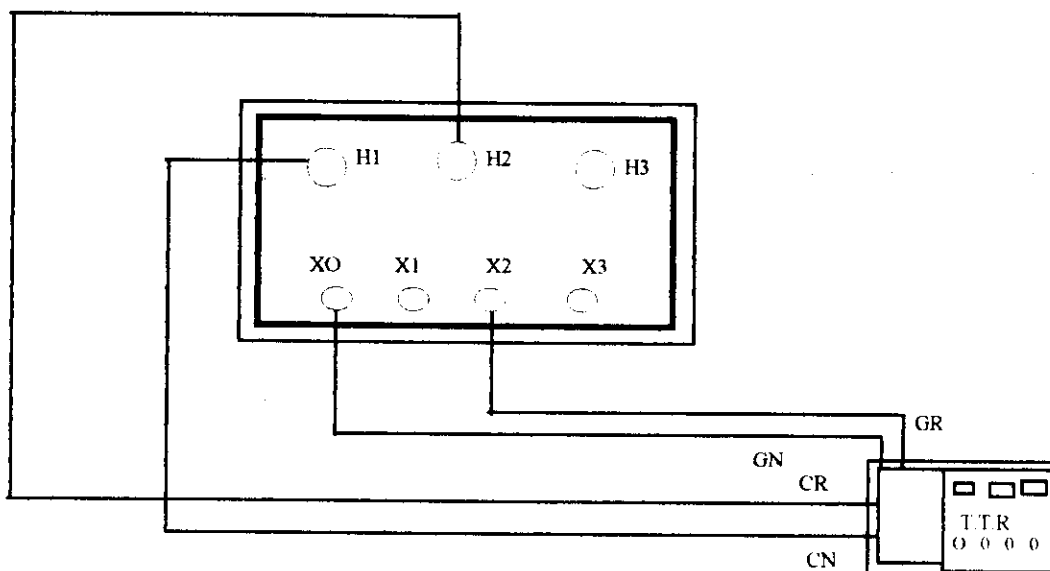


Figura 14. Circuito de prueba de relación de transformación
delta-estrella en transformadores de dos devanados

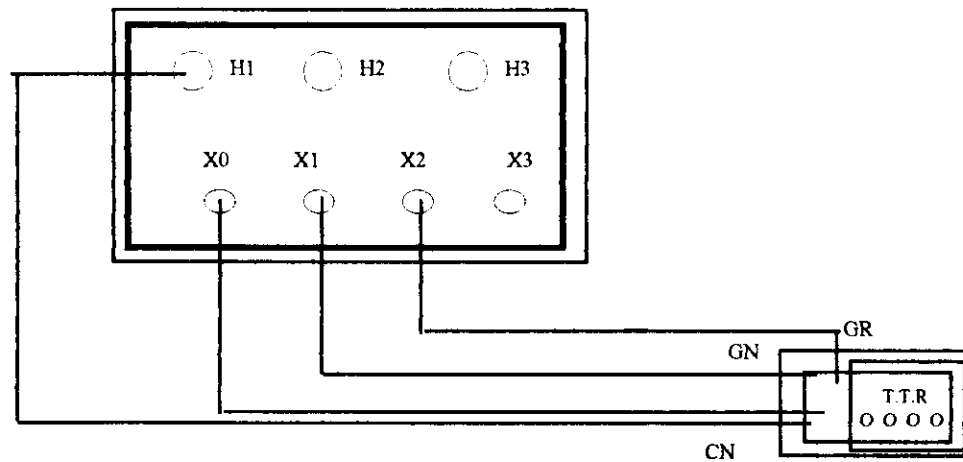


Figura 15. Circuito de prueba de relación de transformación
estrella-delta en transformadores de dos devanados

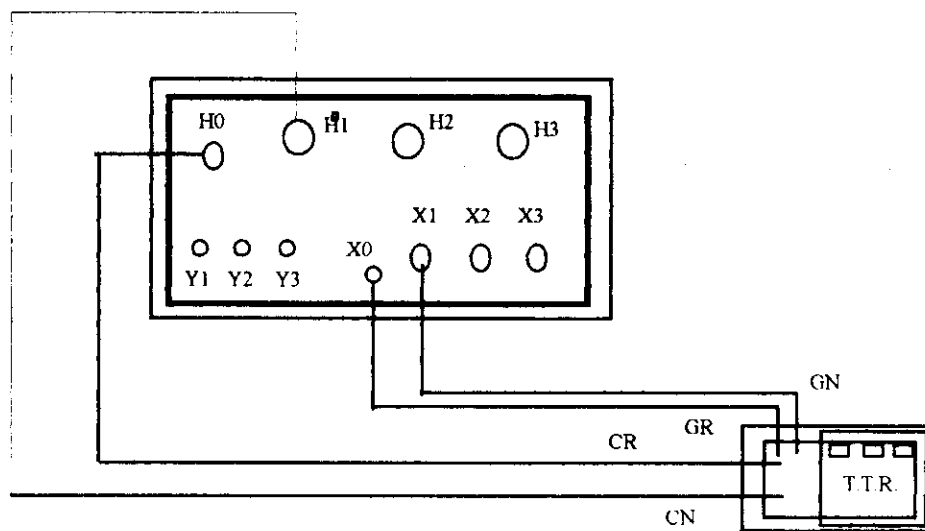


FIGURA 16. Circuito de prueba de relación de transformación en
transformadores de tres devanados

2.3.4.6 Resistencia de devanados: Para efectuar esta prueba se debe utilizar el puente de Wheatstone o de Kelvin y sirve para detectar espiras en corto circuito o en circuito abierto. Se recomienda efectuar la prueba para todas las posiciones del cambiador de taps.

Ya que la resistencia al cobre varía con la temperatura es importante convertir todos los datos a una temperatura de referencia que por concenso se ha establecido en 75 °C y cuya formula es :

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = R_{\text{PRUEBA}} \times \frac{234.5 + 75}{234.5 + T_{\text{dev}}^{\circ}\text{C}}$$

2.3.5 Termografía Infrarroja: A través de la Termografía Infrarroja (TI) se puede detectar, a distancia y sin necesidad de establecer contacto físico, calentamientos excesivos por medio de la medición de temperatura, que se pueden producir en multitud de equipos eléctricos.

El principio de la TI se basa en la Radiación Infrarroja (RI), la cual es emitida por todos aquellos materiales que poseen una temperatura superior al cero absoluto (-273 °K), porque todas las moléculas están eléctricamente cargadas y a causa de la

agitación mecánica presente, se genera una radiación de energía electromagnética.

la cual es propagada en el espacio a la velocidad de la luz con una longitud de onda ubicada en la banda infrarroja. En la Figura 17 se observa el espectro electromagnético que está comprendido por las siguientes bandas :

Ondas de radio, Microondas, Luz visible, Ultravioleta, Rayos gama, Rayos X.

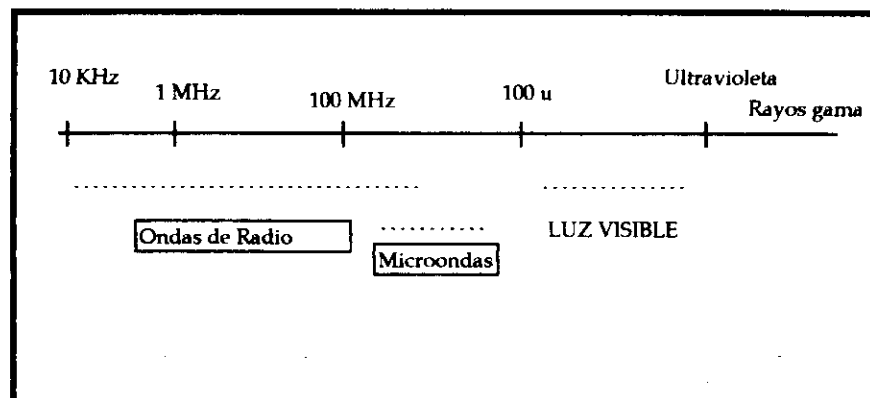


Figura 17. Espectro Electromagnético

En la banda de luz visible se hayen las radiaciones infrarrojas, con longitudes de onda que van desde 0.7 a 20 micras.

Cuando en un objeto se incrementa la temperatura, el color de este varía, esta variación en el color se da de rojo a naranja luego amarillo y finalmente la energía

emitida llega al límite del espectro visible que es el nivel más alto con luz blanca (color que se logra con el acero a 3000 °F).

Cuando se trata el tema de la TI lo que se pretende es medir la temperatura que los cuerpos presentan a través de la radiación de energía electromagnética que este emite, por tanto es necesario hablar de variables tales como:

Emisividad (E) La emisividad es la rata de energía radiada por el objeto y depende del material, la emisividad de un cuerpo negro es 1.0 por tanto los valores de emisividad están compredidos entre 0 y 1.

Reflectividad (R) Es otra característica que presentan los cuerpos es la propiedad de reflejar la energía infrarroja.

Transmitividad (T) Propiedad de permitir el paso de la energía IR a través de él.

Absorción atmosférica (A) Debido a que hay componentes en la atmósfera como agua, bióxido de carbono y otros materiales que absorben las Radiaciones Infrarrojas en ciertas longitudes de onda, incrementando así la energía absorbida durante el recorrido desde el objeto hasta el instrumento. Para que esta absorción sea despreciable se debe tratar de que la medición se realice lo más próximo

posible al objeto. Si el equipo que se analiza o si entre el equipo de medida y el de estudio, se presentan emanaciones de gases o vapores estos pueden afectar la medición.

$$A + R + T = 1.0$$

Si el objeto está en equilibrio térmico (ni frío ni caliente) es que la energía absorbida es igual a la radiada por tanto $A = E$ o sea

$$E + R + T = 1.0$$

La TI es una gran herramienta como diagnóstico no solamente en los transformadores sino en casi todos los equipos en las subestaciones, ya que a través de esto se pueden determinar no solamente las zonas afectadas sino que se pueden realizar cálculos cuantitativos de la energía perdida .

En un transformador esto no solamente representa pérdidas de energía sino que deteriora el aceite con sus respectivas consecuencias para el papel (vida útil del transformador).

2.3.6. Ultrasonido: Existen tres categorías de ondas mecánicas longitudinales que cubren diferentes gamas de frecuencia: 1) ondas audibles , son aquellas ondas sonoras que pueden ser perceptibles por el oído humano y se localizan en un rango

de 20 Hz a 2.000 Hz 2) ondas infrasónicas, son aquellas ondas longitudinales de frecuencias más bajas que la gama audible, como por ejemplo las ondas sísmicas 3) ondas ultrasónicas .Las ondas ultrasónicas son ondas longitudinales de frecuencias más altas que la gama audible (alta frecuencia), esto es señales de onda corta . Estas ondas requieren una energía acústica mayor para viajar en el espacio que un sonido de baja frecuencia.

El equipo con que cuenta la Empresa de Energía de Bogotá para detectar ondas ultrasónicas es el **Ultraprobe 2000** con el cual se pretende establecer la viabilidad de detectar fallas como **descargas por arco y efecto corona** ya que este tipo de fallas emite un sonido ultrasónico en el lugar de la emisión .

Los datos que se presentan en los anexos se tomaron en subestaciones de la Empresa de Energía de Bogotá y esto es a nivel investigativo por lo cual es muy prematuro para dar conclusiones sobre este tipo de diagnóstico. Uno de los mayores inconvenientes que se presentaron es que en el entorno donde se tomaron los datos se presentaron muchos sonidos que pudieron alterar la lectura .

2.4. MANTENIMIENTO EN CAMPO AL SISTEMA DE AISLAMIENTO

El mantenimiento preventivo se haya encaminado a extraer el agua y los lodos que se hallan en el aceite y la celulosa. El agua se controla a través del secado tanto del aceite como de la celulosa y los lodos se eliminan a través de la filtración del aceite por métodos adecuados.

2.4.1 Eliminación de lodos del aceite y del lodo depositado en el transformador.

Como se explico anteriormente al aceite en operación sufre un proceso de degradación formando inicialmente alcoholes y aldehidos (sustancias polares) para luego generar **Cetonas** y posteriormente **Esteres** los cuales se activan y polimerizan entre si formando **LODOS**.

Estos lodos se van depositando en los devanados en los núcleos y en los radiadores disminuyendo el nivel de resistencia de aislamiento y la capacidad de refrigeración en el transformador.

Para solucionar este problema se debe utilizar un medio de filtración con arcilla.

La tierra fuller es una arcilla adsorbente a base de silicato de aluminio y magnesio que atrae iónicamente los ácidos y los productos de oxidación, de esto se deduce que el objetivo de la tierra fuller es limpiar el aceite mejorando su número de neutralización y la tensión interfacial.

Este proceso de filtración se puede dividir en varias etapas para aplicarse al mantenimiento de transformadores en campo.

Una primera etapa es el calentamiento del aceite que sale del transformador antes de que este pase por la Tierra Fuller y esto se debe a que esta arcilla es especialmente activa entre 60 y 70°C.

La segunda etapa sería la desludificación propiamente dicha que se logra pasando el aceite contaminado a través de la arcilla, teniendo en cuenta que el grado de regeneración depende del número de pasadas. La cantidad de arcilla depende del estado inicial del aceite y del punto de limpieza al cual se desee llegar.

La tercera etapa es en la cual el aceite pasa por el equipo de tratamiento con el objetivo de que este sufra un proceso de desgasificación, deshidratación y filtrado donde finalmente el aceite se calienta para que entre al transformador a la temperatura adecuada (temperatura del punto de anilina) con el fin de aumentar

su poder de solvencia. Este procedimiento se repite n veces de acuerdo al estado de lodificación del transformador.

Por último se le debe agregar al aceite un aditivo sintético (inhibidor artificial DBPC o DBP) con el objeto de recuperar la estabilidad a la oxidación del aceite ya que este pierde sus inhibidores en el proceso de tratamiento con arcilla.

2.4.2. Remoción del agua en el aceite y la celulosa: El objetivo del secado es remover el agua libre atrapada en la celulosa y el aceite con el fin de llevar el contenido de humedad a valores aceptables .

Las fuentes de humedad se pueden dar en: la pérdida de estanqueidad durante el transporte, montaje e instalación de accesorios en el sitio, fugas por juntas de unión, mal estado de la sílica gel y envejecimiento del aislamiento.

El control de humedad es muy importante ya que el agua en solución no es tan dañina pero el agua en estado libre es extremadamente perjudicial por dos razones que son :

- a) Gran disminución de la rigidez dieléctica del aceite.
- b) Permite la transferencia de este excedente a la celulosa

Por tanto es importante controlar el contenido de agua en el aceite para evitar que este llegue a saturarse.

De los procesos de secado que se conocen aquellos en los cuales se aplica vacío son los más eficientes. Por lo tanto para poder aplicar este método se debe saber si el tanque esta diseñado para soportar niveles de vacío menores a 0.1 mmHg (como en los transformadores de potencia). Es importante tener en cuenta que el ensayo de estanqueidad se realiza al comienzo del proceso juntamente con la medición del punto de rocío inicial.

Para realizar la prueba se debe llenar con nitrógeno super-seco el tanque del transformador aproximadamente a una presión de 0.2 kg/cm². Con la ayuda de espuma detergente investigue si hay fugas (iniciando por los puntos mas susceptibles como unión entre la tapa y el tanque, flanches, etc.) si hay fallas, corregirlas.

En cuanto a procesos de secado tenemos.

1) Secado a presión atmosférica -Soplado de aire caliente

- Circulación de aceite caliente desgasificado

2) Secado aplicando vacío

a) Calentamiento por corto circuito, recirculación de aceite y aplicación de vacío.

En este método corto circuitamos el devanado de baja tensión y se aplica un voltaje apropiado en el devanado de alta tensión con el objetivo de calentar los devanados y el aceite, al mismo tiempo el aceite lo hacemos recircular por un equipo de tratamiento con el fin de extraer la humedad.

Es importante vigilar que la temperatura no vaya a subir de los límites establecidos (máximo 95°C en devanados y 85°C en el aceite) ya que se puede quemar el aceite o la celulosa con las respectivas consecuencias . Una vez la temperatura haya alcanzado los niveles máximos se desconecta la alimentación del corto circuito, evacuamos el aceite y aplicamos vacío al transformador, luego se repita el proceso hasta que el contenido de humedad llegue al nivel deseado.

b) Circulación de aceite caliente: Este es un método bastante lento, el cual consiste en hacer circular aceite caliente (temperatura promedio de 85°C) continuamente por el transformador y el equipo de tratamiento. Para que el método no pierda eficiencia, es necesario cubrir el transformador con mantas aislantes térmicas, también se recomienda agregar inhibidor artificial al final del proceso para reponer los componentes aromáticos que sean podido evaporar durante el proceso.

c) Aplicación de vacío únicamente: En este método se aplica vacío al transformador hasta que las medidas cualitativas y cuantitativas del contenido de agua en el aislamiento lleguen a los niveles deseados. Es importante el uso de una bomba apropiada de vacío para que el proceso no pierda eficiencia.

d) Método de aspersión de aceite caliente. Este método presenta una alta eficiencia y tiene un tiempo reducido de proceso de secado sin embargo se necesita un sistema de toberas de aspersión dentro del transformador cuya instalación presenta dificultades. Las toberas se instalan de tal forma que el baño cubra todas las bobinas y al mismo tiempo se aplique vacío al transformador. El aceite realiza un lavado al papel limpiándolo de impurezas y lodos y al mismo tiempo retira la humedad por arrastre.

Generalmente se utiliza un porcentaje del volumen de aceite del transformador para este proceso el cual queda inservible al final del proceso.

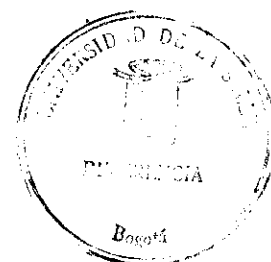
e) Método criogénico: Este método tiene una alta eficiencia y se basa en el principio de enfriamiento por desecación. Este proceso de secado consiste en hacerle vacío al transformador empleando una bomba de vacío asociada en serie a una bomba criogénica la cual es un elemento altamente refrigerante y cuyo fin es agilizar la migración rápida de las moléculas de agua del transformador hacia la bomba criogénica y la condensación del vapor de agua que se está extrayendo del transformador.

Este método es uno de los más utilizados debido a las ventajas que presenta como su fácil instalación, a temperatura ambiente no requiere calentamiento de la parte activa y la rapidez del proceso.

Es importante que después de finalizado cualquier tipo de tratamiento aun transformador y antes de colocarlo en servicio se realicen las pruebas necesarias para entrarlo en operación.

2.4.3. Equipos Utilizados para el Mantenimiento. El equipo utilizado en el mantenimiento dependerá en gran medida del tipo de operación que se desea realizar, por ejemplo si se trata de un simple secado del aceite, se deberá utilizar una planta de vacío; si se desea eliminar el lodo del aceite, se utilizarán filtros de arcilla o filtros micrométricos de porcelana, pero si se desea eliminar la humedad y el lodo depositados en el transformador se deberá utilizar una planta de mantenimiento compacta que incluya lo siguiente.

- a) Bomba de recirculación: Estas deben ser de una capacidad suficiente para mantener el flujo deseado, contra las caídas de presión originadas por los filtros y los inyectores que pueda tener el sistema
- b) Calentadores: Se deben dimensionar para mantener una temperatura cercana a los 100°C en todo el sistema.
- c) Equipo de secado: Debe ser capaz de disminuir la humedad en el aceite hasta niveles inferiores a las 5ppm en peso.
- d) Filtros de arcilla : Deben contener una cantidad de arcilla activada suficiente para tratar todo el aceite del transformador, conviene incluir en el sistema un mínimo de tres filtros, e instalarlos en tal forma que en cualquier momento dos de ellos puedan ser utilizados simultáneamente en serie o en paralelo, mientras el otro permanece en reserva o está siendo reacondicionado para uso futuro.



La cantidad de arcilla activada necesaria para la regeneración del aceite dieléctrico de un transformador depende de factores como: la acidez del aceite a tratar (Número de Neutralización), la temperatura del aceite, la acidez inicial del aceite versus la acidez final deseada y la granulometría de la arcilla utilizada en el proceso entre menor sea menor sera la cantidad de arcilla a utilizar.

e) Dosificador de inhibidor : Sirve para restituir la cantidad de inhibidor de oxidación que se consumió durante el tiempo en que el aceite permaneció en uso y la que pudo gastarse durante el proceso de mantenimiento del transformador.

El contenido final de inhibidor presente en el aceite no debe ser mayor de 0.3% en peso, ya que concentraciones mayores pueden bajar la “resistencia de impulso” del aceite.

f) Filtros micrometricos: Preferiblemente de porosidad igual o menor de 0.5 micrón se utiliza, en primera instancia, para separar sólidos y gotas de agua que pudieran permanecer suspendidas en el aceite.

g) Mangueras flexibles: para conectar la planta de tratamiento con el transformador, deben ser de un material resistente a la acción del aceite caliente y a las máximas presiones utilizadas en el proceso, estas deben ser protegidas

contra las posibles roturas que puedan ocasionarles los vehículos o equipos móviles que operan en el área.

h) Instrumentación : Entre los instrumentos de medición indispensables figuran los siguientes: Indicadores de presión, Controladores de temperatura, Indicador de presión (vacío), nivel y temperatura en el secado de vacío.

Antes de iniciar cualquiera de las operaciones de mantenimiento mencionadas se deben tomar en cuenta las siguientes previsiones:

Estudiar cuidadosamente las instrucciones para el uso que dan los fabricantes de los equipos que se utilizarán en la operación.

Entrenar a todo el personal que participa en la operación de mantenimiento.

Tener a la mano los equipos de seguridad para situaciones de emergencia.

Revisar y limpiar antes de cada mantenimiento todos los equipos del proceso e instrumentos de medición y análisis que se utilizarán en ella.

Actualmente hay gran variedad de plantas compactas, montadas sobre plataformas móviles para el tratamiento integral del aceite.

2.5 . PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia se debe orientar para que el equipo opere el mayor tiempo posible y sin interrupciones imprevistas.

Los programas de mantenimiento preventivo para transformadores de potencia se han dividido en dos, de acuerdo a la frecuencia con la cual se deben realizar.

2.5.1. Inspección Quincenal

TEM	LABOR A REALIZAR
01	Verificar el estado de los indicadores de nivel de aceite, temperatura , flujo de aceite y dispositivos de sobrepresión.
02	Comprobar funcionamiento de ventiladores
03	Verificar visualmente que no se presenten fugas en el tanque,radiadores, válvulas, tuberías etc.
04	Verificar el estado de la Sílica gel y cambiarla si se requiere
05	Elaborar un reporte sobre lo observado

2.5.2 Inspección Anual

ITEM	LABOR A REALIZAR
01	Desenergizar el transformador, se debe verificar la desconexión del interruptor y su condición de aislamiento del sistema eléctrico
02	Aterrizar debidamente el transformador
03	Verificar los indicadores de nivel de aceite, temperatura, flujo de aceite y dispositivos de sobrepresión.
04	Se debe extraer una muestra de aceite del transformador con el objeto de realizarle las pruebas necesarias que determinen su estado de degradación
05	Comprobar el funcionamiento de los ventiladores
06	Comprobar hermeticidad en tanque , radiadores, válvulas y tuberías
07	Revisar si hay indicios de deterioro o corrosión y pintar si se requiere
08	Se deben realizar las pruebas eléctricas de campo (Resistencia de aislamientos, Relación de Transformación, Factor de Potencia etc.)
09	Revisión de la puesta a tierra
10	Revisión de conexiones en alta y baja tensión
11	Revisar estado de la sílica gel y cambiarla si se requiere
12	Ajuste de borneras
13	Retirar las tierras portátiles y demás equipo
14	Elaboración del reporte correspondiente

NOTA El tiempo en que debe ejecutarse cada actividad lo determinan las condiciones de funcionamiento y las recomendaciones de cada fabricante en particular, pero ningún detalle debe ser omitido pues la falla de un solo componente afecta en mayor o menor grado toda la operación del equipo.

El mantenimiento preventivo es hoy día una necesidad indiscutible por tanto cada día se vienen haciendo esfuerzos por tratar de optimizar los métodos que se tienen.

3. MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN INTERRUPTORES DE POTENCIA

3.1. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL.

Interrupor o disyuntor es un dispositivo cuya función consiste en interrumpir y restablecer la conducción de corriente de un circuito. El interruptor es junto con el transformador el dispositivo más importante en una subestación.

Las condiciones de operación de un interruptor son: Abierto, cerrado y la transición entre el cierre y la apertura ; en el cierre el interruptor debe soportar corrientes transitorias de energización como aquellas ocasionadas por circuitos capacitivos y sobre voltajes de energización como los de las líneas de

transmisión. También debe soportar corrientes normales y de corto circuito, sobrevoltajes por descargas atmosféricas, cambios en el sistema y maniobras.

En la operación de apertura soportará las corrientes de corto circuito, el arco necesario para la interrupción y los voltajes que aparecen entre sus extremos en el momento de interrumpir la corriente. Es importante tener presente que en el momento seguido a la apertura se pueden presentar reigniciones del arco (al pasar por cero la corriente el arco puede extinguirse o reencenderse).

Los interruptores se ven sometidos a sobrevoltajes en el momento de la desenergización de los diferentes tipos de circuitos (capacitivos , inductivos, resistivos), sobre voltajes durante la energización de líneas de transmisión y altas corrientes en la energización de circuitos capacitivos.

La operación de apertura con condiciones más severas son generalmente las que corresponden a las corrientes de falla, sin embargo se puede tener en ciertos casos que la interrupción de corrientes de carga puede ocasionar magnitudes

importantes de voltaje transitorio de recuperación (TRV), que es el voltaje entre los extremos del interruptor durante su operación de apertura. Este TRV tiene características especiales según sean circuitos capacitivos, inductivos o resistivos y este puede afectar el proceso de interrupción. Durante los primeros microsegundos (aproximadamente 15) el TRV es el voltaje a través del arco que genera calor en el espacio del arco, oponiéndose al enfriamiento que se está sucediendo dentro de la cámara, por tanto si este calor generado supera la acción del enfriamiento se produce la reignición del arco (esto puede ser resultado de que la desionización de la cámara no haya alcanzado un valor satisfactorio) produciéndose de nuevo paso de corriente por efecto térmico, en caso contrario no se produce la reignición. Este proceso de interrupción también se puede ver afectado luego de la apertura si el espacio entre los contactos del interruptor no tiene una capacidad suficiente para soportar el TRV.

La condición de maniobra para determinar la capacidad del interruptor es la de la máxima corriente de falla que se da cuando la falla es cercana al interruptor o esta asociada al barraje.

Un factor de especial atención es la interrupción de corrientes capacitivas ya que pueden conllevar fácilmente a reencendidos del arco en el interruptor de potencia (por ej: la desconexión de un banco de condensadores) esto se da porque aunque la interrupción de la corriente que es por lo general menor que las corrientes de falla (menor energía de arco); el TRV puede generar reigniciones y estas calentamientos, es decir, sobretensiones en el sistema y corrientes de energización que pueden ser de alta magnitud y alta frecuencia.

Al desenergizar un banco de condensadores el TRV a través del interruptor puede alcanzar el valor varias veces por encima del voltaje pico del sistema y al energizarlo las corrientes transitorias pueden alcanzar valores también muy por encima de las corrientes nominales.

Por tanto durante la interrupción del arco aparecen los siguientes fenómenos :

- altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- altas presiones debido a la alta temperatura del plasma

-masas metálicas en movimiento (contacto móvil) que se aceleran en pocas milésimas de segundo

-esfuerzos mecánicos debidos a la corriente de corto circuito .

-esfuerzos dieléctricos debidos a la tensión de restablecimiento.

En la actualidad se buscan cámaras interruptivas de menor tamaño y mayores capacidades de corto circuito.

3.2. DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL.

Se definirán básicamente los interruptores de corriente alterna los cuales se pueden considerar formados por tres partes principales.

Parte activa : Está constituida por las cámaras de extinción las cuales soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

Estas cámaras de extinción de arco son la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico.

Parte pasiva: Se encuentra formada por una estructura la cual soporta uno o tres depósitos de aceite si el interruptor es de aceite , en los que se aloja la parte activa . Esta parte protege eléctrica y mecánicamente la parte activa , soporta los recipientes de aceite si los hay y el gabinete de control, fuera de eso ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor así como espacio para la instalación de los accesorios . Para conseguir que la velocidad de los contactos sea elevada de acuerdo con la capacidad interruptiva de la cámara ,se utilizarán poderosos resortes, y para limitar el golpe que se produciría al final de la carrera, se utilizan amortiguadores.

Accesorios : Esto incluye lo que son conectores de tierra, dispositivos para igualar tensiones (condensadores), placa de datos, compresora resortes , bobinas de cierre o disparo, calefacción etc.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un polo separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

3.3. DIFERENTES TIPOS DE INTERRUPTORES

A continuación daremos una descripción de los diferentes tipos de interruptores resaltando los diferentes medios de extinción que estos utilizan.

3.3.1. Soplado magnético: El principio de funcionamiento de este interruptor es prolongar el arco eléctrico con la ayuda del soplado magnético engendrado por el propio arco, y dividido este arco en varias cámaras con el fin de disminuir la tensión en cada una de ellas para finalmente refrigerar el arco eléctrico mediante el contacto con materiales sólidos de adecuadas propiedades térmicas como cerámica, asbesto, etc.

Este tipo de interruptor puede estar provisto de dispositivos de soplado o de inyección de aire por que cuando las intensidades de corriente son pequeñas no son atraídos por el campo magnético en las cámaras o secciones de interrupción,

ya que son estas corrientes las que engendran el campo en cuestión, por tanto a mayor corriente mayor será el soplado magnético.

Estos interruptores se emplean hasta tensiones de 30kV con intensidades máximas de 40kA y tienen una capacidad de ruptura aproximada de 750 MVA . El accionamiento mecánico de estos interruptores consta de un motor eléctrico el cual contrae un resorte y este almacena energía potencial que liberará en el momento de la apertura.

3.3.2. Gran volumen de aceite: Este interruptor consta de un recipiente lleno de aceite en el cual se hallan dos contactos en serie. Dependiendo de las capacidades de ruptura y tensiones los interruptores pueden fabricarse con los tres polos en la misma cuba o cubas monopolares (tensiones y capacidades de ruptura mayor). Su funcionamiento consiste en que al separarse sus contactos se incrementa considerablemente la temperatura en la proximidad de estos lo cual conduce a una descomposición y gasificación del medio formándose hidrógeno (H_2 ; 70% , este es un excelente medio extintor y refrigerante) acetileno (C_2H_2 , 20%); metano y otros gases. La energía utilizada en este proceso es suministrada

por el arco eléctrico el cual se refrigera y va creando un medio favorable para su extinción.

Este tipo de interruptor a pesar de que empezó a ser desplazado por interruptores más modernos con mayor capacidad de ruptura y menos espacio aún se sigue utilizando por sus innegables ventajas como su sencillo funcionamiento el cual facilita su operación y mantenimiento; el hecho de que los CTs se puedan alojar en los bushings del interruptor, redundando en un ahorro de espacio, ahora la presencia del aceite hace que los arcos eléctricos tengan dimensiones reducidas lo cual acarrea menos espacio para la cámara de interrupción.

Obviamente este tipo de interruptor también presenta algunas desventajas como el hecho del gran volumen de aceite que se requiere y el hecho de que este sea combustible lo cual podría llevar a una eventual explosión ; ahora el hecho de la presencia de corrientes de falla degrada fuertemente el aceite lo cual disminuye sus propiedades dieléctricas, implicando que se tengan que tomar medidas preventivas para una operación confiable.

3.3.3. Pequeño volumen de aceite: De lo dicho en interruptores de gran volumen de aceite se deduce que para la extinción del arco sólo era necesaria

una relativamente pequeña cantidad de aceite y esto es lo que hace que se desarrollen los interruptores de potencia de pequeño volumen de aceite.

El medio extintor (gas de aceite) en las cámaras de extinción es producido por el propio arco. Los gases que se producen por acción del arco son enviados a través de un conducto lleno de aceite hacia la caperuza superior del interruptor. El soplado (transversal) enfría el arco en toda su longitud.

En el momento de interrupción el contacto móvil se desplaza hasta la posición de apertura a través de las cavidades llenas de aceite lo cual hace que la rigidez dieléctrica aumente aun más, una vez totalmente separados los contactos por la acción de una fuerte corriente de aceite en limpio, la cámara de extinción queda lista para la reconexión.

En los interruptores de pequeño volumen de aceite este se encuentra a presión para aumentar su capacidad de interrupción y se fabrican para tensiones de hasta 800 kV e intensidades de 60kA, para lograr esto se conectan varias cámaras de interrupción en serie. Debido a que este tipo de interruptor utiliza mucho menos aceite que el interruptor de gran volumen de aceite, su mantenimiento es más frecuente.

3.3.4. Aire comprimido: El principio de este interruptor consiste en formar el arco en el espacio libre aprovechando el contacto móvil para regular la salida de aire a presión. La extinción del arco eléctrico en un interruptor de aire comprimido es un fenómeno esencialmente aerodinámico.

El soplado del arco eléctrico se puede dar en forma transversal, longitudinal o centripetal de acuerdo a la modalidad constructiva que se adopte. El objetivo es refrigerar el arco, extenderlo dentro y fuera del espacio interelectródico, para de esta forma permitir que la rigidez dieléctrica se normalice. Si nosotros comparamos el aire con otros medios extintores vemos que este no tiene propiedades especiales de ahí que se tenga que recurrir a elevadas presiones de soplado en los interruptores de potencia.

La extinción en este tipo de interruptores no depende de la intensidad de corriente y permite tiempos de interrupción de hasta un ciclo, importante en algunos sistemas con problemas de estabilidad.

Este interruptor presenta ventajas como la desconexión de corrientes de corto circuito hasta de 70kA, puede desconectar bancos de condensadores y no ofrece mayores inconvenientes. Al igual que otros interruptores permite conectar varias cámaras de interrupción en serie. Las principales desventajas que presenta son

su elevado costo ya que requiere de instalaciones neumáticas, el estruendo al desconectar cortos circuitos por lo cual se evita utilizarlo en áreas pobladas, y no son muy confiables por su gran número de válvulas y complicado mecanismo de operación, por lo tanto son los que requieren un mayor mantenimiento y tienen más complicaciones en el montaje.

3.3.5. Hexafluoruro de azufre (SF_6): Antes de hablar de los interruptores en SF_6 daremos una breve descripción de las propiedades químicas, físicas y dieléctricas de este gas.

El SF_6 (hexafluoruro de azufre) es un compuesto gaseoso cuya rigidez dieléctrica es muy elevada (atribuible a su carácter electronegativo) es un gas estable e inerte, en vista de que este no ataca al aluminio ni al acero estos materiales usan como recipientes de las cámaras de interrupción.

El SF_6 es unas 5 veces más pesado que el aire en condiciones normales (20°C , 760 Torr), es inoloro, incoloro e incombustible.

El SF_6 pasa directamente de la fase sólida a la gaseosa y no existe en forma de líquido sino a presión.

El carácter electronegativo del SF₆ se mantiene aun a temperaturas muy elevadas por lo que es muy solicitado para combatir el arco eléctrico en el interruptor de potencia, esta característica de electronegativo hace que el arco eléctrico en el disyuntor se desionize rápidamente.

En su diseño y concepción básica el interruptor de SF₆ se ha basado mucho en los interruptores de pequeño volumen de aceite vistos anteriormente y al igual que en otros interruptores de potencia, la adecuada repartición o distribución de la tensión en cada una de las cámaras, al haber varias conectadas en serie, se hace posible con la ayuda de condensadores en paralelo conectados exteriormente a los elementos modulares.

3.3.6. Interruptor al vacío: Estos utilizan como medio de extinción un vacío de hasta 10⁻⁵ Torr., en el cual no se puede engendrar un plasma ya que no hay átomos, indispensables para la ionización, pues pueden operar totalmente libres de arcos eléctricos, debido a la ausencia de materia (átomos) , los contactos del interruptor de vacío se dosifican en la práctica con un vapor metálico para que durante su operación se pueda formar arco eléctrico pero que pueda ser controlable.

La intensidad de corriente del propio arco se regula a través de la dosificación del vapor metálico (por exceso se puede producir un reencendido y por defecto una elevada sobretensión).

Estos interruptores requieren un hermetismo absoluto de manera en la cámara de interrupción para que se mantenga el vacío como mínimo por unos 20 años. Tiene varias ventajas en cuanto poco volumen, poco peso, facilidad de montaje, no presenta problemas al desconectar bancos de condensadores, así como larga vida sin mantenimiento debido al hermetismo de la cámara de interrupción.

3.4 MECANISMOS DE OPERACION

Este es el dispositivo que por medio de energía almacenada acciona el interruptor ya sea para abrirlo o para cerrarlo. Básicamente existen tres tipos de mecanismos de operación o de almacenamiento de energía, este almacenamiento de energía se logra por medio de motores o por mecanismos manuales durante emergencias .

Los principales tipos de mecanismos de operación son :

3.4.1. Neumático: La energía es almacenada en forma de aire comprimido.

Sistema que requiere bastante mantenimiento.

3.4.2. Resortes: La energía se almacena cargando resortes tanto para la apertura como para el cierre del interruptor. La gran ventaja de este mecanismo de operación es que al efectuarse el cierre del interruptor se cargan los resortes de apertura, asegurándose de esta forma el disparo del interruptor. La gran desventaja que presenta este sistema es que solo alcanza velocidades de operación hasta de tres ciclos.

3.4.3. Hidráulicos: Mecanismo similar al neumático pero como su nombre lo indica opera con base a la presión de aceite. Tanto en este como en el neumático, la presión se mantiene constante por medio de un motor compresor y viene provisto de alarmas en caso de que se pierdan los niveles de presión establecidos.

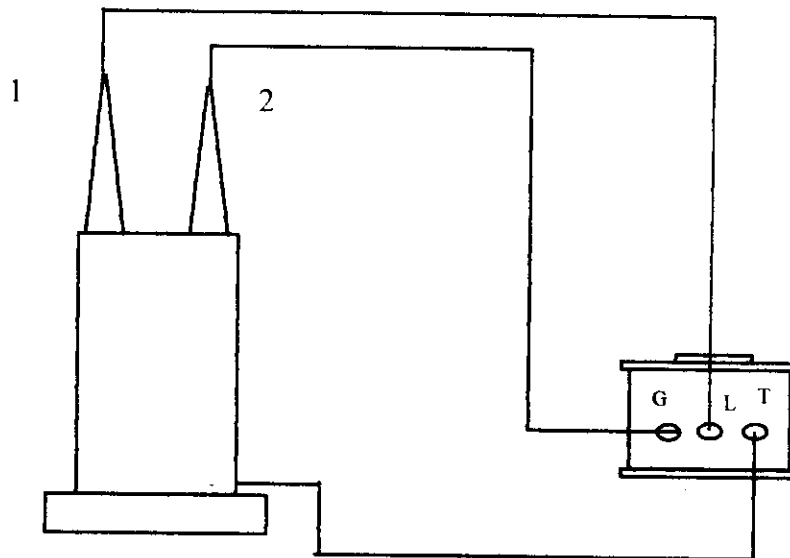
3.5. DIAGNOSTICO AL ESTADO DEL INTERRUPTOR

3.5.1. Resistencia de aislamientos : Esta prueba es muy importante principalmente en interruptores de gran volumen de aceite y de soplo magnético ya que sus aislamientos son susceptibles de humedecerse y por consiguiente reducir su resistencia de aislamiento.

Esta prueba también se aplica a interruptores de pequeño volumen de aceite y de soplo de aire aunque la humedad no les afecta a menos que se tenga una fuerte contaminación exterior del aislamiento.

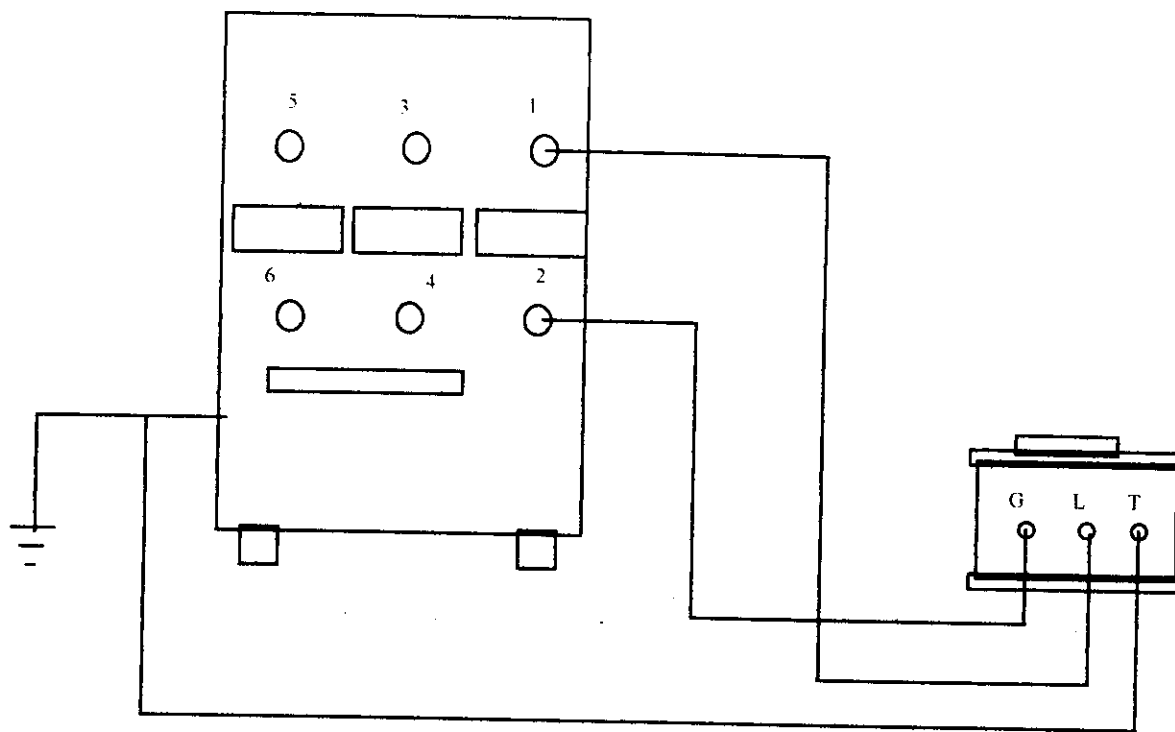
En las Figuras 18, 19 y 20 se observan los circuitos de prueba para medir la resistencia de aislamiento en los interruptores mencionados.

Si los valores de resistencia de aislamiento obtenidos son menores a 10.000 Megohmios investigar la causa que origina las pérdidas en el aislamiento, si los valores están entre 10.000 y 50.000 Megohmios es bueno tenerlo en observación



PRUEBA	POSICION	L	G	T	MIDE
1	ABIERTO	1	2	TANQUE	Boq. 1
2	ABIERTO	1	TANQUE	2	Boq. 1 en paral. (II) con equipo
3	ABIERTO	1 Y 2		TANQUE	Boq. 1 y 2 en II
4	CERRADO	1 Y 2		TANQUE	Boq. 1 y 2

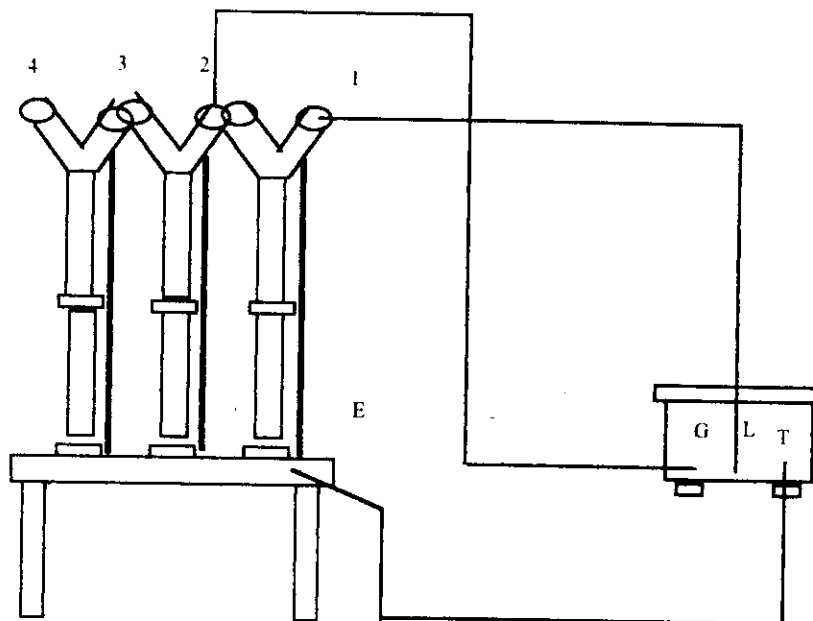
Figura 18. Circuito de prueba de resistencia de aislamientos en interruptores de gran volumen de aceite



PRUEBA	POSICIÓN	L	G	T	MIDE
1	ABIERTO	1	2	TANQUE	BOQUILLA 1
2	"	2	1	"	BOQUILLA 2
3	"	3	4	"	BOQUILLA 3
4	"	4	3	"	BOQUILLA 4
5	"	5	6	"	BOQUILLA 5
6	"	6	5	"	BOQUILLA 6

Figura 19. Circuito de prueba de interruptor de soplo magnético

Si las lecturas obtenidas son inferiores a 10.000 megohmios se debe efectuar una limpieza y secado del aislamiento y si en la prueba número tres el valor es inferior a 2000 Megohmios se deben limpiar y secar principalmente las cámaras de arco.



PRUEBA	POSICION	L	G	T	MIDE
1	ABIERTO	1	2	E	R1
2	ABIERTO	2	1,3	E	R2
3	ABIERTO	3	2,4	E	R3
4	ABIERTO	4	3	E	R4

FIGURA 20. Circuito de prueba de resistencia de aislamientos en interruptores multicámara

Estos interruptores son los formados por dos o más cámaras de interrupción y las lecturas de resistencia de aislamientos que se tienen generalmente son muy altas y constantes, sin tener polarización ni absorción ya que la mayor parte del aislamiento es porcelana, por tanto una lectura baja indica una falla grande en el aislamiento.

3.5.2. Factor de Potencia : Los resultados de esta prueba no son los mismos con el interruptor abierto que cerrado, ya que el efecto de campo eléctrico en el aislamiento no es el mismo para ambas condiciones.

El parámetro de calificación será el de comparación de los datos obtenidos ya sea con los datos de puesta en servicio o con datos tomados en inspecciones anteriores. Si por alguna razón se carece de estos datos se pueden comparar los valores obtenidos con el interruptor abierto y cerrado.

Si el interruptor esta abierto y el Factor de Potencia es superior al 2% en cualquiera de las boquillas del polo, esta deberá ser tomada en observación y si es posible verificar la posible causa.

3.5.3. Sincronismos y tiempos de operación en interruptores: Las comprobaciones del sincronismo de polos o fases y tiempos de operación se deben efectuar en forma periódica de acuerdo a lo establecido por los manuales del fabricante.

El interruptor se debe probar totalmente desenergizado y por seguridad las cuchillas en ambos lados del interruptor deben mantenerse abiertas. Esta prueba es aplicable exclusivamente a interruptores de potencia y en particular a interruptores de alta tensión.

Las pruebas relacionadas a continuación se deben ejecutar tanto para labores de mantenimiento como de puesta en servicio.

- Determinación de tiempo de apertura.
- Determinación de tiempo de cierre.
- Determinación de tiempo de cierre-apertura en forma simultánea (disparo libre)
- Determinación del sincronismo entre contactos de una misma fase, tanto para cierre como para apertura (interruptores multicámara).

Los valores para cada tipo de interruptor son una característica propia que generalmente el fabricante la da en sus instrucciones. Los tiempos de apertura medidos en campo deben ser menores a los tiempos de interrupción nominales indicados (generalmente son uno o dos ciclos menores).

Los tiempos de cierre son generalmente más largos que los de apertura y su importancia es relativamente menor (no se pueden establecer valores promedio), estos tiempos deben ser suministrados por el fabricante.

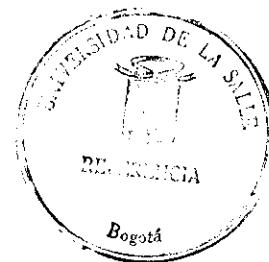
Para la simultaneidad entre fases y entre contactos de una misma fase el fabricante deberá dar la información referente sobre diferencias máximas permisibles, sin embargo, es una información de la que no siempre se dispone.

3.6. PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

A pesar de que los interruptores son dispositivos relativamente fiables, pueden surgir fallos, por ello, es necesario mantenerlos y comprobar su estado.

Los interruptores tiene una vida de servicio de 20 a 40 años, tiempo en el cual han de estar continuamente dispuestos para desempeñar su tarea. Hay varias razones por las cuales se deben comprobar y mantener los interruptores, la fricción y el desgaste puede afectar el funcionamiento de las partes móviles, fallos en los circuitos eléctricos de control, fugas en las válvulas y juntas para los medios de cierre, accionamiento y amortización.

El mantenimiento preventivo es la estrategia que más se usa e incluye inspección comprobación y revisión. Los beneficios en corto plazo en forma de ahorro de mantenimiento se invierten rápidamente por los costos de un fallo.



La necesidad de comprobación del interruptor no depende tanto del tiempo como de los esfuerzos a los que estos son sometidos, es decir, a la frecuencia con que opera.

Por tanto los interruptores deben ser chequeados cada cierto tiempo o cierto número de operaciones, la frecuencia con que se hagan estos mantenimientos y el tiempo de vida útil del interruptor, depende directamente del buen o mal uso que se haga de él.

Es importante tener presente que para un mismo nivel de tensión, el nivel de corto circuito en cada punto del sistema es distinto a cualquier otro (los niveles de corto circuito se expresan en MVA). También se debe tener presente que no es lo mismo la apertura de un interruptor con el circuito fallado, a la apertura del mismo con el circuito sano, ya que cuando el interruptor abre por falla sufre mucho más que cuando lo hace normalmente. Esta es la razón por la cual no es correcto decir que un interruptor salga a mantenimiento cada determinado número de aperturas sin tener presentes las condiciones de estas.

Por esto el criterio que se tiene es el de "MVA acumulados", y el interruptor sale a mantenimiento cuando llegue al tope de MVA. Este tope de MVA varía para los

interruptores dependiendo de su nivel de tensión, tipo de interruptor y subestación en la cual se halle ubicado (a mayor nivel de tensión mayor el MVA acumulado).

Cuando el interruptor abre normalmente se suma un determinado número de MVA que depende del nivel de tensión (por comodidad), por tanto el número de operaciones antes de sacar el interruptor a mantenimiento es mayor cuando el nivel de tensión es menor (este número de operaciones disminuye grandemente cuando ocurren aperturas en falla).

Cuando el interruptor abre por falla se debe tomar el 80 % del nivel de corto circuito del punto donde esta localizada la falla para determinar los MVA que se deben tomar. Por ejemplo si se tiene un interruptor de 155 kV cuyo nivel de corto circuito es de 3.000 MVA tenemos $3.000 \cdot 0.8 = 2.400$ MVA que se deben sumar a los MVA acumulados.

Para sacar un interruptor a inspección y mantenimiento se deben tener dos criterios, uno es el tiempo y el otro los MVA acumulados, por tanto si durante el período establecido el interruptor no ha acumulado suficientes MVA , de todas formas se le debe realizar el mantenimiento.

3.6.1. Inspecciones mensuales

ITEM	LABOR A REALIZAR
1	Revisión de porcelanas ; estado de aisladores , limpieza
2	Revisión de borneras ; estado, limpieza y ajuste de conexión
3	Revisión del fusible; estado del fusible y el portafusible
4	Revisión de cámaras de extinción ; estado , limpieza
5	Elaboración de un reporte sobre lo observado

3.6.2. Inspecciones anuales

ITEM	LABOR A REALIZAR
1	Desenergizar el interruptor, abrir seccionadores por seguridad
2	Revisión de porcelanas; estado de aisladores limpieza
3	Revisión de borneras ; estado limpieza y ajuste de conexión
4	Revisión de fusibles; estado del fusible y del portafusible
5	Se deben realizar las pruebas eléctricas de campo
6	Revisar si hay indicios de deterioro o corrosión y pintar si se requiere
7	Elaboración del reporte final

El mantenimiento a realizar en los interruptores de potencia con aislamiento en gas SF₆ es similar al descrito anteriormente, sin embargo, se deben tener presente las siguientes recomendaciones.

Nunca mover o desarmar el polo antes que la presión interna sea reducida a 0.5 bar relativos.

En el diagnóstico tener presente la humedad y la densidad del gas.

La pérdida de gas por compartimiento no debe ser mayor del 1% al año.

El gas debe cumplir por lo menos con las normas IEC 376 y 376 A-B

Las recomendaciones antes de realizar cualquier tipo de mantenimiento en un interruptor son las siguientes:

Antes de tener acceso a las partes activas del mando o a las partes mecánicas móviles, o antes de desarmar elementos del interruptor, cortar la tensión auxiliar y averiguar que el mando este en posición de abierto y con resortes de cierre descargados.

Poner fuera de servicio el interruptor en todas las operaciones de mantenimiento, se debe aterrizar las terminales de A.T.

4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN SECCIONADORES DE POTENCIA

4.1. DESCRIPCIÓN FUNCIONAL

Los seccionadores son dispositivos usados para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica , para efectuar maniobras de operación o bien para mantenimiento.

Los seccionadores también tienen la función de ser aparatos de seguridad, ya que proporcionan al personal una buena seguridad en casos en que se estén realizando mantenimientos o algún tipo de maniobra ya que es posible, por cualquier causa, el cierre del interruptor.

4.2. DESCRIPCION ESTRUCTURAL

En la actualidad encontramos una gran variedad de tipos de seccionadores y esto con el objetivo de adecuarlos a las exigencias de espacio determinadas por la subestación. Para la elección de un tipo determinado de seccionador hay varios parámetros que se tienen que tener presentes, como nivel de tensión y esquema de maniobra de la subestación .

Los seccionadores básicamente están constituidos por las cuchillas seccionadoras las cuales estan soportadas a través de aislamientos. También se encuentran acompañados por una serie de accesorios que son aquel conjunto de partes que respaldan la operación y facilitan las labores de mantenimiento: Entre los principales accesorios se tienen dispositivos de enclavamiento entre los mecanismos de comando manual y motorizado de las cuchillas de los seccionadores y entre las cuchillas principales y las de tierra, conectores, indicador de posición de cuchillas, borneras, termóstatos, lámparas indicadoras entre otros.

4.3. MECANISMOS DE OPERACION

Puede ser manual o motorizada . La operación manual puede ser hecha por una simple vara aislada o por manivela . La operación motorizada se hace a través de un mecanismo único que, por medio de ejes comanda la operación conjunta de los tres polos, o por mecanismos independientes para cada polo del seccionador . Generalmente los seccionadores con mecanismo de operación motorizada incluyen también la operación manual.

Las pruebas que se le realizan a los seccionadores son las mencionadas para interruptores a excepción de sincronismo y tiempo de operación.

4.4 PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Los programas de mantenimiento preventivo para seccionadores se han dividido en dos, de acuerdo con la frecuencia con la cual se deben realizar .

1) Inspección semanal : Cada semana se realizará una inspección visual a todos los seccionadores integrantes de la subestación.

2) Inspección anual : La inspección anual a este tipo de equipos comprende

- Revisión de los contactos del electroimán, estado, grado de desgaste, limpieza.
- Revisión de microsúchis (estado de los mismos. conexiones).
- Inspección de borneras (estado, limpieza, conexiones).
- Caja de engranajes (estado de limpieza, fuga de grasa) .
- revisión de contactos fijos y móviles (limpieza, lubricación, estado, ajuste).

Se debe tener presente que este programa de mantenimiento se baso en los seccionadores de potencia que se encuentran en la Empresa de Energía de Bogotá y no es aplicable a los seccionadores que operan bajo carga.

5. CONCLUSIONES

Una vez culminado este trabajo de investigación se pueden concluir varias cosas a saber :

Se lograron establecer claramente los principios básicos para el mantenimiento preventivo en Transformadores, Interruptores y Seccionadores de potencia en subestaciones convencionales de 115 kV y 230 kV, gracias al análisis y la síntesis de la información investigada para tal fin.

Al mismo tiempo este trabajo se convierte en un aporte orientador para las personas relacionadas en el campo, al describir no solamente el proceso de mantenimiento preventivo en sí, sino también, la estructura y el funcionamiento de los equipos, con lo cual se garantiza una mayor comprensión del trabajo a realizar.

Se demostró la importancia que para una empresa representa el mantenimiento preventivo en todos sus aspectos: económico, técnico y administrativo.

En cuanto al tema del diagnóstico por ultrasonido, se mostraron pautas representativas que marcan los primeros pasos de un tema, que en nuestro país, esta iniciando su aplicabilidad.

Otra importante conclusión tiene que ver con la confirmación de que por fin el sector eléctrico Colombiano, se esta concientizando del valor que implica el mantenimiento preventivo, proyectándolo al nivel industrial en general, con lo cual se asegura un desarrollo económico y tecnológico que años atras no se tenia en cuenta por la falta de previsión que obviamente ocasionaba grandes problemas en las empresas.

Hoy en día los seminarios cursos y publicaciones sobre el tema cobran mayor importancia, demostrando el afán por capacitar a la gente desde el rol específico que pueda desempeñar en su empresa.

No quisiera terminar estas conclusiones sin hacer relación al valor que representa la información contenida en este trabajo, puesto que se consiguió superando bastantes dificultades, como por ejemplo, el temor de las empresas en otorgar los conocimientos que pudieran poseer al respecto, la escasa información que se puede conseguir a nivel de bibliotecas y universidades, el difícil acceso a personas especializadas en el tema y a la traducción de la mayoría de la documentación que se obtuvo, por provenir del extranjero.

Es por esto que la satisfacción del resultado alcanzado es el sentimiento que me embarga finalmente, satisfacción que siento también por haber aportado estos meses de dedicación y de trabajo a la Universidad de la Salle, a la Empresa de Energía de Bogotá y en general al sector energético.

RECOMENDACIONES

Las recomendaciones que se pueden sugerir a partir de la investigación, se han dado a lo largo del desarrollo del texto, en los capítulos de los equipos que son objeto de estudio. Sin embargo , se hará énfasis en las que figurarían como principales.

Para el mantenimiento de transformadores inmersos en aceite aislante, los conceptos modernos sobre los cuales se fundamentan los procedimientos acertados de mantenimiento estan basados en la siguiente aseveración : LA VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR ES LA VIDA UTIL DEL PAPEL AISLANTE, por tanto cualquier técnica de mantenimiento preventivo debe estar orientada a cuidar la vida del papel y por ende, la del transformador.

Los agentes que inciden directamente en la vida útil del papel, disminuyendo sus propiedades, son el agua y los productos de oxidación, en consecuencia todo sistema de mantenimiento preventivo se debe dirigir a extraer estos agentes generados por el aceite y depositados especialmente en el papel aislante.

Esta es la razón por la cual filtroprensar o cambiar el aceite por uno nuevo cuando su estado de degradación es avanzado, significa estar haciendo un pésimo mantenimiento al aceite, que lleva a dañar incluso al aceite nuevo, lejos de cuidar la vida útil del transformador.

En cuanto a interruptores, la frecuencia con que se lleven a cabo los mantenimientos, y el tiempo de vida útil del interruptor, dependen directamente del buen o mal uso que se haga de este equipo, lo cual se debe tener muy en cuenta para la forma de tratar los casos de localización de fallas. Por ensayar un circuito en falla antes de localizarla se tendran que pagar cierta cantidad de MVA, no solamente obligando a mantenimientos más continuos con la necesidad de desplazar los recursos humanos y económicos, sino disminuyendo su vida útil y en casos extremos poniendo en peligro la vida de las personas que operan estos equipos.



ANEXO 1



Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus¹

This standard is issued under the fixed designation D 3487; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

This standard has been approved for use by agencies of the Department of Defense. Consult the DoD Index of Specifications and Standards for the specific year of issue which has been adopted by the Department of Defense.

1. Scope

1.1 This specification covers new mineral insulating oil of petroleum origin for use as an insulating and cooling medium in new and existing power and distribution electrical apparatus, such as, transformers, regulators, reactors, circuit breakers, switchgear, and attendant equipment.

1.2 This specification is intended to define a mineral insulating oil that is functionally interchangeable and miscible with existing oils, is compatible with existing apparatus and with appropriate field maintenance,² and will satisfactorily maintain its functional characteristics in its application in electrical equipment. This specification applies only to new insulating oil as received prior to any processing.

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:

D88 Test Method for Saybolt Viscosity³

D92 Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup⁴

D97 Test Method for Pour Point of Petroleum Oils⁴

D445 Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and the Calculation of Dynamic Viscosity)⁴

D611 Test Methods for Aniline Point and Mixed Aniline Point of Petroleum Products and Hydrocarbon Solvents⁴

D877 Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes⁵

D923 Test Methods for Sampling Electrical Insulating Liquids⁵

D924 Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids⁵

D971 Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method⁵

D974 Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration⁵

D1275 Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Oils⁵

D1298 Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method⁴

D1473 Test Method for 2,6-Ditertiary-Butyl Para-Cresol in Electrical Insulating Oils⁶

D1500 Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)⁴

D1524 Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field⁵

D1533 Test Methods for Water in Insulating Liquids (Karl Fischer Reaction Method)⁵

D1816 Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes⁵

D1903 Test Method for Coefficient of Thermal Expansion of Electrical Insulating Liquids of Petroleum Origin, and Askarels⁵

D2112 Test Method for Oxidation Stability of Inhibited Mineral Insulating Oil by Rotating Bomb⁵

D2300 Test Method for Gassing of Insulating Oils Under Electrical Stress and Ionization (Modified Pirelli Method)⁵

D2440 Test Method for Oxidation Stability of Mineral Insulating Oil⁵

D2668 Test Method for 2,6-Ditertiary-Butyl Para-Cresol and 2,6-Ditertiary-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption⁵

D2717 Test Method for Thermal Conductivity of Liquids⁷

D2766 Test Method for Specific Heat of Liquids and Solids⁷

D3300 Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Under Impulse Conditions⁵

D4059 Test Method for Analysis of Polychlorinated Biphenyls in Mineral Insulating Oils by Gas Chromatography⁵

3. Definitions

3.1 *Type I Mineral Oil*—an oil for apparatus where normal oxidation resistance is required. Some oils may require the addition of a suitable oxidation inhibitor to achieve this.

¹ This specification is under the jurisdiction of ASTM Committee D-27 on Electrical Insulating Liquids and Gases and is the direct responsibility of Subcommittee D27.01 on Mineral Oils.

Current edition approved May 12, 1988. Published August 1988. Originally published as D 3487 - 76. Last previous edition D 3487 - 82a.

² Refer to American National Standard C59.131, Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment (IEEE Standard 64). Available from the American National Standards Institute, 11 West 42nd Street, 15th Floor, New York, NY 10036.

³ Annual Book of ASTM Standards, Vol 04.04

⁴ Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.01

⁵ Annual Book of ASTM Standards, Vol 09.03

⁶ Discontinued; see 198 Annual Book of ASTM Standards, Vol 10.01
⁷ Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.02

TABLE 1 Property Requirements

Property	Limit		ASTM Test Method
	Type I	Type II	
Physical			
Aniline point, °C	(63-84) ^A	(63-84) ^A	D 611
Color, max	0.5	0.5	D 1500
Flash point, min, °C	145	145	D 92
Interfacial tension at 25°C, min, dynes/cm	40	40	D 971
Pour point, max, °C	-40 ^B	-40 ^B	D 97
Specific gravity, 15°C/15°C max	0.91	0.91	D 1298
Viscosity, max, cSt (SUS) at			
100°C	3.0 (36) ^C	3.0 (36) ^C	D 445 or D 88
40°C	12.0 (66) ^C	12.0 (66) ^C	
0°C	76.0 (350)	76.0 (350)	
Visual examination	clear and bright	clear and bright	D 1524
Electrical			
Dielectric breakdown voltage at 60 Hz			
Disk electrodes, min, kV	30	30	D 877
VDE electrodes, min, kV 0.040-in. (1.02-mm) gap	28 ^D	28 ^D	D 1816
0.080-in. (2.03-mm) gap	56 ^D	56 ^D	
Dielectric breakdown voltage, impulse conditions			D 3300
25°C, min, kV, needle negative to sphere grounded,	145 ^{A,E}	145 ^{A,E}	
1-in. (25.4-mm) gap			
Gassing tendency, ^{F,G} max, µL/min	+15	+15	D 2300 (Procedure A)
	+30	+30	D 2300 (Procedure B)
Dissipation factor (or power factor), at 60 Hz max, %:			D 924
25°C	0.05	0.05	
100°C	0.30	0.30	
Chemical			
Oxidation stability (acid-sludge test)			D 2440
72 h			
% sludge, max, by mass	0.15	0.1 ^A	
Total acid number, max, mg KOH/g	0.5	0.3 ^A	
164 h			
% sludge, max, by mass	0.3	0.2 ^A	
Total acid number, max, mg KOH/g	0.6	0.4 ^A	
Oxidation stability (rotating bomb test), min, minutes	—	195	D 2112
Oxidation inhibitor content, max, % by mass	0.08	0.3	D 1473 or D 2668 ^H
Corrosive sulfur		noncorrosive	D 1275
Water, max, ppm	35	35	D 1533
Neutralization number, total acid number, max, mg KOH/g	0.03	0.03	D 974
PCB content, ppm	not detectable	not detectable	D 4059

^A The value shown represents current knowledge. Work is in progress to reaffirm the validity of this value.

^B In certain sections of the United States and Canada, it is common practice to specify a lower or higher pour point, depending upon climatic conditions.

^C At the temperatures previously used for insulating oil viscosity determinations, these values correspond to 3.1 cSt (36.5 SUS) at 210°F (98.9°C) and to 13.0 cSt (70 SUS) at 100°F (37.8°C).

^D These limits by Test Method D 1816 are applicable only to new oil which has been filtered, dehydrated, and degassed (see Appendix, X2.2.3).

^E Currently available oils vary in impulse strength. Some users prefer oil of a 145 kV minimum for certain applications, while others accept oil with impulse strength as low as 130 kV for other applications.

^F Specification requires that insulating oils meet the gassing tendency limits as measured by Test Method D 2300 either Procedure A or B. The specification does not require that insulating oils meet gassing tendency limits as measured by both Test Method D 2300 Procedures A and B.

^G In the gassing tendency test in Test Method D 2300 Procedures A and B, the test temperature should be 80°C with a test voltage of 12 kV for Procedure A and a test voltage of 10 kV for Procedure B.

^H Both 2,6-ditertiary-butyl para-cresol and 2,6-ditertiary butylphenol have been found to be suitable oxidation inhibitors for use in oils meeting this specification.

Preliminary studies indicate Test Method D 2668 is suitable for determining concentration of either inhibitor or their mixture. Test Method D 1473 is suitable for determining concentration of 2,6-ditertiary-butyl para-cresol, but its applicability to 2,6-ditertiary butylphenol is still under investigation.

3.2 *Type II Mineral Oil*—an oil for apparatus where greater oxidation resistance is required. This is usually achieved with the addition of a suitable oxidation inhibitor.

NOTE 1—During processing of inhibited mineral oil under vacuum and elevated temperatures, partial loss of inhibitor and volatile portions of mineral oil may occur. The common inhibitors, 2,6-ditertiary-butyl para-cresol and 2,6-ditertiary-butyl phenol, are more volatile than transformer oil. If processing conditions are too severe, oxidation stability of the oil may be decreased due to loss of inhibitor. The selectivity for removal of moisture and air in preference to loss of inhibitor and oil is improved by use of a low processing temperature.

Conditions that have been found satisfactory for most inhibited mineral oil processing are:

Temperature, °C	Minimum Pressure	
	Pa	Torr, Approximate
40	5	0.04
50	10	0.075
60	20	0.15
70	40	0.3
80	100	0.75
90	400	3.0
100	1000	7.5

If temperatures higher than those recommended for the operating pressure are used, the oil should be tested for inhibitor content and inhibitor added as necessary to return inhibitor content to its initial value. Attempts to dry apparatus containing appreciable amounts of free water may result in a significant loss of inhibitor even at the conditions recommended above.

3.3 *additives*—chemical substances that are added to mineral insulating oil to achieve required functional properties.

3.4 *properties*—those properties of the mineral insulating oil which are required for the design, manufacture, and operation of the apparatus. These properties are listed in Section 5.

4. Sampling and Testing

4.1 Take all oil samples in accordance with Test Methods D 923.

4.2 Make each test in accordance with the latest revision

of the ASTM test method specified in Section 5.

4.3 The oil shall meet the requirements of Section 5 at the unloading point.

NOTE 2—Because of the different needs of the various users items relating to packaging, labeling, and inspection are considered to be subject to buyer-seller agreement.

NOTE 3—In addition to all other tests listed herein, it is sound engineering practice for the apparatus manufacturer to perform an evaluation of new types of insulating oils in insulation systems, prototype structures, or full-scale apparatus, or any combination thereof to assure suitable service life.

4.4 Make known to the user the generic type and amount of any additive used, for assessing any potential detrimental reaction with other materials in contact with the oil.

5. Property Requirements

5.1 Mineral insulating oil conforming to this specification shall meet the property limits given in Table 1. The significance of these properties is discussed in Appendix X2.

APPENDICES

(Nonmandatory Information)

X1. SUPPLEMENTARY DESIGN INFORMATION

X1.1 The following values are typical for presently used mineral insulating oils. For oils derived from paraffinic or mixed-base crudes, the apparatus designer needs to know that these properties have not changed.

Property	Typical Values	ASTM Test Method
Coefficient of expansion, /°C from 25 to 100°C	0.0007 to 0.0008	D 1903
Dielectric constant, 25°C	2.2 to 2.3	D 924
Specific heat, cal/g, 20°C	0.44	D 2766
Thermal conductivity, cal/ cm·s·°C, from 20 to 100°C	(0.30 to 0.40) × 10 ⁻³	D 2717

X2. SIGNIFICANCE OF PROPERTIES OF MINERAL INSULATING OIL

X2.1 Physical Properties

X2.1.1 *Aniline Point*—The aniline point of a mineral insulating oil indicates the solvency of the oil for materials that are in contact with the oil. It may relate to the impulse and gassing characteristics of the oil.

X2.1.2 *Color*—A low color number is an essential requirement for inspection of assembled apparatus in the tank. An increase in the color number during service is an indicator of deterioration of the mineral insulating oil.

X2.1.3 *Flash Point*—The safe operation of the apparatus requires an adequately high flash point.

X2.1.4 *Interfacial Tension*—A high value for new mineral insulating oil indicates the absence of undesirable polar contaminants. This test is frequently applied to service-aged oils as an indicator of the degree of deterioration.

X2.1.5 *Pour Point*—The pour point of mineral insulating oil is the lowest temperature at which the oil will just flow and many of the factors cited under viscosity apply. The pour point of -40°C may be obtained by the use of suitable distillates, refining processes, the use of appropriate long life additives, or any combination thereof. If a pour point additive is used, it is necessary to make known the amount and chemical composition.

X2.1.6 *Specific Gravity*—The specific gravity of a mineral insulating oil influences the heat transfer rates and may be pertinent in determining suitability for use in specific applications. In extremely cold climates, specific gravity has been used to determine whether ice, resulting from freezing of water in oil-filled apparatus, will float on the oil and possibly result in flashover of conductors extending above the oil level. See, for example, "The Significance of the Density of Transformer Oils."⁸

X2.1.7 *Viscosity*—Viscosity influences the heat transfer and, consequently, the temperature rise of apparatus. At low temperatures, the resulting higher viscosity influences the speed of moving parts, such as those in power circuit breakers, switchgear, load tapchanger mechanisms, pumps and regulators. Viscosity controls mineral insulating oil processing conditions, such as dehydration, degassification and filtration, and oil impregnation rates. High viscosity may adversely affect the starting up of apparatus in cold climate (for example, spare transformers and replacements).

⁸ Mulhall, V. R. "The Significance of the Density of Transformer Oils." *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, Vol. 15, No. 6, December 1980, # 498-499.

X2.1.8 Visual Examination—A simple visual inspection of mineral insulating oil may indicate the absence or presence of undesirable contaminants. If such contaminants are present, more definitive testing is recommended to assess their effect on other functional properties.

X2.2 Electrical Properties

X2.2.1 Dielectric Breakdown Voltage, 60 Hz—The dielectric breakdown voltage of a mineral insulating oil indicates its ability to resist electrical breakdown at power frequencies in electrical apparatus.

X2.2.1.1 Dielectric Breakdown—Disk Electrodes—The test utilizing disk electrodes is useful in assessing the quality of the mineral insulating oil as received in tank cars, tank trucks, or drums. It is not sensitive enough to determine if an oil meets the minimum acceptable breakdown strength needed for processed oil used in some equipment.

X2.2.1.2 Dielectric Breakdown—VDE Electrodes—The VDE method (D 1816), because of its sensitivity to contaminants, is used to determine if a processed oil meets the minimum acceptable breakdown strength of new oils, as required in apparatus. To obtain the limits shown in Section 5, oil must be filtered, dehydrated, and degassed. (As a guide for the user of this test procedure, acceptable processing should yield an oil that is essentially free of particulate matter, and with moisture and gas content levels of the order of 15 ppm and 0.5 % by volume, respectively.) This test is not applicable to new unprocessed oil.

X2.2.2 Dielectric Breakdown Voltage—Impulse—The impulse strength of oil is critical in electrical apparatus. The impulse breakdown voltage of an oil indicates its ability to resist electrical breakdown under transient voltage stresses (lightning and switching surges). The functional property is sensitive to both polarity and electrode geometry.

X2.2.3 Dissipation Factor—Dissipation factor (power factor) is a measure of the dielectric losses in an oil. A low dissipation factor indicates low dielectric losses and a low level of soluble contaminants.

X2.3 Chemical Properties

X2.3.1 Oxidation Inhibitor Content—Oxidation inhibitor added to mineral insulating oil retards the formation of oil sludge and acidity under oxidative conditions. It is important to know if an oxidation inhibitor has been added to the oil and the amount. 2,6-Ditertiary-butyl para-cresol and 2,6-ditertiary butylphenol have been found suitable for use in

mineral insulating oils complying with this specification. It is anticipated that other oxidation inhibitors will be accepted.

X2.3.2 Corrosive Sulfur—The absence of elemental sulfur and thermally unstable sulfur-bearing compounds is necessary to prevent the corrosion of certain metals such as copper and silver in contact with the mineral insulating oil.

X2.3.3 Water Content—A low water content of mineral insulating oil is necessary to achieve adequate electrical strength and low dielectric loss characteristics, to maximize the insulation system life, and to minimize metal corrosion.

X2.3.4 Neutralization Number—A low total acid content of a mineral insulating oil is necessary to minimize electrical conduction and metal corrosion and to maximize the life of the insulation system.

X2.3.5 Oxidation Stability—The development of oil sludge and acidity resulting from oxidation during storage, processing, and long service life should be held to a minimum. This minimizes electrical conduction and metal corrosion, maximizes insulation system life and electrical breakdown strength, and ensures satisfactory heat transfer. The limiting values in accordance with Section 5, as determined by Methods D 2112 and D 2440, best achieve these objectives.

X2.3.6 Gassing—The gassing tendency of a mineral insulating oil is a measure of the rate of absorption or desorption of hydrogen into or out of the oil under prescribed laboratory conditions. It reflects, but does not measure, aromaticity of the oil. Most oil-filled transformers are blanketed with nitrogen or oxygen-depleted air. The gassing tendency of oil under nitrogen does not directly relate to its gassing tendency under hydrogen. No quantitative relationship has been established between the gassing tendency of an oil, as indicated by the results of Method D 2300, and the performance or life of that oil in service.

X2.3.7 PCB Content—United States regulations specify procedures to be followed for the use and disposal of electrical apparatus and electrical insulating fluids containing PCB (polychlorinated biphenyls). The procedure to be used for a particular apparatus or lot of insulating fluid is determined from its PCB content. New mineral insulating oil of the type covered by this specification should not contain any detectable PCB. A nondetectable PCB concentration measured by Method D 4059 provides documentation to permit the insulating oil and apparatus containing it to be used without the labeling, recordkeeping, and disposal restrictions required of PCB-containing materials.

X3. CRUDE OILS, REFINING PROCESSES, AND SHIPPING CONTAINERS

X3.1 Crude Oils—Mineral insulating oils are presently refined from predominantly naphthenic crude oils. As the supply of such crude oils diminishes, paraffinic or mixed base crudes may be used to provide mineral insulating oil for use in electrical apparatus. As the new crudes are developed for this use, additional tests peculiar to the chemistry of these oils will need to be defined.

X3.2 Refining Processes—Distillates from crude oils may be refined by various processes such as acid treatment, solvent extraction, dewaxing, hydrogen treatment, or combinations of these methods to yield mineral insulating oil

meeting the requirements of this specification. The generic process should be specified upon request.

X3.3 Shipping Containers—Mineral insulating oil is usually shipped in rail cars, tank trucks (trailers), or drums. Rail cars used for shipping mineral insulating oil are usually not used for shipping other products and are more likely to be free of contamination. Tank trucks may be used for many different products and are more subject to contamination. Oil drums are most often used for shipping small quantities. All shipping containers, together with any attendant pump and piping should be cleaned prior to filling with oil and should be properly sealed to protect the oil during shipment.

The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, 1916 Race St., Philadelphia, PA 19103.

ANEXO 2

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
SECCION DE OPERACIONES SUBESTACIONES
GRUPO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

INSPECCION ULTRASONICA

FECHA	S/E	TRAFO	RELACION	MARCA	EQUIPO	PARTE	FASE	KV	I(A)	°DEV	°ACE	KHZ	SEN	MP	OBSERVACIONES
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	C	34.5	210	36	32	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	BUJE NEUTRO							B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	A	115				B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	A	115				B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	B	115				B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	B	115				B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	C	115				B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	C	115				B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	BUCHHOLZ	CUBA						B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	BUCHHOLZ	CAMBIADOR						B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	RADIADOR							B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	VENTILADORES							B.F.	10	10	
9/27/95	MU	RI	115/34,5	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR E	A	115		33	33	B.F.	10	30	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CUERPO	A	115		33	33	B.F.	10	18	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR I	A	115		33	33	B.F.	10	18	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CT	A	115		33	33	B.F.	10	18	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR E	B	115		33	33	B.F.	10	12	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CUERPO	B	115		33	33	B.F.	10	12	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR I	B	115		33	33	B.F.	10	12	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CT	B	115		33	33	B.F.	10	12	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR E	C	115		33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CUERPO	C	115		33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR I	C	115		33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CT	C	115		33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR E	A	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CUERPO	A	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR I	A	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	A	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR E	B	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CUERPO	B	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR I	B	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	B	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR E	C	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CUERPO	C	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU	DI	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR I	C	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	

REPORTO : _____ No. Asignado : _____

Vo. Bo. _____

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
SECCION DE OPERACIONES SUBESTACIONES
GRUPO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

INSPECCION ULTRASONICA

FECHA S/E	TRAFO	RELACION	MARCA	EQUIPO	PARTE	FASE	KV	I (A)	°DEV	°ACE	KHZ	SEN	MP	OBSERVACIONES
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	C	11.4	435	33	33	B.F.	10	10	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE NEUTRO									12	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	A	115				B.F.	10	20	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	A	115				B.F.	10	40	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	B	115				B.F.	10	20	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	B	115				B.F.	10	40	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	C	115				B.F.	10	10	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	C	115				B.F.	10	16	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUCHHOLZ	CUBA						B.F.	10	10	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUCHHOLZ	CAMBIADOR						B.F.	10	10	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	RADIADOR							B.F.	10	10	
9/27/95	MU D1	115/11.4	MITSUBISHI	VENTILADORES							B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR E	A	115		39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CUERPO	A	115		39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR I	A	115		39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CT	A	115		39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR E	B	115		39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR I	B	115		39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR E	C	115		39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR I	C	115		39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CT	C	115		39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR E	A	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CUERPO	A	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR I	A	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	A	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR E	B	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CUERPO	B	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR I	B	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	B	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR E	C	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CUERPO	C	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR I	C	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	

REPORTO :

No. Asignado :

Vo. Bo.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
SECCION DE OPERACIONES SUBESTACIONES
GRUPO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

INSPECCION ULTRASONICA

FECHA	S/E	TRAFO	RELACION	MARCA	EQUIPO	PORTE	FASE	KV	I (A)	°DEV	°ACE	KHZ	SEN	MP	OBSERVACIONES
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	C	11.4	1330	39	42	B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE NEUTRO							B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	A	115				B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	A	115				B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	B	115				B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	B	115				B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	C	115				B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	C	115				B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUCHHOLZ	CUBA						B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	BUCHHOLZ	CAMBIADOR						B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	RADIADOR							B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D1	115/11.4	MITSUBISHI	VENTILADORES							B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR E A	E A	115		36	39	B.F.	10	24	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CUERPO	A	115		36	39	B.F.	10	30	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR I A	I A	115		36	39	B.F.	10	30	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CT	A	115		36	39	B.F.	10	16	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR E B	E B	115		36	39	B.F.	10	60	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CUERPO	B	115		36	39	B.F.	10	40	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR I B	I B	115		36	39	B.F.	10	30	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CT	B	115		36	39	B.F.	10	20	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR E C	E C	115		36	39	B.F.	10	60	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CUERPO	C	115		36	39	B.F.	10	60	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CONECTOR I C	I C	115		36	39	B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE ALTA	CT	C	115		36	39	B.F.	10	10	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR E A	E A	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CUERPO	A	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR I A	I A	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	A	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR E B	E B	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CUERPO	B	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR I B	I B	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	B	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR E C	E C	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CUERPO	C	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
9/27/95	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CONECTOR I C	I C	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	

REPORTO :

No. Asignado :

Vo. Bo.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
SECCION DE OPERACIONES SUBESTACIONES
GRUPO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

INSPECCION ULTRASONICA

ECIA	SE	TRAFO	RELACION	MARCA	EQUIPO	PARTE	FASE	KV	I (A)	°DEV	°ACE	KHZ	SEN	MP	OBSERVACIONES
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE DE BAJA	CT	C	11.4	1000	36	39	B.F.	10	12	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUJE NEUTRO							B.F.	10	10	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	A	115				B.F.	10	40	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	A	115				B.F.	10	30	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	B	115				B.F.	10	50	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	B	115				B.F.	10	40	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CONECTOR	C	115				B.F.	10	>100	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	PARARRAYO	CUERPO	C	115				B.F.	10	90	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUCHHOLZ	CUBA						B.F.	10	30	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	BUCHHOLZ	CAMBIADOR						B.F.	10	18	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	RADIADOR							B.F.	10	10	
2795	SM	D2	115/11.4	MITSUBISHI	VENTILADORES							B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR E	A	115		44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CUERPO	A	115		44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR I	A	115		44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CT	A	115		44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR E	B	115		44	41.5	B.F.	10	18	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CUERPO	B	115		44	41.5	B.F.	10	14	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR I	B	115		44	41.5	B.F.	10	12	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CT	B	115		44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR E	C	115		44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CUERPO	C	115		44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR I	C	115		44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CT	C	115		44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR E	A	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	60	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CUERPO	A	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	40	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR I	A	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CT	A	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR E	B	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	20	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CUERPO	B	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	20	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR I	B	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CT	B	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	10	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR E	C	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	14	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CUERPO	C	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	14	
2795	BO	R1	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR I	C	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	10	

REPORTO :

No. Asignado :

Vo. Bo.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
SECCION DE OPERACIONES SUBESTACIONES
GRUPO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

INSPECCION ULTRASONICA

FECHA	SE	TRAFO	RELACION	MARCA	EQUIPO	PARTE	FASE	KV	I (A)	°DEV	°ACE	KHZ	SEN	MP	OBSERVACIONES
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	BUJE DE BAJA	CT	C	34.5	230	44	41.5	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	BUJE NEUTRO							B.F.	10	50	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	PARARRAYO	CONECTOR	A	115				B.F.	10	14	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	PARARRAYO	CUERPO	A	115				B.F.	10	14	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	PARARRAYO	CONECTOR	B	115				B.F.	10	12	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	PARARRAYO	CUERPO	B	115				B.F.	10	12	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	PARARRAYO	CONECTOR	C	115				B.F.	10	10	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	PARARRAYO	CUERPO	C	115				B.F.	10	10	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	BUCHHOLZ	CUBA						B.F.	10	10	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	BUCHHOLZ	CAMBIADOR						B.F.	10	20	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	RADIADOR							B.F.	10	10	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	VENTILADORES							B.F.	10	10	
9/27/95	BO	RI	115/34.5	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR	EA	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CUERPO	A	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR	I A	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CT	A	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR	EB	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CUERPO	B	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR	I B	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CT	B	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR	EC	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CUERPO	C	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR	I C	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CT	C	115		65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR	EA	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CUERPO	A	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR	I A	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CT	A	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR	EB	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CUERPO	B	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR	I B	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CT	B	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR	EC	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CUERPO	C	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	DI	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR	I C	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	

REPORTO : _____ No. Asignado : _____

Vo. Bo. _____

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
SECCION DE OPERACIONES SUBESTACIONES
GRUPO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

INSPECCION ULTRASONICA

FECHA	S/E	TRAF0	RELACION	MARCA	EQUIPO	PORTE	FASE	KV	I (A)	°DEV	°ACE	KHZ	SEN	MP	OBSERVACIONES
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CT	C	11.4	1050	65	51	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	BUJE NEUTRO							B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	PARARRAYO	CONECTOR	A	115				B.F.	10	40	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	PARARRAYO	CUERPO	A	115				B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	PARARRAYO	CONECTOR	B	115				B.F.	10	70	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	PARARRAYO	CUERPO	B	115				B.F.	10	60	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	PARARRAYO	CONECTOR	C	115				B.F.	10	80	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	PARARRAYO	CUERPO	C	115				B.F.	10	60	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	BUCHHOLZ	CUBA						B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	BUCHHOLZ	CAMBIADOR						B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	RADIADOR							B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	VENTILADORES							B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D1	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR EA		115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CUERPO	A	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR I A	A	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CT	A	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR EB	B	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CUERPO	B	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR I B	B	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CT	B	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR EC	C	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CUERPO	C	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CONECTOR I C	C	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE ALTA	CT	C	115		61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR EA		11.4	960	61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CUERPO	A	11.4	960	61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR I A	A	11.4	960	61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CT	A	11.4	960	61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR EB	B	11.4	960	61	48	B.F.	10	12	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CUERPO	B	11.4	960	61	48	B.F.	10	12	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR I B	B	11.4	960	61	48	B.F.	10	12	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CT	B	11.4	960	61	48	B.F.	10	12	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR EC	C	11.4	960	61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CUERPO	C	11.4	960	61	48	B.F.	10	10	
9/27/95	BO	D2	115/11.4	OSAKA	BUJE DE BAJA	CONECTOR I C	C	11.4	960	61	48	B.F.	10	10	

No. Asignado :

REPORTO :

Vo. Bo.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
SECCION DE OPERACIONES SUBESTACIONES
GRUPO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

INSPECCION ULTRASONICA

FECHA	S/E	TRAFO	RELACION	MARCA	EQUIPO	PARTE	FASE	KV	I (A)	°DEV	°ACE	KHZ	SEN	MP	OBSERVACIONES
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CT	C	11.4	1140	50	50	B.F.	10	80	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	BUJE NEUTRO							B.F.	10	80	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	PARARRAYO	CONECTOR	A	115				B.F.	10	30	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	PARARRAYO	CUERPO	A	115				B.F.	10	30	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	PARARRAYO	CONECTOR	B	115				B.F.	10	70	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	PARARRAYO	CUERPO	B	115				B.F.	10	60	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	PARARRAYO	CONECTOR	C	115				B.F.	10	100	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	PARARRAYO	CUERPO	C	115				B.F.	10	90	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	BUCHHOLZ	CUBA						B.F.	10	40	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	BUCHHOLZ	CAMBIADOR						B.F.	10	30	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	RADIADOR							B.F.	10	20	
9/26/95	LP	D1	115/11.4	TOSHIBA	VENTILADORES							B.F.	10	20	APAGADOS
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CONECTOR E A	E A	115		45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CUERPO	A	115		45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CONECTOR I A	A	115		45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CT	A	115		45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CONECTOR E B	E B	115		45	45	B.F.	10	20	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CUERPO	B	115		45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CONECTOR I B	B	115		45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CT	B	115		45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CONECTOR E C	E C	115		45	45	B.F.	10	40	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CUERPO	C	115		45	45	B.F.	10	30	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CONECTOR I C	C	115		45	45	B.F.	10	20	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE ALTA	CT	C	115		45	45	B.F.	10	20	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CONECTOR E A	E A	11.4	1330	45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CUERPO	A	11.4	1330	45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CONECTOR I A	A	11.4	1330	45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CT	A	11.4	1330	45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CONECTOR E B	E B	11.4	1330	45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CUERPO	B	11.4	1330	45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CONECTOR I B	B	11.4	1330	45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CT	B	11.4	1330	45	45	B.F.	10	10	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CONECTOR E C	E C	11.4	1330	45	45	B.F.	10	20	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CUERPO	C	11.4	1330	45	45	B.F.	10	20	
9/26/95	LP	D2	115/11.4	TOSHIBA	BUJE DE BAJA	CONECTOR I C	C	11.4	1330	45	45	B.F.	10	20	

REPORTO : _____ No. Asignado : _____

Vo. Bo. _____

BIBLIOGRAFIA

ANNUAL BOOKS OF ASTM STANDARTS. Sección 10 Volumen 10.03 1989 -
1994.

CABELLO B., Jesús R Mantenimiento preventivo de transformadores de potencia.
1984

CABELLO B., Jesús R. Conozca el aceite de su transformador 1994.

CAPACATANCE AND DISSIPATION FACTOR BRIGGE, CB100. CAT No
810130 Instruction and service manual.



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD. Documentos normalizados CFE.
Mexico. Septiembre de 1989.

GALLO MARTINEZ, Ernesto. Memorias Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. Santafé de Bogotá, Diciembre de 1992.

GRENWOOD, Allan. Fundamentals of current interruption AT high voltage.
En:seminario Estado del arte en la tecnología de los interruptores de potencia.
Universidad de los Andes. Santafé de Bogotá, Febrero 22-25 1994.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS. Normas técnicas Colombianas de transformadores eléctricos Vol. 1 No. 1 1976.

MANJARRES W., Rafael Eduardo. Transformadores de potencia características generales ACIEM Septiembre de 1988.

MYERS, S.D. y otros. A guide to transformer maintenance. Transformer Maintenance Institute. Ohio, U.S.A.

MYERS, S.D. y otros. Transformer life can be extended. Tranformer Maintenance Institute. Ohio , U.S.A.

MYERS, S.D. INC. Field studies of furan formation in transformer fluids as an indicator of damage to paper insulation. 1992

SIEGERT C., Luis A. Alta tensión y sistemas de transmisión. Mexico 1988.

STAFF E., E. Circuitos magnéticos y transformadores. Buenos Aires, Argentina 1981.

RUEDA GOMEZ, Gustavo. El mantenimiento industrial. Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá. Santafé de Bogotá. Junio de 1987

RUEDA GOMEZ, Gustavo. Control de costos del mantenimiento. Universidad de los Andes. Santafé de Bogotá. Mayo de 1995

SOBRAL VIEIRA, Cesar Luiz. Manutencao de Transformador de Forca

SEMINARIO . Actualización en transformadores. ACIEM. Santafé de Bogotá. Abril 27-29 1995

SEMINARIO. Memorias Primeras Jornadas Internacionales de Mantenimiento. ACIEM. Santafé de Bogotá ,D.C. Marzo 15-17 de 1995.

TORRES MACIAS, Alvaro. Interruptores en sistemas de potencia. En :
seminario Estado del arte en la tecnología de los interruptores de potencia
Universidad de los Andes . Santafé de Bogotá. Febrero 22-25 de 1994