



# INFORME DE RESIDENCIA

**PRUEBAS DE EQUIPOS DIELECTRICOS PRIMARIOS,  
MISCELÁNEOS Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS PARA LA  
DETERMINACIÓN DE MANTENIMIENTO INMEDIATO,  
CORRECTIVO O PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE LA  
ZONA SAN CRISTÓBAL.**

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TÚXTLA GUTIÉRREZ.  
INGENIERÍA ELÉCTRICA.**



ASESOR INTERNO.  
ING. ALONSO JUÁREZ ONTIVEROS

ASESOR EXTERNO.  
ING. RICARDO ISRAEL SALINAS CRUZ.  
JEFE DE SUBESTACIONES.

RESIDENTES.  
DARIO JAVIER VÁZQUEZ VELÁZQUEZ.  
LEYVER JOSUÉ GUILLÉN GÓMEZ

San Cristóbal de las Casas, Chiapas

ENERO - JUNIO 2017

## Índice

|   |    |
|---|----|
| 1. Introducción .....   | 4  |
| 1.1 Antecedentes .....  | 4  |
| 1.2 Estado del arte.....                                      | 5  |
| 1.3 Justificación .....                                       | 6  |
| 1.4 Objetivo .....  | 7  |
| 1.5 Metodología .....   | 8  |
| 2. Fundamento teórico .....                                   | 10 |
| 2.1 Definición y clasificación de subestaciones .....         | 10 |
| 2.1.1 Clasificación por su función.....                       | 10 |
| 2.1.2 Clasificación por su construcción .....                 | 11 |
| 2.2 Equipos de una subestación eléctrica.....                 | 12 |
| 2.2.1 Transformador de potencia.....                          | 12 |
| 2.2.2 Transformadores de instrumentos.....                    | 15 |
| 2.2.3 Transformadores de potencial.....                       | 15 |
| 2.2.4 Transformadores de corriente .....                      | 16 |
| 2.2.5 Capacitores.....  | 17 |
| 2.2.6 Apartarrayos.....                                       | 19 |
| 2.2.7 Interruptores de potencia .....                         | 20 |
| 2.2.7.1 Interruptores en aceite.....                          | 23 |
| 2.2.7.2 Interruptores en gran volumen de aceite (GVA) .....   | 24 |
| 2.2.7.3 Interruptores en pequeño volumen de aceite (PVA)..... | 25 |
| 2.2.7.4 Interruptores en gas hexafloruro de azufre(SF6) ..... | 26 |
| 2.2.7.5 Interruptores neumáticos.....                         | 27 |
| 2.2.7.6 Interruptores en vacío .....                          | 28 |
| 2.2.8 Cuchillas .....   | 29 |
| 2.2.9 Bancos de baterías .....                                | 31 |
| 2.2.10 Boquillas .....  | 33 |
| 2.2.11 Buses (barras) .....                                   | 34 |
| 2.2.12 Fluidos aislantes.....                                 | 35 |
| 2.2.12.1 Aceites aislantes.....                               | 35 |
| 2.2.13 Restauradores.....                                     | 37 |

|   |    |
|---|----|
| 2.3 Tipos de mantenimiento.....   | 39 |
| 2.3.1 Generalidades del mantenimiento.....  | 39 |
| 2.3.2 Mantenimiento preventivo.....   | 40 |
| 2.3.3 Mantenimiento predictivo.....   | 52 |
| 2.3.4 Mantenimiento correctivo.....   | 54 |
| 2.4 Pruebas.....  | 57 |
| 2.4.1 Pruebas de fábrica.....   | 57 |
| 2.4.2 Pruebas de campo.....   | 58 |
| 2.4.2.1 Prueba de resistencia de aislamiento.....   | 59 |
| 2.4.2.2 Prueba de factor de potencia a los aislamientos.....                                      | 61 |
| 2.4.2.3 Prueba de corriente de excitación.....  | 64 |
| 2.4.2.4 Prueba de relación de transformación y polaridad.....                                     | 69 |
| 2.4.2.5 Prueba de resistencia óhmica de devanados.....  | 72 |
| 2.4.2.6 Prueba de respuesta a la frecuencia.....  | 73 |
| 2.4.2.7 Prueba de resistencia de contactos.....   | 75 |
| 2.4.2.8 Pruebas de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura en interruptores..... | 75 |
| 2.5. Normatividad aplicable al mantenimiento de subestaciones.....                                | 75 |
| 2.6 Normas técnicas de industria.....   | 76 |
| 2.6.1 Las normas NOM.....   | 76 |
| 2.6.2 Las normas NEC 70 y 70B.....  | 76 |
| 2.6.3 Las normas IEC.....   | 77 |
| 2.7 Las normas de seguridad en el mantenimiento.....  | 77 |
| 2.8 Normas ambientales.....   | 78 |
| 3. Desarrollo.....  | 79 |
| 3.1 Procedimiento de pruebas de campo aplicables a equipo eléctrico.....                          | 79 |
| 3.2 Pruebas dieléctricas y mantenimiento a la subestación San Cristóbal.....                      | 82 |
| 3.2.1 Prueba de factor de potencia a TP.....  | 83 |
| 3.2.1.1 Conexiones para realizar la prueba.....   | 84 |
| 3.2.2 Prueba de corriente de excitación a TP.....   | 85 |
| 3.2.2.1 Conexiones para realizar las pruebas.....   | 86 |
| 3.2.3 Prueba de relación de transformación al TP.....   | 86 |
| 3.2.3.1 Conexiones para realizar la prueba.....   | 87 |

|   |     |
|---|-----|
| 3.2.4 Prueba de resistencia de aislamiento .....                              | 87  |
| 3.2.4.1 Conexiones para realizar la prueba .....                              | 88  |
| 3.2.5 Prueba de resistencia óhmica de devanados .....                         | 89  |
| 3.2.5.1 Conexiones para realizar la prueba .....                              | 91  |
| 3.2.6 Prueba de Factor de Potencia a interruptores.....                       | 91  |
| 3.2.6.1 Conexiones para realizar la prueba .....                              | 93  |
| 3.2.7 Prueba de resistencia de aislamiento a Interruptores .....              | 94  |
| 3.2.7.1 Conexiones para realizar la prueba .....                              | 94  |
| 3.2.8 Prueba de resistencia de contactos a interruptores de potencia .....    | 95  |
| 3.2.8.1 Conexiones para realizar la prueba .....                              | 95  |
| 3.2.9 Prueba de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura..... | 96  |
| 3.2.9.1 Conexiones para realizar las pruebas .....                            | 96  |
| 3.3 Historial de pruebas de la Subestación San Cristóbal.....                 | 97  |
| 4. Resultados y conclusiones .....  | 102 |
| Referencias Bibliográficas .....  | 103 |
| Anexos .....  | 104 |
| Anexo A.....  | 104 |
| Anexo B .....   | 105 |

# 1. Introducción

## 1.1 Antecedentes

Desde que la energía eléctrica fue concebida como principal fuente de energía a lo largo de los países de todo el mundo, siempre resultó de suma importancia encontrar estrategias indispensables para alcanzar la más alta eficiencia, en operación, desarrollo y mantenimiento para quienes consumen la electricidad como principal fuente de energía. Para lograr los objetivos de alta eficiencia, las subestaciones son de suma importancia en la producción, conversión, transformación, regulación, repartición y distribución de la energía eléctrica.

Ya que la subestación debe modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para que la energía pueda ser transportada y distribuida. El equipo primario de las subestaciones debe mantenerse en las mejores condiciones operativas, para reducir las probabilidades de falla, mejorando así, la continuidad del servicio. Por lo que, es necesario que los trabajos de preparación del equipo primario para su puesta en servicio y las actividades de mantenimiento sean de calidad, para evitar la salida prematura del equipo.

En el presente trabajo, se presentan las pruebas y acciones de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, a los que fueron sometidos los equipos primarios y misceláneos de la subestación San Cristóbal que tiene como finalidad, garantizar la operación continua y segura de la subestación. También se desea proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo de la manera y metodología para realizar la selección y coordinación de periodicidad del mantenimiento de los equipos de la subestación.

Así mismo presenta la importancia de la planeación del mantenimiento, los diferentes planes de mantenimiento y las consecuencias de no hacerlo, buscando siempre brindar la máxima disponibilidad, condiciones óptimas de funcionamiento y una vida útil prolongada de la subestación. Todo el procedimiento se ha elaborado aprovechando la experiencia del jefe de área y el personal técnico e información que posee el departamento de Subestaciones de la Comisión Federal de Electricidad, zona San Cristóbal.

## 1.2 Estado del arte

El comité de distribución Sur-Sureste, en el año de 1981 formulo el “procedimiento de Pruebas de campo para Mantenimiento Eléctrico en Subestaciones de Distribución”, con la finalidad de que el personal de campo encargado del mantenimiento de subestaciones contara con el manual adecuado. En el año de 1985 se revisó el procedimiento, agregándole más temas al capítulo de transformadores de potencia y se corrigieron algunas figuras para realizar las pruebas. [1]

En el año 2012, en el Instituto Politécnico Nacional, se presentó el trabajo realizado por el ing. Francisco Javier Palacios De La O, donde su principal objetivo, es dar con el correcto funcionamiento de cada uno de los elementos principales que constituyen las subestaciones eléctricas y el conjunto de sus componentes ya interconectados. Describir la función que desempeñan los sistemas complementarios tales como: red de tierra, sistemas de blindaje, sistemas de protección contra sobre corrientes.

Así como también establecer un programa de mantenimiento que comprenda a todos los equipos, para garantizar la operación con un alto grado de confiabilidad de la subestación. [2]

El presente trabajo realizado por alumnos de la universidad tecnológica de Querétaro en el mes de octubre de 2013, está destinado al estudio del mantenimiento industrial, guiado a los problemas a los que se enfrentan las subestaciones eléctricas y pruebas de diagnóstico. Principalmente en los elementos que componen las acometidas eléctricas. Estos elementos son de gran importancia dado que su función es la de alimentar a la subestación y brindar protección a la misma.

Por esta razón, es necesario contar con el mantenimiento preventivo planeado mediante las metodologías, técnicas de mantenimiento y diagnóstico necesario para mantener en óptimas condiciones y disponibilidad a estos equipos. [3]

En marzo de 2015 la empresa distribuidora del pacifico DISPAC presento un manual de mantenimiento para subestaciones eléctricas que tiene como objetivo definir los procedimientos necesarios para el óptimo desarrollo del Mantenimiento Preventivo, Predictivo y Correctivo para Subestaciones Eléctricas de Alta, Media y Baja Tensión. [4]

En el siguiente informe se presentan los resultados asociados al estudio de ajuste y coordinación de mantenimiento, con el fin de conservar en buen estado funcional todos los elementos que integran una subestación eléctrica, realizado en noviembre de 2016 por PRADO, empresa de asistencia técnica, certificada por NYCE. Durante la ejecución del estudio, se cumplen las condiciones de seguridad establecidas en la norma NOM-029-STPS inherente al mantenimiento de instalaciones eléctricas en los centros de trabajo. [5]

### **1.3 Justificación**

La presente investigación se enfocará en suministrar los elementos fundamentales de información existente en diversas investigaciones, manuales, prácticas y experiencias sobre el mantenimiento necesario para cada equipo de una subestación. Los planes convencionales de "reparar cuando se produzca la avería" ya no funcionan, debido a que fueron válidos tiempo atrás.

Pero ahora se hace conciencia de que esperar a que se produzca la avería para así intervenir, es incurrir en costos excesivos, paros inesperados e interrupción del servicio, por ello este trabajo pretende mostrar la correcta planeación para un mantenimiento efectivo y funcional. Las pruebas eléctricas son la base principal para verificar y apoyar los criterios de aceptación o para analizar los efectos, cuando sucedan cambios o variaciones con respecto a los valores iniciales de puesta en servicio o de la última prueba.

Estas determinan las condiciones en que se encuentra el equipo eléctrico, para determinar sus parámetros eléctricos de operación. Es por ello que los programas de mantenimiento son de gran importancia, por lo que es pertinente conocer su alcance y el costo que este puede generar, para que este sea el correcto a realizar. El estudio realizado en este trabajo pretende ayudar a toda persona interesada en el tema a entender el funcionamiento de una subestación, así como conocer su equipo primario y cómo opera dentro del sistema de distribución.

Para lograr el cumplimiento de los objetivos se utilizó como instrumento el historial de cada equipo que ayudo a visualizar el cómo se lleva a cabo el proceso mantenimiento predictivo, preventivo, correctivo o si el equipo se encuentra en condiciones óptimas para seguir operando. Los resultados obtenidos en las pruebas, deben cumplir con valores aceptables, siendo el fundamento principal para decidir la puesta en servicio de un equipo o si este, se encuentra en operación y requiere de mantenimiento.

Tomando en cuenta que las subestaciones son un componente importante de los sistemas de potencia, además de ser los de mayor costo económico, y que la continuidad del servicio depende en gran parte de ellas; es necesario aplicar a estos sistemas una adecuada gestión de mantenimiento. Esta gestión deberá observar al mantenimiento preventivo, englobando al predictivo, para revisar con cierta frecuencia el estado de los equipos y al correctivo para reparaciones urgentes o reemplazos preventivos.

Estos deberán tener cierta planificación para intervenciones de emergencia, para la evolución del mantenimiento y sus procedimientos, ya que el mantenimiento no es estático, es evolutivo, por tanto, necesita actualizarse, analizarse y reflexionarse para su mejora continua.

## **1.4 Objetivo**

Determinar mediante el análisis de resultados de pruebas dieléctricas la periodicidad en la que se debe de dar mantenimiento urgente, a mediano y a largo plazo para evitar fallas en los equipos eléctricos.

### **Objetivos específicos**

Determinar los tipos de mantenimientos para cada uno de los equipos dieléctricos, primarios y misceláneos.

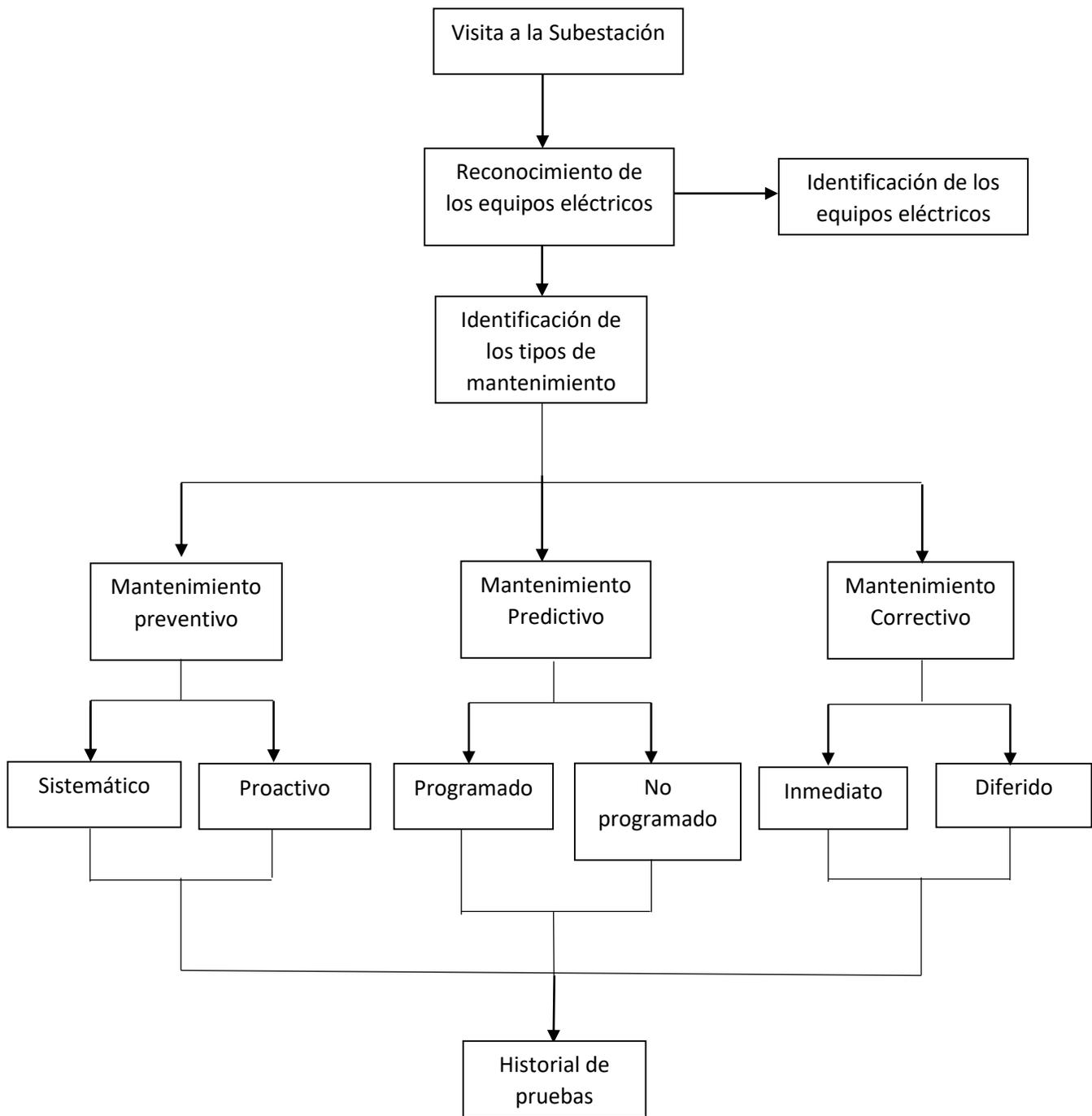
Diseñar una memoria de resultados de las pruebas realizadas en años anteriores a los equipos de la subestación San Cristóbal.

Aplicar las técnicas de mantenimiento para diagnosticar el estado actual de los equipos.

Analizar los datos obtenidos luego de la evaluación y elaboración de un cuadro comparativo de resultados de las pruebas de años anteriores con los actuales.

Revisión de ajustes y actualización de los resultados para determinar el estado de los equipos y diseñar un plan de mantenimiento.

## 1.5 Metodología



*Fig.1.1. Diagrama de flujo de recopilación de datos.*

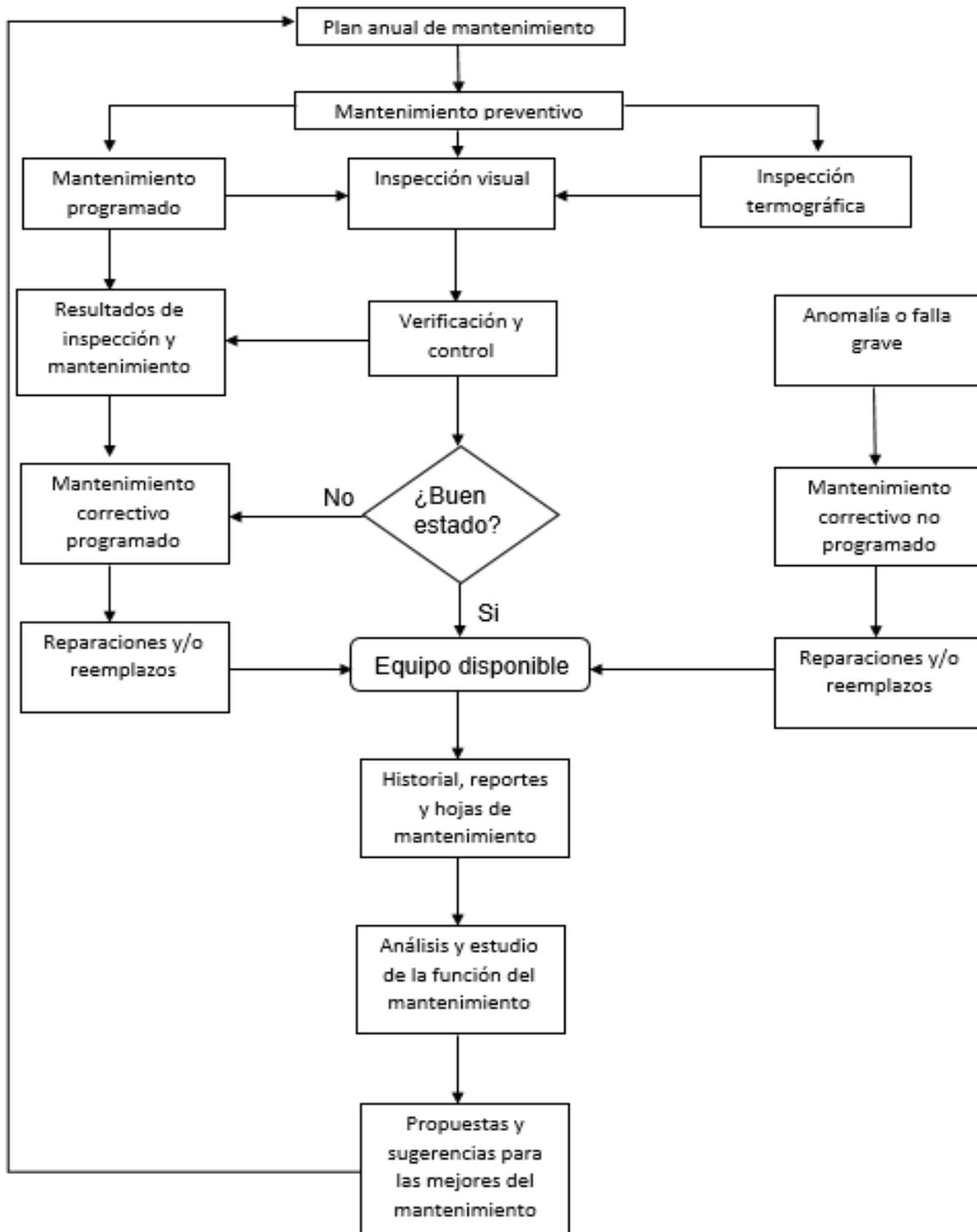


Fig.1.2. Diagrama de flujo para mantenimiento.

## 2. Fundamento teórico

### 2.1 Definición y clasificación de subestaciones

Las subestaciones son las componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica y pueden clasificarse de acuerdo a su función y construcción.

#### 2.1.1 Clasificación por su función

##### Elevadoras

En este tipo de Subestaciones se modifican los parámetros principales en la generación de la energía eléctrica por medio de los transformadores de potencia, elevando el voltaje y reduciendo la corriente para que la potencia pueda ser transportada a grandes distancias con el mínimo de pérdidas. Son las subestaciones que generalmente se encuentran en las Centrales Eléctricas.

Algunos niveles típicos de voltaje usados en los sistemas eléctricos de potencia, se dan en la tabla siguiente, agrupándolos en transmisión, subtransmisión, distribución y utilización.

| TRANSMISIÓN | SUBTRANSMISIÓN | DISTRIBUCIÓN | UTILIZACIÓN     |
|-------------|----------------|--------------|-----------------|
| 400 kV      | 115 kV         | 34.5 kV      | 400 V, 3 $\phi$ |
| 230 kV      | 69 kV          | 23 kV        | 220 V, 2 $\phi$ |
|             |                | 13.8 kV      | 110 V, 1 $\phi$ |

*Tabla 2.1 Niveles de voltaje usados preferentemente en México.*

##### Reductoras

En este tipo de Subestaciones se modifican los parámetros de la transmisión de la energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, reduciendo el voltaje y aumentando la corriente para que la potencia pueda ser distribuida a distancias medias a través de líneas de transmisión, subtransmisión y circuitos de distribución, los cuales operan a bajos voltajes para su comercialización.

##### De maniobra

En este tipo de Subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica, únicamente son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizadas como interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión de compensación reactiva y capacitiva, entre otras

## 2.1.2 Clasificación por su construcción

### Tipo intemperie

Son las construidas para operas expuestas a las condiciones atmosféricas (lluvia, nieve, viento y contaminación ambiental) y ocupan grandes extensiones de terreno.



*Fig. 2.1 Tipo interperie*

### Tipo interior

Son Subestaciones que se encuentran con protección de obra civil, similares en su forma a las de tipo intemperie, con el fin de protegerlas de los fenómenos ambientales como son: la contaminación salina, industrial y agrícola, así como de los vientos fuertes y descargas atmosféricas. También existen, las Subestaciones compactas blindadas aisladas con gas Hexafloruro de Azufre (SF<sub>6</sub>), las cuales proporcionan grandes ventajas, ya que además de poder ser diseñadas para operar a la intemperie, estas pueden estar protegidas del medio ambiente con cierta infraestructura civil, reduciendo los costos de mantenimiento; y se aplican generalmente en:

- Zonas urbanas y con poca disponibilidad de espacio.
- Zonas con alto costo de terreno.
- Zonas de alta contaminación y ambiente corrosivo.
- Zonas con restricciones ecológicas.
- Instalaciones subterráneas.



*Fig. 2.2 Tipo interior*

## **2.2 Equipos de una subestación eléctrica**

### **2.2.1 Transformador de potencia**

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro al silicio. Las bobinas o devanados se denominan “primario y secundario” según correspondan a la tensión alta o baja, respectivamente. También existen transformadores con más devanados, en este caso puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

Se denomina transformador a una máquina electromagnética que permite aumentar o disminuir el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño.

La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de realizar el transporte de energía eléctrica a larga distancia a voltajes elevados para reducir las pérdidas resistivas ( $P = I^2R$ ), que dependen de la intensidad de corriente.

El Transformador es un dispositivo primario que, de acuerdo con su relación modifica los parámetros eléctricos, (tensión y corriente) operando como elevadores o reductores.

Se pueden considerar formado por tres partes principales:

- Parte activa
- Parte pasiva
- Accesorios

- Parte activa

Está formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

1. Núcleo. Este constituye el circuito magnético, que está fabricado en láminas de acero al silicio. El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas del transporte.
2. Bobinas. Estas constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solero de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión del servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.

Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, y sobre todo los de tipo electromecánico que se producen durante cortocircuitos.

- Parte pasiva

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecen puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo. El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por si solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre los enfriadores, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

- Accesorios

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan en labores de mantenimiento.

1. Tanque conservador. Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de la carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmosfera si el tanque tiene respiración.

2. Boquillas. Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.
3. Tablero. Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.
4. Válvulas. Conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.
5. Conectores a tierra. Son unas piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.
6. Placa de características. Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como son potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagrama vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y años de fabricación.

#### Operación del Transformador:

- a. Potencia, la potencia del transformador está determinada por la magnitud de la carga que se alimentará y la perspectiva de aumentos futuros de consumos.
- b. Cantidad, cuantos transformadores se requieren.
- c. Taps. cantidad y valores de las derivaciones en el primario y secundario para disponer de una mayor flexibilidad para optimizar los niveles de la tensión secundaria.
- d. Tensión del Primario y Secundario, corresponden a la tensión primaria existente y la necesidad de tensión secundaria.
- e. Aspectos constructivos. La disponibilidad de taps, La instalación (intemperie, bajo techo), Protecciones (incorporadas): temperatura, presión, Refrigeración: Ventilación forzada; Circulación del aceite forzada, Componentes de montaje, Cambiador de taps bajo carga.
- f. Mantenimiento del Transformador, además de chequear periódicamente las condiciones generales del transformador y de su funcionamiento, se debe analizar el estado del aceite, limpieza de aisladores. En general estos elementos requieren de poco mantenimiento.

#### Conexiones típicas

- a) Conexión estrella-estrella: Esta conexión da un servicio satisfactorio si la carga trifásica es balanceada; si la carga es desbalanceada, el neutro eléctrico tiende a ser desplazado del punto central, haciendo diferentes los voltajes de línea a neutro; esta desventaja puede ser eliminada conectando a tierra el neutro. La ventaja de este sistema de conexiones es que el aislamiento soporta únicamente el voltaje de línea a tierra.
- b) Conexión delta-delta: Este arreglo es usado generalmente en sistemas donde los voltajes no son altos y cuando la continuidad del servicio debe ser mantenida aun si unos de los transformadores fallan; si esto sucede, los transformadores pueden continuar operando en la conexión delta-abierta, también llamada "conexión V" con esta conexión no se presentan problemas con cargas desbalanceadas, pues prácticamente los voltajes permanecen iguales, independientemente del grado de desbalance de la carga.
- c) Conexión delta-estrella: Esta conexión se emplea usualmente para elevar el voltaje, como por ejemplo al principio de un sistema de transmisión de alta tensión. Otra de

sus ventajas es que el punto de neutro es estable y no flota cuando la carga es desbalanceada. Esta conexión también es muy usada cuando los transformadores deben suministrar carga trifásica y carga monofásica; en estos casos, la conexión proporciona un cuarto hilo conectado al neutro.

### 2.2.2 Transformadores de instrumentos

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general.

Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están constituidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 amperes o tensiones de 120 volts.

Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase o neutro. Esto en sí, representa un concepto de dualidad entre los transformadores de corriente y los de potencial que se puede generalizar en la siguiente tabla:

| Concepto                                | Transformadores           |                                |
|---|---------------------------|--------------------------------|
|   | Potencial                 | Corriente                      |
| Tensión                                 | Constante                 | Variable                       |
| Corriente                               | Variable                  | Constante                      |
| La carga se denomina por:               | Corriente                 | Tensión                        |
| Causa de error:                         | Caída de tensión en serie | Corriente derivada en paralelo |
| Conexión de transformador a la línea:   | En paralelo               | En serie                       |
| Conexión de los aparatos al secundario: | En paralelo               | En serie                       |

*Tabla 2.2. Equivalencias de funciones en los transformadores de instrumentos*

### 2.2.3 Transformadores de potencial

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y protección que se requieren energizar.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior y exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana. A diferencia de los aparatos de corriente, los de potencial se construyen de un solo embobinado secundario.

#### **2.2.4 Transformadores de corriente**

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función; transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieran mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección. Por lo tanto, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conectan a transformadores independientes.

La tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, al igual a la tensión más elevada del sistema al que va a estar conectado.

Para el caso de los transformadores utilizados en protecciones con relevadores estáticos se requieren núcleos que provoquen menos saturaciones que en el caso de los relevadores de tipo electromagnético, ya que las velocidades de respuesta de las protecciones electrónicas son mayores.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos:

- a) Transformadores de medición: Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20% sobre su valor nominal.
- b) Transformadores de protección: Los transformadores cuya función es proteger el circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de 20 veces la magnitud de

la corriente nominal. En el caso de los relevadores de sobrecorriente, solo importa la relación de la transformación, pero en otro tipo de relevadores, como pueden ser los de impedancias, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de los valores predeterminados.

- c) Transformadores mixtos: En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección.

### 2.2.5 Capacitores

Son unos dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño, herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectaran.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de transformación de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

En la instalación de los bancos de capacitores de alta tensión hay que tomar en cuenta ciertas consideraciones:

- a) Ventilación: Se debe cuidar que los capacitores estén bien ventilados para que su temperatura de operación no exceda a la de diseño. La operación a 10°C arriba de la temperatura nominal disminuye la vida medida del capacitor en más de un 70%, debidos a los dieléctricos son muy sensibles, y en forma marcadamente exponencial, a las temperaturas de operación.
- b) Frecuencia: Los capacitores deben operar a la frecuencia nominal; si la frecuencia de alimentación baja, se reduce la potencia reactiva suministrada de acuerdo con la relación siguiente:

$$Q_s = \frac{f_0}{f_n} Q_n$$

Dónde:

$Q_s$ = potencia reactiva suministrada en kVAR.

$Q_n$ = potencia reactiva nominal en kVAR.

$f_0$ = frecuencia aplicada en Hz.

$f_n$ = frecuencia nominal en Hz.

- c) Tensión: Si los capacitores se alimentan con una tensión inferior al valor nominal, la potencia reactiva suministrada se reduce proporcionalmente al cuadrado de la relación de las tensiones, como se muestra en la relación siguiente:

$$Q_s = \left(\frac{V_r}{V_n}\right)^2 = Q_n$$

Dónde:

$Q_s$  = potencia reactiva suministrada en kVAR.

$Q_n$  = potencia reactiva nominal en kVAR.

$V_r$  = tensión aplicada en volts.

$V_n$  = tensión nominal en volts.

Los capacitores de alta tensión pueden operar a tensiones de hasta 110% del valor nominal; sin embargo, conviene evitar que esto suceda, pues la operación a una sobre tensión permanece de un 10%, disminuye la vida media de un capacitor en un 50%.

- d) Corriente: La corriente nominal en un capacitor viene dada por las relaciones:

$$I_n = \frac{Q}{V} \text{ si es monofásico}$$

$$I_n = \frac{Q}{\sqrt{3}V} \text{ si es trifásico}$$

Dónde:

$I_n$  = corriente nominal en amperes

$V$  = tensión en kV (entre terminales si es monofásico o entre fases si es trifásico).

$Q$  = potencia reactiva nominal en kVAR.

La corriente de un capacitor es directamente proporcional a la frecuencia, la capacitancia y la tensión entre terminales, o sea:

$$I = 2\pi f C V$$

Un capacitor no debe soportar corrientes de más de 180% del valor nominal, y una combinación de sobretensión y sobrecorriente simultaneas no deben sobrepasar un incremento de 35% que es el valor del incremento máximo permitido en la potencia reactiva nominal, pues de lo contrario se producen temperaturas elevadas que aumentan la presión en el interior y abomban los tanques de los capacitores.

Bancos de capacitores

En las instalaciones industriales y de potencia, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos.

Los bancos de capacitores de alta tensión generalmente se conectan en estrella, con neutro flotante y rara vez con neutro conectado a tierra. El que se utilice uno u otro tipo de neutro, depende de las consideraciones siguientes:

- Conexión del sistema a tierra
- Fusibles de capacitores
- Dispositivos de conexión y desconexión
- Armónicas

Conexiones a tierra: En sistemas eléctricos con neutro aislado, o conectado a tierra a través de una impedancia, como en el caso del sistema central mexicano, los bancos de capacitores deben conectarse a tierra.

Para obtener el beneficio óptimo de la aplicación de capacitores en el sistema de la distribución, los capacitores deben localizarse donde produzcan la máxima reducción de pérdidas, mejores niveles de voltaje y estén tan cercanos a la carga como sea posible. Cuando esto no sea práctico, las siguientes reglas de dedo se aplican para la localización de los capacitores:

- a) Para las cargas uniformemente distribuidas, el capacitor debe ubicarse a dos terceras partes de la subestación.
- b) Para carga que disminuye uniformemente, el capacitor debe ubicarse en medio de la longitud del alimentador.
- c) Para elevar el voltaje al máximo, el capacitor debe ubicarse al final del alimentador. Más específicamente, se requieren capacitores donde se presentan bajos voltajes o donde se tengan problemas de bajo factor de potencia.

### **2.2.6 Apartarrayos**

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda cierto valor determinado.
- Convertirse en conductor al alcanzar la tensión de ese valor.
- Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal. El dispositivo de protección debe de interrumpir la corriente. Estas características se

logran con el aparato llamado apartarrayos (pararrayos).

Los apartarrayos cumplen con las siguientes funciones:

- a) Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva del diseño.
- b) Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- c) Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- d) No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- e) La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobre tensión, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo.

Cuando se origina una sobretensión, se produce el arqueado de los entrehierros y la corriente resultante es limitada por las resistencias a pequeños valores, hasta que en una de las paradas por cero de la onda de corriente, los explosores interrumpen definitivamente la corriente.

Las sobretensiones se pueden agrupar en las categorías siguientes:

- a) Sobretensiones de impulso por rayo: Son generadas por las descargas eléctricas en la atmosfera (rayos); tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.
- b) Sobretensiones de impulso por maniobra: Son originadas por la operación de los interruptores. Producen ondas con frecuencias del orden de 10 kHz y se amortiguan rápidamente. Tienen una duración del orden de milisegundos.
- c) Sobretensiones de baja frecuencia (60 Hz): Se originan durante los rechazos de carga en un sistema, por desequilibrio en una red, o corto circuito de fase a tierra. Tienen una duración del orden de algunos ciclos.

Los apartarrayos deben de quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entran en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido, superior a la tensión máxima del sistema.

Los apartarrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

- Cuernos de arqueado
- Apartarrayos autovalvulares
- Pararrayos de óxidos metálicos.

### **2.2.7 Interruptores de potencia**

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad del circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, y esta es su función principal, bajo condiciones de corto circuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación, su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corriente eléctrica de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde la corriente capacitiva de varios cientos de amperes y las inductivas de varias decenas de kilo amperes (cortocircuito).

El interruptor se puede considerar por:

Parte activa:

Constituida por las cámaras de extinción que soporta los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

Parte pasiva:

Formado por una estructura que soporta uno o tres dispositivos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- a) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- b) Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- c) Soporta los recipientes de aceite, sí los hay, y el gabinete de control.

Parámetros de los interruptores

A continuación, algunas de las magnitudes características que hay que considerar en un interruptor.

- a) Tensión nominal: Es el valor eficaz de la tensión entre fases de sistema en que se instala el interruptor.
- b) Tensión máxima: Es el valor máximo de la tensión para la cual está diseñada el interruptor y representa el límite superior de la tensión, al cual debe operar, según norma.
- c) Corriente nominal: Es el valor eficaz de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

- d) Corriente de corto circuito inicial: Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.
- e) Corriente de corto circuito: El valor eficaz de la corriente máxima de corto circuito que puede abrir las cámaras de extinción de arco. Las unidades son kiloamperes aun que comúnmente se dan en megavolt-ampères (MVA) de cortocircuito.
- f) Tensión de restablecimiento: Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparecen entre los contactos de interruptor después de la extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura de interruptor y presenta una frecuencia que es el de orden de miles de Hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación.

Esta tensión tiene dos componentes, una frecuencia nominal del sistema y la otra superpuesta que oscila a la frecuencia natural del sistema.

1. Resistencia de contactos: Cuando una cámara de arqueo se cierra, se produce un contacto metálico en un área muy pequeña formada por tres puntos, que es lo que en geometría determina un plano. Este contacto formado por tres o más puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del contacto, al pasar la corriente nominal a través de él.
2. Cámara de extinción de arco: Es la parte principal de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate. Dichas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de la corriente de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión del banco de reactores, capacitores y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, apareciendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzo en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas. Al interrumpirse la corriente, durante el paso de la onda por cero, aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento.

Durante la interrupción del arco, aparecen los siguientes fenómenos:

- a) Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- b) Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.
- c) Flujos turbulentos del gas que adquiere velocidad variable entre 100 y 1000 metros entre segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y, por lo tanto, su extinción.
- d) Mesas metálicas en movimiento (contacto móvil) que se aceleran en pocas milésimas de segundo hasta adquirir velocidad de orden de 10 metros/ segundo en tres segundos
- e) Esfuerzos mecánicos debido a la corriente de cortocircuito.
- f) Esfuerzos dieléctricos debido a la tensión de restablecimiento.

g) Los interruptores se pueden clasificar:

- Interruptores de gran volumen de aceite (GVA).
- Interruptores de pequeño volumen de aceite (PVA).
- Interruptores de Hexafloruro de azufre (sf6).
- Interruptores neumáticos.
- Interruptores en vacío.

### 2.2.7.1 Interruptores en aceite

Fueron los primeros Interruptores que se emplearon en campo y que utilizaron el aceite para la extinción del arco eléctrico. Estos utilizan la energía del arco para romper las moléculas del aceite, liberando una notable cantidad de gas Hidrógeno (proporcionalmente a la energía del arco), caracterizado por su elevada capacidad térmica y una constante de tiempo de desionización pequeña; el fenómeno se ve reforzado por las elevadas presiones que se alcanzan y que son del orden de 50 a 100 bar. El aceite se descompone aproximadamente en 70% de Hidrogeno (H<sub>2</sub>) y 30% de C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> (ACETILENO), C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> (ETILENO), CH<sub>4</sub> (METANO). En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo al pasar la onda de corriente por cero.

Características del aceite

Las características requeridas del aceite aislante dependen del equipo donde se vaya a utilizar (Transformador, Boquillas, Reactores, Interruptores, Restauradores, cambiadores de derivación, seccionadores, etc.). La función del aceite en el interruptor es la de aislar las partes vivas de tierra y producir Hidrogeno para la extinción del arco, es decir, se usa como dieléctrico, aislante y como medio interruptivo. El aceite es creado a base de petróleo del tipo nafténico, refinados para evitar la formación de lodos y corrosión debido al contenido de azufre y otras impurezas.

Este aceite tiene la característica de alta rigidez dieléctrica, debido a que tiene una buena conductividad térmica ( $2.7 \times 10^{-4}$  cal/s cm °C) y una alta capacidad térmica (0.44 cal/g °C). El aceite bajo condiciones atmosféricas normales, y para un entrehierro de contactos es muy superior al del aire o al SF<sub>6</sub> bajo las mismas condiciones.

El aceite se degrada con pequeñas cantidades de agua y por cantidades de carbón que son el resultado de la carbonización del aceite al momento de formarse el arco en él. La pureza del aceite generalmente se evalúa por su claridad y transparencia, cuando el aceite es nuevo tiene un color ámbar claro ya contaminado es oscuro y tiene depósitos negros que son signos de la carbonización. La prueba que determina las condiciones del aceite es la prueba de Rigidez Dieléctrica, el aceite en buenas condiciones debe tener una rigidez dieléctrica mayor a 30 kV (nuevo) y para un aceite ya usado se recomienda que la rigidez dieléctrica no sea menor a 15 kV.

## Ventajas del aceite

El aceite como medio de extinción del arco, tiene las siguientes ventajas:

- Durante el arqueo, el aceite actúa como productor de Hidrógeno, gas que ayuda a enfriar y extinguir el arco.
- Proveer el aislamiento de las partes vivas con respecto a tierra.
- Proporcionar el aislamiento entre los contactos después de la extinción del arco.
- Proporciona una menor longitud de arco.

## Desventajas del aceite

- El aceite es inflamable y por lo tanto se tiene riesgo de fuego. Cuando un interruptor defectuoso falla bajo presión, puede causar una explosión.
- El hidrógeno generado durante el arco cuando se combina con el aire forma una mezcla explosiva.
- A causa de la descomposición del aceite en el arco, produce partículas de carbón, condición que reduce su resistencia dieléctrica. Por lo tanto, requiere regenerarse o cambiarse periódicamente, lo que eleva los costos de mantenimiento.
- No son adecuados para la ruptura de corrientes continuas.

### **2.2.7.2 Interruptores en gran volumen de aceite (GVA)**

Estos Interruptores fueron los primeros que se emplearon para interrumpir elevadas intensidades de corriente a tensiones igualmente elevadas.

Constructivamente constan de un recipiente de acero lleno de aceite en el cuál se encuentran dos contactos (fijo y móvil) y un dispositivo que cierra o abre dichos contactos. El aceite sirve como medio aislante y medio de extinción del arco eléctrico que se produce al abrir un circuito con carga. En los interruptores en aceite, la energía del arco se usa para "fracturar" las moléculas de aceite y producir gas hidrógeno, éste se usa para adelgazar, enfriar y comprimir el plasma del arco, esto desioniza el arco y efectúa un proceso de auto-extinción.

El enfriamiento causado por el Hidrógeno (debido a su alta conductividad) es muy efectivo e incrementa el voltaje requerido para la reignición en forma significativa (5 a 10 veces más alto que el voltaje de reignición requerido por el aire), en este tipo de Interruptores el proceso de autoextinción del arco se realiza en un corto tiempo, aproximadamente de  $\frac{1}{2}$  a  $\frac{1}{4}$  de ciclo. En estos, los gases que se producen durante el arqueo son confinados a volúmenes mediante una cámara aislante, que circunda a los contactos. En consecuencia, pueden desarrollarse para extinguirlo.

Estas pequeñas cámaras resistentes a presiones elevadas se conocen como cámaras para el control del arco o cámaras de extinción. Aparte de contribuir con su eficiencia a la interrupción del arco, estas cámaras de extinción han reducido considerablemente los riesgos

de incendio. Con las mejoras en el diseño de las cámaras de control de arco, se han logrado grandes reducciones, tanto en la duración del arco como en el tiempo total de interrupción.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura elevadas cada polo del Interruptor va dentro de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común. Para conseguir que la velocidad de los contactos sea elevada, de acuerdo con la capacidad interruptiva de la cámara, se utilizan poderosos resortes, y para limitar el golpe que se producirá al final de la carrera, se utilizan amortiguadores.

En este tipo de Interruptores, el mando puede ser eléctrico, con resortes o con compresora unitaria según la capacidad interruptiva del Interruptor.

El funcionamiento básico de este interruptor se puede resumir de la siguiente manera:

1. Al separarse los contactos se forman arcos eléctricos con incrementos locales de temperatura de 4000 a 8000 °C. Dichas temperaturas conducen a una descomposición y gasificación del medio, formándose principalmente Hidrógeno.
2. La energía necesaria para este proceso se sustrae del mismo arco eléctrico, el cual se refrigera, aumentando su propia tensión y creando al mismo tiempo condiciones favorables para su extinción.
3. La gasificación que se forma dentro del interruptor.

### **2.2.7.3 Interruptores en pequeño volumen de aceite (PVA)**

Debido a la necesidad de reducir espacio por los altos costos del terreno, a la escasez y al alto precio del aceite se desarrolló este tipo de Interruptor de Potencia, el cual utiliza volúmenes de aceite mucho menores que el de GVA. Si se disminuye el volumen del aceite aislante, sustituyéndolo por un recipiente por fase de material aislante y se limita el volumen de aceite al justamente preciso para llenar la cámara de extinción, tendremos al Interruptor PVA.

Estos interruptores ocupan aproximadamente el 2% de aceite de un interruptor GVA para los mismos valores nominales de tensión y capacidad interruptiva. En este tipo de interruptores los polos están separados y las cámaras de interrupción se disponen en el interior de tubos cilíndricos aislantes y de porcelana, o bien de resina sintética con los extremos cerrados por medio de piezas metálicas, de esta manera se requiere de menos aceite como aislante y se hace la sustitución por otro tipo de aislamiento. El dispositivo de interrupción está alojado en un tanque de material aislante, el cual está al nivel de tensión de la línea de operación normal, por lo que se conoce también como Interruptores de tanque vivo, en contraposición a los GVA se les conoce como Interruptores de tanque muerto.

Ventajas:

- Se limita la carbonización del aceite.
- Hay una mínima disipación de energía.
- La caída de tensión en el arco es muy baja, reduciendo con esto el riesgo de sobretensiones durante el proceso de extinción.

- Se tiene una desionización más rápida del trayecto del arco.
- Como una consecuencia de la poca disipación de energía se tiene un deterioro reducido de los contactos.

Desventajas:

- Peligro de incendio y explosión, aunque en menor grado comparados a los de gran volumen.
- No pueden usarse con reconexión automática.
- Requieren un mantenimiento frecuente y reemplazos periódicos de aceite.

#### **2.2.7.4 Interruptores en gas hexafloruro de azufre(SF6)**

El continuo aumento en los niveles de cortocircuito en los sistemas de potencia ha forzado a encontrar formas más eficientes de interrumpir corrientes de fallas que minimicen los tiempos de corte y reduzcan la energía disipada durante el arco. Es por estas razones que se han estado desarrollando con bastante éxito interruptores en Hexafloruro de Azufre (SF6). Otra importante ventaja de este gas, es su alta rigidez dieléctrica que hace que sea un excelente aislante. De esta forma se logra una significativa reducción en las superficies ocupadas por subestaciones. La reducción de espacios alcanzada con el uso de unidades de SF6 es cercana al 50% comparado a subestaciones tradicionales. Esta ventaja muchas veces compensa desde el punto de vista económico, claramente se debe mencionar que hay un mayor costo inicial, en su implementación.

Durante el proceso de apertura, el arco generado entre los contactos se alarga en la medida que se separan y el gas SF6 que está en el interior de la cámara de ruptura y que pasa por una boquilla de soplado se empuja a una presión considerable sobre el arco, combinando la acción del pistón y del arco, el chorro de gas enfría y simultáneamente interrumpe el arco eléctrico, quedando restablecido el dieléctrico, con lo que se evita la mayoría de las veces el reencendido de arco.

Características del hexafloruro de azufre (sf6)

Este es un gas halógeno cuya estructura molecular está formada por un átomo de azufre central, unido a seis de flúor dispuestos en los vértices de un octaedro mediante enlaces covalentes. Su molécula es simétrica e inerte químicamente, presentando además una gran estabilidad debida a la elevada energía de formación.

Las propiedades generales más importantes que debe poseer el Hexafloruro de azufre para su aplicación en los Interruptores y que cumpla con su función de aislante eléctrico, refrigerante y un agente para extinguir el arco eléctrico son las siguientes:

- Alta rigidez dieléctrica.
- Estabilidad química.
- Estabilidad Térmica.
- Baja temperatura de licuefacción.

- No inflamabilidad.
- Alta conductividad térmica.
- Inerte.
- Habilidad para extinguir el arco Eléctrico.

El SF6 es el único gas que posee las propiedades físicas, químicas y dieléctricas favorables para la extinción del arco eléctrico, motivo por el cual se analizan brevemente sus propiedades más sobresalientes.

Ventajas:

- Después de la abertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire.
- Por lo que la apertura del Interruptor no produce casi ruido.
- Alta rigidez dieléctrica
- El SF6 es estable. El gas expuesto al arco se disocia en SF4, SF2 y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF6.
- La alta rigidez dieléctrica del SF6 lo hace un medio ideal para enfriar al arco, aun a presiones bajas.
- La presión requerida para interrupción del arco es mínima en comparación con los neumáticos.
- Buena conductividad térmica.
- Tiempo de extinción del arco mínimo.

Desventajas:

- A presiones superiores a 3.5 Bars y temperaturas menores de -40 °C, el gas se licua.
- Como el gas es inodoro, incoloro e insípido, en lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existan fugas de gas.
- Requiere de equipo especial para realizar inspección para detectar fugas.
- Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

### **2.2.7.5 Interruptores neumáticos**

El proceso de extinción del arco en los interruptores en aire, se basa en la desionización natural de los gases por una acción enfriadora que incrementa la resistencia del arco.

Ventajas:

- No implican peligro de incendio.
- Su operación es muy rápida.
- Son adecuados para el cierre rápido.
- Su capacidad de interrupción es muy alta.
- La apertura de las líneas de transmisión sin carga o la de sistemas altamente capacitivos, no presenta mucha dificultad.

- Se tiene muy fácil acceso a sus contactos.
- Versatilidad de operación, ya que se puede usar en sistemas de alta, media y baja tensión
- Menor daño a los contactos.
- Comparativamente menor peso.

Desventajas:

- Requiere de la instalación de un sistema completo de aire comprimido.
- Su construcción y montaje es mucho más complicado derivado del elevado número de componentes que lo integran.
- Su costo es elevado tanto en su inversión inicial como en su mantenimiento.
- Requieren adiestramiento especializado para su mantenimiento.
- Son más sensibles al Régimen de Elevación del Voltaje Transitorio de Restablecimiento (RETTR).
- Es muy ruidoso cuando efectúa maniobras de apertura y cierre.

#### **2.2.7.6 Interruptores en vacío**

Se denomina vacío al lugar donde la presión que se mide es menor que la presión atmosférica normal (1mmHg). Hay diferentes clases de vacío: grueso o primario, medio, alto y ultra alto, y en cada caso, la presión es cada vez menor (o el vacío es cada vez más alto). Cada régimen de vacío tiene un comportamiento diferente, y sobre todo, un cierto tipo de aplicaciones, que son las que hacen del vacío algo tan importante.

La alta rigidez dieléctrica que presenta el vacío (es el aislante perfecto) ofrece una excelente alternativa para apagar en forma efectiva el arco. En efecto, cuando un circuito en corriente alterna se desenergiza separando un juego de contactos ubicados en una cámara en vacío, la corriente se corta al primer cruce por cero o antes, con la ventaja de que la rigidez dieléctrica entre los contactos aumenta en razón de miles de veces mayor a la de un interruptor convencional (1 KV/ $\mu$ s para 100 A en comparación con 50 V/ $\mu$ s para el aire). Esto hace que el arco no vuelva a reencenderse. Estas propiedades hacen que el interruptor en vacío sea más eficiente, compacto y económico.

En los interruptores en vacío, la forma en cómo se da el proceso de apertura de los contactos, así como la elevada densidad de corriente en el último punto durante la separación en el proceso de interrupción, da lugar a la formación de un arco único y los vapores metálicos liberados constituyen el soporte del arco. De esta manera, si la dosificación de vapor metálico es muy elevada el arco se reenciende después del paso natural por cero de la corriente, y si por el contrario, es muy baja, entonces ocurre una extinción prematura la cual puede generar sobretensiones muy peligrosas.

El control de este vapor metálico es en realidad la esencia del interruptor. Entre las medidas adoptadas constructivamente para controlar o evitar los vapor metálicos en los contactos destacan las siguientes:

1. Uso de materiales especiales para los contactos, de manera que generen las cargas necesarias para sostener el arco en un valor lo más bajo posible.
2. Empleo de pantallas metálicas refrigeradas para la condensación del vapor metálico.
3. Hermetismo absoluto en la cámara de interrupción, de manera que el vacío se mantenga como mínimo por espacio de 20 años.

### **2.2.8 Cuchillas**

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando está fluyendo corriente a través de ellas, antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

Componentes:

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra; dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de estos, la cuchilla. La cuchilla está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Las cuchillas, de acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser;

1. Horizontal
2. Horizontal invertida
3. Vertical
4. Pantógrafo

Horizontales: Puede ser de tres postes. El mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla. Para compensar el peso de la cuchilla, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura. Otro tipo de cuchilla horizontal es aquel en que la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal. Este giro se puede hacer de dos formas. Cuchillas con dos columnas de aisladores que giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, una mordaza y la otra el contacto macho. La otra forma es una cuchilla horizontal con tres columnas de aisladores. La columna gira y es su parte superior soporta el elemento móvil. Las dos columnas externas son fijas y en su parte superior sostiene las mordazas fijas.

Horizontal invertida: Es igual a la cuchilla horizontal pero las tres columnas de aisladores se encuentran colgando de la base. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla se encuentra un resorte que, en este caso, ayuda al cierre de la misma; por otro lado, los aisladores deben fijarse a la base en forma invertida para evitar que se acumule agua.

Vertical: Es igual a la cuchilla horizontal, pero los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base está en forma vertical. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla también tiene un resorte que, en este caso, ayuda a cerrar la cuchilla.

Pantógrafo: Son cuchillas de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil.

Esta está formada por un sistema mecánico de barra conductora que tiene la forma de los pantógrafos que se utilizan en las locomotoras eléctricas. La parte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al irse elevando la parte superior de este se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

La ventaja principal de este sistema es que ocupa el menor espacio posible y la desventaja es que el cable receptor debe tener siempre la misma tensión, o sea la misma altura de la catenaria, aun considerando los cambios de temperatura.

Los elementos de conexión en las cuchillas están formados, de un lado, por la cuchilla y del otro, por el elemento fijo o mordaza, que es un contacto formado por varios dedos metálicos, los cuales presionan por medio de resortes individuales que se utilizan para mantener una presión alta en el contacto y por lo tanto pérdidas bajas, por efecto joule. En los puntos de contacto.

Los materiales utilizados en la fabricación de las cuchillas son los siguientes:

- Base: Se fabrican de lámina de acero galvanizado.
- Aisladores: Son de porcelana y pueden ser de tipo columna o de tipo alfiler.
- Cuchilla: La cuchilla se puede fabricar de cobre o de aluminio según la contaminación predominante en la zona de instalación.
- Operación: Desde el punto de vista de maniobra, las cuchillas se pueden operar en forma individual o en grupo. La operación en forma individual se efectúa cuando la tensión de operación es menor de 20 KV: se abren o cierran por medio de garrochas o pértigas de madera bien seca y el operador debe utilizar guantes de hule.

La operación en grupo se efectúa para tensiones superiores a 20 KV y puede ser por medio de un mecanismo de barras que interconecta los tres polos. Moviéndolos simultáneamente a través de una operación que puede ser en forma manual, para tensiones de hasta 115 KV, o bien, en forma motorizada por medio de energía eléctrica hidráulica, neumática, etc.

En sistemas donde la operación es o va a ser telecontrolada, y aunque las tensiones del sistema son bajas, se requieren cuchillas motorizadas.

Las cuchillas motorizadas tienen un gabinete de control que normalmente está ligado al gabinete de control del interruptor que alimentan, de tal manera que nunca se pueda abrir o cerrar un juego de cuchillas si antes no ha sido abierto el interruptor. En el gabinete de control

de las cuchillas existen una serie de contactos auxiliares tipo a y b para tener señalización y bloqueos de circuitos de acuerdo con la posición de las cuchillas; los contactos de señalización van colocados en el mecanismo (árbol) principal del mando.

Los bloqueos forman un sistema para operar un par de juegos de cuchillas y el interruptor correspondientes, en la siguiente forma:

1. Impiden la operación de las cuchillas, mientras se encuentra cerrado el interruptor.
2. Bloquean el cierre del interruptor si cualquier polo de las cuchillas no abrió o cerro completamente.
3. Impiden la operación simultánea de las cuchillas y el interruptor.
4. Impiden efectuar una orden contraria a otra, dada con anterioridad y que no se haya completado.

### **2.2.9 Bancos de baterías**

Son bancos de baterías estacionarios con capacidad para suministrar potencia en corriente directa a los esquemas de protección, control, señalización y todo lo que requiera de corriente directa a través de centros de carga.

Estos bancos de baterías deben estar alimentados por su cargador – rectificador que convierte la corriente alterna en corriente directa para la carga de los mismos.

Se denomina batería a un conjunto de celdas conectadas en serie. La tensión nominal de la batería viene dada por la suma de las tensiones de cada una de las celdas. Las baterías, según el tipo de electrolito pueden ser ácidas o alcalinas.

Batería de tipo ácido

Cada celda está formada por las siguientes partes:

Recipiente: Es un envase que puede ser poliestireno transparente. O de vidrio, que ofrece la ventaja de permitir la inspección visual de los elementos interiores. Dentro del recipiente se localizan las placas activas, el electrolito y los separadores.

Placas. Las placas positivas están formadas por dióxido de plomo ( $PbO_2$ ) y pueden estar fabricadas en dos formas:

- a) Placa plana empastada de una masa de dióxido de plomo. Este tipo se utiliza en la industria automotriz por ser más barata, pero es de menor duración, ya que con el uso y la vibración se va disgregando la pasta.
- b) Placa multitubular. Formada por una hilera de tubos fabricados con malla de fibra de vidrio trenzada, dentro de los cuales se introduce una varilla de aleación de plomo. Al unir todos los tubos en su parte superior queda formada la placa. Este método tiene

la ventaja de producir mayor energía por unidad de peso y además evita la sedimentación del material activo, por lo que llega a tener una duración de hasta 20 años. Las placas negativas son planas en ambos casos, y están formadas por plomo puro.

- Separadores: Son los elementos aislantes que mantienen separadas las placas positivas de las negativas. Son láminas ranuradas. Fabricadas de hule microporoso para permitir la circulación del electrolito, sin que este afecte químicamente.
- Electrolito: Está formado por ácido sulfúrico diluido en agua. Cuando la celda tiene carga eléctrica completa, la densidad del electrolito es de 1.21.

Operación de una celda de tipo ácido: Cuando una celda está completamente cargada, en la placa positiva hay dióxido de plomo y en la negativa solamente plomo. Ambas placas están bañadas por el electrolito.

Al cerrarse el circuito exterior de la batería, comienza la liberación de la energía eléctrica almacenada, y el radical sulfato ( $\text{SO}_4$ ) del electrolito, se combina con el plomo contenido en las placas, transformándose en sulfato de plomo y diluyéndose el electrolito.

Batería de tipo alcalino

La descripción es practicante igual que las de tipo ácido, por lo tanto, conviene describir las diferencias, utilizando una celda de níquel-cadmio.

Recipiente: Son de plástico opaco y tienen el inconveniente de no permitir la inspección ocular del interior.

Placa positiva: Está formada por una hilera de tubos de malla de acero, que contiene hidróxido de níquel.

Placa negativa: Es igual a la positiva, pero rellena de óxido de cadmio, el cual se reduce a cadmio metálico durante el proceso de carga.

Separadores: Se usan barras de hule o de polietileno.

Electrolito: Es una solución de hidróxido de potasio, con una densidad que oscila entre 1.6 y 1.9 a  $25^\circ$ , oscilación que no se debe a la carga eléctrica de la celda. Durante los 25 años, en promedio, que dura la vida de estas celdas se hace necesario cambiar el electrolito unas tres veces, debido al envejecimiento que se produce por el dióxido de carbono de la atmósfera.

Cargadores de batería

Son los dispositivos eléctricos (generadores de cd) o electrónicos que se utilizan para cargar y mantener en flotación, con carga permanente, la batería de que se trate, el cargador se conecta en paralelo con la batería.

La capacidad de los cargadores va a depender de la eficiencia de la batería, o sea, del tipo de batería que de adquiera. Para una misma demanda impuesta a la batería, se requiere un cargador de mayor capacidad, si es alcalina, por tener esta una eficiencia menor, de acuerdo con lo visto.

Selección de un cargador: Para seleccionar un cargador es necesario fijar su capacidad de salida en amperes.

### 2.2.10 Boquillas

La boquilla en un transformador de potencia tiene la función de conectar las guías de los devanados hacia el exterior manteniendo la hermeticidad y aislamiento eléctrico.

Las boquillas se emplean para pasar de un conductor de alta tensión a través de una superficie aterrizada, como son el caso del tanque de un transformador o de un reactor. Deben ser capaces de transportar las corrientes de los equipos en régimen nominal y de sobrecarga, de mantener el aislamiento tanto para tensión nominal como para sobretensiones y de resistir también esfuerzos mecánicos.

Por sus características intrínsecas las boquillas están sometidas a grandes esfuerzos dieléctricos al tener que soportar grandes diferencias de potencial en espacios físicos reducidos, esta característica los hace ser el elemento más susceptible de falla de un transformador.

Un aumento en la disipación de calor acelera el envejecimiento del aislamiento. Si un aislamiento envejecido ya no puede resistir el esfuerzo eléctrico, las boquillas explotan.



*Fig. 2.3 Partes de una boquilla*

Las boquillas de acuerdo a las funciones desempeñadas se pueden clasificar en:

- Boquillas de terminales de línea
- Boquillas de terminales en neutro
- Boquillas de terciario

Las boquillas para transformadores y reactores son del tipo exterior-inmersa, es decir una extremidad está destinada a la exposición a la intemperie y la otra inmersa en aceite aislante.

Las boquillas de terminales de línea son en general de papel impregnado con aceite con distribución capacitiva provista de derivaciones para prueba y eventualmente de derivaciones de tensión. Las boquillas de terciario y neutro pueden ser de papel impregnado en aceite o con resina, con o sin distribución capacitiva.



*Fig. 2.4 Tipos de boquillas*

### **2.2.11 Buses (barras)**

Los buses de la subestación eléctrica están soportados por aisladores, los cuales pueden degradarse debido a la contaminación, defectos de fabricación, materiales de mala calidad y envejecimiento, por lo que se requiere vigilar su estado. En cuadros eléctricos de gran potencia el embarrado suele hacerse con "blindos", barras de cobre capaces de conducir grandes intensidades, de hasta 2000 A en Media Tensión o hasta 90.000 A en Alta Tensión. Dichos blindos pueden tener forma de pletina o tubular y su sección será la suficiente como para permitir una caída de tensión pequeña, del orden del 0,5% entre transformadores y cuadro general, por ejemplo.

Por lo general se utilizan blindos del mismo tamaño para las tres fases y el neutro, normalmente identificados con alguna pegatina según la fase (L1, L2 y L3). Además, deberán ser capaces de soportar las elevadas tensiones mecánicas producidas en caso de cortocircuito. El elemento más habitual de construcción es el cobre.

Dentro del modelo de cálculo de estimación de estados del sistema eléctrico de potencia, la red que se modela debe categorizar sus Nodos en varios tipos de barras:

- Barra de Generación: nodo al cual se conectan los generadores del SEP. En ella se define el voltaje constante y especificado. También se define en ella la potencia activa.
- Barra de Carga: nodo al cual están conectadas las diferentes cargas del SEP, suelen la mayoría de las barras que conforman el SEP. En ella se calcula el voltaje y las potencias activas y reactivas.
- Barra Base: se le asigna voltaje de referencia igual a 1 p.u. = voltaje nominal del SEP.

- Barra de Control: asignada para control del voltaje en las iteraciones del programa de cálculo de la estimación de estado del SEP.
- Barra Flotante: elegida para lograr la convergencia del programa de cálculo de la estimación de estado del SEP. Se utiliza para lograr el balance de potencia activa demandada y consumida.

El número o cantidad de Barras, es un parámetro para establecer que tan “robusto” es un sistema eléctrico de potencia.

### **2.2.12 Fluidos aislantes**

En la industria eléctrica la calidad del fluido aislante se desarrolla de manera simultánea con la evolución de los equipos eléctricos, en busca de optimizar la capacidad refrigerante y aislante de los fluidos se han sintetizado compuestos similares a los aceites aislantes pero con propiedades físico-químicas superiores, como un incremento en la temperatura de inflamación ó un bajo punto de congelación.

El R-Temp se destaca por su característica de baja toxicidad y su estructura biodegradable, contraria a los bifenilos policlorados que requieren de una incineración a más de 1000°C en un horno especial y son considerados altamente nocivos para la salud, estos se encuentran en proceso de erradicación.

El hexafluoruro de azufre es utilizado como aislante en subestaciones encapsuladas, interruptores de potencia, restauradores, etc, es uno de los fluidos gaseosos en torno al cual se está estudiando más, tanto sus propiedades dieléctricas, así como sus efectos adversos para el ambiente.

#### **2.2.12.1 Aceites aislantes**

El aceite mineral como medio aislante y refrigerante. es el más usado para transformadores de potencia, se han desarrollado nuevas tecnologías para su refinación adaptándose a las necesidades específicas de los equipos de acuerdo a la finalidad y diseño de estos

Los aceites derivados del petróleo, básicamente están formados por carbono e hidrógeno, se consideran parafínicos aquellos de cadena lineal o ramificada conocidos como n-alcános, estos compuestos debido a su estructura química son más inestables que los nafténicos y aromáticos.

Las moléculas nafténicas también conocidos como cicloalcanos, definen la calidad del aceite, se encuentran formados por estructuras cíclicas de 5, 6 ó 7 carbonos y sus propiedades dieléctricas son mejores por tener mayor solubilidad que los n-alcános; en menor proporción todos los aceites para transformador contienen moléculas aromáticas, estas contienen como mínimo un anillo de seis átomos de carbono, unidos por dobles enlaces, conocido como benceno.

Los hidrocarburos aromáticos se distinguen de los demás no solo en su estructura química,

también tienen grandes diferencias en sus propiedades físicas y químicas con las moléculas nafténicas y parafínicas. La variedad de hidrocarburos presentes en los aceites aislantes dependerá de los procesos de refinación que se le hagan al petróleo, cuya composición química depende de su origen.

Hasta hace poco tiempo con sólo determinar el tipo básico, indicaba ya la calidad del aceite, con esto se decía que el aceite nafténico era de mejor calidad y por lo tanto se podía usar en equipo de alto voltaje y que el parafínico era de inferior calidad y sólo podía usarse en equipo de bajo voltaje ó en transformadores de distribución.

Se considera que es la forma de destilación y los aditivos aplicados lo que En la actualidad la tendencia es relacionar las características de los aceites con su composición química. De acuerdo a esto se han obtenido muchos procesos para coordinar el uso de materias primas adecuadas con diferentes reactivos y obtener el aceite de mejor calidad. De esta manera el concepto de aceites malos y buenos ha desaparecido ya que las investigaciones actuales nos dicen que la mezcla de hidrocarburos permite un mejor aprovechamiento de las propiedades de cada uno.

Los procesos existentes para la obtención de aceites aislantes, se han desarrollado para eliminar los componentes indeseables y conservar los deseables de las materias primas.

Con el objeto de determinar la calidad de un aceite es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender que se está midiendo y el criterio a seguir con los resultados obtenidos.

Los aceites aislantes que se utilizan en transformadores e interruptores, cumplen varias funciones importantes. Con respecto a los transformadores, el aceite forma parte del sistema de aislamiento y por otro lado actúa como agente enfriador, transportando el calor del núcleo y bobinas a la zona de disipación final. Por lo que respecta a los interruptores además de ser parte del sistema de aislamiento, su principal función es la de extinguir el arco eléctrico durante la apertura de sus contactos.

Las causas más comunes del deterioro del aceite en los transformadores son entre otras, la contaminación, humedad, la formación de ácidos y la oxidación. La humedad reduce notablemente las propiedades dielectricas del aceite aislante, en tanto que los ácidos orgánicos además de ser conductores ayudan a retener agua.

El proceso del deterioro del aceite en interruptores es diferente al de los transformadores, cuando el interruptor abre con carga o bajo falla se forma un arco eléctrico a través del aceite, si éste contiene oxígeno, primeramente se formará agua y bióxido de carbono, cuando el suministro de oxígeno se agota, comienza a formarse hidrógeno y partículas de carbón, el hidrógeno se disipa como gas, en tanto que la presencia de partículas de carbón contamina el aceite mucho antes de que el deterioro por oxidación llegue a ser significativo.

### 2.2.13 Restauradores

Los restauradores son equipos autocontrolados, cuya característica principal es la de interrumpir sobrecorrientes de régimen transitorio y permanente utilizando recierres rápidos y lentos de acuerdo con las curvas de tiempo-corriente definidas en el relevador, con la finalidad de llevar a cabo una coordinación adecuada con otros dispositivos ubicados en el mismo circuito aéreo.

Diseñados para voltajes de 15kV, 27kV y 38kV. Estos equipos que pueden ser Telecontrolados por medio de un radio de frecuencia, GPRS y fibra óptica que se conecta al relevador del equipo, que cuenta con los puertos necesarios para dicha conexión y así ser controlado desde una estación maestra de CFE.

Los restauradores son equipos eléctricos autocontrolados o interruptores de reconexión automática que suelen instalarse como parte de las redes de distribución de energía eléctrica. Su función principal es la de interrumpir el paso de electricidad y cerrar sobrecorrientes de régimen transitorio, también entendidas como circuitos de corriente alterna, por medio del uso de secuencias y operaciones de cierres y apertura rápida o lenta, todo esto con el objetivo de tener control y coordinación con el resto de dispositivos que conforman las redes eléctricas aéreas.

Este control y coordinación que se logra en la red al contar con un dispositivo como este es sumamente útil cuando se presentan fallas en las líneas de distribución, pues con este equipo es posible aislar la línea en la que se presenta el inconveniente en un punto muy cercano a la falla, para así realizar el proceso de reconexión correspondiente, interrumpiendo la distribución eléctrica el menor tiempo posible.

De igual forma, un restaurador también puede interrumpir una falla mínima o temporal con el fin de evitar que se convierta en una falla mayor o permanente. Los principios básicos de funcionamiento de un dispositivo de este tipo son los siguientes: cuando el equipo recibe energía eléctrica estable, su funcionamiento se limita a mantener el control y coordinación de la red, pero si la corriente recibida rebasa el umbral (valor de pickup), es decir, un nivel de energía superior al preestablecido, entonces ocurren diferentes operaciones de disparo rápido y retardado, dependiendo de la gravedad o tipo de falla (temporal o permanente).

Este tipo de dispositivos están conformados por un cuerpo o caja metálica en la que se montan los interruptores aislados que reciben la corriente eléctrica, los cuales están fabricados con resina cloalifática, material con gran longitud de fuga e ideal para ambientes con altos índices de contaminación.

Estos interruptores con los que cuentan los restauradores tienen una serie de sensores eléctricos que son los encargados de recibir la corriente, medir su intensidad y así identificar cuando existe una falla o sobrecarga. En su interior cuenta con una serie de bobinas, contactos y engranajes que se activan durante los diferentes procesos de operación del dispositivo al detectar una falla.

Gracias a su estructura autoportada y la relativa sencillez de sus componentes, instalar un restaurador en cualquier punto de la red eléctrica aérea, que suele ser en los postes o en este caso subestaciones, es muy sencillo.

Asimismo, también debido a su estructura y sencillez de operación, sus tiempos de acción son sumamente rápidos, pues requiere de lapsos muy cortos para completar sus diferentes fases: el inicio de la secuencia de operación, el total de acciones de apertura o cierre, el tiempo de reconexión, el tiempo de reposición y ejecutar de nuevo la secuencia de operación una vez que se ha recuperado la corriente mínima para operar.

De manera más específica, cuando se presenta una falla en la red eléctrica aérea, los interruptores reciben la energía y detectan que esta supera los niveles preestablecidos, entonces esta energía se traslada a una bobina (primera apertura rápida) que aplica fuerza sobre un engranaje que gira en una sola dirección, lo que provoca que los contactos móviles, compuestos por resortes tensionados, caigan, llenen de energía una segunda bobina y se produzca el primer cierre rápido.

Cuando se produce el primer cierre rápido en los restauradores, al mismo tiempo se inicia una secuencia de operación sobre los contactos móviles que provoca la reconexión de los contactos fijos y en consecuencia que se lleve a cabo también la reconexión de las líneas, pero al mismo tiempo, el dispositivo se prepara automáticamente en caso que se presente una nueva falla.

Este procedimiento es el que estos equipos llevan a cabo cuando se presenta una falla temporal en la red de distribución de energía eléctrica aérea. Cuando se trata de una falla permanente, el procedimiento es idéntico, con la excepción de que los procesos de apertura y cierre rápido se producen varias veces, según su programación, y se adicionan procedimientos de apertura y cierre transitorio o retardado.

La programación de este tipo de dispositivos varía en función de las necesidades y características de la red eléctrica a la que esté conectada, sin embargo, en todos los casos un restaurador opera por medio de secuencias de apertura y cierre, las cuales pueden sucederse en un máximo de 5 y 4 veces, respectivamente.

El tiempo de reconexión es el intervalo que sucede entre la apertura y el cierre de los contactos; el tiempo de reposición es el lapso que transcurre entre el momento en que terminan los procesos de apertura y cierre y el regreso a su programación inicial.

Como sucede con otros tipos de equipos y dispositivos eléctricos, existen diferentes tipos de restauradores, los cuales se clasifican con base en diferentes criterios. Existen los trifásicos y monofásicos, llamados así por su mecanismo de trabajo, también están los de control hidráulico o electrónico y los de microprocesador, clasificados así por el tipo de controladores que utilizan, y también están los equipos de restauración de aislamiento sólido, con aceite o SF<sub>6</sub>, clasificación basada en el tipo de interrupción que se aplica.

De igual forma, el tipo de restaurador que se instale en la red, depende de las necesidades y características de esta, pues cada red cuenta con diferentes niveles de voltaje, diferente

número de secciones y circuitos e incluso puede tener un diseño particular según el área a la que se distribuye la energía.

## **2.3 Tipos de mantenimiento**

### **2.3.1 Generalidades del mantenimiento**

Con base en los resultados obtenidos de pruebas realizadas al equipo eléctrico, el personal responsable del mantenimiento, tiene los argumentos suficientes para tomar la decisión de mantener energizado o retirar de servicio un equipo en operación que requiera mantenimiento.

Para el mantenimiento del equipo, es conveniente considerar los aspectos siguientes:

1. Archivo histórico y análisis de resultados obtenidos en inspecciones y pruebas. Es necesario además considerar las condiciones operativas de los equipos, así como las recomendaciones de los fabricantes.
2. Establecer las necesidades de mantenimiento para cada equipo.
3. Formular las actividades de los programas de mantenimiento.
4. Determinar actividades con prioridad de mantenimiento para cada equipo en particular.
5. Se debe contar con personal especializado y competente para realizar las actividades de mantenimiento al equipo y establecer métodos para su control.

Mejorando las técnicas de mantenimiento, se logra una productividad mayor y se reducen los costos del mismo. Los tipos de mantenimientos que se pueden aplicar al equipo en operación, son los siguientes:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento predictivo.
- Mantenimiento correctivo.

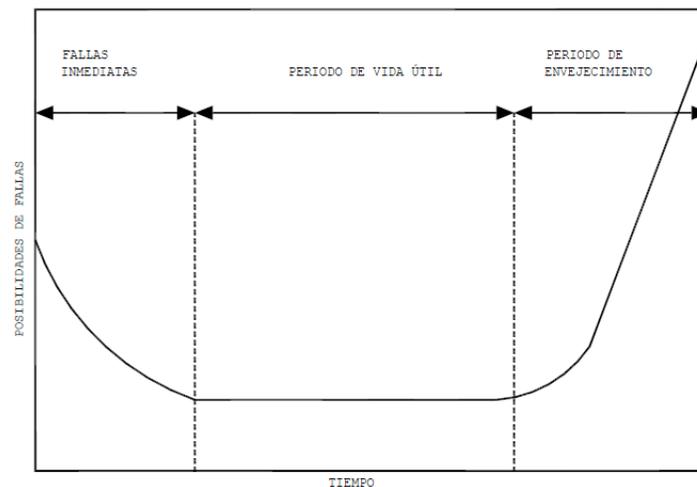
Para realizar los programas de Mantenimiento se deben tener presentes los conceptos y/o términos más importantes que componen una subestación, con el objeto de que cuando se realicen dichos programas se consideren todos los elementos que se alojan en dicho campo.

El Mantenimiento de la Subestación se presenta, así como un conjunto de Técnicas y Organización para cuidar el equipo que la componen a lo largo de su ciclo de vida, llegando a utilizarlos con la máxima disponibilidad y al menor coste, garantizando de esta manera un servicio de calidad a los consumidores de CFE.

En función a lo visto anteriormente, dando al mantenimiento en subestaciones una orientación hacia la Disponibilidad de equipos, y tomando en cuenta el sistema de trabajo en Sistemas de Potencia (transmisión y distribución, principalmente), el mantenimiento en subestaciones debe ser integral, es decir, mirar el mantenimiento como un conjunto, cuyos componentes serán en mantenimiento preventivo, predictivo, y correctivo, para tener un mejor entendimiento de lo anterior a continuación se describen cada uno de los mantenimientos mencionados.

### 2.3.2 Mantenimiento preventivo

Esta actividad involucra inspección, limpiezas, ajustes y pruebas de equipos para asegurar una operación sin problemas hasta la siguiente fecha de mantenimiento. Las actividades de mantenimiento preventivo tienen la finalidad de impedir o evitar que el equipo falle durante el período de su vida útil (ver figura 2.5) y la técnica de su aplicación, se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo después de pasar el período de puesta en servicio reduce sus posibilidades de falla.



*Fig. 2.5 Curva de vida útil*

Este mantenimiento tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema. Se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los responsables en determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos. Este tipo de mantenimiento presenta las siguientes características:

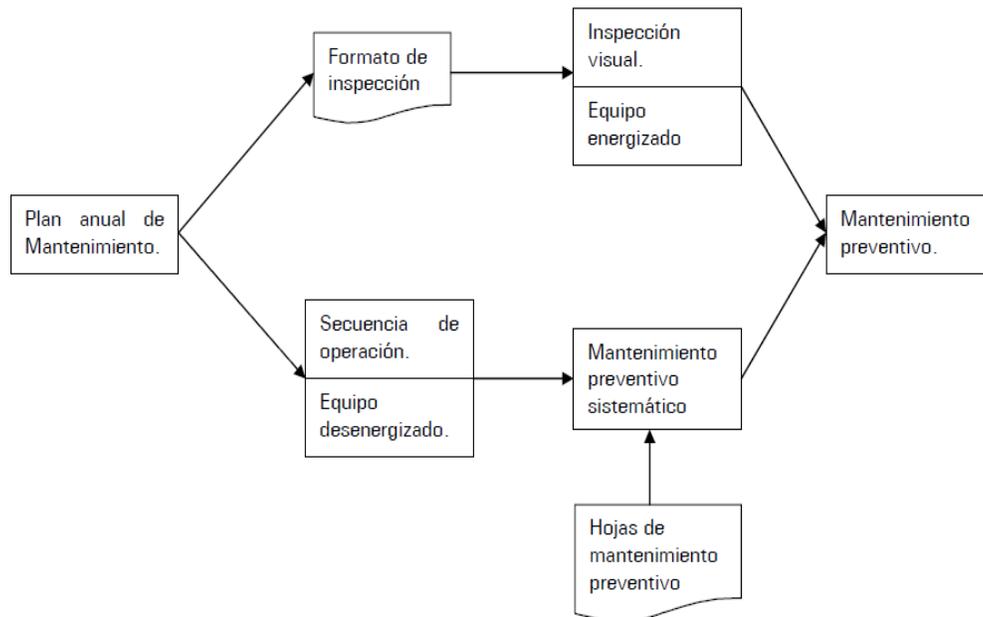
- Se realiza en un momento en que el equipo está fuera de servicio.
- Se lleva a cabo siguiendo un programa previamente elaborado donde se detalla el procedimiento a seguir, y las actividades a realizar, a fin de tener las herramientas y repuestos necesarios “a la mano”.

- Cuenta con una fecha programada, además de un tiempo de inicio y de terminación preestablecido.
- Está destinado a un área en particular y a ciertos equipos específicamente.
- Permite a la CFE contar con un historial de todos los equipos, además brinda la posibilidad de actualizar la información técnica de los equipos.
- Permite contar con un presupuesto aprobado para dichas actividades.

#### Mantenimiento preventivo a equipo primario de subestaciones

El mantenimiento preventivo en subestaciones se divide en dos componentes:

- Inspección visual.
- Mantenimiento preventivo programado o sistemático.



*Figura 2.6 Diagrama de flujo que engloba al mantenimiento Preventivo.*

#### Inspección visual

Este tipo de mantenimiento se efectúa en forma mensual, sin desenergizar la línea, no utiliza herramientas ni instrumentos en la mayor parte de los casos, y como su nombre lo indica consiste sólo en inspecciones visuales, las cuales tienen la finalidad de revisar visualmente el estado exterior de los equipos, anotándose en una planilla los resultados de dicha inspección. Dichas planillas tienen una casilla por fase, es decir, tres para los equipos, en las que se anotan las letras correspondientes al estado exterior del equipo, según el siguiente criterio:

| LLENADO DE LOS FORMATOS DE INSPECCIÓN |  |   |
|---------------------------------------|--|---|
| LETRA                                 | SIGNIFICADO  | ESTADO  |
| G                                     | Grave: Significa un estado de las anomalías exteriores del equipo, que implicará programación de un mantenimiento correctivo.    | Cimientos quebrados, falta de perfiles o pernos de la estructura, perfiles dañados, conexión a tierra suelta, cables sueltos (no aislados) en el mando, baja densidad en las celdas del banco de baterías, manchas graves de aceite, fuga del aislante (SF6 o aceite), porcelanas seriamente dañadas, rotas, falla de aisladores o seriamente dañados, conductores sueltos o hebras rotas, iluminación fuera de servicio, falta de fusibles, presencia de humedad, daños en manómetros, vacuómetros o medidores de temperatura, radiadores rotos, bajo nivel de tensión en las celdas del banco de baterías, silicagel con presencia de humedad (color rosa), daños en anillos equipotenciales. |
| L                                     | Leve: El daño es menor, anomalía menor que puede solucionarse cuando se efectúe el mantenimiento programado.                     | Leve daño en porcelanas, polvo en el mecanismo de accionamiento de los interruptores, daños menores en el mecanismo, aisladores fisurados, manchas leves de aceite o de óxido, polvo en las porcelanas, falta de señalización de seguridad, el patio no está limpio, indicadores de alarmas y/o disparos no visibles (sucios).  |
| S                                     | Sin novedad: Significa que el equipo está en buen estado, visto exteriormente, implica la ausencia de los casos antes señalados. |   |

*Tabla 2.3 Criterios para evaluar el estado que guardan los equipos.*

Existen ciertos componentes que se observan a la hora de hacer una inspección visual, y se registra el estado de estos componentes en los formatos de inspección, según lo antes mencionado. Para los equipos de una subestación, se tiene:

| ELEMENTO                                 | COMPONENTES A REVISAR  |
|--|--|
| Transformador de potencia                | Construcción civil (base del TR), tanque, conexión a tierra, porcelanas de las boquillas, limpieza general, tanque conservador, radiadores, ventiladores, silicagel, relé Buchholz, cambiador de taps, manómetro, vacuómetro, nivel de aceite, indicador de temperatura, caja de control, terciario, temperaturas de aceite y bobinas. |
| Interruptores (aceite, SF6, vacío, aire) | Construcción civil (base del Interruptor), estructura, conexión a tierra, porcelanas, indicador de estado, mando, bornes, calefacción, hermeticidad, fugas de aceite, presión de gas (N2), número de operaciones, hermeticidad.  |
| Transformadores de instrumento (TC y TP) | Construcción civil (base de los Transformadores de instrumento), estructura, conexión a tierra, porcelanas, visor de aceite, nivel de aceite, calefacción, caja de bornes.   |

|                      |  |
|----------------------|--|
| Cuchillas            | Construcción civil (base del montaje de la cuchilla), conexión a tierra, porcelanas en buen estado, mecanismo de accionamiento.                            |
| Apartarrayos         | Construcción civil (base del Apartarrayos), estructura, conexión a tierra, porcelanas, anillo equipotencial, número de descargas, conexión primaria.       |
| Banco de capacitores | Construcción civil (base del banco de capacitores), estructura soporte, conexión a tierra, malla de seguridad, señalización, aisladores conexiones, fugas. |
| Banco de baterías.   | Estructura soporte, conexión a tierra, ventilación, tensión de banco, tensión de cada celda, nivel, temperatura, densidad.                                 |

*Tabla 2.4 Equipos de una subestación eléctrica*

#### Mantenimiento preventivo sistemático

Este consiste en una serie de pruebas a realizar en los equipos para verificar su estado. El trabajo tiene carácter preventivo, pero también engloba al mantenimiento predictivo, y en algunos casos al correctivo. El mantenimiento predictivo interviene cuando al efectuar las pruebas al equipo, se llega a conocer su estado actual y es posible entonces, conocer el estado futuro o anticiparse a las posibles fallas.

El mantenimiento preventivo sistemático se realiza generalmente con línea desenergizada, pero existen algunas técnicas que se pueden aplicar sin necesidad de desenergizar la línea, ya que en el servicio eléctrico debe haber continuidad, es por ello que estos trabajos se programan en días en los que el consumo de energía eléctrica es menor que los demás, lo que ocurre generalmente los fines de semana o días festivos. También existen disposiciones de subestaciones que permiten que algunos equipos puedan ser desenergizados para trabajos de mantenimiento, sin que esto implique la interrupción del servicio eléctrico, pero de todos modos requerirá de una coordinación con los responsables de operación. Las técnicas de Mantenimiento Predictivo que se aplican en subestaciones, en base a recomendaciones de normas internacionales (IEC-76, IEC-72), se detallan a continuación:

- a) Inspección termográfica. - Se utiliza, mediante el empleo de cámaras de termovisión infrarroja, para localizar defectos por calentamiento, particularmente en piezas de contacto de seccionadores, bornes y grapas de conexión de los equipos, tomando como referencia la temperatura ambiente y la de otra fase sana.
- b) Medida de tensión de paso y contacto. En las instalaciones eléctricas se producen de forma circunstancial, corrientes de defecto a tierra que generan elevaciones del potencial del terreno, que pueden llegar a ser peligrosas para las personas que trabajen en ellas.
- c) Medida de resistencia de contacto. Las características eléctricas de un contacto, en elementos de maniobra, dependen del número de interrupciones y de la energía del

arco acumulada, ya que provocan el desgaste de sus componentes, pérdida de presión de contacto y presencia de impurezas al depositarse una película particularmente aislante en la superficie.

1. Resistencia dinámica en interruptores. Debido al diseño de los contactos en algunos interruptores, que disponen de contactos principales y de arco, se aprovecha durante la realización de la curva de desplazamiento de los mismos, para registrar de forma continua la caída de tensión en la cámara de corte al inicio y fin de las maniobras de apertura y cierre.
  2. Resistencia dinámica de los cambiadores de tomas en carga (TAPS). Una parte importante de los fallos en los transformadores de potencia son causados por el envejecimiento de los contactos del cambiador de tomas en carga (TAPS). La inspección del estado de los contactos del selector resulta laboriosa por su ubicación.
- d) Medición de resistencia de devanados. La resistencia eléctrica del arrollamiento de los devanados en los transformadores se altera por la existencia de cortocircuitos entre espiras, defectos térmicos en su aislamiento por deficiencias en los contactos del regulador en carga del transformador. El control del valor de esta resistencia facilita la toma de decisiones de mantenimiento, especialmente en intervenciones por anomalía.
- e) Medidas de tiempos de maniobra. Una de las principales medidas que se realizan en el mantenimiento de seccionadores con mando eléctrico o neumático y especialmente en interruptores, consiste en el control de los tiempos propios requeridos en la realización de maniobra de cierre y apertura.
1. Sincronismo entre cámaras del interruptor. La medida del tiempo de maniobra en cada una de las cámaras del interruptor permite conocer el nivel de sincronismo alcanzado por los contactos, tanto linealmente como transversalmente (entre fases) facilitando una información complementaria del balance de energías en la maniobra.
  2. Tiempo de reposición de energía del mando de accionamiento del interruptor. En interruptores con mando a resortes se mide el tiempo de carga de resortes para poder asegurar que las maniobras son realizadas en condiciones óptimas. Cuando los tiempos obtenidos difieran o presenten desviaciones significativas con respecto a los valores de referencia, se procederá a la revisión de los sistemas de carga.
- f) Medición de contaminación depositada en aisladores. Estas mediciones tratan de determinar el momento en que la contaminación depositada en el aislador puede alcanzar un valor peligroso, teniendo en cuenta no sólo el tipo de contaminante sino la incidencia atmosférica y geográfica de la subestación.
- g) Medición de corriente de fuga en Apartarrayos de ZnO. Los Apartarrayos se encuentran sometidos durante el servicio a la influencia de diferentes sobretensiones, tanto temporales como de maniobra y atmosféricas, las cuales envejecen sus componentes y pueden causar su anomalía.

- h) Análisis del aceite aislante. Los aceites aislantes son componentes esenciales de un gran número de equipos eléctricos, en particular para transformadores de potencia y de instrumento. La evaluación del estado del aceite aislante en servicio se efectúa atendiendo a los siguientes índices de control: aspecto y color, contenido en agua, índice de neutralización, factor de pérdidas dieléctricas y tensión de ruptura, así como, cantidad de partículas que por tamaño son contabilizadas (ppm).
- i) Medidas del ruido y vibraciones. Estas medidas son útiles para la detección de fallos incipientes en equipos que contengan piezas mecánicas en movimiento o sometidas a vibración por rozamiento con fluidos, campos magnéticos alternos, etc.
- j) Medidas de aislamiento eléctrico. Los aislamientos eléctricos de los equipos de A.T constituidos por aceite, porcelana, papel, resinas, gas SF<sub>6</sub>, etc., son susceptibles de envejecimiento por el paso del tiempo y las condiciones de servicio, dando lugar a una pérdida progresiva de sus características dieléctricas, que requiere el control de su evolución. Este control se lleva a cabo por medio de las técnicas relacionadas a continuación:
  1. Medida de resistencia de aislamiento en corriente continua. Corresponde principalmente a la medida de la conductividad superficial del aislamiento y se utiliza en la detección de un fallo inminente. Facilita la decisión de intervención inmediata, así como el conocimiento de la tendencia a largo plazo de un deterioro progresivo y la estimación global del nivel de aislamiento realmente existente.
  2. Medida de la tensión de resorción del aislamiento papel-aceite. El efecto de polarización de un dieléctrico cuando es sometido a tensión y la medida de la tensión de descarga del aislamiento determina en función del tiempo previo de carga, la curva del espectro de polarización. Este ensayo se utiliza para conocer el grado de envejecimiento del aislamiento de papel impregnado en aceite, influenciado por el contenido de humedad, la temperatura y por la absorción de productos de descomposición.
  3. Medida de pérdidas dieléctricas y capacidad. Con la medida del factor de potencia se puede detectar la presencia de un efecto, aunque existan capas de aislante en buen estado en serie con el defectuoso, permitiendo aislar en la medición el efecto del aislamiento externo. La variación de la capacidad de un aislamiento prueba la existencia de condiciones anormales, como presencia de humedad, secciones de condensador cortocircuitadas o interrumpidas.
  4. Medida de descargas parciales. El envejecimiento de los aislamientos se manifiesta, en ocasiones, por la presencia de descargas de alta frecuencia cuyo trayecto puentea, sólo parcialmente, el aislamiento entre conductores.
  5. Medida de la corriente de excitación en transformadores de potencia. La medida de la corriente de excitación a tensión reducida puede utilizarse en campo para localizar ciertos defectos relacionados con el aislamiento de la estructura del núcleo y chapas magnéticas, fallos en el aislamiento entre

espiras del devanado y deficiencias en los dispositivos de conmutación del regulador de tensión.

A continuación, se muestran las tablas en las cuales se engloban las actividades y/o pruebas a realizar a cada uno de los equipos que integran a la subestación para la elaboración del programa de mantenimiento preventivo de los equipos.

| <b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b> |  |                              |                |
|----------------------------------|--|------------------------------|----------------|
| <b>MEDIDA</b>                    | <b>PRUEBA DE DIAGNOSTICO Y/O ACTIVIDAD</b> | <b>ESTADO DEL EQUIPO</b>     | <b>PERIODO</b> |
| Aceite aislante                  | Físico-Químico                             | Energizado                   | Anual          |
|                                  | Gases disueltos                            | Energizado                   | Anual          |
|                                  | Concentración derivados Furfuraldehído     | Energizado                   | Anual          |
| Dieléctrica                      | Capacitancia entre devanados a tierra      | Desenergizado                | Anual          |
|                                  | Factor de potencia                         | Desenergizado                | Anual          |
|                                  | Resistencia de aislamiento                 | Desenergizado                | Anual          |
|                                  | Tensión resorción papel-aceite             | Desenergizado                | Anual          |
| Eléctrica                        | Relación de transformación                 | Desenergizado                | Anual          |
|                                  | Resistencia de devanados                   | Desenergizado                | Anual          |
|                                  | Corriente de excitación                    | Desenergizado                | Anual          |
|                                  | Reactancia de dispersión                   | Desenergizado                | Anual          |
|                                  | Respuesta a la frecuencia                  | Desenergizado                | Anual          |
|                                  | Respuesta dinámica al taps                 | Desenergizado                | Anual          |
| Actividades varias               | Medición de ruido y vibraciones            | Energizado                   | Tres años      |
|                                  | Limpieza de boquillas                      | Desenergizado y/o energizado | Anual          |
|                                  | Limpieza del tanque                        | Desenergizado y/o energizado | Anual          |
|                                  | Limpieza y revisión de válvulas            | Desenergizado y/o energizado | Anual          |
|                                  | Limpieza de sistemas de enfriamiento       | Desenergizado y/o energizado | Anual          |

*Tabla 2.5 Pruebas al Transformador de Potencia.*

| <b>INTERRUPTOR DE POTENCIA</b> |   |                              |                |
|--------------------------------|---|------------------------------|----------------|
| <b>MEDIDA</b>                  | <b>PRUEBA DE DIAGNOSTICO Y/O ACTIVIDAD</b>  | <b>ESTADO DEL EQUIPO</b>     | <b>PERIODO</b> |
| Eléctrica                      | Resistencia circuito principal y conexiones   | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Resistencia Dinámica  | Desenergizado                | Tres años      |
|                                | Detección de puntos calientes.  | Energizado                   | Anual          |
| Dieléctrica                    | Factor de Potencia a los aislamientos   | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Rigidez dieléctrica al medio de extinción   | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Resistencia de Aislamiento  | Desenergizado                | Anual          |
| Operacional                    | Simultaneidad y operación de contactos  | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Tiempos de apertura y cierre de contactos   | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Recorrido de contactos  | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Penetración de contactos  | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Amortiguación, sobrecorridos y rebotes.   | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Análisis grafico del consumo de bobinas   | Desenergizado                | Anual          |
| Mecanismo de Operación         | Tiempo de reposición  | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Intensidad del motor de carga de resortes   | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Consumo de energía en maniobras   | Desenergizado                | Anual          |
| Medio de extinción             | Rigidez dieléctrica y niveles del aceite (GVA y PVA)  | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Presión, consumo y humedad (aire).  | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Humedad, acidez, calidad del gas (SF6)  | Desenergizado y/o Energizado | Anual          |
|                                | Búsqueda de fugas del medio de extinción.   | Energizado                   | 6 meses        |
| Actividades varias             | Limpieza de Boquillas   | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Limpieza e inspección de los elementos de control   | Desenergizado y/o Energizado | Anual          |
|                                | Ajustes y/o reemplazo en el cableado de los elementos de control.                           | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Engrase y/o lubricación del mecanismo de operación  | Desenergizado                | Anual          |
|                                | Inspección y/o reemplazo de los empaques de las puertas de los mecanismos de accionamiento. | Desenergizado y/o Energizado | Anual          |
|                                | Inspección del varillaje del mecanismo de accionamiento.                                    | Desenergizado                | Anual          |

*Tabla 2.5.1 Pruebas a Interruptores de Potencia*

| <b>APARTARRAYOS</b> |  |                          |                |
|---------------------|--|--------------------------|----------------|
| <b>MEDIDA</b>       | <b>PRUEBA DE DIAGNÓSTICO Y/O ACTIVIDAD</b>   | <b>ESTADO DEL EQUIPO</b> | <b>PERIODO</b> |
| Dieléctricas        | Factor de potencia al aislamiento            | Desenergizado            | Anual          |
|                     | Resistencia de aislamiento                   | Desenergizado            | Anual          |
| Eléctricas          | Medición de la corriente de descarga         | Energizado               | Tres años      |
|                     | Medición de descargas parciales              | Energizado               | Tres años      |
| Actividades varias  | Inspección en el cableado a tierra y a línea | Energizado               | Anual          |
|                     | Inspección visual y limpieza a la porcelana  | Desenergizado            | Anual          |

*Tabla 2.5.2 Pruebas a Apartarrayos.*

| <b>TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO</b> |  |                          |                |
|---------------------------------------|--|--------------------------|----------------|
| <b>MEDIDA</b>                         | <b>PRUEBA DE DIAGNOSTICO Y/O ACTIVIDAD</b> | <b>ESTADO DEL EQUIPO</b> | <b>PERIODO</b> |
| Análisis del aceite                   | Físico - Químico                           | Energizado               | 3 años         |
|                                       | Gases Disueltos                            | Energizado               | 3 años         |
| Dieléctricas                          | Capacitancia                               | Desenergizado            | Anual          |
|                                       | Factor de Potencia al Aislamiento          | Desenergizado            | Anual          |
|                                       | Resistencia de aislamiento                 | Desenergizado            | Anual          |
|                                       | Medida de descargas parciales              | Energizado               | 3 años         |
|                                       | Medida de la clase de precisión            | Energizado               | 3 años         |
| Eléctricas                            | Relación de transformación y Polaridad     | Desenergizado            | Anual          |
|                                       | Resistencia de los devanados               | Desenergizado            | Anual          |
|                                       | Corriente de excitación                    | Desenergizado            | Anual          |
|                                       | Prueba de saturación                       | Desenergizado            | Anual          |
| Actividades varias                    | Inspección y/o limpieza de porcelanas      | Desenergizado            | Anual          |
|                                       | Inspección y/o limpieza de bornes          | Desenergizado            | Anual          |
|                                       | Ajustes del cableado en los bornes         | Desenergizado            | Anual          |

*Tabla 2.5.3 Pruebas a Transformadores de Instrumento.*

| <b>BANCOS DE CAPACITORES</b> |  |                          |                |
|------------------------------|--|--------------------------|----------------|
| <b>MEDIDA</b>                | <b>PRUEBA DE DIAGNOSTICO Y/O ACTIVIDAD</b> | <b>ESTADO DEL EQUIPO</b> | <b>PERIODO</b> |
| Eléctrica                    | Capacitancia del banco                     | Desenergizado            | Anual          |
|                              | Capacitancia por fase                      | Desenergizado            | Anual          |
|                              | Capacitancia de cada unidad                | Desenergizado            | Anual          |
| Dieléctrica                  | Resistencia de Aislamiento                 | Desenergizado            | Anual          |
| Actividades varias           | Inspección y/o Limpieza general del banco  | Desenergizado            | Anual          |

*Tabla 2.5.4 Pruebas a Bancos de Capacitores.*

| <b>CUCHILLAS</b>   |   |                          |                |
|--------------------|---|--------------------------|----------------|
| <b>MEDIDA</b>      | <b>PRUEBA DE DIAGNOSTICO Y/O ACTIVIDAD</b>              | <b>ESTADO DEL EQUIPO</b> | <b>PERIODO</b> |
| Eléctrica          | Resistencia de contactos                                | Desenergizado            | Anual          |
|                    | Prueba de collar caliente                               | Desenergizado            | Anual          |
| Dieléctrica        | Factor de potencia del Aislamiento                      | Desenergizado            | Anual          |
|                    | Resistencia de Aislamiento                              | Desenergizado            | Anual          |
| Actividades varias | Inspección visual y/o limpieza general de lascuchillas. | Desenergizado            | Anual          |

*Tabla 2.5.5 Pruebas a Cuchillas.*

| <b>SISTEMA DE TIERRAS</b> |   |                              |                |
|---------------------------|---|------------------------------|----------------|
| <b>MEDIDA</b>             | <b>PRUEBA DE DIAGNOSTICO Y/O ACTIVIDAD</b>                | <b>ESTADO DEL EQUIPO</b>     | <b>PERIODO</b> |
| Eléctrica                 | Resistencia Óhmica  | Desenergizado y/o Energizado | Anual          |
|                           | Resistividad del terreno.                                 |                              | Anual          |
| Actividades varias        | Inspección visual y/o reapriete de conexiones del sistema | Desenergizado y/o Energizado | Anual          |

*Tabla 2.5.6 Pruebas a Sistema de tierras.*

## Inspección termográfica

La inspección termográfica se realiza con equipo energizado, y es una actividad que abarca a toda la subestación, y un elemento necesario del mantenimiento preventivo- predictivo. Para la termografía es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Temperatura ambiente.
- La fase que se toma como fase de referencia.
- Si el equipo presenta anomalías cuando se efectúa la inspección termográfica estas imágenes podrán ser analizadas luego en una PC.
- Tiempo correspondiente a la realización de la medición termográfica.

En esta inspección se analiza con el termógrafo, en la cual se analizan los puntos indicados a continuación en una subestación:

| <b>ELEMENTO</b>                 | <b>COMPONENTES</b>  |
|---------------------------------|---|
| Transformador de Potencia       | Tanque del transformador, boquillas, conexiones primarias, terciario, sistema de refrigeración, ventiladores, sistemas de protección y control. |
| Interruptor de Potencia         | Cámara de corte, mecanismo, motor de accionamiento, conexiones primarias.   |
| Transformadores de Instrumento. | Conexiones primarias, conexiones de control, bornes, embudo, tanque   |
| Banco de Capacitores            | Banco, fases, conexiones de potencias de los ramales  |
| Barras Colectoras               | Conexiones en aisladores, aisladores, barras, soportes.   |
| Apartarrayos                    | Conexiones primarias, conexión de descarga a tierra, anillo equipotencial   |
| Sistemas de tierra              | Conexiones o empalmes a tierra.   |

*Tabla 2.5.7 Componentes de los equipos de una subestación*

## Programación del mantenimiento preventivo

La programación de las actividades de mantenimiento preventivo se puede hacer en función del lugar en donde se va a hacer la intervención, para tener una mejor comprensión de la elaboración de esta programación se muestran en la tabla siguiente los criterios y la programación para cada uno de los elementos de la programación.

| CIRCUITO             | PROGRAMACIÓN   | CRITERIOS   |
|----------------------|--|---|
| Llegada              | *Fines de semana.<br>*Días de menor consumo  | *Se requiere coordinación con los centros de operación, empresas y/o áreas de control que despachan la energía a la subestación donde se va a realizar el mantenimiento.<br>*Para desenergizar la llegada debe desenergizarse también la línea de llegada.<br>*Al reducirse el flujo de potencia de llegada, también se reducirá el flujo de potencia despachada.   |
| Salida               | *Fines de semana.<br>*Días de menor consumo  | *Se requiere coordinación y aviso a los consumidores o centros de operación y/o áreas de control.<br>*El flujo de potencia de salida se reduce.   |
| Interconexión        | *Días particulares.  | *Debido a sus características es posible programar las intervenciones en días particulares.<br>*El flujo de potencia puede desviarse por otro circuito similar.   |
| Transformación       | *Fines de semana.<br>*Días de menor consumo.   | *Debido a su complejidad y a que son los encargados de la transmisión de potencia, se deben buscar días de menor consumo para programar la intervención.<br>*La complejidad de estos circuitos y la cantidad de equipos que los componen, obliga a que las actividades se programen al menos para dos días.<br>menos para dos días.   |
| Barras<br>Colectoras | *Fines de semana o días de menor consumo (simple barra).<br>*Días particulares (barra partida o más de una barra). | *Ya que los equipos se conectan a las barras para tomar la energía a transmitir, para desenergizar la barra se requiere desenergizar gran parte de la subestación, para disposiciones de simple barra.<br>*Si el sistema tiene una disposición de barra partida o de más de una barra, es posible desenergizar la barra en la cual se va a efectuar el mantenimiento sin interrumpir el servicio, pero aun así existirán equipos que deban quedar desenergizados. |
| Circuitos especiales | *Días particulares.  | - Ya que la función de estos circuitos no consiste en la transmisión de potencia o interconexión de circuitos, es posible programar las intervenciones en cualquier día.  |

*Tabla 2.5.8 Programación del mantenimiento preventivo*

El tiempo de duración de estas actividades, o también denominadas “jornadas de Mantenimiento”, dependerá de la complejidad donde se lleve a cabo esta actividad, aunque generalmente suele variar de 4 a 8 horas.

### **2.3.3 Mantenimiento predictivo**

Consiste en determinar en todo instante la condición técnica (mecánica y eléctrica) real de los equipos evaluados, mientras estos se encuentran en pleno funcionamiento, para ello se hace uso de un programa sistemático de mediciones de los parámetros más importantes del equipo. El sustento tecnológico de este mantenimiento consiste en las aplicaciones de algoritmos matemáticos agregados a las operaciones de diagnóstico, que juntos pueden brindar información referente a las condiciones del equipo. Tiene como objetivo disminuir los tiempos en que se tiene inactivo el equipo por mantenimientos preventivos, y de esta manera minimizar los costos por mantenimiento y por tener fuera de servicio el equipo. La implementación de este tipo de métodos requiere de inversión en equipos, instrumentos, y en contratación de personal calificado.

El tipo de mantenimiento predictivo tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores; para lograr el máximo tiempo de operación del equipo, se aplican técnicas de revisión y pruebas más avanzadas, requiere de controles rigurosos para su planeación y ejecución. Además, durante los últimos años se han venido desarrollando diversas técnicas de diagnóstico tanto en línea como por muestreo que no requiere desenergizar al equipo primario difiriendo los periodos de atención de aquellas pruebas tradicionales consideradas dentro del mantenimiento predictivo y que requieren necesariamente sacar de servicio el equipo.

El mantenimiento predictivo se basa en que el equipo, después de pasar su período de puesta en servicio, reduce sus posibilidades de falla y comienza o se encuentra dentro de su período de vida útil, posteriormente el equipo envejece y crecen sus posibilidades de falla.

El mantenimiento predictivo tiende a reducir la cantidad de trabajos a realizar durante el período de vida útil, con solamente aplicarlo cerca del final o durante ese período.

### **Periodicidad en el mantenimiento**

El aspecto de periodicidad en la atención de los equipos y dispositivos que conforman una Subestación Eléctrica, es un concepto que ha venido variando significativamente con el tiempo; producto principalmente del continuo desarrollo tecnológico alcanzado tanto en el diseño y fabricación de tales componentes, como en la implementación de nuevas y mejores técnicas de prueba, verificación, supervisión, monitoreo y diagnóstico.

No obstante, lo anterior y con el único propósito de establecer una referencia o guía práctica, dirigida sobre a todo hacia aquel personal técnico que se inicia en esta actividad del mantenimiento a Subestaciones, se muestran en la tabla 2.6 algunas recomendaciones de periodicidades mínimas de mantenimiento a equipo primario, producto del consenso y experiencia de varios ingenieros de CFE.

| EQUIPO   | ACTIVIDAD   | PERIODO |      |
|--|---|---------|------|
|  |   | MESES   | AÑOS |
| TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN M.T Y A.T.                                  | PRUEBAS ELÉCTRICAS  |         | 2    |
|  | ANÁLISIS DE GASES   | 6       |      |
|  | MANTENIMIENTO, SECADO Y CAMBIO DE ACEITE EN CAMBIADOR DE DERIVACIONES Y DEVANADOS |         | 10   |
|  | REEMPLAZO DE ACEITE A CAMBIADOR DE DERIVACIONES                                   |         | 5    |
|  | MANTENIMIENTO A SISTEMA DE ENFRIAMIENTO   |         | 1    |
|  | MANTENIMIENTO A EQUIPOS AUXILARES   |         | 1    |
| CUCHILLAS DESCONECTADORAS EN A.T.  | LIMPIEZA, LUBRICACIÓN Y ENGRACE DE RODAMIENTOS Y BARRAS DE ACCIONAMIENTO          |         | 2    |
|  | PRUEBAS ELECTRICAS  |         | 3    |
| TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, POTENCIAL Y DISPOSITIVOS DE POTENCIAL EN A.T | PRUEBAS ELECTRICAS  |         | 3    |
| RED DE TIERRAS   | PRUEBAS Y MANTENIMIENTO   |         | 3    |
| BANCOS Y CARGADORES DE BATERIAS  | MEDICION DE DENSIDADES, REPOSICIÓN DE NIVELES Y VOLTAJES                          | 1       |      |
|  | LIMPIEZA DE CELDAS  | 1       |      |
|  | REAPRIETE DE CONEXIONES Y LUBRICACIÓN   | 1       |      |
|  | REVISIÓN Y LIMPIEZA DE CARGADORES   | 6       |      |
| INTERRUPTORES DE POTENCIA SF6, PVA Y EN VACÍO EN A.T.                      | PRUEBAS ELECTRICAS  |         | 3    |
|  | MANTENIMIENTO A CAMARAS Y MECANISMOS  |         | 4    |
|  | CAMBIO DE ACEITE A CAMARAS  |         | 2    |
|  | MEDICION DE HUMEDAD RESIDUAL SF6  |         | 3    |
| INTERRUPTORES DE POTENCIA SF6,   | PRUEBAS ELECTRICAS  |         | 3    |
|  | MANTENIMIENTO A CAMARAS Y MECANISMOS  |         | 4    |

|  |   |   |   |
|--|---|---|---|
| PVA Y EN VACÍO<br>EN MT.                         | CAMBIO DE ACEITE A CAMARAS                      |   | 1 |
|  | MEDICION DE HUMEDAD RESIDUAL<br>SF6             |   | 3 |
| INTERRUPTORES<br>DE GRAN<br>VOLUMEN DE<br>ACEITE | PRUEBAS ELECTRICAS                              |   | 2 |
|  | MANTENIMIENTO A CAMARAS Y<br>MECANISMOS         |   | 4 |
|  | CAMBIO DE ACEITE                                |   | 4 |
|  | MANTENIMIENTO A<br>MOTOCOMPRESORES Y AUXILIARES | 6 |   |
|  | MANTENIMIENTO A MECANISMOS<br>NEUMÁTICOS        |   | 2 |

*Tabla 2.6 Recomendación de periodicidad mínima de mantenimiento en equipo primario*

Nota: Las tensiones para los equipos en subestaciones de distribución son en M.T. (desde 13.8 kV hasta 34.5 kV) y A.T. (desde 69 kV hasta 138 kV).

### 2.3.4 Mantenimiento correctivo

Este mantenimiento tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir, solo se actuará cuando se presenta una falla potencial en los equipos de la subestación. En este caso si no se produce ninguna falla, el mantenimiento será nulo, por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente el desperfecto para recién tomar medidas de corrección de las fallas. Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

- Tener fuera de servicio el equipo.
- Si es un equipo esencial para la operación de la subestación se dejará sin energía eléctrica a los usuarios en caso de que esté falle.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados.
- La planificación del tiempo que estará el sistema fuera de operación no es predecible.

Es el concepto de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control, pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que el trabajo es realizado sobre una base de emergencia, la cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra y ocasiona interrupciones del servicio.

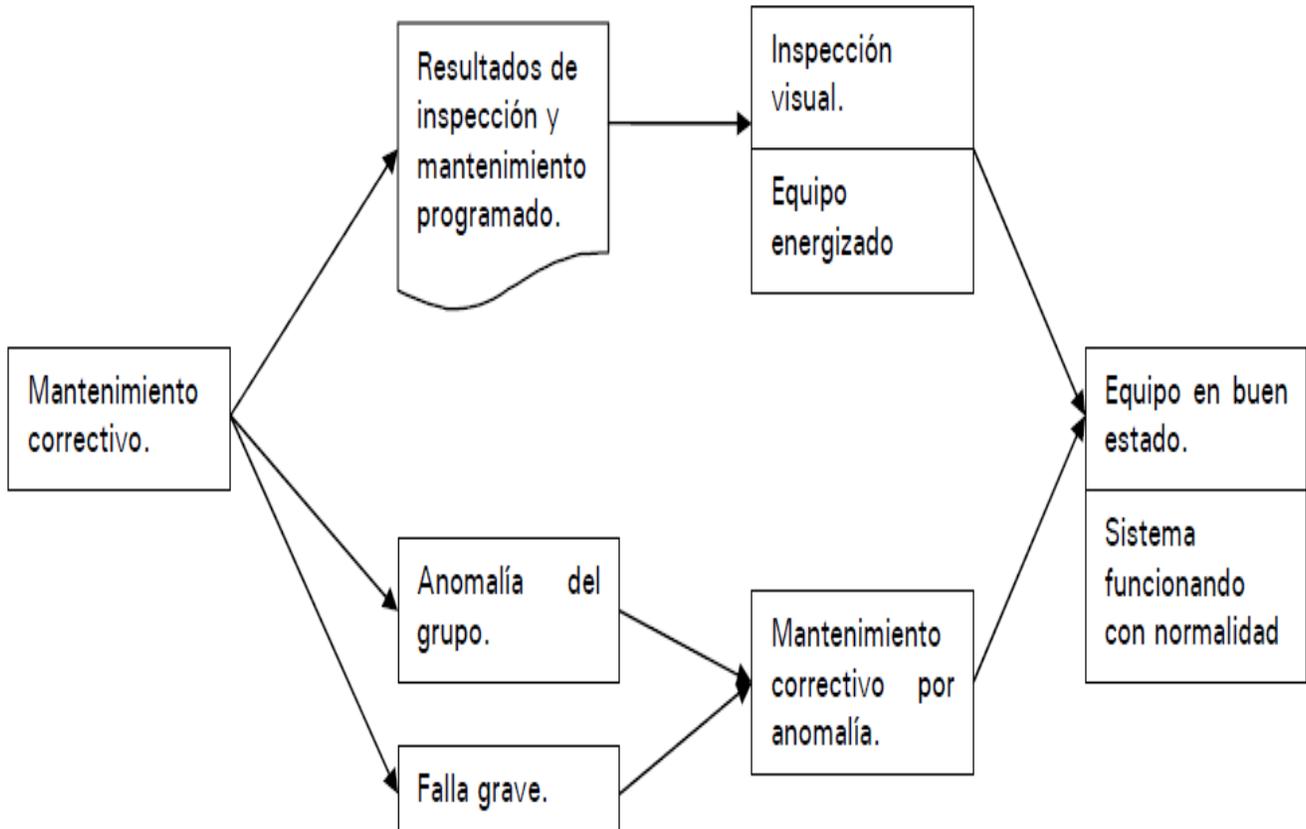
El mantenimiento correctivo puede considerarse dividido en dos partes:

- Mantenimiento correctivo programado.
- Mantenimiento correctivo no programado (urgente).

El mantenimiento correctivo no programado (urgente) se presenta cuando existe una falla o anomalía grave de algún o algunos equipos de la subestación, estas anomalías se presentan por causas ajenas a la voluntad de los responsables de la subestación, y se deben a factores

externos: condiciones climáticas, daños de terceros, problemas en la línea de transmisión o distribución.

El mantenimiento correctivo programado es una actividad correctiva que implica reparación y reemplazo de piezas que tiene carácter preventivo, ya que en función de las condiciones del equipo o de ciertos parámetros se efectúan las reparaciones con la intención de anticiparse y prevenir daños mayores que afecten a la disponibilidad del equipo.



*Figura 2.7.- Diagrama de flujo que engloba al mantenimiento Correctivo.*

El mantenimiento correctivo puede ser programado debido a las siguientes razones:

1. Número de operaciones. Es una condición que obliga a la intervención de un mantenimiento correctivo planificado en interruptores. Después de cierto número de operaciones por falla u operaciones manuales de un interruptor, el aislamiento es afectado y los contactos se llenan de cavitaciones en su superficie, debido a los esfuerzos electrodinámicos a los que han estado sometidos, lo que obliga a una intervención en el equipo. Las actividades que se realizan son las siguientes:

| MEDIDA  | ACCIÓN  | TIP<br>O  | ACTIVIDAD   |
|---|---|-----------|---|
| Cambio del Medio de extinción.                        | Implica el reemplazo del medio aislante, sin necesidad de la comprobación de su estado.   | GVA y PVA | Cambio del aceite.  |
|   |   | SF6       | Cambio del gas SF6.   |
|   |   | Vacío     | Cambio de los módulos de vacío  |
|   |   | Aire      | Cambio del tanque de aire comprimido.   |
| Cambio de los contactos de la Cámara de interrupción. | Debido a los esfuerzos electrodinámicos a los que han estado sometidos los contactos muestran cavitaciones, los que luego se pueden rellenar con soldadura por personal calificado. | GVA y PVA | Cambio de contactos, que luego pueden rellenarse con soldadura                              |
|   |   | SF6       | Cambio de contactos, que luego pueden rellenarse con soldadura.                             |
|   |   | Vacío     | Cambio de módulos de vacío, posteriormente se comprueba el estado de los módulos cambiados. |
|   |   | Aire      | Cambio de contactos, que luego pueden rellenarse con soldadura.                             |

*Tabla 2.8 Programación del mantenimiento correctivo*

2. Resultados de las inspecciones. Si los resultados de las inspecciones visuales o termográficas revelan que el estado de algún equipo o de alguno de sus componentes es grave (G) o existen anomalías (A), será necesario programar una intervención en el equipo para efectuar las reparaciones correspondientes.
3. Resultados de mantenimiento predictivo. Las técnicas y/o pruebas de diagnóstico aplicadas durante el mantenimiento preventivo programado tienen la finalidad de revelar el estado de los equipos de la subestación, para poder anticiparse a las fallas

y anomalías; si el diagnóstico revela mal estado o menor que el admisible, será necesario programar una intervención.

## **2.4 Pruebas**

Son la base para verificar y apoyar los criterios de aceptación o para analizar los efectos, cuando sucedan cambios o variaciones con respecto a los valores iniciales de puesta en servicio o de la última prueba. Se consideran pruebas eléctricas, aquellas que determinan las condiciones en que se encuentra el equipo eléctrico, para determinar su operatividad.

### **2.4.1 Pruebas de fábrica**

#### **1. Pruebas de prototipo**

Son las que se realizan a diseños nuevos y tienen como finalidad, cumplir con los valores establecidos en las normas o especificaciones bajo las cuales fueron fabricados los equipos. Las Pruebas de Prototipo incluyen las pruebas de rutina.

#### **2. Pruebas de rutina**

Son pruebas que deben efectuarse a cada uno de los equipos, conforme a métodos establecidos en las normas correspondientes, para verificar la calidad del producto y que están dentro de los valores permitidos. Estas pruebas son las que determinan la aceptación o rechazo de los equipos.

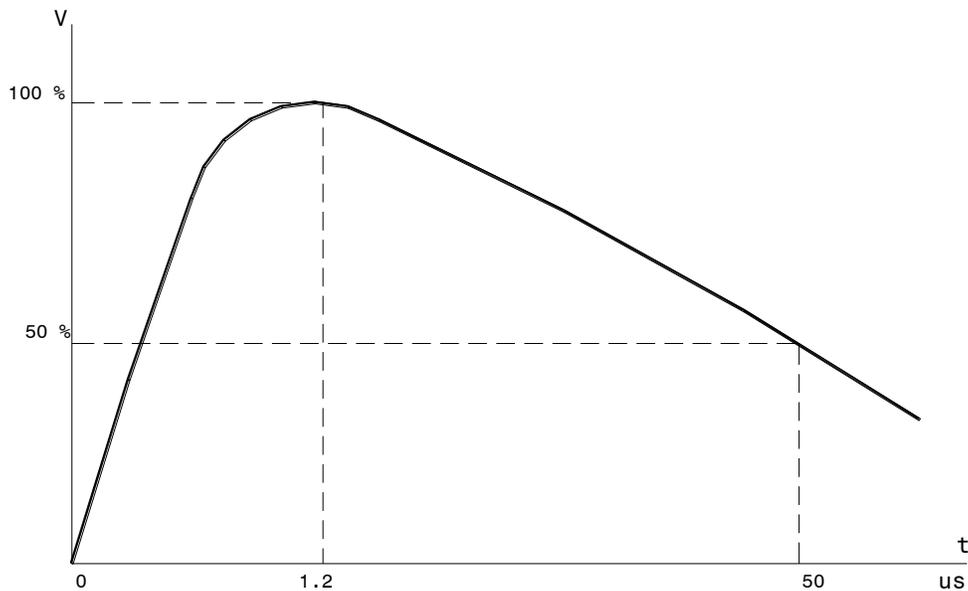
#### **3. Pruebas opcionales**

Estas pruebas son las que se realizan a los equipos, conjuntamente entre el fabricante y usuario a fin de determinar algunas características particulares del equipo. Dentro de las más importantes, se pueden citar las siguientes:

- a) Prueba de impulso por rayo: Consiste en simular en el Laboratorio las condiciones de falla provocadas por descargas atmosféricas en los equipos.

Esta prueba se realiza aplicando al equipo impulsos de onda positiva o negativa, de acuerdo al nivel básico de impulso para cada tensión, en condiciones estándar y de acuerdo a las normas indicadas en las especificaciones.

La curva característica que se asemeja a las condiciones de una descarga atmosférica, es aquella que obtiene su máximo valor de tensión en un tiempo de 1.2 microsegundos y decrece al 50% del valor de tensión en un tiempo de 50 microsegundos, a esta curva se le llama onda completa, ver figura 2.8.



*Fig. 2.8 Onda completa, 1.2 x 50 microsegundos.*

- b) **Prueba de potencial aplicado:** Consiste en aplicar al equipo un voltaje a la frecuencia de operación del sistema, cuyo valor varía de acuerdo a lo indicado en la norma correspondiente para cada nivel de voltaje (de 180% al 300% del voltaje nominal), su duración es de un minuto.
- c) **Prueba de descargas parciales:** Esta determina la calidad del aislamiento, es útil para detectar porosidades, grietas, burbujas de aire, etc. en el interior de un aislamiento sólido. El resultado de esta prueba está dado en picocoulombs.
- d) **Prueba de elevación de temperatura:** Sirve para verificar que los equipos cumplan con la capacidad de diseño, sin rebasar los límites de temperatura establecidos por las normas correspondientes.
- e) **Prueba de potencial inducido:** El objetivo es verificar la resistencia del aislamiento entre diferentes partes de un equipo.

#### **2.4.2 Pruebas de campo**

Las pruebas de campo se efectúan a los equipos que se encuentran en operación o en proceso de puesta en servicio y se consideran de la siguiente manera:

- **Recepción y/o verificación:** Se realizan a todo el equipo nuevo o reparado, considerando las condiciones de traslado; efectuando primeramente una inspección detallada de cada una de sus partes.
- **Puesta en servicio:** Se realizan a cada uno de los equipos en campo después de haber sido: instalados, ajustados, secados, etc., con la finalidad de verificar sus condiciones para decidir su entrada en operación.

- **Mantenimiento:** Se efectúan periódicamente conforme a programas y a criterios de mantenimiento elegidos y condiciones operativas del equipo.

#### **2.4.2.1 Prueba de resistencia de aislamiento**

La resistencia de aislamiento se define como la oposición al paso de una corriente eléctrica que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo y generalmente expresada en Megaohms, Gigaohms o Teraohms.

A la corriente resultante de la aplicación de voltaje de corriente directa, se le denomina "Corriente de Aislamiento" y consta de dos componentes principales:

- 1) La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento es compuesta por:
  - **Corriente Capacitiva:** Es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración, que decrece rápidamente a un valor despreciable (generalmente en un tiempo máximo de 15 segundos) conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la Resistencia de Aislamiento. Su efecto es notorio en aquellos equipos que tienen capacitancia alta, como transformadores de potencia, máquinas generadoras y cables de potencia de grandes longitudes.
  - **Corriente de Absorción Dieléctrica:** Esta corriente decrece gradualmente con el tiempo, desde un valor relativamente alto a un valor cercano a cero, siguiendo una función exponencial. Generalmente los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos de una prueba, quedan en gran parte determinados por la Corriente de Absorción. Dependiendo del tipo y volumen del aislamiento, esta corriente tarda desde unos cuantos minutos a varias horas en alcanzar un valor despreciable; sin embargo, para efectos de prueba, puede despreciarse el cambio que ocurre después de 10 minutos. La pendiente de la curva puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento, tomadas a diferentes intervalos de tiempo, durante la misma prueba. A la relación de 60 a 30 segundos se le conoce como "Índice de Absorción", y a la relación de 10 a 1 minuto como "Índice de Polarización". Los índices mencionados, son útiles para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de transformadores de potencia y generadores.
  - **Corriente de conducción irreversible:** Esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante, predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.
- 2) **Corriente de Fuga:** Es la que fluye sobre la superficie del aislamiento. Esta corriente al igual que la Corriente de Conducción irreversible, permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento.

## Métodos de medición

Las mediciones se obtienen mediante un medidor de resistencia de aislamiento de indicación directa. Este equipo ha sido el instrumento estándar para la verificación de la resistencia de aislamiento existiendo tres tipos: Los accionados manualmente, los accionados por motor y los de tipo electrónico y/o digital.

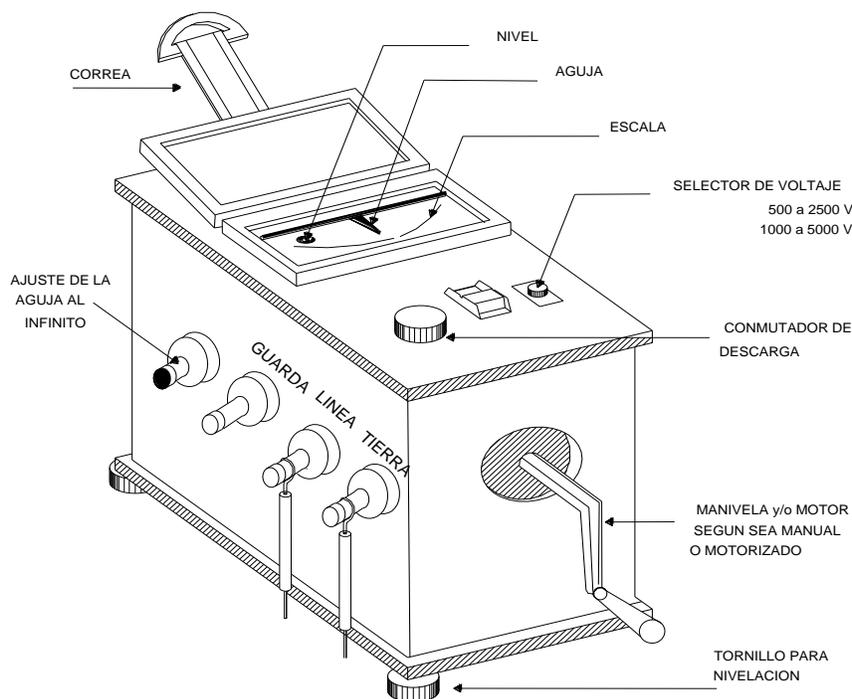


Fig. 2.9 Megger medidor de resistencia de aislamiento

El primer tipo es satisfactorio para efectuar pruebas de tiempo corto y los tipos motorizado y digital para pruebas en donde es necesario determinar los índices de absorción y polarización.

- **METODO DE TIEMPO CORTO:** Consiste en conectar el instrumento al equipo que se va a probar y operarlo durante 60 segundos. Este método tiene su principal aplicación en equipos pequeños y en aquellos que no tienen una característica notable de absorción, como son los interruptores, cables, apartarrayos, etc.
- **METODO DE TIEMPO-RESISTENCIA O ABSORCION DIELECTRICA:** Consiste en aplicar el voltaje de prueba durante un período de 10 minutos, tomando lecturas a 15, 30, 45 y 60 segundos, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos. Su principal aplicación es en transformadores de potencia y en grandes máquinas rotatorias dadas sus notables características de absorción.

### 2.4.2.2 Prueba de factor de potencia a los aislamientos

El llevar a cabo esta prueba nos da conocer el estado de los aislamientos, la prueba se basa en la comparación de un dieléctrico con un condensador, en donde el conductor energizado se puede considerar una placa y la carcasa o tierra del equipo como la otra placa del capacitor.

El equipo de prueba de aislamiento F.P. mide la corriente de carga y Watts de pérdida, en donde el factor de potencia, capacitancia y resistencia de corriente alterna pueden ser fácilmente calculados para un voltaje de prueba dado.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en porcentaje, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga y la corriente de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle un voltaje determinado, es en sí, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesara una corriente que está en fase con el voltaje aplicado ( $I_r$ ), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial.

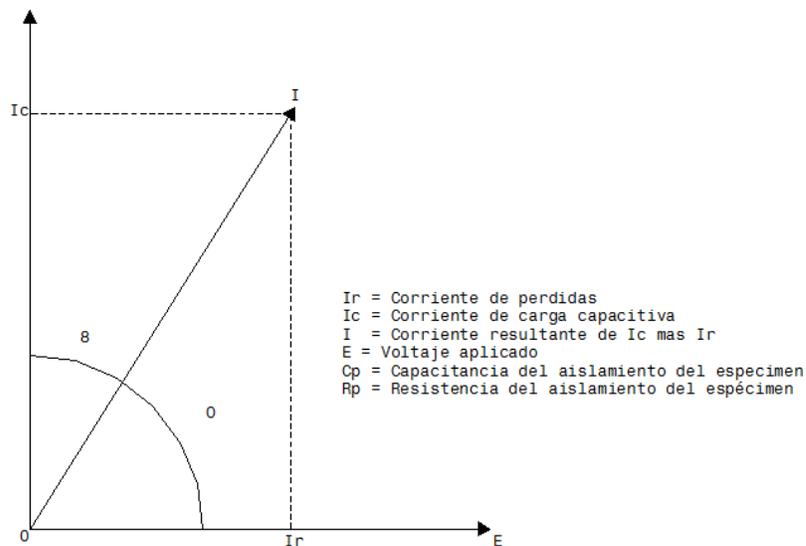


Fig. 2.10 Diagrama vectorial que muestra el comportamiento de un aislamiento al aplicarle un voltaje dado

Para aislamientos con bajo Factor de Potencia, ( $I_c$ ) e ( $I$ ) son sustancialmente de la misma magnitud y la corriente de pérdidas ( $I_r$ ) muy pequeña, en estas condiciones el ángulo  $\delta$  es muy pequeño y el Factor de Potencia estará dado entonces por:

$$FP = \cos\theta = \text{SEN}\sigma \quad \text{y prácticamente} \quad = \text{TAN}\sigma$$

De lo anterior se desprende que el Factor de Potencia siempre será la relación de los Watts de pérdidas ( $I_r$ ), entre la carga en Volts-Amperes del dieléctrico bajo prueba ( $I$ ). El método de medida del equipo de prueba, se fundamenta, en un circuito puente de resistencias y capacitores.

Con el conocimiento de los valores de la corriente de carga, el voltaje de prueba y la frecuencia, la capacitancia del aislamiento puede ser determinada de la siguiente manera.

$$X_c = \frac{V}{I}$$

$$C = \frac{1}{\omega * X_c}$$

La capacitancia de aislamientos secos no es afectada apreciablemente por la temperatura; sin embargo, en los casos de aislamientos húmedos o contaminados, esta tiende a incrementarse con la temperatura. Tomando en consideración que la reactancia de los aislamientos es predominantemente capacitiva y las pérdidas eléctricas reducidas, la magnitud de la corriente de carga puede calcularse por:

$$I = V * \omega * C \quad \text{ó} \quad VA = V^2 * \omega * C$$

Donde:

$I$  = Magnitud de la corriente de carga

$V$  = Potencial aplicado

$\omega$  = frecuencia angular ( $2\pi f$ )

$C$  = Capacitancia

De las fórmulas anteriores puede determinarse la máxima capacitancia que un equipo de prueba puede aceptar para obtener mediciones confiables. Por ejemplo: La máxima capacitancia que un modelo específico de equipo de prueba de 10 KV, puede medir por 15 minutos es:

$$C = \frac{I}{\omega * V} = \frac{0.200 \times 10^{12}}{377 \times 10^4} = 53,000 \text{ picofaradios}$$

Y en forma continua:

$$C = \frac{I}{w * V} = \frac{0.100 \times 10^{12}}{377 \times 10^4} = 26,500 \text{ picofaradios}$$

Las boquillas para Transformadores, Interruptores, etc. usualmente tienen capacitancias considerablemente menores que los valores calculados anteriormente.

Los cables de potencia de gran longitud, pueden tener una capacitancia que excede los 26,500 picofaradios del medidor, se recomienda hacer el cálculo previo del valor de la capacitancia del cable de que se trate, para poder efectuar la prueba de factor de potencia. Los equipos con capacitancias mayores que los valores límites calculados para cada tipo de medidor de factor de potencia, deben ser probados a voltajes menores.

### **Métodos de prueba con el equipo para medición de factor de potencia.**

- a) **Especimen aterrizado:** Se prueba en GST (Ground Specimen Test- Especimen bajo prueba aterrizado). Cuando el selector de LV se coloca en posición GROUND, el cable LV es conectado a potencial de tierra. De esta forma el cable de bajo voltaje (LV) puede ser utilizado para aterrizar el espécimen bajo prueba. Es también posible aterrizar el espécimen, utilizando la terminal de tierra del cable de alto voltaje (HV), otra forma es aterrizar directamente a tierra.
- b) **Especimen guardado:** Se prueba en GST-GUARD. Cuando el selector del LV se coloca en posición GUARD, el cable LV es conectado a guarda del equipo de prueba, La conexión a guarda también puede ser posible si se utiliza la terminal de guarda del cable HV.
- c) **Especimen no aterrizado:** Se prueba en UST (Ungrounded Specimen Test). Cuando el control de LV se coloca en posición UST, solamente la medición de MVA y MW se efectúa a través del cable LV. Se puede observar como el punto de conexión de guarda y tierra son comunes, de este modo la medición de mVA y mW no es realizada a través de tierra.

Factores que afectan la prueba.

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a aumentar el valor de factor de potencia de los aislamientos de una manera notable están: la suciedad, la humedad, la temperatura y la inducción electromagnética.

Método de medición.

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia real que se disipa a través de él y medir la potencia aparente del mismo. El Factor de Potencia se calcula dividiendo la potencia real entre la potencia aparente.

Consideraciones.

Para la interpretación de resultados de prueba, es necesario el conocimiento de valores típicos de Factor de Potencia de materiales aislantes. Como referencia, se presentan valores de Factor de Potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales.

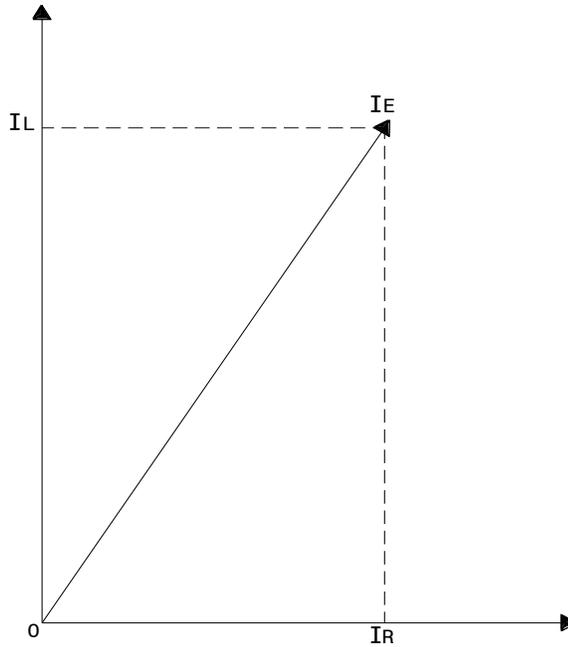
| MATERIAL       | % FP A 20°C | CONSTANTE DIELÉCTRICA |
|----------------|-------------|-----------------------|
| Aire           | 0.0         | 1.0                   |
| Aceite         | 0.1         | 2.1                   |
| Papel          | 0.5         | 2.0                   |
| Porcelana      | 2.0         | 7.0                   |
| Hule           | 4.0         | 3.6                   |
| Barniz Cambray | 4.0-8.0     | 4.5                   |
| Agua           | 100.0       | 81.0                  |

| EQUIPO                                   | % FP @ 20 °C |
|--|--------------|
| Boquillas tipo condensador en aceite     | 0.5          |
| Boquillas en compound                    | 2.0          |
| Transformadores en aceite                | 1.0          |
| Transformadores nuevos en aceite         | 0.5          |
| Cables con aislamiento de papel          | 0.3          |
| Cables con aislamiento de barniz cambray | 4.0 – 5.0    |
| Cables con aislamiento de hule           | 4.0 – 5.0    |

El principio fundamental de las pruebas es la detección de cambios en las características del aislamiento, producidos por envejecimiento, contaminación del mismo, como resultado del tiempo, condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona.

#### 2.4.2.3 Prueba de corriente de excitación

La medición de la Corriente de Excitación en transformadores, determina la existencia de espiras en corto circuito, desplazamiento de devanados y núcleo, conexiones defectuosas, etc. La Corriente de Excitación de un transformador, es aquella que se obtiene en el devanado primario al aplicar a éste un voltaje, manteniendo el devanado secundario en circuito abierto. La Corriente de Excitación consta de dos componentes: Una en cuadratura ( $I_L$ ) y la otra en fase ( $I_R$ ). La componente en cuadratura corresponde a la corriente reactiva magnetizante del núcleo, mientras la componente en fase incluye pérdidas en el núcleo, cobre y aislamiento.



*Fig. 2.11 Diagrama vectorial de corrientes.*

donde:

$I_e$ . - Corriente de Excitación del devanado del transformador.

$I_L$ .- Corriente Magnetizante.

$I_R$ . - Corriente de Pérdidas.

La magnitud de la Corriente de Excitación, depende en parte del voltaje aplicado, del número de vueltas en el devanado, de las dimensiones del devanado, de la reluctancia y de otras condiciones tanto geométricas como eléctricas que existen en el transformador.

### **Métodos de medición**

En el caso de un transformador monofásico, bastará conectar directamente un amperímetro en uno de los extremos del devanado energizado. En un transformador trifásico conectado en estrella, la Corriente de Excitación puede medirse aplicando voltaje independientemente a cada una de las fases y conectando un amperímetro en serie entre el neutro y tierra, en este caso se puede observar que la corriente de la fase central es menor que las otras dos fases, debido a que la reluctancia del circuito magnético es menor.

Para devanados conectados en delta, se analiza e incluye una descripción de la distribución del flujo en el núcleo para cada una de las fases, así como sus efectos en la apreciación de la medición.



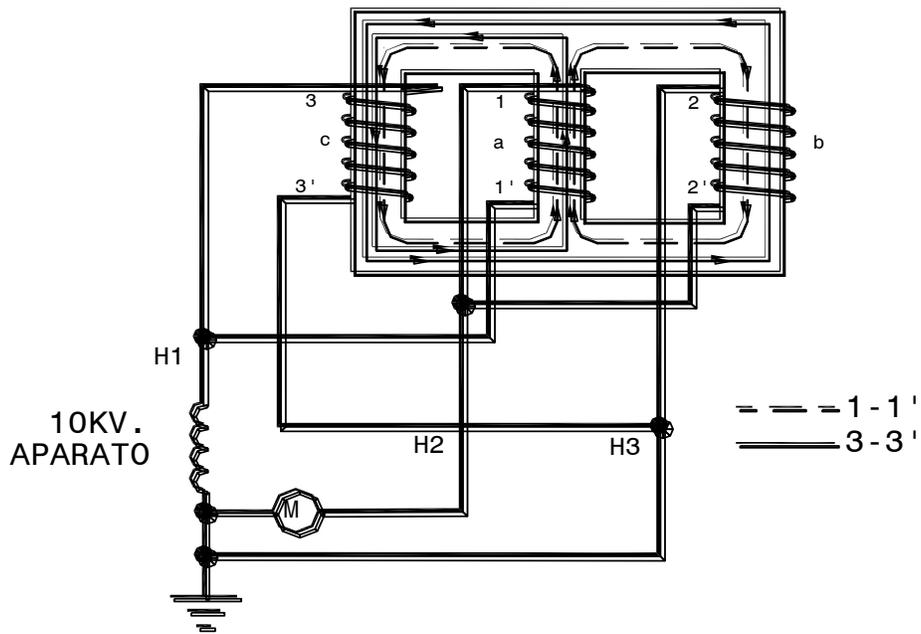


Fig. 2.14 Núcleo, devanados y flujos correspondientes a la fig. 2.9.4

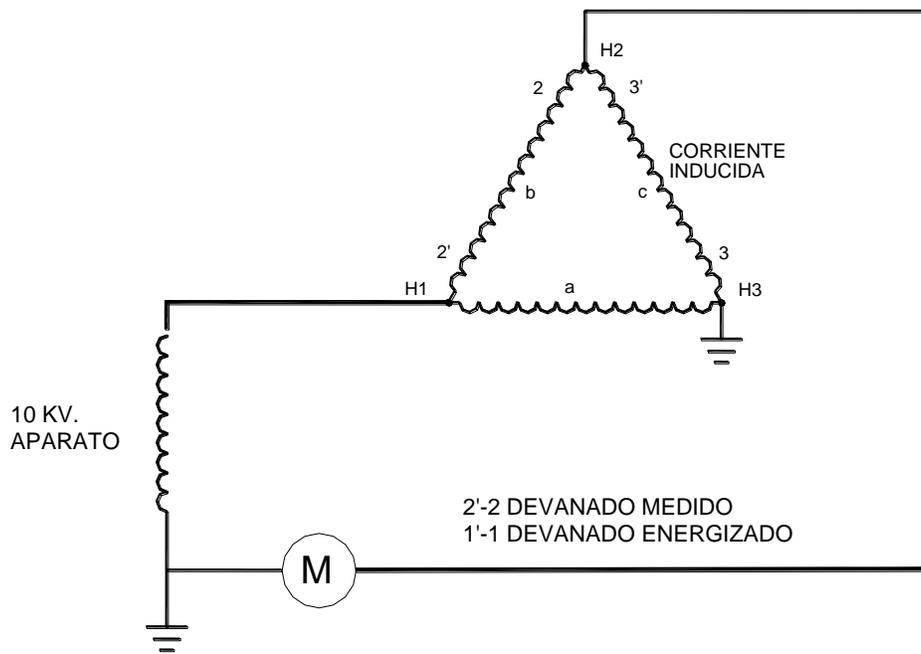


Fig. 2.15

La figura 2.12 nos muestra el núcleo de un transformador trifásico con una bobina en cada fase. La bobina 1-1', está devanada en la fase "A" la bobina 2-2' en la fase "B", y la bobina 3-3' en la fase "C".

La figura 2.13 nos muestra el diagrama vectorial del mismo transformador conectado en delta.

Suponiendo que los voltajes aplicables a las fases A, B y C están balanceados, la corriente en cada devanado será la Corriente de Excitación en cada fase, teniendo entre el voltaje y la corriente aplicada, un ángulo muy próximo a los 90 grados.

La suma de las corrientes instantáneas en cualquier instante será igual a cero; así mismo, la suma de los 3 voltajes también será cero.

En las figuras 2.14 y 2.15,

- a. el voltaje de prueba es de 10 kV R.M.S.
- b. El voltaje en terminales es de valor máximo positivo en ese instante.
- c. Por lo tanto, la magnitud y dirección de los flujos en el núcleo, se basan en las dos condiciones anteriores.

La figura 2.14, muestra al flujo producido en el núcleo por la corriente en los dos devanados, la dirección puede determinarse fácilmente aplicando la regla del sacacorcho o de la mano derecha.

El devanado 2-2' produce un flujo hacia abajo en la fase central "b", dividido por igual en las otras dos fases. La corriente en el devanado 1-1' produce un flujo hacia arriba en la fase "a", que regresa a través de las fases "b" y "c". Una gran parte de este flujo va a través de la fase "b", en virtud de que su trayectoria es más corta que para la fase "c", nótese que ambos flujos son del mismo sentido y se suman en las fases "b" y "a", siendo el coeficiente de acoplamiento de un alto valor; en la fase "c" los dos flujos se encuentran en oposición por lo que el flujo resultante inducido en el devanado 3-3' en la fase "c" es menor.

Refiriéndonos a la figura 2.15. El devanado de la fase "c", el medidor y la tierra, constituyen una malla o circuito cerrado, y circula una corriente inducida de un valor desconocido por la fuente del aparato pasando por el medidor.

Bajo estas condiciones de prueba es común caer en el error de considerar que la corriente medida sea la corriente de excitación. Para la medición de la corriente de excitación, podemos decir como conclusión, que la interrelación de flujos en los tres devanados, juegan un papel de mucha importancia.

Asimismo, no debe olvidarse que se producirán los siguientes fenómenos:

- a) En devanados trifásicos al aplicar el voltaje en el devanado bajo prueba, se produce un flujo que a su vez inducirá otro en los devanados adyacentes. La resultante de estos últimos será prácticamente igual al flujo original o de prueba y casi igual al otro devanado que no está en prueba, pero que esta aterrizado en un extremo y energizado en el otro.

- b) El total de ampervueltas para el devanado medido, producirá el flujo que se requiera para la condición anterior.
- c) La suma de flujos en las tres fases deberá ser cero.

#### 2.4.2.4 Prueba de relación de transformación y polaridad

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de voltajes del primario al secundario, o la relación de corrientes del secundario al primario en los transformadores y se obtiene por la relación:

$$RT = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p}$$

Mediante la aplicación de esta prueba es posible detectar corto circuito entre espiras, falsos contactos, circuitos abiertos, etc. Respecto a la polaridad, es importante conocerla, porque permite verificar el diagrama de conexión de los transformadores monofásicos y trifásicos, más aun, cuando se tengan transformadores cuya placa se ha extraviado.

#### Métodos de medición

Método monofásico manual-analógico.

El método más utilizado para llevar a cabo estas pruebas es con el medidor de relación de vueltas, Transformer Turn Ratio (T.T.R.), que opera bajo el conocido principio de que cuando dos transformadores que nominalmente tienen la misma relación de transformación y polaridad, y se excitan en paralelo, con la más pequeña diferencia en la relación de alguno de ellos, se produce una corriente circulante entre ambos relativamente alta.

El equipo para medición de relación de transformación (ver figura 2.16), está formado básicamente; por un transformador de referencia con relación ajustable desde “0” hasta “130”, una fuente de excitación de corriente alterna, un galvanómetro detector de cero corrientes, un voltímetro, un amperímetro y un juego de terminales de prueba, contenidos en una caja metálica o de fibra de plástico. Para relaciones de transformación mayores de 130, a este equipo se le acoplan transformadores auxiliares.

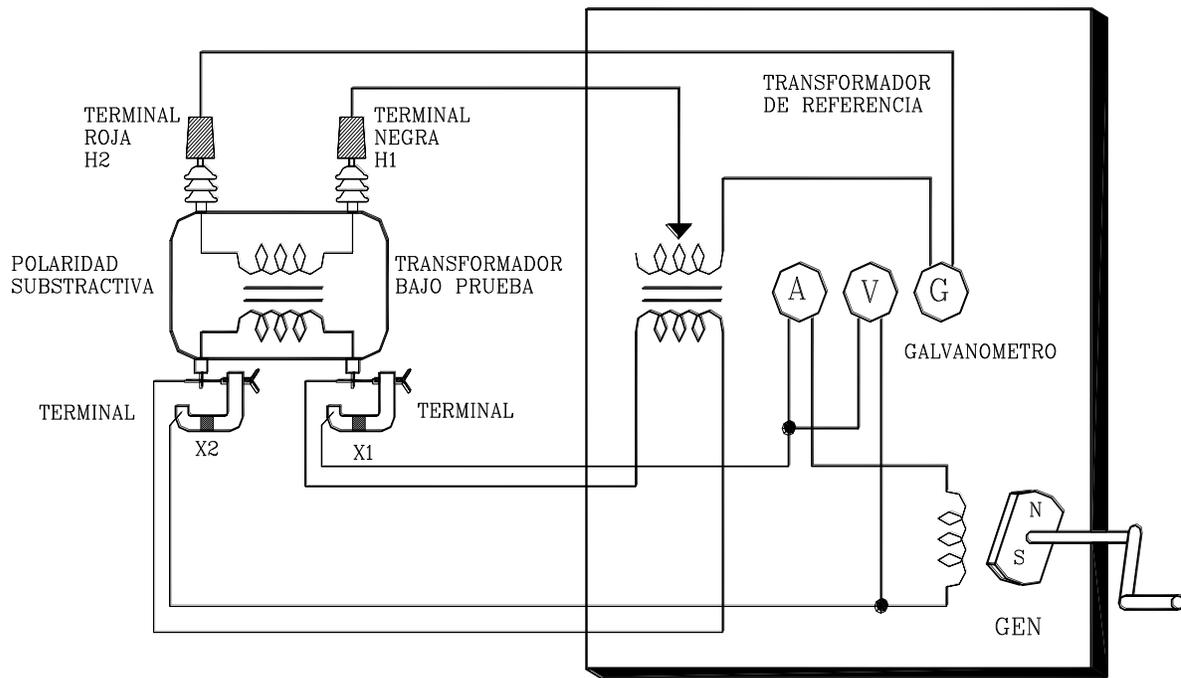


Fig. 2.16 Circuito eléctrico simplificado de un probador de relación (t.t.r.)

#### Método digital.

En la actualidad existen medidores de relación de transformación diseñados a base de microprocesadores que nos permiten realizar la prueba de relación de transformación a transformadores trifásicos o monofásicos en menor tiempo, por su característica digital. Además, cuenta con un sistema programado para su autoverificación; con este equipo se pueden hacer mediciones de relación de 0.08 a 2700.

#### Método por comparación de capacitancias.

Un método para determinar la relación de transformación, es usando un probador de factor de potencia. Este método permite que la relación pueda ser medida con voltajes hasta de 10 KV. La medición de la relación de voltaje de un transformador usando un probador de factor de potencia de 10 KV requiere de un capacitor auxiliar de rango y estabilidad adecuado. La capacitancia actual del capacitor auxiliar no es crítica, sin embargo, esta podría ser del orden de los 10 nanofaradios. Es muy importante que el valor de la capacitancia no varíe con los cambios de temperatura entre la prueba inicial y la final. Por esta razón, cuando la relación de transformación se determina mediante la medición de capacitancias usando este método, todas las pruebas deben ser realizadas en el menor tiempo posible.

El método consiste en la medición y registro de la capacitancia actual (C1) del capacitor auxiliar antes de conectarlo al transformador. El valor de la capacitancia del capacitor auxiliar podría no cambiar significativamente sobre el rango de temperatura encontrado durante el periodo de la prueba normal. Si la capacitancia medida en el capacitor auxiliar difiere de la de placa en un 0.1%, no se debe realizar la prueba con este método.

En la siguiente figura se muestra la conexión del capacitor auxiliar a las terminales del equipo de factor de potencia para medir la capacitancia real o identificada como C1.

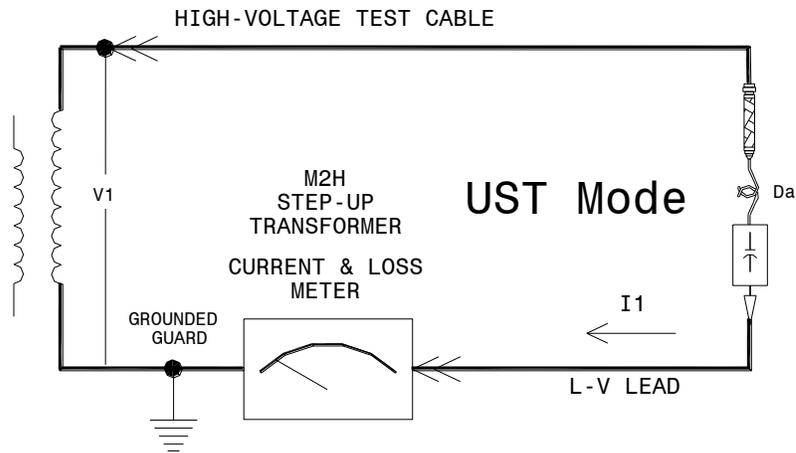


Fig. 2.17 Medición del capacitor de referencia

La manera de calcular la relación de transformación es la siguiente:

$$I1 = V1 * w * C1$$

$$I2 = V2 * w * C2$$

$$I1 * N1 = I2 * N2 \quad \frac{I1}{I2} = \frac{N2}{N1} = N$$

Reemplazando ecuaciones:

$$N = \frac{V1 * W * C1}{V2 * W * C2} = \frac{V1}{V2}$$

$$I1 = V1 * w * c 1$$

$$I2 = V2 * W * C2$$

$$I1 * N1 = I2 * N2 \quad I1 / I2 = N2 / N1 = N$$

Relación de transformación  $N = I1 / I2$ . Reemplazando ecuaciones:

$$N = V1 * W * C1 / V2 * W * C1 = V1 / V2$$

$$V2 = V1 / N$$

$$I2 = (V1 / N) * W * C1 = V1 * C1 / N * W$$

$$C1 / N = C2$$

$$I2 = V1 * C2 * W; I1 = V1 * C1 * W;$$

$$N = I1 / I2 = C1 / C2$$

$$N = C1 / C2$$

#### 2.4.2.5 Prueba de resistencia óhmica de devanados

La resistencia, es una propiedad (de los conductores) de un circuito eléctrico, que determina la proporción en que la energía eléctrica es convertida en calor y tiene un valor tal que, multiplicado por el cuadrado de la corriente, da el coeficiente de conversión de energía. La relación física por la que puede ser calculada la resistencia de un material de sección uniforme es:

$$R = (\rho L)/A$$

Donde:

R = resistencia en ohms.

$\rho$  = resistividad específica del material en Ohm-cm.

L= longitud en centímetros

A= área de la sección transversal en cm<sup>2</sup>.

Esta prueba es aplicable a transformadores de potencia, de instrumento, autotransformadores, reguladores, reactores. Y nos sirve también para calcular las pérdidas en el cobre (P<sub>R</sub>).

#### Métodos de medición.

Puesto que la Resistencia de un circuito es la relación entre la diferencia de potencial aplicado entre sus extremos y la intensidad de la corriente resultante. El método más inmediato para medir la resistencia de un circuito, es conectarlo a una fuente de corriente directa tal como una batería y medir la intensidad de corriente por medio de un amperímetro.

Cuando se emplee este método, es importante seleccionar un voltaje adecuado para el equipo de que se trate, ya que valores grandes de corriente pueden causar calentamiento y cambia el valor de la resistencia. El segundo método para la medición de Resistencia Óhmica es utilizando un medidor de indicación directa llamado óhmetro, su principio de operación es el mismo del voltímetro y amperímetro con una fuente de corriente directa, integrada en el medidor.

Para las mediciones de Resistencia Óhmica, existen equipos de prueba específicamente diseñados para ello, como son los puentes de Wheatstone y Kelvin; su aplicación no presenta mayor problema ya que en sí, son óhmetros prácticamente comunes en cuanto a la forma de conexión. Los principios de operación para ambos equipos, se basan en la medición de una corriente resultante del desequilibrio entre las tensiones presentadas en un circuito formado por resistencias de valor conocido, y por una resistencia de valor por determinar (que corresponde a la del devanado por medir). Lo anterior se efectúa mediante una fuente incorporada al equipo, circulando por tanto una corriente a través del circuito, cuyo valor es registrado por el galvanómetro.

#### **2.4.2.6 Prueba de respuesta a la frecuencia**

La prueba del análisis de Respuesta a la Frecuencia (FRA) se ha convertido en una herramienta poderosa para verificar la integridad geométrica de los equipos eléctricos, especialmente en transformadores.

Los transformadores de potencia no se especifican para soportar las fuerzas mecánicas que se presentan durante el transporte y las fallas a que se ven sometidos subsecuentemente cuando están en servicio. Los daños debidos al transporte pueden ocurrir si las condiciones del mismo son inadecuadas; estos daños pueden conducir al movimiento de la base y de las bobinas. Los esfuerzos en servicio más severos se presentan de fallas del sistema, y son axiales y radiales en naturaleza. Si las fuerzas son excesivas, la parte radial que abrocha o deformación axial puede ocurrir. Con un diseño de forma de la base las fuerzas principales se dirigen radialmente, mientras que en una unidad de la forma de la carcasa se dirigen axialmente, y esta diferencia es probable influenciar los tipos de daño encontrados.

La técnica del FRA proporciona información interna de diagnóstico y es una medición que ofrece exactitud y repetibilidad.

Existe una relación directa entre la configuración geométrica y la distribución de los elementos eléctricos, conocida como red RLC, del ensamble de los devanados y el núcleo. La red RLC puede ser identificada mediante su función de transferencia dependiente de la frecuencia.

El análisis de Respuesta a la Frecuencia puede realizarse con la prueba. Se detectan cambios en la configuración geométrica altera la red RLC, y en consecuencia altera la función de transferencia, y estos cambios en la función de transferencia pueden revelar un amplio rango de tipo de falla. El objetivo primario del FRA es determinar cómo se comporta la impedancia de un equipo bajo prueba bajo un rango específico de frecuencias. El cambio de la impedancia versus frecuencia en muchos de los casos puede ser dramático.

El objetivo primario de SFRA es determinar la impedancia de prueba de un equipo, de cómo se comporta al excedente de una gama especificada de frecuencias. La impedancia es una red de distribución de componentes eléctricos reales y reactivos. Los componentes son pasivos en naturaleza, y se pueden modelar por los resistores, los inductores, y los capacitores. Las características reactivas de un equipo dado de la prueba son dependientes sobre los sensibles cambios en la frecuencia. El cambio en impedancia contra frecuencia puede ser dramático en muchos casos. Este comportamiento llega a ser evidente cuando modelamos la impedancia en función de frecuencia. El resultado es una representación de la función de la transferencia de la red de RLC en el dominio de la frecuencia.

Métodos de medición.

Hay una relación directa entre la configuración geométrica y los elementos eléctricos distribuidos, conocida como redes de RLC, de una bobina y de una asamblea de la base. Esta red de RLC se puede identificar por su función dependiente de la frecuencia de la transferencia. La prueba del análisis de la respuesta de frecuencia se puede lograr por el “método de la frecuencia de barrido (SFRA)”. Los cambios en la configuración geométrica

alteran la red de la impedancia, y alternadamente alteran la función de la transferencia. Los cambios en la función de la transferencia revelarán una amplia gama de los tipos de falla.

Cuando un transformador se sujeta a SFRA que prueba, se configuran los plomos de manera que se utilicen cuatro terminales. Estos cuatro terminales se pueden dividir en dos pares únicos, un par por cada uno para la entrada y la salida. Estos terminales se pueden modelar en un par del dos - terminal o una configuración de red dos puertos. La figura 2.18 ilustra una red dos puertos.

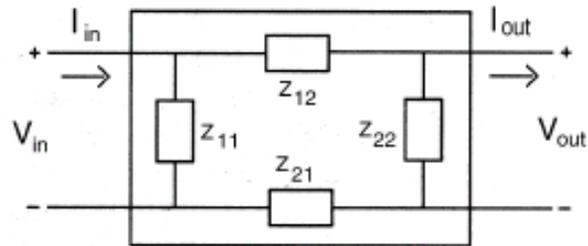


Fig. 2.18 Red de dos puertos

Las impedancias,  $Z_{11}$ ,  $Z_{22}$ ,  $Z_{12}$ , y  $Z_{21}$ , son formadas solucionando la impedancia del circuito abierto para cada uno lumped del elemento. Debe ser observado que las terminales negativas se cortocircuitan cuando el transformador es probado.

La función de transferencia de una red de RLC es el cociente de las respuestas de frecuencia de la salida y de la entrada cuando las condiciones iniciales de la red son cero. La magnitud y las relaciones de la fase se pueden extraer de la función de transferencia. La función de transferencia nos ayuda mejor a entender la relación de la entrada - salida de una red lineal. La función de transferencia también representa las características fundamentales de una red, y es una herramienta útil en modelar tal sistema. La función de transferencia se representa en el dominio de la frecuencia y es denotada por la variable de Fourier  $H(j\omega)$ , donde (j.) denota la presencia de una función dependiente de la frecuencia, y  $\omega = 2\pi f$ . La relación de Fourier para la función de la transferencia de la entrada - salida se obtiene:

$$H(j\omega) = \frac{V_{output}(j\omega)}{V_{input}(j\omega)}$$

La meta de SFRA es medir el modelo de la impedancia del equipo sujeto a la prueba. Cuando medimos la función de transferencia  $H(j\omega)$ , no aísla la verdadera impedancia  $Z(j\omega)$ . La impedancia del equipo verdadera  $Z(j\omega)$  es la red de RLC, que se coloca entre los conectores

$$H(j\omega) = \frac{V_{output}}{V_{input}} = \frac{50}{Z(j\omega) + 50}$$

del instrumento, y no incluye ninguna impedancia provista por el instrumento de la prueba. Debe ser observado que cuando usa la relación del voltaje,  $(j\omega)$  siempre no se relaciona directamente con  $Z(j\omega)$ . Para  $Z(j\omega)$  sea relacionado directamente con  $H(j\omega)$ , una corriente se debe substituir por el voltaje de la salida y entonces la ley de los ohmios puede ser observada. Sin embargo, SFRA utiliza la relación del cociente del voltaje para  $H(j\omega)$ . Puesto que el método de la prueba de SFRA utiliza un sistema que mide la impedancia de 50 ohmios, la impedancia de 50 ohmios se debe incorporar en  $H(j\omega)$ . La ecuación siguiente demuestra la relación de  $Z(j\omega)$  y  $H(j\omega)$ :

#### **2.4.2.7 Prueba de resistencia de contactos**

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de tensión, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.; ésta prueba nos detecta esos puntos de alta resistencia que pueden dar origen a un punto caliente que pudiera ocasionar daños al equipo.

En general, ésta se utiliza en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión deslizables, tales circuitos se encuentran en interruptores, restauradores, dedos de contacto de reguladores, o de cambiadores de derivaciones y cuchillas seccionadoras.

#### **2.4.2.8 Pruebas de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura en interruptores**

El objetivo de esta prueba es la determinación de los tiempos de operación de interruptores de potencia, es sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases. Lo anterior permite comprobar si estas características se mantienen durante su operación dentro de los límites permitidos o garantizados por el fabricante o bien lo establecido por las normas correspondientes, de no ser así, será posible entonces programar para efectuar ajustes al interruptor para recuperar sus valores o límites originales.

Estas comprobaciones deberán efectuarse en forma periódica a todos los interruptores de potencia, de acuerdo a lo establecido por manuales y guías de mantenimiento. El principio de esta prueba es en base a una referencia trazada sobre el papel de equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los diferentes contactos de un interruptor se tocan o separan, a partir de las señales de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor, estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, la señal de referencia permite entonces medir en tiempo y secuencia los eventos anteriores.

### **2.5. Normatividad aplicable al mantenimiento de subestaciones**

Durante la vida de los equipos eléctricos, desde su instalación, pasando por su vida útil y hasta su disposición final, se deben cumplir con normatividades establecidas al respecto, las cuales pueden ser desde aquellas que son proporcionadas por el fabricante para su instalación, funcionamiento y mantenimiento de los equipos (manuales), relacionadas con la garantía,

pasando por los estándares instituidos por la industria, “con motivo de regular las actividades desempeñadas por la industria y en las cuales se pueden establecer, entre otros: la terminología, la clasificación, las directrices, las especificaciones, los atributos, las características, los métodos de prueba o las prescripciones aplicables a un producto”, hasta las que son de índole legal, como pueden ser las de protección del medio ambiente o de medidas de seguridad.

El desarrollo de los trabajos de mantenimiento a la subestacion electrica de San Cristobal, deben ser realizadas de acuerdo a estándares y/o normas, ya sean nacionales o internacionales, como las emitidas por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) (IEEE), la NFPA y las normas nacionales como las expedidas de la Secretaria de Energía (SENER), Secretaria del Trabajo y Previsión Social (STPS) y Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT),

## **2.6 Normas técnicas de industria**

### **2.6.1 Las normas NOM**

Las Normas Oficiales Mexicanas o NOM's, son una regulación técnica, expedida por dependencias normalizadoras competentes. Los pasos que sigue la normatividad Mexicana en los procesos de normalización son: representatividad, consenso, consulta pública, modificación y actualización; para la elaboración de las normas nacionales se consultan las normas internacionales por ejemplo las elaboradas por el Institute Electrical and Electronic Engineers y normas elaboradas por otros países europeos.

Como resultado de esta normalización, en nuestro país existe una norma que “responde a las necesidades técnicas que requiere la utilización de las instalaciones eléctricas en el ámbito nacional.”, elaborada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE), esta norma es la NOM-SEDE-001-2005, cuyo objetivo establece “, las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades”.

El alcance de esta norma contempla a las instalaciones destinadas para la utilización de la energía eléctrica en:

Propiedades institucionales, cualquiera que sea su uso, públicas y privadas, y en cualquiera de los niveles de tensiones eléctricas de operación, incluyendo las utilizadas para el equipo eléctrico conectado por los usuarios.

Subestaciones, líneas aéreas de energía eléctrica y de comunicaciones e instalaciones subterráneas

### **2.6.2 Las normas NEC 70 y 70B**

Las normas, NEC por sus siglas en inglés de National Electrical Code (Código Eléctrico Nacional), son desarrolladas por la NFPA, de los Estados Unidos de Norteamérica, las cuales tienen como misión “reducir el riesgo provocado por el fuego y otros peligros mediante el desarrollo y la promoción de un consenso de códigos y normas”. Dentro de las

normas desarrolladas por esta asociación, encontramos dos de sumo interés para el mantenimiento de las subestaciones y sus elementos, las normas NFPA 70 y NFPA 70B.

El propósito del código NFPA 70 es el de “la protección de las personas y los bienes, de los riesgos derivados de la utilización de la electricidad”, dentro del alcance que marca la propia norma, tenemos la instalación de los equipos eléctricos, conductores, equipos y conductos; la señalización de conductores, equipo, y pasillos, de las siguientes áreas:

- Subestaciones
- Instalaciones de conductores y equipos que se conectan para el suministro de electricidad.

De la misma manera el código NFPA 70B establece las prácticas recomendadas a seguir al mantenimiento preventivo de los sistemas y equipos eléctricos, y que no está destinado a duplicar o sustituir las instrucciones que los fabricantes suelen ofrecer. Este código da recomendaciones para un eficiente Programa de Mantenimiento Preventivo (PMP), cuya intención es explicar aquellos beneficios tanto directos como indirectos derivados de una buena administración del PMP, y donde podemos encontrar también una guía inicial de los intervalos de mantenimiento que requieren los equipos. Estos elementos son muy necesarios, puesto que pueden ser tomados como referencia para elaborar el manual de mantenimiento de las subestaciones universitarias.

### **2.6.3 Las normas IEC**

La Comisión Electrotécnica Internacional es la principal organización mundial que prepara y publica normas internacionales para todos los aparatos eléctricos, electrónicos y nuevas tecnologías. Estas sirven como base para la elaboración de normas nacionales, y algunos de sus objetivos son:

- Cumplir los requisitos del mercado mundial de manera eficiente.
- Mejorar la calidad de los productos y servicios amparados por sus normas.
- Contribuir a la mejora de la salud humana y la seguridad.
- Contribuir a la protección del medio ambiente.

### **2.7 Las normas de seguridad en el mantenimiento**

La electricidad es peligrosa, sin duda todos sabemos que es mortal, la seguridad es una palabra que se asocia con peligro, cuando se presentan accidentes se habla de seguridad, de normas de seguridad. Es por ello que el trabajo que se realiza en una subestación, cualquiera que este sea, debe ser siempre realizado bajo estrictas normas de seguridad.

Todo personal que labore en el mantenimiento de la subestación debe saber que de acuerdo a la NOM-029-STPS-2005, las instalaciones eléctricas pueden “desencadenar la liberación de energía por el contacto, falla o aproximación a partes energizadas, por ejemplo: arcos eléctricos, chispas de origen eléctrico o explosión de dispositivos eléctricos, y que puedan provocar daños a la salud e integridad física”.

Es por ello que se requiere que el personal que labore en el mantenimiento debe contar con conocimientos básicos de electricidad, ya que el mantenimiento de las subestaciones conlleva el realizar lecturas de los parámetros de tensión, corriente, resistencia, entre otros. En general, es deseable que los trabajadores que laboren en el mantenimiento, cumplan con el perfil estipulado en la Norma Técnica de Competencia Laboral CMEC0424.01, Mantenimiento de Sistemas Eléctricos, del Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales, y cuyo propósito es el de “describir la competencia de un trabajador en el desempeño de sus actividades para mantener en operación equipos eléctricos que garanticen el suministro de energía eléctrica a equipos en instalaciones de la empresa”.

El personal debe además contar y conocer los procedimientos de actividades a desarrollar, el diagrama unifilar y al menos el cuadro general de cargas correspondientes a la zona donde se realizará el mantenimiento, indicaciones para identificar las instalaciones eléctricas que representen mayor peligro, los procedimientos de seguridad que incluyan medidas de seguridad necesarias para impedir daños al personal expuesto y las acciones que se deben aplicar antes, durante y después en los equipos o áreas donde se realizarán las actividades de mantenimiento;

Dentro de la normatividad nacional contamos con normas que se encargan de la seguridad y protección de personal que realiza el mantenimiento de las subestaciones, estas son: la Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2005, Mantenimiento de las Instalaciones Eléctricas en los centros de trabajo - Condiciones de seguridad y la NOM-017-STPS-2001, Equipo de protección personal - selección, uso y manejo en los centros de trabajo.

Otra norma de referencia es la National Electrical Safety Code (Código Nacional de Seguridad en Instalaciones Eléctricas) (NESC®), la cual es elaborada por el Institute of Electrical and Electronics Engineers.

## **2.8 Normas ambientales**

Un aspecto importante que no debemos perder de vista, es la generación de desechos o residuos durante el proceso del mantenimiento.

Los residuos son definidos como: “Material o producto cuyo propietario o poseedor desecha y que se encuentra en estado sólido, o semisólido, o es un líquido o gas contenido en recipientes o depósitos, y que pueden ser susceptibles de ser valorizado o requiere sujetarse a tratamiento o disposición final”. Durante el mantenimiento de las subestaciones se pueden generar desechos que pueden resultar peligrosos si su manejo no es el adecuado y se considera como peligroso porque posee propiedades inherentes o intrínsecas que le confieren la capacidad de provocar corrosión, reacciones, explosiones, toxicidad o incendios alterando la calidad del aire, suelos y agua, así como que entre en contacto con los organismos acuáticos o terrestres y con los seres humanos.

Como ejemplos de estos materiales en una subestación tenemos el askarel, que está considerado como bifenilo policlorado (BPC)33, y el cual cuenta disposiciones muy bien establecidas en la NOM-133-ECOL-2000, encontramos también a los elementos embebidos

con esta sustancia, como son los trapos y estopas. Están considerados en esta lista los capacitores, los cuales para poderlos desechar deben cumplir también la normatividad.

Tenemos dos elementos más que pueden ser usados en una subestación: el aceite mineral y el gas Hexafluoruro de Azufre o denominado también gas SF<sub>6</sub>, en el caso de los aceites, esto pueden ser reciclados y el costo de este proceso es menor que la adquisición de material nuevo; sin embargo, debido a los bajos volúmenes que se manejan en el Campus Universitario, es recomendable su enajenación, mientras esto ocurra, se puede almacenar temporalmente en instalaciones establecidas en el artículo 15 del Reglamento de la Ley General de Ecología LGEEPA, en materia de residuos peligrosos.

Lo que respecta el SF<sub>6</sub>, este es un gas incoloro, inodoro, inflamable, no tóxico ni corrosivo, aunque puede provocar asfixia en lugares poco ventilados<sup>35</sup>, por lo cual nunca debe almacenarse este gas en habitaciones o lugares cerrados. Aunque este gas tiene muchas propiedades que lo hacen ideal para ser usado como dieléctrico, también presenta un inconveniente, y es que se puede descomponer en otros gases, los cuales pueden ser altamente tóxicos y provocar ardor en ojos, nariz y garganta. Un problema medioambiental generado por este gas, es que una vez liberado, es un agente intensificador del efecto invernadero, por lo cual se considera como un agente colaborador del calentamiento global.

### **3. Desarrollo**

La necesidad de trabajo o servicio en forma ininterrumpida y confiable obliga a ejercer atención constante sobre el grupo de mantenimiento para que en caso de que se presenten problemas imprevistos, sean los menos frecuentes y trascendentes posibles. Para que los trabajos de mantenimiento sean eficaces son necesarios el control, la planeación del trabajo y la distribución correcta de las fuerzas humanas. A esto debe sumársele que el ingeniero en mantenimiento debe ser un ejecutivo con personalidad y alta capacidad técnica y administrativa, que debe asumir la responsabilidad de aplicar la ingeniería de fiabilidad y mantenimiento. Logrando así que se reduzcan los costos, tiempo de paro de los equipos, etc.

#### **3.1 Procedimiento de pruebas de campo aplicables a equipo eléctrico**

Son las condicionadas por el fabricante para la aceptación de los equipos, algunas pruebas se realizan durante la instalación para energización de equipos que por capacidad o diseño se requiere la presencia del fabricante. A continuación, se muestran las pruebas aplicables al equipo eléctrico.

| PRUEBAS APLICABLES AL EQUIPO ELECTRICO |  |                      |                   |                    |                  |
|--|--|----------------------|-------------------|--------------------|------------------|
| EQUIPO PRIMARIO                        | NOMBRE DE LA PRUEBA                      | PRUEBAS DE PROTOTIPO | PRUEBAS DE RUTINA | PRUEBAS OPCIONALES | PRUEBAS DE CAMPO |
| <b>TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>     | CARACTERISTICAS FISICAS                  | X                    | X                 |                    |                  |
|  | IMPULSO                                  | X                    |                   |                    |                  |
|  | POTENCIAL APLICADO                       | X                    | X                 |                    |                  |
|  | POTENCIAL INDUCIDO                       | X                    | X                 |                    |                  |
|  | RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS          | X                    | X                 |                    | X                |
|  | PERDIDAS EN EL COBRE                     | X                    | X                 |                    |                  |
|  | PERDIDAS EN EL NUCLEO                    | X                    | X                 |                    |                  |
|  | IMPEDANCIA                               | X                    | X                 |                    |                  |
|  | CORRIENTE DE EXCITACION                  | X                    | X                 |                    |                  |
|  | CORTO CIRCUITO                           | X                    |                   |                    |                  |
|  | DESPLAZAMIENTO ANGULAR                   | X                    | X                 |                    |                  |
|  | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS  | X                    | X                 |                    | X                |
|  | FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO        | X                    | X                 |                    | X                |
|  | RELACION DE TRANSFORMACION Y POLARIDAD   | X                    | X                 |                    | X                |
|  | DESCARGAS PARCIALES                      | X                    | X                 |                    |                  |
|  | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL NUCLEO    | X                    | X                 |                    | X                |
|  | HUMEDAD RESIDUAL                         |                      | X                 |                    |                  |
|  | PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE               | X                    | X                 |                    | X                |
|  | PRUEBAS A BOQUILLAS                      | X                    | X                 |                    |                  |
|  | ALAMBRADO DE CONTROL Y PROTECCION        | X                    | X                 |                    | X                |
| HERMETICIDAD                           | X  | X                    |                   | X                  |                  |
| REACTANCIA DE DISPERSION               | X  | X                    |                   | X                  |                  |
| RESPUESTA A LA FRECUENCIA              |  |                      |                   | X                  |                  |
| <b>TRANSFORMADORES DE CORRIENTE</b>    | CARACTERISTICAS FISICAS                  | X                    | X                 |                    |                  |
|  | IMPULSO                                  | X                    |                   |                    |                  |
|  | POTENCIAL APLICADO A DEVANADO PRIMARIO   | X                    | X                 |                    |                  |
|  | POTENCIAL APLICADO A DEVANADO SECUNDARIO | X                    | X                 |                    |                  |
|  | PRUEBAS DE RELACION                      | X                    | X                 |                    | X                |
|  | PRUEBAS DE SATURACION                    | X                    | X                 |                    |                  |
|  | VERIFICACION DE LAS MARCAS DE POLARIDAD  | X                    | X                 |                    | X                |
|  | BURDEN                                   | X                    | X                 |                    | X                |
|  | DESCARGAS PARCIALES                      | X                    | X                 |                    |                  |
|  | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO               | X                    | X                 |                    | X                |
|  | FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO        | X                    | X                 |                    | X                |

Tabla. 3.1 Pruebas aplicable a cada equipo

| PRUEBAS APLICABLES AL EQUIPO ELECTRICO |  |                      |                   |                    |                  |
|--|--|----------------------|-------------------|--------------------|------------------|
| EQUIPO PRIMARIO                        | NOMBRE DE LA PRUEBA  | PRUEBAS DE PROTOTIPO | PRUEBAS DE RUTINA | PRUEBAS OPCIONALES | PRUEBAS DE CAMPO |
| INTERRUPTORES DE POTENCIA              | IMPULSO  | X                    |                   |                    |                  |
|  | POTENCIAL APLICADO A 60 Hz EN SECO Y HUMEDO                    | X                    | X                 |                    |                  |
|  | VERIFICACION DE LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE CORTO CIRCUITO    | X                    |                   |                    |                  |
|  | FALLA EN LINEA CORTA Y CIERRE EN CONDICIONES DE FALLA          | X                    | X                 |                    |                  |
|  | VERIFICACION DE LA CORRIENTE SOSTENIDA DE CORTA DURACION       | X                    | X                 |                    |                  |
|  | VERIFICACION DE CORRIENTE DE INTERRUPCION DE LINEA EN VACIO    | X                    | X                 |                    |                  |
|  | VERIFICACION DE CORRIENTE DE INTERRUPCION DE CABLE EN VACIO    | X                    | X                 |                    |                  |
|  | VERIF. DE LA CORRIENTE DE SWITCHEO DE BANCO DE CAPACITORES     | X                    | X                 |                    |                  |
|  | VERIF. DE LA "I" DE INTERRUPCION DE PEQUEÑAS CORR. INDUCTIVAS  | X                    | X                 |                    |                  |
|  | VERIFICACION DE LAS CORRIENTES INTERRUPTIVAS DE DEFASAMIENTO   | X                    | X                 |                    |                  |
|  | POTENCIAL APLICADO A CIRCUITOS AUXILIARES                      | X                    | X                 |                    |                  |
|  | MEDICION DE RESISTENCIA DE CONTACTOS                           | X                    | X                 |                    | X                |
|  | DIELECTRICAS (FACTOR DE POTENCIA Y RESISTENCIA DE AISLAMIENTO) | X                    | X                 |                    | X                |
|  | VERIFICACION DE TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE                   | X                    | X                 |                    | X                |
|  | ELEVACION DE TEMPERATURA                                       | X                    | X                 |                    |                  |
|  | DESCARGAS PARCIALES  |                      | X                 |                    |                  |
| PRUEBAS A BOQUILLAS                    | X  | X                    |                   | X                  |                  |
| OPERACION MECANICA                     | X  | X                    |                   | X                  |                  |
| TRANSFORMADORES DE POTENCIAL           | IMPULSO  | X                    |                   |                    |                  |
|  | POTENCIAL INDUCIDO   | X                    | X                 |                    |                  |
|  | POTENCIAL APLICADO A 60 Hz A DEVANADO PRIMARIO                 | X                    | X                 |                    |                  |
|  | POTENCIAL APLICADO A 60 Hz A DEVANADO SECUNDARIO               | X                    | X                 |                    |                  |
|  | PRUEBA DE RELACION   | X                    | X                 |                    | X                |
|  | PRUEBA DE SATURACION   | X                    | X                 |                    | X                |
|  | VERIFICACION DE LAS MARCAS DE POLARIDAD                        | X                    | X                 |                    | X                |
|  | BURDEN   | X                    | X                 |                    | X                |
|  | DESCARGAS PARCIALES  | X                    | X                 |                    |                  |
|  | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO                                     | X                    | X                 |                    | X                |
|  | FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO                              | X                    | X                 |                    | X                |

Tabla 3.1.1 Pruebas aplicables a cada equipo

| PRUEBAS APLICABLES AL EQUIPO ELECTRICO |  |                      |                   |                    |                  |
|--|--|----------------------|-------------------|--------------------|------------------|
| EQUIPO PRIMARIO                        | NOMBRE DE LA PRUEBA                    | PRUEBAS DE PROTOTIPO | PRUEBAS DE RUTINA | PRUEBAS OPCIONALES | PRUEBAS DE CAMPO |
| <b>APARTA<br/>RRAYOS</b>               | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO             | X                    | X                 |                    | X                |
|  | PERDIDAS DIELECTRICAS                  | X                    | X                 |                    | X                |
|  | CORRIENTE DE DESCARGA                  | X                    | X                 |                    |                  |
|  | TIEMPO DE RECUPERACION                 | X                    | X                 |                    |                  |
| <b>REGULADORES DE<br/>VOLTAJE</b>      | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO             | X                    | X                 |                    | X                |
|  | FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO      | X                    | X                 |                    | X                |
|  | RELACION DE TRANSFORMACION             | X                    | X                 |                    | X                |
|  | PRUEBAS AL ACEITE                      | X                    | X                 |                    | X                |
|  | RESISTENCIA DE CONTACTOS               | X                    | X                 |                    | X                |
|  | RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS        | X                    | X                 |                    | X                |
|  | IMPULSO                                | X                    |                   |                    |                  |
|  | POTENCIAL APLICADO                     | X                    | X                 |                    |                  |
|  | VERIFICACION DE OPERACION              | X                    | X                 |                    | X                |
|  | ELEVACION DE TEMPERATURA               | X                    | X                 |                    |                  |
| <b>RESTAURADORES</b>                   | IMPULSO                                | X                    |                   |                    |                  |
|  | POTENCIAL APLICADO                     | X                    | X                 |                    |                  |
|  | ELEVACION DE TEMPERATURA               | X                    |                   |                    |                  |
|  | VERIFICACION DE OPERACION              | X                    | X                 |                    | X                |
|  | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO             | X                    | X                 |                    | X                |
|  | FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO      | X                    | X                 |                    | X                |
|  | PRUEBAS AL ACEITE                      | X                    | X                 |                    | X                |
|  | VERIFICACION DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA | X                    |                   |                    |                  |
|  | PRUEBAS A BOQUILLAS                    | X                    | X                 |                    | X                |

*Tabla 3.1.2 Pruebas aplicable a equipo*

### 3.2 Pruebas dieléctricas y mantenimiento a la subestación San Cristóbal

Este trabajo tiene como objetivo el comprobar cada una de las pruebas y los procedimientos que anteriormente se mencionaron, en este caso se tomará como estudio a la Subestación San Cristóbal que alimenta a los circuitos CRI 5010, 5020, CRI 4010, 4020 4030, 4040, 4050 Y 4060, en la ciudad de San Cristóbal de las Casas, Chiapas; a la cual se le dará el mantenimiento correspondiente a cada uno de sus componentes.

Primero se cercioró que el personal se encontrara en condiciones óptimas para laborar. Para tener acceso a la subestación, es obligatorio contar con el equipo de protección personal para poder realizar los diferentes procesos en el mantenimiento. Con el fin de disminuir el riesgo eléctrico del personal, algunos de estos equipos básicos de protección que se utilizaron son:

- Casco dieléctrico.
- Botas de seguridad dieléctrica.

- Guantes de neopreno con protectores de cuero.
- Lentes de seguridad.

### 3.2.1 Prueba de factor de potencia a TP

Para realizarle pruebas a un TP, se realiza una solicitud de libranza con el operador en turno, dicho operador decidirá si el personal asignado cuenta con las licencias necesarias para poderle otorgar el permiso de libranza. Una vez confirmada la licencia se procede a librar cuchillas en BT, posteriormente librar cuchillas en A.T.



*Fig.3.1 apertura de cuchillas*

Posteriormente se debe instalar un sistema de puesta a tierra tanto en alta como en baja, después desconectar cada uno de los bornes del transformador.



*Fig. 3.2 conexión de puesta a tierra*

Verificar que la humedad relativa sea menor a 75 % para que la prueba pueda ser realizada, el transformador a probar debe aislarse totalmente de las líneas, buses o barras, para la cual es necesario desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de boquillas incluyendo el o los neutros de los devanados de tierra, colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado: primario secundario.

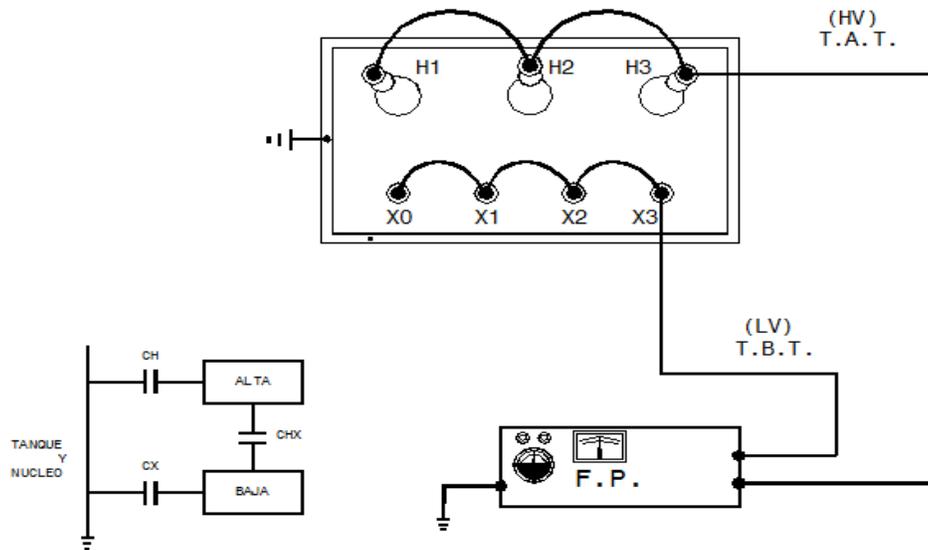


*Fig. 3.3 Probador de factor de potencia*

Enseguida se coloca el probador de factor de potencia sobre una base firme y nivelada a una distancia tal que el equipo a probar, permita buen manejo de los cables de prueba. Los cambiadores de derivaciones de los transformadores para operar con carga o sin carga, deben colocarse en la posición (1) para probar los devanados completos.

### **3.2.1.1 Conexiones para realizar la prueba**

Estando ya preparado el medidor, conectar las terminales de prueba del equipo al transformador. La terminal de alta tensión del medidor, conectarla al devanado por probar y la terminal de baja tensión a otro devanado.



| PRUEBA | CONEXIONES DE PRUEBA |          |          | MIDE   |
|--------|----------------------|----------|----------|--------|
|        | T. A. T.             | T. B. T. | SELECTOR |        |
| 1      | H                    | X        | GROUND   | CH+CHX |
| 2      | H                    | X        | GUARDA   | CH     |
| 3      | X                    | H        | GROUND   | CX+CHX |
| 4      | X                    | H        | GUARDA   | CX     |
| 5      | H                    | X        | UST      | CHX    |

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Fig. 3. 4 Prueba de factor de potencia

### 3.2.2 Prueba de corriente de excitación a TP

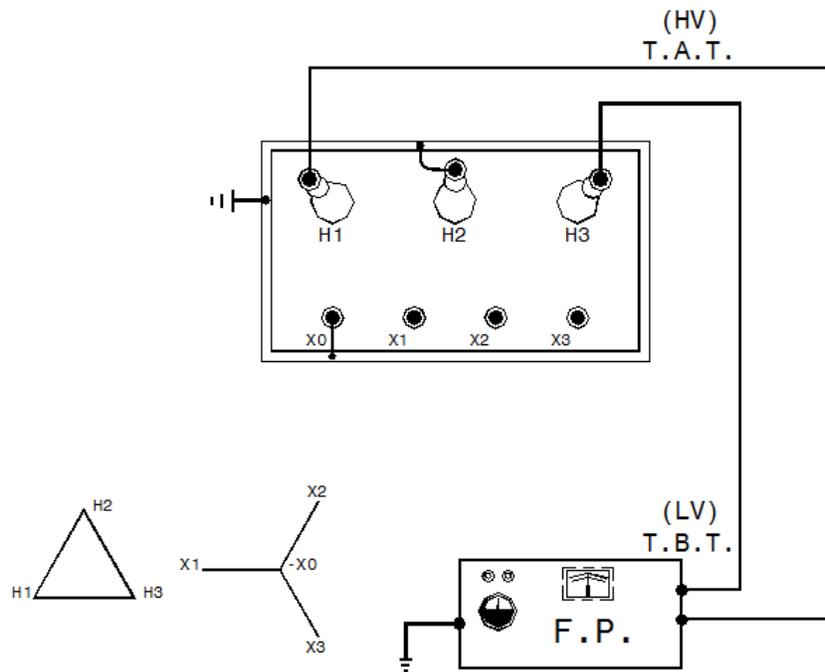
La prueba de corriente de excitación se realiza tomando en cuenta las recomendaciones generales de cada prueba. Posteriormente se procede a retirar los conductores de la llegada a las boquillas.

Todas las pruebas de corriente de excitación deben de efectuarse en el devanado de mayor tensión. Cada devanado debe medirse en dos direcciones, es decir, primero se energizará una terminal, se registran sus lecturas y enseguida se energiza la otra mitad registrando sus lecturas; esto con la finalidad de verificar el devanado en sus extremos y corroborar la consistencia de la prueba. Asegurar que los devanados no energizados en la prueba, estén libre de toda proximidad de personas, cables, etc. En virtud de que, al energizar el devanado bajo prueba, se induce un potencial en el resto de los devanados.

Antes de efectuar cualquier medición al ajustar la tensión de prueba con el selector en posición check, verificar que se estabilice la aguja del medidor.

### 3.2.2.1 Conexiones para realizar las pruebas

Las pruebas se realizan con el selector (LV) en la posición de UST. El medidor de 2.5 kV da el resultado en mVA que al dividirlo entre el voltaje de prueba de 2500 volts, se obtiene la corriente de excitación. Los medidores de 10 kV y 12 kV dan la lectura en mA directamente.



| PRUEBA | CONEXIONES DE PRUEBA |          |           |          | MIDE  |
|--------|----------------------|----------|-----------|----------|-------|
|        | T. A. T.             | T. B. T. | ATERRIZAR | SELECTOR |       |
| 1      | H1                   | H3       | H2, Xo    | UST      | I A-C |
| 2      | H2                   | H1       | H3, Xo    | UST      | I B-A |
| 3      | H3                   | H2       | H1, Xo    | UST      | I C-B |

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Fig. 3.5 Prueba de corriente de excitación

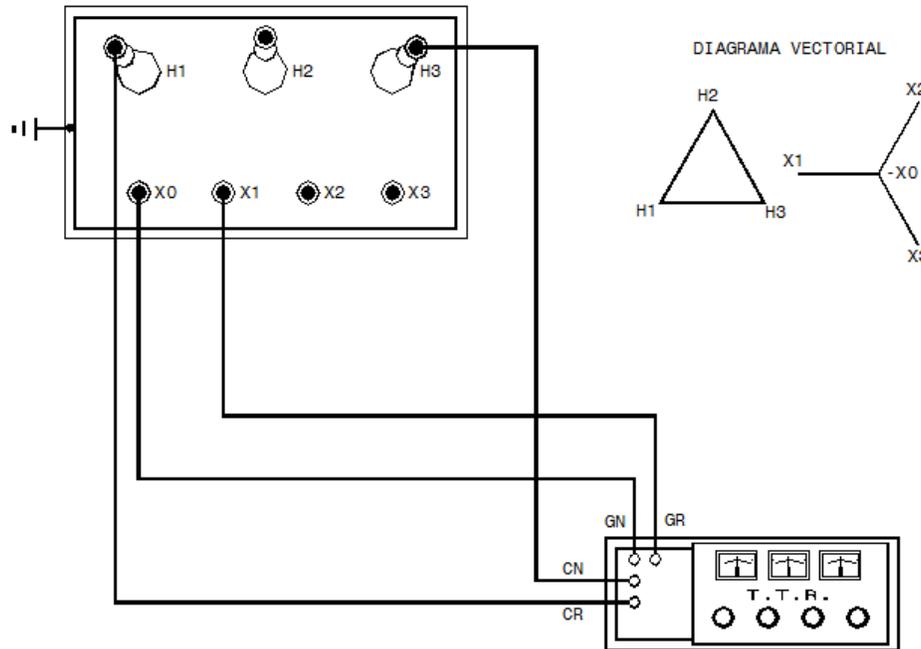
### 3.2.3 Prueba de relación de transformación al TP

Colocar el medidor sobre una base firme y nivelada y aterrizado el equipo.

Calcular la relación teórica, tomando en cuenta la relación a medir es por fase correspondiente de alta y baja tensión de los transformadores trifásicos. Conectar las terminales de excitación del TTR, GN Y GR al devanado de baja tensión bajo prueba, y las terminales secundarias CN Y CR se deben conectar al devanado de alta tensión. Los valores de relación teórica sirven de base para seleccionar el valor esperado en la medición. Efectuar

las mediciones y registrar las lecturas en el formato correspondiente y al término de la prueba se pone fuera de servicio el medidor

### 3.2.3.1 Conexiones para realizar la prueba



GN , GR = TERMINALES DE EXCITACION NEGRA Y ROJA  
 CN , CR = TERMINALES SECUNDARIAS NEGRA Y ROJA

| PRUEBA | CONEXIONES DE PRUEBA |    |    |          | MIDE |
|--------|----------------------|----|----|----------|------|
|        | CR                   | CN | GR | SELECTOR |      |
| 1      | H1                   | H3 | X1 | X0       | ∅ A  |
| 2      | H2                   | H1 | X2 | X0       | ∅ B  |
| 3      | H3                   | H2 | X3 | X0       | ∅ C  |

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Fig. 3.6 Prueba de relación de transformación transformador en delta-estrella

### 3.2.4 Prueba de resistencia de aislamiento

El transformador a probar debe aislarse totalmente de líneas, buses o barras, para la cual es necesario desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de boquillas, incluyendo el neutro de los devanados de tierra, efectuar la prueba cuando la humedad sea menor del 75%. Limpiar las porcelanas de las boquillas limpiando el polvo, suciedad. Colocar puentes entre los terminales de las boquillas en cada devanado, primario, y secundario.

Colocar el medidor de resistencia de aislamiento sobre una base firme a una distancia tal del equipo a probar, que permita el buen manejo de los cables de prueba. En todos los medidores de resistencia de aislamiento se debe usar cables de prueba blindado en la terminal de línea y conectar este blindaje a la terminal de guarda, para no medir la corriente de fuga en las terminales o a través del aislamiento del cable. Para cada prueba anotar las lecturas de 15, 30, 45 y 60 segundos, así como 2, 3, 4, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos.

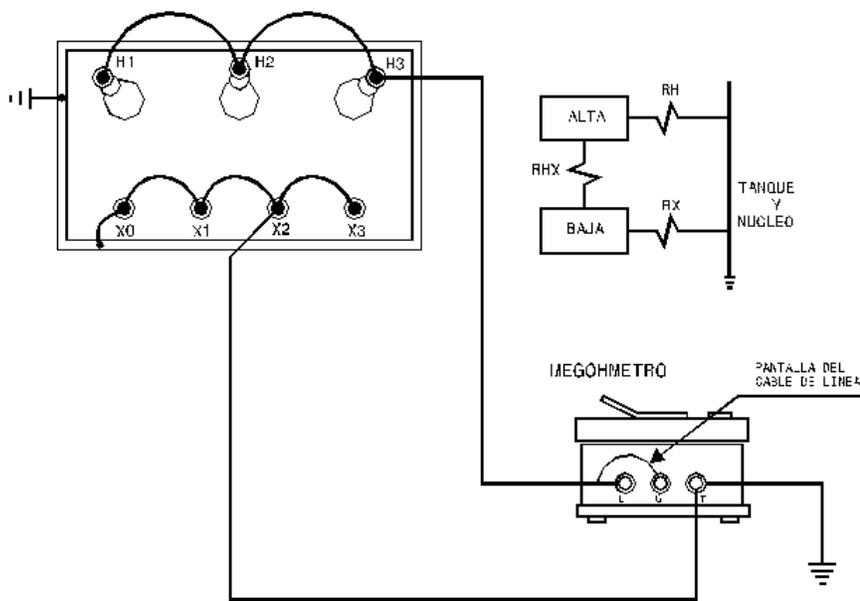
Al terminar la prueba, poner fuera de servicio el medidor, registrar el porcentaje de humedad relativa y registrar la temperatura del aceite y del devanado.

#### **3.2.4.1 Conexiones para realizar la prueba**

Al efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento a los transformadores, hay diferentes criterios en cuanto al uso de la terminal de guarda del medidor. El propósito de la terminal de guarda es para efectuar mediciones en mallas con tres elementos, (devanado de A.T., devanado de B.T. y tanque).

La corriente de fuga de un aislamiento, conectada a la terminal de guarda, no interviene en la medición. Si no se desea utilizar la terminal de guarda del medidor, el tercer elemento se conecta a través del tanque a la terminal de tierra del medidor, la corriente de fuga solamente tiene la trayectoria del devanado en prueba a tierra.

Con el objeto de unificar la manera de probar los transformadores de potencia, y para fines prácticos, en éste procedimiento se considera la utilización de la terminal de guarda del medidor. Lo anterior permite el discriminar aquellos elementos y partes que se desea no intervengan en las mediciones, resultando estas más exactas, precisas y confiables.



| PRUEBA | CONEXIONES DE PRUEBA |    |      | MIDE   |
|--------|----------------------|----|------|--------|
|        | L                    | G  | T    |        |
| 1      | H                    | —  | X+Tq | RH-RHX |
| 2      | H                    | Tq | X    | RHX    |
| 3      | X                    | —  | H+Tq | RX-RHX |

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO  
Tq= TANQUE

Fig. 3.7 Prueba de resistencia de aislamiento

### 3.2.5 Prueba de resistencia óhmica de devanados

Retirar los conductores de llegada a las boquillas. Desconectar los neutros del sistema de tierra en una conexión estrella, limpiar las terminales perfectamente a fin de que cuando se efectuó la conexión al medidor se asegure un buen contacto.

Como no se conoce la resistencia óhmica del transformador bajo prueba, el multiplicador y las perillas de medición (décadas) deben colocarse en su valor más alto. Al circular la corriente directa por el devanado bajo prueba, se origina un flujo magnético que de acuerdo a la Ley de Lenz induce un potencial el cual produce flujos opuestos. Lo anterior se refleja en el galvanómetro por la impedancia que tiene el devanado. Pasado un cierto tiempo la aguja del galvanómetro se mueve hacia la izquierda, esto es debido a que comienza a estabilizarse la corriente en la medición de la resistencia. A continuación, es necesario accionar primero el multiplicador del medidor y obtener la lectura de la resistencia por medio de las perillas de medición hasta lograr que la aguja del galvanómetro quede al centro de su carátula. Medir

la Resistencia de cada devanado y en cada posición del cambiador de derivaciones, registrando las lecturas en el formato de prueba.

Para equipos en operación que sean librados para efectuarles pruebas eléctricas, se recomienda realizar la prueba de resistencia óhmica a los devanados, únicamente en la posición de operación del cambiador. La razón de esto es para evitar que en caso de un posible desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo, el transformador no pudiese volver a energizarse.

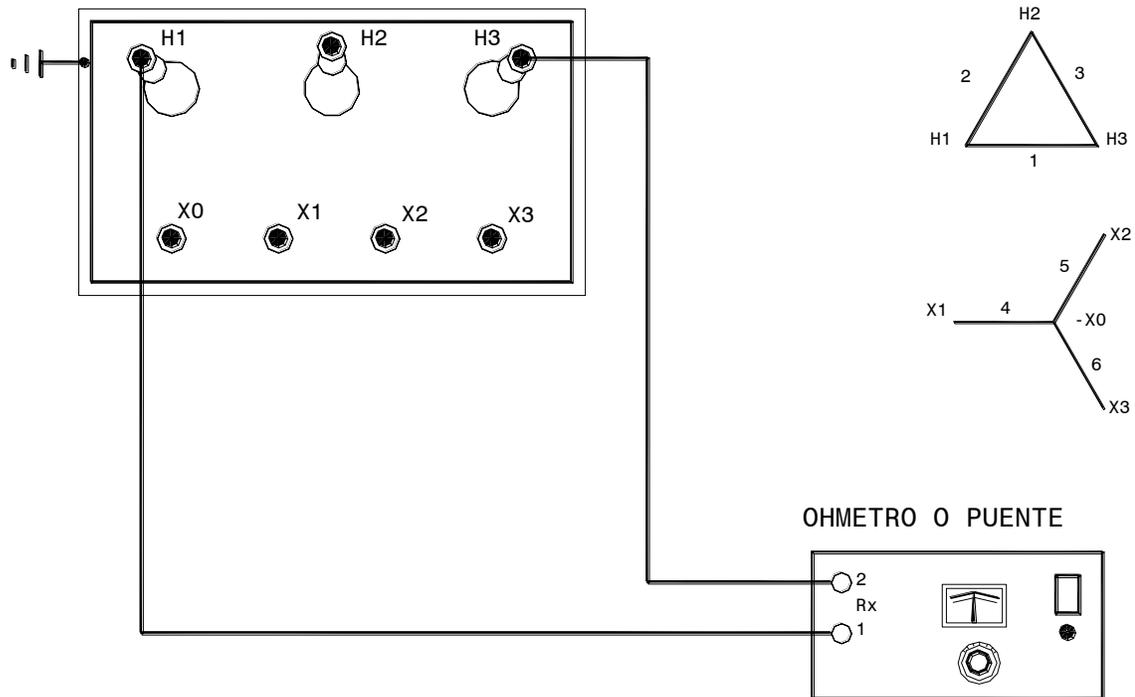
Entre los equipos comúnmente utilizados para la medición de resistencia óhmica se tienen el puente de Kelvin y el puente de Wheastone. A continuación, se relacionan algunas recomendaciones para el uso de este último. Asegurar que los bordes de conexión EXT GA estén cortocircuitados.

Verificar el galvanómetro presionando el botón BA, la aguja debe posicionarse en cero; si esto no sucede, con un destornillador debe ajustarse en la posición cero; para lo cual el botón GA debe estar fuera. Comprobar que las baterías estén en buen estado, ya que si se encuentran con baja capacidad, la prueba tiene una duración mayor a lo normal.

Conectar la resistencia de los devanados a medir en las terminales RX, colocar la perilla multiplicadora en el rango más alto y las perillas de las décadas en 9 (nueve). Presionar el botón BA y enseguida el botón GA. Con lo anterior, la aguja del galvanómetro se mueve a la derecha (+), y pasado un tiempo esta se mueve lentamente a la izquierda (-). Posteriormente debe disminuirse el rango de la perilla multiplicadora hasta observar que la aguja oscile cerca del cero.

Para obtener la medición, accionar las perillas de las décadas, iniciando con la de mayor valor, hasta lograr que la aguja se posicione en cero. El valor de la resistencia se obtiene de las perillas mencionadas. Registrar en el formato de prueba el valor de la resistencia y el rango del multiplicador utilizado. Liberar los botones BA y GA.

### 3.2.5.1 Conexiones para realizar la prueba



| PRUEBA | CONEXIONES DE PRUEBA |        | MIDE   |
|--------|----------------------|--------|--------|
|        | RX (1)               | RX (2) |        |
| 1      | H1                   | H3     | 1, 2+3 |
| 2      | H2                   | H1     | 2, 3+1 |
| 3      | H3                   | H2     | 3, 1+2 |
| 4      | X1                   | X0     | 4      |
| 5      | X2                   | X0     | 5      |
| 6      | X3                   | X0     | 6      |

Fig. 3.8 Prueba de resistencia óhmica de devanados conexión delta-estrella.

### 3.2.6 Prueba de Factor de Potencia a interruptores

Al efectuar las pruebas de Factor de Potencia, intervienen las boquillas, y los otros materiales que forman parte del aislamiento (aceite aislante, gas SF6, vacío, etc.). Al efectuar la prueba de Factor de Potencia el método consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.

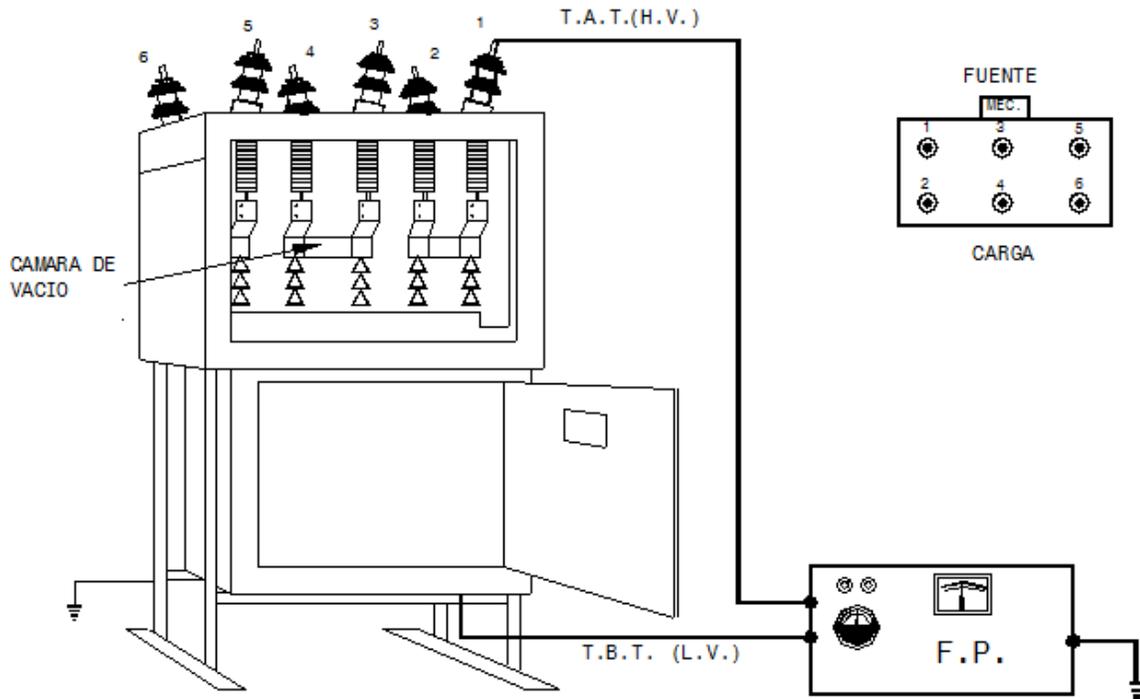
Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos. Con el interruptor cerrado

intervienen dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares. Con el interruptor abierto intervienen también dependiendo del tipo de interruptor, las pérdidas en boquillas y del aceite aislante

Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes. Conecte al tanque la tierra del medidor. Procurar efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%. Para el caso de interruptores de GVA, que cuenten con resistencias de pre-inserción, es recomendable verificar el valor de las mismas con respecto a los datos del instructivo y con un medidor de rango adecuado.

Para ello las resistencias deben desconectarse para efectuar la medición en forma independiente. Los valores medidos deben registrarse en la parte de observaciones del formato correspondiente a la prueba de factor de potencia. Para el caso de interruptores tipo columna multi-cámara de PVA, que cuenten con capacitores, es recomendable verificar la capacitancia de los mismos con respecto a su dato de placa y con un medidor de rango adecuado. Para ello los capacitores deben desmontarse para efectuar la medición en forma independiente. Los valores medidos debe registrarse en la parte de observaciones del formato correspondiente a la prueba de factor de potencia. En el caso de la subestación San Cristóbal se cuentan con interruptores en vacío, a continuación, se muestran las conexiones para realizar las pruebas.

### 3.2.6.1 Conexiones para realizar la prueba



| PRUEBA | POSICION INTERRUPTOR | CONEXIONES |          |          | MIDE       |
|--------|----------------------|------------|----------|----------|------------|
|        |                      | T. A. T.   | T. B. T. | SELECTOR |            |
| 1      | ABIERTO              | 1          | E        | GROUND   | B1, As     |
| 2      | "                    | 2          | E        | "        | B2, As, Ba |
| 3      | "                    | 3          | E        | "        | B3, As     |
| 4      | "                    | 4          | E        | "        | B4, As, Ba |
| 5      | "                    | 5          | E        | "        | B5, As     |
| 6      | "                    | 6          | E        | "        | B6, As, Ba |
| 7      | "                    | 1          | 2        | UST      | Cv         |
| 8      | "                    | 3          | 4        | "        | Cv         |
| 9      | "                    | 5          | 6        | "        | Cv         |

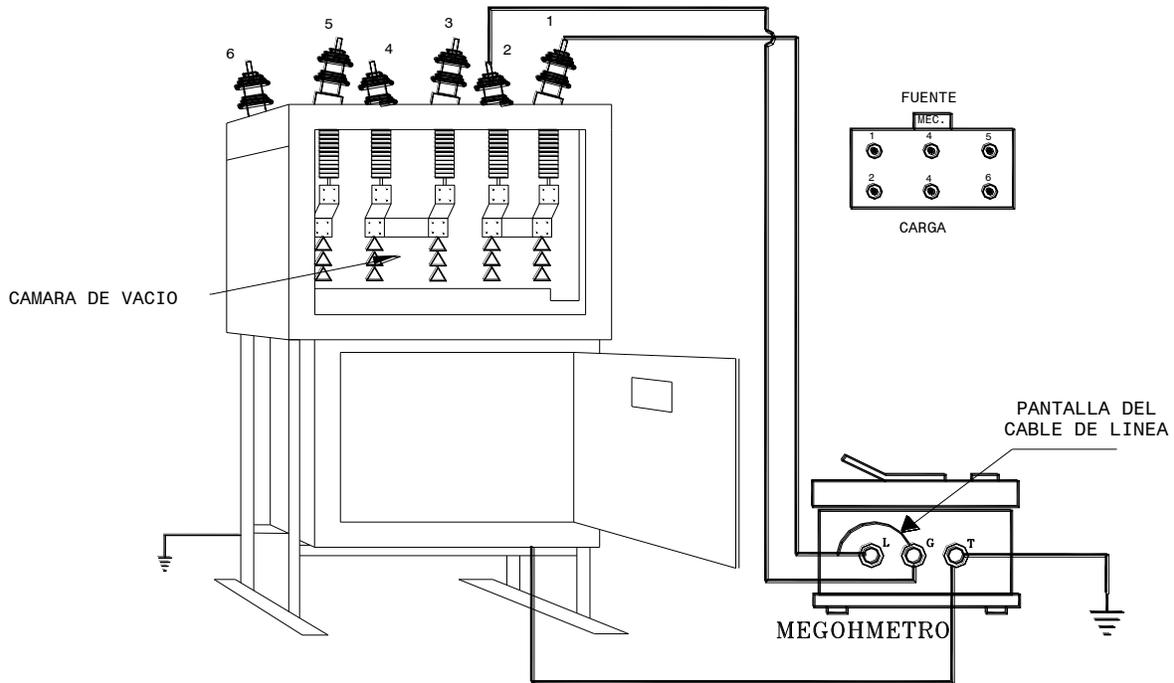
E=ESTRUCTURA    Ba=BARRA DE ACCIONAMIENTO    As=AISLADOR SOPORTE    Boq.=BOQUILLA  
Cv=CAMARA DE VACIO

*Fig. 3.9 Prueba de factor de potencia en interruptores de vacío.*

### 3.2.7 Prueba de resistencia de aislamiento a Interruptores

Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes. Conecte al tanque o estructura la terminal de tierra del medidor. Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%. Evitar que los rayos solares incidan directamente en la carátula del equipo de prueba a fin de evitar afectación de lecturas y daños al equipo de prueba.

#### 3.2.7.1 Conexiones para realizar la prueba



EJEMPLO: PRUEBA 1

| PRUEBA | POSICION INTERRUPTOR | CONEXIONES |   |   | MIDE             |
|--------|----------------------|------------|---|---|------------------|
|        |                      | L          | G | T |                  |
| 1      | ABIERTO              | 1          | 2 | E | Boq. 1, As       |
| 2      | ABIERTO              | 2          | 1 | E | Boq. 2, As       |
| 3      | ABIERTO              | 3          | 4 | E | Boq. 3, As       |
| 4      | ABIERTO              | 4          | 3 | E | Boq. 4, As       |
| 5      | ABIERTO              | 5          | 6 | E | Boq. 5, As       |
| 6      | ABIERTO              | 6          | 5 | E | Boq. 6, As       |
| 7      | CERRADO              | 1-2        | - | E | Boq. 1-2, As, Ba |
| 8      | CERRADO              | 3-4        | - | E | Boq. 3-4, As, Ba |
| 9      | CERRADO              | 5-6        | - | E | Boq. 5-6, As, Ba |

E=ESTRUCTURA    Boq.=BOQUILLA    As=AISLADOR SOPORTE    Ba=BARRA DE ACCIONAMIENTO

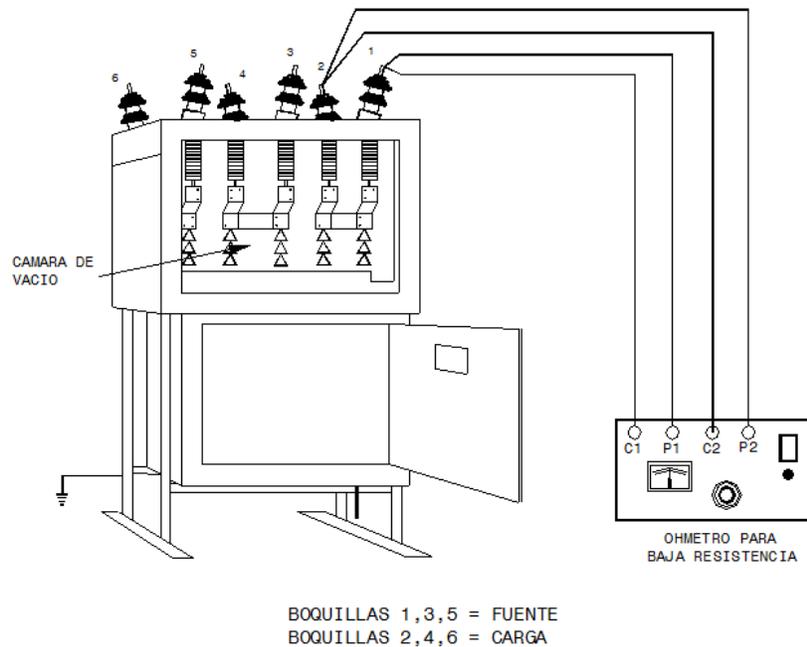
Fig. 3.10 Prueba de resistencia de aislamiento a interruptores de vacío

### 3.2.8 Prueba de resistencia de contactos a interruptores de potencia

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, originan caídas de voltaje, generación de calor, pérdidas de potencia, etc. La prueba se realiza en circuitos donde existen puntos de contacto a presión o deslizables, como es el caso en interruptores. Para medir la resistencia de contactos existen diferentes marcas de equipo, de diferentes rangos de medición que fluctúan entre 0 y 100 amperes para ésta prueba. Los equipos de prueba cuentan con una fuente de corriente directa que puede ser una batería o un rectificador.

El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en la posición cerrado. Se debe aislar el equipo en lo posible contra la inducción electromagnética mediante aterrizamiento temporal inmediato previo a la prueba para descargar la estática, ya que ésta produce errores en la medición y puede dañar el equipo de prueba. Se deben limpiar perfectamente los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba a fin de asegurar un buen contacto y no afectar la medición.

#### 3.2.8.1 Conexiones para realizar la prueba



| PRUEBA | CONEXIONES DE PRUEBA |    |    |    | M I D E                 |
|--------|----------------------|----|----|----|-------------------------|
|        | C1                   | P1 | C2 | P2 |                         |
| 1      | 1                    | 1  | 2  | 2  | RESIST. CONTACTO FASE A |
| 2      | 3                    | 3  | 4  | 4  | RESIST. CONTACTO FASE B |
| 3      | 5                    | 5  | 6  | 6  | RESIST. CONTACTO FASE C |

Fig. 3.11 Prueba de resistencia de contactos a interruptores de vacío

### 3.2.9 Prueba de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura

El objetivo de la prueba es determinar los tiempos de operación de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la de verificar la simultaneidad de los polos o fases. El principio de la prueba se basa en una referencia conocida de tiempo trazado sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los contactos de un interruptor se tocan o se separan a partir de las señales eléctricas de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor.

Tiempo de apertura: Es el tiempo medido desde el instante que se energiza la bobina de disparo hasta el instante en que los contactos de arqueo se han separado.

Tiempo de cierre: Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo en todos los polos.

El equipo de prueba utilizado en esta prueba es un equipo de cómputo, el software registra y almacena los datos obtenidos de cada prueba.

Para proceder a realizar las pruebas se libra el interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición abierta. Limpiar las terminales del interruptor donde se conectarán las terminales del equipo de prueba.

#### 3.2.9.1 Conexiones para realizar las pruebas

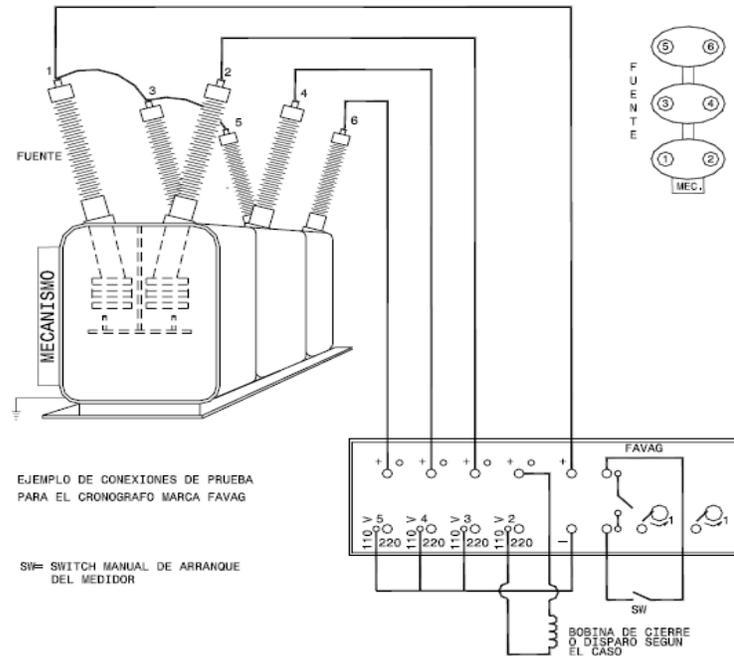


Fig. 3.12 Prueba de tiempo de operación y simultaneidad de cierre y apertura en interruptores de vacío o en gran volumen de aceite

### 3.3 Historial de pruebas de la Subestación San Cristóbal

Como mencionamos en un punto de los objetivos específicos, nos dimos a la tarea de diseñar una memoria de resultados de las pruebas realizadas en años anteriores a los equipos de la subestación San Cristóbal. Cabe recalcar que es muy importante mantener correctamente todo el historial de los equipos eléctricos, y es que se tiene todo el historial accesible y organizado, La empresa es auditada cada cierto tiempo, gracias a un correcto historial de pruebas y mantenimiento se puede mostrar a los auditores absolutamente todos los datos que puedan llegar a solicitar. A continuación, se muestran las figuras tomadas directamente desde el programa que elaboramos para tener un acceso más fácil y rápido a cualquier dato que necesitemos saber.



*Fig.3.13 Interfaz principal del historial de pruebas*

El programa cuenta con un menú interactivo con 7 opciones distintas, podemos acceder al historial de transformadores de potencia, historial de interruptores de potencia, capacidad de las subestaciones de la zona San Cristóbal, circuitos de la S.E, demanda máxima por meses de la Subestación, demanda máxima por año de la S.E y finalmente un historial de muestras de aceite que son enviadas al laboratorio para su verificación.



Fig.3.14 Menú principal del programa

En la siguiente figura se tiene una clasificación de los años 2010 al año 2017 de los transformadores de potencia.



Fig.3.15 Clasificación del historial de transformadores de potencia de los últimos 7 años.

Al seleccionar el año que se desea visualizar el programa dejará ver un archivo con las pruebas que se han realizado durante el año, en este caso pruebas del año en curso.

| EQUIPO                 | FECHA       | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A DEVANADOS |                 |        |           |         |                | TAP            | I. DE EXITACION |                        |       |       |       |
|------------------------|-------------|--|-----------------|--------|-----------|---------|----------------|----------------|-----------------|------------------------|-------|-------|-------|
|                        |             | RH                                     |                 | RX     |           | RHX     |                |                | H1-H3           | H2-H1                  | H3-H2 |       |       |
|                        |             | 10/1                                   | 1/1/2           | 10/1   | 1/1/2     | 10/1    | 1/1/2          |                |                 |                        |       |       |       |
| CRI-T1                 | 25 DE ABRIL | 1.2539                                 | 1.1108          | 1.4046 | 1.1665    | 1.6725  | 1.1620         | 1              | 7.481           | 3.14                   | 7.922 |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 2              | 7.835           | 2.869                  | 8.825 |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 3              | 8.802           | 3.353                  | 8.517 |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 4              | 8.391           | 3.501                  | 8.855 |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 5              | 8.741           | 3.617                  | 9.179 |       |       |
| CRI-T2                 | 16 DE ENERO | 1.4382                                 | 1.1498          | 1.7954 | 1.1864    | 2.7302  | 1.2596         | 1              |                 |                        |       |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 2              | 6.35            | 2.485                  | 5.87  |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 3              |                 |                        |       |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 4              |                 |                        |       |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 5              |                 |                        |       |       |       |
| CRI-T3                 | 22 DE MARZO | 1.6369                                 | 1.1839          | 1.7933 | 1.2542    | 2.0251  | 1.2316         | 1              | 21.135          |                        |       |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 2              | 21.099          |                        |       |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 3              | 21.145          |                        |       |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 4              | 21.130          |                        |       |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                | 5              | 21.278          |                        |       |       |       |
| R. DE DEVANADOS        |             |  |                 |        |           | T.T.R   |                |                |                 | F.P A DEVANADOS A 20°C |       |       |       |
| H3-H1                  | H1-H2       | H2-H3                                  | X0-X1           | X0-X2  | X0-X3     | R.N.T   | H1-H3<br>X1-X0 | H2-H1<br>X2-X0 | H3-H2<br>X3-X0  | % DIFERENCIA           | CH    | CX    | CHX   |
| 3.95                   | 3.95        | 3.95                                   | 0.042           | 0.069  | 0.065     | 5.9178  | 5.8029         | 5.8027         | 5.803           | -1.9432897             | 0.6   | 0.41  | 0.28  |
| 3.87                   | 3.87        | 3.87                                   |                 |        |           | 5.6605  | 5.6666         | 5.6668         | 5.6671          | 0.1077643              |       |       |       |
| 3.72                   | 3.72        | 3.72                                   |                 |        |           | 5.6291  | 5.5308         | 5.5309         | 5.5311          | -1.7462827             |       |       |       |
| 3.72                   | 3.72        | 3.72                                   |                 |        |           | 5.4848  | 5.3949         | 5.395          | 5.395           | -1.6390753             |       |       |       |
| 3.6                    | 3.6         | 3.6                                    |                 |        |           | 5.3404  | 5.2585         | 5.2591         | 5.2591          | -1.533593              |       |       |       |
| 7.159                  | 7.159       | 7.157                                  | 0.048           | 0.048  | 0.048     | 14.532  | 14.168         | 15.167         | 14.169          | 0.11094387             | 0.175 | 0.483 | 0.21  |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                |                |                 |                        |       |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                |                |                 |                        |       |       |       |
|                        |             |  |                 |        |           |         |                |                |                 |                        |       |       |       |
| 2.078                  | 2.076       | 2.077                                  | 0.02            | 0.019  | 0.019     | 14.7858 | 14.067         | 14.08          | 14.782          | -4.8614                | 0.448 | 0.45  | -1.26 |
| 2.107                  | 2.105       | 2.15                                   |                 |        |           | 14.4337 | 14.065         | 14.79          | 14.441          | 0.9744                 |       |       |       |
| 2.091                  | 2.1         | 2.123                                  |                 |        |           | 14.0816 | 14.064         | 14.079         | 14.09           | -0.0965                |       |       |       |
| 2.077                  | 2.079       | 2.04                                   |                 |        |           | 13.729  | 14.065         | 14.078         | 13.735          | 2.44                   |       |       |       |
| 2.06                   | 2.07        | 2.01                                   |                 |        |           | 13.3769 | 14.065         | 14.078         | 13.38           | 5.1439                 |       |       |       |
| F.P A DEVANADOS A 20°C |             |  | ACEITE AISLANTE |        | BOQUILLAS |         |                |                |                 |                        |       |       |       |
| CH                     | CX          | CHX                                    | RESISTENCIA     | F.P    | RIGIDEZ   | HO      | H1             | H2             | H3              | X0                     | X1    | X2    | X3    |
| 0.6                    | 0.41        | 0.28                                   | 551.962 TΩ      | 0.09%  | 53.90 Kv  |         | 0.019          | 0.014          | 0.021           | 0.035                  | 0.035 | 0.033 | 0.032 |
| 0.175                  | 0.483       | 0.21                                   | 158.61 TΩ       | 0.084% | 55.32Kv   |         | 0.024          | 0.023          | 0.022           | 0.081                  | 0.081 | 0.012 | 0.076 |
| 0.448                  | 0.45        | -1.26                                  | 551.962 TW      | 0.042% | 34 Kv     |         | 0.02           | 0.019          | 0.018           | 0.009                  | 0.009 | 0.01  | 0.011 |

Fig. 3.16 Pruebas a transformadores de potencia del año 2017

Clasificación de los últimos 7 años de los interruptores de potencia de la Subestación San Cristóbal



Fig.3.17 Clasificación del historial de interruptores de potencia de los últimos 7 años.

Pruebas realizadas más recientes entre las cuales se encuentran, resistencia de aislamiento, factor de potencia, resistencia de contactos, velocidad de operación de los interruptores, entre otros.

| EQUIPO    | FECHA       | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO |     |     |     |     |     |         |     |     |     |
|-----------|-------------|----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|---------|-----|-----|-----|
|           |             | ABIERTO                    |     |     |     |     |     | CERRADO |     |     |     |
| CRI-73A00 | 12 DE ENERO | SEG.                       | 1   | 2   | 3   | 4   | 5   | 6       | 1-2 | 3-4 | 5-6 |
|           |             | 15                         | 379 | 345 | 356 | 376 | 583 | 482     | 765 | 376 | 467 |
|           |             | 30                         | 548 | 356 | 569 | 465 | 693 | 691     | 876 | 465 | 598 |
|           |             | 45                         | 765 | 543 | 786 | 564 | 872 | 793     | 914 | 564 | 701 |
| 60        | 957         | 678                        | 876 | 765 | 941 | 961 | 123 | 765     | 916 |     |     |
| EQUIPO    | FECHA       | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO |     |     |     |     |     |         |     |     |     |
| CRI-73S10 | 17 DE MARZO | ABIERTO                    |     |     |     |     |     | CERRADO |     |     |     |
|           |             | SEG.                       | 1   | 2   | 3   | 4   | 5   | 6       | 1-2 | 3-4 | 5-6 |
|           |             | 15                         | 489 | 365 | 483 | 438 | 573 | 535     | 534 | 632 | 534 |
|           |             | 30                         | 678 | 342 | 569 | 490 | 638 | 633     | 812 | 487 | 535 |
| 45        | 732         | 523                        | 743 | 584 | 843 | 654 | 857 | 485     | 549 |     |     |
| 60        | 865         | 446                        | 567 | 632 | 583 | 872 | 159 | 854     | 875 |     |     |
| EQUIPO    | FECHA       | RESISTENCIA DE AISLAMIENTO |     |     |     |     |     |         |     |     |     |
| CRI-73380 | 08 DE MAYO  | ABIERTO                    |     |     |     |     |     | CERRADO |     |     |     |
|           |             | SEG.                       | 1   | 2   | 3   | 4   | 5   | 6       | 1-2 | 3-4 | 5-6 |
|           |             | 15                         | 521 | 548 | 545 | 583 | 501 | 764     | 853 | 564 | 533 |
|           |             | 30                         | 643 | 657 | 564 | 512 | 602 | 582     | 455 | 648 | 535 |
| 45        | 657         | 687                        | 675 | 601 | 812 | 468 | 535 | 535     | 545 |     |     |
| 60        | 598         | 658                        | 646 | 681 | 573 | 432 | 857 | 543     | 434 |     |     |

| FACTOR DE POTENCIA |      |      |      |      |      |         |      |      | BOQUILLAS |      |      |       |       |       | V. DE OPERACIÓN |        |          | R. DE CONTACTOS |    |
|--------------------|------|------|------|------|------|---------|------|------|-----------|------|------|-------|-------|-------|-----------------|--------|----------|-----------------|----|
| ABIERTO            |      |      |      |      |      | CERRADO |      |      | 1         | 2    | 3    | 4     | 5     | 6     | POLO            | CIERRE | APERTURA | 1-2             | 53 |
| 1                  | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 1-2     | 3-4  | 5-6  |           |      |      |       |       |       |                 |        |          |                 |    |
| 0.28               | 0.25 | 0.28 | 0.26 | 0.27 | 0.35 | 0.28    | 0.27 | 0.23 | 0.72      | 0.42 | 0.62 | 0.051 | 0.115 | 0.048 | 1               | 104    | 29       | 3-4             | 55 |
|                    |      |      |      |      |      |         |      |      |           |      |      |       |       |       | 2               | 104.5  | 28       | 5-6             | 53 |
|                    |      |      |      |      |      |         |      |      |           |      |      |       |       |       | 3               | 104    | 28       |                 |    |
| FACTOR DE POTENCIA |      |      |      |      |      |         |      |      | BOQUILLAS |      |      |       |       |       | V. DE OPERACIÓN |        |          | R. DE CONTACTOS |    |
| ABIERTO            |      |      |      |      |      | CERRADO |      |      | 1         | 2    | 3    | 4     | 5     | 6     | POLO            | CIERRE | APERTURA | 1-2             | 51 |
| 1                  | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 1-2     | 3-4  | 5-6  |           |      |      |       |       |       |                 |        |          |                 |    |
| 0.27               | 0.26 | 0.28 | 0.24 | 0.28 | 0.37 | 0.26    | 0.27 | 0.25 | 0.84      | 0.57 | 0.74 | 0.046 | 0.113 | 0.59  | 1               | 59.5   | 29       | 3-4             | 53 |
|                    |      |      |      |      |      |         |      |      |           |      |      |       |       |       | 2               | 59     | 28       | 5-6             | 56 |
|                    |      |      |      |      |      |         |      |      |           |      |      |       |       |       | 3               | 58     | 29       |                 |    |
| FACTOR DE POTENCIA |      |      |      |      |      |         |      |      | BOQUILLAS |      |      |       |       |       | V. DE OPERACIÓN |        |          | R. DE CONTACTOS |    |
| ABIERTO            |      |      |      |      |      | CERRADO |      |      | 1         | 2    | 3    | 4     | 5     | 6     | POLO            | CIERRE | APERTURA | 1-2             | 53 |
| 1                  | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 1-2     | 3-4  | 5-6  |           |      |      |       |       |       |                 |        |          |                 |    |
| 0.42               | 0.15 | 0.29 | 0.42 | 0.18 | 0.24 | 0.17    | 0.15 | 0.24 | 0.76      | 0.56 | 0.78 | 0.051 | 0.145 | 0.050 | 1               | 59     | 28       | 3-4             | 52 |
|                    |      |      |      |      |      |         |      |      |           |      |      |       |       |       | 2               | 59     | 28       | 5-6             | 51 |
|                    |      |      |      |      |      |         |      |      |           |      |      |       |       |       | 3               | 59.5   | 29       |                 |    |

Fig. 3.18 Pruebas a interruptores de potencia del año 2017.

Durante la estancia, también se elaboró una base de datos el cual deja ver la demanda máxima de los transformadores de potencia, esto es de gran utilidad para el jefe de subestaciones ya que puede llevar un control de las capacidades de cada y uno y no sobrepasar la carga, evitando así una falla en el transformador. También se actualizaron los datos requeridos de muestras de aceite para el análisis de rutina.

| Subestacion   | clave Sub  | Clave             | Tap de operación | Relacion de Transformacion (Tap de operación) | Marca                       | No. De Serie   | Circuitos                       |       |       |       |       |
|---------------|------------|-------------------|------------------|---|-----------------------------|----------------|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| SAN CRISTOBAL | CRI        | T-1               | 2                | 112.75-34.5 KV                                | IEM                         | 2503841        | CRI 5010, 5020                  |       |       |       |       |
|               | CRI        | T-2               | 2                | 115-13.8 KV                                   | IESA                        | 03/02/6258     | CRI 4040                        |       |       |       |       |
|               | CRI        | T-3               | 2                | 115-13.8 KV                                   | EMSA                        | 42TF/ST22042-2 | CRI 4010, 4020,4030,4050 Y 4060 |       |       |       |       |
| ENE           | FEB        | MAR               | ABR              | MAY   | JUN                         | JUL            | AGO                             | SEP   | OCT   | NOV   | DIC   |
| 10.3          | 10.33      | 14.05             | 14.70            | 10.35   | 10.42                       | 10.46          | 10.67                           | 11.1  | 11.48 | 11.61 | 11.48 |
| 6.92          | 5.23       | 4.84              | 4.77             | 6.11  | 4.38                        | 4.28           | 4.43                            | 4.5   | 4.57  | 4.77  | 4.89  |
| 14.77         | 15.92      | 15.65             | 15.08            | 16.69   | 14.67                       | 14.56          | 14.78                           | 15.43 | 15.58 | 15.87 | 15.91 |
| ENE (2017)    | FEB (2017) | MVA'S DISPONIBLES |                  | Capacidad                                     | Porcentaje de Utilizacion % | Tension AT     | Tension BT                      |       |       |       |       |
| 11.61         | 11.67      | 0.83              |                  | 10/12.5.                                      | 93                          | 110 KV         | 34.5 KV                         |       |       |       |       |
| 8.98          | 4.68       | 4.695             |                  | 7.5/9.375                                     | 50                          | 110 KV         | 13,8 kV                         |       |       |       |       |
| 16.10         | 15.83      | 4.17              |                  | 15/20   | 79                          | 115 kV         | 13,8 kV                         |       |       |       |       |

Fig.3.19 Demanda máxima por meses S.E San Cristóbal

| DATOS DEL EQUIPO MUESTREADO |               |                            |           |
|-----------------------------|---------------|----------------------------|-----------|
| SUBESTACION:                | SAN CRISTOBAL | MARCA:                     | IEM       |
| EQUIPO:                     | CRI-T1        | CAPACIDAD:                 | 10/12.5   |
| RELACION DE TRANSFORMACION: | 110/34.5      | ENFRIAMIENTO:              | OA/FA     |
| TEMPERATURA DEVANADO:       | NO            | NUMERO DE SERIE:           | 25-0384-1 |
| CARGA:                      |               | AÑO DE FABRICACION:        |           |
|                             |               | AÑO DE PUESTA EN SERVICIO: |           |

| DATOS DEL ACEITE MUESTREADO |       |                        |    |
|-----------------------------|-------|------------------------|----|
| VOLUMEN DE ACEITE:          | 13685 | TIPO DE ACEITE:        |    |
| TIPO DE PRESERACION:        |       | TEMPERATURA DE ACEITE: | 40 |
| PRESION INERTAIRE:          |       |                        |    |

| DATOS DE LA MUESTRA   |                    |                     |         |
|-----------------------|--------------------|---------------------|---------|
| FECHA DE MUESTREO:    | 14 DEMARZO DE 2017 | NUMERO DE JERINGA:  | #J 472  |
| MOTIVO DE ANALISIS:   | RUTINA             | MARCA DE JERINGA:   | BD-YALE |
| TEMPERATURA AMBIENTE: | 20                 | % HUMEDAD RELATIVA: | 48%     |

*Fig. 3.20 Historial muestras de aceite*

## 4. Resultados y conclusiones

Los equipos eléctricos de una subestación se han modernizado de tal forma que antes al presentarse una falla permanente, para restablecer el servicio de energía eléctrica se tardaba un largo tiempo en seccionar o aislar la falla debido a que los equipos eléctricos de seccionamiento mecánico se encontraban en puntos distantes en la red eléctrica y el personal por este motivo tardaba en llegar al punto de seccionamiento, debido a las exigencias de un servicio continuo al usuario, fue necesario actualizar al equipo eléctrico mecánico por equipo eléctrico controlado, el cual opera por medio de una estación de trabajo y a la vez se ha incrementado el control de las subestaciones y la automatización de las redes eléctricas de alta y media tensión.

Todo lo que se vio en forma teórica, ya en la aplicación se tiene presente que las fallas a los equipos están a la orden del día por tal motivo se da a conocer el funcionamiento y características del equipo de una subestación, y así tener el conocimiento para restablecer la falla y tener un servicio continuo en las subestaciones.

Con lo anterior sabemos que el uso de nuevas tecnologías incorporadas para mejorar los equipos de las subestaciones eléctricas de distribución ha mejorado las facilidades de comunicarse con los equipos y poder restablecer en poco tiempo una falla que se presente.

Es por eso que se ha incrementado la necesidad de controlar las subestaciones más lejanas, así como los equipos eléctricos mecánicos instalados a lo largo de todos los circuitos eléctricos de distribución para mejorar los índices de continuidad del servicio eléctrico a los usuarios.

Este trabajo demostró la importancia de organizar y realizar un plan de mantenimiento adecuado a las necesidades de la subestación, al llevar la teoría a la práctica pudo comprobarse como algunos componentes de la subestación operaban fuera de su rango, con ello se procedió a realizar los ajustes y cambios pertinentes, debido a esto la subestación opera en un estado óptimo, lo cual es garantía de un servicio eléctrico confiable y continuo.

## **Referencias Bibliográficas**

[1] SOM-3531, Manual de procedimientos de pruebas de equipo primario y secundario de subestaciones. -Subdirección de distribución, gerencia de distribución y mantenimiento. 30 de Noviembre de 2003.

[2] Teoría y aplicación de los conectores: una guía para el diseño y la especificación de conexiones G. Di Troia - Miembro de la IEEE de FC Electrical de Estado Unidos, Material traducido de FCI Electrical.

<http://www.megawaatt.com.pe/articulos/conector/con12ssubs.htm>

[3] Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización), pág. 2. D.O.F. lunes 13 de marzo de 2006

[4] Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2005, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo -Condiciones de seguridad.

[5] Acuerdo por el que se dan a conocer los formatos en los que la industria nacional debe declarar el volumen y tipo de generación de residuos peligrosos, señalado en el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente” Instituto Nacional de Ecología.

[6] Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. Enriquez Harper Gilberto, segunda edición, 2004

[7] Procedimiento de prueba de campo para mantenimiento eléctrico con subestaciones de distribución CFE.- D.D.S. 1985

### Anexo A

#### Ley de Lenz.

“El sentido de la corriente inducida sería tal que su flujo se opone a la causa que la produce”

La Ley de Lenz plantea que los voltajes inducidos serán de un sentido tal que se opongan a la variación del flujo magnético que los produjo. Esta ley es una consecuencia del principio de conservación de la energía.

La polaridad de un voltaje inducido es tal, que tiende a producir una corriente, cuyo campo magnético se opone siempre a las variaciones del campo existente producido por la corriente original. El flujo de un campo magnético uniforme a través de un circuito plano viene dado por:

$$\Phi = B \cdot S \cdot \cos \alpha,$$

Dónde:

$\Phi$  = Flujo magnético. La unidad en el SI es el weber (Wb).

B = Inducción magnética. La unidad en el SI es el tesla (T).

S = Superficie del conductor.

$\alpha$  = Ángulo que forman el conductor y la dirección del campo.

Si el conductor está en movimiento el valor del flujo será:

$$d\Phi = B \cdot dS \cdot \cos \alpha.$$

En este caso la Ley de Faraday afirma que el  $V_{\epsilon}$  inducido en cada instante tiene por valor:  $V_{\epsilon} =$

$$-n \frac{d\Phi}{dt}$$

#### Puente de Wheatstone

El puente de Wheatstone es un método para medir resistencias bastante exactas.

El puente se alimenta con una fuente de tensión continua y se varía el valor de la resistencia R3 mediante un mando hasta conseguir que el galvanómetro (que es un amperímetro muy sensible) indique que la corriente  $I_G$  tiene un valor nulo.

## Anexo B

El software utilizado para la elaboración del programa que contiene la base de datos es una herramienta de desarrollo visual para poder crear para ejecutar una acción determinada al insertar un medio extraíble como un CD, DVD o Memoria flash, el programa permite al usuario crear sus propios ejecutables, multimedia interactivos, Con su interfaz gráfica se pueden añadir imágenes, textos y música a vídeos, crear listados y contenido web.

