



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
ARAGÓN**

**“DESCRIPCIÓN DE SISTEMAS MODERNOS DE MONITOREO  
EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA”**

# **T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA  
(ÁREA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA)

P R E S E N T A :

**PÉREZ HERNÁNDEZ ALEJANDRO**

ASESOR: M. en C. RODRIGO OCÓN VALDEZ

MEXICO, 2012



**FES Aragón**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## Índice de contenido

	Página
Introducción.....	3
Objetivo.....	5
Contenido general.....	5
Capitulo 1. Fundamentos de Transformadores	
1.1.-Leyes Básicas y principio de operación.....	7
1.1.1.-Ley de Ampere.....	7
1.1.2.-Ley de Faraday.....	8
1.1.3.-Ley de Lenz.....	8
1.2.-Principio de operación.....	9
1.2.1.-Polaridad de un transformador.....	10
1.2.2.-El transformador real.....	11
1.2.3.-Diagrama fasorial de un transformador real.....	12
1.3.-Condiciones de operación del transformador.....	13
1.3.1.-Transformador en vacío.....	13
1.3.2.-Transformador con carga.....	14
1.4.-Rendimiento de un transformador.....	15
1.5.-Perdidas en los transformadores.....	15
1.6.-Relación de transformación.....	16
1.7.-Regulación de tensión de un transformador.....	17
1.8.-El Transformador en el sistema de Potencia Eléctrico.....	18
1.9.-Clasificación y utilización de los transformadores.....	19
1.10.-Partes y componentes de un transformador.....	24
1.11.-Parámetros eléctricos empleados.....	27
1.12.-Descripción de la construcción del transformador.....	29
-Tipo Columnas.....	29
-Tipo Acorazado.....	29
Capitulo 2. Accesorios y Componentes Principales de Transformadores de Potencia.	
2.1.-Partes constitutivas del transformador.....	33
2.1.1.-Tanque conservador.....	34
2.1.2.-Indicador de Temperatura del Aceite.....	34
2.1.3.-Indicador de Temperatura del Devanado.....	35
2.1.4.-Indicador de temperatura máxima de operación.....	36
2.1.5.-Indicadores y/o registradores remotos de temperatura.....	36
2.1.6.-Indicador magnético de Nivel de Aceite.....	37
2.1.7.-Válvula de Sobre-presión.....	37
2.1.8.-Valvula de alivio.....	38
2.1.9.-Relevador Buccholz.....	38
2.1.10.-Deshidratador.....	39

2.1.11.-Transformadores de Corriente.....	40
2.1.12.-Boquillas (bushing).....	40
2.1.13.-Cambiadores de Derivaciones de operación sin carga y bajo carga .....	41
2.1.14.-Relevador de flujo.....	42
2.1.15.-Radiadores.....	42
2.1.16.-Valvulas de radiadores.....	43
2.1.17.-Bombas e indicadores de flujo.....	43
2.1.18.-Ventiladores.....	44
2.1.19.-Gabinete de control.....	45
Capitulo 3. Diagnostico y Monitoreo de Transformadores.....	
3.1.-Definición de monitoreo en línea.....	47
3.2.-Dispositivos inteligentes.....	48
3.3.-Niveles de Mantenimiento.....	49
3.4.-Normalización y guías de monitoreo.....	50
3.4.1.-Norma IEEE PC57.153.....	50
3.4.2.-Guia CIGRE A2-27.....	52
3.5.-Tipos de sistemas monitoreo.....	54
3.6.-Técnicas de diagnóstico en línea y fuera de línea.....	55
3.7.-Descripción de variables típicas de monitoreo.....	58
Capitulo 4. Ejemplos de Sistemas Modernos de Monitoreo en Línea de Transformadores de Potencia.....	
4.1.-Monitoreo en tiempo Real y sistemas SCADA.....	60
4.2.-Ejemplos y descripción de sistemas modernos de monitoreo.....	62
4.2.1.-Sistema Treetech.....	62
4.2.2.-Sistema Orto.....	70
4.2.3.-Sistema IIE.....	78
Conclusiones.....	85
Bibliografía.....	86

## Introducción

De todas las formas de energía conocidas en la actualidad, la que más se emplea en la economía de cualquier nación, es la energía eléctrica. Sus bases fueron cimentadas a mediados del siglo XIX (en 1831) cuando el científico inglés Michael Faraday descubrió el fenómeno de la inducción electromagnética. A finales del siglo XIX (en 1885) el descubrimiento del *Transformador* hizo que la transmisión de energía eléctrica alterna fuera una alternativa práctica, dando paso al nacimiento de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) como se conocen actualmente. En 1831, el físico inglés Michael Faraday demostró que si una corriente eléctrica produce un campo magnético, un campo magnético produce también una corriente eléctrica, solo que en este caso el campo debe de ser cambiante, tres ingenieros húngaros, Max Deri, Otto Blathy y kart Ziperowski, tomaron esta idea y en 1885 construyeron transformadores para conexión en paralelo al generador de corriente alterna. Creando así el prototipo de los sistemas actuales de alumbrado, pudiendo operar lámparas de bajo voltaje a partir de un sistema de distribución de alto voltaje. En 1886 se forma la Westinghouse Electric Corporation, por George Westinghouse, inventor e industrial americano, para promover este sistema de corriente alterna, comisionando a William Stanley para el desarrollo del transformador aplicándolo por primera vez en Great Barrington, Massachussets, para alimentar 13 tiendas, 2 hoteles, 2 consultorios médicos, 1 peluquería y 2 oficinas de teléfonos, dando inicio al crecimiento de los sistemas eléctricos de corriente alterna y generalizando la aplicación de la energía eléctrica.

La confiabilidad de equipos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia, tales como los transformadores, es altamente importante ya que desde el punto de vista de las compañías de generación y suministro de energía eléctrica, una falla en servicio de un transformador de potencia representa un costo que puede exceder el costo de un equipo nuevo. Con el objetivo de reducir la probabilidad de fallas en estos equipos, la ingeniería de mantenimiento se está encaminando fuertemente a los sistemas de mantenimiento predictivo, siendo la principal herramienta para eso la utilización de sistemas de monitoreo en línea. [13]

Durante su operación, los transformadores de potencia están sujetos a esfuerzos que degradan su sistema de aislamiento. Las causas principales de degradación son: temperatura excesiva, presencia de oxígeno y humedad que combinadas con los esfuerzos eléctricos aceleran el proceso. Otras causas que lo aceleran son los esfuerzos mecánicos y los productos de descomposición del aceite.

El proceso de degradación evoluciona gradualmente hasta presentarse la falla, que en ocasiones puede ser catastrófica. La detección oportuna de una

degradación puede ser la diferencia entre someter el transformador a una reparación mayor o sustituir una pieza dañada. La detección de cierto tipo de fallas puede ser efectuada mediante el monitoreo en línea de parámetros clave que sirven para diagnosticar la condición del aislamiento.

En México, la estadística de fallas de transformadores de potencia de CFE, indica que el 49% de las fallas se refieren a problemas de aislamiento en devanados; 26 % a boquillas; 10 % al cambiador de derivaciones; 3 % a explosiones con incendio, 2 % al núcleo y 10 % a otras causas, ver **Figura 1**.

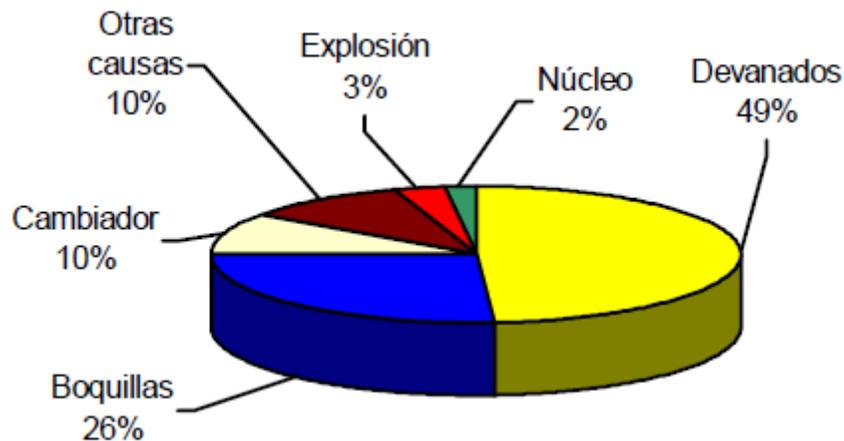


FIGURA 1 ESTADÍSTICAS DE LAS FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA 1983-1998 EN LA RED DE CFE

De esta estadística se observa que las fallas más frecuentes en transformadores de potencia se deben a problemas en devanados y boquillas, por lo que el monitoreo en línea debe enfocarse a la detección de fallas incipientes en estos componentes. [7]

## **Objetivo**

El objetivo principal de la presente tesis es conocer y entender los diferentes ejemplos de aplicación de los sistemas de monitoreo en línea de transformadores de potencia para extender la vida útil del mismo.

## **Contenido general**

Este trabajo de tesis está estructurado en cuatro capítulos, en el capítulo 1 se explican las leyes básicas que rigen el funcionamiento de los transformadores, así como el principio y la condición de operación del transformador tanto su rendimiento, sus pérdidas, la relación de transformación y también describiendo la construcción del mismo, y por último se puntualiza la importancia del transformador en los sistemas eléctricos de potencia. En el capítulo 2 se describen los accesorios y componentes externos que constituye un transformador de potencia, dando una breve explicación del funcionamiento de cada uno de ellos. En el capítulo 3 se explicara la definición del diagnostico y monitoreo de los transformadores, explicaremos también el avance de los dispositivos electrónicos inteligentes en el tema de los transformadores, los niveles de mantenimiento hoy en día para los mismos, al igual que los tipos de monitoreo, sus técnicas de diagnostico y describiremos las variables típicas del monitoreo. Finalmente en el capítulo 4 se explicara, ¿qué es un sistema SCADA?, se explican tres ejemplos de sistemas de monitoreo en línea, las diferentes formas de monitorear un transformador de potencia llegando a un mismo fin, que en este caso es, alargar la vida útil del transformador y evitando accidentes catastróficos.

# CAPITULO 1

# FUNDAMENTOS DE TRANSFORMADORES

### 1.1.-Leyes básicas y principio de operación:

El comportamiento y las características de una máquina eléctrica se entienden y predicen mejor si se comprende no solo su construcción física, sino también la función que desempeña el campo magnético en dicha máquina, ya que casi todos los equipos prácticos para conversión de la energía utilizan tal campo como medio. El campo magnético puede generarse mediante un devanado (bobina) o un imán permanente. Si el campo magnético se produce con un devanado, puede ser de magnitud constante (cc) o estar en función del tiempo (ca).

En los transformadores el campo magnético de ca, ayuda a transferir energía del lado primario (entrada) al lado secundario (salida). No se necesita conexión eléctrica entre los dos lados del transformador. El proceso de transferencia de energía se basa en el principio de inducción.

Por tanto es evidente que el estudio de las máquinas eléctricas requieren una comprensión básica de los campos electromagnéticos. [1]

#### 1.1.1.-Ley de Ampere:

Si el conductor es muy largo y estrecho, el campo es aproximadamente uniforme y paralelo al eje en el interior del conductor, y es nulo fuera del conductor. En esta aproximación es aplicable la Ley de Ampere que nos dice que la integral curvilínea de la intensidad magnética  $H$ , alrededor de un circuito cerrado es igual a la suma de los ampere-espiras a los cuales el camino está concatenado.

La ley básica que gobierna la producción de un campo magnético por medio de una corriente es la ley de Ampere:

$$\oint H \cdot dl = I_{net} \quad (1.1)$$

Donde  $H$  es la intensidad del campo magnético producida por la corriente  $I_{net}$ , y  $dl$  es el elemento diferencial a lo largo de la trayectoria de integración. En unidades del SI,  $I$  se mide en amperes y  $H$  en amperes-vuelta por metro. [2]

### 1.1.2.-Ley de Faraday:

La ley de Faraday es la base del funcionamiento del transformador, esta ley establece que si un flujo atraviesa una espira de alambre conductor inducirá en esta un voltaje directamente proporcional a la tasa de cambio del flujo con respecto al tiempo. Esto se expresa mediante la ecuación:

$$e_{ind} = -\frac{d\Phi}{dt} \quad (1.2)$$

donde  $e_{ind}$  es el voltaje inducido en la espira y  $\Phi$  es el flujo que atraviesa la espira. Si una bobina tiene N vueltas y el mismo flujo pasa a través de todas ellas el voltaje inducido en toda la bobina está dada por:

$$e_{ind} = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (1.3)$$

donde

$e_{ind}$ = Voltaje inducido en la bobina

N= Número de vueltas de alambre en la bobina

$\Phi$ = Flujo que circula en la bobina. [2]

### 1.1.3.-Ley de Lenz:

La Ley de Lenz plantea que las tensiones inducidas serán de un sentido tal que se opongan a la variación del flujo magnético que las produjo; no obstante esta ley es una consecuencia del principio de conservación de la energía.

La polaridad de una tensión inducida es tal, que tiende a producir una corriente, cuyo campo magnético se opone siempre a las variaciones del campo existente producido por la corriente original.

El flujo de un campo magnético uniforme a través de un circuito plano viene dado por:

$$\Phi = B \cdot S \cdot \cos\alpha \quad (1.4)$$

donde:

- $\Phi$ = Flujo magnético. La unidad en el SI es el weber (Wb).
- $B$ = Inducción magnética. La unidad en el SI es el tesla (T).
- $S$ = Superficie del conductor.
- $\alpha$ = Ángulo que forman el conductor y la dirección del campo.

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

$$d\Phi = B \cdot dS \cdot \cos\alpha \quad (1.5)$$

En este caso la Ley de Faraday afirma que la  $e_{ind}$  inducido en cada instante tiene por valor:

$$e_{ind} = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (1.6)$$

El valor negativo de la expresión anterior indica que la  $e_{ind}$  se opone a la variación del flujo que la produce. Este signo corresponde a la ley de Lenz. [3]

## 1.2.-Principio de operación:

El transformador basa su operación en la acción mutua entre fenómenos eléctricos y magnéticos y no contienen partes móviles. La transferencia de la energía eléctrica por inducción electromagnética de un devanado a otro, dispuesto en el mismo circuito.

Las fuerzas electromotrices (FEM) se inducen por la variación del flujo magnético. Las espiras y el circuito magnético están en reposo uno con respecto del otro y las f.e.m. se inducen por la variación de la magnitud del flujo con el tiempo. Este concepto se visualizara más en la **figura 1-1**.

## TRANSFORMADOR (SU OPERACION)

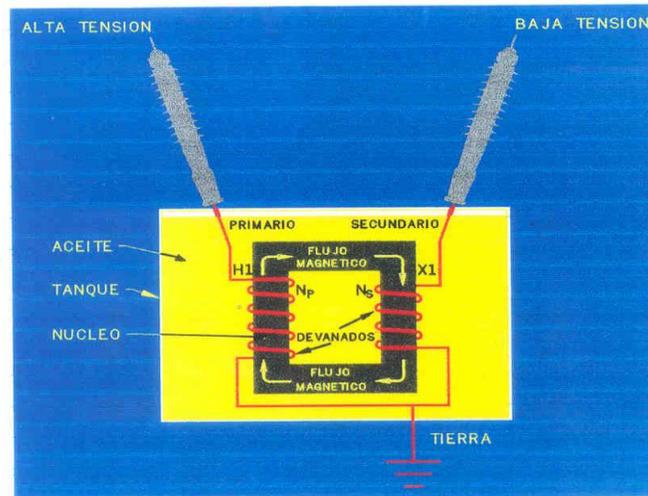


FIGURA 1-1 DIAGRAMA DEL TRANSFORMADOR ELEMENTAL

Este núcleo está formado por chapas de acero (grado eléctrico) y con aislamiento interlaminar propio, de forma rectangular. En un lado del núcleo se encuentra un devanado continuo P (primario) y en el lado opuesto se encuentra otro devanado continuo S (secundario) que puede tener el mismo número de vueltas que el devanado P en este caso no tiene el mismo número de vueltas tal como se muestra en la **figura 1-1**. Una fuente suministra corriente alterna (ca) en el devanado P, al estar montado en el núcleo su f.m.m. produce un flujo alternativo  $\Phi$  en el mismo. El devanado S abrazara este flujo que al ser alternativo induce en S una f.e.m. de la misma frecuencia que el flujo. Debido a esta f.e.m. inducida al devanado S es capaz de suministrar corriente y energía eléctrica. En otras palabras la energía se transfiere del devanado P al devanado S por medio del flujo magnético. Esta operación se puede hacer en posición contraria dependiendo que devanado reciba la energía. [4]

La razón de transformación de tensión entre el devanado P y el devanado S depende del número de vueltas que tenga cada uno. [5]

### 1.2.1.-Polaridad de un transformador

En los transformadores reales es posible decir la polaridad secundaria, sólo si el transformador se encuentra abierto y sus bobinas examinadas. Para evitar esto, los transformadores usan la convección de puntos. Los puntos que aparecen en

un extremo de cada bobina muestran la polaridad de la tensión y la corriente sobre el lado secundario del transformador. La relación es como sigue:

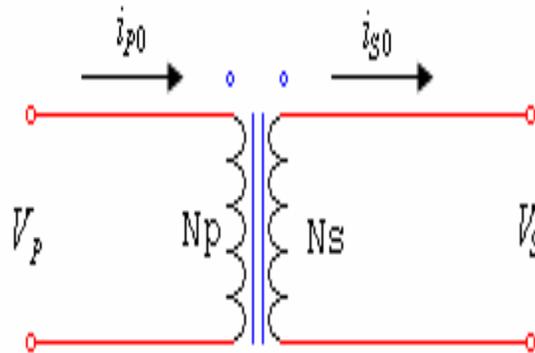


FIGURA 1-2 DIAGRAMA DE CONVECCION DE PUNTOS

Si la tensión primaria es positiva en el extremo punteado de la bobina con respecto al extremo no punteado, entonces el voltaje secundario será también positivo en el extremo punteado. Las polaridades de tensión son las mismas con respecto al punteado en cada lado del núcleo. Si la intensidad primaria del transformador fluye hacia dentro del extremo punteado de la bobina primaria, la corriente secundaria fluirá hacia fuera del extremo punteado de la bobina secundaria.

**1.2.2.-El transformador real.**

El funcionamiento de un Transformador real, se detalla en la **figura 1-3**, esta nos muestra un transformador que consiste en dos bobinas de alambre enrolladas alrededor de un núcleo del transformador. La bobina primaria del transformador está conectada a una fuente de tensión de ca, y la bobina secundaria está en circuito abierto.

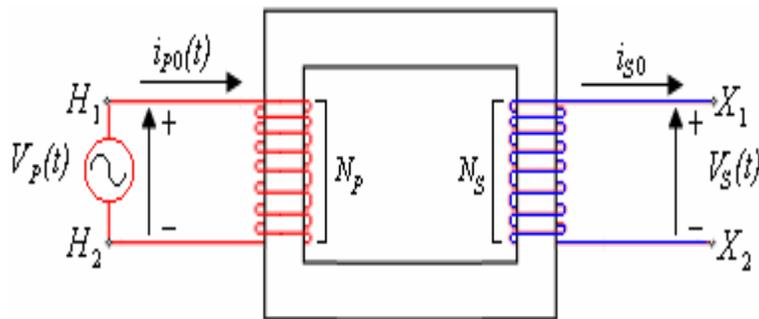


FIGURA 1-3 CIRCUITO DEL TRANSFORMADOR REAL

La base del funcionamiento del transformador se puede derivar de la ley de Faraday:

$$e_{ind} = \frac{d\Phi}{dt} \tag{1.7}$$

En donde  $\phi$  es el flujo magnético ligado de la bobina, a través de la cual se induce la tensión. El flujo ligado total es la suma de los flujos que pasan por cada vuelta de la bobina, sumando tantas veces cuantas vueltas tenga dicha bobina.

y la ley de Faraday se puede escribir:

$$e_{ind} = N \frac{d\Phi}{dt} \tag{1.8}$$

### 1.2.3.-Diagrama fasorial de un transformador real

Con la resistencia y la reactancia del devanado primario, se toman en cuenta las caídas de tensión, el diagrama fasorial muestra el comportamiento y determina las magnitudes vectoriales.

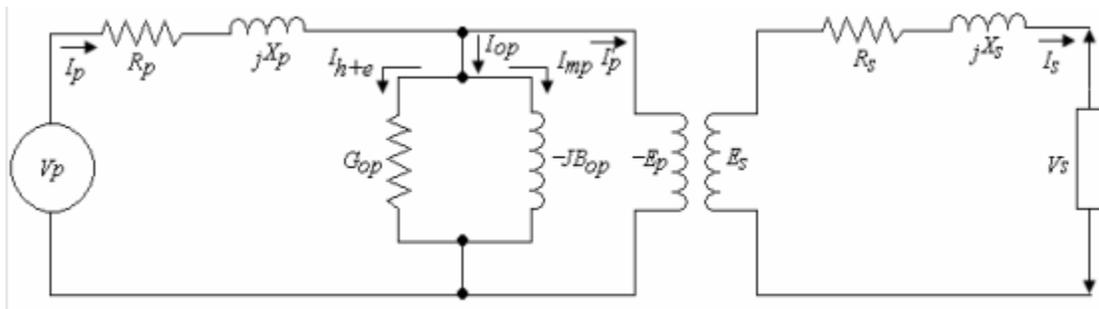


FIGURA 1-4 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR REAL

La conductancia ( $G_{OP}$ ) y la susceptancia ( $-jB_{OP}$ ), del núcleo, se determinan en forma experimental en la "Prueba de vacío". Los parámetros del secundario, se consideran cuando se conecta la carga.

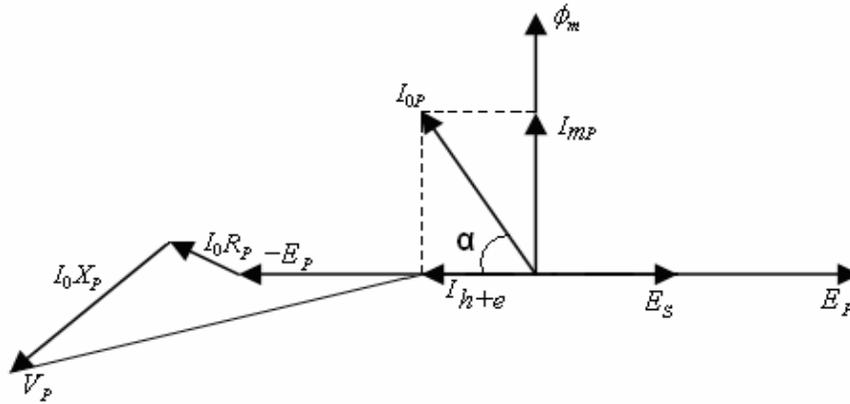


FIGURA 1-5 DIAGRAMA FASORIAL DEL TRANSFORMADOR REAL

### 1.3.-Condiciones de operación del transformador

Los transformadores se comportan de forma diferente cuando operan en vacío o con carga por tal motivo a continuación se explica cada una de estas condiciones.

#### 1.3.1.-Transformador en vacío.

Considerando al transformador como en la **figura 1-6**, y si se le aplica una tensión  $V_1$ , al primario, circulará una corriente  $i_0$ , denominada corriente de vacío. Esta corriente que circula por las espiras primarias  $N_1$ , producirá un flujo principal:

$$\phi = \Delta N_1 i_0 \tag{1.9}$$

Este flujo variable senoidalmente, inducirá en el primario y secundario las Fuerzas Electromotrices:

$$E_1 = -N_1 \frac{d\phi}{dt} \tag{1.10}$$

$$E_2 = -N_2 \frac{d\phi}{dt} \tag{1.11}$$

Como, por razones del aislamiento, las  $N_1$  espiras no pueden estar perfectamente unidas al núcleo, por esta separación pasarán líneas de campo que no son concatenadas por el secundario y cierran en el aire, a las que llamaremos flujo disperso del primario  $\phi_{d1}$ .

La Fuerza Electromotriz  $E_2$  se puede medir en vacío por lo que se le puede llamar también “tensión secundaria en vacío”  $V_2 = E_2$

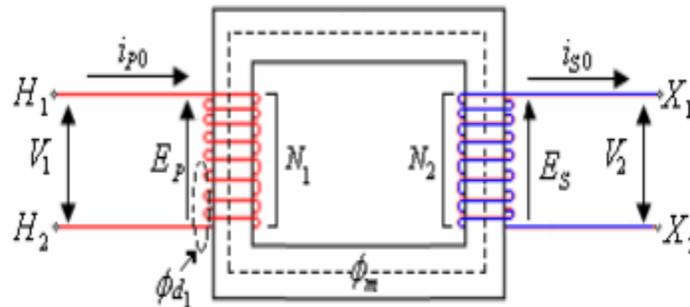


FIGURA 1-6 TRANSFORMADOR EN VACIO

### 1.3.2.-Transformador con carga.

La carga eléctrica para el transformador es de acuerdo a sus características con un factor de potencia determinado, atrasado, adelantado o uno. La carga será para el secundario lo que condicione su operación y se reflejara hasta el primario; la corriente demandada por la carga obliga a tener mayor cantidad de flujo conservando la frecuencia entre el primario y el secundario, además del factor de potencia.

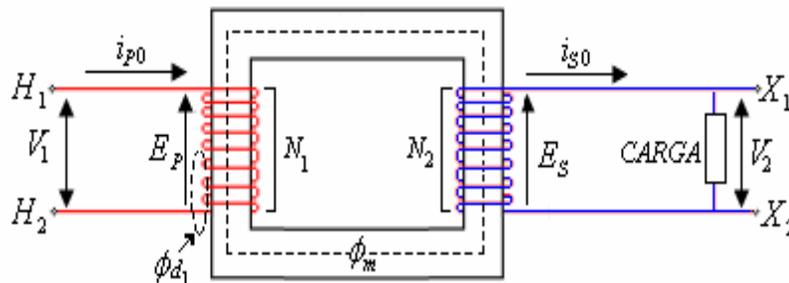


FIGURA 1-7 TRANSFORMADOR CON CARGA

#### 1.4.-Rendimiento de un transformador.

Los transformadores también se comparan y valoran de acuerdo con su eficiencia. El rendimiento de un transformador se puede conocer por medio de la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} 100\% \quad (1.12)$$

$$\eta = \frac{P_{salida}}{(P_{salida} + P_{perdidas})} 100\% \quad (1.13)$$

La ecuación anterior se aplica a motores y generadores, así como a transformadores. Los circuitos equivalentes del transformador facilitan mucho los cálculos de la eficiencia.

Hay tres tipos de pérdidas que se representan en los transformadores:

1. **Pérdidas en el cobre.**
2. **Pérdidas por histéresis.**
3. **Pérdidas por corrientes parásitas.**

Para calcular la eficiencia de un transformador bajo carga dada, sólo se suman las pérdidas de cada resistencia y se aplica la **ecuación 1.13**, Puesto que la potencia es:

$$P_{salida} = V_s I_s \cos\phi \quad (1.14)$$

la eficiencia puede expresarse por:

$$\eta = \frac{V_s I_s \cos\phi}{(P_{cobre} + P_{nucleo} + V_s I_s \cos\phi)} 100\% \quad (1.15)$$

#### 1.5.-Perdidas en los transformadores

Las pérdidas que ocurren en los transformadores reales tienen que explicarse en cualquier modelo fiable de comportamiento de transformadores:

**Pérdidas en el cobre:** Son las pérdidas por resistencias en las bobinas primaria y secundaria del transformador; son proporcionales al cuadrado de la corriente de dichas bobinas.

**Pérdidas de corrientes parásitas:** Son las pérdidas por resistencia en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la tensión aplicada al transformador.

**Pérdidas por histéresis:** Están asociadas a los reacomodamientos de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada medio ciclo. Ellos son una función compleja, no lineal, de la tensión aplicada al transformador.

**Flujo de dispersión:** Los flujos  $\phi_P$  y  $\phi_S$  que salen del núcleo y pasan solamente a través de una de las bobinas de transformador son flujos de dispersión. Estos flujos escapados producen una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria y los efectos de esta inductancia deben tenerse en cuenta.

## 1.6.-Relación de transformación

La relación de transformación nos dice que las tensiones inducidas en el primario y secundario, se relacionan unas a otras en el número de espiras del primario y secundario expresándolo de la siguiente forma:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = \frac{N_p}{N_s} = a = \frac{E_p}{E_s} \quad (1.16)$$

Donde  $N_p$ ,  $N_s$  son el número de espiras,  $I_p$  e  $I_s$  son las corrientes del primario y secundario respectivamente,  $V_p$  y  $V_s$  son las tensiones del primario y secundario.

La relación entre la tensión  $V_p$  aplicada al lado primario del transformador y la tensión  $V_s$  inducido sobre su lado secundario es:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} = a \quad (1.17)$$

En donde  $a$  se define como la relación de espiras del transformador.

La relación entre la corriente  $i_{po}$  que fluye en el lado primario del transformador y la corriente  $i_{so}$  que fluye hacia fuera del lado secundario del transformador es:

$$N_p * i_{po} = N_s * i_{so} \quad (1.18)$$

$$\frac{i_{po}}{i_{so}} = \frac{1}{a} \quad (1.19)$$

En términos de cantidades fasoriales, estas ecuaciones son:

$$\frac{V_p}{V_s} = a \quad \frac{I_p}{I_s} = \frac{1}{a} \quad (1.20)$$

### 1.7.-Regulación de tensión de un transformador.

Para obtener la regulación de tensión en un transformador se requiere entender las caídas de tensión que se producen en su interior.

El circuito equivalente del transformador simplificado de la **figura 1-4** nos muestra los efectos de la rama de excitación en la regulación de tensión del transformador puede ignorarse, por tanto solamente las impedancias en serie deben tomarse en cuenta.

La regulación de tensión de un transformador depende tanto de la magnitud de estas impedancias como del ángulo fase de la corriente que circula por el transformador.

La regulación de tensión, es la variación de la tensión en el secundario, expresada en % de la tensión nominal del mismo, que se produce al conectar una carga y manteniendo constante la tensión aplicada al primario, luego entonces:

$$\%REG = \frac{E_s - V_s}{V_s} 100\% \quad (1.21)$$

Donde:

$E_s$ : Tensión primario nominal a plena carga.

$V_s$ : Tensión secundaria sin carga. [5]

### **1.8.-El transformador en los sistemas eléctricos de potencia:**

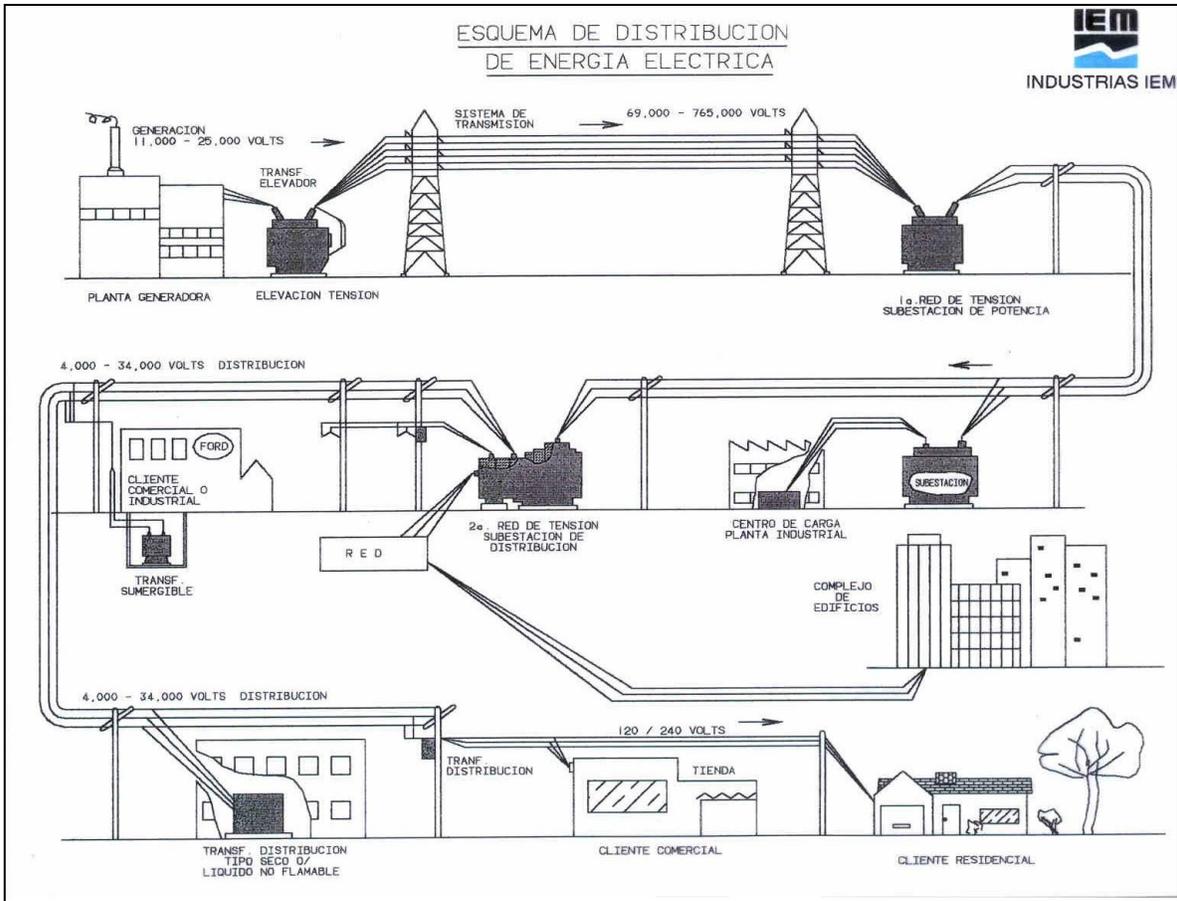
La importancia de los transformadores de potencia hoy en día es muy importante, ya que se necesitan transportar grandes cantidades de fluido eléctrico a grandes distancias desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo y esto no sería posible sin el uso del transformador.

Conforme la demanda eléctrica iba aumentando, también la industria eléctrica fue teniendo un mayor crecimiento, esto se debió a que no se podía transportar grandes bloques de energía ya que solo se generaba corriente directa a baja tensión para alimentar sistemas de iluminación, esto lógicamente era ineficiente, se vio entonces la necesidad de tener que elevar la tensión desde las fuentes de generación para poder llevar a cabo la transmisión de grandes cantidades de energía eléctrica y tener que reducirla al llegar a los centros de carga o de consumo.

En la **figura 1-8** se muestra el esquema de distribución de un sistema eléctrico y se muestra desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo. También se visualiza, que para poder llevar la energía desde las fuentes de generación a los centros de consumo, se necesitan por lo menos cuatro transformadores, los cuales cada uno de ellos tienen una finalidad determinada.

Como regla general se puede decir que por cada KVA generados se requiere al menos cuatro KVA de transformación.

La finalidad determinada de cada transformador de potencia o distribución se determina según el empleo que se les dé, pueden ser elevadores, reductores o de enlace (relación 1/1). [4]



**FIGURA 1-8 ESQUEMA REPRESENTATIVO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA**

### 1.9.-Clasificación y utilización de los transformadores

Como ya se menciona en el tema anterior la finalidad de los transformadores se da, dependiendo de la operación, la construcción o la utilización:

Clasificación IEC	TENSION DE OPERACION
BAJA TENSION	< 1 KV
MEDIA TENSION	1 < VOLTAJE ≤ 72.5 KV

ALTA TENSIÓN	72.5 < VOLTAJE ≤ 300 KV
EXTRA ALTA TENSIÓN	300 < VOLTAJE ≤ 400 KV
ULTRA ALTA TENSIÓN	> 400 KV

TABLA 1-1 CLASIFICACION DEL TRANSFORMADOR RESPECTO A SU TENSION

a) **la operación:** esto se refiere a la energía o potencia que manejan dentro del sistema eléctrico:

*Transformador de distribución:* los que tienen la capacidad de 5 hasta 500KVA (monofásicos y/o trifásicos).

*Transformador de potencia:* de los 500KVA en adelante.

b) **Por el número de fases:** de acuerdo a las características del sistema al cual se va a conectar:

*Monofásico:* transformadores de potencia o distribución que está conectado a una línea o fase y un neutro o tierra. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión se denota con  $1\phi$ , **figura 1-9**.

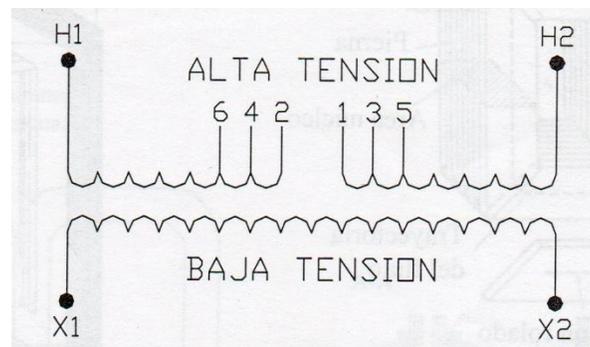
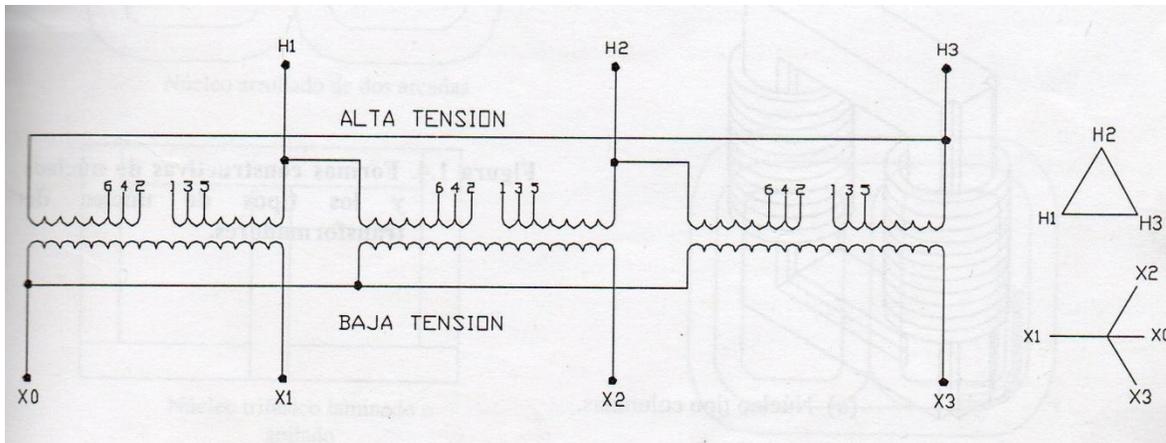


FIGURA 1-9 ESQUEMA ELECTRICO, TRANSFORMADOR MONOFASICO

*Trifásico:* transformadores de potencia o de distribución que son conectados a tres líneas y puede estar o no conectado a un neutro común o tierra. Tiene tres devanados de alta tensión y tres de baja tensión. Se denota con  $3\phi$ , **figura1-10**.



**FIGURA 1-10 ESQUEMA ELECTRICO, TRANSFORMADOR TRIFASICO**

**c) Por su utilización:** de acuerdo a la utilización que ocupan dentro del sistema:

*Transformador para generador:* son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador. Proporcionan la energía a la línea de transmisión.

*Transformador de subestación:* los transformadores de potencia que se conectan al final de la línea de transmisión para reducir la tensión a través de subtransmisión.

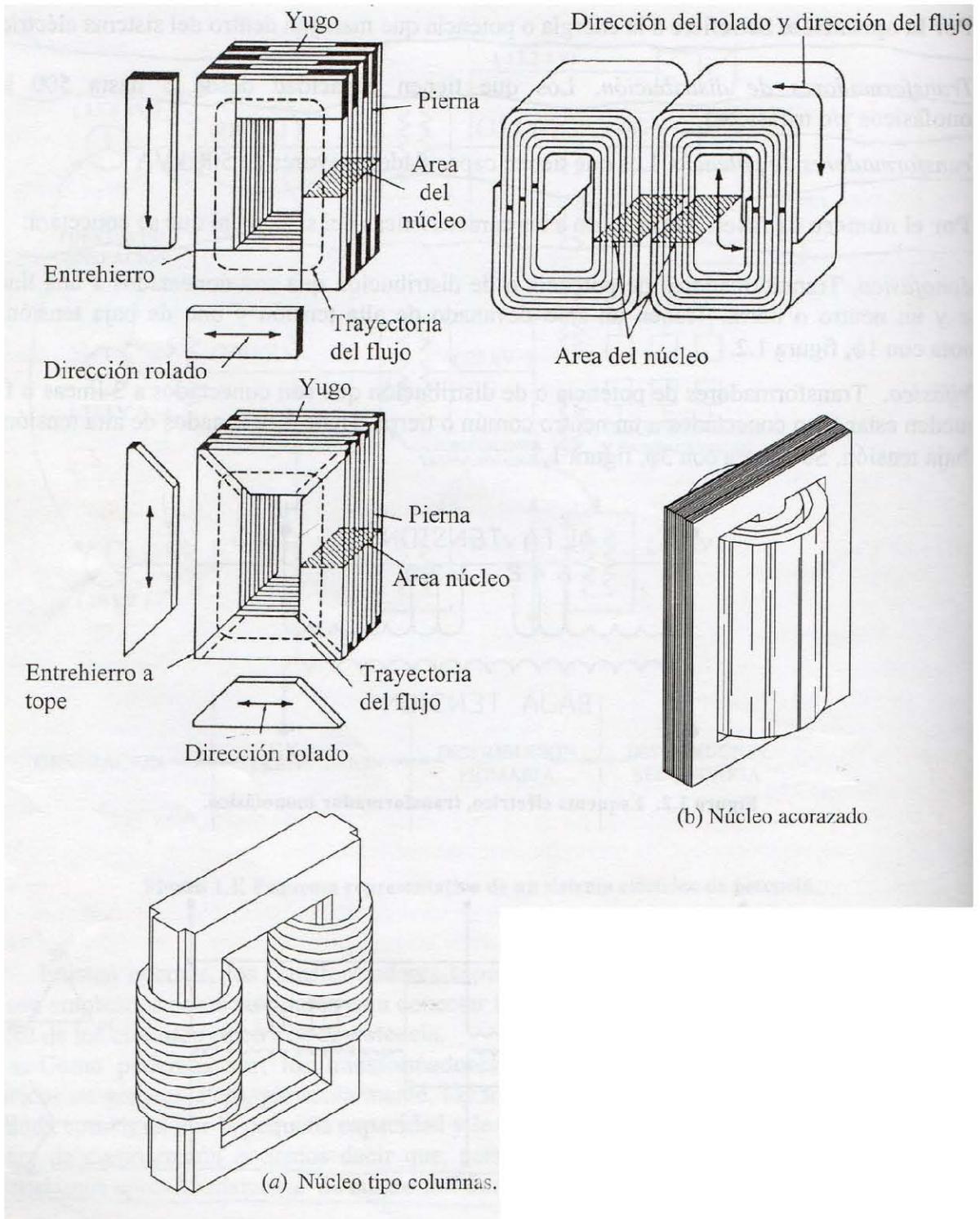
*Transformadores de transmisión:* reducen la tensión de subtransmisión a tensiones aplicables en zonas de consumo.

**d) por la construcción o forma del núcleo:** de acuerdo por la posición que existe entre la colocación de las bobinas, se conocen dos tipos:

Núcleo acorazado o (Shell): el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión.

Núcleo no acorazado también conocido como tipo columna o (core): las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético.

En las **figuras 1-11 y 1-12** se pueden observar estos dos tipos de núcleos y sus formas constructivas.



**FIGURA 1-11 FORMAS CONSTRUCTIVAS DE NUCLEOS Y LOS TIPOS DE NUCLEO DE LOS TRANSFORMADORES**

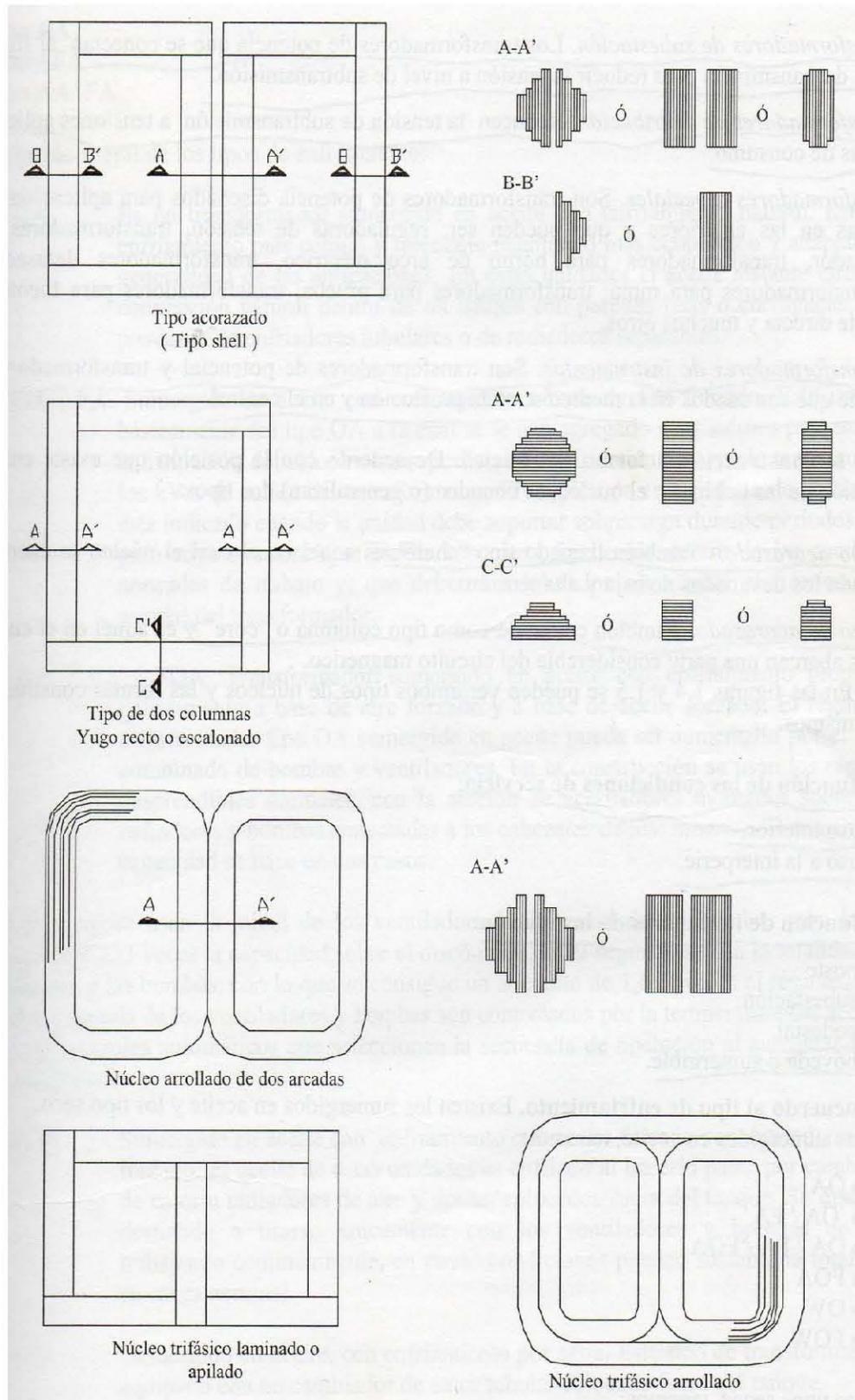


FIGURA 1-12 FORMAS CONSTRUCTIVAS DEL NUCLEO

**e) En función de las condiciones de servicio:**

- Para uso interior
- Para uso a la intemperie

**f) En función de los lugares de instalación:**

- Tipo poste
- Tipo subestación
- Tipo pedestal
- Tipo bóveda o sumergible

**g) De acuerdo al tipo de enfriamiento:** existen los sumergidos en aceite y los tipos secos.

Sumergidos en aceite:

- Tipo OA
- Tipo OA/FA
- Tipo OA/FA/FOA
- Tipo FOA
- Tipo OW
- Tipo FOW

Tipos secos:

- Tipo AA
- Tipo AFA
- Tipo AA/FA

**1.10.-Partes y componentes de un transformador:**

Las partes de un transformador se componen de cuatro grandes grupos:

- 1. Circuito magnético (núcleo)**
- 2. Circuito eléctrico (devanados)**
- 3. Sistema de aislamiento**
- 4. Tanque y accesorios**

**1.- circuito magnético (núcleo)**

Esta parte que compone al transformador, es el que sirve para conducir al flujo magnético generado, el cual concatenara magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador.

El circuito magnético se conoce como núcleo, que está compuesto de láminas de acero al silicio de grano orientado de bajas perdidas y una alta permeabilidad magnética.

**2.- circuito eléctrico (devanados)**

Estos devanados son la parte que componen el circuito eléctrico del transformador llamándose (devanado primario y devanado secundario). Los devanados son fabricados de diferentes tipos dependiendo de las necesidades de diseño y los materiales que se utilizan son:

- Cobre
- Aluminio

PROPIEDAD	ALUMINIO	COBRE
Conductividad eléctrica a 20°C recocido	62 %	100 %
Peso específico en gramos por centímetro cúbico a 20°C	2,7	8,89
Calor específico	0,21	0,094
Punto de fusión °C	660	1083
Conductividad térmica, a 20°C (calorías/ °C /cm <sup>2</sup> / cm)	0,53	0,941
Esfuerzo mecánico a la tensión en kg / mm <sup>2</sup>	16	25
Peso total de un transformador de 2500 kVA con devanado de A.T. a 44 kV (kg)	6318	6682

**TABLA 1-2 COMPARACION DE LAS PROPIEDADES FISICAS DEL ALUMINIO Y EL COBRE**

Su función es crear un flujo magnético para inducir en los devanados una fuerza electromotriz y transmitir potencia eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética.

### **3.- sistema de aislamiento**

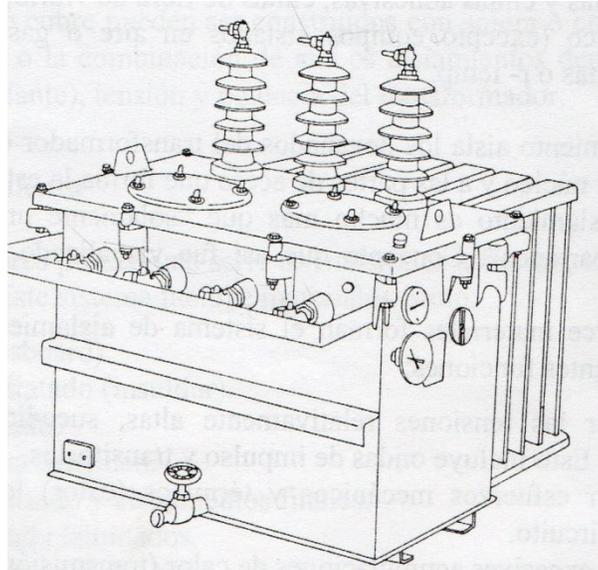
Los transformadores poseen una serie de materiales aislantes, los cuales juntos forman el sistema de aislamiento como lo son:

- Cartón prensado
- Papel kraft normal o tratado
- Papel manila y corrugado
- Papel prensado de alta densidad
- Collares de cartón prensado y aislamientos finales
- Partes de cartón prensado laminados
- Esmaltes y barnices
- Porcelanas recubrimientos de polvo epóxico
- Madera de maple
- Fibra vulcanizada
- Algodón (hilos, cintas)
- Recubrimientos orgánicos e inorgánicos
- Plásticos y cementos, telas y cintas adhesivas cintas de fibra de vidrio etc.
- Fluido líquido dieléctrico (excepto equipos aislados con aire o gas) que pueden ser aceite mineral, aceite de siliconas o R-temp.

Los primeros catorce materiales forman el sistema de aislamiento solido. El último material es el sistema aislante líquido que baña las bobinas, el núcleo y los materiales aislantes sólidos.

### **4.- tanque y accesorios**

Los transformadores deben de ser construidos con un tanque hermético, con objeto de preservar el aceite ya que este tiene la función de dieléctrico pero también como refrigerante desde el conjunto núcleo bobinas.



**FIGURA 1-13 TANQUE CON RADIADORES TUBULARES**

Entre los accesorios más importantes del transformador de distribución, están:

- Boquillas de porcelana A.T y B.T.
- Cambiador de derivaciones (o taps)
- Terminales de cobre A.T y B.T.
- Válvula de muestreo de aceite

Para los transformadores de potencia se incluyen:

- Termómetros con contacto y sin contacto de alarma
- Niveles de aceite con contacto y sin contacto de alarma
- Relevador Buchollz
- Ventiladores etc. [4]

### **1.11.-Parámetros eléctricos empleados:**

Al hablar de transformadores nos encontramos con términos técnicos que nos conviene manejar adecuadamente, en la siguiente tabla se mencionan algunos conceptos de los parámetros eléctricos más comúnmente empleados: [4]

<b>PARAMETROS ELECTRICOS EMPLEADOS</b>			
<b>NOMBRE</b>	<b>CARACTERISTICA</b>	<b>SIMBOLO</b>	<b>DONDE</b>
<b>TENSION</b>	Esa la fuerza que origina el flujo de corriente.	V= tensión o diferencia de tensión KV= volts*1000 (kilovolts)	
<b>CORRIENTE</b>	Partículas eléctricas (electrones) libres que se mueven en un cierto sentido dentro del conductor del devanado.	I= corriente eléctrica (amperes)	
<b>CAPACIDAD (POTENCIA)</b>	Energía necesaria para mantener un cierto flujo de corriente demandado por una carga	P=KV*A=KVA kilo-volts amperes	
<b>FLUJO MAGNETICO</b>	Líneas de fuerza invisible que viajan por el núcleo proporcionando el campo magnético necesario para realizar la inducción	$\Phi$ =flujo magnético (webers)	
<b>PERDIDAS EN VACIO</b>	Energía consumida por el núcleo del transformador al estar el primario conectado a la fuente y el secundario sin carga (en vacio)	Wfe=perdidas en el hierro (watts)	
<b>CORRIENTE DE EXCITACIÓN</b>	Corriente que circula por el devanado primario al aplicarle su tensión nominal con el secundario sin carga, es la corriente necesaria para producir el flujo magnético y se expresa en porciento de la corriente nominal	$I_{ex}=\%I_n$	
<b>PERDIDAS CON CARGA</b>	Energía consumida por los devanados al tener en el secundario una carga, demandando la corriente nominal en este devanado	Wcu=perdidas en el cobre (watts)	
<b>IMPEDANCIA (TENSION DE IMPEDANCIA)</b>	Tensión aplicada al primario, capaz de producir la corriente nominal en el secundario estando las terminales de este ultimo en cortocircuito. Se expresa en % de la tensión nominal del primario y representa la oposición del transformador a la corriente durante un cortocircuito.	$\%=impedancia=\%Z$	

<b>BIL (BASIC IMPULSE INSULATION LEVEL)</b>	Es el Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBI) y representa la capacidad en un transformador de soportar una sobre tensión producida por una descarga atmosférica o por apertura-cierre del circuito de alimentación del transformador. Indica la tensión máxima de la sobretensión que debe soportar el equipo.	BIL=nivel básico de aislamiento (KV)	
<b>EFICIENCIA</b>	Relación entre la potencia útil de salida y potencia de entrada.	$\% \eta = P_s / P_e * 100$	$P_s =$ potencia de salida útil $P_e =$ potencia de entrada
<b>REGULACION</b>	Variación de la tensión en el secundario, expresada en % de la tensión nominal del mismo , que se produce al conectar una carga y manteniendo constante la tensión aplicada al primario	$\% \text{Reg} = (V_{02} - V_2) / V_2 * 100$	$V_{02} =$ tensión secundaria sin carga $V_2 =$ tensión secundaria nominal bajo plena carga

**TABLA 1-3 PARAMETROS ELECTRICOS EMPLEADOS EN LOS TRANSFORMADORES**

**1.12.-Descripción de la construcción del transformador:**

Para poder mantener al máximo las pérdidas en el núcleo, este se construye con laminaciones delgadas de material ferromagnético sumamente permeable, tal es el caso de la lamina de acero al silicio por sus propiedades de no envejecimiento y de pérdidas magnéticas bajas. El espesor de las laminaciones puede ser de 0.014 a 0.024 de pulgada. A cada laminación se le aplica un recubrimiento delgado de barniz esto para tener una alta resistencia entre las laminaciones.

Hay dos tipos de construcción de los transformadores: de tipo acorazado (shell) y de tipo columna (core). En la construcción del transformador tipo acorazado los dos devanados suelen alojarse en la misma rama y el transformador tipo columna, cada devanado puede incluso dividirse y devanarse en ambas ramas del núcleo rectangular.

Para aplicaciones de potencia relativamente baja con especificaciones de voltaje moderadas, los devanados pueden arrollarse directamente sobre el núcleo del

transformador. Y para los transformadores de alto voltaje, potencia elevada o ambos, las bobinas se enrollan primero y después se ensamblan en el núcleo.

En un transformador, tanto la pérdida del núcleo (perdidas por histéresis y por corrientes parasitas) como en el cobre (perdida eléctrica) generan calor, el cual a su vez incrementa la temperatura de operación del transformador. Para aplicaciones de baja potencia, la circulación natural del aire podría ser suficiente para mantener la temperatura del transformador dentro de un límite aceptable. Si el incremento de temperatura no puede controlarse mediante la circulación natural del aire, es posible enfriar el transformador forzando dicho aire entre el núcleo y los devanados y si esto no basta es posible sumergir el transformador en aceite especial, el cual conduce el calor hacia las paredes del tanque que lo contiene. El tanque puede diseñarse con aletas soldadas, o bien construirlo con lámina de acero corrugado, con esto podremos limitar el exceso de temperatura de un transformador.

En las siguientes **figuras 1-14 y 1-15** podemos observar el posicionamiento de los devanados en los dos distintos tipos de transformadores. [4]

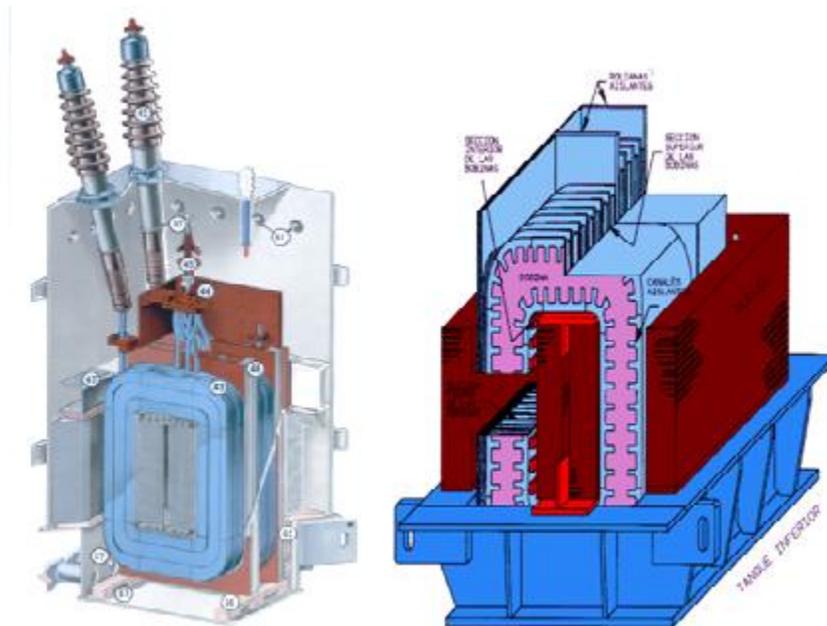


FIGURA 1-14 TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO

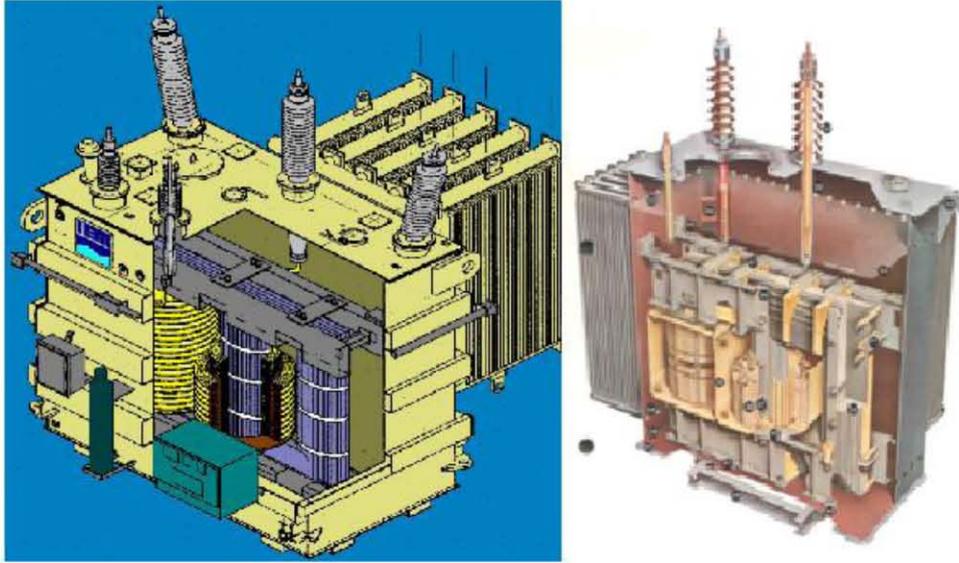


FIGURA 1-15 TRANSFORMADOR TIPO NUCLEO (O TIPO COLUMNNA)

# CAPITULO 2

## ACCESORIOS Y COMPONENTES PRINCIPALES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

### 2.1.-Partes constitutivas del transformador

Para conocer físicamente a los transformadores es necesario mencionar las partes principales y auxiliares que lo conforman, las cuales se muestran en la **figura 2-1**.

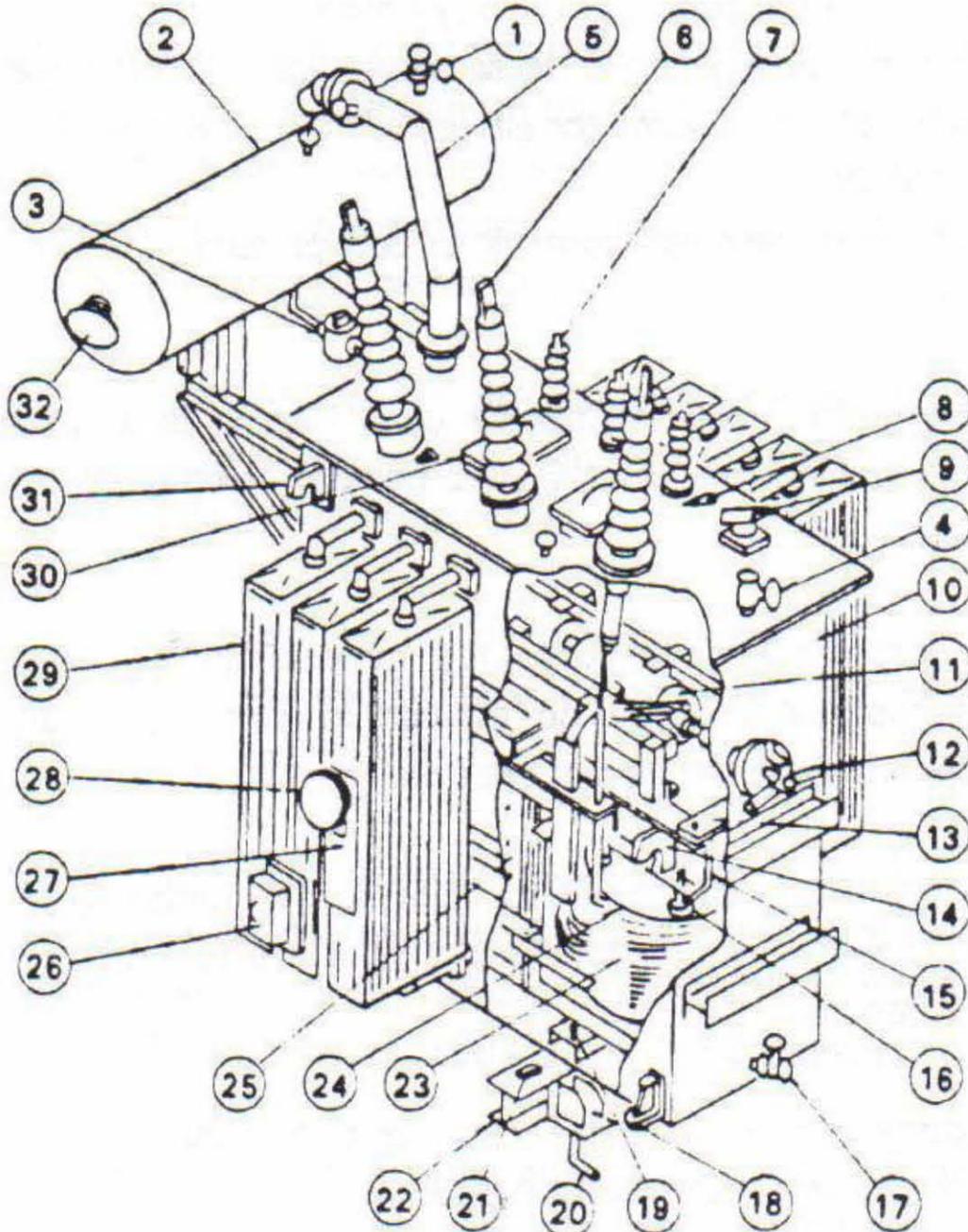
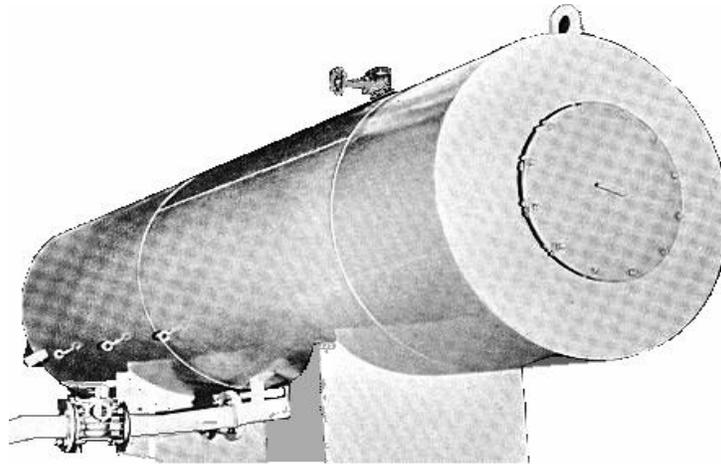


FIGURA 2-1 DIAGRAMA FISICO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

- |  |   |
|--|---|
| 1.- Válvula de filtro de aceite                      | 17.- Válvula de drenaje de aceite                       |
| 2.- Tanque concertador                               | 18.- Rieles de enlace                                   |
| 3.- Relevador de buchholz                            | 19.- Tope   |
| 4.- Válvula de filtro de aceite                      | 20.- Tornillo de base                                   |
| 5.- Ducto de válvula de alivio                       | 21.- Terminal de tierra                                 |
| 6.- Boquillas de alta tensión                        | 22.- Base de apoyo o rolar                              |
| 7.- Boquillas de baja tensión                        | 23.- Bobina   |
| 8.- Ganchos de suspensión                            | 24.- Placa de presión de bobina                         |
| 9.- Terminal   | 25.- Núcleo   |
| 10.- Tanque  | 26.- Caja de terminales para dispositivos de protección |
| 11.- Cambiador de derivaciones                       | 27.- Placa de datos                                     |
| 12.- Manija del cambiador de derivaciones            | 28.- Carátula del termómetro                            |
| 13.- Sujeción del núcleo y bobinas                   | 29.- Radiadores   |
| 14.- Gancho de sujeción de núcleo y bobinas ensamble | 30.- Agujero de inspección                              |
| 15.- Herraje   | 31.- Gancho de levantamiento                            |
| 16.- Tornillo de presión de aceite                   | 32.- Carátula de nivel de aceite                        |

### 2.1.1.-Tanque conservador

La finalidad de este tanque es absorber la expansión térmica del aceite, que se produce al incrementar la temperatura en el tanque principal del transformador, originada por un aumento de carga o de la temperatura ambiente. La capacidad de este tanque debe ser entre el 10% y el 20% de la capacidad del tanque principal, ver **figura 2-2**.



**FIGURA 2-2 TANQUE CONSERVADOR**

### 2.1.2.-Indicador de temperatura del aceite

Tiene como función detectar la temperatura del aceite que se encuentra en la parte superior del tanque principal. En esta sección existe un gradiente mayor de temperatura, por lo que allí se localiza el sensor, ver **figura 2-3**.

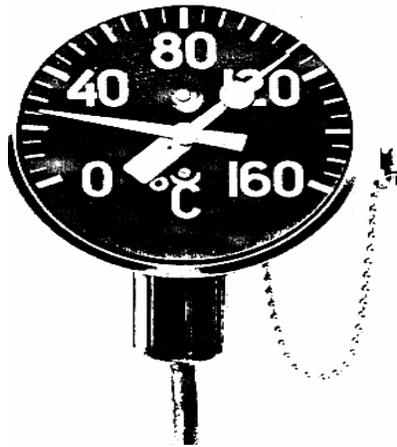


FIGURA 2-3 INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE

### 2.1.3.- Indicador de temperatura de devanado

Los devanados son una de las fuentes de generación de calor (la otra fuente es el núcleo), en operación normal, la corriente nominal es la que genera el calor, la cual se excede considerablemente en condiciones de falla. Un incremento de temperatura en los devanados provoca el envejecimiento de los aislamientos, por lo que es necesario mantener el nivel adecuado. Para monitorear esta temperatura se utiliza un transformador de corriente, conectado a una resistencia en derivación y a su vez a un indicador de temperatura. La función de este indicador es medir indirectamente la temperatura media de los devanados, también se conoce como *Winding Temperature Indicator*, ver figura 2-4.

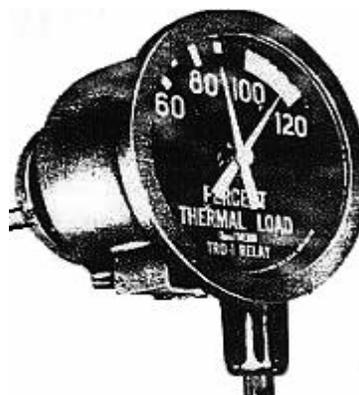


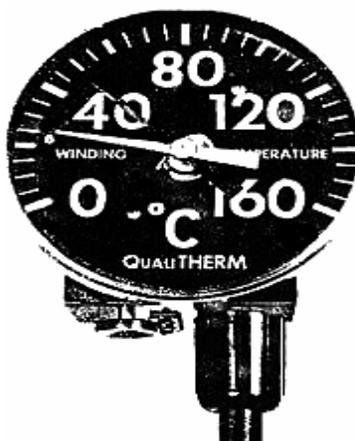
FIGURA 2-4 INDICADOR DE TEMPERATURA DEL DEVANADO

#### 2.1.4.- Indicador de temperatura máxima de operación *hot spot*

Su función es indicar la temperatura máxima de los devanados. Los sensores convencionales miden los cambios de temperatura en la parte superior e inferior del aceite. Estos sensores no pueden conectarse directamente a los devanados del transformador, por lo que la indicación de la temperatura máxima se determina de manera indirecta, utilizando la temperatura superior del aceite y el nivel de corriente del transformador, ver **figura 2-5**.

El elemento térmico consiste en una espiral de material bimetálico, que está fija en un extremo y en el otro extremo está acoplado a una flecha de operación. El bimetálico y la flecha de operación están encerradas en un tubo de acero, montado sobre la base del relevador. La flecha indicadora está acoplada directamente a la flecha principal.

Dicho tubo está rodeado por una bobina de calefacción, diseñada para calentar al elemento bimetálico, hasta la temperatura del punto más caliente en el devanado, cuando recibe una corriente proporcional a la que lleva el devanado del transformador.



**FIGURA 2-5 INDICADOR DE TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE (HOT SPOT).**

#### 2.1.5.-Indicadores y/o registradores remotos de temperatura

Estos indicadores miden la temperatura del aceite y en forma indirecta la de los devanados. Los transformadores de gran potencia tienen sensores resistivos de cobre, los cuales se calibran para detectar variaciones de temperatura entre 10°C y 25°C, y que se conectan a un registrador de temperatura que se encuentra ubicado en la sala de control.

### 2.1.6.-Indicador magnético del nivel de aceite

Es un dispositivo que indica el nivel de aceite del tanque. Cuando existe un nivel bajo se activa una alarma.

Está conformado de dos partes principales: la caja exterior y el cuerpo.

En la caja exterior se encuentra la carátula graduada y la aguja indicadora y está herméticamente cerrada, ver **figura 2-6**. Los más utilizados son el tipo columna y el prismático.



FIGURA 2-6 INDICADOR MAGNETICO DEL NIVEL DE ACEITE

### 2.1.7.-Válvula de sobre presión

Este accesorio tiene la función de aliviar cualquier sobrepresión que se presente en el transformador, evitando daños o deformaciones en sus componentes. La válvula se calibra para operar a una presión determinada, ver **figura 2-7**, y pueden ser de dos tipos:

Resorte: El de resorte es de reposición automática, ya que cierra de nuevo una vez que la sobrepresión ha sido liberada.

Diafragma: Los de tipo diafragma se rompen y una vez aliviada la sobrepresión, se deben reponer.

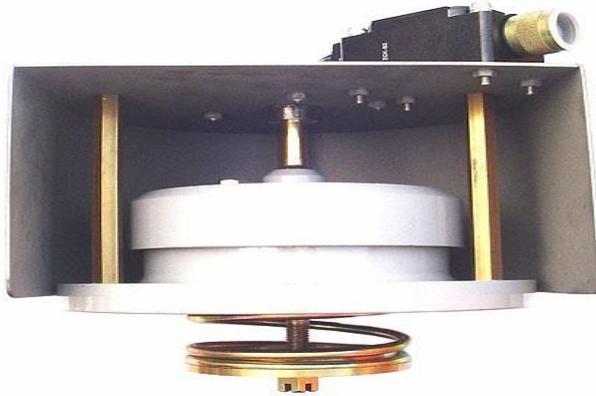


FIGURA 2-7 VALVULA DE SOBREPRESION DE RESORTE

### 2.1.8.-Válvula de alivio

En un transformador que utiliza equipo *Inertaire*, la válvula de alivio del sistema regulador tiene como finalidad conservar la cantidad de nitrógeno dentro del tanque, permitiéndole escapar a la atmósfera cuando debido a la expansión del aceite, la presión excede un valor de presión predeterminada, ver **figura 2-8**.



FIGURA 2-8 VALVULA DE ALIVIO

### 2.1.8.-Relevador Buchholz

Es un dispositivo que aprovecha el incremento súbito de la presión del aceite o la generación de gases por una falla incipiente, para emitir una alarma o para accionar un disparo y para cumplir su función, requiere que se instale en la tapa superior del tanque.

Cuenta con dos flotadores con sus respectivos contactos de cierre: uno para cerrar el circuito de alarma y el otro para cerrar el circuito de disparo, que acciona al mecanismo de desconexión del transformador. Ambos flotadores operan por el desprendimiento de gases, ver **figura 2-9**.



**FIGURA 2-9 RELEVADOR BUCHHOLZ**

#### **2.1.10.-Deshidratador**

Durante el funcionamiento del transformador, el aceite aislante sufre variaciones en su volumen debida al cambio de temperatura. Esto produce la aspiración o expulsión de aire por el tanque de expansión, con la consiguiente humidificación del aceite. El aceite en contacto con el aire húmedo, disminuye su rigidez dieléctrica y se acidifica, ocasionando el envejecimiento de la aislación. Asimismo el ingreso de humedad dentro del transformador favorece la formulación de barro y óxido en el tanque de expansión o en la cuba. Para evitar estos inconvenientes, se hace circular el aire que penetra en el tanque de expansión a través de una sustancia higroscópica, que disminuye su contenido de humedad, evitando la contaminación del transformador. Su función es evitar la oxidación y contaminación del aceite provocada por la humedad, el polvo y otros contaminantes sólidos que se encuentran en el medio ambiente, ver **figura 2-10**. Generalmente se utilizan los siguientes sistemas:

- a) Respiración a través del material deshidratante, generalmente *sílica gel* que es un material compuesto por aluminato de calcio, con un indicador de color.
- b) Con sello de gas inerte (generalmente nitrógeno).

c) Con sello a través de una membrana o bolsa elástica.



FIGURA 2-10 DE SHIDRATADOR DE AIRE

### 2.1.11.-Transformadores de corriente

Generalmente tienen construcción tipo dona y se instalan en las boquillas en una región, en el lado aceite, que tiene referencia de tierra, expresamente preparada para esta función. Su finalidad es proporcionar una señal de corriente proporcional a la corriente del transformador, para medición y protección.



FIGURA 2-11 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC) TIPO DONA

### 2.1.12.-Boquillas (*Bushing*)

Su función consiste en permitir la conexión eléctrica entre los terminales de los devanados del transformador y la red eléctrica. Los tipos básicos de construcción

son: de aislamiento sólido, de tipo capacitivo, con sistema de aislamiento papel-aceite en distintas modalidades, papel impregnado con aceite, papel impregnado con resina, papel devanado con resina y con envoltentes de porcelana o compuestos poliméricos, ver **figura 2-12**.



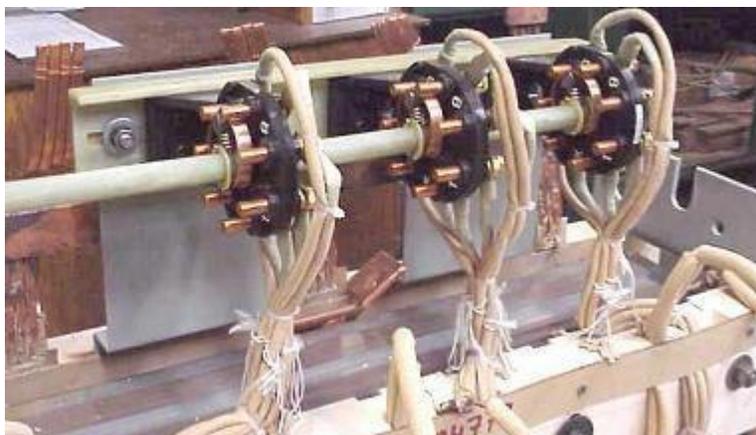
**FIGURA 2-12 BOQUILLAS**

### **2.1.13.- Cambiador de derivaciones sin carga y bajo carga**

La finalidad del cambiador de derivaciones es modificar la relación del voltaje, de acuerdo con las necesidades del sistema, ver **figura 2-13**. Existen dos tipos:

- **Cambiador de derivaciones con operación sin carga.** Se opera manualmente con una manivela, cuando el transformador se encuentra fuera de operación. Para evitar daños y accidentes, tiene un seguro que impide operarlo cuando el transformador está energizado.
- **Cambiador de derivaciones con operación bajo carga.** Se puede operar en cualquier condición de carga del transformador, aun estando energizado. La operación se puede hacer con un control local o remoto.

También puede operarse en forma automática, si se fija el nivel de voltaje requerido. El cambiador bajo carga también puede operarse manualmente.



**FIGURA 2-13 CAMBIADOR DE DERIVACIONES TRIFÁSICO.**

#### **2.1.14.-Relevador de flujo**

Este relevador va colocado entre el cambiador de derivaciones bajo carga y su tanque conservador. Está formado por una cámara, donde se encuentra un interruptor de mercurio instalado en una placa. Cuando por una falla en el ruptor se origina repentinamente un flujo de aceite, la placa es impulsada hacia delante, activando de inmediato el interruptor de mercurio, el cual manda la apertura de los interruptores de alta y baja tensión del transformador, quedando desenergizado de inmediato.

#### **2.1.15.-Radiadores**

Estos dispositivos permiten disipar el calor generado en el transformador. El aceite se hace circular por convección natural o por circulación forzada de éste. Cuando está caliente, el aceite ingresa en la parte superior de los radiadores, intercambia el calor con el medio ambiente y retorna nuevamente al tanque en la conexión inferior de los radiadores, con el tanque principal, ver **figura 2-14**.

Algunos tipos básicos son:

##### **a) Tipo tubo**

Es básicamente un tubo de paredes delgadas (1 mm o 2 mm de espesor) aplanadas, lo que reduce la cantidad de aceite en el radiador. Estos tubos son soldados manualmente a un colector (cabezal) en ambos extremos.

### **b) Tipo plato**

Está formado por dos láminas de acero delgado troqueladas de 1 mm a 1.5 mm. En este caso los colectores (cabezales) son colocados a presión dentro de las obleas y luego son soldados manualmente por la parte interna.

### **c) Tubo con aletas**

Este tipo de radiadores permite obtener una mayor disipación del calor del aceite, por medio del contacto del aire a través de las aletas. Debido a que las aletas están en contacto con el tubo, absorben el calor del aceite circulante y éstas a su vez disipan el calor al estar en contacto con el flujo de aire.

#### **2.1.16 Válvulas de radiadores**

Permiten el paso del aceite del tanque al radiador y viceversa. En caso de fugas en los radiadores, sirven para sellar el radiador y facilitan el desmontaje del mismo.



**FIGURA 2-14 RADIADORES**

#### **2.1.17.-Bombas e indicadores de flujo**

Estos accesorios se utilizan para incrementar el flujo del aceite a través de los radiadores para acelerar la disipación de calor generado en el transformador. Este

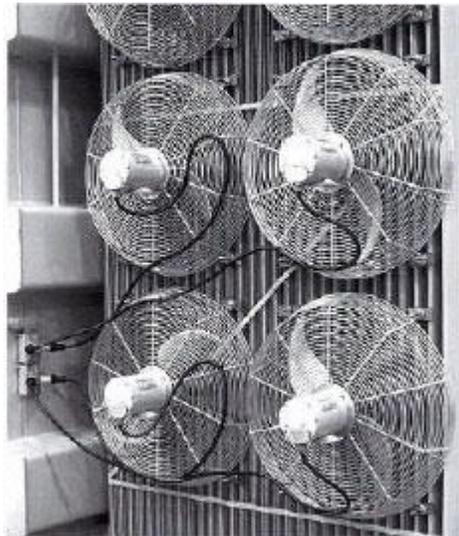
equipo tiene un indicador que permite observar la operación de la bomba y el sentido del flujo, ver **figura 2-15**.



**FIGURA 2-15 BOMBA AXIAL**

### **2.1.18.-Ventiladores**

Estos dispositivos se utilizan para generar un flujo de aire sobre la superficie de los radiadores, e incrementar el nivel de disipación del calor, ver **figura 2-16**. Es posible incrementar la capacidad de carga del transformador hasta un 25%, utilizando ventiladores.



**FIGURA 2-16 VENTILADORES S.**

#### 2.1.14.-Gabinete de control

Este gabinete tiene la finalidad de concentrar las terminales de los dispositivos, las alarmas, los controles de los ventiladores de enfriamiento, las señales de los transformadores de corriente y de las resistencias calefactoras, entre otros, ver **figura 2-17**.



FIGURA 2-17 GABINETE DE CONTROL

# CAPITULO 3

## DIAGNOSTICO Y MONITOREO DE TRANSFORMADORES

### 3.1.- Definición de monitoreo en línea

El monitoreo en línea consiste en la observación y la medición continua de variables clave que permitan detectar el momento que se alcanzan los niveles de degradación del transformador que requiere acción correctiva. [12]

Todo sistema de monitoreo en línea (continuo) para transformadores de potencia consiste principalmente de sensores, sistemas de adquisición de datos, herramientas para el manejo de información y métodos para la evaluación de la condición operativa de los transformadores de potencia, por lo que los parámetros más importantes a monitorear son: la carga, las condiciones de operación y la generación de gases disueltos en el aceite aislante.

El monitoreo de la carga y de las condiciones de operación se realiza con la medición de las tensiones y corrientes a la frecuencia de operación y las temperaturas. Para la medición de las tensiones se pueden usar los dispositivos de potencial y para la medición de la corriente de carga se utilizan los transformadores de corriente instalados en las boquillas o mediante dispositivos ubicados en otros puntos de la subestación.

El estado que guardan los pasos de enfriamiento, es medido mediante dispositivos que indican el estado en que estos se encuentran (encendidos o apagados), permitiendo correlacionar la actividad de los pasos de enfriamiento con la carga en función del tiempo. La medición de corrientes de bombas, permite detectar problemas mecánicos y eléctricos en estos accesorios. Cualquier incremento de la corriente demandada por ellos es una indicación de la existencia de problemas.

Para evaluar la condición del sistema aislante debido a esfuerzos térmicos, es importante monitorear la temperatura en diferentes puntos del transformador. Temperaturas elevadas en el transformador son provocadas por sobrecargas o por calentamiento local (puntos calientes). Aún bajo condiciones de carga normal o baja, el transformador puede presentar sobrecalentamiento, debido a deficiencias en el sistema de enfriamiento.

El parámetro más importante que debe monitorear cualquier sistema de monitoreo en línea para transformadores de potencia, es la medición de los gases disueltos en el aceite aislante. Esto se basa en el hecho de que las fuentes de degradación incipiente, tales como, descargas parciales, sobrecalentamiento y arcos generan gases, que se disuelven en el aceite. La generación excesiva provoca la formación de burbujas que pueden ocasionar fallas, si éstas se introducen en zonas del sistema aislante sometidas a grandes campos eléctricos. Los gases más importantes para la identificación de fallas en transformadores de potencia son: hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano, acetileno,

etano y etileno. La concentración de estos depende del tipo de degradación en el transformador. Frecuentemente se presentan fallas dieléctricas en el aislamiento de los devanados o en el aislamiento principal, debido a concentraciones de esfuerzos eléctricos en puntos que han sido afectados por degradación. Uno de los métodos para detectar este tipo de fallas, es la medición en línea de descargas parciales. Para la medición de descargas parciales se emplea la técnica ultrasónica, que se basa en que las descargas parciales producen ondas de presión que se propagan, a través del medio aislante, desde el sitio de la descarga hasta la pared del tanque del transformador, donde son detectadas por sensores ultrasónicos. [7]

### **3.2.- Dispositivos electrónicos inteligentes (IED)**

Dispositivo Electrónico Inteligente (IED): Un IED es un dispositivo con capacidades de procesamiento interno y puede ser descrito como un "sensor inteligente" proveyendo monitoreo y / o funciones de control. [8]

El equipo de automatización usado previo a los años 90's consistía básicamente en un sistema de control y automatización de dispositivos electromecánicos, tales como medidores, relés de protección, temporizados, contadores y dispositivos analógicos y digitales para el muestreo en pantalla. La información podía obtenerse localmente a partir de medidores analógicos, paneles de medición digital y paneles mímicos de control. También se instalaban en dichos paneles interruptores electromecánicos, los cuales eran usados por los operadores para controlar a los equipos principales ubicados en la subestación.

Con los avances en microprocesadores durante los años 70, el panorama comenzó a cambiar. Los fabricantes comenzaron a reemplazar sus dispositivos electromecánicos por los de estado sólido. Estos diseños basados en microprocesadores, los cuales luego se denominarían Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) mostraron un impresionante número de ventajas sobre sus predecesores. Ellos contienen funciones y características adicionales, las cuales incluyen auto-chequeo y auto-diagnóstico, interfaces de comunicaciones, la habilidad de almacenar datos históricos, y unidades terminales remotas integradas para entradas y salidas de datos (I/O). Los IED también han permitido eliminar la redundancia en los equipos gracias a la integración de múltiples funciones en un solo dispositivo. Por ejemplo, al integrar los transformadores de corriente con los de potencial en un circuito individual, el IED puede medir, proteger y controlar a distancia simultáneamente.

En la medida en que las funciones tradicionales de automatización y control se integraron en un equipo único, la definición del IED comenzó a expandirse. El término se aplica hoy en día a cualquier dispositivo basado en micro-procesadores con un puerto de comunicación, y por lo tanto comprende a los relés de protección, medidores, unidades terminales remotas, PLC's, almacenadores de fallas digitales y secuenciadores de eventos.

A estas alturas, es posible afirmar que los IED's son el primer nivel en la integración de la automatización. [9]

### 3.3.-Niveles de mantenimiento

Durante muchas décadas, los usuarios de transformadores han buscado la manera de evaluar el estado general del aparato de energía eléctrica e identificar los problemas específicos. Con los años, las pruebas de diagnóstico se han desarrollado, basadas en la tecnología disponible. En los últimos años, un medio sofisticado ha evolucionado para recoger una gran cantidad de información de diagnóstico, mientras que el equipo está en servicio. Sin embargo, la vigilancia "continua" o "en línea" pueden superar algunas de las limitaciones fundamentales de las pruebas off-line, ya que puede aumentar el rendimiento y la fiabilidad de los aparatos de la subestación de energía, puede reducir los costos de mantenimiento, y puede ayudar en la optimización de las operaciones de aparatos y procedimientos de mantenimiento y ayudar a manejar el creciente riesgo de envejecimiento de la población de los transformadores y componentes. A partir de la década de 1980, las utilidades de la industria eléctrica modificaron sus estrategias y recursos de construcción y ampliación, mantenimiento y diagnóstico de las plantas que fueron construidas en el auge del desarrollo de los años 1960 y 1970. Los registros de mantenimiento se recuperaron, tabulados y analizados, y se han creado bases de datos.

La tecnología de mantenimiento ha evolucionado a través de cuatro niveles:

- **Correctivo:** Asegurando que el equipo es operativo y funcional.
- **Preventivo:** Optimizando el rendimiento del equipo y reduciendo costos de operación.
- **Predictivo:** Anticipando posibles fallas, realizando un diagnósticos, acortando tiempos de mantenimiento y reduciendo riesgos de operación.
- **Estratégico/optimización:** Control operacional y gestión de recursos. [8]

Las tecnologías modernas se están encaminando fuertemente a los sistemas de mantenimiento predictivo y por esta razón los comités técnicos internacionales

como IEEE y CIGRE han puesto especial interés en describir los requerimientos, beneficios y recomendaciones referentes a los sistemas de monitoreo existentes para transformadores de potencia, generando guías, que sirvan como herramientas de apoyo para los usuarios y fabricantes de estos sistemas. [10]

### **3.4.-Normalización y guías de monitoreo**

El monitoreo de transformadores ha sido de considerable interés por muchos años. El monitoreo es necesario para acceder a datos relevantes y los objetivos principales son:

- Evaluar continuamente el estado operacional del Transformador.
- Evitar fallas catastróficas.
- Reducir gastos de mantenimiento.
- Aumentar la disponibilidad operativa de los equipos.
- Planificar las inversiones.
- Ayudar en la planificación del mantenimiento.
- Almacenar adecuadamente una gran cantidad de datos.

Respecto a esto, los fabricantes, deben desarrollar e implementar estrategias que coincidan con los intereses de los usuarios, es por eso que se desarrollan dos guías [8] y [14] las cuales nos presentan dos propuestas con algunas condiciones y especificaciones para aplicar los sistemas de monitoreo al transformador de potencia.

#### **3.4.1.-Norma IEEE PC57.153**

Esta guía describe la mayor parte el monitoreo en línea y los métodos de diagnóstico que se encuentran en una práctica común. Esta guía aborda los parámetros del funcionamiento del transformador que pueden ser monitoreados y los riesgos-beneficios del monitoreo. También proporciona consideraciones de las especificaciones del hardware, software y sistemas de comunicación del sistema de monitoreo. Esta guía cubre la identificación de los parámetros clave que pueden ser monitoreados para la obtención de una indicación de la condición del líquido en los transformadores sumergidos. También cubre el riesgo / beneficio, la aplicación del sensor, y la aplicación de monitoreo de los sistemas. Esta guía no cubre la interpretación de los resultados del monitoreo.

El propósito de este documento es proporcionar orientación a las personas que, aplican, instalan y usan sistemas de monitoreo en línea para el control de transformadores sumergidos en líquido y componentes.

La guía de aplicación para el monitoreo de transformadores sumergidos en líquido aislante y sus componentes, se encuentra actualmente en la etapa de revisión final.

La siguiente **tabla 6-Sensores, del punto 6.6 (sensores y aplicaciones) pág. 30-31** del contenido de esta guía, nos muestra los diferentes tipos de sensores y sus aplicaciones de cada uno de ellos.

CATEGORIA	MONITOREO VALORADO	TIPO DE SENSOR COMUN	COMENTARIOS
<b>PROPIEDADES TERMICAS</b>	TEMPERATURA DE ACEITE SUPERIOR	RTD:PT-100	POZOS TERMALES MONTAJE TERMICO
	TEMPERATURA DE ACEITE INFERIOR		
	TEMPERATURA AMBIENTE		
	BOBINADO HOT SPOT SIMULADO		
	CONTROL DE LA TEMPERATURA DEL GABINETE		
	TEMPERATURA DIRECTA DE LOS BIBINADOS	FIBRA OPTICA	INSTALADO EN EL MOMENTO DE FABRICACION
<b>SISTEMA DE ENFRIAMIENTO</b>	CORRIENTE DEL VENTILADOR	INTERPONIENDO UN TC	
	CORRIENTE DE LA BOMBA		
	INDICADOR DE FLUJO DE LA BOMBA	SENSOR DE FLUJO	
	PERDIDA DE POTENCIA DE REFRIGERACION	PERDIDA DE CA	
	CONTACTOR DE REFRIGERACION	CONTACTO AUXILIAR	
<b>CARGA</b>	CORRIENTE DE LA CARGA	INTERPONIENDO UN TC	NUCLEO DIVIDIDO O NUCLEO FIJO
	VOLTAJE	INTERPONIENDO UN PT	
<b>OLTC</b>	POSICION DEL TAP	RESISTENCIA DE PLACA	
		SENSOR SINCRONO	
	LTC TEMPERATURA DE ACEITE	RTD:PT-100	
	LTC CORRIENTE DE MOTOR	INTERPONIENDO UN TC	
	LIMITE DE ALARMA	LIMITE BAJO/ALTO	
	FALLA DE BOTELLA DE VACIO	SENSOR DE VACIO	
	LTC INTERRUPTOR DE CONTROL	NO EN AUTO	
	LTC NIVEL DE ACEITE ALTO/BAJO	INDICADOR DE NIVEL	

	LTC AUMENTO DE SOBRETENSION	RELE DE SOBRETENSION	
	LTC ALIVIO DE PRESION ACTIVADO	PRD	
	LTC FILTRO DEL ACEITE	FLUJO O PRESION	
<b>TANQUE PRINCIPAL</b>	NIVEL DE ACEITE ALTO/BAJO	INDICADOR DE NIVEL	
	SOBRETENSION	RELE DE SOBRETENSION	
	ALIVIO DE PRESION ACTIVADO	PRD	
	ACOMULACION DE GAS	RELE DE ACOMULACION DE GAS	
	PRESION DE NITROGENO	SENSOR DE PRESION	SALIDA ANALOGICA O ALARMA BAJO/ALTO
	CONSERVADOR DE ROPTURA DE MAMBRANA	SENSOR DE FUGA PARA LA MEMBRANA	
<b>DGA</b>	HIDROGENO	MONITOR DE GAS CLAVE MONITOR DE GASES MULTIPLES	
	MONOXIDO DE CARBONO		
	DIOXIDO DE CARBONO		
	ETILENO		
	ACETILENO		
	ETANO		
	OXIGENO		
	METANO		
<b>HUMEDAD EN EL ACEITE</b>	CONTENIDO DE AGUA DISUELTA	SENSOR CAPACITIVO	
<b>BOQUILLAS</b>	FACTOR DE POTENCIA Y CAPACITANCIA	SENSOR CAPACITIVO DEL TAP	

TABLA 3-1 SENSORES

### 3.4.2.- Guía CIGRE A2-27

Durante la reunión A2 SC el 4 de junio de 2003 en Mérida un grupo de trabajo TF A2.27 se creó para considerar las ventajas de ver la normalización de la relación entre los transformadores y sistemas de monitoreo. Un nuevo grupo de trabajo se propuso, por tanto, CIGRE fue aprobado el 19 de enero 2005 convirtiéndose en el WG A2.27. Este Grupo de Trabajo fue el encargado de proponer y considerar los beneficios de la normalización de la interfaz (conexión eléctrica) entre el sensor y el sistema de monitoreo.

Esta guía nos explica que hay ciertos sensores e instalaciones con las cuales se van a monitorear al transformador y estos pueden aumentar la facilidad y la

seguridad de los sistemas de monitoreo, con esto se pretende reducir las barreras a la utilización eficaz y económica de estos sistemas.

Este documento establece que existe suficiente detalle para formar la base de una especificación, que los sensores y las instalaciones sean las necesarias para permitir llevar a cabo el monitoreo en los transformadores.

La siguiente **tabla del punto 8 (Resumen de las instalaciones recomendadas de monitorización) pág. 17** de esta misma guía, nos indica la instalación recomendada para cada componente, del transformador.

	SENSOR	SECCION DE REFERENCIA	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3
<b>PARTE ACTIVA</b>	TEMPERATURA DE ACEITE SUPERIOR	7.1.1	AJUSTE	AJUSTE	AJUSTE
	TEMPERATURA DEL ACEITE INFERIOR	7.1.2		FACILIDAD	AJUSTE
	CONTENIDO DE GAS EN EL ACEITE SOLO EN LA SALIDA	7.8.1	FACILIDAD	FACILIDAD	AJUSTE
	HUMEDAD EN EL ACEITE	7.8.1		FACILIDAD	AJUSTE
	NIVEL DE ACEITE CONSERVADOR ALARMA	10.3		AJUSTE	AJUSTE
	NIVEL DE ACEITE CONSERVADOR INDICADOR	7.7		AJUSTE	AJUSTE
	MONITOR DE GASES MULTIPLES	7.8.3		FACILIDAD	FACILIDAD
	SENSOR DE DESCARGAS PARCIALES	7.11		FACILIDAD	FACILIDAD
	DC CORRIENTE DEL NEUTRO	7.13			FACILIDAD
	CIRCUITO MAGNETICO	7.15		FACILIDAD	FACILIDAD
<b>UNIDAD DE ENFRIAMIENTO</b>	TEMPERATURA MEDIA DEL REFRIGERANTE	7.1.5		FACILIDAD	AJUSTE
	FUNCIONAMIENTO DEL ENFRIADOR	7.14		AJUSTE	AJUSTE
	ENTRADA DE TEMPERATURA DEL ACEITE ENFRIADOR	7.1.3			AJUSTE
	SALIDA DE TEMPERATURA DEL ACEITE ENFRIADOR	7.1.4			AJUSTE
<b>BOQUILLAS</b>	VOLTAJE EN TAP DE LA	7.10	FACILIDAD	FACILIDAD	AJUSTE

	BOQUILLA				
	CORRIENTE EN LA CARGA	7.3	AJUSTE	AJUSTE	AJUSTE
	PRESION EN EL ACEITE	7.16			AJUSTE
<b>OLTC</b>	POSICION DEL TAP	7.5	FACILIDAD	AJUSTE	AJUSTE
	CONSUMO DE ENERGIA ACTIVA DEL MOTOR DE ACCIONAMIENTO	7.6.1		FACILIDAD	AJUSTE
	CONMUTADOR COMPARTIMIENTO DE TEMPERATURA DEL ACEITE	7.1.6		FACILIDAD	AJUSTE
	COMPARTIMIENTO DEL SELECTOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE	7.1.7		FACILIDAD	FACILIDAD
	TEMPERATURA DEL ACEITE CERCA DEL CAMBIADOR DE TAPS	7.1.8			AJUSTE
	CONMUTADOR DE NIVEL DE ACEITE INDICADOR	7.7			AJUSTE
	CONMUTADOR DE NIVEL DE ACEITE ALARMA	10.3		AJUSTE	AJUSTE
	CONMUTADOR DE CONDICION DE ACEITE	7.9		FACILIDAD	AJUSTE
	CONMUTADOR DE CAMBIO DE SUPERVISION	7.6.3		FACILIDAD	AJUSTE

TABLA 3-2 RESUMEN DE LAS INSTALACIONES RECOMENDADAS DE MONITORIZACIÓN

### 3.5.-Tipos de sistemas de monitoreo

De acuerdo con [14] es posible definir 3 tipos fundamentales de sistemas de monitoreo modernos:

1) Sistemas independientes (stand-alone). Local al transformador, en la mayoría de los casos utilizando una PC ó microcontrolador para analizar y almacenar datos. Normalmente incluyen un enlace de comunicación hacia un punto remoto.

- 2) Sistemas que utilizan unidades de adquisición de datos para recolectar y transmitir datos a una PC remota (centralizador) dentro de la misma subestación. Normalmente incluyen un enlace de comunicación hacia un punto remoto.
- 3) Sistemas que utilizan el sistema de control y adquisición de datos de la subestación (SCADA) para recolectar y almacenar los datos y analizarlos de manera remota. [10]

### **3.6.-Técnicas de diagnóstico en línea y fuera de línea**

A lo largo de los años se han desarrollado diversas técnicas de diagnóstico basadas en las tecnologías disponibles. Aunque las técnicas realizadas con el transformador desenergizado (off-line) son ampliamente utilizadas hoy en día y arrojan información muy valiosa, en muchas situaciones las técnicas de monitoreo continuo (on-line) pueden ayudar a superar sus limitaciones fundamentales e incrementar el rendimiento y confiabilidad de los equipos de las subestaciones, ayudando a reducir costos y tiempos de mantenimiento. [10]

El transformador es un componente esencial dentro de los sistemas eléctricos de potencia y al igual que los otros componentes se encuentra sujeto eventos que pueden provocar funcionamientos anormales e incluso su falla total. La inspección y el mantenimiento periódico de un transformador y sus accesorios contribuyen a eliminar problemas en operación de este componente vital en el sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica. Existen diversas metodologías de diagnóstico que se han desarrollado a lo largo de los años y son aplicadas comúnmente; por ejemplo, la norma IEEE Std 62-1995 (R2005) es una guía para realizar el diagnóstico de transformadores en campo, en la cual se subdividen sus componentes en 6 categorías: Devanados, boquillas, aceite aislante, cambiador de derivaciones, núcleo y tanque y accesorios asociados; en dicho documento se mencionan los procedimientos a seguir para cada prueba de diagnóstico recomendada. En las siguientes tablas, se muestra una relación de las pruebas comúnmente utilizadas para diagnóstico de transformadores y el tipo de problema que puede ser detectado en cada caso.

<b>Técnicas con transformador energizado</b>	
<i><b>Prueba</b></i>	<i><b>Detecta</b></i>
Análisis de gases disueltos (AGD).	Arqueo interno, mal contacto eléctrico, puntos calientes, descargas parciales y sobrecalentamiento de conductores, aceite y aislamientos.
Pruebas físicas y químicas del aceite.	Humedad, acidez, tensión superficial, furanos, rigidez dieléctrica y factor de potencia.
Inspección externa física.	Fugas de aceite, partes rotas, pintura dañada, defectos en las estructuras de soporte, operación ruidosa, conexiones flojas, problemas con los ventiladores y bombas de enfriamiento.
Temperaturas externas del tanque principal y cambiador de derivaciones.	Cambios de temperaturas debidos a cambios en la carga y temperatura ambiente.
Termovisión.	Puntos calientes, corrientes circulantes, bloqueos del enfriamiento, problemas con el cambiador de derivaciones, conexiones flojas.
Análisis acústico (ultrasónico)	Descargas parciales internas, arqueo, blindajes no aterrizados, malas conexiones en boquillas, falla en contactos del cambiador, problemas de puesta a tierra del núcleo, aislamiento débil que produce efecto corona.
Detección sónica de fallas	Fugas de nitrógeno, fugas de vacío, vibración excesiva de núcleo bobinas, efecto corona en las boquillas, problemas mecánicos en rodamientos de motores y bombas.
Análisis de vibraciones	Problemas internos de núcleo, bobinas, blindajes, partes flojas y rodamientos defectuosos.
Medición de capacitancia y corriente de fuga en boquillas	Condición del aislamiento de las boquillas

TABLA 3-3 TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO EN LÍNEA CON TRANSFORMADOR ENERGIZADO (ON-LINE)

<b>Técnicas con el transformador desenergizado</b>	
<i>Prueba</i>	<i>Detecta</i>
Pruebas de DOBLE (capacitancia de las boquillas, factor de potencia del aislamiento, corriente de excitación).	Perdida de la integridad dieléctrica del aislamiento, pérdida la integridad dieléctrica de las boquillas, humedad en los devanados.
Relación de transformación	Devanados en corto circuito, corto circuito entre vueltas.
Medición de impedancia de corto circuito (reactancia de dispersión).	Deformación mayor en los devanados.
Medición de resistencia de núcleo a tierra.	Mala conexión de tierras intencionales del núcleo ó existencia de conexiones a tierra no intencionales.
Medición de resistencias de los devanados con corriente directa.	Falsos contactos, cintas rotas, conexiones flojas, falso contacto en cambiadores de derivaciones.
Análisis de respuesta en frecuencia (FRA)	Movimientos y deformaciones locales en los devanados.
Inspección visual interna.	Lodos en el aceite, desplazamiento de devanados y cuñas, falta de apriete en devanados, malas conexiones, calentamientos excesivos, objetos extraños en el equipo.
Grado de polimerización.	Condición y tiempo de vida estimada del aislamiento
Métodos de Respuesta Dieléctrica PDC, RVM, FDS) [8]	% de humedad en aislamiento y conductividad del aceite, problemas de factor de potencia del aislamiento.

TABLA 3-4 TECNICAS DE DIAGNOSTICO EN LINEA CON TRANSFORMADOR DESENERGIZADO (OFF-LINE)

[10]

### **3.7.-Descripción de variables típicas de monitoreo**

La medición de las diversas variables consideradas importantes para el conocimiento del estado del equipamiento es efectuada a través de sensores y/o transductores, localizados en general junto al transformador. [9]

La condición estratégica de los transformadores de poder y los altos costos de operación que puede significar cualquier falla o anomalía, hace necesario preocuparse de su mantenimiento y de la evolución de ciertos parámetros fundamentales. Los recientes avances tecnológicos en el desarrollo de sensores, los sistemas de adquisición de datos y el software para procesar señales, han posibilitado la aplicación de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de poder. Por ejemplo, hace unos años no se podía conocer el estado operacional de un Cambiador de Taps Bajo Carga (CTBC) sin extraerlo del transformador, mientras que actualmente se pueden conocer muchos de sus parámetros mecánicos censando algunas variables.

Los sistemas de monitoreo posibilitan evaluar en línea la condición del equipo, lo que permite vigilar diferentes parámetros de interés, detectar el desarrollo de fallas incipientes y diagnosticar condiciones anormales.

Actualmente, es posible monitorear en línea las siguientes variables: Bushings, conservador de aceite, temperaturas de aceite y devanados, CTBC, gases disueltos y humedad del aceite, nivel de aceite etc. [11]

# CAPITULO 4

## EJEMPLOS DE SISTEMAS MODERNOS DE MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

#### **4.1.-Monitoreo en tiempo real y sistemas SCADA**

SCADA es un sistema basado en computadoras que permite supervisar y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo. A diferencia de los Sistemas de Control Distribuido, capaces de realizar las acciones de control en forma automática, el lazo de control es generalmente cerrado por el operador. Hoy en día es fácil hallar un sistema SCADA realizando labores de control automático en cualquiera de sus niveles, aunque su labor principal sea de supervisión y control por parte del operador. El flujo de la información en los sistemas SCADA es como se describe a continuación:

El fenómeno físico lo constituye la variable que deseamos medir. Dependiendo del proceso, la naturaleza del fenómeno es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, etc. Este fenómeno debe traducirse a una variable que sea inteligible para el sistema SCADA, es decir, en una variable eléctrica. Para ello, se utilizan los sensores o transductores.

Los sensores o transductores convierten las variaciones del fenómeno físico en variaciones proporcionales de una variable eléctrica.

Sin embargo, esta variedad de tipos de señales eléctricas debe ser procesada para ser entendida por la computadora digital. Para ello se utilizan acondicionadores de señal, cuya función es la de referenciar estos cambios eléctricos a una misma escala de corriente o voltaje. Además, aísla eléctricamente y filtra la señal con el objeto de proteger el sistema de transitorios y ruidos originados en el campo.

Una vez acondicionada la señal, la misma se convierte en un valor digital equivalente en el bloque de conversión de datos. Generalmente, esta función es llevada a cabo por un circuito de conversión analógico/digital. La computadora almacena esta información, la cual es utilizada para su análisis y para la toma de decisiones. Simultáneamente, se muestra la información al usuario del sistema, en tiempo real.

Basado en la información, el operador puede tomar la decisión de realizar una acción de control sobre el proceso. El operador comanda a la computadora a realizarla, y de nuevo debe convertirse la información digital a una señal eléctrica. Esta señal eléctrica es procesada por una salida de control, el cual funciona como un acondicionador de señal, la cual la escala para manejar un dispositivo dado: bobina de un relé, set-point de un controlador, etc.

### **Necesidad de un Sistema SCADA.**

Para evaluar si un sistema SCADA es necesario para manejar una instalación dada, el proceso a controlar debe cumplir las siguientes características:

- a) El número de variables del proceso que se necesita monitorear es alto.
- b) El proceso está geográficamente distribuido. Esta condición no es limitativa, ya que puede instalarse un SCADA para la supervisión y control de un proceso concentrado en una localidad.
- c) La información del proceso se necesita en el momento en que los cambios se producen en el mismo, o en otras palabras, la información se requiere en tiempo real.
- d) La necesidad de optimizar y facilitar las operaciones del sistema, así como la toma de decisiones, tanto gerenciales como operativas.
- e) Los beneficios obtenidos en el proceso justifican la inversión en un sistema SCADA. Estos beneficios pueden reflejarse como aumento de los niveles de facturación, de los niveles de seguridad, etc.
- f) La complejidad y velocidad del proceso permiten que la mayoría de las acciones de control sea iniciada por un operador. En caso contrario, se requerirá de un Sistema de Control Automático, el cual lo puede constituir un Sistema de Control Distribuido, PLC's, Controladores a Lazo Cerrado o una combinación de ellos.

### **Funciones Básicas del Sistema SCADA.**

Dentro de las funciones básicas realizadas por un sistema SCADA están las siguientes:

- a) Recabar, almacenar y mostrar información, en forma continua y confiable, correspondiente a la señalización de campo: estados de dispositivos, mediciones, alarmas, etc.
- b) Ejecutar acciones de control iniciadas por el operador, tales como: abrir o cerrar interruptores, transferir cargas, acoplar generadores al sistema, etc.
- c) Alertar al operador de cambios detectados en la sistema, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la

operación diaria del sistema (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.

d) Aplicaciones en general, basadas en la información obtenida por el sistema, tales como: reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos, predicciones, detección de fallas, etc. [9]

## **4.2.-Ejemplos y descripción de sistemas modernos de monitoreo:**

### **4.2.1.-Sistema Treetech [15]**

Se presenta la descripción de un proyecto de monitoreo en línea para un transformador de potencia de 115 kV, 30 MVA, utilizando un esquema de monitoreo con arquitectura modular y descentralizada y comunicación inalámbrica. La operación del sistema fue probado durante las pruebas de aceptación del transformador en fábrica. En este ejemplo se describe la estructura y los principios de operación del sistema, así como las pruebas realizadas para verificar la correcta operación del mismo.

Se describe la configuración del sistema implementado y los equipos utilizados en este caso particular; finalmente se muestran algunos de los resultados obtenidos.

En el presente proyecto se optó por el uso de una arquitectura modular y descentralizada, basada en dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) y utilizando un dispositivo de comunicación inalámbrica a través de la red mundial (INTERNET). Ver **figura 4-1**.

## ARQUITECTURA DEL SISTEMA



FIGURA 4-1 ARQUITECTURA GENERAL DEL SISTEMA.

### Arquitectura de Sensores para el Monitoreo En Línea

Una de las características clave para que el sistema de monitoreo pueda aplicarse a transformadores de pequeño y medio porte, sin que su costo torne inviable el proyecto, es que el sistema tenga una arquitectura de sensores modular y descentralizada. Con eso, se pueden escoger e instalar, de acuerdo a las necesidades y posibilidades, solamente los sensores que se consideran esenciales. Sin embargo, no se elimina la posibilidad de que se agregen nuevos sensores en el futuro.

Esa arquitectura se muestra en la **figura 4-2**, donde se observa también que, debido al hecho de ser empleados sensores tipo IED (*Intelligent Electronic Device*), los sensores se conectan directamente a una red de comunicación del tipo RS485, eliminándose por consiguiente la necesidad de instalación de un elemento centralizador (generalmente un Controlador Lógico Programable) en el transformador mismo, eliminándose así ese costo adicional.



FIGURA 4-2 ARQUITECTURA DE SENSORES DEL SISTEMA DE MONITOREO

Las variables a monitorear seleccionadas y una breve descripción de los equipos de monitoreo utilizados en el transformador de 30 MVA, 115/13.8 KV, se mencionan a continuación:

**Monitoreo de Temperatura** Este equipo nos proporciona la temperatura del aceite y de los devanados, hace la medición de la corriente de carga, activación de alarmas y desconexión por sobre temperaturas, posee comunicación serial por medio de dos puertos RS485 y RS232, con protocolo de comunicación Modbus RTU y DNP3.0 nivel 1, este equipo también posee salidas SCADA. La medición de temperatura del punto más caliente del devanado (hot spot) es una de las variables más importantes en el monitoreo, pues a partir de ésta es posible determinar la pérdida de vida del aislamiento y por ende la vida remanente del equipo.



FIGURA 4-3 IED's UBICADOS EN EL GABINETE DE MONITOREO, MONITOR DE TEMPERATURA, DE BOQUILLAS Y DE HUMEDAD EN LA PARTE FRONTAL

**Monitoreo de Humedad** La presencia de humedad en el cartón y papel aislante potencializa los efectos de la degradación térmica del aislamiento de forma proporcional a la cantidad de humedad presente. El equipo para monitorear la humedad proporciona la saturación relativa -en porcentaje- de agua en el aceite y la cantidad de agua en el aceite en ppm. Posee puerto de comunicación RS485 usando protocolo Modbus RTU o DNP3.0 nivel 1, posee salida para SCADA, además de alarmas y contactos programables. Utilizando un sensor de temperatura ambiente también es posible calcular el valor de saturación de agua en caso de desenergizar el transformador y este alcance la temperatura ambiente.



FIGURA 4-4 SENSOR DE HUMEDAD EN EL ACEITE

**Condición de la bolsa del tanque conservador.** Para este caso se usa un LED emisor y un circuito disparador, la función de dicho equipo es monitorear la bolsa del tanque conservador y poder enviar una alarma en caso de ruptura de la misma, con el fin de evitar la entrada de humedad en el aceite.

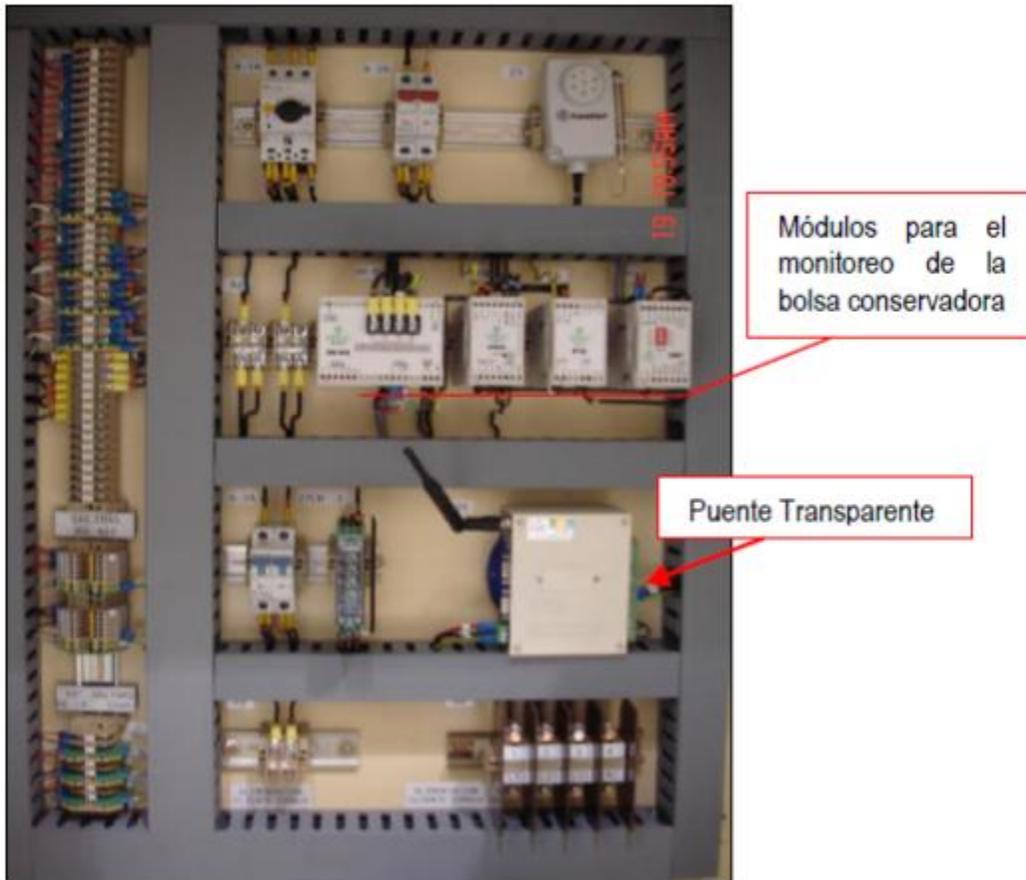


FIGURA 4-5 INTERIOR DEL GABINETE DE MONITOREO, EN DONDE SE ENCUENTRA EL EQUIPO DE COMUNICACIÓN Y LOS MÓDULOS PARA EL MONITOREO DE LA BOLSA DEL TANQUE CONSERVADOR

**Capacitancia,  $Tg\delta$  y corriente de fuga de boquillas** La capacitancia y la tangente delta son reconocidas como los principales parámetros para el diagnóstico de boquillas, ya que estos parámetros reflejan el estado de su aislamiento. Por ejemplo, capas en corto-circuito provocan un incremento de capacitancia, mientras que el ingreso de humedad impacta en el valor de la tangente delta. El equipo usado permite efectuar un monitoreo en línea durante la operación normal de las boquillas, midiendo la capacitancia, el factor de disipación ( $Tg\delta$ ) y la corriente de fuga. Además de que cuenta con alarmas por capacitancia y  $Tg\delta$  altas y alarma por corriente de fuga baja, posee puertos de comunicación RS485 y RS232, salida SCADA.



FIGURA 4-6 CONEXIONES PARA MONITOREO DE BUSHINGS

**Software de Monitoreo.** Es una herramienta de gestión y mantenimiento que efectúa la adquisición, almacenamiento y tratamiento de las mediciones efectuadas en el transformador a partir de sensores, generando diagnósticos y pronósticos de problemas eventuales que podrían ocasionar interrupciones en el suministro de energía eléctrica. Toda la información generada está disponible en la web para ciertos usuarios, así como los cálculos realizados que a su vez están basados en algoritmos normalizados.

Estos cálculos de ingeniería incluyen algoritmos para cálculo de envejecimiento del aislamiento, evaluación del contenido de humedad en el papel, simulación de condiciones de sobrecarga, análisis de gases disueltos, mantenimiento de equipos de enfriamiento (bombas y ventiladores) y seguimiento de temperaturas máximas. El software permite además la generación de reportes periódicos y envío de correos electrónicos a los usuarios en situaciones de alarma.

Capitulo 4. Ejemplos de Sistemas Modernos de Monitoreo en línea de Transformadores de Potencia

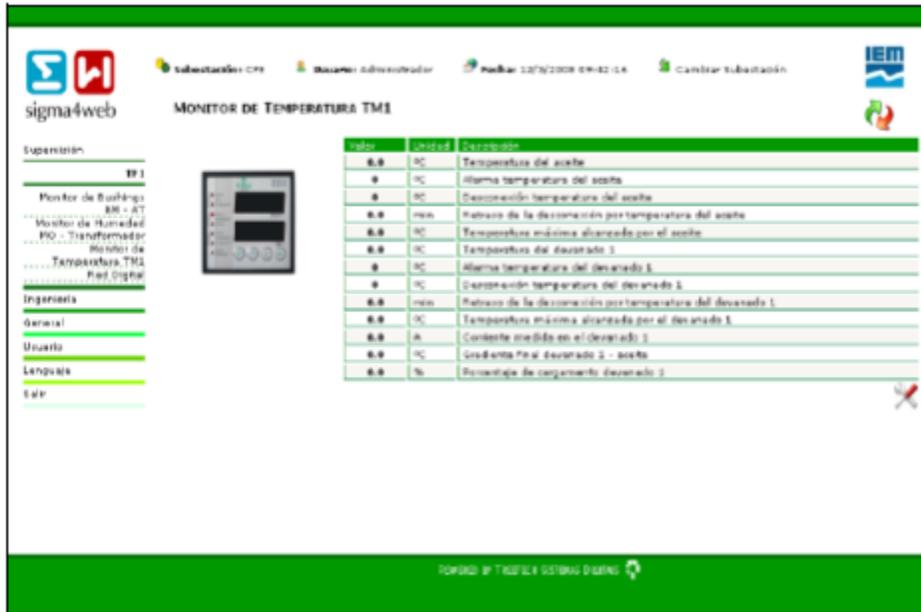


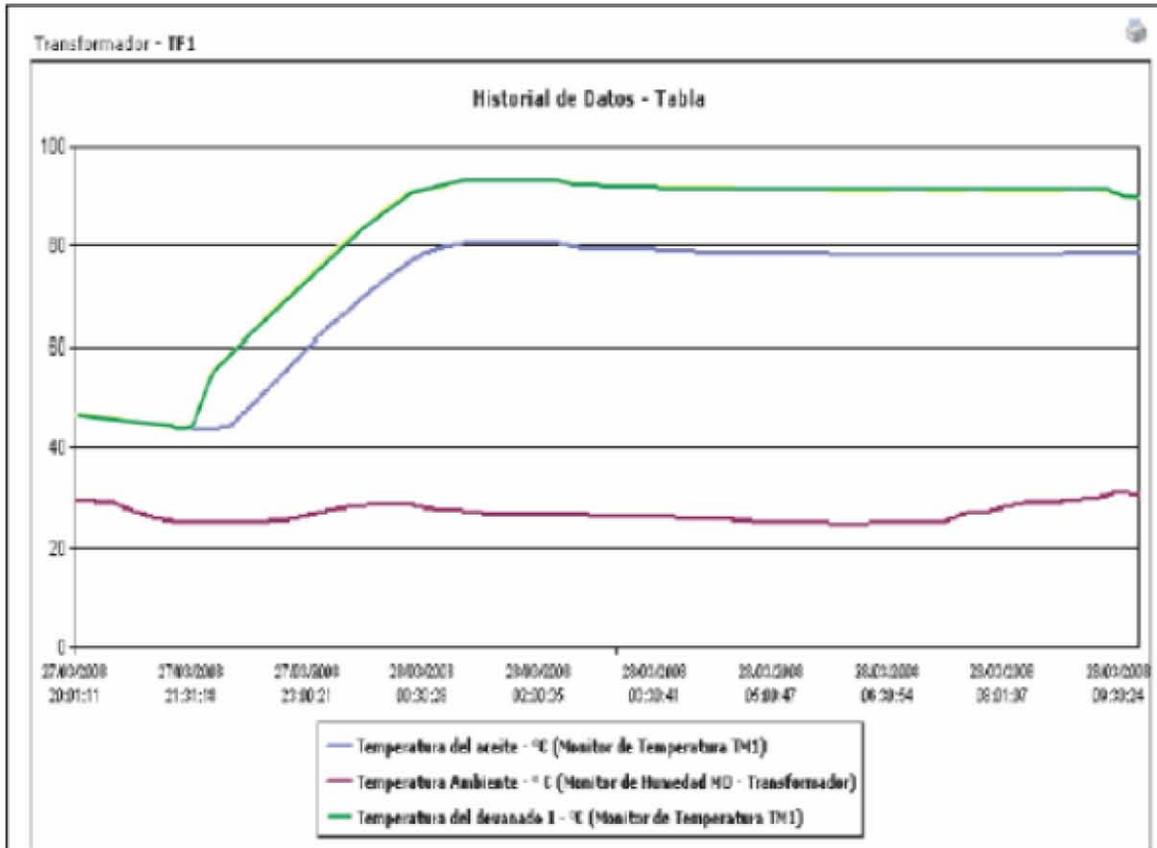
FIGURA 4-7 VISTA DEL SOFTWARE DE MONITOREO

**Equipo de comunicación.** Se utilizó un equipo denominado *Transparent Bridge* (Puente transparente) el cual es un dispositivo de red cuya presencia y operaciones son transparentes a los hosts de la red. Este equipo incluye procesamiento propio y módulo GSM/GPRS (Global System for Mobile communications/ General Packet Radio Service) con software capaz de coordinar la conexión sobre la red de datos GPRS de las operadoras de telefonía celular con un servidor de comunicación, referenciado como *Transparent Bridge Server*, y, por este intermedio, disponer de acceso remoto a los dispositivos a él conectados.



FIGURA 4-8 MODEM GPRS DENTRO DEL GABINETE DE MONITOREO

Un ejemplo del tipo de información obtenida por el sistema de monitoreo se muestra en la **figura 4-11**, mostrando los datos de temperaturas en el transformador, durante la prueba de elevación de temperatura en fabrica.



GRAFICA 4-1 CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE TEMPERATURAS DEL ACEITE Y DEVANADO EN EL TRANSFORMADOR, A SI COMO LA TEMPERATURA AMBIENTE DURANTE LA PRUEBA DE ELEVACION DE TEMPERATURA EN FÁBRICA. LA PRUEBA FUE MONITOREADA DE MANERA REMOTA POR INTERNET

Actualmente el transformador con el equipo instalado se encuentra en la S.E. Macultepec, en Villa Hermosa y continuará siendo monitoreado vía remota.



FIGURA 4-12 TRANSFORMADOR CON EQUIPO INSTALADO CONTINUAMENTE MONITOREADO

#### 4.2.2.-Sistema Orto [16]

Orto de México ha estado desarrollando sistemas de monitoreo en tiempo real, para aplicaciones en transformadores de distribución y potencia para formar precisamente el eslabón entre los equipos ya instalados (hasta más de 30 años) y los equipos nuevos.

En este ejemplo se muestra la instalación de los sistemas de monitoreo en línea para un equipo ya instalado (en servicio), los factores a considerar en los proyectos de Orto se muestran en la siguiente **figura 4-13**.

Capitulo 4. Ejemplos de Sistemas Modernos de Monitoreo en línea de Transformadores de Potencia

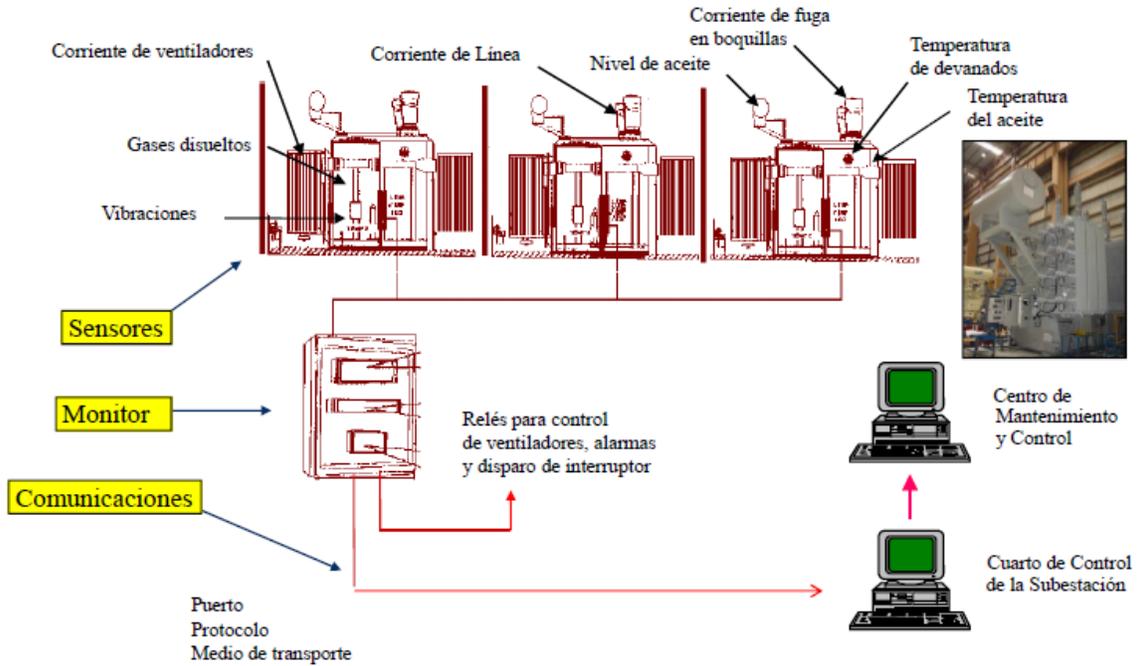


FIGURA 4-13 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Estos son los factores a considerar para los proyectos de monitoreo de Orto, en la siguiente **figura 4-14** se puede apreciar las consideraciones y las variables a monitorear en el transformador de potencia para Orto.



4-14 FACTORES PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA ORTO

Orto hace uso de los índices de falla para seleccionar los sensores a utilizar ver **tabla 4-1**

Problemas \ Sensores	Sensores														
	Temp. Ambiente	Temp. del aceite sup.	Temp. del aceite Inf.	Temp. de los devanados	Temp. del cambiador	Corriente de línea	Corriente de enfriamiento	Nivel de aceite	Vibraciones	Presión de gas	Apriete de bobinas	Humedad en el aceite	Gases disueltos	Capacitancia de boquillas	Descargas parciales
Sobrecarga	X	X	X	X	X	X	X								
Sobrecarga en devanados	X	X	X	X		X	X								
Sobrecalentamiento en núcleo		X	X			X			X				X		
Conexiones de alta resistencia		X	X	X	X	X							X		
Descargas Parciales													X	X	X
Fugas de aceite								X							
Fallas en bombas o ventiladores	X	X	X	X		X	X								
Aflojamiento del núcleo									X						
Aflojamiento de devanados									X		X				
Fallas en boquillas						X								X	
Fallas en cambiador	X	X	X		X	X			X						X
Humedad en el aceite										X		X			

TABLA 4-1 SELECCIÓN DE SENSORES EN FUNCION DE LAS FALLAS

Haciendo un resumen con las figuras y tablas anteriores se realiza el siguiente diagnóstico para conocer la variable que se va a monitorear, seleccionando el sensor requerido y la función de prevención protección y control, la cual nos indica el problema a considerar.

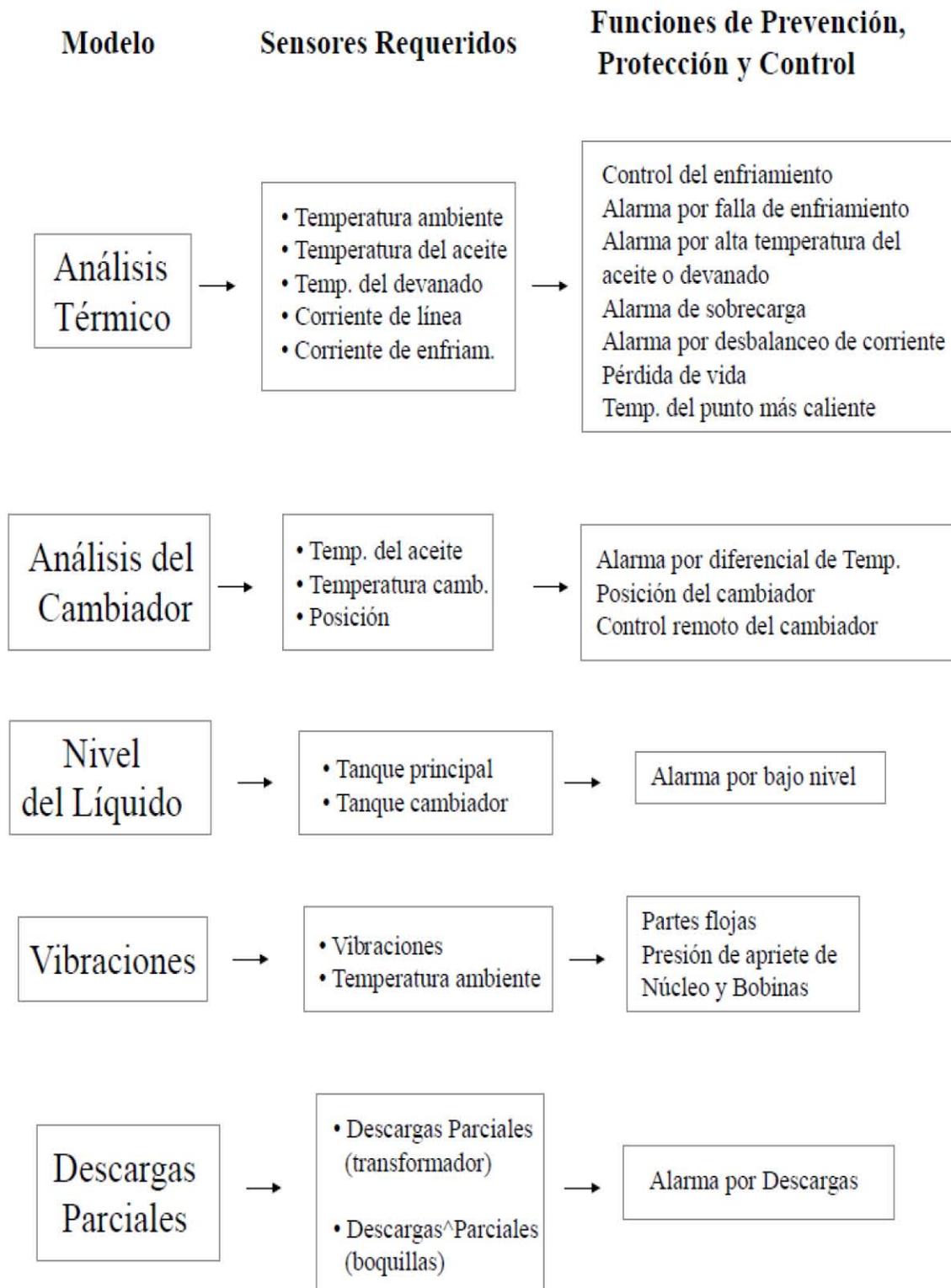


FIGURA 4-15 ESQUEMA DE DIAGNOSTICO

Capitulo 4. Ejemplos de Sistemas Modernos de Monitoreo en línea de Transformadores de Potencia

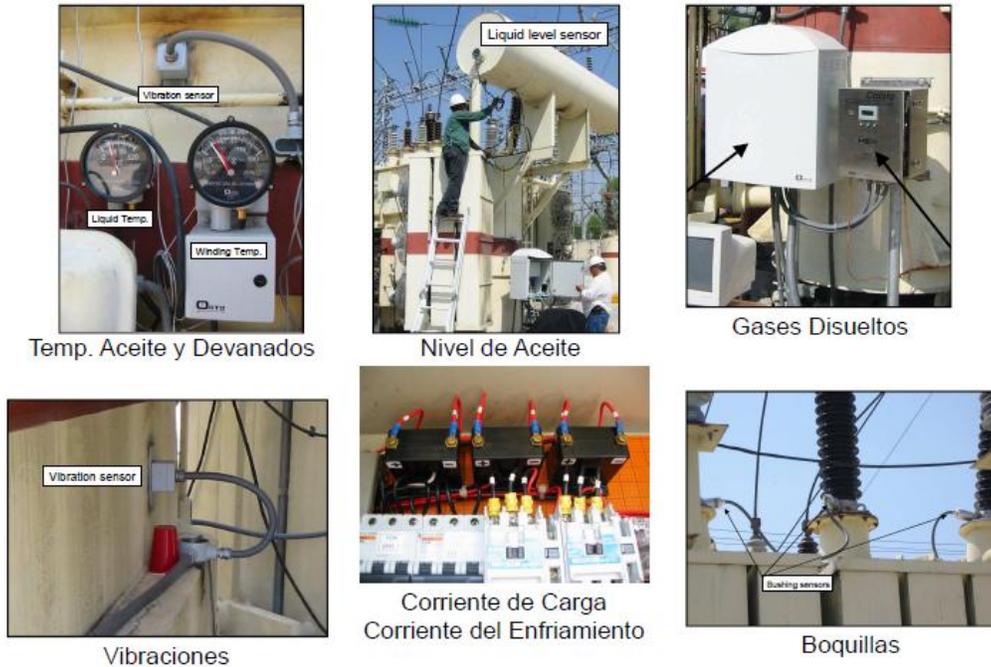


FIGURA 4-16 UBICACIÓN Y TIPO DE SENSORES

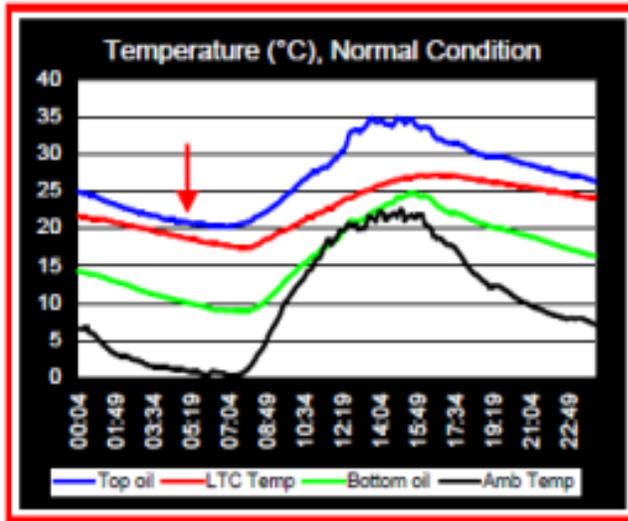
Este ejemplo se basa en un transformador de 30 MVA ya instalado en una subestación en Puebla 1, instalando la interfaz y los sensores ya seleccionados de acuerdo a las necesidades de mantenimiento del transformador indicadas en las figuras anteriores, culminando con un reporte grafico que muestra el comportamiento de temperaturas, sobrecorrientes, corrientes desequilibradas, vibraciones etc.



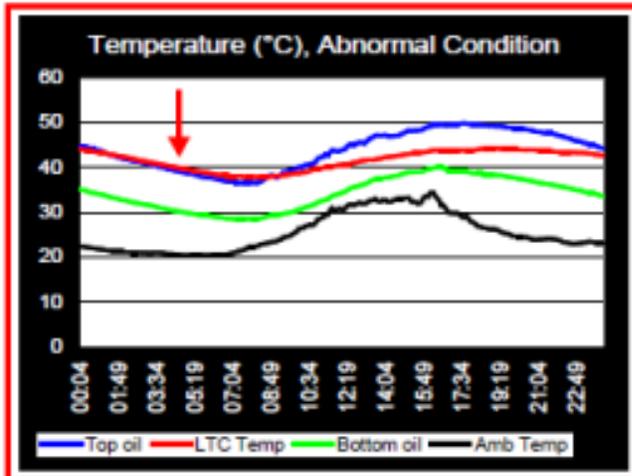
FIGURA 4-17 TRANSFORMADOR DE 30 MVA SUBESTACION PUEBLA 1

Reporte grafico

En esta parte se muestran algunas graficas de funcionamiento de las variables a monitorear normales y en su defecto las variables con funcionamiento anormales.

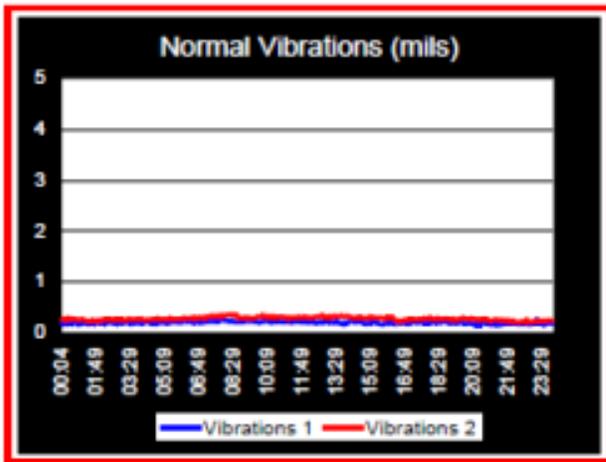


GRAFICA 4-2 QUE NOS MUESTRA LA TEMPERATURA DEL ACEITE POR ENCIMA DE LA TEMPERATURA DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES (CONDICION NORMAL)

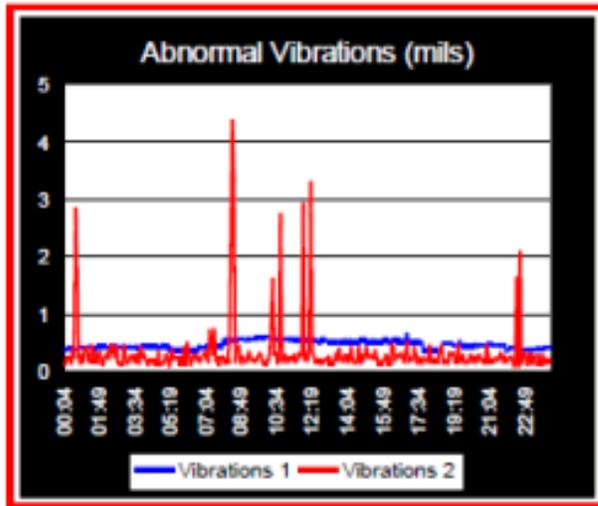


GRAFICA 4-3 QUE NOS MUESTRA LA TEMPERATURA DEL ACEITE POR DEBAJO DE LA TEMPERATURA DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES (CONDICION ANORMAL)

Capitulo 4. Ejemplos de Sistemas Modernos de Monitoreo en línea de Transformadores de Potencia

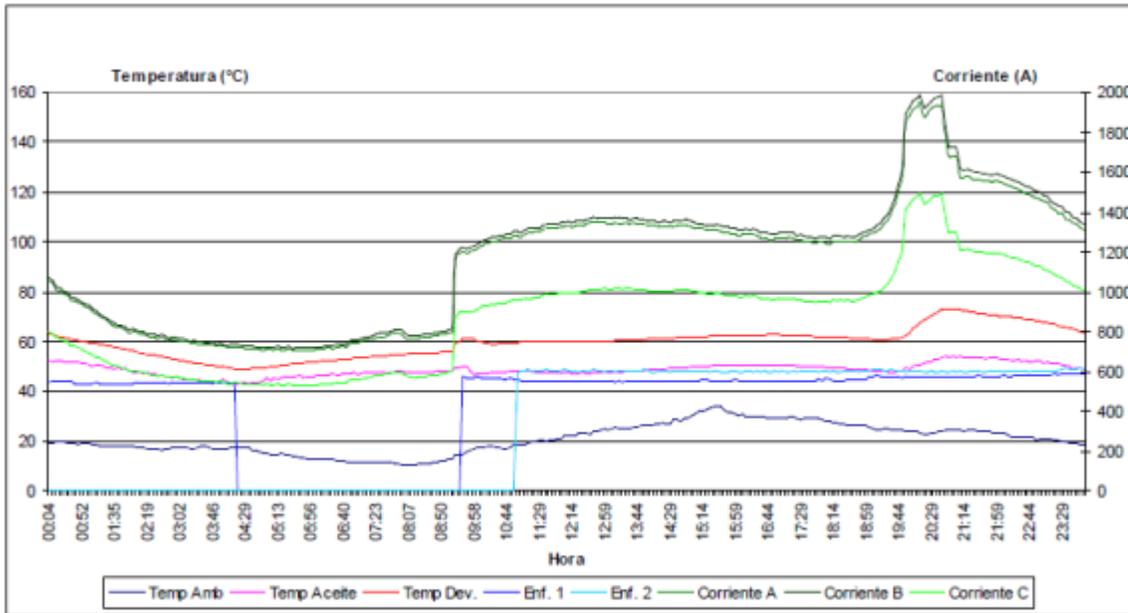


GRAFICA 4-4 MOSTRANDO UN PATRON DE VIBRACIONES NORMAL



GRAFICA 4-5 MOSTRANDO VIBRACION ANORMAL EN UNO DE LOS SENSORES

#### Capitulo 4. Ejemplos de Sistemas Modernos de Monitoreo en línea de Transformadores de Potencia



GRAFICA 4-6 MOSTRANDO UN EJEMPLO DE SOBRECARGA EN CORRIENTES DE FASE B Y FASE C INCREMENTANDO SU TEMPERATURA, INDICANDO LA HORA EXACTA DEL PROBLEMA

Para la instalación del sistema de monitoreo se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Bajar el aceite al nivel de los termopozos
- Retirar los instrumentos existentes
- Colocar los nuevos instrumentos con salida SCADA
- Subir el nivel de aceite a su estado normal
- Colocar el gabinete de monitoreo
- Colocar canalizaciones y realizar el cableado del sistema
- Energizar y probar la comunicación de datos

### 4.2.3.-Sistema IIE [7]

Los sistemas de monitoreo en línea de transformadores de potencia desarrollados por el IIE monitorean en tiempo real los parámetros de 15 autotransformadores monofásicos de 400 kV, tales como: tensión de fase, corriente de fase, temperaturas del aceite, gases disueltos en el aceite, emisiones ultrasónicas para la detección de descargas parciales, ruido ambiente, temperatura ambiente, corriente de bombas y operación de pasos de enfriamiento.

Este sistema consiste de tres módulos principales: sensores, adquisición de datos (SAD) y computadora maestra. La arquitectura general de los sistemas de monitoreo se muestra en la **figura 4-18**.

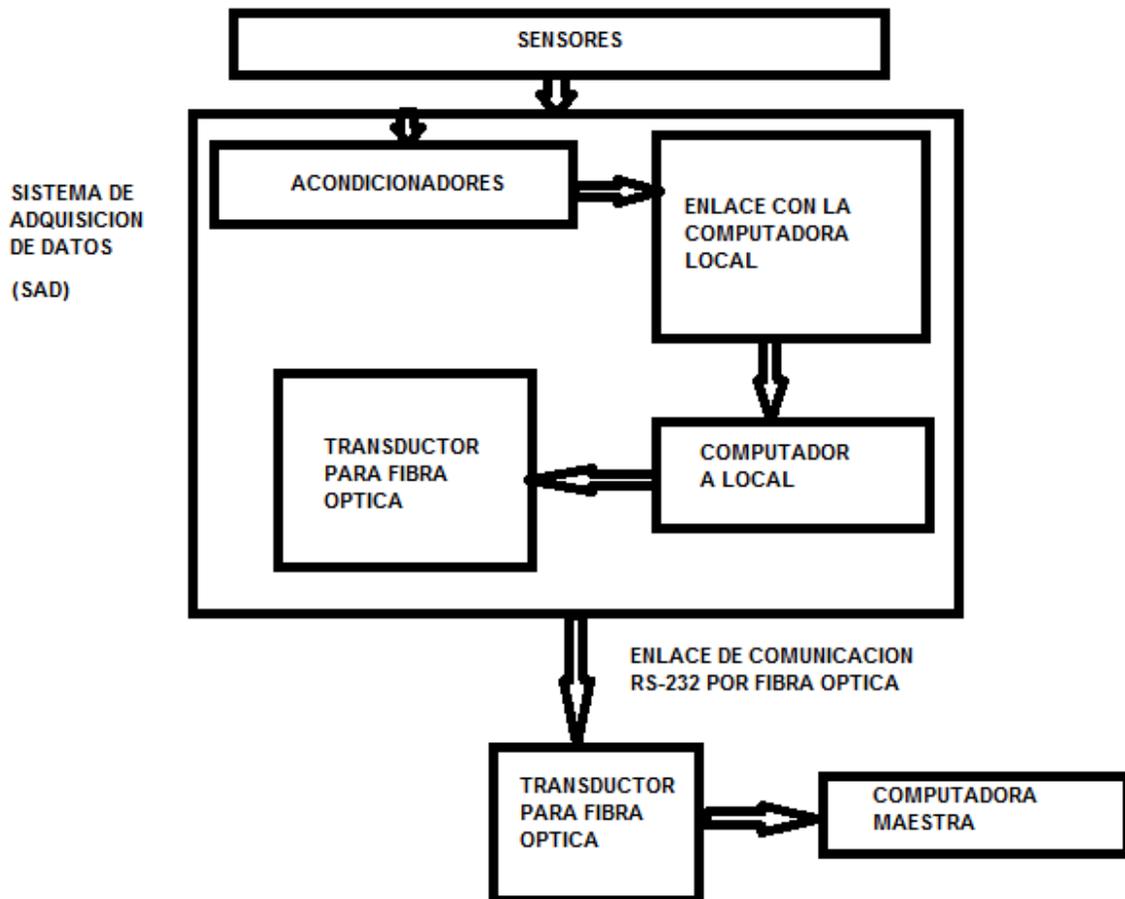


FIGURA 4-18. ARQUITECTURA GENERAL DE LOS SISTEMAS DE MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En la **figura 4-19** se muestran los sensores empleados para el monitoreo de cada parámetro, su localización en el transformador de potencia, así como los diferentes módulos de los sistemas de monitoreo.

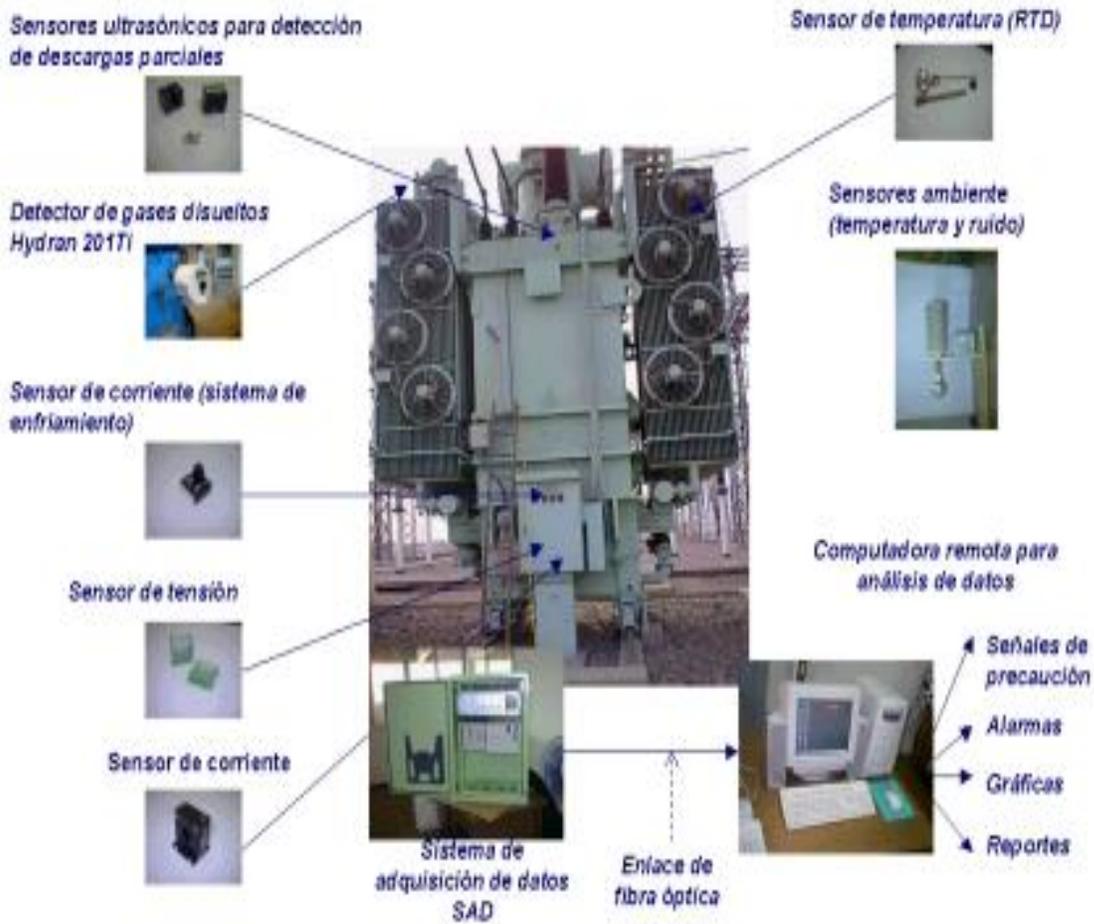


FIGURA 4-19 MÓDULOS QUE INTEGRAN EL SISTEMAS DE MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA PARA EL MONITOREO CONTINUO DE TRANSFORMADORES.

Los sistemas de IIE utilizan dos computadoras, la computadora local que se encuentra en el sistema de adquisición de datos instalado en las proximidades del banco monitoreado y la computadora maestra, localizada en la caseta de operación o en la oficina del responsable del banco.

En la computadora local se almacenan los valores de los parámetros monitoreados por los sensores cada minuto. También, proporciona la información necesaria para configurar el sistema de monitoreo, ver **figura 4-20**.



FIGURA 4-20 PANTALLA DE CONFIGURACIÓN DEL SMLTP, DESPLEGADA EN LA COMPUTADORA LOCAL

Todas las señales adquiridas por el SAD, se despliegan en la computadora maestra. Esta contiene el software y el hardware necesario para comunicarse con el SAD, desplegar la información monitoreada, establecer niveles de alarma, indicar el estado de las alarmas y graficar los datos almacenados, ver **figura 4-21**.

### Resultados obtenidos con los sistemas de monitoreo en línea de transformadores de potencia.

Se presentan algunos de los resultados obtenidos con los sistemas de monitoreo den línea de transformadores de potencia de IIE instalados en tres subestaciones de transmisión de la CFE.

Banco AT-1, S.E. Puebla Dos

Capitulo 4. Ejemplos de Sistemas Modernos de Monitoreo en línea de Transformadores de Potencia

Durante la instalación de un sistema de monitoreo en el banco AT-1 de autotransformadores de 400/115/13.8 kV, en la S.E.

Puebla Dos, el sensor de gases disueltos de la fase C, detectó concentraciones altas de hidrógeno (mayores a 2000 ppm) y los sensores ultrasónicos detectaron emisiones. Se realizaron cromatografías para verificación. El diagnóstico fue la existencia de arcos y sobrecalentamiento local. El transformador se retiró de operación y se realizó inspección interna.

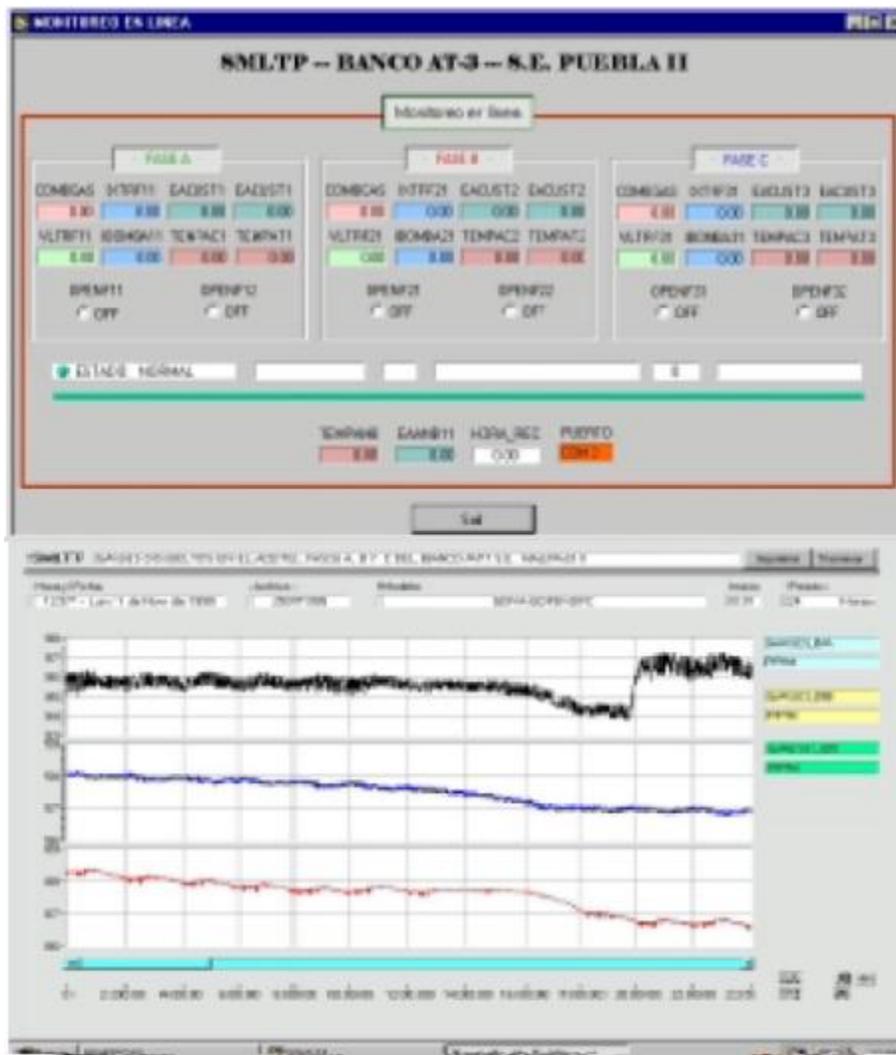


FIGURA 4-21 PANTALLAS DE PRESENTACIÓN DE DATOS Y GRÁFICAS DE LA COMPUTADORA MAESTRA.

Se detectó desgaste excesivo en chumaceras de bombas de aceite. Partículas metálicas provenientes de las chumaceras y suspendidas en el aceite generaban gases y emisiones ultrasónicas detectadas por los sensores. Se dio mantenimiento mayor incluyendo lavado y cambio de aceite aislante. El autotransformador fue puesto en operación y se mantuvo en estrecha vigilancia. Se observó una reducción a 23 ppm de hidrógeno. Las emisiones ultrasónicas se eliminaron.

De acuerdo con el comportamiento de las temperaturas monitoreadas en la Fase C, después del mantenimiento, se observó un gradiente de 10 °C, mientras que para las Fases A y B fue de 1 °C, ver **figura 4-22**.

Estas diferencias de temperatura se deben a que el aceite de la Fase C se cambió y el de las Fases A y B es el mismo desde la puesta en servicio, indicando que se encuentra contaminado y degradado, ocasionando bloqueo de ductos debido a lodos. Basado en este tipo de mediciones es posible decidir cambios del aceite aislante en transformadores de potencia.

Banco AT-1, S.E. Malpaso Dos

En la **figura 4-23** se presenta el monitoreo del 11 al 21 de mayo de 1999 de la corriente de bombas de circulación del aceite en el banco AT-1 de autotransformadores monofásicos de 400/230/13.8 kV, instalado en la S.E. Malpaso Dos. Cada autotransformador cuenta con dos grupos de bombeo, la corriente nominal de cada grupo es 2.5 A. Para las fases A y B se observa que cuando se encuentran operando los dos grupos de bombas, la corriente demandada es de 5 A. Sin embargo, la fase C no registra el mismo comportamiento, ya que al estar operando ambos grupos, la corriente demandada es de 7 A y cuando sale un grupo de bombas de operación se registra una corriente aproximada de 4.5 A.

Analizando el historial del monitoreo, de enero a mayo de 1999, de la fase C, se concluyó que uno de los grupos de bombas consumía una corriente de aproximadamente 4.5 A. Se efectuó una inspección visual y se observó que la chumacera de una bomba no correspondía al modelo original, por lo que provocaba un consumo excesivo de corriente.

Capítulo 4. Ejemplos de Sistemas Modernos de Monitoreo en línea de Transformadores de Potencia

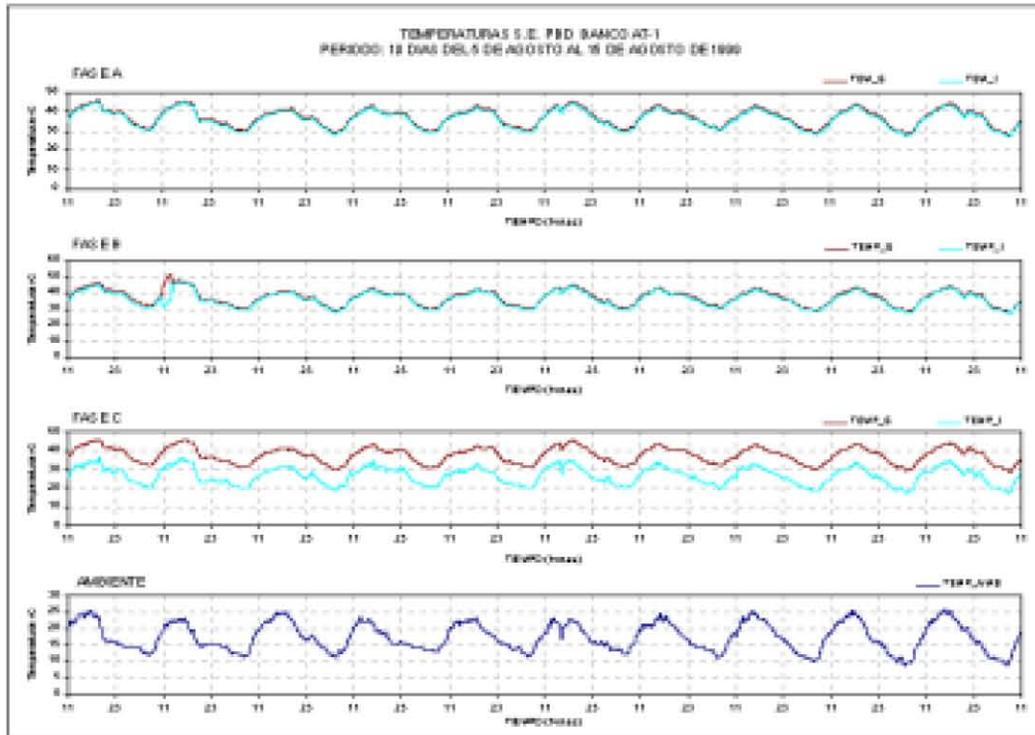


FIGURA 4-22 COMPORTAMIENTO DE LAS TEMPERATURAS DE UN BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES DE 40/60/75MVA. LA UNIDAD INSTALADA EN LA FASE C FUE SOMETIDA A MANTENIMIENTO MAYOR.

Capitulo 4. Ejemplos de Sistemas Modernos de Monitoreo en línea de Transformadores de Potencia

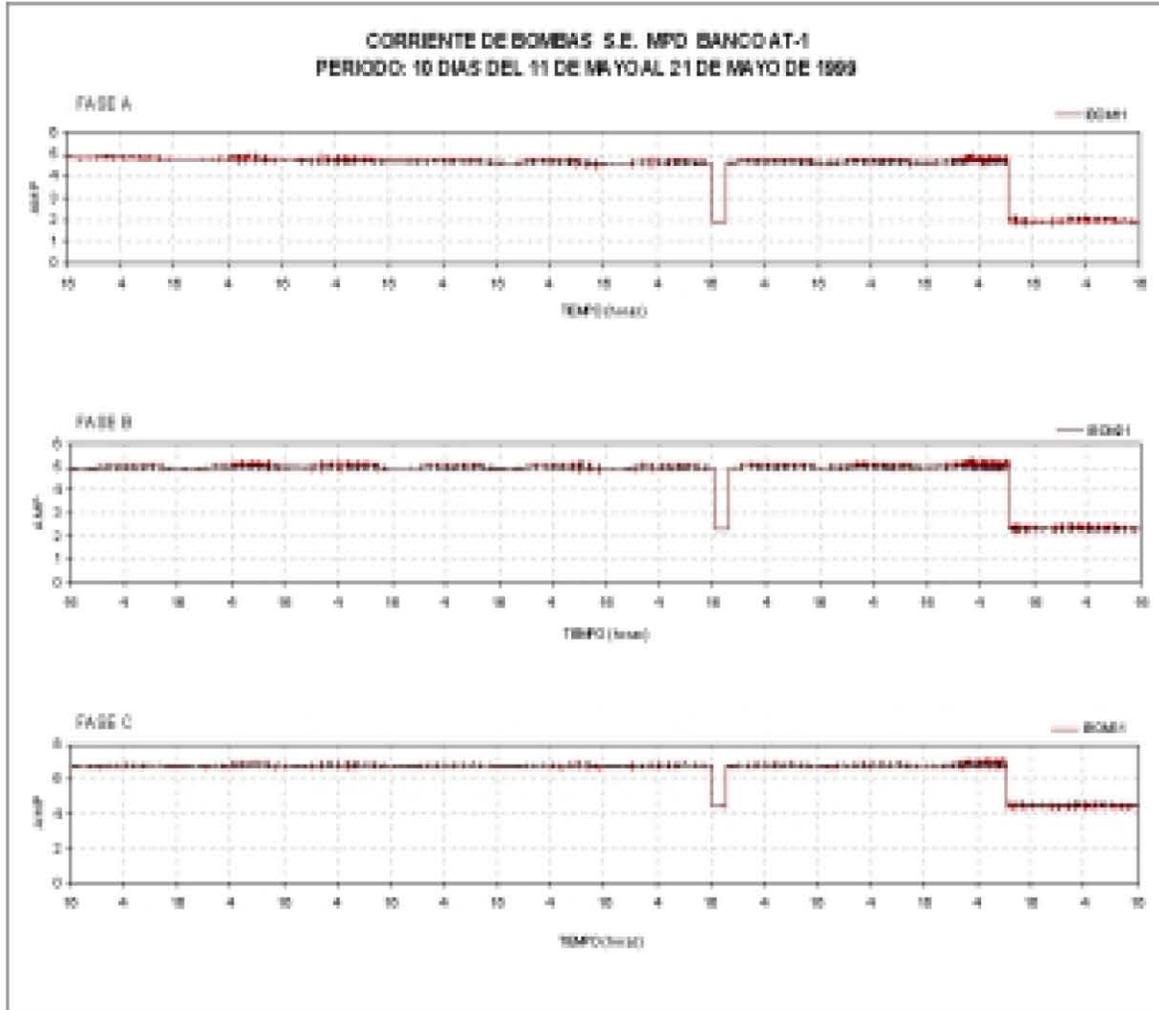


FIGURA 4-23 CORRIENTE DE BOMBAS REGISTRADA EN UN PERIODO DE 10 DÍAS EN UN BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES DE 40/60/75MVA, LA FASE C PRESENTA PROBLEMAS EN UN GRUPO DE BOMBAS DE CIRCULACIÓN DE ACEITE.

## Conclusiones

Los transformadores son máquinas fundamentales en los sistemas de transmisión de energía, pero debido a las estadísticas de fallas más frecuentes en los transformadores de potencia, es necesario abrir nuevas tendencias tecnológicas para un mantenimiento eficaz, llegando a la necesidad de monitorear en línea a dichos transformadores, refiriéndose en el mantenimiento basado en la condición real, mediante detección oportuna de degradaciones incipientes.

Estos sistemas de monitoreo en línea, ayudan a tomar decisiones inmediatas por medio del monitoreo en línea de las variables del transformador más importantes, evitando fallas catastróficas y los altos costos asociados a ellas, esto permite cambiar un mantenimiento periódico a un mantenimiento de acuerdo a la condición real del transformador, obteniendo como resultado alargar la vida útil del transformador.

Los fabricantes y usuarios deben seguir preocupándose por desarrollar e implementar estrategias que coincidan con sus requerimientos mutuos, como lo son las guías internacionales que nos permiten realizar un monitoreo en los transformadores de potencia normalizado y con el avance tecnológico en comunicaciones y el desarrollo de dispositivos electrónicos inteligentes (IED) se da lugar a las nuevas herramientas que proporcionan la confiabilidad a los sistemas de potencia modernos.

En esta tesis se presentaron ejemplos de tres diferentes propuestas de sistemas de monitoreo en línea de transformadores de potencia, para lograr comprender como funciona y como está estructurada una red de monitoreo y supervisión de las variables eléctricas en los transformadores, entendiendo que para cualquier problema existen diferentes soluciones siempre llegando a un mismo fin, en este caso asegurar una larga vida para el transformador de potencia.

Respecto al objetivo planteado al principio de este trabajo de investigación, se concluye que este se cumple, pues finalmente se conoce y se entienden los diferentes ejemplos de aplicación de los sistemas de monitoreo en línea de transformadores de potencia para extender la vida útil del mismo.

## Bibliografía

- [1] Bhag S. Guru, Huseyin R. Hiziroglu. “Maquinas Eléctricas y Transformadores”. Editorial Oxford. 2003
- [2] Stephen J. Chapman. “Maquinas Eléctricas” 4e Editorial Mc. Graw Hill 2005
- [3] <https://www.itescam.edu.mx/principal/sylabas/fpdb/recursos/r48912.PDF>
- [4] Pérez Pedro Avelino. “Transformadores de Distribución (teoría, calculo, construcción y pruebas)” 2e editorial Reverte S.A. 2001
- [5] <http://itzamna.bnct.ipn.mx:8080/dspace/bitstream/123456789/5477/1/METO DOLOGIAPRUEBAS.pdf>
- [6] “Manual de Transformadores y Reactores de Potencia”. Tomo 1 Capitulo 3. ST-CT-2007
- [7] Liñán G. Roberto, Pascacio de los S. Alberth, V “Jornadas Latinoamericanas y II Iberoamericanas en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico Monitoreo en Línea para la Detección de Fallas en Transformadores de Potencia”. Instituto de Investigaciones Eléctricas. ALTAE '2001
- [8] IEEE PC57.143™ / D20 “Proyecto de Guía para la Aplicación de Control de líquido Transformadores Inmersos y componentes”, Preparado por el Grupo de Monitoreo On-Line Guía de Trabajo de la Transformers Comité. por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, Copyright © 2006
- [9] Andreula Luis, “Red de Monitoreo y Supervisión de las Variables Eléctricas en Subestaciones”. Julio 2010
- [10] Ocón Valdez. Rodrigo, García J. Juan Carlos, Cancino Quiroz Álvaro “Monitoreo en Línea de un Transformador de Potencia de 30 MVA utilizando Arquitectura Descentralizada y Comunicación Inalámbrica”.
- [11] <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.mx/2010/01/mantenimiento-preventivo-de-los.html>
- [12] Betancourt r. Enrique, Delgadillo Alfonso CIGRE “Sistemas de Monitoreo y Modelos de Diagnostico en Línea para Transformadores de Potencia”, PROLEC GE.
- [13] Cancino Álvaro, Ocon Rodrigo y otros. Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ Puerto Iguazú, Argentina. “Monitoreo en Línea de un

Transformador de Potencia 30MVA 115KV con Comunicación Inalámbrica por medio de la Internet”. 24 al 28 de Mayo de 2009.

**[14]** CIGRE WG A2-27, Kuppuswamy R. Meijer S. Viereck K. Wilson A. “Recomendaciones para el monitoreo de la condición y las instalaciones de evaluación del estado de los transformadores”. Documento Final septiembre 2007.

**[15]** Ocón Rodrigo “Monitoreo en Línea de Transformadores” 26/junio/2009

**[16]** Orto “prevención de fallas y protección de transformadores de distribución y potencia a través de sistemas de monitoreo en línea”. Expo foro eléctrico Pemex-CANAME- CFE. 2012