

SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR  
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA  
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA

SEP  
SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA



## **“Análisis De Fallas En Aislamiento A Transformadores De Potencia De 75 MVA Zona Transmisión CFE Malpaso”**

### **Reporte De Residencia**

#### **ALUMNO:**

**AMILCAR ADIEL AZAMAR GUILLEN**

#### **ASESOR INTERNO:**

**M EN C. JULIO ENRIQUE MEGCHUN VÁZQUEZ**

#### **ASESOR EXTERNO:**

**ING. JULIO CESAR AGUILAR VÁZQUEZ**

AGOSTO-DICIEMBRE 2016

TUXTLA GUTIERREZ, CHIAPAS.

## INDICE

<b>1 Introducción.....</b>	<b>3</b>
1.1 Antecedentes.....	3
1.2 Estado Del Arte.....	3
1.3 Justificación.....	4
1.4 Objetivo.....	4
1.5 Metodología.....	5
<b>2 Fundamento teórico.....</b>	<b>5</b>
2.1 Teoría De Operación De Los Transformadores.....	5
2.2 Corriente De Magnetización En Un Transformador Real.....	7
2.3 Puntos Sobre La Corriente De Magnetización.....	7
2.4 Relación De Corriente En Un Transformador.....	9
2.5 Circuito Equivalente De Un Transformador.....	9
<b>3 Materiales Aislantes.....</b>	<b>11</b>
3.1 Clasificación De Aislamientos.....	11
3.2 Generalidades.....	12
3.3 Clasificación del papel aislante.....	13
3.4 Funciones del papel aislante.....	13
3.5 Especificaciones Del Aceite Aislante Para Transformadores De Potencia.....	14
<b>4 Tipologías De Fallas En Transformadores De Potencia.....</b>	<b>15</b>
4.1 Deterioro De Aislamiento En Transformadores.....	17
4.2 Sobretensiones En El Transformador.....	16
4.3 Problemática Y Fallas En Boquillas De Los Transformadores de Potencia.....	18
4.4 Fallas en boquillas por aislamiento eléctrico.....	20
4.5 Fallas por ruptura mecánica.....	21
4.6 Fallas por azufre corrosivo.....	21
4.7 Pruebas a transformadores de potencia.....	22
<b>5 Desarrollo.....</b>	<b>27</b>
5.1 Localización de la subestación elevadora.....	27
5.2 Dimensiones de los transformadores en la SE.....	29
5.3 Inventario de transformadores de potencia en la SE malpaso.....	31
5.4 Análisis De Falla.....	32
5.5 Inspección Visual.....	33
5.6 Pruebas Eléctricas al TP-5 fase C.....	36
5.7 Acciones correctivas.....	42
<b>6 Conclusiones.....</b>	<b>43</b>
<b>7 Bibliografía.....</b>	<b>44</b>

# 1. Introducción

## 1.1 Antecedentes

Los transformadores de potencia son elementos esenciales en la transmisión de energía eléctrica, consisten en aparatos estáticos con dos o más devanados, los cuales a través de inducción electromagnética, transforman un sistema de voltaje y corrientes alternas en otro sistema de voltajes y corrientes, usualmente de diferentes valores y con la misma frecuencia con el propósito de transmitir energía eléctrica. Sin estos dispositivos el transporte de energía a grandes distancias no sería factible debido a los costes económicos ocasionados por las pérdidas en las líneas de transmisión.

El aumento de capacidad de transformación en las subestaciones de potencia del sistema eléctrico nacional ha seguido una ruta paralela al plan de desarrollo del país y al avance tecnológico. El sector eléctrico ha sido históricamente la palanca de desarrollo para nuestro país, por lo cual se debe considerar estratégico para el desarrollo económico de México.

Durante la vida útil de los transformadores de potencia están expuestos a fallas internas por esfuerzos electromecánicos, provocados por cortos circuitos externos en la red eléctrica, sobretensiones por maniobras, descargas atmosféricas, contaminaciones externas e internas y sobrecargas.

Los transformadores de potencia dependen de la calidad de sus medios aislantes, estos medios aislantes se degradan con el paso de tiempo y pueden llegar a contaminarse, ocasionando fallas al transformador que implicarían costos en la reparación o reacondicionamiento de los mismos. Además es el componente al que se le debe cuidar en mayor grado, debido a la fragilidad de los mismos respecto a los demás elementos del equipo y por ser el primero en dañarse.

## 1.2 Estado Del Arte

La primera "bobina de inducción" fue inventada por el sacerdote Nicholas Joseph Callan en la Universidad de Maynooth en Irlanda en 1836. Callan fue uno de los primeros investigadores en darse cuenta de que cuantas más espiras hay en el secundario, en relación con el bobinado primario, más grande es el aumento de la tensión eléctrica.

Entre la década de 1830 y la década de 1870, los esfuerzos para construir mejores bobinas de inducción, en su mayoría por ensayo y error, reveló lentamente los principios básicos de los transformadores. Un diseño práctico y eficaz no apareció hasta la década de 1880, pero dentro de un decenio, el transformador sería un papel decisivo en la "Guerra De las Corrientes", y en que los sistemas de distribución de corriente alterna triunfaron sobre sus homólogos de corriente continua, una posición dominante que mantienen desde entonces.

En 1882, Lucien Gaulard y John Dixon Gibbs expusieron por primera vez un dispositivo con un núcleo de hierro llamado "generador secundario" en Londres, luego vendieron la idea a la compañía estadounidense Westinghouse Electric. También este sistema fue expuesto en Turín, Italia en 1884, donde fue adoptado para el sistema de alumbrado eléctrico.

Entre los visitantes a sus exposiciones estuvieron tres húngaros: Otto T. Bláthy, MaxDéri y Karl Zipernowski. Ellos mejoraron el diseño del transformador y en mayo de 1885, en la Exposición Nacional Húngara en Budapest presentaron lo que resultó ser el prototipo del sistema de iluminación que se utiliza hasta hoy en día.

En el transcurso del presente siglo ha habido una gran actividad de trabajo científico y desarrollo tecnológico para mejorar la eficiencia del funcionamiento de los transformadores. Este trabajo ha estado centrado en desarrollar mejores materiales para los núcleos, a fin de evitar pérdidas de energía que ocasionan el calentamiento del transformador.

Ahora bien, al aumentar la temperatura las características del material ferromagnético cambian y a la larga deja de ser ferromagnético, con lo que el núcleo del transformador ya no funciona eficientemente. Es por esto que se hizo un gran esfuerzo científico y técnico para evitar este calentamiento, lo cual se logró al sumergirlo en un líquido, por ejemplo, aceite.

### **1.3 Justificación**

Las principales razones para realizar el análisis de fallas de aislamiento en transformadores de potencia son la descripción de los factores responsables de la falla de dicho componente y así basados en esta determinación, la realización de acciones correctivas deberá iniciarse. Tales acciones pueden ser motivadas por una técnica mejorada aplicando la ingeniería.

### **1.4 Objetivo**

El objetivo principal de este “análisis de fallas en aislamiento a transformadores de potencia de 75 MVA” Es dar a conocer las causas que las provocaron y así tomar medidas preventivas para evitar que se repitan en otras acciones que tengan que ver con el uso de los transformadores.

#### **Objetivos específicos**

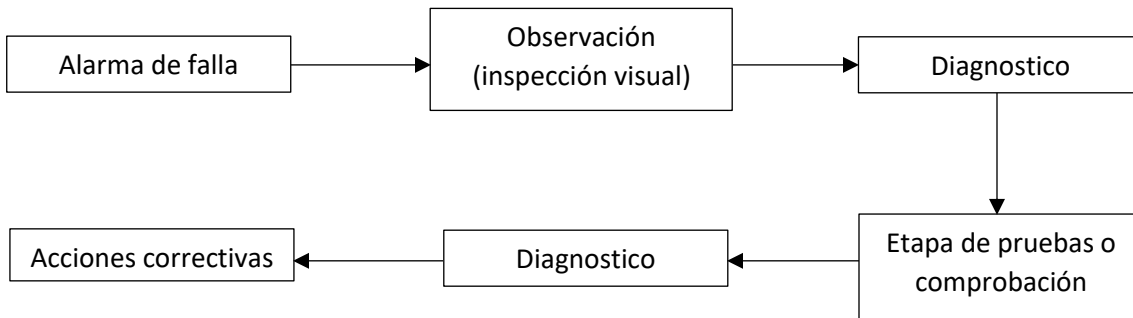
Identificar las fallas que se producen en los transformadores de potencia.

Determinar las causas que producen fallas en los transformadores de potencia

Exponer las pruebas realizadas a los transformadores de potencia

## 1.6 Metodología

En la figura 1.1 se muestra el proceso de detección de la falla y su seguimiento hasta las acciones correctivas.

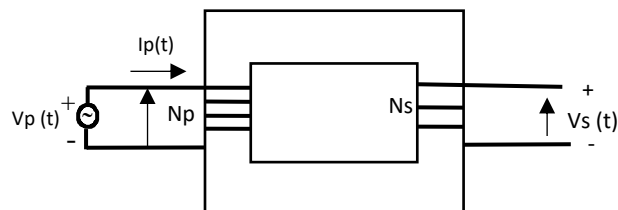


**Fig.1.1** Diagrama a bloques del análisis

## 2. Fundamento Teórico

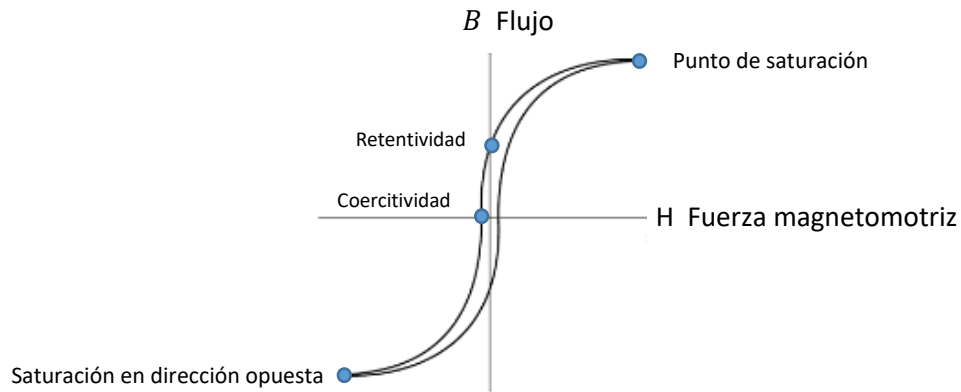
### 2.1 Teoría De Operación De Los Transformadores Reales Monofásicos

Los transformadores reales se pueden fabricar a partir de dos o más bobinas de alambre enrollado alrededor de un núcleo ferromagnético. Las características de un transformador real son muy parecidas a las de un transformador ideal, pero solo hasta un cierto punto.



**Fig. 2.1** Dibujo de un transformador real sin carga en el secundario.

En la **fig. 2.1** se puede observar un transformador que consta de dos bobinas de alambre enrollado alrededor del núcleo de un transformador. El devanado primario está conectado a una fuente de potencia de ca y el devanado secundario está abierto



**Fig. 2.2** curva de histéresis.

La base de la operación de un transformador se puede derivar de la ley de Faraday, donde  $\lambda$ <sup>1</sup> es el flujo concatenado en la bobina a través de la cual se induce el voltaje. El flujo  $\lambda$  concatenado es la suma del flujo que pasa a través de cada vuelta en todas las vueltas de la bobina:

El flujo concatenado total a través de una bobina no es exactamente  $N\phi$ , donde N es el número de vueltas en la bobina, puesto que el flujo que pasa a través de cada vuelta de la bobina es ligeramente diferente del flujo en las demás vueltas, lo cual depende de la posición de la vuelta dentro de la bobina.

Sin embargo, es posible definir el flujo promedio por vuelta en una bobina. Si el flujo ligado total en todas las vueltas de la bobina es  $\lambda$  y si hay N vueltas, entonces el flujo promedio por vuelta está dado por:

$$\bar{\phi} = \frac{\lambda}{N} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

$\bar{\phi}$  = flujo medio por vuelta.

$\lambda$  = flujo ligado en la bobina.

N = Número de vueltas.

Y la ley de Faraday se puede escribir de la siguiente manera:

$$v_e = N \frac{d\lambda}{dt} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

V = Voltaje inducido    N = Numero de vueltas     $\frac{d\lambda}{dt}$  = tasa de variación temporal del flujo magnético  $\Phi$

Mientras más pequeños sean los flujos dispersos del transformador, más exacta será la aproximación a la relación de voltajes del transformador ideal.

<sup>1</sup> Según J. Chapman  $\lambda$  (lambda) es el flujo ligado en la bobina a través de la cual se induce el voltaje.

## **2.2 Corriente de magnetización en un transformador real**

Cuando se conecta una fuente de potencia de ca a un transformador, la corriente fluye en su circuito primario, incluso si el circuito secundario está abierto. Esta corriente es la que se requiere para producir flujo en un núcleo ferromagnético real, consta de dos componentes:

1. la corriente de magnetización que es la que se requiere para producir el flujo en el núcleo del transformador.
2. La corriente de pérdidas en el núcleo que es la que se requiere para compensar la histéresis y las pérdidas de corrientes parásitas.

Si los valores de la corriente que se requiere para producir un flujo dado se comparan con el flujo en el núcleo en otros momentos, es posible hacer una gráfica de la corriente de magnetización del devanado en el núcleo.

## **2.3 Puntos sobre la corriente de magnetización:**

1.- La corriente de magnetización en el transformador es sinusoidal. Los componentes de las frecuencias más altas en la corriente de magnetización se deben a la saturación magnética en el núcleo del transformador.

2.- Una vez que el flujo pico alcanza el punto de saturación en el núcleo, un pequeño incremento en el flujo pico requiere un gran aumento en la corriente de magnetización pico.

3.- El componente fundamental de la corriente de magnetización atrasa  $90^\circ$  el voltaje aplicado al núcleo.

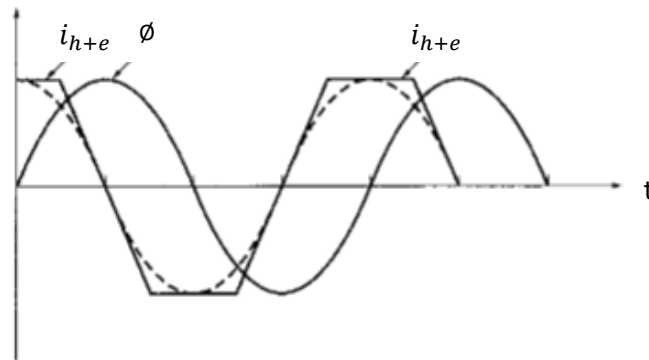
4.- Los componentes de las frecuencias más altas en la corriente de magnetización pueden ser bastantes grandes en comparación con el componente fundamental. En general, cuanto más fuerte sea el proceso de saturación en el núcleo, mayores serán los componentes armónicos.

El otro componente de la corriente de vacío en el transformador es la corriente que se requiere para compensar la histéresis y las corrientes parásitas en el núcleo. Es decir, la corriente de pérdidas en el núcleo.

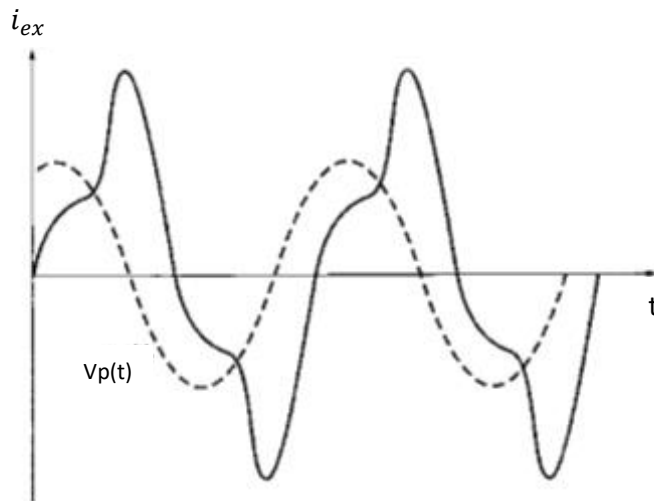
Ténganse en cuenta los siguientes aspectos referentes a la corriente de pérdidas en el núcleo:

- 1.- la corriente de pérdidas en el núcleo no es lineal debido a los efectos no lineales de la histéresis.
- 2.- la componente fundamental de la corriente de pérdidas en el núcleo está en fase con el voltaje aplicado.

La corriente total de vacío en el núcleo se llama corriente de excitación del transformador y es justamente la suma de la corriente de magnetización y la corriente de pérdidas en el núcleo<sup>2</sup>:  $i_{ex} = i_m + i_{h+e}$



**Fig.2.3** corriente de pérdidas en el transformador.



**Fig.2.4** corriente total de excitación en un transformador.

<sup>2</sup>  $i_{ex}$  = corriente total.  $i_m$  = corriente de magnetización.  $i_{h+e}$  = corriente de pérdidas. Stephen J. Chapman maquinas eléctricas tercera edición p.77-80.

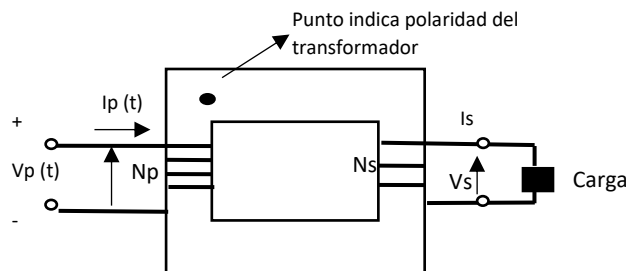


## 2.4 Relación De Corriente En Un Transformador Y Convección De Puntos

Supóngase ahora que se conecta una carga al secundario del transformador, como se muestra en la fig. 2.5

Al igual que en el transformador ideal, los puntos ayudan a determinar la polaridad de los voltajes y las corrientes en el núcleo sin tener que examinar físicamente los devanados. El significado físico de la convección de puntos es que una corriente que fluye hacia el extremo de un devanado marcado con un punto produce una fuerza magnetomotriz positiva, mientras que una corriente que fluye hacia el extremo de un devanado no marcado con un punto produce una fuerza magnetomotriz negativa.

Por lo tanto, dos corrientes que fluyen hacia los extremos marcados con un punto de sus respectivos devanados producen fuerzas magnetomotrices que se suman. Si una corriente fluye hacia el extremo de un devanado marcado con un punto, entonces las fuerzas magnetomotrices se cancelan entre sí.



**Fig. 2.5** Dibujo de un Transformador real con una carga conectada a su secundario.

## 2.5 Circuito equivalente de un transformador.

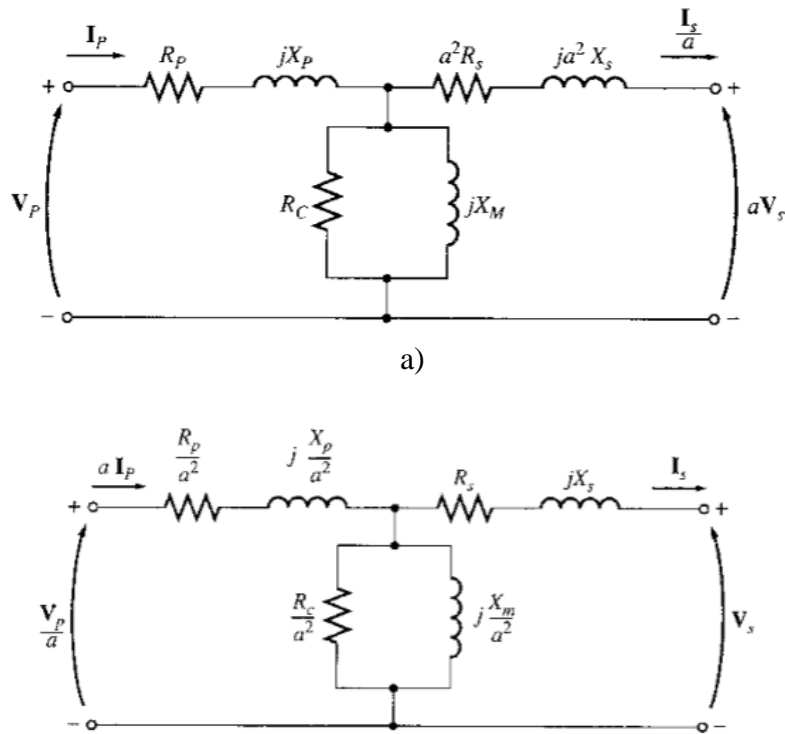
Las pérdidas que ocurren en los transformadores reales deben tenerse en cuenta en cualquier modelo aproximado del transformador. Los principales ítems que deben tenerse en cuenta para la construcción de tal modelo son:

- 1.- pérdidas en el cobre: son pérdidas por calentamiento resistivo en los devanados primario y secundario del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la corriente en los devanados.
- 2.- pérdidas por corrientes parasitas: pérdidas por el calentamiento resistivo en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.
- 3.- pérdidas por histéresis: están relacionadas con los reordenamientos de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada semiciclo, son una función compleja no lineal del voltaje aplicado al transformador.

4.-flujo disperso: los flujos que se escapan del núcleo y pasan únicamente a través de uno de los devanados del transformador son flujos dispersos. Esta fuga de flujos produce una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria.

Los modelos de transformador mostrados son, con frecuencia, más complejos que lo requerido en la práctica para obtener buenos resultados. Para facilitar más la labor en el cálculo de tensiones y corrientes cuando los transformadores están involucrados, se suele recurrir a su sustitución por un circuito equivalente que incorpore todos los fenómenos físicos que se producen en un transformador real<sup>3</sup>.

Es posible determinar experimentalmente los valores de las resistencias e inductancias del modelo del transformador. Una aproximación adecuada para estos valores se puede lograr con solo dos ensayos: la prueba de circuito abierto y la prueba de corto circuito.



**Fig. 2.6** a) modelo de transformador referido al primario.  
b) modelo de transformador referido al secundario<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> Stephen J. Chapman Maquinas Eléctricas Tercera Edición P.85.

<sup>4</sup> Fig. 2.6 Stephen J. Chapman Maquinas Eléctricas Tercera Edición P.85-86.

### 3 Materiales aislantes en transformadores de potencia

En este apartado se describen las características de los materiales aislantes sólidos y líquidos, que usualmente se utilizan en los transformadores de potencia. Se señalan los requerimientos que deben cumplir los aislamientos para su correcta selección y uso.

#### 3.1 Clasificación de Aislamientos

Los aislamientos proporcionan la separación dieléctrica entre dos conductores, que se encuentran a diferente potencial en el circuito eléctrico del transformador. Básicamente, el sistema aislante de un transformador está compuesto de papel aislante impregnado en aceite, el cual tiene una alta rigidez dieléctrica. También se utilizan, aunque en menor proporción, otros materiales como la resina epóxica con fibra de vidrio, la porcelana y los aceites sintéticos.

En la actualidad, los transformadores modernos utilizan otros productos aislantes como el hexafluoruro de azufre (SF6) y los aceites vegetales, por citar dos ejemplos. Los materiales aislantes se pueden clasificar de acuerdo con sus características térmicas y se utilizan letras del alfabeto asociadas a la máxima temperatura que pueden operar, como se muestra a continuación:

Clase de Aislamiento	Máxima temperatura de operación (°C)
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180

**Tabla 3.1** clasificación de materiales aislantes<sup>5</sup>.

La humedad, la temperatura, la contaminación química, el efecto corona y los esfuerzos dieléctricos y mecánicos, afectan seriamente el comportamiento de los materiales aislantes y acortan su vida útil.

Los esfuerzos dieléctricos en el aislamiento son provocados por la aplicación del voltaje normal de operación, o por condiciones transitorias de origen externo. Estas últimas las generan las descargas atmosféricas, las operaciones de maniobra, o condiciones de falla en

---

<sup>5</sup> Tabla. 3.1 Manual De Transformadores Y Reactores De Potencia, Tomo I, Segunda Edición. P.24.

otros componentes del sistema. Estas sobretensiones generan severos esfuerzos dieléctricos, que pueden producir la falla de los aislamientos si se sobrepasan los límites de diseño.

Al sufrir un deterioro progresivo, los aislamientos del transformador generan gases, donde pueden ocurrir descargas parciales y provocar fallas a largo plazo. Sin embargo, la detección temprana de fallas incipientes, permite a los ingenieros de mantenimiento llevar a cabo las acciones correctivas necesarias, para evitar precisamente fallas catastróficas que pudieran poner en riesgo al personal y a otros equipos de la subestación.

Para garantizar la operación correcta de los transformadores, se realizan pruebas a los aislamientos, ya sea en fábrica o en sitio. En fábrica, como una medida del control de calidad y en sitio, para garantizar la integridad del sistema aislante del transformador.

### 3.2 Generalidades

La calidad y condición del sistema aislante aceite-papel, determina la vida útil del transformador y para su selección es importante considerar los siguientes factores:

a)	Tipo de fabricación del transformador	Acorazado o columna
b)	Aplicación; medio ambiente de operación	Potencia, elevador o reductor; intemperie o interior
c)	Sobre elevación de temperatura y tipo de enfriamiento	Sumergido en aceite, con aire o aceite forzado, con respiración a la atmósfera con desecador de aire, con tanque conservador o con tanque sellado con bolsa de neopreno
d)	Nivel básico de impulso	En función del voltaje de operación de cada uno de los devanados

**Tabla 3.2** *factores a considerar para la calidad del sistema aislante<sup>6</sup>.*

Los fabricantes de transformadores proporcionan un tratamiento especial a los materiales aislantes, para optimizar su resistencia dieléctrica, lograr la resistencia mecánica más adecuada y poderlos operar a la mayor temperatura posible, sin acelerar su envejecimiento.

**Aislamientos sólidos.-** Utilizados como aislamiento en los transformadores son básicamente, papel y *pressboard*. El papel es un producto natural que se obtiene de la celulosa. Algunos de los materiales utilizados en sistemas aislantes son:

<sup>6</sup> Tabla 3.2 Manual De Transformadores Y Reactores De Potencia, Tomo I, Segunda Edición. P.25.

- Cartón prensado (pressboard) y papel *Kraft*. Se utilizan para proporcionar el aislamiento entre el núcleo y las bobinas, y entre fases. La presentación del material es en tubos cilíndricos o en láminas.
- Revestimientos de barniz para la laminación del núcleo, orgánico e inorgánico.
- Papel manila o papel pescado, que se utiliza en las trasposiciones del conductor de las bobinas.

### 3.3 Clasificación Del Papel Aislante.

**Papel Kraft.-** Está compuesto al 100% de pulpa de madera sulfatada y construido por una o varias capas adheridas entre sí. Cuando el espesor del papel es de 0.6 mm o menor, se utiliza un recubrimiento resistente a la acción de líquidos aislantes. Cabe mencionar que sólo existe un tipo de papel Kraft de excelente calidad:  $\frac{3}{4}$  Tipo PM-100 - Compuesto al 100% de pulpa de madera sulfatada

**Cartón prensado (Pressboard).-** Puede obtenerse con el 100% de pulpa de madera sulfatada, o bien con el 50% de algodón y el resto de pulpa de madera sulfatada. Se construye con una o varias capas adheridas entre sí. En espesores mayores a 0.8 mm, se utiliza un pegamento resistente a la acción de líquidos aislantes. Existen dos tipos de este papel:  $\frac{3}{4}$  Tipo CM-100 - Compuesto al 100% de pulpa de madera sulfatada  $\frac{3}{4}$  Tipo CM-50 - Compuesto al 50% de algodón y 50% de pulpa de madera sulfatada.

### 3.4 Funciones Del Aceite Aislante En Transformadores

El aceite aislante en un transformador tiene las siguientes funciones:

- a) actúa como aislante eléctrico
- b) actúa como refrigerante
- c) protege los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

**Tipos De Aceite Aislante.-** Existen dos tipos de aceites aislantes: los aceites sintéticos y, los derivados del petróleo.

#### -Aceites sintéticos:

**Bifenilos policlorados:** son compuestos sintéticos no flamables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico producen mezclas gaseosas, son estables y difíciles de destruir, son contaminantes ambientales y tóxicos. Además producen acné por contacto o disturbios al hígado o riñones por inhalación de sus gases<sup>7</sup>.

Los más comunes son el tricloro difenil, pentacloro difenil y el triclorobenceno. **Actualmente su uso está prohibido, por lo que la CFE requiere confinarlos para su destrucción posterior.**

---

<sup>7</sup> NOTA: Los generadores de productos o residuos que contengan PCB deberán ser almacenados por un periodo máximo de un (1) año, al término del cual deberán exportarlo a un país con capacidad para eliminarlos ya sea por incineración o tratamiento físico-químico-biológico.

### -Aceites derivados del petróleo:

**Aceite nafténico:** Se deriva de un crudo especial que tiene muy bajo contenido de n-parafinas (ceras). Este aceite tiene un punto bajo de escurrimiento, no necesita ser desparafinado (eliminar cera) y no requiere el uso de depresores de escurrimiento.

**Aceite parafínico:** Se deriva de un crudo con alto contenido de n-parafinas (ceras) naturales. Estas parafinas deben ser liberadas de los aceites. Para alcanzar un nivel bajo de escurrimiento, se requiere añadir un depresor al aceite.

### 3.5 Especificaciones Del Aceite Aislante.

aparición visual	brillante sin sólidos en suspensión
densidad relativa a 20°C/4°C	0.865 a 0.910mm
viscosidad a 38.7°C	10.4mm/s máx. (60 SU,s)
tensión interfacial a 25+1°C	40mN/m (dinas/cm) min.
temperatura de inflamación a 750mmHg	145°C min.
color ASTM	máximo 1
temperatura escurrimiento	-26°C máx.
numero de neutralización mg KOH/g ACEITE	0.03 máx.
cloruros y sulfatos	Negativos
azufre libre y corrosivo	no corrosivo
Azufre total	0.10% máx.
Carbonos aromáticos	6% min
Envejecimiento acelerado Numero de neutralización Deposito en %	1.10 máx.
Tensión de ruptura eléctrica Electrodos planos (2.54mm) Electrodos semiesféricos	30 kv min 20 kv min
Factor de potencia 60 HZ A 25°C A 100°C	0.50 máx. 0.3% máx.
contenido de agua	10 ppm

**Tabla 3.3** Especificaciones Del Aceite Aislante.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Manual De Transformadores Y Reactores De Potencia, Tomo I, Segunda Edición. P.74.

## 4 Tipologías de fallas En Transformadores De Potencia

El transformador de potencia es una máquina que se encuentra expuesto a distintos tipos de falla. Lógicamente, requiere cuidados y atención, pero se puede decir que son mínimos en comparación con los equipos que contengan partes en movimiento. Por otra parte, cuando el transformador falla, generalmente se tienen consecuencias graves para el sistema, de ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros.

TIPOLOGIA DE FALLA	CAUSAS
AISLAMIENTO	ERRORES DE INSTALACION ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO
ELECTRICA	DESCARGAS ELECTRICAS SWITCHEOS (MANIOBRAS) SOBRETENSIONES DINAMICAS
TERMICA	FALLAS EN EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO SOBRECORRIENTES
MECANICA	ESFUERZOS DEBIDOS A SOBRETENSIONES SISMOS O TERREMOTOS IMPACTO DE OBJETOS EXTRAÑOS NIEVE O HIELO

**Tabla 4.1** *Tipologías De Fallas Y Causas*<sup>9</sup>.

Las fallas se pueden presentar en distintas zonas del transformador: fallas internas y fallas externas.

**Fallas internas:** pueden ser subdivididas en dos grupos:

- a) fallas incipientes.
- b) fallas eléctricas severas.

a) **Fallas incipientes:** son aquellas que en su etapa inicial no son severas, pero pueden evolucionar y dar lugar a fallas mayores si no son nulificadas rápidamente, de este tipo son las fallas siguientes:

-Fallas en aislamiento de los tornillos de sujeción de las laminaciones y del aislamiento superficial de las mismas, forman trayectorias en las que se presentan corrientes de Foucault en planos perpendiculares a la dirección del flujo magnético. Estas corrientes pueden provocar arqueado limitado dentro del aceite con desprendimiento de gases inflamables.

---

<sup>9</sup> Tabla.4.1 Manual De Transformadores Y Reactores De Potencia, Tomo I, Segunda Edición. P.105-107.

-Puntos calientes por conexiones de alta resistencia, aislamientos defectuosos o en cuestiones mecánicas por su torque y en los embobinados con producción de arqueo eléctrico.

-Fallas en el sistema de enfriamiento, nivel bajo de aceite u obstrucción del flujo de aceite, las cuales causaran puntos calientes en los devanados con el consecuente deterioro de su aislamiento.

**b) Fallas eléctricas severas.** Son del siguiente tipo:

-Arqueo entre un devanado y el núcleo del tanque, debido a a sobre tenciones causadas por descargas atmosféricas, fallas externas o maniobras de apertura-cierre de interruptores.

-Arqueo entre devanados o entre espiras contiguas de capas diferentes de un mismo devanado, debido a la misma causa anterior o por movimiento de los devanados bajo la acción de fuerzas electromagnéticas durante cortos circuitos externos

-Fallas en los contactos de cambiadores de derivaciones produciéndose calentamiento localizado (puntos calientes) o cortocircuitado de vueltas ente derivaciones.

**Fallas externas:** son fallas que se presentan de las terminales del transformador hacia el sistema, pudiendo ser estas:

- a) Sobre corrientes, debidas a sobrecargas o corto circuitos.
- b) Sobre tenciones.

Las sobrecargas en los transformadores, si se presentan de manera excesiva producen deterioros en los aislamientos y fallas subsecuentes, por lo que es necesario tener indicadores de temperatura con alarma de tal forma que indique oportunamente cuando los límites permisibles de temperatura se están excediendo.

Los cortos circuitos externos en los transformadores solo se encuentran limitados por la impedancia del transformador, de manera que si el valor de la impedancia es pequeño, la corriente de corto circuito puede resultar excesiva y producir al transformador esfuerzos mecánicos debido a los esfuerzos magnéticos que a su vez originan desplazamientos en bobinas o fallas en las conexiones.

Las sobre tensiones a que puede estar sometido un transformador son ocasionadas por descargas atmosféricas. Estos voltajes se presentan en forma de un impulso caracterizado por una inmediata elevación a su valor máximo de cresta y de un rápido descenso a cero. El



efecto es mayor sobre el aislamiento del transformador a medida que la elevación de tensión es más rápida y su descenso más lento.

Además de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, un transformador puede verse sometido a sobretensiones severas originadas cada vez que ocurre un cambio en la topología del sistema, como es el caso de las maniobras de switcheo o cuando se presentan fallas.

#### **4.1 Deterioro del aislamiento en transformadores**

El aislamiento sólido debe protegerse contra absorción de humedad y contra temperaturas excesivas. Hay dos cualidades principales que se aprovechan en el aislamiento sólido de los transformadores: la rigidez dieléctrica y la resistencia mecánica.

La resistencia mecánica se va reduciendo paulatinamente aún bajo condiciones de trabajo normales, pero la velocidad de este envejecimiento se duplica aproximadamente por cada 8°C de incremento en la temperatura de los materiales.

La rigidez dieléctrica no se ve afectada por esta disminución en la resistencia mecánica, sino hasta que el aislamiento se vuelve frágil y se agrieta, este agrietamiento puede producirse cuando el transformador se somete a excesivo esfuerzo mecánico (cortos circuitos externos, traslados o choques mecánicos)

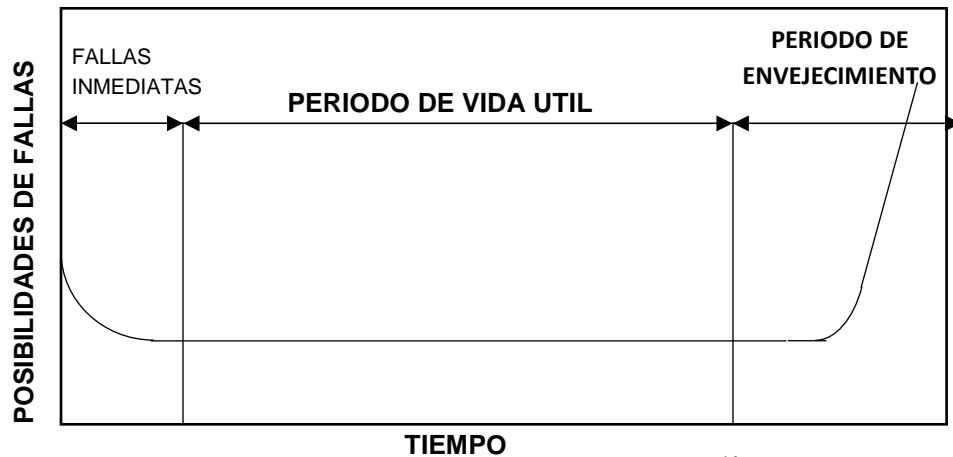
#### **4.2 Sobretensiones en el transformador**

Las sobre tensiones que puede estar sometido un transformador en operación son ocasionadas por descargas atmosféricas, estos voltajes que se presentan en la forma de un impulso caracterizado por una rapidísima elevación a su valor máximo o de cresta, y un lento descenso a cero.

El efecto es mayor sobre el aislamiento del transformador a medida que la elevación de tensión es más rápida y su descenso es más lento.

Las características de construcción del transformador determinan su comportamiento eléctrico bajo el efecto de las descargas atmosféricas, en especial, si el diseño del transformador no es cuidadoso en este sentido, se representan oscilaciones resonantes internas durante el periodo de descenso del impulso aplicado

En la fig.4.1 se muestra la curva estadística de la vida útil de los transformadores. Ella se puede observar que el equipo, después de pasar un periodo de mortalidad infantil reduce sus posibilidades de falla y pasa a una etapa de estabilidad llamado periodo de vida útil. Posteriormente el equipo entra en la etapa de envejecimiento por lo que crecen las posibilidades de falla.



**Fig. 4.1** *Curva De Vida-Muerte Típica*<sup>10</sup>.

### 4.3 Problemática Y Fallas En Boquillas De Los Transformadores de Potencia.

La problemática y fallas en boquillas de transformadores de potencia es muy diversa, debido a las diferentes marcas, tensión y corriente de operación, así como los diseños de fabricación de estas boquillas, ya que se tienen marcas de boquillas: Mitsubishi, Anfatec, ABB, Passoni Villa, Micafil, Haefely Trench, Brush Switchgear LTD entre otras y cada una de ellas tienen distintos modelos y particularidades de diseño, pero su construcción básica es la misma como es: Parte activa del núcleo, Aislamiento secundario, Colilla y Aislador.

Para la fabricación de la parte activa o núcleo, existen diversas tecnologías, como son:

- OIP papel impregnado en aceite
- RBP papel devanado con resina
- RIP papel impregnado en resina

El aislamiento secundario de la boquilla, es la que se encuentra entre el espacio que existe entre la parte activa y el aislador o envolvente, y puede ser:

- Aceite
- Gas (SF6)
- Relleno de material seco (poliuretano)

En su gran mayoría las boquillas en transformadores de potencia utilizados en transmisión, el aislamiento secundario es aceite dieléctrico. El material de la colilla puede ser:

- Porcelana.
- Resina Epoxica

<sup>10</sup> Fig.4.1 Manual De Transformadores Y Reactores De Potencia, Tomo I, Segunda Edición. P.88.

Y el aislamiento externo de la boquilla puede ser:

- Porcelana.
- Aislamiento Compuesto (hule silicón)

Tres causas de falla principales en la boquilla:

- Pérdida de la hermeticidad.
- Falla en el aislamiento eléctrico.
- Fallas por rupturas mecánicas.

La pérdida de hermeticidad puede ser debida a diversas causas como son: deterioro de las soldaduras, degradación de los empaques de hule, etc.

Esta pérdida de hermeticidad ocasiona inicialmente el ingreso de humedad el cual reacciona con el aceite y es absorbido por el papel de la parte activa de la boquilla, esa humedad es acumulada con el tiempo, oxidando al aceite (aislamiento secundario), degradando sus características dieléctricas, adicionalmente la carga del transformador, que se traduce en corriente eléctrica, y sumado con la temperatura ambiente, ocasiona que el papel y el aceite se caliente teniendo con ello la migración de la humedad contenida en el papel hacia el aceite.

Esta humedad es mezclada en el aceite, al enfriarse la boquilla esta humedad es nuevamente absorbida por el papel, este ciclo continua hasta que la cantidad de agua es suficiente para reducir las distancias dieléctricas en la colilla de la boquilla y ocasionar una falla.



**Fig. 4.2** *Perdida De Hermeticidad, Falla De Los Empaques, Boquilla Llena De Aceite S.E Ticul II.*

#### 4.4 Fallas en boquillas por aislamiento eléctrico

La parte activa de la boquilla tiene como función la graduación capacitiva del campo eléctrico, en condiciones normales de operación, la corriente que circula en ella es muy pequeña, pero la falla de esta graduación capacitiva puede tener consecuencias catastróficas, ocasionando explosión e incendio en la boquilla y en algunos casos incendio en el transformador.

La graduación capacitiva del campo eléctrico se ve afectada por lo regular por un mal aterrizamiento en el tap capacitivo o corrosión por sulfatación de este tap, ocasionando que los foils capacitivos se vean expuestos a una tensión mayor a la diseñada, teniendo con ello un deterioro en estos.

Otra de las causas en que se ven afectado la graduación capacitiva de las boquillas es el mal almacenamiento de estas, debido a que si se encuentran acostadas, el colchón de nitrógeno que tiene las boquilla se ubican directamente en el papel, ocasionando resequedad en este,

Cuando se pone en operación dicha boquilla y el aceite no ha impregnado suficientemente bien el área reseca ocasiona que existe una permisividad distinta en el papel, ocasionando concentración de campo en esta área específica y teniendo con ello un deterioro en los foils de la boquilla.

Otro problema en el aislamiento ocurre en lugares de alta contaminación donde pueden ocurrir arqueos externos que en algunos casos pueden dañar la boquilla o en el devanado propio del transformador, por las sobretensiones que se tienen al momento de la falla.

Por lo que la capacitancia no debe variar más de 2% y el factor de potencia hasta 0.5 a 20°C, por lo que es importante dar seguimiento a la tendencia de los valores de puesta en servicio con los actuales. Una de las pruebas a futuro para diagnosticar boquillas será la espectroscopia dieléctrica.



**Fig. 4.3** *Corrosión por sulfatación ocasiona que los foils capacitivos se vean expuestos a una tensión mayor a la diseñada.*

#### 4.5 Fallas por ruptura mecánica

Desde el punto de vista mecánico, se considera también que las boquillas son el elemento más débil de los transformadores de potencia, cuando existen sismos se ven sometidas a estos esfuerzos mecánicos, la porcelana puede llegar a fracturarse debido a esfuerzos de flexión que doblan la porcelana por arriba de su límite elástico.

Si estos esfuerzos son tangenciales transmitidos por el conductor al cual se encuentran conectados y la base se encuentra sólidamente cementada a las bridas se impide el desplazamiento de la porcelana, lo que provoca su ruptura.

Adicionalmente si la boquilla no se rompe los empaques inferiores de la boquilla se salen, ocasionando fuga de aceite hasta vaciarse la boquilla.



**Fig. 4.4** *Boquilla dañada por sismo en manzanillo*

#### 4.6 Fallas por azufre corrosivo

Una de las problemáticas y fallas que se tiene en transformadores de potencia en el proceso de transmisión, es el azufre corrosivo que tiene el aceite dieléctrico.

La razón de que estos equipos presentan esta problemática es el tipo de aceite que se adquirió por tener un inhibidor para evitar la oxidación en el aceite, y este inhibidor es el DBDS (dibenzildisulfuro), el cual en altas tensiones con altas temperaturas de operación del equipo actúa como catalizador, reaccionando el azufre con el cobre de los devanados, formando sulfuro de cobre y este a su vez, se deposita en el papel aislante de los devanados, ocasionando reducción de las distancias dieléctricas entre espiras, y teniendo como consecuencia una falla en devanados.



**Fig. 4.5** *Azufre corrosivo en el cobre*

#### **4.7 Pruebas a transformadores**

Las pruebas normalizadas que se aplican a los transformadores para vigilar su comportamiento y condiciones de operación son:

**Resistencia De Aislamiento (Megger):** tiene como finalidad verificar que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como comprobar la no inadecuada conexión entre sus devanados y tierra para avalar un buen diseño del producto y que no exista defectos en el mismo.

Normas de referencia:

Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en las normas: IEE C57.12.90-1993 IEEE Standard test code for liquid – immersed distribution, power, and regulating Transformers and IEEE guide for short – circuit testing of distribution and power Transformers.3 IEEE 43 – 1974.

Procedimiento de prueba:

- La temperatura de los devanados y del líquido aislante deben estar cercanos a 20° C.
- Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.
- Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.
- Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.

Deben seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición dependiendo del que se trate teniéndose como mínimas las siguientes:

Megger analógico. Primeramente se debe seleccionar el voltaje de prueba de acuerdo a la tabla 2.5 que son las recomendaciones del fabricante ya que no se cuenta con normas publicadas que contengan una especificación más detallada:

Voltaje nominal de referencia (V)	Voltaje de prueba (V)
Menos de 115	250
115	250 o 500
230	500
460	500 o 1000

**Tabla4.2** *Voltaje de prueba para diferentes voltajes de referencia.*

**Factor De Potencia:** tiene como finalidad verificar el estado y comportamiento de los aislamientos, su degradación, contaminación y envejecimiento. Se puede realizar con cualquier equipo, como MEU, M2H, otros.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de 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 atravesará 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.

Normas de referencia:

IEEE 62-1995 - "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators and Reactors."

Procedimiento de prueba:

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga del mismo en Volts - Amperes. El Factor de Potencia se calcula dividiendo los Watts entre los Volts - Amperes y el resultado se multiplica por 100.

- Colocar el instrumento de prueba sobre una base firme y nivelada a una distancia tal del equipo a probar que permita el buen manejo de los cables de prueba.
- El transformador a probar deberá aislarse totalmente de los buses o barras, líneas y la superficie de las boquillas deben de estar limpias y secas.
- Desconectar los neutros de los devanados al sistema de tierras
- Preferentemente efectue las pruebas cuando la humedad relativa sea menor a 75%

**Líquido Aislante** tiene como finalidad verificar su estado, degradación contaminación y envejecimiento. Además de las pruebas de FP, resistividad y rigidez dieléctricas, se deberán realizar pruebas de cromatografía y análisis Físico-Químico.

Norma de referencia:

NMX-J-123-ANCE-2008 Aceites Minerales Aislantes Para Transformadores-Especificaciones, Muestreo Y Métodos De Prueba.

Procedimiento de prueba:

El método de Doernenburg utiliza gases combustibles presentes en el aceite y usa dos relaciones entre gases para el análisis ( $\text{CH}_4/\text{H}_2$ ) y ( $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ). Este método unifica dos tipos de diagnóstico, el primero basado en concentraciones independientes de cada gas y el segundo en la combinación de relaciones.

Método de Roger: se basa en tres relaciones entre los cinco gases principales formados por la descomposición del aceite de acuerdo a su aparición: Hidrógeno ( $\text{H}_2$ ), Metano ( $\text{CH}_4$ ), Acetileno ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ), Etileno ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ) y Etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ). El método de Roger considera que la concentración de Etano proporciona información para diferenciar los problemas térmicos en varias categorías.

Este método basa su diagnóstico con el empleo de las concentraciones de sólo tres gases Metano, Etileno y Acetileno. Considerando que la suma de las concentraciones de estos tres gases representa un 100%, se calculan nuevos porcentajes de participación para cada uno de estos gases.

**Corriente De Excitación** Esta prueba se usa para evaluar las condiciones de la estructura magnética del núcleo, fallas en el aislamiento entre vueltas o desperfectos en el cambiador de derivaciones para transformadores de potencia con capacidad mayor o igual a 5 MVA. Estas condiciones resultan en un cambio en la reluctancia efectiva del circuito magnético, afectando la corriente que se requiere para obtener un flujo magnético específico a través del núcleo.

La magnitud de la corriente de excitación depende del nivel de tensión, del número de vueltas, de las dimensiones del núcleo y devanado excitado, en general de las condiciones tanto geométricas como eléctricas que existen en el transformador. Cuando un devanado tiene una o varias vueltas en cortocircuito, este se comporta como si tuviera una menor cantidad de vueltas, lo cual incrementa la corriente de excitación.



Norma de referencia:

NMX-J-169-ANCE-2015 transformadores y autotransformadores de distribución y potencia- métodos de prueba; norma referida en la NOM-002-SEDE-2010.

Procedimiento de prueba:

Realizar la prueba mediante la medición de la corriente que resulta al aplicar la tensión en uno de los devanados del transformador con los otros en circuito abierto. En transformadores trifásicos, realizar la prueba de forma monofásica en cada una de las fases independientemente. Realizar la prueba aplicando una tensión entre 500v y 10 000v sin exceder la tensión nominal del devanado.

**Relación De Transformación:** tiene como finalidad verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador están dentro de la tolerancia

Normas de referencia:

Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en las normas: IEEE C57.12.90-1993 “IEEE Standard test code for liquid – immersed distribución, power, and regulating ransformers and IEEE guide for short – circuit testing of distribution and power transformers”.

Procedimiento de prueba

Existen 3 métodos de prueba para la determinación de la relación de transformación: El método del voltímetro. El método de comparación. El método del puente. La presente especificación está referida al método del puente para conocer la relación ya que es el método más preciso de los 3 y no se requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo.

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap´s) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o % de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los tap´s y para todo el devanado.

Para la medición con el TTR se debe seguir el circuito básico de la figura 1, cuando el detector DET está en balance, la relación de transformación es igual a  $R / R1$ .

**Resistencia Óhmica De Devanados:** Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.; ésta prueba nos detecta esos puntos.

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.

Esta prueba tiene la finalidad de verificar la Resistencia Óhmica de los Devanados.

Con su aplicación se detectan los falsos contactos y espiras en corto circuito al compararse con los datos anteriores en caso de no tenerlos considerarlos como iniciales.

Norma de referencia:

NMX-J-169-ANCE-2015 transformadores y autotransformadores de distribución y potencia- métodos de prueba; norma referida en la NOM-002-SEDE-2010

Procedimiento de prueba:

La corriente utilizada en la medición, no deberá exceder 15 % de la corriente nominal del devanado bajo prueba, lo anterior permitirá evitar errores por calentamiento de los conductores. Las terminales de voltímetros, deberán ser independientes de las terminales del amperímetro y deberán conectarse tan cerca como sea posible de las terminales del devanado a medir.

Las lecturas de los instrumentos, deberán tomarse hasta que las agujas se hayan estabilizado. Se deberán tomar cuando menos tres lecturas, tanto de corriente como de voltaje, y el promedio de las resistencias calculadas de estas mediciones deberá considerarse como la resistencia óhmica del devanado.

## 5. Desarrollo

### 5.1 Localización De La Presa Hidroeléctrica Nezahualcóyotl.

La presa hidroeléctrica Nezahualcóyotl (malpaso), se encuentra ubicada en el cauce del río Grijalva entre los municipios de Berriozábal y Tecpatan en el noreste del estado de Chiapas, esta presa tiene una capacidad de 1,080 mega watts de energía eléctrica.

Su construcción inicio en 1958 y su terminación fue en el año de 1966, esta presa fue la primera y la más importante obra realizada en la cuenca del río Grijalva.



**Fig. 5.1** presa hidroeléctrica Nezahualcóyotl vista vía satélite.

La subestación elevadora cuenta con 18 transformadores de potencia de 75 mva más 3 de reserva de diferentes marcas los cuales son monofásicos debido a que permiten una mayor flexibilidad de operación, en caso de una falla sólo se ve afectada una unidad, la cual puede reemplazarse con la unidad de reserva.

En el caso de un transformador trifásico, la unidad completa se ve afectada, debido a que la falla contamina el aceite, y las bobinas de las fases inicialmente no involucradas también se ven afectadas, por lo que es necesario sustituir la unidad completa.

Es por ello que la subestación elevadora cuenta con 6 bancos de transformación cada banco contiene tres transformadores de potencia monofásicos.

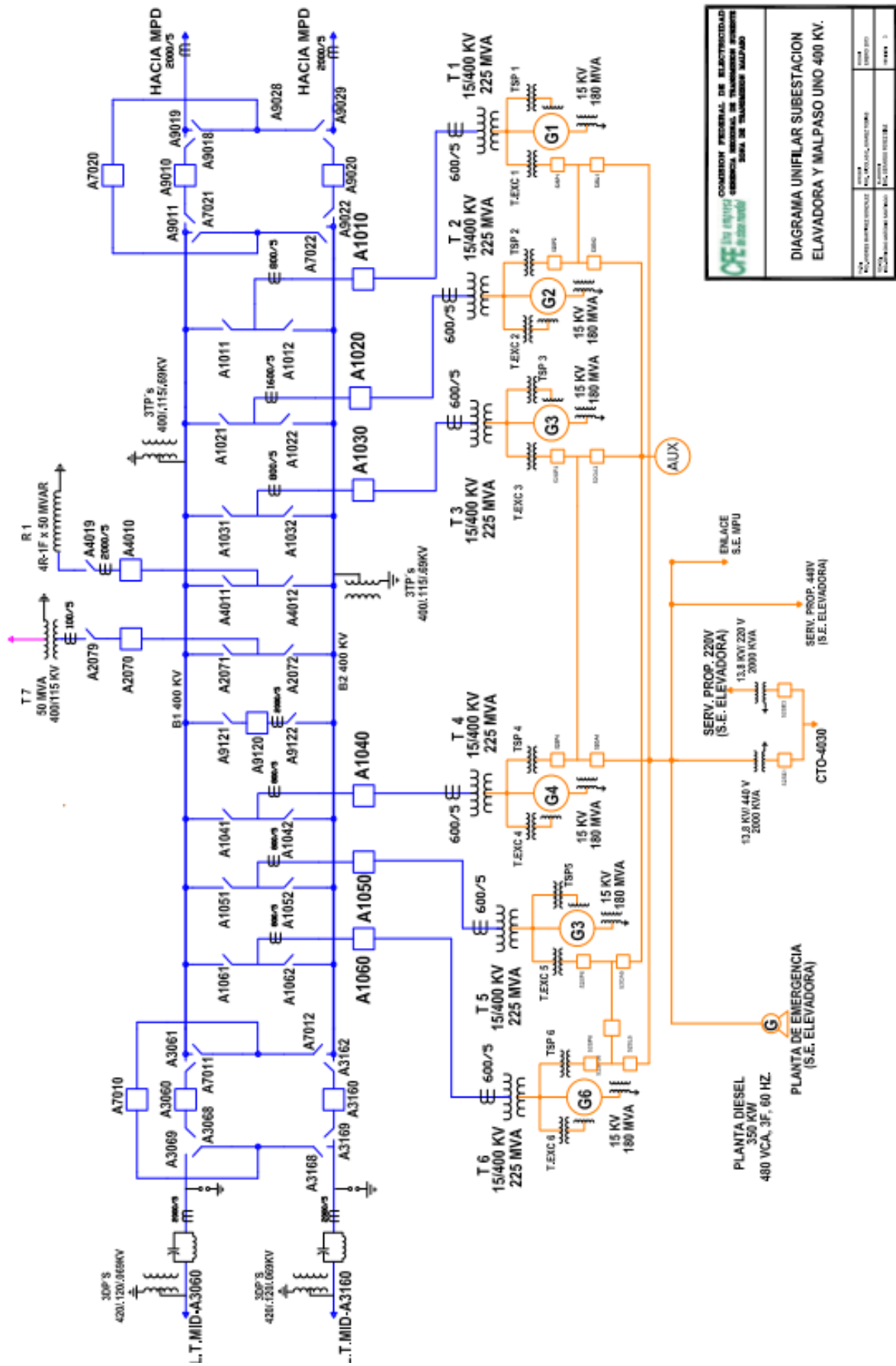


Fig.5.2 Diagrama unifilar subestación elevadora y malpaso uno 400kv

## 5.2 Dimensiones De los Transformadores

Las medidas varían dependiendo de las marcas de los transformadores

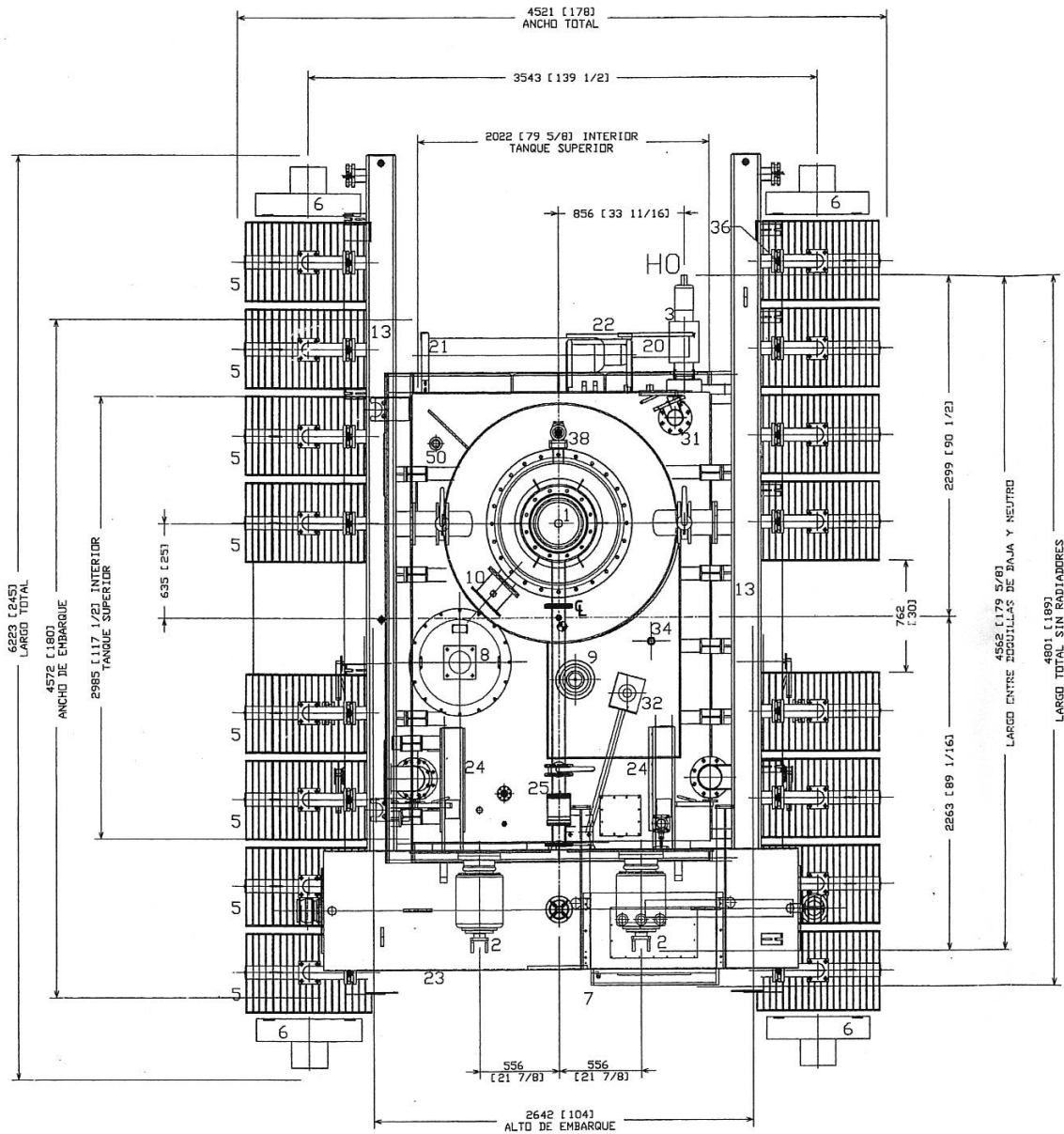


Fig. 5.3 Vista superior de transformador marca IEM de 75 MVA

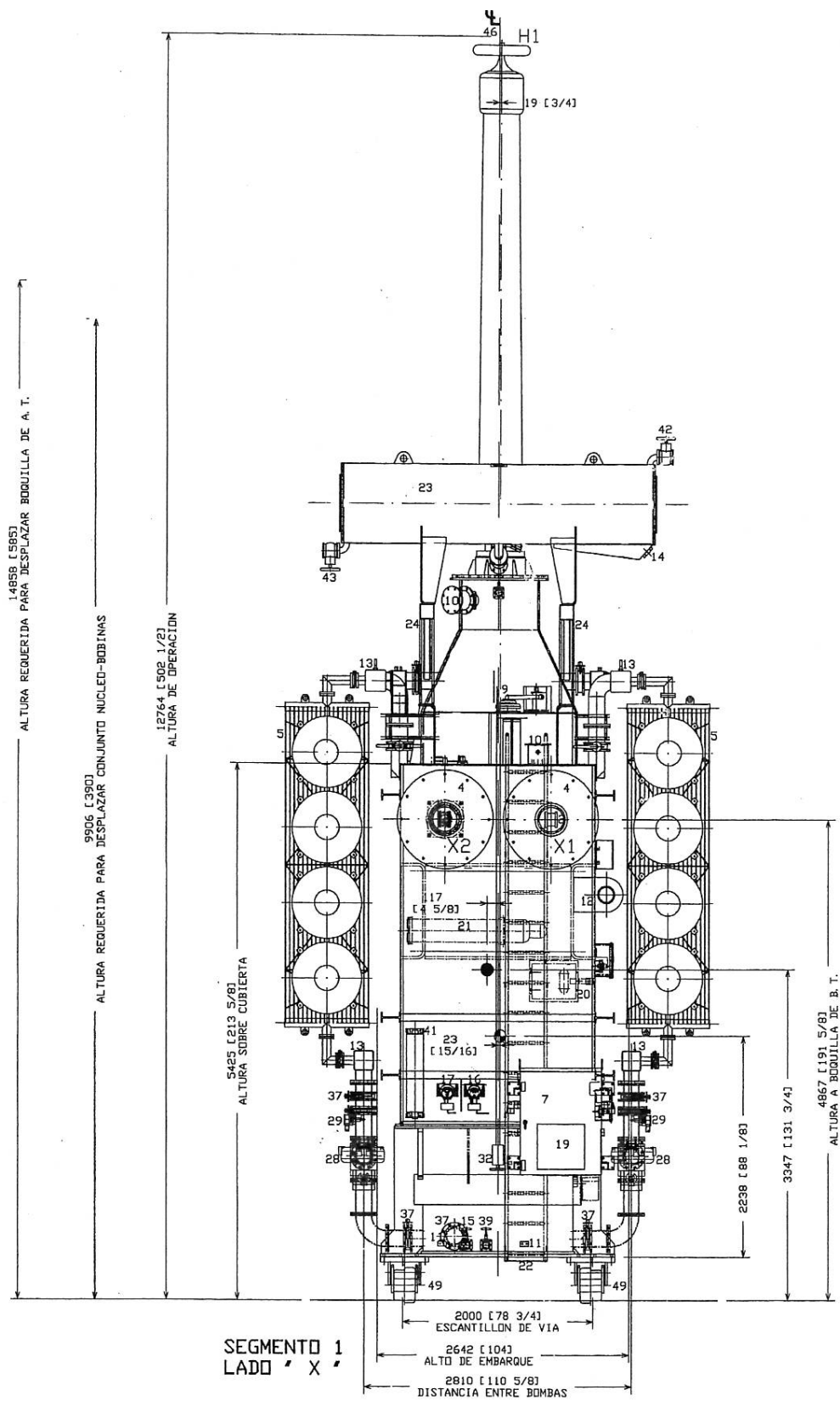


Fig. 5.4 Vista Trasera Del Transformador Marca IEM De 75 Mva

### 5.3 Inventario De Transformadores De Potencia De En La Subestación Elevadora Malpaso

MARCA	NOMENCLATURA DEL EQUIPO	RELACION DE TRANSFORMACION	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION	NUMERO DE FASES	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO
IEM	T1 FA	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	10/08/2010
MITSUBISHI	T1 FB	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	01/08/1968
MITSUBISHI	T1 FC	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	01/08/1968
MITSUBISHI	T2 FA	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	01/08/1968
IEM	T2 FB	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	17/12/2012
MITSUBISHI	T2 FC	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	01/08/1968
IEM	T3 FA	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	15/06/2006
MITSUBISHI	T3 FB	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	01/08/1968
IEM	T3 FC	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	10/11/1996
IEM	T4 FA	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	29/01/2011
MITSUBISHI	T4 FB	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	01/08/1968
MITSUBISHI	T4 FC	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	01/08/1968
MITSUBISHI	TR 1-4	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	01/08/1968
MITSUBISHI	TR 1-4	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	01/08/1968
PARSONS PEEBLES	T5 FA	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	08/02/1978
PARSONS PEEBLES	T5 FB	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	08/02/1978
PARSONS PEEBLES	T5 FC	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	08/02/1978
FERRANTI-PACKARD	T6 FA	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	15/06/2002
PARSONS PEEBLES	T6 FB	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	08/02/1978
PARSONS PEEBLES	T6 FC	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	08/02/1978
PARSONS PEEBLES	TR 5-6	400/15 KV	75 MVA	MONOFASICO	02/08/1978

TABLA 5.1 Transformadores de potencia en subestación elevadora

#### 5.4 Análisis De La Falla

El 30 de septiembre del 2014 a las 19:50 horas en la zt malpaso al estar rodando y excitando la unidad numero 5 dentro de su proceso de sincronización con cuchillas e interruptor abierto operan las protecciones: SEL-551 NT (Sobre corriente del neutro de transformador), 87GT Diferencial de grupo (generador-transformador), 63D Sobrepresión T5 F-C, 63BH Buchholz T-5 F-C y Corriente de falla 23,400 amperes.

#### Características del transformador T-5 fase c

**Marca:** PARSON PEEBLES

**Fecha de fabricación:** 1975

**Enfriamiento:** FA/FOA/FOA

**Serie:** 44148

**Litros de aceite:** 30,000 L

**Frecuencia:** 60 Hz

**Tensión:** 15/400 kv

**Fecha pta. en servicio:** 1978

**Devanado:** ACORAZADO

**Impedancia:** 8.23 ohm

**Capacidad:** 75 MVA

**Altitud:** 1000 MSNM



**Fig. 5.5** Transformador de unidad No. 5 fase C



## 5.5 Inspección visual

Con fecha 30 de septiembre 2014 se realizó inspección visual y física al transformador de potencia T-5 Fase “C”, se tomaron dos muestras de aceite aislante para la prueba de cromatografía de gases con el equipo portátil de la marca KELMAN,

Para realizar la prueba de cromatografía de gases se realizan el siguiente procedimiento:

### Procedimiento de muestreo

- 1.- La brida de la válvula de muestreo del aparato se quita y el orificio de salida se limpia con tela que no suelte hilos para eliminar todo el polvo. Se conecta entonces la jeringa y se abre la válvula de muestreo principal
- 2.- Se gira la válvula de tres vías para tirar un litro de aceite.
- 3.- La válvula de tres vías se gira para que entre aceite a la jeringa lentamente, de tal manera que la presión empuje el embolo.
- 4.- La válvula de tres vías se gira entonces para tirar el aceite contenido en la jeringa (**fig.**) empujando el embolo hasta vaciarla, verificando que la superficie interna de la jeringa y el embolo estén impregnadas de aceite y no contenga residuos o cuerpos extraños.
- 5.- Repetir paso 3.
- 6.- se cierra la válvula de la jeringa para que no exista flujo de aceite. La válvula de muestreo del transformador se cierra.
- 7.- la muestra se etiqueta.

Después de haber tomado la muestra en la jeringa, esta se lleva al equipo portátil para obtener resultados satisfactorios o inadecuados.



**Fig.5.6** llenado de la jeringa mediante presion.



**Fig.5.7** Tirando el aceite contenido en La jeringa.

### **Conexión del contenedor de la muestra al equipo portátil:**

- 1.-Coloque el imán del agitador magnético en la botella y enrosque el tapón firmemente.
- 2.-Coloque la botella en el soporte del panel superior.
- 3.-Conecte el medidor de temperatura en el enchufe del panel superior.
- 4.-Conecte los tubos de entrada y salida del gas, usando las conexiones de compresión.



**Fig.5.8** *Conexiones listas en el equipo para la inyección y análisis de la muestra.*

### **Inyección y análisis de la muestra:**

El análisis deberá llevarse a cabo tan pronto como sea posible después de obtenerse la prueba.

- 1.-Conecte la pieza macho de la válvula de rápida extracción a la válvula de la llave de paso de la jeringa.
- 2.-Conecte la jeringa a la botella para muestras:
  - Empuje hacia abajo el anillo exterior del conector hembra que hay en el tapón de la botella.
  - Introduzca firmemente el conector macho en la jeringa.
  - Extraiga el anillo exterior de la terminación hembra para cerrar la conexión.
- 3.-Abra la válvula de la llave de paso de la jeringa (pero cierre el brazo lateral) e inyecte la muestra de aceite empujando el embolo de manera constante.
- 4.-tras 5 segundos, empuje hacia abajo el anillo de la conexión hembra de la válvula de rápida extracción y extraiga la jeringa.
- 5.-los resultados aparecerán en la pantalla del PC. Siga las instrucciones de la pantalla para ver, almacenar e imprimir los archivos.

6.-desconecte el medidor de temperatura y los conectores de compresión, y extraiga la botella.

7.-seleccione apagar, cuando lo indique la pantalla, apague el aparato y desconéctelo de la red eléctrica.



**Fig.5.9** Muestras de aceite del transformador.



**Fig.5.10** Inyectando la muestra de aceite en el equipo.

### Resultado de la cromatografía de gases.

Hidrogeno (ppm)	Dióxido de carbono(ppm)	Monóxido de carbono(ppm)	Etileno (ppm)	Etano (ppm)	Metano (ppm)	Acetileno (ppm)
2,423	5,068	673	1979	209	793	1,609

**Tabla 5.2** resultado de la cromatografía de gases.

Analizando las pruebas se encontró una alta concentración de acetileno en el aceite aislante indicando falla por arco de alta energía.

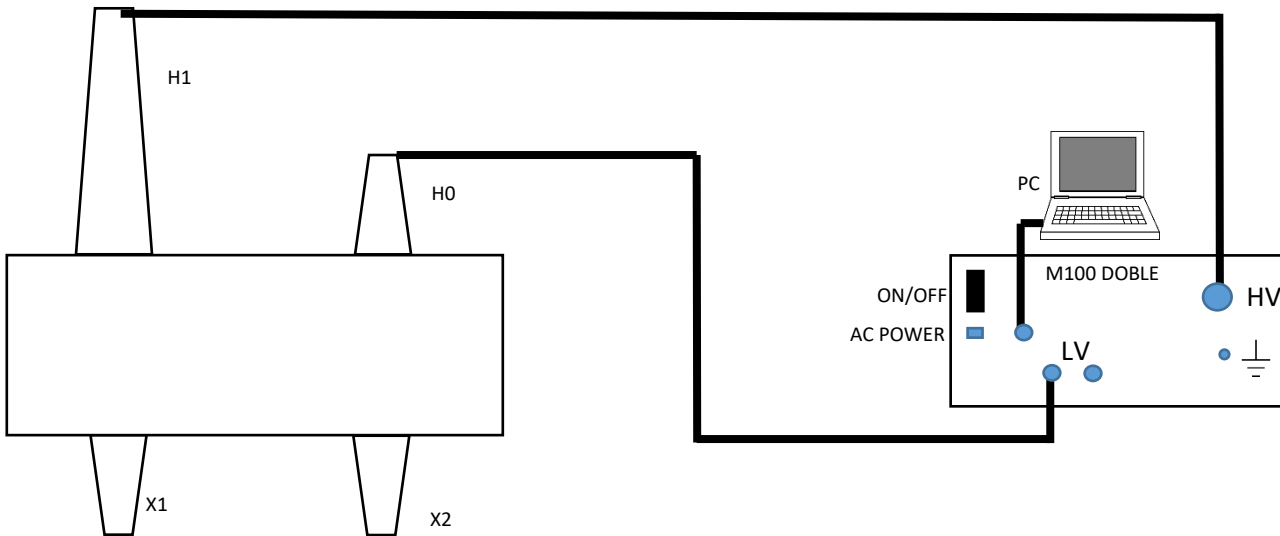


**Fig. 5.11** Equipo portátil para cromatografía de gases marca KELMAN.

## 5.6 Pruebas eléctricas al TP-5 F-C

Del 01 al 03 de octubre del 2014 se realizaron pruebas de protocolo al transformador de potencia para verificar la simetría y descartar falla interna del transformador dando los siguientes resultados:

**CORRIENTE DE EXITACION:** Corriente de excitación se inyecta 10 kv en modo ust con un tiempo de prueba de 5 min. H1H0 sin corto, X1X2 sin corto.

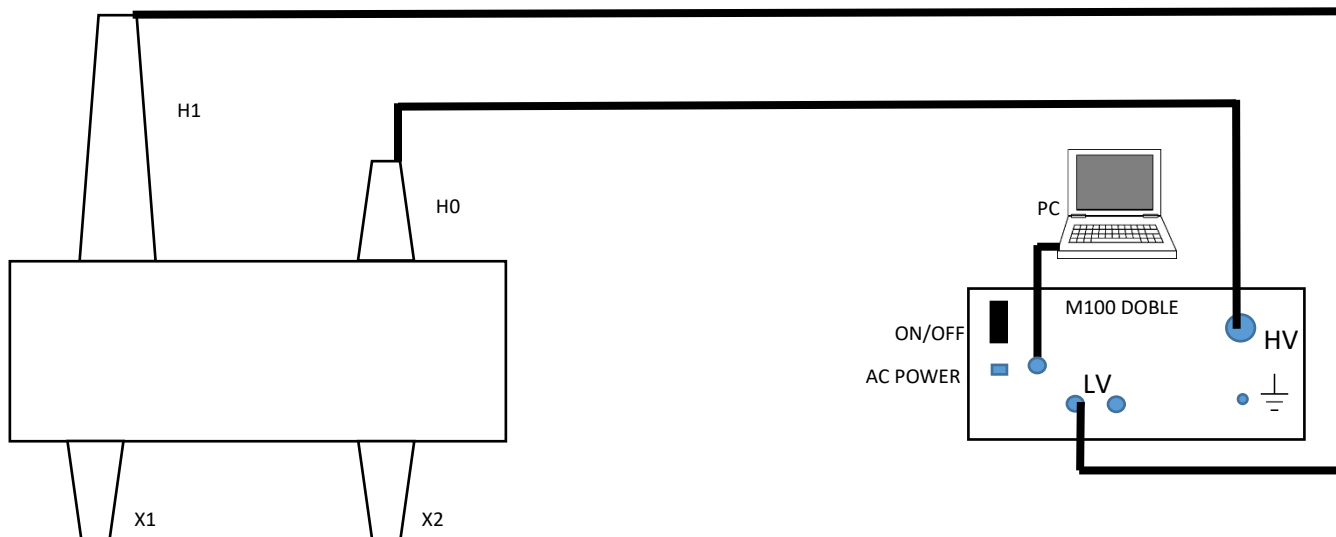


**Fig 5.12** conexión para realizar la prueba de corriente de excitación en modo ust(H1-H0).



**Fig. 5.13** equipo de pruebas M4100 de la Doble.

Prueba invertida:

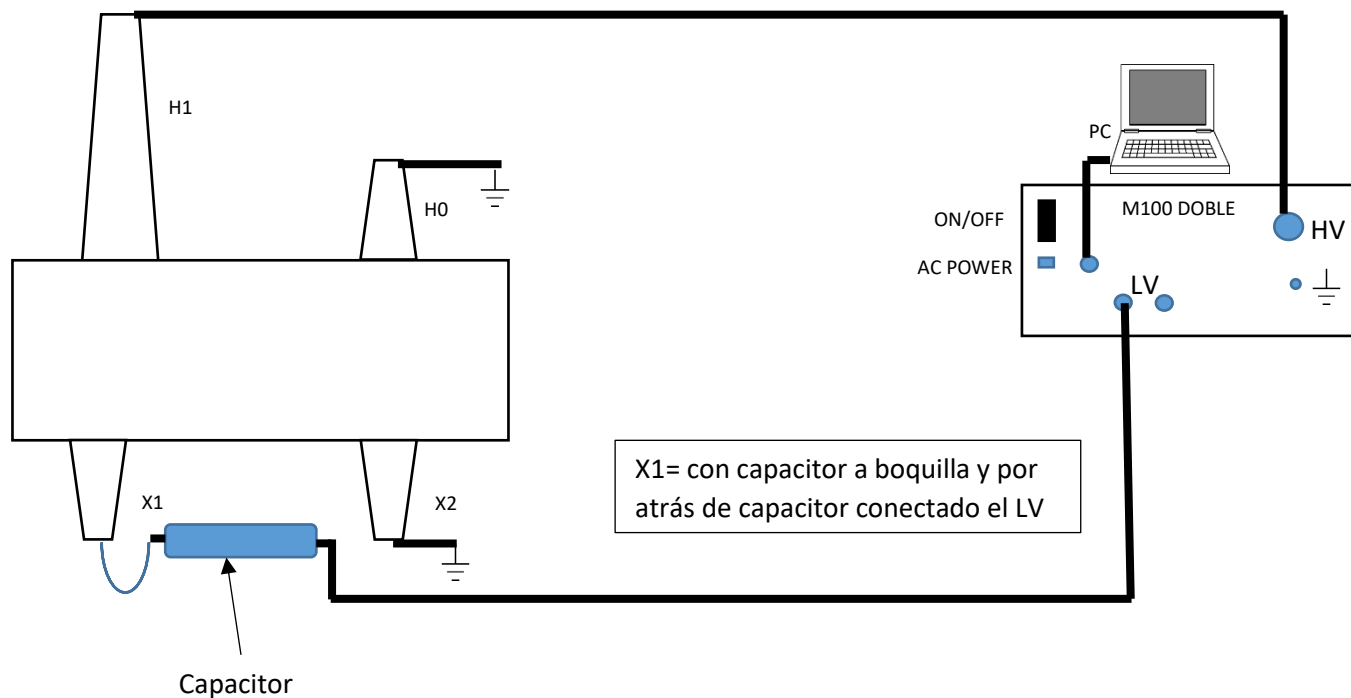


**Fig.5.14** conexión para realizar la prueba de corriente de excitación en modo ust invertida (H0-H1).

Fecha	Corriente de excitación	
	H1-H0 (mA)	H0-H1 (mA)
<b>21/04/1997</b>	35.75	35.85
<b>01/10/2001</b>	38.6	38.8
<b>02/03/2005</b>	36.57	36.23
<b>13/04/2011</b>	30.45	30.25
<b>12/06/2014</b>	36.99	36.97
<b>02/10/2014</b>	38.5	38.54

**Tabla 5.3** resultados de pruebas de corriente de excitación al devanado de alta.

RELACION DE TRANSFORMACION:



**Fig. 5.15** conexión para realizar la relación de transformación usando el equipo M100 doble con un capacitor en LV.

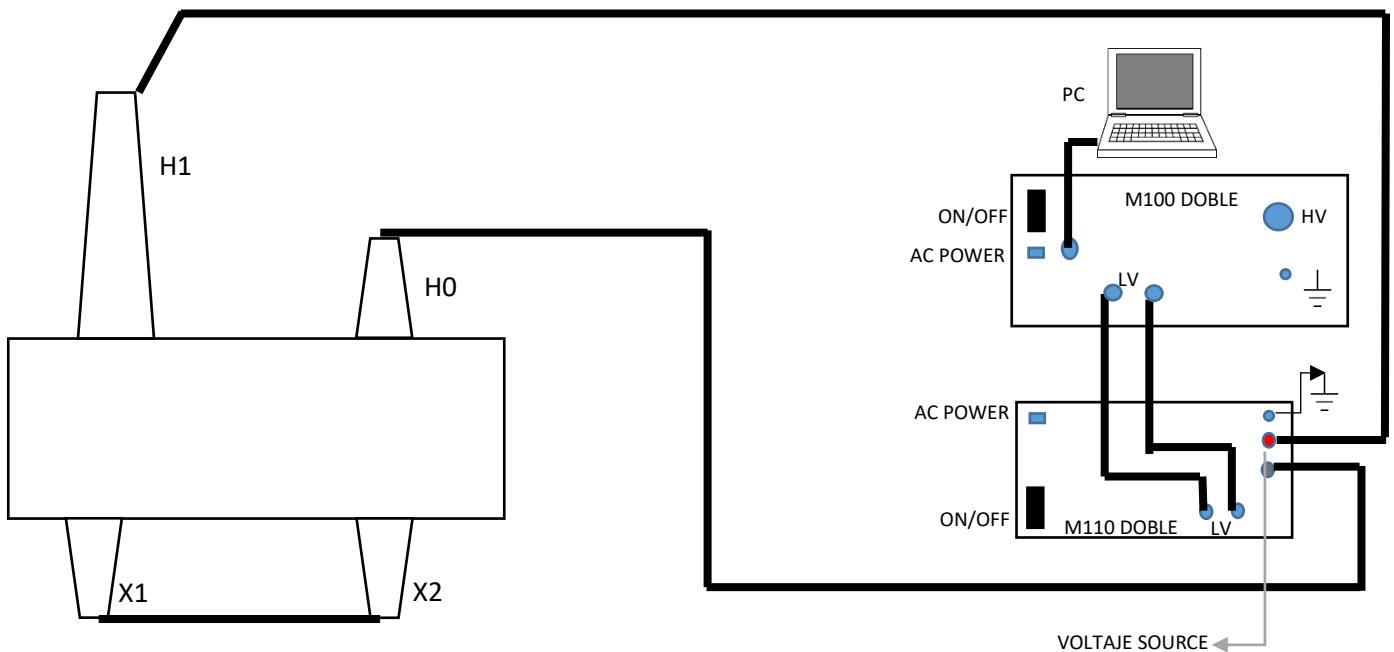


**Fig. 5.16** conectando a tierra boquilla H0.

Fecha	Relación de Transformación (TTR).		TAP. PROBADO
	TEORICA	MEDIDA. FASE C	
21/04/1997	15.3964	15.389	(3)NOMINAL
01/10/2001	15.3964	15.3945	(3)NOMINAL
02/03/2005	15.3964	15.319	(3)NOMINAL
12/06/2014	15.3964	15.397	(3)NOMINAL
02/10/2014	15.3964	15.388	(3)NOMINAL

Tabla 5.4 Pruebas de relación de transformación en Tap 3.

REACTANCIA DE DISPERSIÓN:



X1X2 corto-circuito

Fig. 5.17 conexión para realizar la reactancia de dispersión usando M100 Doble y M110 Doble.

Fecha	Reactancia de dispersión OHMS	
	IMPED	REACT
02/03/2005	58.34	58.31
12/06/2014	58.903	58.645
02/10/2014	58.41	58.35

**Tabla 5.5** resultados de pruebas de reactancia de dispersión

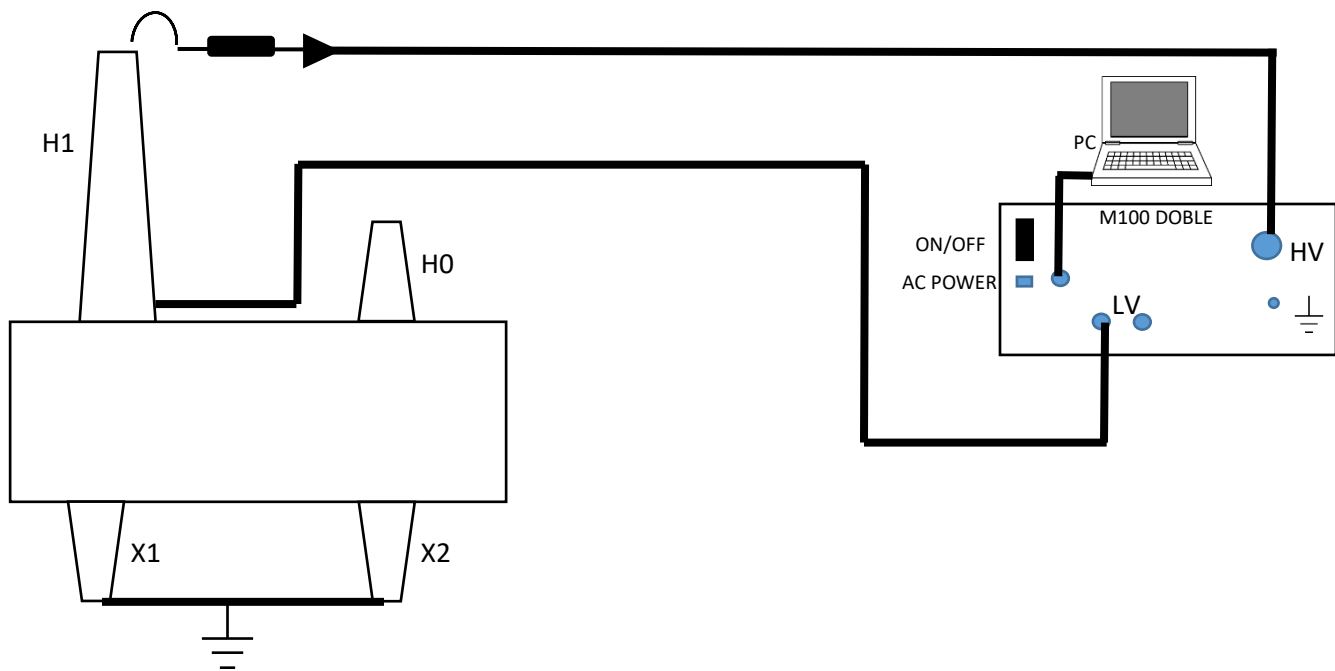
Estos resultados muestran que no se presenta ninguna deformación o corto circuito entre espiras ya que los resultados fueron satisfactorios.

Durante el proceso de pruebas al realizarse la capacitancia a las boquillas H1 y H0 se observaron valores fuera de norma por lo que se realizó inspección interna al transformador, observando una anomalía en la boquilla de alta tensión H1:

Medición capacitiva C1:

Modo de prueba	KV	LV	HV	⏏
UST	10	TAP CAPACITIVO	H1	X1 X2 EN CORTO

**Tabla 5.7** modo de prueba.



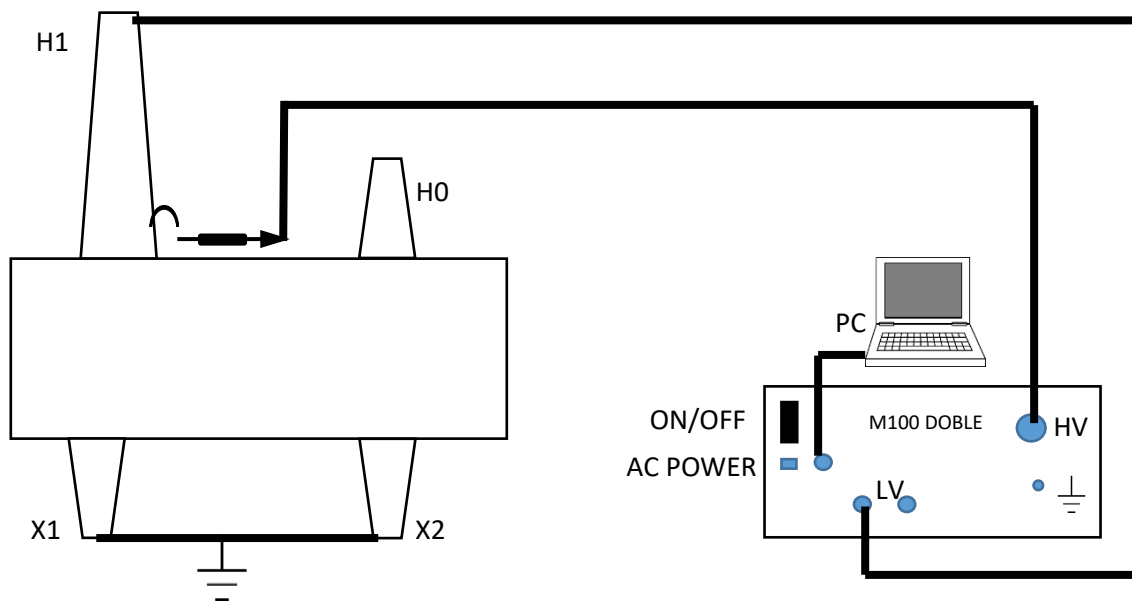
**Fig. 5.18** conexión para realizar medición capacitiva C1 lado de alta H1.



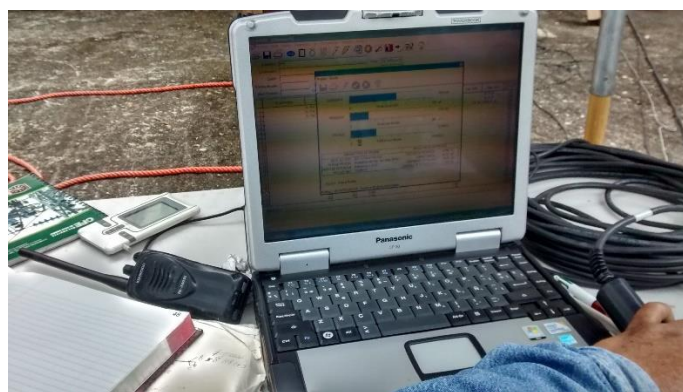
Medición capacitiva C2:

Modo de prueba	KV	LV	HV	⏏
GSTguard	0.5	H1	TAP CAPACITIVO	X1 X2 EN CORTO

**Tabla 5.8** *Modo de prueba*



**Fig. 5.19** *conexión para realizar medición capacitiva C2 lado de alta H1.*



**Fig. 5.20** *prueba en marcha.*

En la imagen se puede apreciar evidencia de un arco eléctrico entre La terminal de conexión interna de la Pantalla de la boquilla y la pared del Tanque del transformador Se determinó retirar de servicio el Transformador T-5 fase C y sustituir Por el de reserva.



**Fig.5.21** Arco eléctrico en transformador T-5 fase C

### 5.7 Acciones Correctivas

Se procedió a desmontar la boquilla dañada y a reemplazar por otra de las mismas características y así poner lo más pronto en servicio al transformador T-5 fase C

Un inconveniente fue que no se encontraba la refacción de boquilla en la zona por lo que se boletínó a nivel nacional para verificar la existencia, disponibilidad y traspaso, localizando una pieza en la subestación Minatitlán dos por lo que se procedió al traslado de la refacción e instalación en el transformador T-5 fase C.



**Fig.5.22** Maniobra para colocar la boquilla.

Las boquillas se deben maniobrar con mucho cuidado y dependiendo si el montaje es vertical o no, se deben estibar adecuadamente de acuerdo a las instrucciones del fabricante.

Actividades realizadas durante la maniobra:

- Evaluación, diagnóstico y pruebas del transformador fallado Fase C,
- Maniobras, traslado y retiro de nicho del transformador de la Fase C hacia otra plataforma,
- Maniobra traslado e instalación del transformador de Reserva en lugar de la Fase C,
- Montaje de la boquilla H1 en el transformador de la Fase C,
- Secado del devanado a alto vacío del transformador de la Fase C,
- Llenado con aceite aislante nuevo bajo vacío al transformador de la Fase C,
- Sustitución de la protección mecánica, Buchholz y Válvula de sobrepresión, y mantenimiento a pasamuros del sistema de enfriamiento del transformador de la Fase C.
- Modificación de torretas de las boquillas H0 en Fases A y B, y bridas de la Fase C,
- Sustitución de boquillas H0, en las Fases A, B y C.
- Pruebas eléctricas a las 3 Fases A, B y C con personal de LAPEM,
- Pruebas de Alarmas y disparos de las Protecciones propias del Transformador en las tres fases,
- Rodado, excitado, y sincronizado la unidad 5 al Sistema,

## **6 Conclusión**

El análisis en las fallas que ocurren en los transformadores de potencia son de gran importancia ya que con los resultados obtenidos y las observaciones realizadas se pueden llegar a las causas que dieron origen a tales fallas, como en el caso del transformador unidad 5 fase C (T-5 Ø C )

En la falla del T-5 Ø C se puede observar las técnicas de evaluación y diagnóstico empleadas demostrando que se está implementando un protocolo adecuado. Las pruebas realizadas a los transformadores deben de ser hechas por el equipo adecuado y por personal capacitado ya que esto da mayor confiabilidad en los resultados de las pruebas.

El mantenimiento preventivo de los transformadores de la subestación elevadora es esencial para un alargamiento de su vida útil. Ya que la mayoría de los transformadores están en su periodo de envejecimiento, las fallas producidas en estos equipos pueden ser atribuidas al deterioro de su sistema de aislamiento.

## **7 Bibliografía**

- Manual De Transformadores Y Reactores De Potencia, Tomo I, Segunda Edición.
- Libro De Instrucciones IEM
- Estadística De Fallas De Transformadores De Potencia, Reactores De Potencia Y Transformadores De Instrumento 1999-2008
- Marrull, Fernando. Operación Y Mantenimiento De Transformadores De Potencia. Universidad Tecnológica Nacional 2009.
- Procedimiento de pruebas eléctricas establecidas en el ámbito de subestación en la GRTS (Gerencia Regional de Transmisión Sureste).
- Enrique Harper, Gilberto. Transformadores, ed. Limusa, 2006
- Stephen J. Chapman, maquinas eléctricas tercera edición.