

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

**ESCUELA DE POSGRADO**

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA  
ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“PROPUESTA DE UN MODELO DE GESTION EFICIENTE PARA  
OPTIMIZAR EL SECADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE  
60 KV O MÁS, CASO UNACEM SAA”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN  
INGENIERIA ELECTRICA CON MENCIÓN EN GERENCIA DE  
PROYECTOS DE INGENIERIA**

**Herbert Junior Grados Espinoza**

**Pedro Antonio Sánchez Huapaya**

**Callao, 2017**

**PERÚ**



## HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO

### MIEMBROS DEL JURADO

DR. : FERNANDO JOSÉ OYANGUREN RAMÍREZ	PRESIDENTE
MG : JULIO CÉSAR BORJAS CASTAÑEDA	SECRETARIO
MG : HUGO FLORENCIO LLACZA ROBLES.	MIEMBRO
MG : JORGE ELÍAS MOSCOSO SÁNCHEZ	MIEMBRO
DR : SANTIAGO LINDER RUBIÑOS JIMENEZ	ASESOR

N° DE LIBRO	:	01
FOLIO	:	064
FECHA DE APROBACIÓN	:	octubre 20, 2017
RESOLUCIÓN DIRECTORIAL	:	034-2017-UPG-FIEE

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

INDICE

TABLAS DE CONTENIEDO

RESUMEN

ABSTACT

Capítulos I

<b>I. PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	<b>6</b>
1.1 Identificación del problema .....	6
1.2 Formulación del problema .....	7
1.3 Objetivos de la investigación.....	7
1.4 Justificación .....	8
<b>II. MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>9</b>
2.1 Antecedentes del estudio .....	9
2.2 Bases teóricas.....	10
2.2.1 Transformador.....	10
2.2.2 Estructura general de un transformador .....	12
2.2.3 Clasificación de los transformadores .....	15
2.2.4 Tipos de aceite en los transformadores de potencia .....	19
2.2.5 Propiedades de los aceites dieléctricos .....	20
2.2.6 Composición de un aceite dieléctrico .....	25
2.2.7 Clasificación de los aceites dieléctricos.....	27
2.2.8 Proceso de degradación de los aceites dieléctricos.....	28
2.2.9 Control de calidad de los aceites.....	31
2.2.10 Proceso de secado de transformador de potencia en un taller y/o fabrica. ....	75
<b>III. VARIABLES E HIPOTESIS</b> .....	<b>84</b>
3.1 Definición de las variables.....	84
3.2 Operacionalización de variables.....	84
3.3 Hipótesis general e hipótesis específicas .....	85
<b>IV. METODOLOGÍA</b> .....	<b>85</b>
4.1 Tipo de investigación.....	85
4.2 Diseño de la investigación.....	86

4.3	Población.....	86
4.4	Muestra.....	86
4.5	Técnicas e instrumentación de recolección de datos.....	86
4.6	Procedimientos de recolección de datos.....	86
V.	RESULTADOS.....	87
VI.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	94
6.1	Contrastaciones de hipótesis con los resultados.....	94
6.2	Contrastaciones de resultados con otros estudios similares.....	94
VII.	CONCLUSIONES.....	95
VIII.	RECOMENDACIONES.....	96
IX.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	97
	ANEXOS	

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 1	clasificación de transformadores.....	15
TABLA N° 2	valores máximos recomendados de agua en transformadores....	50
TABLA N° 3	máxima exposición de un transformador.....	51
TABLA N° 4	operacionalización de variables.....	84
TABLA N° 5	Análisis físico químico inicial de muestra de aceite inicial.....	88
TABLA N° 6	Análisis físico químico eléctrico final del aceite.....	89
TABLA N° 7	Cuadro de costos de secado del transformador en taller.....	90
TABLA N° 8	Cuadro de costos de secado del transformador en vacío.....	91

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 1	transformador de dos devanados.....	11
FIGURA N° 2	núcleo del transformador.....	13
FIGURA N° 3	Clasificación de los aceites eléctricos.....	28
FIGURA N° 4	Número de neutralización vs temperatura.....	31
FIGURA N° 5	Pruebas para determinar la calidad de los aceites.....	32
FIGURA N° 6	Pruebas.....	33
FIGURA N° 7	Contenido de agua de aceite nuevo y aceite oxidado.....	35
FIGURA N° 8	Contenido de agua y temperatura.....	36

FIGURA N° 9 Comportamiento típico de la tensión interfacial con años de servicio .....	38
FIGURA N° 10 Variación de la tensión de ruptura con el contenido de humedad .....	40
FIGURA N° 11 Grafica PVPF .....	41
FIGURA N° 12 Parámetros de tolerancia en los resultados de inspecciones ..	42
FIGURA N° 13 Contenido de agua en el aceite y en la celulosa.....	48
FIGURA N° 14 Relación entre la humedad en el aceite y papel a varias temperaturas .....	49
FIGURA N° 15 Temperatura de punto rocío y presión de vapor de agua .....	56
FIGURA N° 16 Diagrama de equilibrio de temperatura y presión de vapor de agua .....	56
FIGURA N° 17 Equipo de medición de punto de rocío.....	57
FIGURA N° 18 Método de secado por vacío.....	58
FIGURA N° 19 Punto triple del agua .....	58
FIGURA N° 20 Curva logarítmica temperatura de ebullición-presión.....	60
FIGURA N° 21 Trampa fría .....	61
FIGURA N° 22 Bomba vacío y bomba booster .....	65
FIGURA N° 23 Tanque cisterna .....	66
FIGURA N° 24 Esquema de una máquina de termo vacío típica .....	69
FIGURA N° 25 Máquina termovacío típica .....	72
FIGURA N° 26 Espinterometro.....	72
FIGURA N° 27 Medidor de contenido de agua .....	73
FIGURA N° 28 Proceso de secado bajo vacío .....	75
FIGURA N° 29 Proceso de secado en taller .....	78
FIGURA N° 30 Transformador oasa 14-18MVA.....	87
FIGURA N° 31 Cronograma de proceso de secado vacío .....	92
FIGURA N° 32 Cronograma de proceso de secado de taller .....	93

## **RESUMEN**

Con el fin de que los transformadores de potencia tengan un normal funcionamiento, la norma ASTM D-1816 indica que el contenido de agua presente en el aceite de los transformadores deberán sean iguales o inferiores a 30 ppm. Cuando estos valores sobrepasan estos valores, nos indica que la parte activa del transformador presenta un alto contenido de agua que pueden poner en riesgo el normal desempeño del transformador incluso a fallar y salir de servicio.

La forma tradicional de reparar estos transformadores es realizar el proceso de secado en un taller de reparaciones. Este proceso por lo general tiene una duración aproximada de 28 días desde el desmontaje del transformador, hasta su instalación y puesta en marcha en el cliente.

Por lo indicado anteriormente se propone realizar un modelo de gestión eficiente del servicio de secado de transformadores de potencia de niveles de tensión iguales o mayores de 60 Kv. mediante la aplicación de vacío in situ ya que esta tiene una duración aproximada de 15 días y así poder reducir el costo de transporte y tiempo de llevar nuevamente a la fábrica para realizar el secado respectivo

El modelo de gestión se basa en el análisis costos y tiempo de realizar el secado de la parte activa del transformador en un taller y de ejecutarlo in situ. Se toma como referencia un transformador de 14-18 MVA, 60 Kv. instalado en la empresa UNACEM – Cementos Lima.

## **ABSTRACT**

In order for the power transformers to operate normally, ASTM D-1816 indicates that the water content in the transformer oil must be at or below 30 ppm. When these it exceeds these values, it indicates that the active part of the transformer has a high water content that can put at risk the normal performance of the transformer even to fail and to leave service.

The traditional way of repairing these transformers is to perform the drying process in a repair shop. This process usually lasts approximately 28 days from the removal of the transformer to its installation and commissioning at the customer.

For the indicated above it is proposed to make an efficient management model of the drying service of power transformers of voltage levels equal to or greater than 60 Kv. Through the application of vacuum in situ since it has a duration of approximately 15 days and thus be able to reduce the cost of transportation and time to take back to the factory to perform the respective drying

The management model is based on the cost and time analysis of the drying of the active part of the transformer in a workshop and of executing it in situ. An 14-18 MVA 60 kV transformer is used as reference. Installed in the company UNACEM - Cementos Lima.

## **I. PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.1 Identificación del problema**

Con el fin de que los transformadores de potencia tengan un normal funcionamiento la norma ASTM D-1816 indica que el contenido de agua presente en el aceite de los transformadores deberán sean iguales o inferiores a 30 ppm. Cuando estos valores sobrepasan el valor, nos indica que la parte activa del transformador presentan un alto contenido de agua que pueden poner en riesgo el normal desempeño del transformador incluso a fallar y salir de servicio.

Por lo indicado anteriormente existen alternativas de realizar el secado de la parte activa del transformador, la primera alternativa que usualmente se acostumbra a realizar es llevarlo a un taller de reparaciones otra alternativa es realizar el proceso de secado in situ.

Se propone realizar un modelo de gestión para el Gerenciamiento eficiente del servicio de secado de transformadores de potencia de niveles de tensión iguales o mayores de 60 Kv. mediante la aplicación de vacío in situ y así reducir el costo de transporte y tiempo de llevar nuevamente a la fábrica para realizar el secado respectivo

Se desarrollara el modelo de gestión de costos y tiempo para los proceso de secado del transformador y recuperar sus contenido de humedad a realizar el secado de la parte activa del transformador en un taller y de ejecutarlo in situ.

Se toma como referencia un transformador marca OASA de 14-18 MVA, 60/6.9-4.16 Kv. instalado en la empresa UNACEM – Cementos Lima.

## **1.2 Formulación del problema**

### **Problema General:**

- ¿De qué manera un modelo de gestión eficiente optimizara el secado de los transformadores de potencia de 60 kV?

### **Problemas específicos:**

- ¿De qué manera un modelo de gestión costos optimizara los costos del secado de los transformadores de potencia 60 kV?
- ¿De qué manera un modelo de gestión tiempos optimizara los tiempos del secado de los transformadores de potencia 60 kV?

## **1.3 Objetivos de la investigación**

### **Objetivo General:**

- Elaborar un modelo de gestión eficiente para el servicio de secado de transformadores de potencia de 60 kV.

### **Objetivos específicos:**

- Elaborar una propuesta de gestión de costos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV.
- Elaborar una propuesta de gestión de tiempos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV.

## **1.4 Justificación**

### **✓ Legal:**

La norma ASTM D-1816 indica que el contenido de agua presente en el aceite de los transformadores deberán sean iguales o inferiores a 30 ppm.

### **✓ Teórica:**

Se realizara el procedimiento de secado de transformadores de potencia in situ y en un taller especializado.

### **✓ Tecnológica:**

Se implementara un modelo de gestión para el gerenciamiento eficiente de transformadores de potencia iguales o mayores de 60 Kv.

### **✓ Económica:**

El modelo de gestión trae consigo disminución en los costos por traslado del transformador y el ingreso a un taller especializado.

### **✓ Social:**

El modelo de gestión, disminuye el tiempo para la puesta en marcha del transformador y su respectiva energización.

## II. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Antecedentes del estudio

El INSTITUTE TRANSFORMER MAINTENANCE afirma que [1]:

El contenido de agua de un aislamiento sólido de un transformador juega un rol preponderante en determinar el tiempo de vida de un transformador. Cada vez que el contenido de agua de un aislamiento sólido se duplica, la expectativa de vida disminuye a la mitad. A través de la vida operativa del transformador se acumulará el agua en el aislamiento sólido y esa humedad viene de afuera del transformador y alguna se desarrolla desde dentro por envejecimiento de líquido y el aislamiento sólido y causa oxidación.

Cada transformador empieza su vida operacional con cierta cantidad de agua en el aislamiento sólido que se origina en el proceso de manufacturación. Bajo condiciones húmedas de fábrica el aislamiento sólido expuesto a una atmósfera puede absorber entre el 8% ó 9% de agua por peso seco (% M/C).

Desde que el aislamiento sólido puede absorber más agua de la atmósfera del que sea recomendable en el transformador operativo, las fábricas y talleres secan el núcleo y el ensamblaje espiral usando el calor y el vacío, antes de llenar un transformador terminado.

El comprador probablemente necesita especificar el nivel de sequedad que desea tener en su transformador nuevo y no

solo dejar esta cualidad de suma importancia al capricho o a la elección del fabricante. Los fabricantes pueden lograr el 0.5% de (M / DW) en un transformador nuevo.

Tal vez se requiera a veces un poco de extra sequedad en el horno que pudiera intervenir en el proceso de manufacturación, pero como comprador tienes todo el derecho de especificar el nivel de sequedad que requiera en sus transformadores nuevos. Tener en mente que solo la mitad del porcentaje entra en un total de 1.0% M / DW reducirá la expectativa de vida operacional de su transformador a la mitad. Un poco de tiempo extra en el horno vale la pena. Por supuesto, después que compras el transformador la responsabilidad de mantener el aislante seco en su transformador en si no el trabajo extra que se le especifica de la elaboración llega a ser un esfuerzo innecesario.

## **2.2 Bases teóricas**

### **2.2.1 Transformador**

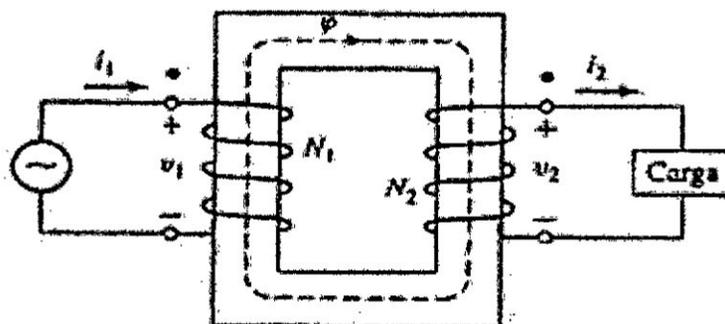
Para Ing. G. Donizetti

Un transformador es una máquina eléctrica que cambia los factores de la potencia eléctrica, manteniendo constante su potencia nominal. Debemos de indicar además que no recibe ni entrega potencia mecánica. Presenta dos a más arrollamientos, primario y secundario, que se encuentran enrollados alrededor de un núcleo de chapas magnéticas, estos arrollamientos no están conectados en forma directa, Al conectar a una red de corriente alterna al arrollamiento primario se establece un flujo alterno en el circuito magnético

del núcleo que a su vez inducirá las fuerzas electromotrices en el arrollamiento secundario. Como se observara la única conexión es el flujo magnético común, que se encuentra en el núcleo del transformador. Los arrollamientos no están conectados entre sí.

**FIGURA N° 1**

**Transformador de dos devanados**



$$V_1 = e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt}$$

$$V_2 = e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt}$$

$$N_1 i_1 = N_2 i_2$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Fuente: Máquinas Eléctricas, A.E. Fitzgerald,

Charles Kingsley Jr., Stephen D. Umans

De donde:

( $\Phi$ ) Flujo en el núcleo que vincula ambos arrollamientos.

$V_1, V_2$  Voltaje en los terminales respectivamente.

$e_1, e_2$  Voltajes instantáneos inducidos por la variación del flujo.

$N_1; N_2$  Número de espiras de los arrollamientos primario y secundario.

$i_1, i_2$  Corriente en el arrollamiento primario y secundario.

### **2.2.2 Estructura general de un transformador**

Ing. G. Donizetti explica que:

La estructura general de un transformador está clasificada en los siguientes grupos:

#### **Circuito Magnético**

El circuito magnético está conformado por un conjunto de chapas magnéticas, llamado núcleo, que ejerce la función de conducir el flujo magnético a la vez que sirve como soporte mecánico de los devanados.

Existen diversas formas de construcción de núcleo por lo que vamos a agrupar en forma constructivas de núcleos monofásicos y núcleos trifásicos.

#### **Núcleos monofásicos**

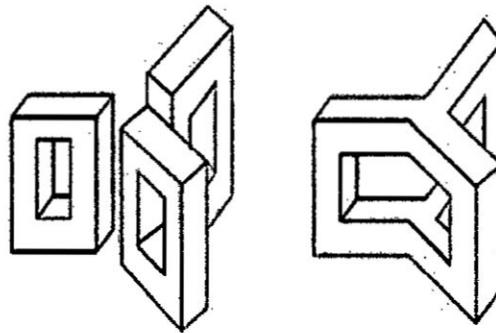
- 1.- Tipo Anillo
- 2.- Tipo Acorazado
- 3.- Tipo radial

#### **Núcleos trifásicos**

- 1.- Tipo anillo
- 2.- Tipo Acorazado
- 3.- Tipo Delta

## FIGURA N° 2

### Núcleo del transformador



Fuente: Transformadores de distribución, Ing. Avelino Pedro

#### a) Circuito Eléctrico

El circuito eléctrico está constituido por los arrollamientos primario y secundario, que normalmente se utilizan conductor de cobre y excepcionalmente se utiliza el aluminio, estos conductores están debidamente aislados.

Se llama arrollamiento primario al que recibe la energía y arrollamiento secundario, aquellos que la entregan.

Los arrollamiento no están conectados eléctricamente y están debidamente aislados uno de otro.

La función que desempeñan cada uno de los arrollamientos en conjunto con el circuito magnético da origen al funcionamiento del transformador

## **b) Sistema de aislamiento**

La función del sistema de aislamiento es aislar las espiras, capas de los arrollamientos y de los arrollamientos entre sí y con relación a tierra, motivo por el cual estos materiales deben de presentar cualidades especiales que podemos enumerar:

- 1.- Alta resistencia eléctrica y muy baja conductividad.
- 2.- Soportar los voltajes relativamente elevados.
- 3.- Cualidad para soportar esfuerzos mecánicos y térmicos.
- 4.- Cualidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor.

Según Pedro Perez:

Los transformadores están constituidos mediante una serie de elementos aislantes que impiden el paso de la corriente, los cuales son:

- Cartón prensado
- Papel kraft
- Papel corrugado.
- Esmaltes y barnices.
- Recubrimientos orgánicos.
- Porcelanas.
- Recubrimientos de polvo epóxico.
- Madera.

- Fibra vulcanizada
- Algodón, hilos, cintas.
- Plásticos, telas, cintas adhesivas y cintas de fibra de vidrio.
- Fluido líquido dieléctrico.

### 2.2.3 Clasificación de los transformadores

**TABLA N° 1 clasificación de transformadores**

<b>Clasificación de los transformadores</b>	
Por su operación	Potencia
	Distribución
Por el número de fases	Monofásico
	Bifásicos
	Trifásicos
Por su utilización	Generación
	Subestación
	Distribución
De instrumentación	Potencial
	Corriente
Por las condiciones de servicio	Interior
	Exterior

## **Tanques, bornes, accesorios y elementos de protección propios**

Los transformadores de potencia contienen tanque para albergar el aceite dieléctrico que sirve como un medio de refrigeración para disipar las temperaturas internas producto de las pérdidas en el cobre y en el núcleo magnético durante su funcionamiento.

Los bornes o bushing del transformador son elementos de porcelana ubicado normalmente en la parte superior del tanque que permiten extraer los conductores de los arrollamientos ubicados en la parte interior del tanque hacia la parte exterior del tanque en donde se realizan las conexiones eléctricas respectivas de ingreso y salida de energía.

El transformador cuenta con elementos de protección propio que permiten mandar la señal de alarma y/o disparo en caso ocurriera una anomalía. Estos elementos de protección son:

**RELE BUCHHOLZ** define que:

La presencia de gas al interior de un transformador sumergido en aceite es siempre señal de una anomalía de funcionamiento.

La misma puede ocurrir procediendo:

- De la descomposición de aislantes sólidos o aceite al interior del transformador, causada por unos sobrecalentamientos o por arcos eléctricos;
- Desde el medio ambiente exterior, a través de las bombas de circulación;

- Desde el interior del transformador, en caso de que no se someta el dieléctrico a una desgasificación esmerada antes de la puesta en marcha del aparato.

#### ***Válvula de seguridad y/o sobrepresión:***

La Válvula de Sobrepresión se instala en Transformadores con líquidos aislantes. Tiene como finalidad proteger contra posibles rupturas por elevadas presiones producidas en el interior del Transformador. La Válvula es extremadamente sensible, libera la presión excesiva e impide la entrada de cualquier agente extraño a la cuba. Una vez que actúa, da una señal de color rojo sobre la Válvula, y a la distancia por medio de sus interruptores, alarma o desenganche.

#### ***Relé de imagen térmica***

La protección de imagen térmica busca determinar la temperatura de los arrollamientos, en base a la medición de la corriente que circula a través de ellos.

La carga máxima admisible en un transformador, está determinada por la temperatura del punto más caliente del devanado, y su conocimiento permite la utilización de la capacidad térmica del transformador, o sea grandes sobrecargas durante cortos intervalos de tiempo, y pequeñas sobrecargas durante largos periodos.

Mientras que en el segundo caso, la temperatura del aceite refleja el estado de carga, en el primero no, debido a la gran diferencia entre las constantes de tiempo térmicas: constante térmica del cobre: unos pocos minutos; constante térmica del transformador: 1 a 4 horas.

Este relé toma la señal de corriente de los devanados, usando un transformador de corriente, y lo hace circular por una resistencia, que tiene la función de transmitir el calor producido por la corriente secundaria.

Este tipo de relé considera tanto la temperatura del aceite como la producida por la circulación de corriente por el devanado.

### ***Termómetro de aceite***

Los transformadores están equipados con termómetros o medidores de temperatura a base de resistencias (RTD) sumergido en la parte superior del aceite. El monitor de temperatura para medir la temperatura del aceite se usa generalmente para dar una alarma y requiere que personal reduzca la carga por el transformador de manera de evitar alcanzar una condición donde deba disparar el transformador.

El termómetro da una medida directa de la máxima temperatura del aceite, y en régimen normal permite conocer la temperatura de los devanados.

Mediante contactos auxiliares, los termómetros pueden dar, a determinadas temperaturas, señales de alarma y/o señales de disparo

### ***Indicador de nivel de aceite.***

El indicador de nivel de aceite señala el nivel del líquido aislante contenido en el tanque conservador del transformador o en compartimentos asociados. En los transformadores con tanque de conservación el medidor de nivel se encuentra instalado a un costado del mismo.

En los transformadores sellados el medidor de nivel es instalado a un costado del tanque, justo a la altura del nivel de aceite

#### **2.2.4 Tipos de aceite en los transformadores de potencia**

##### **a) Aceites minerales**

Los aceites dieléctricos de origen mineral se obtienen de un derivado secundario del petróleo en cuya composición predominan los hidrocarburos nafténicos.

Las propiedades de un buen aceite de transformador no son propias o no están presentes, en forma exclusiva, en un determinado tipo de hidrocarburo, sino que por el contrario se encuentran repartidas entre varios (Nafténicos, parafínicos y aromáticos).

BRETTIS explica:

Una composición típica de un buen aceite dieléctrico responde a las siguientes proporciones:

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

##### **a) Aceites sintéticos**

La aplicación de aceites sintéticos como aislantes eléctricos ha sido muy limitada. Recientemente se han empleado fluidos sintéticos a base de silicona y ésteres de ftalato en aplicaciones especiales donde un alto grado de seguridad y muy amplio tiempo de servicio es requerido. También,

últimamente, se están ensayando aceites dieléctricos de naturaleza predominantemente parafínica. Las pruebas y su interpretación son prácticamente las mismas para un aceite sintético a base de silicona que para un aceite mineral. El test de oxidación no se requiere para las siliconas debido a que este material no se oxida (no forma lodos).

## **2.2.5 Propiedades de los aceites dieléctricos**

Para que un aceite dieléctrico cumpla adecuadamente con su trabajo debe tener ciertas características físicas, químicas y eléctricas. Las principales son:

### **1) Propiedades físicas**

#### **Viscosidad**

Por definición, la viscosidad de un fluido es la resistencia que dicho fluido presenta al moverse o deslizarse sobre una superficie sólida. Mientras más viscoso es el aceite, mayor será la resistencia que ofrecerá a moverse dentro del transformador y será menos efectiva su función de refrigeración.

Por esta razón, los aceites dieléctricos deben tener una baja viscosidad para facilitar la disipación del calor generado en la operación del transformador.

Las viscosidades máximas establecidas para aceites dieléctricos, a las diferentes temperaturas de evaluación, mediante el método ASTM D-445 o D-88, son:

100°C.....3 cSt.

40°C... .....12 cSt.

0°C..... 76 cSt.

Conviene recordar que la solubilidad de un líquido en otro y también la viscosidad de ellos dependen, en buena parte, de su tensión superficial.

Así por ejemplo, cuando dos líquidos tienen una tensión superficial muy diferente son insolubles, tal como sucede con el aceite y el agua. Ahora bien, en la interface o superficie de contacto de dos líquidos insolubles, se sucede una interacción molecular que tiende a modificar la tensión superficial de ambos líquidos en la zona de contacto;

En este caso se habla de tensión interfacial, la cual casi siempre es referida al agua, como patrón de comparación.

Existen compuestos que se forman de la descomposición natural de los aceites dieléctricos de origen mineral, que son igualmente solubles tanto en el agua como en el aceite, modificando su tensión interfacial, causando un aumento considerable de la humedad de saturación del aceite y haciéndolo más conductor de la electricidad.

La tensión interfacial mínima aceptada para aceites dieléctricos, evaluada por el método ASTM-D-971, es de 40 dinas/cm.

### **Punto de anilina**

Temperatura a la cual un aceite dieléctrico se disuelve en un volumen igual de anilina. Sirve como parámetro de control de calidad, ya que un aceite dieléctrico con alto contenido de aromáticos disuelve la anilina a menor temperatura.

Temperaturas de disolución entre 78 y 86°C corresponden a un buen dieléctrico. El punto de anilina aceptado para

aceites dieléctricos, evaluado mediante el método ASTM D-611, es de 63 a 84°C.

### **Color**

La intensidad de color del aceite dieléctrico depende de los tipos de hidrocarburos que predominen en dicho aceite. Así por ejemplo, las fracciones parafínicas e isoparafínicas son blancas y transparentes, color agua. Las nafténicas varían de amarillo claro a amarillo verdoso. Las aromáticas poseen coloraciones que van desde el amarillo rojizo (naranja) al marrón oscuro.

Para los aceites dieléctricos se ha fijado un color máximo de 0,5 (amarillo claro), buscando que el aceite sea predominantemente nafténico. El color se determina mediante el método ASTM D-1500.

## **2) Propiedades eléctricas**

### **Factor de potencia**

El factor de potencia mide las pérdidas de corriente que tienen lugar dentro del equipo cuando se encuentra en operación. Estas pérdidas de corriente son debidas a la existencia de compuestos polares en el aceite y a su vez son la causa de los aumentos anormales de temperatura que se suceden en los equipos bajo carga.

El factor de potencia máximo permisible (%), evaluado mediante el método ASTM D-924, es:

25°C.....0,05%

100°C.....0,3%

### **Rigidez eléctrica**

La rigidez dieléctrica de un aceite aislante es el mínimo voltaje en el que un arco eléctrico ocurre entre dos electrodos metálicos. Indica la habilidad del aceite para soportar tensiones eléctricas sin falla. Una baja resistencia dieléctrica indica contaminación con agua, carbón u otra materia extraña. Una alta resistencia dieléctrica es la mejor indicación de que el aceite no contiene contaminantes.

### **3) Propiedades químicas**

#### **Estabilidad a la oxidación**

Los aceites dieléctricos, en razón de su trabajo, están expuestos a la presencia de aire, altas temperaturas y a la influencia de metales catalizadores tales como hierro y cobre, lo cual tiende a producir en el aceite cambios químicos que resultan en la formación de ácidos y lodos.

Los ácidos atacan el tanque del transformador y reducen significativamente la capacidad aislante del aceite con las consecuentes pérdidas eléctricas.

Los lodos interfieren en la transferencia de calor (enfriamiento), haciendo que las partes del transformador estén sometidas a más altas temperaturas, situación que también conduce a pérdidas de potencia eléctrica. Como resulta obvio, es importante reducir al mínimo posible la presencia de estas sustancias perjudiciales (ácidos y lodos). Por esta razón es esencial el uso de aceites refinados que posean óptima resistencia a la oxidación y estabilidad

química que garanticen amplios periodos de funcionamiento y alarguen la vida de los equipos

### **2.2.6 Composición de un aceite dieléctrico**

La mayoría de los lubricantes dieléctricos están basados en aceites minerales sin aditivos y sólo en caso de aplicaciones severas se emplean aceites aditivados con inhibidor de oxidación.

El proceso de fabricación involucra la destilación del crudo y su posterior refinación mediante algunos de los siguientes tratamientos: Por ácidos, extracción por solventes o hidrogenación.

#### **Aceites bases**

Son hidrocarburos que como su nombre lo indica solo contienen carbono e hidrógeno, como componentes principales, además de las impurezas inherentes a los derivados del petróleo que son el azufre, y en una menor proporción, el nitrógeno.

Es conveniente mencionar que no todos los hidrocarburos que normalmente se encuentran en los productos o fracciones del petróleo pueden realizar eficazmente las funciones que los aceites dieléctricos deben cumplir en los transformadores de potencia.

Los aceites dieléctricos son una mezcla de hidrocarburos nafténicos, isoparafínicos y aromáticos, cuya composición varía de acuerdo con el crudo del que se destilan y del método de refinación empleado. Cada uno de estos tipos de hidrocarburos tiene diferentes características que le aportan al producto final, estas son:

## **Aromáticos**

- Bajo coeficiente de expansión, que dificulta la disipación de calor y con ello la función de refrigeración o enfriamiento que le corresponde al aceite dieléctrico, cuando están en exceso.
- Baja estabilidad a la oxidación, pero forman compuestos químicos estables que no presentan subsiguientes reacciones de oxidación, actuando como "capturadores" de oxígeno.
- Alto poder de solvencia frente a las lacas y resinas (bajo punto de anilina), que puede fácilmente arruinar el aislamiento de los devanados, dependiendo de las especificaciones de las lacas y resinas del recubrimiento. Conviene recordar que el lodo, originado en la oxidación prematura de los aromáticos, se acumula en los conductos por donde debe circular el aceite y dificulta su función refrigerante. Sin embargo, algunos compuestos aromáticos actúan como INHIBIDORES NATURALES de oxidación, y por lo tanto, su presencia en pequeña proporción es siempre deseable y necesaria.

## **Isoparafínicos**

- Punto de fluidez es menor que en los parafínicos, permitiendo que el aceite fluya fácilmente a bajas temperaturas y ejerza su función refrigerante.
- Tienen menor tendencia a la formación de gases lo cual es muy conveniente para la operación de los transformadores.
- Buena estabilidad a la oxidación.

## **Naftenicos**

- Buena estabilidad a la oxidación.
- Excelente fluidez a baja temperatura.
- Baja tendencia a la formación de gases y carbonos ante descargas eléctricas.
- Aceptable coeficiente de expansión.
- Alta tensión interfacial.

Los aceites minerales con un balance de hidrocarburos adecuado tienen un buen comportamiento por muchos años y a menudo por toda la vida del transformador. Sin embargo, en transformadores que operan bajo condiciones severas, el problema de la oxidación del aceite puede ocurrir en un tiempo más corto. Para los transformadores que operan bajo esas condiciones es preferible usar un aceite que contenga aditivo antioxidante o inhibidor de oxidación. Estos aditivos son sustancias que alargan considerablemente el tiempo de inducción de oxidación.

### **2.2.7 Clasificación de los aceites dieléctricos**

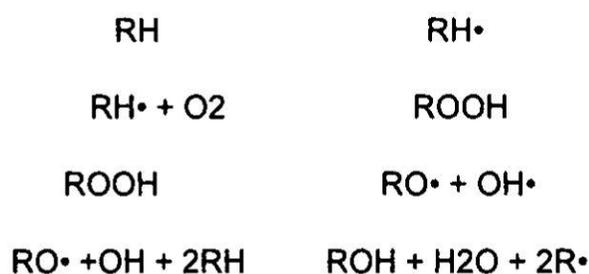
Las especificaciones internacionales más conocidas y adoptadas son las de la Sociedad Americana de Ensayos y Materiales (American Society of Testing and Materials, ASTM), que clasifica los aceites dieléctricos, mediante la norma ASTM D-3487, como aceites tipo 1 y tipo 2.

Los aceites dieléctricos tipo 1 se definen como aceites para equipos eléctricos donde se requiere una resistencia normal a la oxidación, y los de tipo 2 para aquellas aplicaciones  
ción debe ser mayor.

El proceso de oxidación de los aceites dieléctricos depende, entre otros, de los siguientes factores:

- La naturaleza o composición del aceite.
- La cantidad de oxígeno disponible para la reacción de oxidación.
- La presencia del agua y otros catalizadores de oxidación, tales como partes de cobre.
- El nivel de temperatura al cual es sometido el aceite dieléctrico durante el servicio.
- Radiaciones solares
- Altas temperaturas a las cuales pueden ser sometidos
- Descargas eléctricas que pueden sucederse en el seno del aceite dieléctrico

Una vez que la molécula de hidrocarburo ha sido activada mediante los mecanismos arriba mencionados puede ser afectada más fácilmente por los átomos o moléculas de oxígeno presentes en el aceite y así se inicia las reacciones de oxidación como se muestra:



(Mantenimiento preventivo de transformadores de potencia,  
Jesus R. Cabello, PURAMIN CA)

Como ya se ha mencionado, dependiendo del tipo y balance de hidrocarburos empleados en la fabricación del aceite dieléctrico, éste presentará mejores o peores propiedades tanto refrigerantes como de estabilidad

química y a la oxidación, factores de gran influencia en el proceso de oxidación del aceite.

El oxígeno disponible para las reacciones de oxidación proviene:

- Del aire que normalmente está disuelto en dicho aceite.
- De las electrólisis del agua presente en el equipo.
- A mayor cantidad de oxígeno presente en el aceite, las reacciones de oxidación son más completas y frecuentes.
- El agua, además de aportar oxígeno para las reacciones de oxidación que ocurren en el aceite, es un buen catalizador para éstas mismas y sobre todo para aquellas que afectan a los metales ferrosos presentes en el equipo (corrosión de la carcasa y del núcleo del transformador). Conviene recordar que el hierro, el cobre y cualquier otro metal en contacto con el aceite son también catalizadores de las reacciones de oxidación que afectan a éste.

El nivel de temperatura a que normalmente opera el equipo es un factor muy importante en la velocidad de oxidación del aceite dieléctrico y mientras más alta sea dicha temperatura, más rápida será la degradación del aceite, tal como se observa en la tabla siguiente.

degradación del aceite, con lo cual se aumenta la probabilidad de falla en los equipos

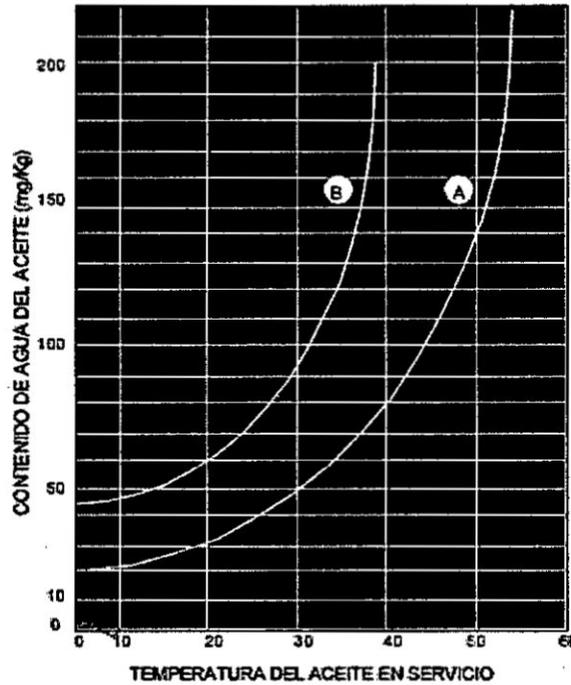
**Condiciones ambientales:** En condiciones ambientales adversas, las inspecciones que se deben practicar serán más frecuentes, pues tanto el aceite como la carcasa y accesorios externos del transformador se ven seriamente afectados.

A continuación se detalla un poco más sobre cada una de las pruebas realizadas a los aceites dieléctricos como parte del programa periódico de inspecciones.

### **Contenido de Humedad**

Como se sabe, el agua es poco soluble en los aceites dieléctricos, pero aun así, pequeñas cantidades de humedad son suficientes para aumentar drásticamente su conductividad eléctrica, reducir su rigidez dieléctrica y subir su factor de potencia.

**FIGURA N° 7 Contenido de agua de aceite nuevo y aceite oxidado**



Curva A: Saturación en contenido de agua de un aceite nuevo.

Curva B: Saturación en contenido de agua en un aceite oxidado

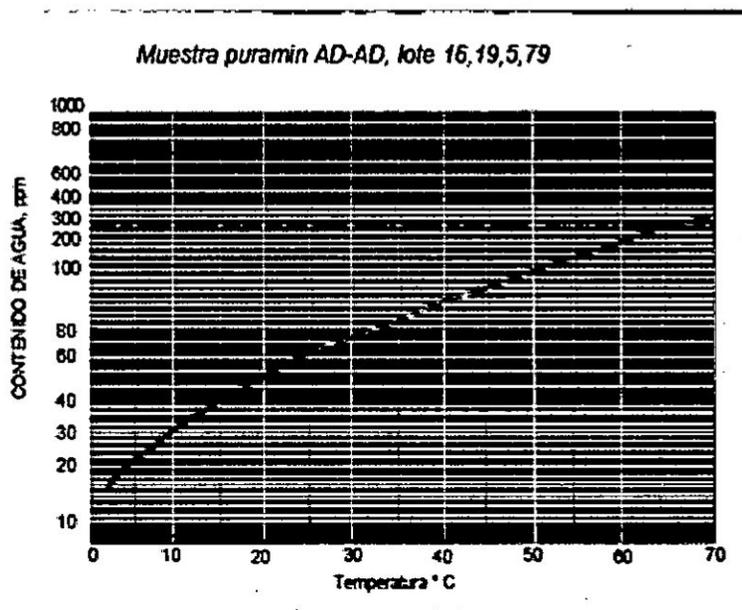
Con un índice de neutralización de 0,3 mg KOH/g.

El agua puede proceder del aire atmosférico o resultar de la degradación de materiales aislantes. La solubilidad del agua en el aceite para transformadores aumenta en función de la temperatura y del índice de neutralización.

En el diagrama se observa que para una temperatura dada, el aceite disuelve una cantidad de agua determinada, la cual depende del punto de equilibrio o de saturación del aceite para cada temperatura. Cuando el contenido de agua sobrepasa un cierto nivel (valor de saturación) no puede permanecer en solución, y el agua, ahora libre, aparece en

forma de turbulencia o de gólicas provocando invariablemente una disminución en la rigidez dieléctrica

**FIGURA N° 8 Contenido de agua y temperatura**



El agua no sólo es perjudicial para el aceite porque aumenta su conductividad eléctrica sino porque además es un elemento altamente corrosivo a los metales ferrosos y por ello forma óxido de hierro que al disolverse en el aceite lo hace aún más conductor. También, el agua suspendida o depositada en el fondo de los transformadores propicia el crecimiento de bacterias que contribuyen a acelerar el proceso de degradación de los aceites dieléctricos.

Dentro de un transformador el contenido total de agua se reparte entre el papel y el aceite en una relación predominante para el papel. Las variaciones pequeñas de temperatura modifican sensiblemente el contenido de agua del aceite pero muy poco la del papel.

Conociendo el contenido de agua de un aceite a una temperatura dada, es posible mediante gráficas obtener el contenido de agua del papel. Los valores límites de contenido de agua recomendados en la tabla Guía de Valores Límites, tienen por objeto controlar el contenido de agua en el aislamiento celulósico (papel), a temperaturas normales del aceite en servicio a más de 40°C y hasta 60°C.

Un alto contenido de agua acelera la degradación química del papel aislante y es un indicio de malas condiciones de funcionamiento o de un mantenimiento que necesita medidas correctivas.

Valores típicos de contenido de agua para aceites dieléctricos nuevos están en el orden de 15 ppm a 30 ppm. Resulta evidente que se requiere someterlos a un proceso de secado previo a su uso.

### **Tensión Interfacial**

Este es uno de los test más ampliamente usados para determinar el nivel de deterioro y contaminación de un aceite dieléctrico. Esta característica cambia rápidamente durante las etapas iniciales de envejecimiento, luego su evolución se estabiliza, cuando la degradación es aún moderada.

Es por esta razón que los resultados son bastante difíciles de interpretar en términos de mantenimiento del aceite. Sin embargo, es conveniente analizar en detalle los aceites cuyos valores de la tensión interfacial se encuentran en el límite mínimo recomendado en la Guía de Valores Límites, que aparece en la página siguiente.

Los valores típicos de tensión interfacial de los aceites nuevos están alrededor de 45 dinas/cm; sin embargo,

aceites con valores de 20 o más se consideran apropiados para el servicio. Tensiones interfaciales por debajo de 20 dinas/cm indican la contaminación del aceite con productos de oxidación, barnices, glicol, jabones de sodio, y posiblemente otras materias extrañas. La filtración del aceite, especificada en la norma ASTM D-971, puede reportar valores altos de tensión interfacial.

Un comportamiento típico de la tensión interfacial con los años de servicio del aceite se ilustra en la figura.

**FIGURA N° 9 Comportamiento típico de la tensión interfacial con años de servicio**



### **Número de Neutralización**

El índice de neutralización de un aceite es una medida de la mayor o menor cantidad de ácidos que se han formado en el aceite durante el tiempo en que ha permanecido en servicio. Su valor, poco importante para un aceite nuevo, aumenta como consecuencia del envejecimiento por oxidación y es utilizado como guía general para establecer el momento preciso para reemplazarlo o regenerarlo, siempre que se

hayan establecido los límites de rechazo y que otros ensayos lo confirmen.

El número de neutralización de un aceite nuevo no debería exceder 0.025 mgKOH/g. Aceites con valores del orden de 0.5 mgKOH/g son considerados inaceptables para el servicio. Es importante aclarar que un valor bajo no descarta la presencia de contaminantes en el aceite, ya que puede tratarse de un material de tipo alcalino.

Un caso encontrado con alguna frecuencia es la contaminación del aceite con silicato de sodio, que es un material empleado por los fabricantes de transformadores en el aislamiento.

### **Rigidez Dieléctrica**

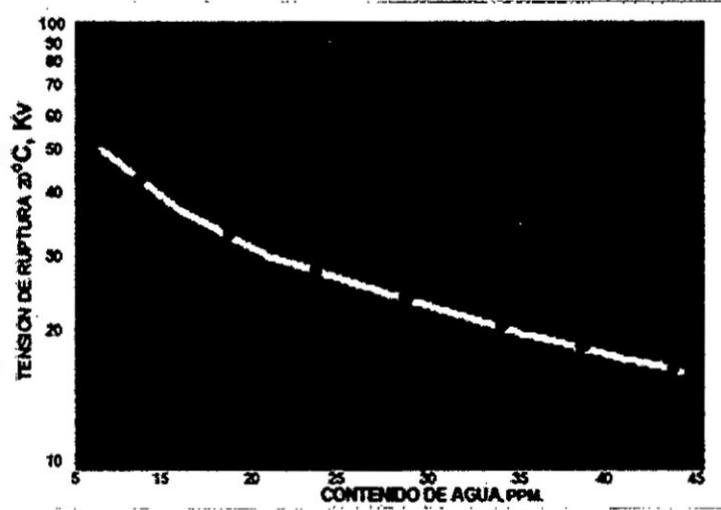
La tensión de ruptura es importante como una medida de la aptitud de un aceite para resistir los esfuerzos eléctricos. Un aceite seco y limpio se caracteriza por una tensión de ruptura alta.

El valor alcanzado en la prueba de tensión de ruptura o rigidez dieléctrica dependerá casi exclusivamente de la cantidad de contaminantes tales como el agua, partículas conductoras, lodos, polvo, y gases disueltos contenidos en el aceite; los cuales reducen severamente esta propiedad.

La rigidez dieléctrica disminuye con los aumentos de la temperatura del aceite, por lo cual, para efectos de control, se especifica una temperatura de 20°C para la realización de esta prueba.

La gráfica ilustra la variación de la tensión de ruptura con el contenido de humedad.

**FIGURA N° 10 Variación de la tensión de ruptura con el contenido de humedad**

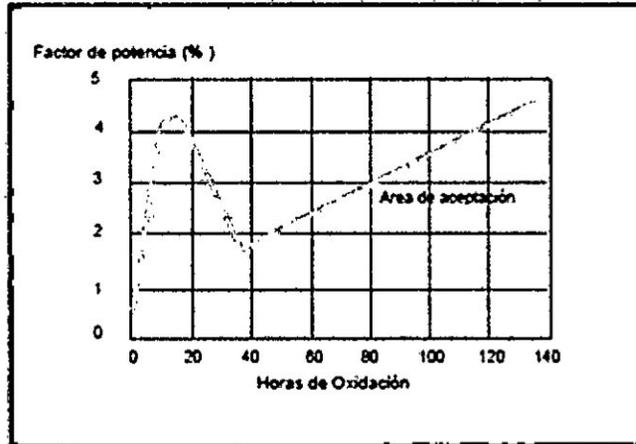


### **Factor de Potencia**

Es una prueba muy aceptada en las evaluaciones periódicas de aceites dieléctricos. El factor de potencia de un aceite nuevo no debería exceder de 0.05% a 25°C. Un valor alto en un aceite usado indica deterioro y contaminación con carbón, barnices, sodio, glicol, u otras materias conductoras.

La gráfica PFVO aplicable, exclusivamente, para aceites no inhibidos es útil para evaluar la continuidad en servicio de un aceite, de acuerdo con su factor de potencia y el tiempo de oxidación.

**FIGURA N° 11 Grafica PVPF**



### **Color y Aspecto**

El color de un aceite aislante está determinado por la luz transmitida y está expresado por un número obtenido de su comparación con una serie de colores normalizados o estandarizados. El color de un aceite nuevo es generalmente aceptado como un indicador de su grado de refinación. Un cambio en el color del aceite en servicio indica contaminación o deterioro. Además del color, el aspecto visual de un aceite puede poner en evidencia turbulencias y sedimentos, lo que puede indicar la presencia de agua libre, lodos insolubles, carbón, polvo, fibras, etc.

Para aceites con índices de color por encima de 4 se requiere la realización de pruebas adicionales tendientes a determinar si su condición es peligrosa para continuar en operación

El grafico de la página siguiente muestra los parámetros de tolerancia en los resultados de las pruebas.

**FIGURA N° 12 Parámetros de tolerancia en los resultados de inspecciones**

CARACTERISTICAS	PARAMETROS DE TOLERANCIA EN LOS RESULTADOS DE LAS INSPECCIONES			
	36	Voltaje de operación kV		300
		37-170	171-300	
<i>Número de neutralización: mgKOH, ASTM D974</i>				
Aceite no inhibido, Máx.	0,5	0,4	0,4	0,3
Aceite inhibido, Máx.	0,05	0,05	0,05	0,05
<i>Tensión interfacial: dinas/cm, ASTM D971</i>				
Aceite no inhibido, Min.	12	15	15	15
aceite inhibido, Mon	20	20	20	20
<i>Constante dieléctrico: KV, ASTM D877</i>				
Ambos aceites, Min.	25	30	35	40
<i>Factor de potencia: 60Hz/100°C, ASTM D924</i>				
Ambos aceites, Máx.	0,35	0,30	0,25	0,20
<i>Contenido de agua: ppm, ASTM D1315</i>				
Ambos aceites, Máx.	40	35	30	25
<i>Contenido inhibidor: peso %, ASTM D2668</i>				
Aceite inhibido, Min.	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>Contenido de lodo: visual*</i>				
Ambos aceites			Negativo	

\* Vierta 50 ml aproximadamente de aceite en un vaso de precipitado (baker) de igual capacidad, cúbralo con un vidrio de reloj y déjelo reposar por 24 horas.  
Observe si hay sedimentación en el fondo, en caso contrario reporte el resultado negativo.

JESUS CABELLO indica:

### Diagnóstico de fallas en transformadores

El sistema dieléctrico de un transformador está integrado por el conjunto de materiales que separan y/o soportan las partes metálicas energizadas del equipo y en el cual se pueden distinguir dos tipos de aislamiento:

- El aislamiento líquido o aceite para transformadores.
- El aislamiento sólido que está integrado por papel aislante, madera, aisladores de cerámica, baquelitas, resinas, etc.

Las deficiencias que presenta el sistema aislante de un transformador se pueden medir en su justa dimensión cuando se analizan los efectos originados por la presencia del agua, el sobrecalentamiento del equipo y la sobrecarga eléctrica en los diferentes medios o materiales aislantes utilizados.

### **Efectos del agua sobre el sistema aislante de los transformadores**

La humedad en el aislamiento (aceite y celulosa) de un transformador puede afectar su rendimiento de varias maneras:

- Provocando descargas parciales.
- Generando burbujas.
- Disminuyendo su rigidez dieléctrica.
- Envejeciendo el aislamiento prematuramente.

Los primeros tres efectos pueden acabar provocando fallos en transformadores en buen estado; el último podría acortar la vida útil de los mismos.

Transformadores que llevan muchos años en servicio suelen tener un alto contenido en humedad. Una vez que el transformador es secado (llevado a valores de humedad entre 0,5% y 1%) y entra en servicio, el nivel de humedad contenida puede incrementarse de varias formas.

- El envejecimiento normal de la celulosa produce agua.
- Posibles fisuras exponen el aislamiento a la humedad atmosférica.

- Una posible exposición al ambiente durante operaciones de mantenimiento o posibles fallos en el secado del aislamiento.
- Humedad residual en los aislamientos gruesos].
- El agua presente en un transformador puede provenir de una o más de las siguientes fuentes:
- La humedad residual contenida en el sistema aislante luego del secado del transformador.
- La humedad absorbida por el aceite desde la atmósfera con la cual está en contacto.
- El agua que se produce durante las reacciones de oxidación del aceite dieléctrico y la celulosa del papel aislante (efecto de pirólisis).

JESUS CABELLO explica que:

Las características más sobresalientes del agua son:

- Es un compuesto polar y, en consecuencia, conduce la corriente eléctrica.
- Es un elemento fuertemente electropositivo, por tanto es atraída hacia los polos negativos; de modo que cuando el agua se encuentra presente en el aceite de un transformador tiende a concentrarse en el área energizada del equipo.
- El agua es el solvente universal por excelencia y disuelve en mayor o menor grado a casi todos los elementos o compuestos conocidos, los cuales al estar disueltos en el agua la hacen más conductora de la electricidad.
- El agua es un catalizador activo para un gran número de reacciones químicas, por ello su presencia en el

aceite y en la celulosa del papel y la madera, contribuye a oxidar y degradar dichos materiales.

- El agua es por sí sola una sustancia corrosiva frente a la mayoría de los metales, y en especial de las aleaciones ferrosas presentes en los núcleos, tambores y radiadores de los transformadores. Su acción corrosiva aumenta considerablemente cuando se combina con los ácidos generados por la oxidación del aceite.
- La corrosividad del agua es mayor cuando se encuentra en estado líquido, por lo cual su efecto es más evidente en los radiadores de los transformadores, en los cuales se condensa por efecto de la disminución de la temperatura.

Es clave reseñar ahora las diferentes formas en que el agua puede encontrarse en el transformador:

- Disuelta en el seno del aceite, es bien conocida la frase "agua y aceite no se mezclan". Sin embargo, se sabe que el aceite de transformador disuelve pequeñas cantidades de agua dependiendo de la temperatura a la cual se encuentra sometido. Este contenido de agua se puede disminuir considerablemente mediante métodos apropiados de secado, pero es técnicamente imposible obtener un aceite para transformador completamente seco o libre de agua. Cabe indicar que el efecto del agua disuelta en el aceite, sobre la conductividad de éste, es relativamente moderado cuando se le compara con el efecto que tiene el agua suspendida en el aceite.

- Suspendida en el aceite, cuando un aceite para transformador se encuentra saturado de agua a una cierta temperatura y se le enfría hasta una temperatura marcadamente menor, el exceso de agua que contenía a la temperatura mayor, se condensa y queda suspendida en el seno del aceite en forma de pequeñas gotitas. Si la temperatura sigue bajando, esas gotitas aumentan de tamaño, se unen entre sí y finalmente se precipitan hasta el fondo del recipiente que contiene el aceite.

Ahora bien, el agua suspendida es mucho más conductora que el agua disuelta, por tanto un aceite de transformador que contiene agua suspendida siempre mostrará una muy baja rigidez dieléctrica.

- Depositada en el fondo del transformador, cuando en el aceite se suceden cambios alternos de temperatura, subidas y bajadas considerables en forma periódica, y mientras el aceite está en contacto con la atmósfera, es posible que el aceite absorba agua, que luego se condensa para finalmente ser depositada en el fondo del transformador.

El agua allí depositada no tiene mayores efectos inmediatos en el comportamiento o eficiencia del transformador, no obstante su presencia oxida la caja del transformador, contribuye a la degradación del aceite y propicia el crecimiento de bacterias que aceleran los procesos antes mencionados.

- Asociada a los ácidos derivados de la descomposición del aceite, los ácidos que se forman por la degradación natural del aceite contienen grupos polares electronegativos que ejercen una gran atracción hacia el agua que posee grupos

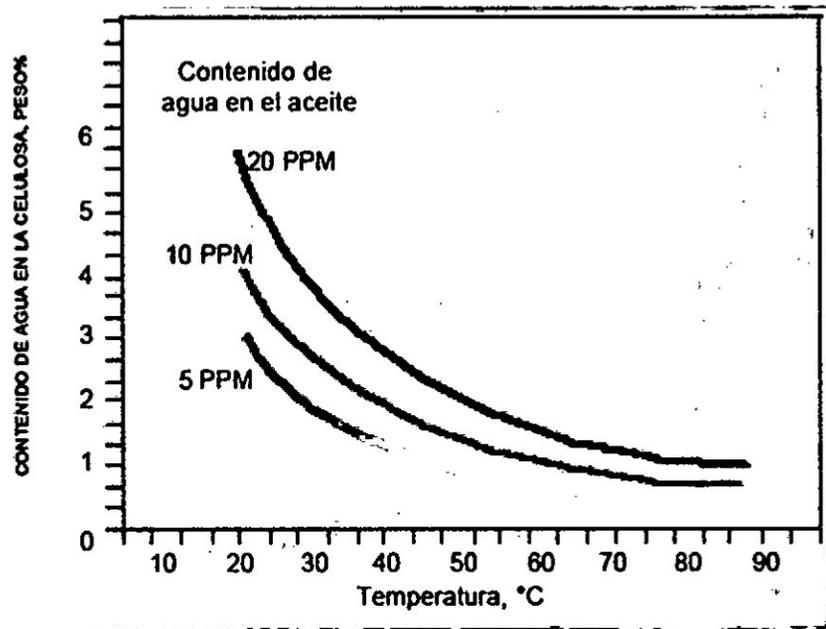
polares electropositivos. Pues bien, este efecto de atracción hace que una considerable cantidad de agua permanezca suspendida o asociada a dichos ácidos.

Esta mezcla agua-ácidos es buena conductora de electricidad y por ello su presencia en el aceite baja la rigidez dieléctrica

- Ocluida o absorbida en la celulosa del papel y la madera, el papel secante (celulosa) tiene excelentes propiedades absorbentes/adsorbentes frente al agua o soluciones acuosas. Debido a esa propiedad de la celulosa es que se utiliza en el filtro-prensa, uno de los procesos de secado del aceite para transformadores. Se ha comprobado que la celulosa tiene una afinidad por el agua que es entre 600 a 800 veces mayor que la del aceite. Esto significa que en las condiciones de equilibrio entre el contenido de humedad de la celulosa y del aceite para transformadores, el 99.75% de la humedad total del sistema estará contenida en la celulosa y sólo el 0.25% en el aceite. La figura ilustra esa condición de equilibrio, en función de la temperatura, y nos indica cómo es posible tener un transformador con una apreciable cantidad de agua mientras su aceite se presenta relativamente seco y con una aceptable rigidez dieléctrica. Todos estos hechos hay que tenerlos muy en cuenta para una correcta interpretación de los resultados de la prueba de constante o rigidez dieléctrica del aceite con el chispómetro ya que no son suficientes ni concluyentes para determinar el estado del transformador, ni siquiera el del aceite. Conviene recordar que las especificaciones de los aceites dieléctricos limitan el contenido de agua en el aceite nuevo a un máximo de 30 a 35 partes por millón (ppm) en peso, en tanto que las

especificaciones del papel aislante utilizado en los transformadores de potencia admiten contenidos de agua hasta de 8.0% en peso.

**FIGURA N° 13 Contenido de agua en el aceite y en la celulosa**



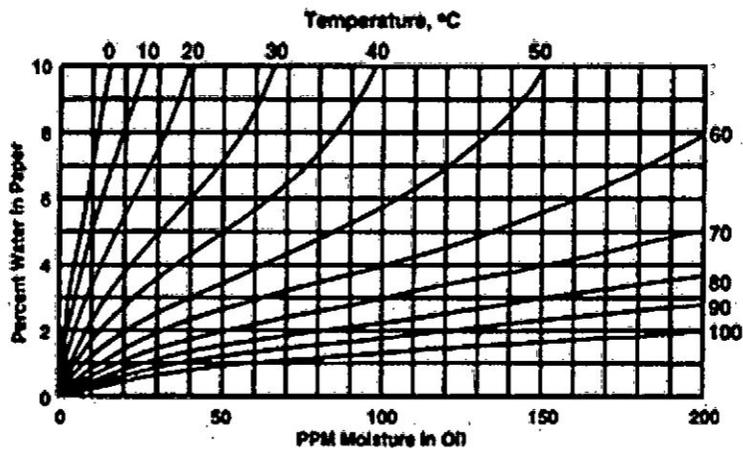
Existen actualmente métodos de estimación del nivel de humedad en el aislamiento de los transformadores. Debido a su importancia es actualmente una línea activa de investigación.

Bajos contenidos de agua en el aislamiento sólido permiten llegar a temperaturas más altas de trabajo, preservar la rigidez dieléctrica del aislamiento y reducir el envejecimiento de la celulosa sin poner en peligro la integridad del sistema. De ahí la importancia de un buen secado en el papel y en el aceite.

#### **Localización del agua**

Si la temperatura en el interior de un transformador permaneciese constante durante un tiempo suficiente, el agua en el transformador encontraría un equilibrio entre la cantidad retenida en el papel y la contenida en el aceite. Existe una relación entre la cantidad de humedad contenida en el aceite y la cantidad que retiene el papel para cada temperatura de trabajo. Se muestra esta relación en la siguiente figura.

**FIGURA N° 14 Relación entre la humedad en el aceite y papel a varias temperaturas**



El papel tiene una alta tendencia a mantener el agua (hidrófilo), al contrario que el aceite (hidrófobo), por lo que casi toda la humedad en un transformador permanece en el papel. Por ejemplo, un transformador de 400 kVA tiene unos 300 litros de aceite. Si tuviera una cantidad de agua en el aceite de 80 ppm trabajando a 60°C y la humedad entre el papel y el aceite estuviese en equilibrio, significa que el transformador tiene un 3,5% de humedad en el papel. Si la masa de papel son 10 kg, entonces la cantidad de agua es:

- 24 ml de agua en el aceite.

- 350 ml de agua en el papel.

Hablando de transformadores en términos de MVA pueden tener más de 200 litros de agua en el papel por un litro en el aceite. Los valores máximos de humedad en transformadores según el estándar C57.106-2002 son los siguientes:

**TABLA N° 2 valores máximos recomendados de agua en transformadores**

<b>Temperatura media del aceite</b>	<b>Agua máxima recomendada contenida en aceite y papel</b>		
	<b>&lt; 69 kV</b>	<b>69 -230 kV</b>	<b>&gt; 230 kV</b>
<b>50 °C</b>	27 ppm	12 ppm	10 ppm
<b>60 °C</b>	35 ppm	20 ppm	12 ppm
<b>70 °C</b>	55 ppm	30 ppm	15 ppm
<b>Porcentaje de agua saturada</b>	15%	8%	5%
<b>Humedad en el papel</b>	3%	2%	1,25%

Hay que garantizar que los transformadores no superen estos valores.

Inclusive después de un proceso de secado haciendo pasar el aceite por un filtro de humedad, una gran cantidad de agua puede permanecer en el papel aislante. Cuando el transformador vuelva a entrar en servicio, parte del agua contenida en el papel migrará al aceite seco hasta que se

alcance un nuevo un punto de equilibrio, y el transformador volverá a estar húmedo pasado un periodo de tiempo.

**Máxima exposición del núcleo del transformador al aire Húmedo**

Evita la exposición prolongada del núcleo del transformador o a cualquier otro gas con una humedad relativa igual o mayor que el 85%.En tal sentido conviene mencionar que esa exposición al aire húmedo debería de mantenerse entre los límites indicados en la gráfica a fin de evitar que el papel dieléctrico y la madera que forman parte del núcleo del transformador fijen humedad contenida en el aire.

**TABLA N° 3 máxima exposición de un transformador**

<b>MAXIMA EXPOSICION DEL NUCLEO DE UN TRANSFORMADOR AL AIRE HUMEDO</b>		
<b>CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR</b>	<b>HUMEDAD RELATIVA DEL AIRE</b>	
	<b>MENOS DE 85%</b>	<b>MAS DE 85%</b>
Menos de 50 Kv	30 Horas	25 Horas
50-125 Kv	25	15
126-250 Kv	15	10
251-500 Kv	10	8
Más de 500 Kv	8	5

Fuente: Mantenimiento preventivo de transformadores de potencia

Autor: Ing. Jesús R. Cabello B.

Según MILAN MILASH:

### **Pruebas de punto de Rocío al transformador**

Prueba de punto de rocío. En esta prueba se hará la medida de la humedad del transformador de potencia relleno de nitrógeno (N<sub>2</sub>) para ello el transformador se llenara de N<sub>2</sub> UHP de alta pureza hasta conseguir una presión de 0.2Atms, después se dejara reposar por espacio de 24 horas luego de las cuales se procederá a realizar la extracción de las muestras para medir la humedad del transformador. Procedimiento: Realizar inspección visual en el transformador para verificar que el transformador se encuentre completamente armado. Verificar que el transformador se encuentre sin aceite. Inyectar N<sub>2</sub> (UHP) hasta llegar a una presión de 0.2 atmósferas. Extracción de primera muestra para medición del punto de rocío. Dejar en reposo por 24 horas. Extracción de segunda muestra para medición del punto de rocío

### **El Punto de rocío**

La temperatura de punto de rocío es la medida de cuánto vapor de agua existe en un gas. El agua tiene la capacidad de existir como un líquido, un sólido o un gas bajo una amplia gama de condiciones. Para comprender el comportamiento del vapor de agua, en primer lugar resulta útil repasar el comportamiento general de los gases.

En cualquier mezcla de gases, la presión total del gas es la suma de las presiones parciales de los gases que lo componen. Esta es la ley de Dalton y se representa de la siguiente manera:

$$P_{total} = P_1 + P_2 + P_3...$$

La cantidad de cualquier gas que compone la mezcla puede expresarse en términos de presión. Los principales componentes del aire son el nitrógeno, el oxígeno y el vapor de agua; por lo tanto, la presión atmosférica total está compuesta por las presiones parciales de estos tres gases. Si bien el nitrógeno y el oxígeno están presentes en condiciones estables, la concentración de vapor de agua es muy variable y es necesario medirla para determinar el volumen.

La presión parcial máxima de vapor de agua se relaciona necesariamente con la temperatura. Por ejemplo, a 20 °C (68 °F) la presión parcial máxima del vapor de agua es de 23,5 mbar. El valor de 23,5 mbar representa la "presión de vapor de saturación" a 20 °C (68 °F). En un entorno "saturado" a 20 °C (68 °F), la incorporación de más vapor de agua deriva en la formación de la condensación. Este fenómeno de la condensación puede utilizarse para medir el contenido de vapor de agua.

El gas con una concentración desconocida de vapor de agua se transfiere a una superficie con temperatura controlada. La superficie se enfría hasta que se forma la condensación.

La temperatura a la cual se forma la condensación se denomina "temperatura de punto de rocío". Debido a que existe una correlación única entre la temperatura y la presión de vapor de saturación (cabe recordar que la presión parcial máxima de vapor de agua, también conocida como presión de vapor de saturación, se relaciona directamente con la temperatura), la medición de la temperatura del punto de rocío de un gas es una medición directa de la presión parcial del vapor de agua. Si se conoce la temperatura del punto de

rocío, es posible calcular o buscar la presión de vapor de saturación correspondiente.

### **El Punto de a presión**

El término "punto de rocío a presión" se utiliza cuando se mide la temperatura del punto de rocío de los gases a presiones más elevadas que la presión atmosférica. Se refiere a la temperatura del punto de rocío de un gas bajo presión.

Esto es importante porque, al cambiar la presión de un gas, se modifica la temperatura del punto de rocío del gas.

Si se aumenta la presión de un gas, se incrementa la temperatura de punto de rocío del gas. Pongamos como ejemplo aire con una presión atmosférica de 1013,3 mbar y una temperatura de punto de rocío de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $14\text{ }^{\circ}\text{F}$ ). Según la información de la tabla anterior, la presión parcial del vapor de agua (indicada con el símbolo "e") es de 2,8 mbar. Si este aire se comprime y la presión total se duplica a 2026,6 mbar entonces, según la ley de Dalton, la presión parcial del vapor de agua, e, también se duplica a un valor de 5,6 mbar.

La temperatura del punto de rocío correspondiente a 5,6 mbar es aproximadamente  $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $30\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), con lo cual resulta evidente que al incrementar la presión del aire también se incrementó la temperatura del punto de rocío del aire. Por el contrario, al expandir un gas comprimido a presión atmosférica se reducen las presiones parciales de todos los gases que lo componen, incluido el vapor de agua, y, por lo tanto, disminuye la temperatura del punto de rocío del gas.

La relación entre la presión total y la presión parcial del vapor de agua, e, puede expresarse de la siguiente manera:

$$P1/P2 = e1/e2$$

Al convertir la temperatura del punto de rocío a la presión de vapor de saturación correspondiente, resulta fácil calcular el efecto de la presión total cambiante sobre la presión de vapor de saturación. El nuevo valor de la presión de vapor de saturación puede volver a convertirse a la temperatura correspondiente del punto de rocío. Estos cálculos se pueden hacer en forma manual, por medio de tablas, o con distintos tipos de software

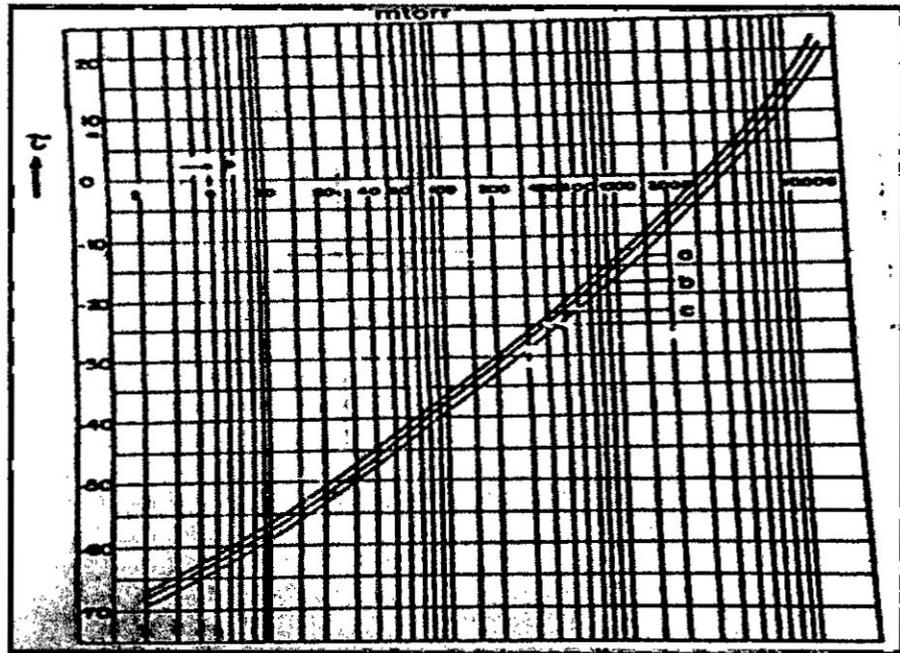
### **Procedimiento de medición**

- 1.- Se evacua todo el aceite del transformador a una cisterna.
- 2.- Se procede a someter a vacío al transformador a una presión hasta alcanzar una presión de 1 mm Hg y se mantiene por cuatro horas.
- 3.- Se procede a romper el vacío con Nitrógeno seco y se presuriza con Nitrógeno al transformador entre 1 y 1.3 bar (Kg/cm<sup>2</sup>) y se mantiene por un tiempo aproximado como mínimo de 24 horas, tiempo suficiente para alcanzar el punto de equilibrio.
- 3.- Se procede a tomar la temperatura de aislamiento del transformador
- 4.- Se procede a realizar la medición del punto de rocío.

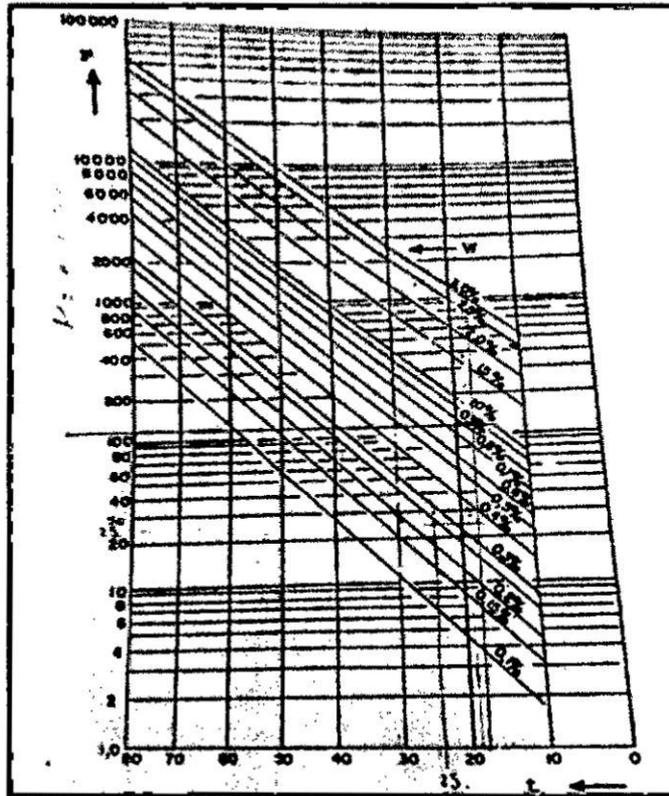
5.- Con el valor del punto de rocío y la presión de nitrógeno contenida en el transformador se determina la presión de vapor en la figura 16.

6.- Con el valor de presión de vapor y la temperatura se determina la humedad residual en la figura 17.

**FIGURA N° 15 Temperatura de punto rocío y presión de vapor de agua**

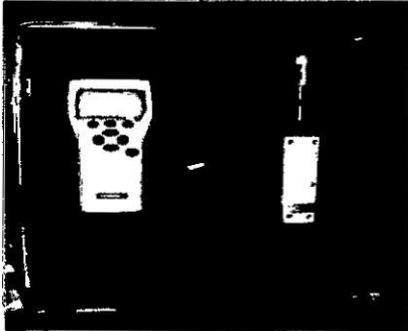


**FIGURA N° 16 Diagrama de equilibrio de temperatura y presión de vapor de agua**



Para las pruebas de medición de punto de rocío se realizaron con el equipo:

**FIGURA N° 17 Equipo de medición de punto de rocío**

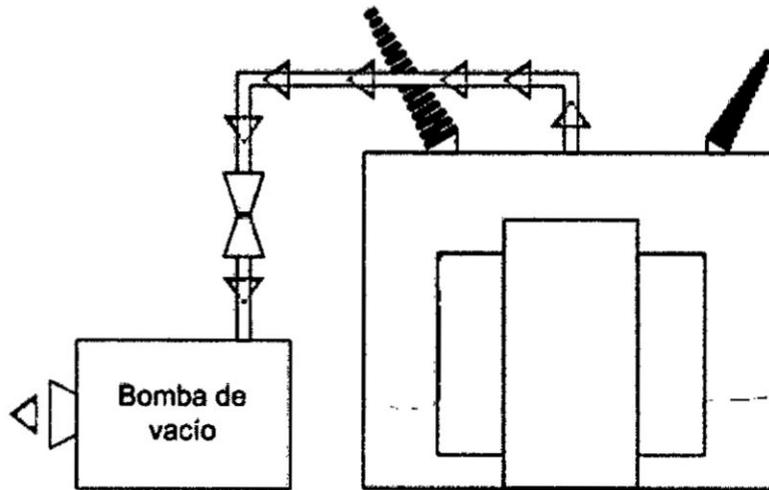
	<p>Marca : Vaisala</p>
	<p>Modelo : DMP74B</p>
	<p>Rango : -60° a +20°</p>

**Método de secado bajo vacío al transformador**

Este método de secado consiste en extraer la humedad del aislante del transformador haciendo vacío en el interior del mismo. Se realiza vacío en el interior del transformador para

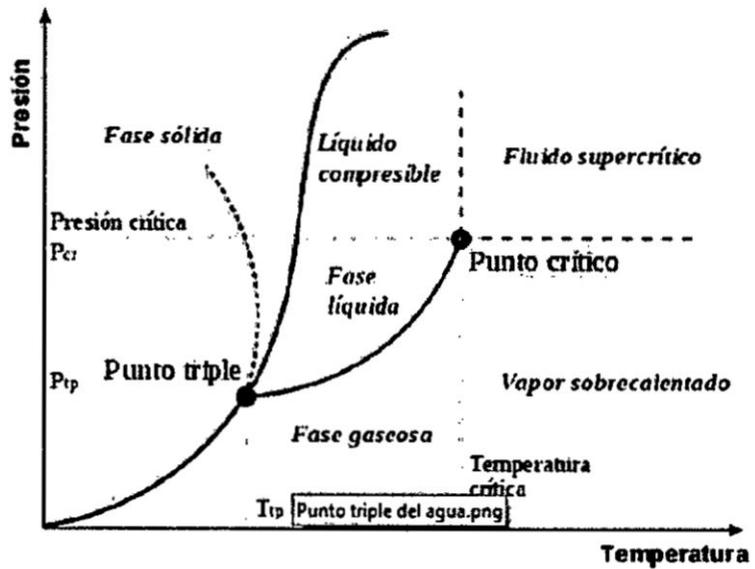
que la humedad contenida en el aislamiento se evapore más fácilmente y pueda ser extraída de la cuba.

**FIGURA N° 18 Método de secado por vacío**



El principio por el cual el método de vacío permite una mejor desorción de humedad de los aislamientos.

**FIGURA N° 19 Punto triple del agua**



La línea verde marca el punto de congelación, la azul, el punto de ebullición y la roja el de sublimación. El punto de unión entre las líneas mencionadas es el punto triple. La única combinación de presión y temperatura a la que el agua, hielo y vapor de agua pueden coexistir en un equilibrio estable se produce exactamente a una temperatura de 0.0098 °C y a una presión parcial de vapor de agua de 6.1173 mbar

En la Figura 18 se observa como a bajas presiones el agua requiere menos temperatura para pasar a fase gaseosa. Se puede aprovechar esta situación haciendo vacío en un sistema, lo que permite que no se tenga que calentar excesivamente para que la humedad entre en fase de vapor. Se puede jugar con los valores de presión y temperatura del agua para alcanzar el estado deseado.

LA ECUACIÓN DE ANTOINE explica (1):

Una ecuación empírica que permite interpolar datos experimentales de presión de vapor en función de la temperatura para una sustancia pura, es decir, permite conocer el punto de ebullición de un líquido puro a diferentes presiones. La ecuación para el caso del agua es la siguiente.

$$\log P = 7,96681 - \frac{1,668,21}{228 + T} \quad (1)$$

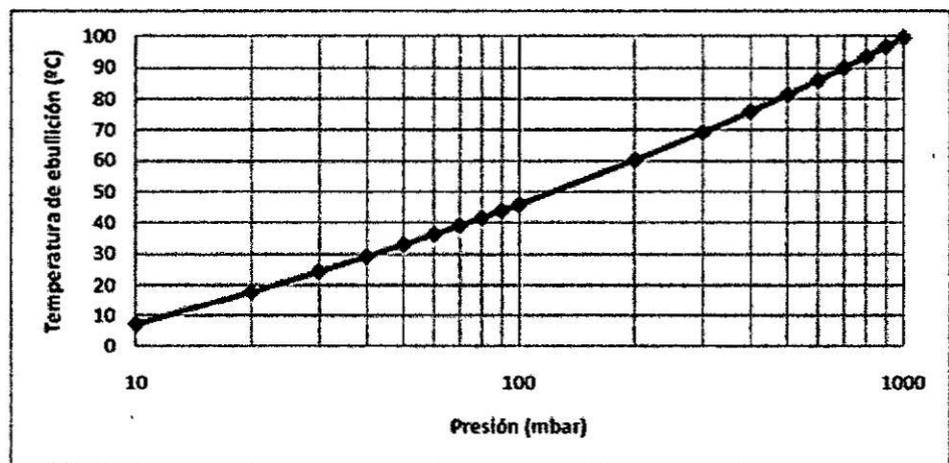
Donde:

P presión de la sustancia (mmHg)

T temperatura de la sustancia (°C)

En la Figura 20 se presentan las temperaturas de ebullición del agua a diferentes presiones. La curva se ha dibujado a partir de los valores de presión obtenidos con la ecuación de Antoine.

**FIGURA N° 20 Curva logarítmica temperatura de ebullición-presión**



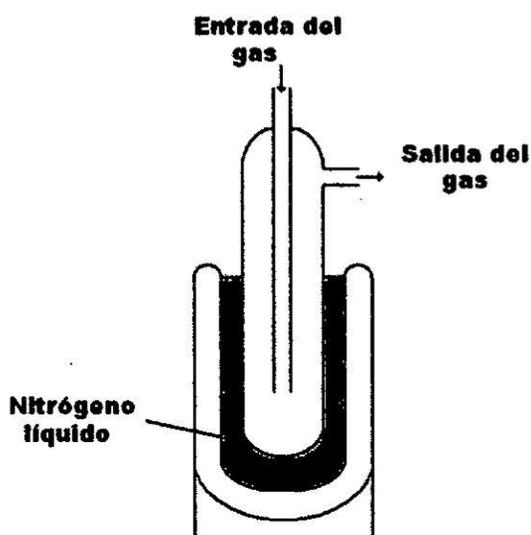
Se puede observar como a presión atmosférica (aproximadamente 1000 mbar) el agua hierve a 100°C. Por ejemplo, si se consigue hacer un vacío de 100 mbar, con calentar el aislamiento hasta 50°C sería suficiente para que empiece a evaporarse la humedad.

La humedad contenida en el aislamiento se puede sacar directamente a través de la bomba de vacío o añadiendo antes de la misma una trampa fría (cold trap). Aportando calor se acelera el proceso de desorción de humedad.

En aplicaciones de secado por vacío, la trampa fría (cold trap) condensa los gases que circulan a través de ella, previniendo que lleguen a la bomba vapores de aceite y humedad que la puedan deteriorar. Adicionalmente, la trampa fría aumenta la

desorción de humedad desde el interior del transformador al crear un mayor gradiente de concentración de humedad entre el aislamiento sólido y la atmósfera que le rodea; también sirve para estimar la cantidad de humedad extraída del transformador.

**FIGURA N° 21 Trampa fría**



En la Figura 21 se muestra el funcionamiento de la trampa fría; el gas entra a la trampa fría y antes de salir pasa por una zona muy fría con nitrógeno líquido o hielo seco. El vapor condensa y se queda en el fondo. El aire sale por el otro conducto para pasar por la bomba de vacío ya sin humedad.

### **Gestión de secado bajo vacío al transformador marca OASA 14-18 MVA, 60/6.9-4.16 Kv**

#### **Recomendaciones y alcances**

La gestión para secado de interiores de transformadores de potencia utilizado actualmente para puesta en servicio en campo, así como en talleres propios habilitados para este

objetivo, para su reparación o mantenimiento preventivo o cuando han sufrido alguna falla durante la operación.

- **Objetivo:**

El objetivo de realizar el proceso de eliminación de gases a un transformador es minimizar la humedad y los gases que permanecen en los arrollamientos y el núcleo, logrando que estos elementos se encuentren dentro de los límites normativos y confiables para la correcta operación del transformador.

**Principios teóricos:**

- **General**

Normalmente los aislamientos sólidos de los transformadores de potencia, están compuestos principalmente por papel, cartón o madera, los cuales llegan a representar el 95% de los aislamientos. Estos materiales en sus diferentes tipos y variantes son altamente higroscópicos conteniendo hasta 8 o 10 % de su peso en humedad en malas condiciones de operación.

- **Humedad**

El papel aislante tiene una gran afinidad por el agua y mucho menor por el aceite aislante por lo que generalmente absorberá agua además de aceite. La cantidad de agua en el papel siempre será mayor que en el aceite; el papel seco absorbe agua más rápidamente que el papel impregnado de aceite, el cual tiene un rango más bajo de absorción de humedad. La humedad dentro del papel afecta la rigidez dieléctrica, el factor de potencia, envejecimiento y rigidez mecánica.

MILAN MILASCH indica:

### **Eliminación de humedad**

La eliminación de la humedad presente en los aislamientos es necesario transformarla en vapor y expulsarla a la atmosfera. Lo anterior se puede lograr disminuyendo la temperatura de ebullición del agua, por medio de alto vacío o sea bajar la presión interna en la cuba o tanque a niveles donde el agua se vaporice y se pueda extraer en forma de gas.

La aplicación del vacío tiene dos propósitos:

a) Expansión y extracción del gas (en su mayoría aire) contenido dentro de un espacio cerrado, en este caso de una cuba o tanque cerrado. Esta expansión de los gases ayuda a la expulsión de la humedad presente.

En la gráfica se muestra la expansión del gas, al reducirse la presión a la que se encuentra sujeto; esta curva está basada en una presión de 759.98 mm hg, o sea la presión atmosférica a nivel del mar.

b) Reducción del punto de ebullición del agua contenida en forma de humedad dentro de los aislamientos, con lo cual su evaporación se acelera. Al convertirse el agua en vapor, este puede ser evacuado rápidamente, junto con los gases por medio de la bomba de vacío en la gráfica se muestra el punto de ebullición del agua en función de la presión absoluta.

### **Grados de secado**

Puesto que la humedad presente en los aislamientos, afecta gradualmente sus características dieléctricas es necesario

determinar los límites máximos permisibles de acuerdo con los niveles de voltaje de los transformadores.

Para transformadores con niveles de voltaje menores a 69 kv, se debe alcanzar una humedad residual de 0.7 %.

Para transformadores con niveles de voltaje entre 69 y 150 kv se debe alcanzar una humedad residual de 0.5 %.

Para transformadores con niveles de voltaje de 230 y 500 kv, se debe de alcanzar una humedad residual de 0.3%

### **Método con alto vacío**

Uno de los métodos para eliminar humedad en un transformador dentro de su tanque, consistente en someterlos a vacío muy altos a temperatura ambiente durante largos periodos de tiempo, de acuerdo con la expansión y extracción de su humedad a los límites establecidos.

Para lograr los vacíos muy altos requeridos es necesario utilizar bombas de alto vacío de pistón rotatorio de un solo paso o doble paso, selladas con aceite y capaces de alcanzar vacíos del orden de 10 micrones (0.01 mm hg) y en algunos casos complementar estas bombas con un reforzador o BOOSTER en serie con las mismas, con lo que es posible alcanzar mejores vacíos de un micrón (0.001mm Hg) y mejorar los tiempos de secado.

### **Equipamiento a utilizar:**

*Bomba de Vacío:*

Marca EDWARD

Modelo: EVCAH250

Tipo: Paletas rotativas

Flujo: 300 m<sup>3</sup>/H

Vacío Final: Menor a 0.5 mbar

*Bomba Booster:*

Marca PFEIFFER

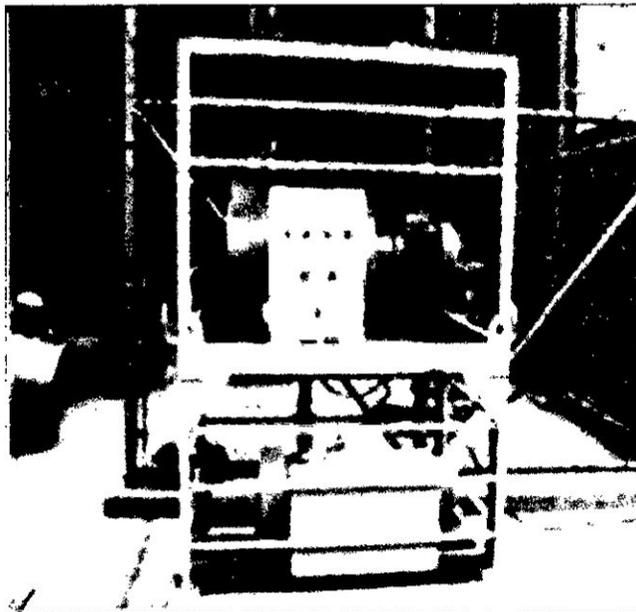
Modelo: MTP 1000

Tipo: Roots ( Booster)

Flujo: 1070 m<sup>3</sup>/H

Vacío Final: Menor a 0.1 mbar

**FIGURA N° 22 Bomba vacío y bomba booster**



**Tanque Cisterna:**

Capacidad: 6600 galones

**FIGURA N° 23 Tanque cisterna**



**Procedimiento de trabajo**

- **Ejecución de vacío al transformador**

a.- Desconectar y dejar fuera de servicio el transformador que se va a secar.

b.- Extraer completamente su aceite aislante e inyectar nitrógeno seco (punto de rocío  $-40^{\circ}$  C).

c.- Eliminar los radiadores y el tanque conservador por medio de sus válvulas en cuanto sea posible, así como las válvulas o dispositivos de sobrepresión.

d.- Medir la humedad residual.

e.- Verificar que no haya fuga, aumentando la presión del nitrógeno hasta 1.2 Bar, y localizándolas con espuma de jabón.

f.- Instalar la bomba de vacío conectada al tanque del transformador en su parte superior, ya sea en el registro-hombre o en el tubo de alivio. La tubería de conexión especial para alto vacío debe ser de un diámetro de 2 a 4 pulgadas. Dependiendo de la capacidad de la bomba, la longitud debe ser lo más corta posible.

g.- Entre la bomba de vacío y el tanque del transformador, se instalara en cuanto sea posible una trampa de hielo seco o sálica gel para atrapar la humedad extraída por la bomba y conservar las cualidades del aceite del equipo de vacío

h.- Expulsar el nitrógeno del tanque hasta tener una presión manométrica de aproximadamente cero.

i.- Poner en servicio la bomba de vacío y dejarla operando continuamente, hasta alcanzar un vacío correspondiente a la humedad residual detectada por la norma (0.1 Tor o 0.01 KPa).

j.- Cerrar la válvula principal de vacío y detener la bomba, verificar el abatimiento de vacío para detectar fugas en el tanque, al tenerse una tendencia de disminución del mismo.

k.- En caso de haber fugas, es necesario detectarlas y corregirlas repitiendo el método de presurizar con nitrógeno.

l- Continuar con el proceso vigilando la acumulación de humedad en la trampa de silicagel (cambio de color) y por otro lado la colección de agua en la trampa, detener el proceso

m.-Inyectar Nitrógeno a una presión de 1.2 Bar y dejar en reposo por 24 Horas.

n.- Determinar el punto de rocío y la humedad residual, si se ha alcanzado el grado de secado deseado se da por terminado el proceso.

### **Tratamiento del aceite bajo termo vacío**

De acuerdo a los valores iniciales del análisis físico químico eléctrico realizado al transformador se tomara una decisión del tratamiento de recuperación del aceite que puede ser:

1.- Tratamiento por termovacío al aceite del transformador.- Es un proceso Físico mediante el cual se busca retirar partículas de contaminación en suspensión y la humedad en el aceite, excluyéndose las partículas propias de la degradación del mismo.

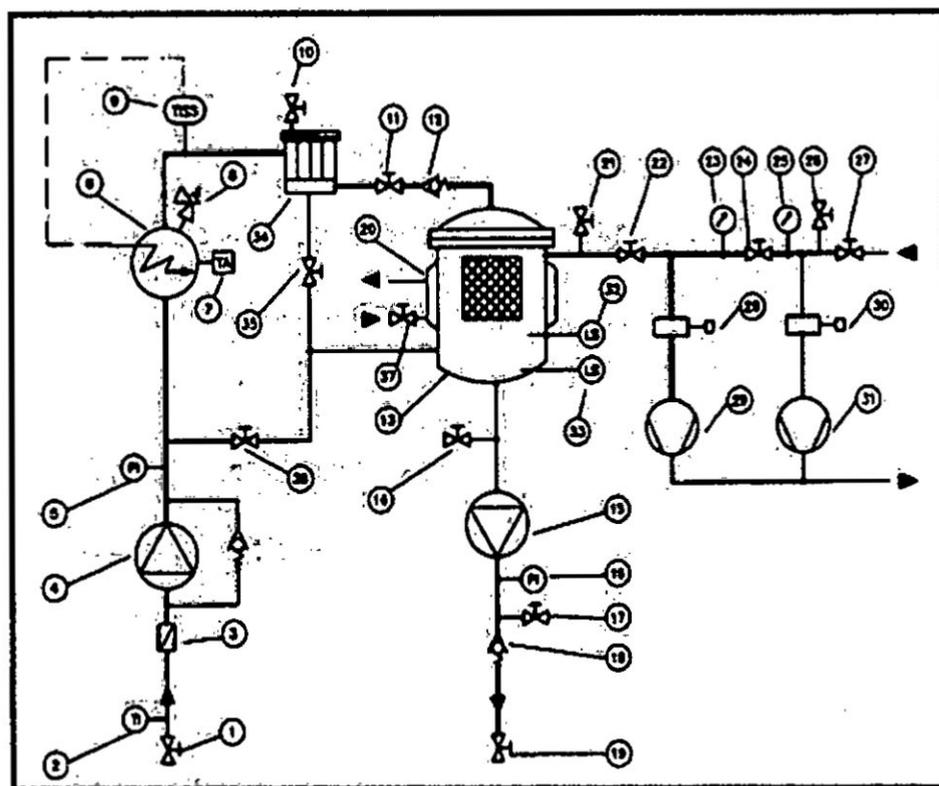
2.- Regeneración de aceite con tierra Fuller.- Es un proceso Físico-Químico aplicado al aceite del transformador que ha sufrido degradación y ha formado compuestos orgánicos, sedimentos y lodos solubles en el aceite.

Para nuestro caso en particular de acuerdo a los análisis de aceite Físico-Químico eléctricos realizados al aceite del transformador presenta problemas Físico por tal motivo se conviene realizar el proceso de secado del aceite por termovacío.

- **Proceso de secado por termovacío**

Es el proceso más eficaz para la remoción de humedad y sustancias volátiles presentes en el aceite (Gases), con la aplicación de vacío se reduce la temperatura de ebullición del agua que es removida en la fase de vapor por la recámara de vacío. Durante éste proceso se aplica vacío (1 Torr) y se obtienen bajas concentraciones de agua en el aceite, lo cual incrementa considerablemente la rigidez dieléctrica del aceite.

**FIGURA N° 24 Esquema de una máquina de termo vacío típica**



**A. Partes de una maquina termovació típica**

- 1.- Válvula de entrada de aceite
- 2.- Indicador de temperatura
- 3.- Filtro de malla
- 4.- Bomba de entrada de aceite
- 5.- Manómetro
- 6.- Intercambiador de calor
- 7.- Termostato de seguridad
- 8.- Válvula de seguridad
- 9.- Regulador/indicador de temperatura
- 10.- Válvula de aireación / purga

- 33.- Alarma de nivel mínimo
- 34.- Filtro de aceite de 5 micras
- 35.- Válvula de vaciado del filtro
- 36.- Válvula de vaciado del
- 37.- Válvula de entrada de agua de refrigeración.

### **Equipamiento a utilizar**

a.- Maquina de tratamiento portátil:

Marca: EDWARD

Modelo: 4000 MTP

Capacidad: Flujo Variable de 400 a 4000 Lts/h

Potencia: 100 Kw.

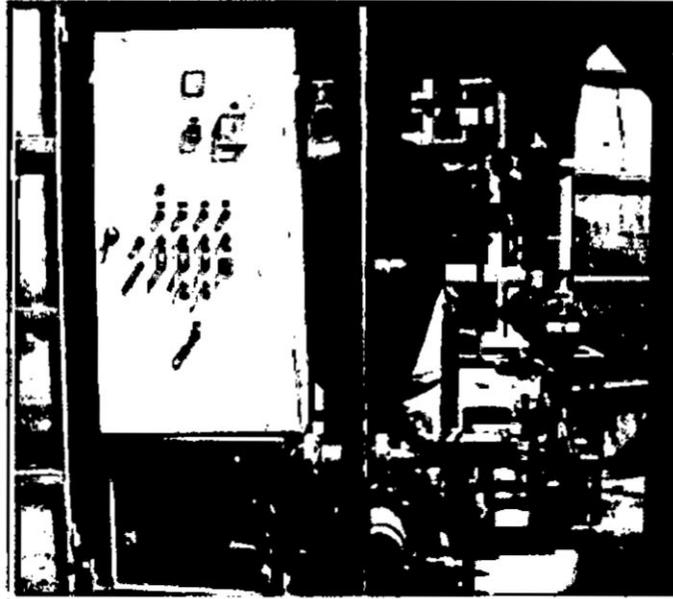
Sistema de calentamiento: 68 Kw

Filtro micronico: Menor a 0.5 micras.

Bomba de vacio conectada EH500:605 m<sup>3</sup>/h (Tipo Roots)

Bomba de vacio conectada de 300 m<sup>3</sup>/h (Tipo paletas)

**FIGURA N° 25 Maquina termovació típica**



b.- Espinterometro (Medidor de rigidez dieléctrica del aceite)

Marca: BAUR

Modelo: DPA75C

**FIGURA N° 26 Espinterómetro**



Contenido de agua:

Marca: BAUR

Modelo: Aquameter KFM 3000

**FIGURA N° 27 Medidor de contenido de agua**



**Procedimiento de trabajo:**

- a) El equipo de termovació es conectado al transformador por la válvula de extracción de aceite por medio de mangueras resistentes al aceite dieléctrico, y conectadas a la cisterna de aceite evacuando todo el aceite.
- b) La conexión es realizada por medio de válvulas superior e inferior ubicadas en la cisterna de aceite, la cantidad de pasadas del aceite por la máquina de tratamiento que contiene filtros, resistencia calefactoras y tanque de vacío dependerá del volumen del aceite a tratar y de la cantidad de agua contenida un proceso típico realiza cuatro pasadas por el filtro, es decir por ejemplo un transformador con 9000 litros de aceite y una máquina de 4000 Litros / Hora empleará un total de 9 horas de tiempo para pasar cuatro veces el aceite por los filtros. Debemos de considerar que la temperatura del aceite no deberá superior a los 60° y que la capacidad de los filtros sea menor a 0.5 micras

- c) Controlar la rigidez dieléctrica del aceite hasta tener parámetros similares a la de un aceite nuevo
- d) Controlar el contenido de humedad del aceite hasta tener parámetros similares a la de un aceite nuevo.
- e) Con los valores físico químico eléctricos satisfactorios del aceite en la cisterna y habiendo realizado el secado de la parte activa del transformador con la bomba de vacío se procederá a realizar el llenado de aceite de la cisterna al transformador.
- f) Estando el transformador en vacío con la máquina de tratamiento de tratamiento se procede a llenar el aceite a través de una válvula para controlar su flujo, con presión positiva de la cisterna al transformador. Este proceso debe ser limitado y controlado para evitar la formación de burbujas de aire que pueden ser atrapadas por los aislamientos del transformador asimismo la ejecución de vacío al transformador debe de mantenerse por las mismas razones hasta una altura aproximada de 10 cm. Debajo de la tapa por un periodo de cuatro horas.
- g) Se procede luego a romper el vacío con nitrógeno de alta pureza.
- h) Se aperturan las válvulas de los radiadores y tanque conservador para llenar el aceite total al transformador.
- i) Se recircula el aceite en el transformador cuatro veces.
- j) Se extrae las muestras de aceite para su análisis físico químico eléctrico.
- k) Se realiza las purgas de aire en los radiadores, bushing y otros dispositivos que lo ameriten.
- l) Mantener en reposo por un periodo de 24 horas antes de energizar el transformador.

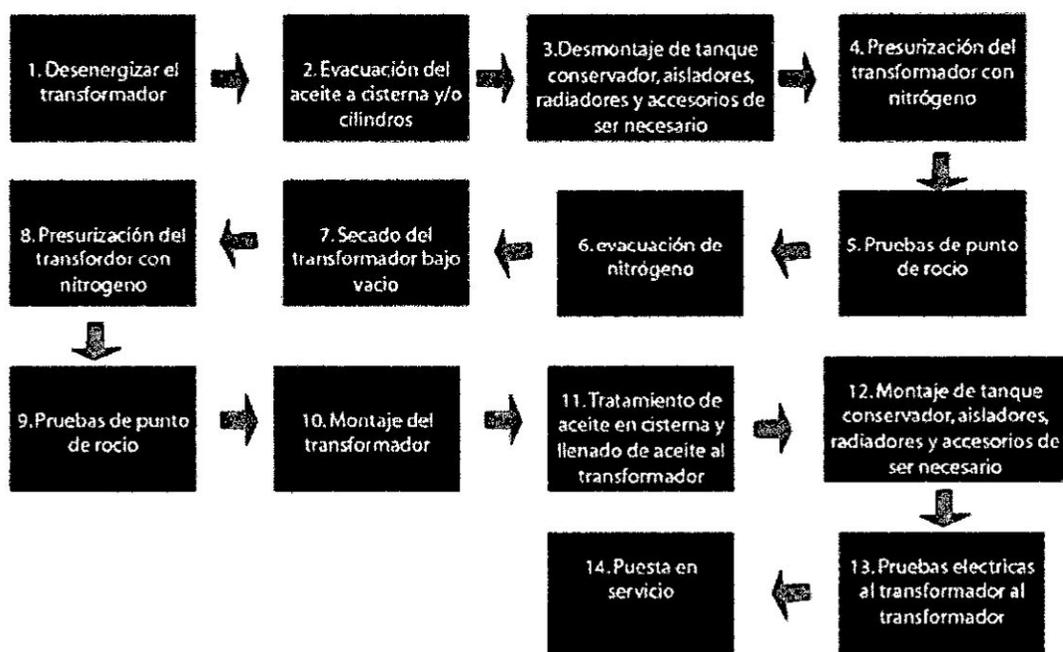
La eficiencia del proceso de secado en un transformador depende de factores como la temperatura del aceite y la presión de vacío

El usar excesivas temperaturas promueve la degradación del aceite

### Propuesta de proceso de secado bajo vacío insitu

A continuación se muestra el proceso de secado de vacío

**FIGURA N° 28 Proceso de secado bajo vacío**



Elaboración: Fuente Propia

### 2.2.10 Proceso de secado de transformador de potencia en un taller y/o fabrica.

Cuando el transformador requiere realizar el secado de la parte activa por razones de humedad contenida en su

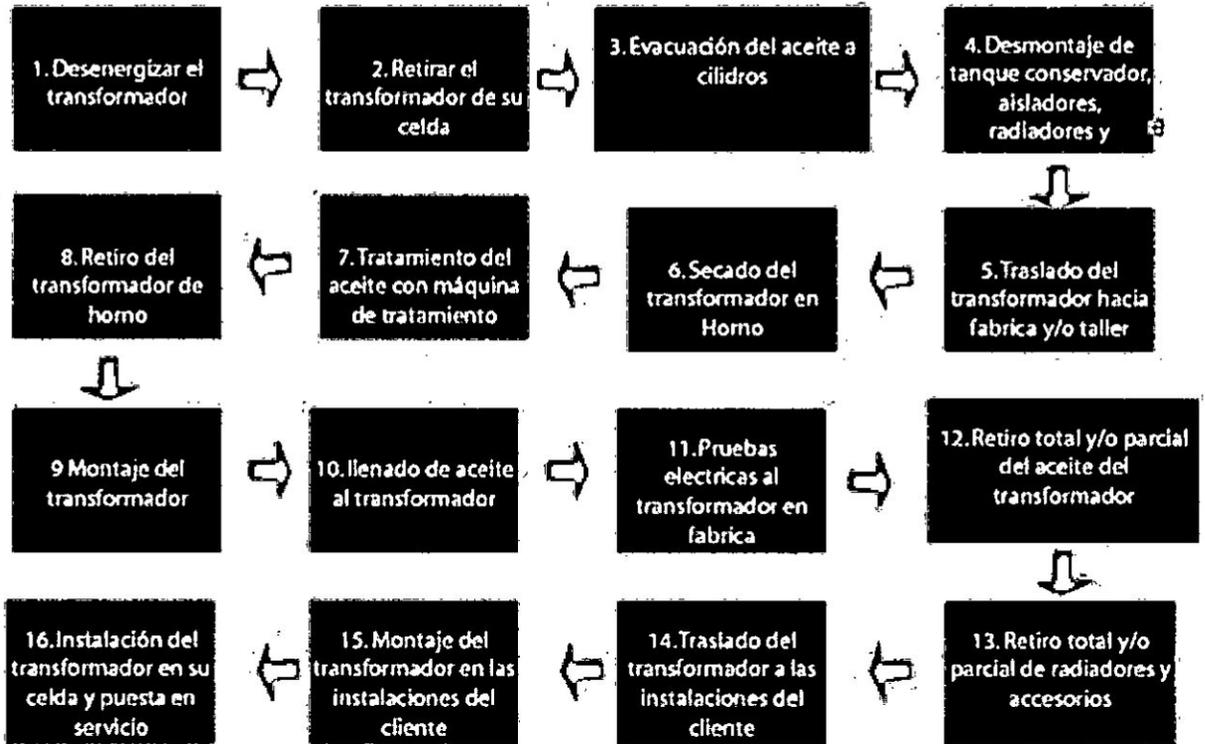
aislamiento en un taller de reparaciones y/o fábrica se debe de realizar los siguientes procedimientos:

1. Desenergizar el transformador.
2. Retiro del transformador de su celda.
3. Evacuación de su propio aceite a cilindros con bomba de aceite.
4. Desmontaje de Bushings, tanque conservador, radiadores y accesorios.
5. Embalaje de los equipos desmontados.
6. Traslado del transformador, aceite y equipos embalados desde su punto de origen hacia el taller y/o fabrica.
7. Recepción del transformador en taller y/o fábrica del transformador y accesorios.
8. Desencubado de la parte activa, limpieza, ajuste de conexiones e ingreso al horno para su secado correspondiente.
9. Tratamiento bajo termovació del aceite de transformador en cisterna
10. Luego del secado del transformador se procede al encubado del transformador.
11. Se procede a ejecutar el vacío al transformador por 6 horas, luego de la cual se llena el aceite tratado de la cisterna al transformador con los mismos procedimientos anteriormente descritos.
12. Se procede a realizar los análisis de aceite físico químico eléctrico del aceite del transformador.
13. Se procede a realizar las pruebas eléctricas al transformador en la sala de pruebas.

14. Con los resultados satisfactorios de las pruebas realizadas se procede a preparar al transformador para su traslado a sus instalaciones.
15. Retiro parcial del aceite del transformador
16. Desmontaje de Bushings, tanque conservador, radiadores y accesorios del transformador.
17. Embalaje de los equipos desmontados.
18. Retiro total del aceite del transformador a cilindros y aplicación de vacío por 6 horas.
19. Presurización de nitrógeno de alta pureza a 1.2 bar.
20. Traslado del transformador, accesorios y aceite a sus instalaciones de origen.
21. Recepción del transformador en sus instalaciones de origen.
22. Pruebas de punto de rocío.
23. Ejecución de vacío con bomba de vacío por 6 horas.
24. Evacuación del aceite del transformador desde los cilindros hasta la cisterna de aceite.
25. Tratamiento de aceite en la cisterna por dios ciclos completos.
26. Llenado de aceite al transformador bajo los mismos procedimientos anteriormente descritos.
27. Armado total del transformador y tratamiento del aceite.
28. Extracción de muestras de aceite para su análisis físico químico eléctrico
29. Pruebas eléctricas.

A continuación se muestra el secado del proceso tradicional en taller

**FIGURA N° 29 Proceso de secado en taller**



Elaboración: Fuente Propia

### **2.2.10. PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE – PMI**

La Guía de PMBOK (2013) nos explica:

¿Qué es PMI?

Es una organización sin ánimo de lucro dedicada a desarrollar la Disciplina de Administración de Proyectos y Dirección de Proyectos (Project Management) en todo el mundo. Su sede central está en Pensilvania – USA y tiene cientos de miles de asociados por todo el mundo.

Los miembros son individuos que se desarrollan en el área de dirección de proyectos en distintas industrias, entre otras,

aeroespacial, automotriz, negocios, servicios financieros, tecnologías de la información, telecomunicaciones, construcción, farmacéutica, ingeniería, minería y gobierno.

El PMI fue fundado en 1969 y desde ese entonces se fueron incorporando más miembros en distintos países y realizaron distintos eventos para difundir el mejor uso de la disciplina.

Las principales actividades del PMI son:

- Desarrollo de estándares de la profesión. El más conocido es el PMBOK.
- Certificación de profesionales como Project Management Professional (PMP)
- Programa de Proveedores de Educación Registrados (REP)
- Actividades de investigación para el desarrollo de la profesión
- Publicaciones: Project Management Journal; PM Network, PM Today, etc.
- Educación y capacitación
- Realización de Congresos y Simposios a nivel mundial.
- Publicación del PMQ Special Report on Ethics Standards and Accreditation

Estándares Profesionales: el PMI desarrolla estándares de la profesión "Project Management" alrededor de todo el mundo. Uno de sus más conocidos estándares es: A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK® Guide) en español es Guía del cuerpo del conocimiento de la Gerencia de Proyectos, esta guía es mundialmente reconocida y está aprobada como un estándar por el American National Standards Institute (ANSI). Certificación:

Desde 1984, el PMI ha desarrollado y mantiene un riguroso programa de certificación de individuos basado en un examen y su experiencia profesional como director de proyectos, con el objetivo de mejorar la profesión de la Gestión de Proyectos y reconocer los logros de los individuos en la Gestión de Proyectos. La certificación del PMI como Project Management Professional (PMP®) es la más reconocida en todo el mundo y está certificada por la ISO 9001.

Investigación: El PMI está enfocado en la expansión del conjunto de conocimientos de la profesión "Project Management" a través de encuestas propias, investigaciones externas, una base de datos de información. Adicionalmente, necesidades, información, conocimientos y mejores prácticas son recolectados y distribuidos. El futuro de la profesión es evaluada y fomentada su evolución.

La Guía del PMBOK® (1013) contiene:

Una descripción general de los fundamentos de la Gestión de Proyectos reconocidos como buenas prácticas. Actualmente, en su cuarta edición, es el único estándar ANSI para la gestión de proyectos. Todos los programas educativos y certificaciones brindadas por el PMI están estrechamente relacionados con el PMBOK®.

La objetivo principal de la Guía del PMBOK® es identificar el subconjunto de Fundamentos de la Dirección de Proyectos generalmente reconocido como buenas prácticas. "Identificar"

Significa proporcionar una descripción general en contraposición a una descripción exhaustiva. "Generalmente"

restricciones del cronograma para crear el cronograma del proyecto.

✓ **Controlar el Cronograma:**

Es el proceso por el que se da seguimiento al estado del proyecto para actualizar el avance del mismo y gestionar cambios a la línea base del cronograma.

## **2. Gestión de los Costos del Proyecto**

Describe los procesos involucrados en la planificación, estimación, presupuesto y control de costos de forma que el proyecto se complete dentro del presupuesto aprobado. Se compone de tres (3) procesos de dirección de proyectos:

✓ **Estimar los Costos:**

Es el proceso que consiste en desarrollar una aproximación de los recursos financieros necesarios para completar las actividades del proyecto.

✓ **Determinar el Presupuesto:**

Es el proceso que consiste en sumar los costos estimados de actividades individuales o paquetes de trabajo para establecer una línea base de costo autorizada.

✓ **Controlar los Costos:**

Es el proceso que consiste en monitorear la situación del proyecto para actualizar el presupuesto del mismo y gestionar cambios a la línea base de costo.

### III. VARIABLES E HIPOTESIS

#### 3.1 Definición de las variables

Variable independiente X

- Modelo de gestión eficiente= X

Variable dependiente Y

- Optimización del secado de transformadores de potencia de 60Kv o más = Y

#### 3.2 Operacionalización de variables

**TABLA N° 4 operacionalización de variables**

<b>VARIABLE</b>	<b>DIMENSIONES</b>	<b>INDICADORES</b>
Variable independiente: Modelo de gestión eficiente	Modelo de gestión eficiente de secado de transformadores de potencia	- Gestión de costos
		- Gestión de tiempos
Variable dependiente: Optimización del secado de transformadores de potencia	Optimización del secado de transformadores de potencia	- Reducción de costos
		- Optimización de uso de tiempos y de rutas

Las variables planteadas tienen una relación de causa-efecto

### **3.3 Hipótesis general e hipótesis específicas**

#### **Hipótesis general:**

- La propuesta de un modelo de gestión eficiente del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV o más, contribuiría en la optimización de dicho servicio.

#### **Hipótesis específicos:**

- La gestión de costos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV contribuiría en la optimización de costos de dicho servicio.
- La gestión de tiempos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV contribuiría en la optimización de tiempos de dicho servicio.

## **IV. METODOLOGÍA**

Implementación de un modelo de gestión para el Gerenciamiento eficiente del servicio de secado de transformadores de potencia de niveles de tensión iguales o mayores de 60 Kv. mediante la aplicación de vacío in situ.

### **Parámetros principales del proyecto**

#### **4.1 Tipo de investigación**

- Esta investigación corresponde al de tipo aplicada.

## **4.2 Diseño de la investigación**

- No experimental
- Revisión del modelo de gestión eficiente del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV.
- Recolección de datos de los análisis físico químico del aceite de los transformadores
- Revisión de los costos y tiempo para el servicio de secado de transformadores de potencia de 60 Kv.
  - Recolección de costos del servicio
  - Recolección de metodologías de tiempo.

## **4.3 Población**

- Todos los transformadores eléctricos de niveles de tensión superiores a 60 Kv existentes en el Perú

## **4.4 Muestra**

- Se toma como muestra los transformadores eléctricos en niveles de tensión Superiores a 60Kv existentes en UNACEM – CEMENTOS LIMA

## **4.5 Técnicas e instrumentación de recolección de datos**

- Para la presente investigación no es necesario técnicas e instrumentación de recolección de datos.

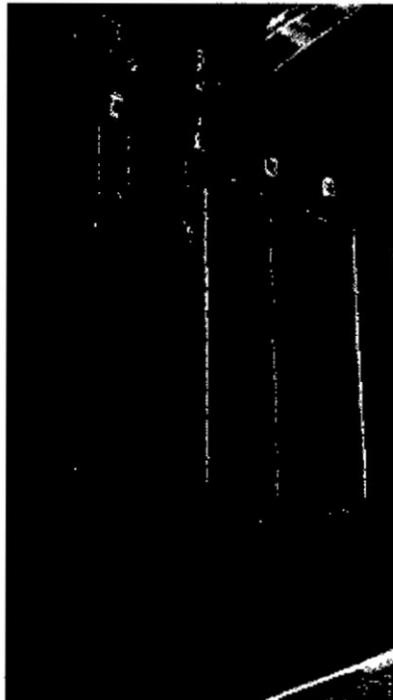
## **4.6 Procedimientos de recolección de datos**

- Para la presente investigación no es necesario realizar un plan de análisis estadísticos de datos.

## **V. RESULTADOS**

- Modelo de gestión eficiente del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 Kv o más.
- El modelo de gestión eficiente propuesto es aplicable a todo transformador de potencia con niveles de tensión iguales o mayores de 60 Kv. Para el desarrollo del presente gestión se ha tomado como base el transformador de 14-18 MVA, 60/6.9-4.16Kv, año 1966, pertenecientes a las instalaciones de UNACEM SAA

**FIGURA N° 30 Transformador OASA 14-18 MVA**



Toma de muestra de aceite inicial para su análisis físico químico eléctrico del transformador marca OASA, 14-18 MVA, 60/6.9-4.16 Kv, año 1996, cuyos resultados a continuación detallamos:

**TABLA N° 5 Análisis físico químico inicial de muestra de aceite inicial**

Pruebas Unidades Norma	Índice de Acidez mg KOH/g aceite ASTM D-974	Tensión Interfacial Dy / cm ASTM D-971	Contenido de Agua ppm ASTM D-1533	Rigidez Dieléctrica KV / 2 mm ASTM D-1816	Color - ASTM D-1500
Fecha de Extracción	0.01 AC	40 AC	40 IN	38 CU	1.0 AC
Valores Límites	≤ 0.05	≥ 32	≤ 30	≥ 40	< 3.5

Ejecución de las pruebas de punto de rocío Inicial:

El punto de rocío del nitrógeno en el transformador fue de - 25°C, siendo su temperatura de aislamiento del transformador de +20°C a una presión de 1.1 bar.

Del grafico para un punto de rocío de -25°C corresponde una presión de vapor saturado 430 mtorr. Se obtiene un valor de 1.7% de cantidad de agua contenida en los materiales aislantes, siendo lo máximo recomendable de 0.5%.

Después del proceso de secado en vacío in situ del transformador se obtuvieron los siguientes resultados:

El grafico para un punto de rocío de - 50°C corresponde una presión de vapor saturado 33 mtorr .Se obtiene un valor de 0.38% menor a 0.5%.

Se procede a realizar el análisis fisico químico eléctrico final del aceite con los siguientes resultados

**TABLA N° 6 Análisis fisico químico eléctrico final del aceite**

Pruebas Unidades Norma	Índice de Acidez mg KOH/g aceite ASTM D-974	Tensión Interfacial Dy / cm ASTM D-971	Contenido de Agua Ppm ASTM D-1533	Rigidez Dieléctrica kV / 2 mm ASTM D-1816	Color - ASTM D-1500
Fecha de Extracción 25/10/2016	0.01 AC	42 AC	8 AC	60 AC	1.0 AC
<b>Valores Límites</b>	<b>≤ 0.05</b>	<b>≥ 32</b>	<b>≤ 30</b>	<b>≥ 40</b>	<b>&lt; 3.5</b>

Ejecución de las pruebas de punto de rocío Final:

El punto de rocío del nitrógeno en el transformador fue de - 50°C, siendo su temperatura de aislamiento del transformador de +20°C a una presión de 1.1 bar.

El grafico para un punto de rocío de - 50°C corresponde una presión de vapor saturado 33 mtorr . Se obtiene un valor de 0.38% menor a 0.5

**TABLA N° 7 Cuadro de costos de secado del transformador en taller**

Item	Actividad	Und.	Cantidad	Precio Unitario	Precio total
1	Transporte de equipos	Gb	2	270,00	540,00
2	Transporte de cilindros	Und	2	1600,00	3200,00
3	Transporte de transformador	Gb	2	3500,00	7000,00
3	Grúa Hiabb para maniobras	Gb	2	800,00	1600,00
3	Transporte de máquina de tratamiento	Und	2	1600,00	3200,00
4	Alquiler de camioneta en obra	Dias	13	200,00	2600,00
5	Nitrógeno	m3	10	38,00	380,00
6	Servicio de secado	Gb	1	51000,00	51000,00
<b>Costo Total en soles ( No incluye el IGV )</b>					<b>69520,00</b>

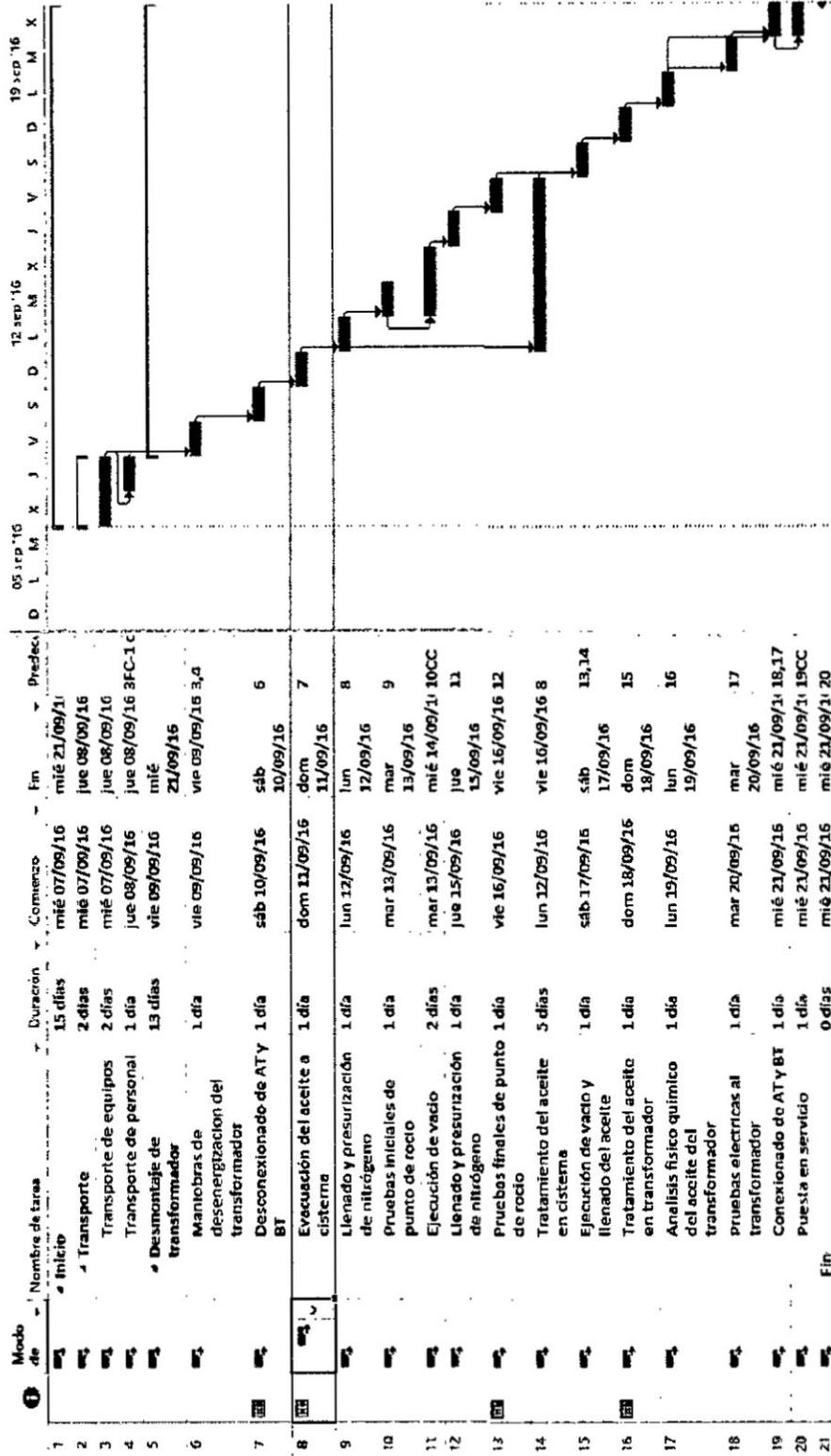
**TABLA N° 8 Cuadro de costos de secado del transformador en vacío**

Item	Actividad	Und.	Cantidad	Precio Unitario	Precio total
1	Transporte de equipos	Gb	2	270,00	540,00
2	Transporte de tanque cisterna	Und	2	2000,00	4000,00
3	Transporte de maquina de tratamiento	Und	2	1600,00	3200,00
4	Alquiler de camioneta en obra	Dias	15	200,00	3000,00
5	Nitrógeno	m3	40	38,00	1520,00
6	Servicio de secado	Gb	1	23800,00	23800,00
<b>Costo Total en soles ( No incluye el IGV )</b>					<b>36060,00</b>

Como se puede apreciar el costo del servicio del secado del transformador in situ es de S/. 36,060.00 Soles y en el taller de S/. 69,520.00.

El tiempo de ejecución del servicio del secado del transformador in situ es de 15 días calendarios y en el taller es de 28 días.

**FIGURA N° 31 Cronograma de proceso de secado vacío**



Fuente: Elaboración propia



## **VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

### **6.1 Contrastaciones de hipótesis con los resultados**

Para la hipótesis de realizar un modelo de gestión eficiente del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV contribuiría en la optimización de dicho servicio, se estudió los diversos procedimientos y metodologías aplicados para el secado de los transformadores de potencia de 60 Kv, creando un modelo de gestión eficiente para la optimización del servicio de secado de transformadores de potencia.

Para la hipótesis de la gestión de costos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV contribuiría en la optimización de costos de dicho servicio, se ha comparado los costos de llevar el transformador a un taller y/o fabrica para realizar el secado del transformador con el costo de secado del transformador in situ bajo vacío, teniendo valores diferentes, siendo el del menor valor el del secado bajo vacío del transformador in situ.

Para la hipótesis de la gestión de tiempos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV contribuiría en la optimización de costos de dicho servicio, se ha comparado los tiempos para realizar el secado del transformador a un taller y/o fabrica y el tiempo del secado del transformador in situ bajo vacío, teniendo valores diferentes, siendo el del menor tiempo el del secado bajo vacío del transformador in situ.

### **6.2 Contrastaciones de resultados con otros estudios similares**

Debemos de indicar que no existen otros estudios semejantes

## **VII. CONCLUSIONES**

El transformador de potencia es una maquina eléctrica diseñada para un ciclo de vida aproximado de 30 años que como se ha observado la humedad contenida en las partes aislante pueden ocasionar graves daños si no es tratada a tiempo, con repercusiones de dejar sin energía por un prolongado tiempo a un sector y/o total de la planta y/o donde alimente, creando una gran pérdida de la producción y costo de la reparación del transformador.

El modelo de gestión eficiente para optimizar el secado del transformador in situ realizado, nos indica los procedimientos, pasos y equipamiento que son necesarios para obtener resultados satisfactorios de eliminación de la humedad contenida en las partes aislantes del transformador que nos van a garantizar el funcionamiento óptimo del transformador asimismo nos permite planificar y reducir el tiempo y costo de llevarlo a un taller especializado de reparaciones.

## VIII. RECOMENDACIONES

1. Todo transformador requiere de una adecuada circulación de aire para su refrigeración. Es por ello que se debe verificar -al momento de la instalación del equipo que este cuente con ventilación y espacio suficientes para evitar su sobrecalentamiento.
2. Los transformadores siempre se deben almacenar en un ambiente limpio y seguro, libre de daños o golpes, para transformadores montados en altura, lo aconsejable es asegurar la estructura de montaje de acuerdo al peso del equipo. También se debe Verificar y asegurar la desenergización de las líneas eléctricas al momento del montaje a fin de evitar accidentes. La manipulación de transformadores, montaje y conexionado siempre debe hacerse por personal capacitado y con experiencia en el tema. Para finalizar el transformador debe quedar correctamente nivelado para evitar errores en su funcionamiento.
3. Se debe de realizar periódicamente (Se recomienda cada doce meses) los análisis de aceite Físico-Químico-Eléctrico y cromatográfico del aceite de los transformadores y ver sus variaciones a través del tiempo para determinar las ocurrencias internas que puedan tener.
4. Se recomienda que el equipamiento para realizar el secado del transformador in situ no debe ser inferior capacidad a lo nombrado en el presente estudio, ya que se corre el riesgo de no tener los resultados óptimos descritos en el presente estudio.

## IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **BRETTIS (Sf).** *Tutoriales de lubricación.* [Versión electrónica] Recuperado el 04 de marzo de 2017, de <http://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf>
2. Cabello B. J. (1984), *Mantenimiento preventivo de transformadores de potencia.* Venezuela. Editorial: Ediciones Paulinas
3. **DZUL M.** *Aplicación básica de los métodos científicos.* [Versión electrónica]. Sistema de Universidad Virtual, 2014. Recuperado el 2 de febrero del 2017, de [http://www.uaeh.edu.mx/docencia/VI\\_Presentaciones/licenciatura\\_en\\_mercadotecnia/fundamentos\\_de\\_metodologia\\_investigacion/PRES38.pdf](http://www.uaeh.edu.mx/docencia/VI_Presentaciones/licenciatura_en_mercadotecnia/fundamentos_de_metodologia_investigacion/PRES38.pdf)
4. García Gómez, D.S. sf. *Determinación de coeficientes de difusión de humedad en papeles aislantes de transformador.* Tesis Doctoral, España: UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID.
5. **HERNANDEZ, Edelsys (2006).** *Metodología de la investigación.* [Versión electrónica] .Recuperado 5 de enero del 2017, de [http://biblioteca.ucv.cl/site/servicios/documentos/como\\_escribir\\_tesis.pdf](http://biblioteca.ucv.cl/site/servicios/documentos/como_escribir_tesis.pdf)
6. **HERNANDEZ Sampieri (1998).** *Estrategia Metodológico.* [Versión electrónica]. Recuperado 17 de diciembre del 2016, de

[http://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/lco/oropez\\_a\\_c\\_f/capitulo4.pdf](http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lco/oropez_a_c_f/capitulo4.pdf)

7. Horning M, Kelly J, Myers S. (sf) *Transformers Maintenance Guide*, Edición 2, EE UU: Transformers Maintenance Institute
8. Milan Milasch (1990). *Manutencao de transformadores em liquido isolante* (Edición 3). Brasil. Editorial: Edgard Blucher.
9. **Turmero P. (sf). Transformadores de potencia.** Recuperado el 04 de marzo de 2017, de <http://www.monografias.com/trabajos104/transformadores-potencia/transformadores-potencia.shtml#ixzz4WyR4ibql>
10. PEREZ P.A (2001), *Transformadores de Distribución, Teoría, Cálculo, Construcción y Pruebas* (Edición 2), Pág. 12-13. México: Río Pánuco, Editorial: Reverté, SA
11. PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (2013), *Guía de los fundamentos de la dirección de proyectos* (Guía del PMBOK). 4ta edición.
12. **VAISALA (2013). Punto de Rocío en el aire comprimido.** [Versión electrónica] Recuperado el 04 de marzo de 2017, de <http://www.vaisala.com/Vaisala%20Documents/Application%20notes/Dew-point-compressed-air-Application-note-B210991ES-B-LOW.pdf>

13. Giulio Donizetti (1964). *El transformador*. Editorial Curso de máquinas eléctricas UNI, Lima Peru

14. BBRETTIS .- *El transformador* [Versión electrónica]  
Recuperado el 04 de marzo de 2017, , de  
[http:// www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf](http://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf)

## MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	INDICADORES	METODOLOGÍA
<p><b>ROBLEMA GENERAL</b> ¿De qué manera un modelo de gestión eficiente optimizará el secado de los transformadores de potencia de 60 kV?</p>	<p><b>OBJETIVO GENERAL</b> Elaborar un modelo de gestión eficiente para el servicio de secado de transformadores de potencia de 60 kV.</p>	<p><b>HIPÓTESIS GENERAL</b> La propuesta de un modelo de gestión eficiente del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV contribuiría en la optimización de dicho servicio.</p>	<p><b>Variable Independiente (x):</b> Modelo de gestión eficiente</p>	<p><b>INDICADORES PARA LA VARIABLE INDEPENDIENTE:</b> -Gestión de Costos -Gestión de tiempos</p>	<p>Tipo de investigación: Aplicada Explicativa</p>
<p><b>PROBLEMAS ESPECÍFICOS:</b> 1. ¿De qué manera un modelo de gestión costos optimizará los costos del secado de los transformadores de potencia 60 kV? 2. ¿De qué manera un modelo de gestión tiempos optimizará los tiempos del secado de los transformadores de potencia 60 kV?</p>	<p><b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS:</b> 1. Elaborar una propuesta de gestión de costos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV. 2. Elaborar una propuesta de gestión de tiempos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV.</p>	<p><b>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS:</b> H1: La gestión de costos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV contribuiría en la optimización de costos de dicho servicio. H2: La gestión de tiempos del servicio de secado de los transformadores de potencia de 60 kV contribuiría en la optimización de tiempos de dicho servicio.</p>	<p><b>Variable dependiente (y):</b> Optimización del secado de transformadores de potencia de 60kvo mas</p>	<p><b>INDICADORES PARA LA VARIABLE DEPENDIENTE:</b> -Reducción de Costos - Optimización de uso de tiempos y de rutas.</p>	<p><b>Población:</b> Todos los transformadores eléctricos de tensión superiores a 60 KV existentes en el Perú</p> <p><b>Muestra:</b> Transformadores eléctricos de tensión superiores a 60 kV existentes en Unacem - Cementos Lima.</p>