



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
ARAGÓN**

**OPERACIÓN, CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
INMERSOS EN ACEITE DIELECTRICO.**

**T E S I S**

**PARA OBTENER EL TITULO DE :  
INGENIERO MECANICO  
ELECTRICISTA**

**P R E S E N T A N :**

**OCTAVIO PELAEZ ROMERO  
MANUEL OCHOA RUIZ**

**ASESOR: ING. RAÚL BARRON VERA.**

**MAYO 2007**





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

## **AGRADECIMIENTOS:**

Agradezco a Dios que siempre me ha brindado oportunidades para alcanzar los objetivos propuestos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, muchas gracias por compartir los conocimientos de la Ingeniería que era mi sueño alcanzar.

A mis Padres, Taurino y Estela, Muchas Gracias por ayudarme en todo para convertir mi sueño en realidad.

A toda mi familia, Muchas Gracias por igual, ya que ustedes fueron, son y serán, mis más grandes amigos y maestros.

Y finalmente, muchísimas Gracias a mi Esposa Gloria y mi hija Fernanda, por tener la fe y darme el coraje suficiente para terminar esta etapa de mi vida, el Titularme como Ingeniero.

Atte. Octavio Peláez Romero

### **AGRADECIMIENTOS:**

Agradezco a Dios porque en todo momento me ha guiado y conducido y en los momentos más difíciles me ha ayudado a salir con bien.

Agradezco a mis Padres, quienes me impulsaron a terminar esta etapa de mi carrera profesional.

Y finalmente, muchísimas Gracias a mi Esposa e hijos quienes me apoyaron y estuvieron en todo momento conmigo para terminar este trabajo.

Atte. Manuel Ochoa Ruiz.

## INDICE

	<b>Justificación e Introducción</b>	<b>ii</b>
<b>I</b>	<b>Tipos de transformadores</b>	<b>2</b>
	<b>I.1.0 Generalidades</b>	<b>2</b>
	I.1.1 Generación de Electricidad en México	2
	I.1.2 Sistemas de Generación de Electricidad	8
	I.1.3 Transmisión y Distribución	15
	I.1.4 Electrificación	17
	I.1.5 Definiciones	18
	I.1.6 Importancia del Transformador	28
	I.1.7 Principio de Funcionamiento	29
	I.1.8 Clasificación del Transformador	30
	I.1.9 Condiciones de Servicio	32
	<b>I.2.0 Especificaciones Eléctricas</b>	<b>37</b>
	I.2.1 Capacidades Nominales Preferentes	37
	I.2.2 Capacidad de las derivaciones y tensiones Adicionales	37
	I.2.3 Tensiones Nominales Preferentes	37
	I.2.4 Frecuencia Nominal	37
	I.2.5 Número y tensión de las Derivaciones	37
	I.2.6 Designación de las tensiones nominales y Devanados	38
	I.2.7 Niveles de Aislamiento	40
	I.2.8 Terminales de línea del transformador	42
	I.2.9 Transformador con derivaciones	43
	I.2.10 Terminales del Neutro de un transformador	43
	<b>I.3.0 Pruebas Eléctricas a Transformadores</b>	<b>44</b>
	I.3.1 Tensión de Prueba a Baja Frecuencia	44
	I.3.2 Pruebas de Impulso	45
	I.3.3 Pérdidas y su tolerancia	45
	I.3.4 Impedancia y su tolerancia	46
	I.3.5 Relación de transformación y su tolerancia	46
	I.3.6 Regulación y su tolerancia	47
	I.3.7 Polaridad, desplazamiento angular, secc. de fases	47
	I.3.8 Nivel de Ruido Audible	48
	<b>I.4.0 Datos mínimos para seleccionar un Transformador</b>	<b>50</b>

<b>II</b>	<b>Construcción y sus componentes</b>	<b>52</b>
	<b>II.1.0 Partes Componentes del Transformador</b>	<b>53</b>
	II.1.1 El Circuito Magnético	53
	II.1.2 El Circuito Eléctrico	54
	II.1.3 El Sistema Aislante	55
	II.1.4 Tanque y Accesorios	57
	II.1.5 Normas y Especificaciones Aplicables	79
<b>III</b>	<b>Embarque y su almacenamiento</b>	<b>82</b>
	<b>III.1.0 Embarque de Transformadores de Potencia</b>	<b>83</b>
	III.1.1 Desensamble del Transformador e inspección	83
	III.1.2 Aditamentos de Izaje, sujeción y palanqueo	85
	III.1.3 Embarque del Transformador	86
	III.1.4 Detector de Impactos	86
	III.1.5 Embarque de Accesorios	87
	<b>III.2.0 Recepción e Inspección</b>	<b>90</b>
	III.2.1 Dibujos y documentos	90
	III.2.2 Registrador de impactos	90
	III.2.3 Lista de puntos a Verificar	90
	III.2.4 Inspección Interna	91
	<b>III.3.0 Almacenaje</b>	<b>92</b>
	III.3.1 Almacenaje temporal	92
	III.3.2 Almacenaje de accesorios y otros componentes	94
<b>IV</b>	<b>Puesta en servicio</b>	<b>96</b>
	<b>IV.1.0 Ensamble de partes</b>	<b>97</b>
	IV.1.1 Montaje de Radiadores	98
	IV.1.2 Montaje de Moto ventiladores	100
	IV.1.3 Montaje de Boquillas	100
	IV.1.4 Inspección	101
	IV.1.5 Izaje	101
	IV.1.6 Montaje de Tanque conservador y Bolsa Cops	104
	<b>IV.2.0 Inspecc. Interna previo al Llenado de Aceite Bajo Vacío</b>	<b>105</b>
	IV.2.1 Inspección Interna e Inspección Externa	105
	IV.2.2 Humedad Residual	110
	IV.2.3 Comprobación de Fugas	111
	IV.2.4 Proceso de secado	112
	IV.2.5 Pruebas de Abatimiento	114
	IV.2.6 Llenado de Aceite Bajo Vacío	118

<b>IV.3.0 Pruebas de Puesta a Punto</b>	<b>121</b>
IV.3.1 Precauciones Generales para realizar las pruebas	121
IV.3.2 Pruebas a realizarse	121
<b>IV.4.0 Principios de Seguridad</b>	<b>135</b>
IV.4.1 Seguridad en el Trabajo	135
IV.4.2 Uso de herramientas y Maquinas Eléctricas	136
IV.4.3 Uso de Escaleras	137
IV.4.4 Utilización y Tratamiento de Cinturones y Sogas de seg.	138
IV.4.5 Procedimientos para los trabajos de Instalaciones y Mantenimiento en Instalaciones Eléctricas	139
IV.4.6 Vehículos de transporte en Superficie	139
IV.4.7 Prevención y Combate de Incendios	141
IV.4.8 Primeros Auxilios	142
<b>IV.5.0 Reglas de Seguridad Aplicadas a Transformadores</b>	<b>143</b>
<b>V Mantenimiento</b>	<b>147</b>
<b>V.1.0 Instrucciones para los trabajos de Monitoreo y Mantenimiento</b>	<b>148</b>
V.1.1 Tanque Principal y tanque Conservador	148
V.1.2 Sistema de Enfriamiento	152
V.1.3 Caja de Conexiones	153
V.1.4 Boquillas	153
V.1.5 Transformador de Corriente	154
V.1.6 Dispositivos de Monitoreo	154
V.1.7 Sistema de Prevención contra Explosión e Incendio	156
V.1.8 Pruebas	156
<b>V.2.0 Trabajos de Monitoreo y mantenimiento con Intervalos de Tiempo</b>	<b>157</b>
<b>V.3.0 Diagnostico</b>	<b>160</b>
<b>Conclusiones</b>	<b>164</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>165</b>

## INDICE TABLAS

Tabla 1 - Longitud de líneas de transmisión	4
Tabla 2 - Longitud de cables subterráneos de potencia	5
Tabla 3 - Capacidad en subestaciones	5
Tabla 4 - Capacidad instalada de generación eléctrica.	6
Tabla 5 - Planeación del sistema eléctrico nacional	7
Tabla 6 - Capacidad efectiva instalada	9
Tabla 7 - Longitud de líneas de transmisión (km)	15
Tabla 8 - Capacidad en subestaciones (MVA)	15
Tabla 9 - Longitud de líneas de distribución (miles de km)	16
Tabla 10 - Centrales en construcción	17
Tabla 11 - Factores de Corrección para la rigidez dieléctrica	33
Tabla 12 - Límites de Elevación de Temperaturas	35
Tabla 13 - Tensiones nominales preferentes	37
Tabla 14 - Designación de las tensiones nominales de los devanados en los transformadores monofásicos	38
Tabla 15 - Designación de las tensiones nominales de los devanados en los transformadores trifásicos	39
Tabla 16 - Niveles de aislamiento para trafos de potencia clase I	40
Tabla 17 - Niveles de aislamiento para trafos de potencia clase II	41
Tabla 18 - Niveles de aislamiento para transformadores de potencia	42
Tabla 19 - Pruebas aplicables a trafos de potencia en líquido aislante	49
Tabla 20 - Rango de por ciento de humedad (% HR).	84
Tabla 21 - Valores y constantes dieléctricas de algunos materiales	128
Tabla 22 - Valores Aceptables de referencia de Factor de Potencia	128
Tabla 23 - V.2.0 Trabajos de Monitoreo y Mantenimiento	157
Tabla 24 - V3.0 Diagnostico	160

## INDICE FIGURAS

Fig. 1 - Capacidad efectiva instalada de generación	2
Fig. 2 - Demanda máxima de energía.	3
Fig. 3 - Generación eléctrica por tipo de planta LyFC	4
Fig. 4 - Generación de energía por tipo de fuente	6
Fig. 5 - Secuencia de transformaciones de energía	10
Fig. 6 - Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor	11
Fig. 7 - Esquema de una central núcleo eléctrica.	12
Fig. 8 - Esquema de una central hidroeléctrica	13
Fig. 9 - Esquema de una central eólica	14
Fig. 10 - Relación por Fase y Designación de terminales	27
Fig. 11 - Ejemplo de los Pasos de Transformación	28
Fig. 12 - Transformador monofásico con el sec. en circuito abierto	29
Fig. 13 - Transformador monofásico con una carga en el secundario	29
Fig. 14 - Esquema del montaje núcleo – bobinas de un transformador	30
Fig. 15 - Núcleo tipo Shell	53
Fig. 16 - Núcleo tipo columna	53
Fig. 17 - Montaje de un núcleo tipo columna con cortes a 45°	54
Fig. 18 - Bobina de baja tensión en forma cilíndrica	55
Fig. 19 - Cambiador de derivaciones para operación bajo carga para B.T. tipo Inductivo (Reactivo).	60
Fig. 20 - Radiador de tipo oblea (a) y de tipo tubular (b)	60
Fig. 21 - Ventilador para transformadores	61
Fig. 22 - Motobomba para el sistema de enfriamiento FOA1/FOA2	62
Fig. 23 - Detalle de una válvula de bloqueo utilizada en trafos de potencia	62
Fig. 24 - Boquilla tipo condensador clase 115 kV.	63

Fig. 25 - Vista frontal del indicador de temp. con contactos de alarma	64
Fig. 26 - Indicador del punto más caliente de los devanados	65
Fig. 27 - Indicador de nivel con contactos de alarma	66
Fig. 28 - Relevador Buchholz, Vista Interior y Exterior	67
Fig. 29 - Tanque conservador clásico.	70
Fig. 30 - Placa de datos de un transformador de potencia	71
Fig. 31 - Válvula mecánica de sobre presión	72
Fig. 32 - Transformador de corriente tipo Bushing	73
Fig. 33 - Apartarrayos para protección de transformador de potencia	74
Fig. 34 - Partes componentes de un equipo Inert – air	74
Fig. 35 - Vista general de un deshidratador de Silica – Gel	75
Fig. 36 - Pasamuros de resina epóxica.	75
Fig. 37 - Válvula para drenado del aceite.	76
Fig. 38 - Válvula para el muestreo.	76
Fig. 39 - Caja de conexiones.	76
Fig. 40 - Vista general de la conexión de sistema de prevención contra explosión e incendio	78
Fig. 41 - Embarque de transformadores	85
Fig. 42 - Grafica de un detector de impactos con sensor en los tres ejes (X, Y, Z).	86
Fig. 43 - Detector de impactos y Gráfica, muestran impactos en zonas riesgosa	87
Fig. 44 - Detalle de algunas identificaciones en el tanque y cajas de embarque	89
Fig. 45 - Empaque de madera tipo sellado y tipo jaula	89
Fig. 46 - Levantamiento para ensamble de radiadores a tanque utilizando grúa	99
Fig. 47 - Detalle de acoplamiento de brida del radiador a válvula de bloqueo de tanque principal	99

Fig. 48 - Detalle de montaje de motoventilador a radiador	100
Fig. 49 - Método para levantar boquillas	101
Fig. 50 - Detalle de conexión de campana superior de la boquilla de Baja Tensión con la terminal de salida del transformador	102
Fig. 51 - Ensamble de boquilla tipo sólido a tanque	103
Fig. 52 - Detalle de montaje de bolsa de neopreno a tanque conservador	104
Fig. 53 - Montaje de tanque conservador al tanque principal	105
Fig. 54 - Foto mostrando una maquina de Vacío Conectada a un transformador	111
Fig. 55 - Variación de la Rigidez	113
Fig. 56 - Variación del F.P.	113
Fig. 57 - Efecto de la Humedad	113
Fig. 58 - Envejecimiento del Papel	113
Fig. 59 - Gráfica de equilibrio de humedad	115
Fig. 60 - Conversión del punto de rocío a presión de vapor	116
Fig. 61 - Corte y componentes del Higrometro	117

# **INSTALACION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE DIELECTRICO**

## **JUSTIFICACIÓN**

La presente tesis es elaborada a partir de las necesidades y dudas que hemos observado por parte de los ingenieros responsables de subestaciones eléctricas al momento de recibir, operar, evaluar las condiciones y al efectuar mantenimiento preventivo o correctivo de un transformador de potencia.

Y por otra parte por la falta de información impresa para el manejo de los transformadores mencionando los componentes, utilidad de sus accesorios, comprobar su buen funcionamiento y cuales son valores aceptables para la toma de decisiones durante un mantenimiento o servicio.

## **INTRODUCCIÓN.**

Este trabajo contiene información, recomendaciones, descripciones y notas de seguridad en el ensamble de un transformador, las cuales están basadas en nuestra propia experiencia y en la recopilación de información de documentos de dominio público con respecto a los transformadores.

Esta tesis fue desarrollada y escrita a partir de especificaciones nacionales e internacionales, guías técnicas, y experiencia obtenida por los expositores durante mas de 10 años de trabajo en conjunto en la fabrica de Transformadores Voltran, S.A. de C.V. en diferentes áreas tales como: Producción, Aseguramiento de la calidad, Área de Servicios y Ventas al sector Gobierno, las cuales han formado una experiencia global en el campo de los transformadores.

Estamos convencidos que los lectores pueden recibir de la presente Tesis ayuda para el entendimiento en el funcionamiento, aplicación y cuidados necesarios de los transformadores eléctricos, equipos que todo Ingeniero del área Mecánica y/o Eléctrica utilizaran en cualquier rama de la Industrial ya que es un elemento indispensable y hasta ahora insustituible.

Esta tesis no incluye o cubre todas las contingencias que se puedan presentar, ya que la presente es solamente para proveer a los lectores una comprensión general de la fabricación, pruebas, mantenimiento y practicas de seguridad, ésta información técnica es básica para proteger y prolongar la vida útil de un transformador.

En la presente Tesis encontrarás en sus capítulos lo siguiente:

## Capitulo I (Tipo de transformadores)

En este capitulo hablamos en forma general de la Generación de Energía producida, por las Industrias Privadas y Entidades de Gobierno, las cuales, generan y distribuyen la energía eléctrica en México describiendo brevemente los métodos mas usados para la Generación.

También mencionamos en éste capitulo de la infraestructura instalada en México, la cantidad de energía producida hasta el año 2005 y 2006, y las ramas de distribución de la electricidad en México. También se mencionan los proyectos para ampliar la capacidad instalada debido a los requerimientos de energía previstos en el país.

Indicamos las definiciones básicas de la electricidad, y conceptos básicos para la comprensión del funcionamiento de un transformador, se describe la clasificación de los transformadores por su sistema de enfriamiento y por sus condiciones de servicio.

Se describen las especificaciones eléctricas Internacionales y Nacionales, las cuales son aplicables para el diseño, construcción y pruebas (de aceptación en Laboratorio y en campo) de un transformador.

## Capitulo II (Construcción y componentes)

En este capitulo describimos las 4 partes principales que conforman un transformador y descripción de los accesorios complemento del transformador mencionando su utilidad y sus características.

### Capitulo III (Embarque y su almacenamiento)

En este capitulo se describen los pasos que se deben seguir para realizar el procesos de embarque de un transformador como son el desensamble, embalaje, transporte, recepción en sitio y almacenaje.

### Capitulo IV (Puesta en servicio)

En este capitulo se describen las actividades que se deben realizar para poner en funcionamiento un transformador. Inspección recibo, ensamble del transformador, procesos de secado, llenado de aceite, pruebas de aceptación previas a ser energizado, cabe indicar que este capitulo cuenta con el tema de seguridad el cual consideramos que es de suma importancia tomar en cuenta antes de realizar cualquier trabajo.

### Capitulo V (Mantenimiento)

En este capitulo es indicado los trabajos de monitoreo y mantenimiento que se deben tener para cada accesorio, a fin de alargar la vida útil del transformador, indicando los periodos recomendados de mantenimiento y diagnostico de falla.

## I.- TIPOS DE TRANSFORMADORES

## I.1.0 GENERALIDADES.

### I.1.1 GENERACION DE ELECTRICIDAD EN MEXICO.

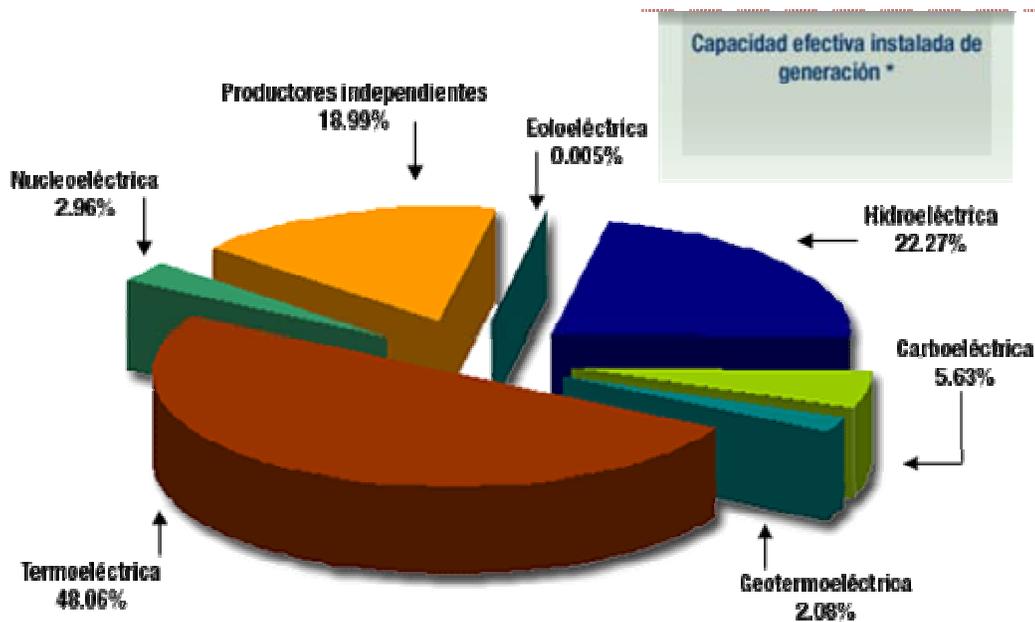
**Generación de electricidad** La generación de energía eléctrica en México en la actualidad es suministrada a los usuarios por Compañías publicas tales como la Comisión Federal de Electricidad, Compañía de Luz y Fuerza del Centro y por Productores Independientes (Compañías Particulares), tales como: Iberdrola energía, Abener México, Unión Fenosa, Dragados Industrial, Mitsubishi, etc. los medios por los cuales se produce esta electricidad es en Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas (en sus diferentes ramas), Eólicas y Nuclear, dentro del territorio Nacional.

#### I.1.1.1 Generación de empresas publicas

##### I.1.1.1.1 Comisión Federal de Electricidad

Al cierre del mes de junio de 2006, la CFE contó con una capacidad efectiva instalada para generar energía (fig. 1) eléctrica de 46,176.76\* Megawatts (MW), de los cuales: 8,770.90 MW son de productores independientes; 10,284.98 MW son de hidroeléctricas; 22,194.33 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE; 2,600.00 MW a carbo eléctricas; 959.50 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la núcleo eléctrica, y 2.18 MW a la eolo eléctrica.

**Fig. 1 - Capacidad efectiva instalada de generación \***



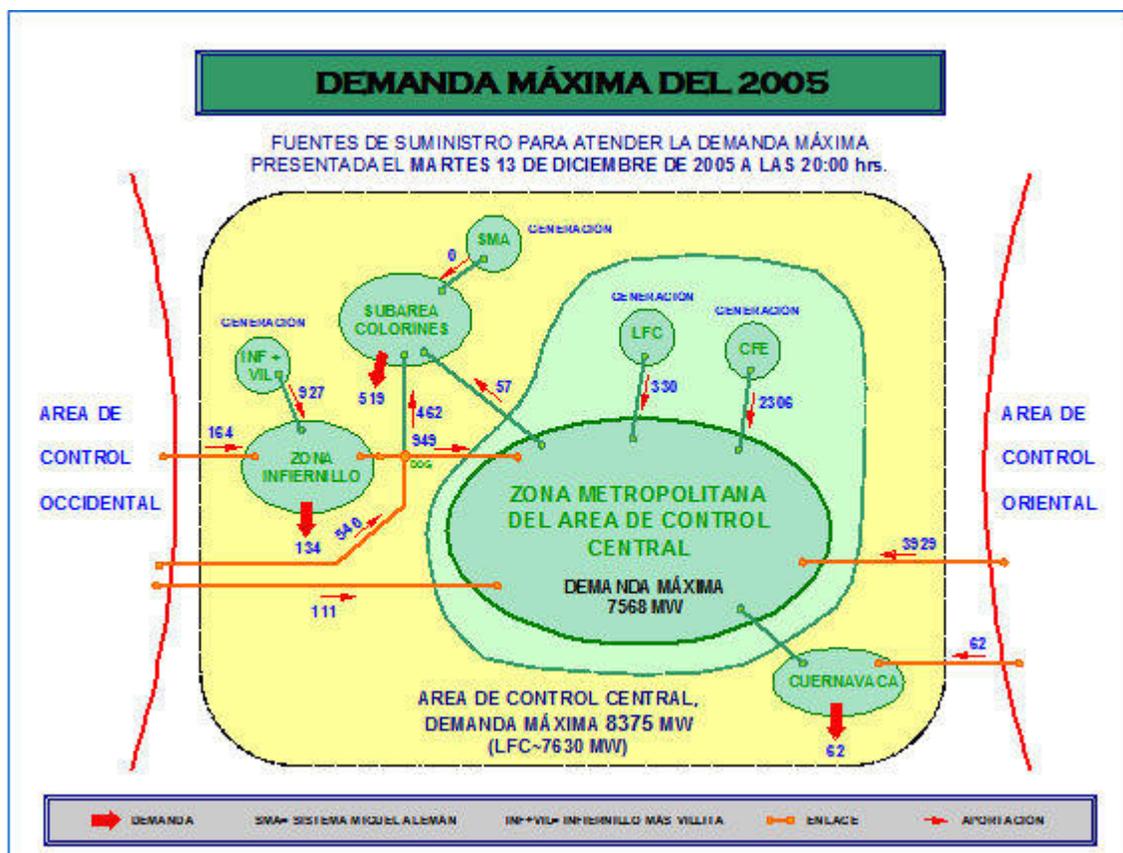
Generación por fuente \*

### I.1.1.1.2 Compañía de Luz y Fuerza del Centro

#### I.1.1.1.2.1 Capacidad Del Sistema Eléctrico De Potencia:

Es responsabilidad de la Subdirección de Producción de Luz y Fuerza del Centro coordinar y supervisar los recursos de generación, transmisión y transformación necesarios para abastecer de la energía eléctrica requerida en la zona central del país, en el diagrama siguiente se observan las condiciones como fue suministrada la energía eléctrica para cubrir la demanda máxima en el año 2005: (fig. 2)

**Fig. 2 - Demanda máxima de energía.**



### Generación

Al mes de abril del año 2006, Luz y Fuerza del Centro cuenta con una capacidad instalada para generar energía eléctrica de 879.33 MW; de los cuales 281.33 MW son de Hidroeléctricas, 224 MW corresponden a una Central Termoeléctrica y 374 MW son del tipo Turbogás; la responsabilidad del mantenimiento y operación corresponde a la Gerencia de Generación. (Fig. 3)

**Fig. 3 - Generación eléctrica por tipo de planta LyFC**



### Transmisión y Transformación

Para transportar la energía eléctrica desde las Centrales Generadoras y desde los puntos de recepción de energía con Comisión Federal de Electricidad hasta los centros de consumo, Luz y Fuerza del Centro cuenta con las redes de Transmisión y Transformación en alta, media y baja tensión como sigue:

#### a).- Transmisión:

La red de Transmisión esta compuesta por líneas de 400, 230, 115 y 85 kV; al finalizar el mes de abril del año 2006 se alcanzó una longitud de 3,486.94 km., desarrollándose como se indica en la tabla 1

**Tabla 1 – Longitud de líneas de transmisión.**

Nivel de Tensión (KV)	2003		2004		2005		Abril 2006	
	No.	Km	No.	Km	No.	Km	No.	Km
400	14	389.67	14	389.27	14	389.27	14	389.27
230	71	1,074.55	71	1,075.75	71	1,076.38	71	1,162.28
115	4	57.50	4	57.50	4	57.50	4	57.50
85	133	1,802.92	133	1,803.02	133	1,804.38	133	1,877.89
60	1	70.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
44	1	54.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
<b>Total</b>	<b>224</b>	<b>3,448.64</b>	<b>224</b>	<b>3,325.54</b>	<b>224</b>	<b>3,327.53</b>	<b>224</b>	<b>3,486.94</b>

Nota: Se retiran las líneas de 60 y 44 Kv pues son obsoletas para LyFC.

Puesto que la red eléctrica de Luz y Fuerza del Centro se encuentra en una zona densamente poblada, se cuenta además con una red de cables subterráneos de potencia de 230 y 85 KV, al finalizar el mes de abril del año 2006 se alcanzó una longitud de 160.88 km desarrollándose Tabla 2.

**Tabla 2 - Longitud de cables subterráneos de potencia.**

Longitud de Cables Subterráneos de Potencia								
Nivel de Tensión (KV)	2003		2004		2005		Abril 2006	
	No.	Km	No.	Km	No.	Km	No.	Km
230	23	80.49	23	80.49	23	85.89	23	85.89
85	22	73.51	22	73.51	22	74.99	22	74.99
<b>Total</b>	<b>45</b>	<b>154.00</b>	<b>45</b>	<b>154.00</b>	<b>45</b>	<b>160.88</b>	<b>45</b>	<b>160.88</b>

**b).- Transformación:**

A continuación se indica la capacidad de transformación instalada en las subestaciones de Luz y Fuerza del Centro Tabla 3.

**Tabla 3 – Capacidad en subestaciones**

Capacidad en Subestaciones (MVA)				
Tipo de Transformación	2003	2004	2005	Abril 2006
En servicio	21,824.919	22,849.919	24,359.919	24,599.919
Reserva	989.450	989.450	1099.450	1,099.450
Servicio Estación	51.431	51.431	53.231	53.231
Bcos. De Tierra	131.250	131.250	131.250	131.250
Reguladores Volt.	110.968	110.968	113.968	113.968
Bcos. de Capacitores	2,869.200	2,888.100	2,913.300	2,944.800
Reactores	85.560	85.560	85.560	85.560
<b>TOTAL</b>	<b>26,062.778</b>	<b>27,106.678</b>	<b>28,756.678</b>	<b>29,028.178</b>
<b>No. Subestaciones</b>	<b>214</b>	<b>218</b>	<b>233</b>	<b>233</b>

\* Se dieron de baja 14 Subestaciones Rurales al concluirse el cambio de voltaje de 6 a 23 kV.  
MVA = Millones de Volt – Amper

**c).- Manejo de Energía.**

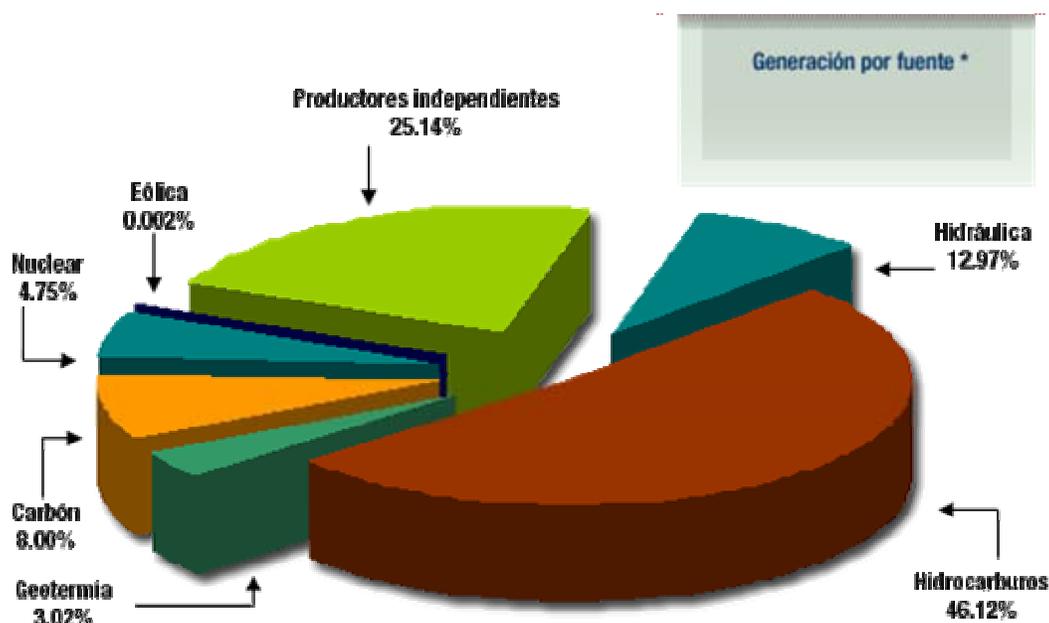
La Demanda Máxima Anual en el Área de Control Central a Diciembre de 2005 fue de 8,375 MW, que representa aproximadamente el 30 % de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional, a Diciembre de 2006 se tiene pronosticado satisfacer una demanda de 8,751 MW, de los cuales 7,765 MW corresponden a la demanda de la zona central y metropolitana de la Ciudad de México.

De la estadística mensual efectuada por LYFC, durante el 2005 y 2006, se obtuvo lo siguiente:

- El nivel alto de la demanda se sostiene durante los meses Noviembre-Enero y Enero-Abril del siguiente año.
- Durante la semana Santa la demanda de energía disminuye.
- Con la aplicación del horario de verano, el decremento de demanda de energía permite que se efectúe mantenimiento programado a las Unidades Generadoras en las Centrales Termoeléctricas.

### I.1.1.2 Generación de empresas privadas

**Fig. 4- Generación de energía por tipo de fuente**



### I.1.1.3 Desarrollo de la capacidad instalada y de la generación

Para cumplir el objetivo en México debe cubrir las necesidades de energía eléctrica de la población, de la industria, la agricultura, el comercio y los servicios, la generación de electricidad ha ido en aumento, como se aprecia en la tabla 4.

**Tabla 4 – Capacidad instalada de generación eléctrica.**

		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 *
<b>Capacidad (MW)</b>	CFE	33,920	33,944	34,384	34,839	34,901	36,236	36,855	36,971	38,422	37,325	37,406
	PIE'S	-	-	-	-	484	1,455	3,495	6,756	7,265	8,251	8,771
	Total	33,920	33,944	34,384	34,839	35,385	37,691	40,350	43,727	45,687	45,576	46,177
<b>Generación (TWh)</b>	CFE	149.97	159.83	168.98	179.07	188.79	190.88	177.05	169.32	159.53	170.07	81.63
	PIE'S	-	-	-	-	1.20	4.04	21.83	31.62	45.85	45.56	27.41
	Total	149.97	159.83	168.98	179.07	190.00	194.92	198.88	200.94	205.39	215.63	109.05

• Incluye 18 centrales de productores independientes de energía, (PIE) las cuales aparecen en el apartado de Centrales Generadoras. Información a junio de 2006.

### I.1.1.4 Planeación del Sistema Eléctrico Nacional

El Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) es el resultado de estudios coordinados dentro de la planificación integral del sistema eléctrico del país.

El POISE describe la evolución del mercado eléctrico, así como la expansión de la capacidad de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda de electricidad en los próximos diez años.

**Tabla 5 – Planeación del sistema eléctrico nacional**

Rubro	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Generación <sup>1/</sup>	1,160	2,356	1,968	494	1,853	2,387	1,674	4,128	3,146	2,959	22,126
Transmisión (km-c)	2,028	4,306	1,581	2,489	2,646	2,595	2,972	3,156	3,355	3,399	28,527
Subestaciones (MVA)	4,572	7,600	4,132	7,726	5,142	5,464	5,240	5,995	7,149	6,834	59,852

Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2005-2014

## **I.1.2 SISTEMAS DE GENERACION DE ELECTRICIDAD**

### **I.1.2.1 Generación Termoeléctrica**

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- Vapor: Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Turbogás: Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Combustión Interna: Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.
- Ciclo Combinado: Combinación de las tecnologías de turbogás y vapor. Constan de una o más turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Otra clasificación de las C.T. corresponde al combustible primario para la producción de vapor:

- Vapor (combustóleo, gas natural y diesel)
- Carbo eléctrica (carbón)
- Dual (combustóleo y carbón)
- Geotermoeléctrica ( vapor extraído del subsuelo)
- Núcleo eléctrica (uranio enriquecido)

Para el cierre de Septiembre de 2006, la capacidad efectiva instalada y la generación de cada una de estos tipos de generación termoeléctrica, esta indicado en la tabla 6:

**Tabla 6 – Capacidad efectiva instalada**

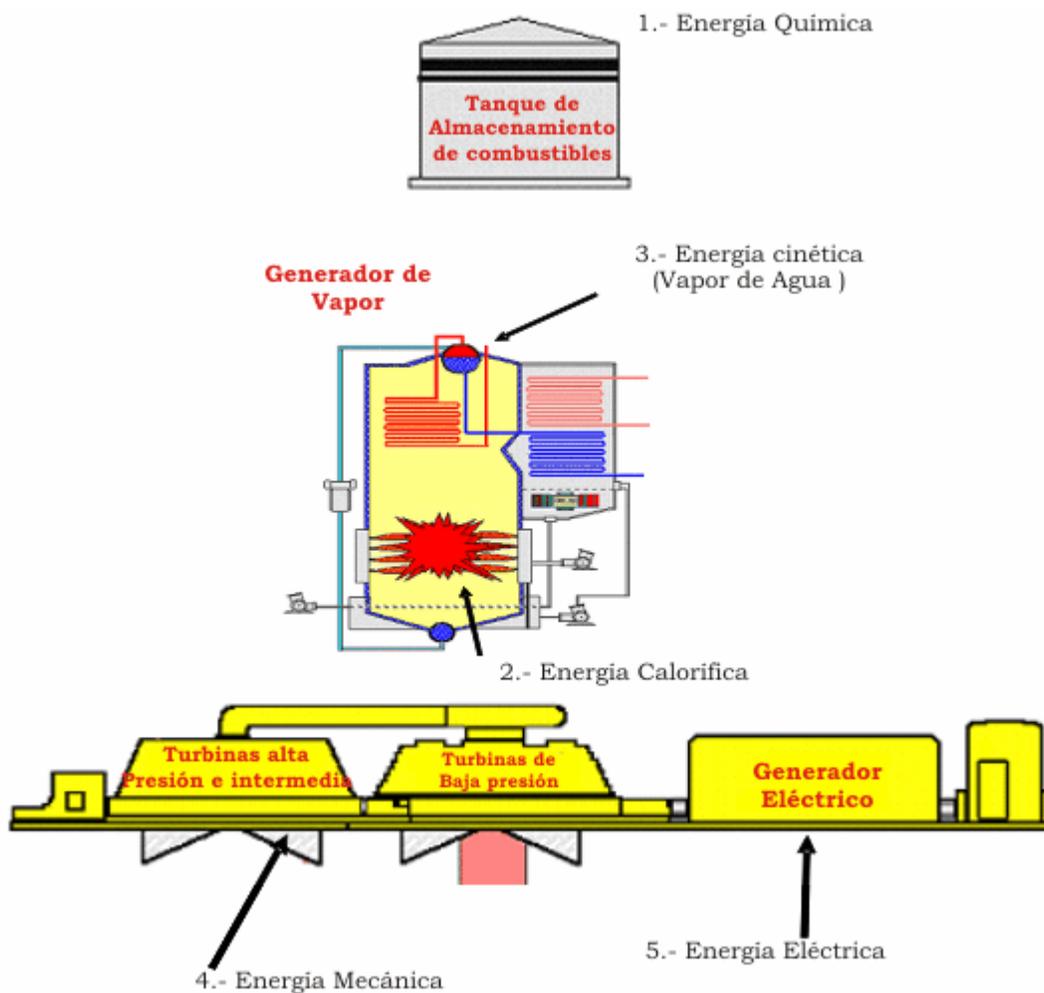
Tipo	Capacidad en MW	Generación GWh
Vapor	12,670.50	39,858
Dual	2,100.00	10,725
Carbo eléctrica	2,600.00	13,170
Ciclo Combinado (CFE)	5,007.24	22,802
Ciclo Combinado (*productores independientes de energía)	8,265.90	44.256
Geotermoeléctrica	959.50	4,831
Turbogás	2,234.90	948
Combustión interna	181.69	611
Núcleo eléctrica	1,364.88	8,034
Total	36,384.61	145,235

\* Centrales de Ciclo Combinado: Mérida III, Hermosillo, Saltillo, Tuxpan II, Río Bravo II, Bajío (El Sáuz), Monterrey III, Altamira II, Tuxpan III y IV, Campeche, Mexicali, Chihuahua III, Naco Nogales, Altamira III y IV, Río Bravo III, La Laguna II, Río Bravo IV, Valladolid III y Tuxpan V.

### I.1.2.1.1 Descripción del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor

Una central termoeléctrica de tipo vapor es una instalación industrial en la que la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, este se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador, para producir energía eléctrica.

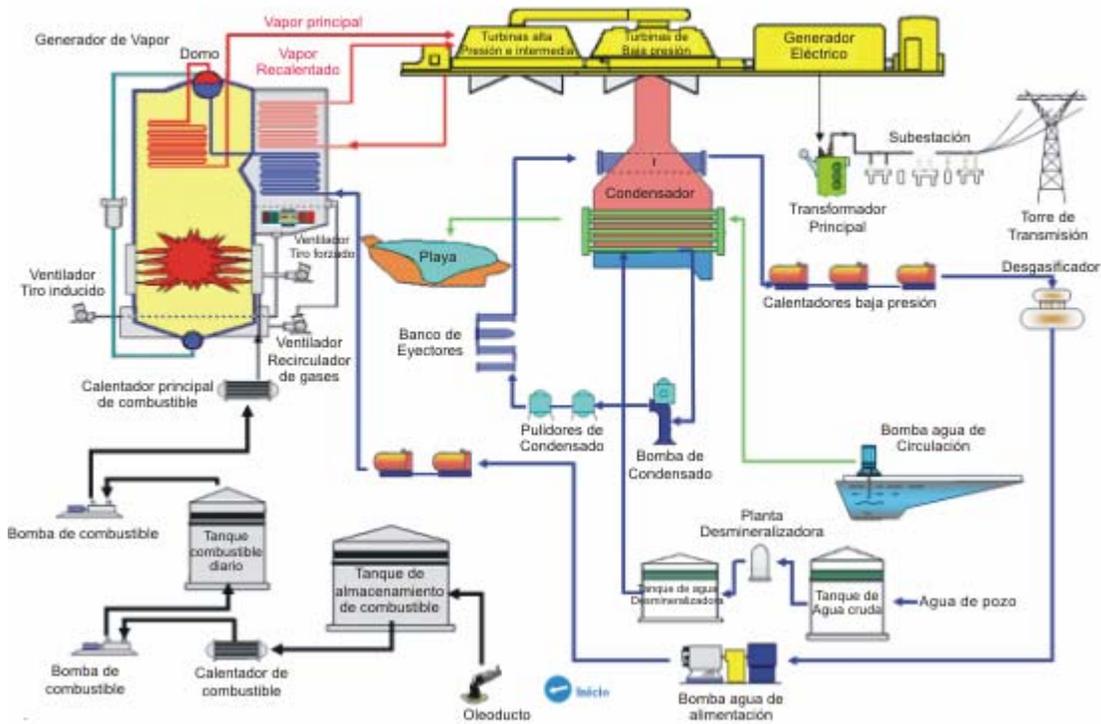
**Fig. 5 - Secuencia de transformaciones de energía**



### I.1.2.1.2 Centrales termoeléctrica tipo vapor

Estas centrales utilizan el poder calorífico de combustibles derivados del petróleo (combustóleo, diesel y gas natural), para calentar agua y producir vapor con temperaturas del orden de los 520°C y presiones entre 120 y 170 kg/cm<sup>2</sup>, para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m.

**Fig. 6 - Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor**



Información actualizada a septiembre de 2006.

### I.1.2.1.3 Núcleo eléctrica Laguna Verde

#### La única central núcleo eléctrica del país

Laguna Verde se encuentra ubicada sobre la costa del Golfo de México en el Km. 42.5 de la carretera federal Cd. Cardel-Nautla, en la localidad denominada Punta Limón en el municipio de Alto Lucero, Estado de Veracruz, y cuenta con un área de 370 Ha. Esta planta conectada a la red eléctrica principal oriental, interconectándose con su línea de 400 kV con las subestaciones Poza Rica II, Puebla II y Tecali y con su línea en 230 k.o. a la subestación Veracruz II

#### Configuración

La central consta de 2 unidades, cada una con capacidad de 682.44 MWE, equipadas con reactores del tipo Agua Hirviente (BWR-5), y contenciones tipo MARK II de ciclo directo. El sistema nuclear de suministro de vapor fue adquirido a General Electric y el Turbogenerador a Mitsubishi Heavy Industries.

La Unidad 1 ha generado mas de 75.1 Millones de MWh, con Disponibilidad de 82.03%.

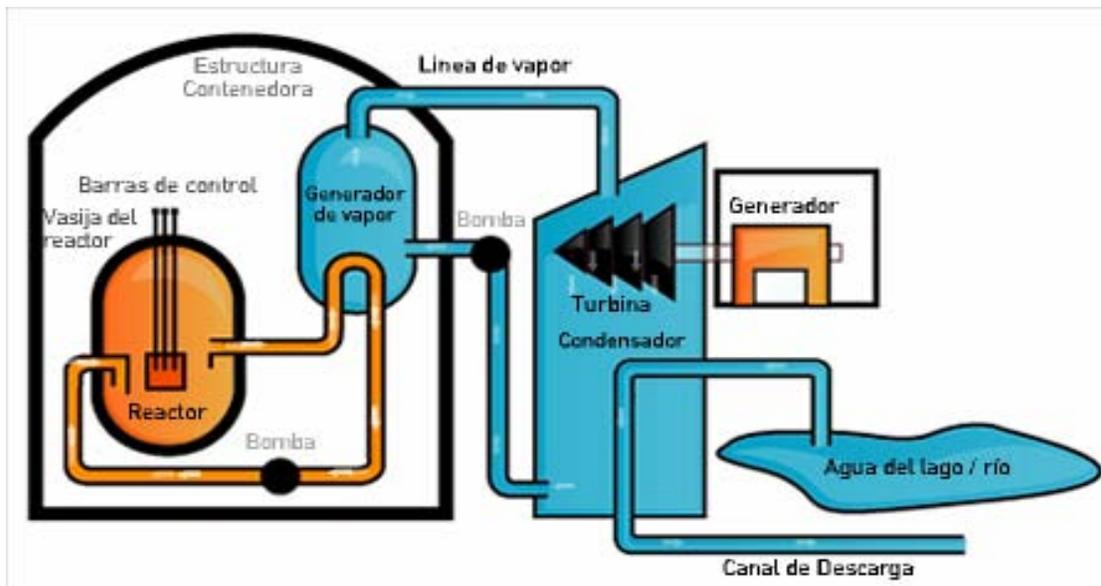
La Unidad 2 ha generado mas de 55.6 Millones de MWh, con Disponibilidad de 83.48%.

Ambas unidades son de 675 MW con un banco de transformación de 300 MVA en tensión de 400/230 kV.

Ambas Unidades representan el 2.96% de la capacidad instalada de CFE (incluye productores externos de energía); con una contribución a la generación del 4.75%.

Información al 30 de Septiembre 2006.

**Fig. 7 - Esquema de una central núcleo eléctrica.**



### I.1.2.1.4 Generación Hidroeléctrica

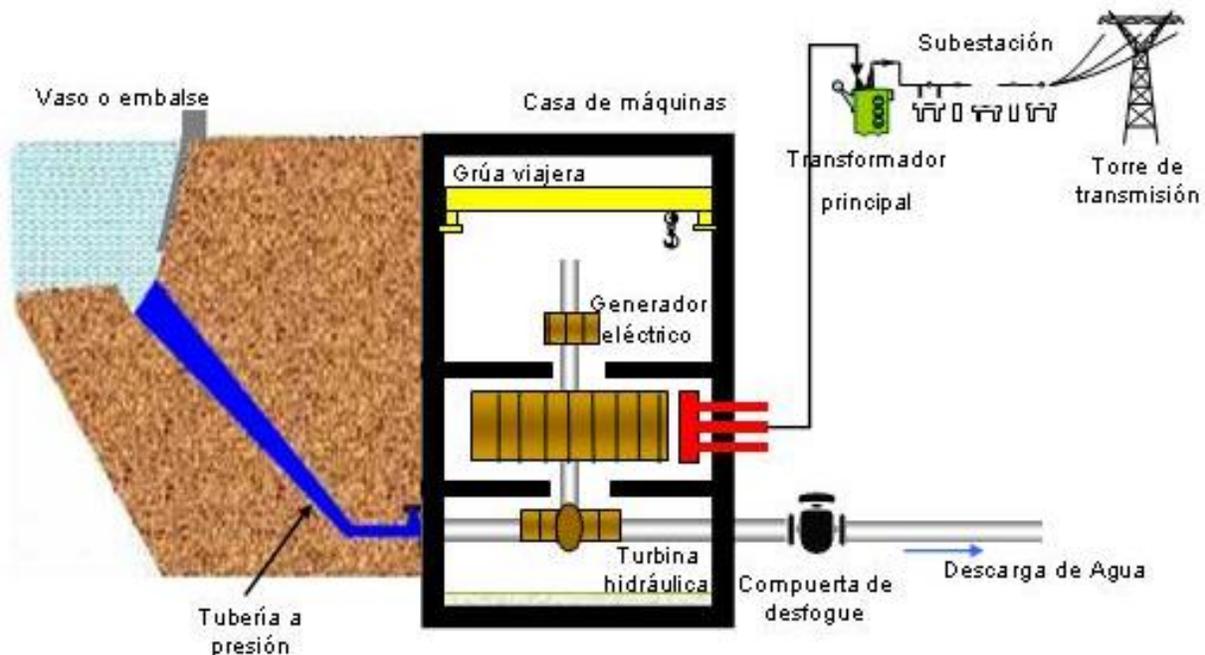
Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

Una característica importante es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión.

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales:

1. por su tipo de embalse y
2. por la altura de la caída del agua.

**Fig. 8 Esquema de una central hidroeléctrica**

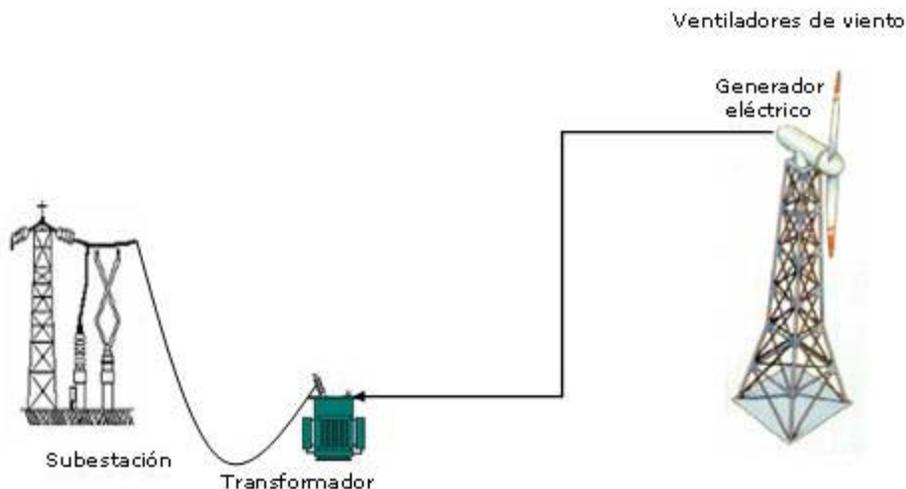


### I.1.2.1.5 Generación Eoloeléctrica

#### Descripción del proceso de las centrales eólicas

Este tipo de central convierte la energía del viento en energía eléctrica, mediante una aeroturbina que hace girar un generador. La energía eólica está basada en aprovechar un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal. La cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que muestra la importancia de este factor.

**Fig. 9 Esquema de una central eólica**



Los aerogeneradores aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 metros por segundo. Con velocidades inferiores a 5 metros por segundo, el aerogenerador no funciona y por encima del límite superior debe pararse, para evitar daños a los equipos.

#### Desarrollo de la energía eólica en México

Además de la geotermia, la única fuente de energía alterna susceptible de desarrollarse, en zonas de corrientes de viento, a precios competitivos en gran escala es la energía eólica.

#### Central eólica de La Venta, Oaxaca

La Central de La Venta se localiza en el sitio del mismo nombre, a unos 30 kilómetros al noroeste de la ciudad de Juchitán, Oaxaca. Fue la primera planta eólica integrada a la red en México y en América Latina, con una capacidad instalada de 1.575 MW.

#### Central eólica de Guerrero Negro, Baja California Sur

Se ubica en las afueras de Guerrero Negro, Baja California Sur, dentro de la Zona de Reserva de la Biosfera de El Vizcaíno.

Tiene una capacidad de 0.600 MW, y consta de un solo aerogenerador.

Información actualizada septiembre de 2006.

### I.1.3 TRASMISION Y DISTRIBUCION

Para conducir la electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, CFE cuenta con las redes de transmisión y de distribución, integradas por las líneas de conducción de alta, media y baja tensión.

#### I.1.3.1 Transmisión

La red de transmisión considera los niveles de tensión de 400, 230 y 161 kilovolts (kV). Al finalizar septiembre del año 2006, esta red alcanzó una longitud de 46,688 km.

**Tabla 7 - Longitud de líneas de transmisión (km)**

Nivel de tensión (kV)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
400	11,337	11,908	12,249	12,399	13,165	13,695	14,504	15,998	17,790	18,144	18,649
230	18,878	19,374	20,292	21,224	21,598	22,645	24,060	24,773	25,687	27,148	27,564
161	456	456	456	456	508	508	646	470	475	475	475
150	445	66	66	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	31,116	31,804	33,063	34,079	35,271	36,848	39,210	41,241	43,952	45,767	46,688

#### I.1.3.2 Transformación

La transformación es el proceso que permite, utilizando subestaciones eléctricas, cambiar las características de la electricidad (voltaje y corriente) para facilitar su transmisión y distribución. Ésta ha crecido en paralelo al desarrollo de la red de transmisión y distribución, contando a septiembre del año 2006 con 175,958 MVA, de los cuales 76.86% corresponde a subestaciones de transmisión y el restante 23.14% a subestaciones de distribución.

**Tabla 8 - Capacidad en subestaciones (MVA)**

Tipo de Subestación	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
Transmisión	91.0	94.5	98.5	104.5	107.8	113.6	119.7	125.1	128.8	134.7	135.2
Distribución	26.2	27.1	28.2	29.9	31.7	33.1	36.2	37.7	38.8	39.7	40.7
Total	117.2	121.6	126.7	134.4	139.5	146.6	155.9	162.8	167.6	174.4	176.0

MVA = mil millones de volt-amperes

### I.1.3.3 Distribución

La red de distribución esta integrada por las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV); así como, las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión. A septiembre de 2006, la longitud de estas líneas fue de 46,633 km y 604,356 km, respectivamente.

**Tabla 9 - Longitud de líneas de distribución (miles de km)**

Nivel de tensión (kV)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
<b>Subtransmisión</b>											
138	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.3	1.3	1.4	1.4
115	30.3	30.9	32.3	34.1	34.9	36.1	38.0	38.7	40.1	40.8	42.0
85	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
69	3.56	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2	3.1
<b>Subtotal</b>	<b>35.30</b>	<b>35.7</b>	<b>37.1</b>	<b>38.8</b>	<b>39.6</b>	<b>40.7</b>	<b>42.6</b>	<b>43.6</b>	<b>44.9</b>	<b>45.6</b>	<b>46.6</b>
<b>Distribución</b>											
34.5	54.8	55.6	57.1	58.9	60.3	61.7	62.7	63.6	64.7	66.3	67.0
23	20.5	22.0	22.7	23.3	23.7	24.6	25.8	26.3	27.4	27.9	28.3
13.8	211.5	219.2	226.9	233.2	239.7	246.3	251.7	257.4	264.5	269.4	272.6
6.6 1_/	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Baja tensión	196.9	205.9	208.7	211.9	215.3	221.0	222.1	225.1	230.2	233	236.0
<b>Subtotal</b>	<b>484.5</b>	<b>503.5</b>	<b>516.1</b>	<b>528.1</b>	<b>539.7</b>	<b>554.3</b>	<b>563.0</b>	<b>573.2</b>	<b>587.5</b>	<b>597.1</b>	<b>604.4</b>
<b>Total de líneas</b>	<b>519.8</b>	<b>539.3</b>	<b>553.3</b>	<b>566.9</b>	<b>579.3</b>	<b>595.1</b>	<b>605.7</b>	<b>616.8</b>	<b>632.4</b>	<b>642.7</b>	<b>651.0</b>
<b>Total CFE 2_/</b>	<b>550.9</b>	<b>571.1</b>	<b>586.3</b>	<b>601.0</b>	<b>614.6</b>	<b>632.0</b>	<b>644.9</b>	<b>658.0</b>	<b>676.4</b>	<b>688.4</b>	<b>697.7</b>

1\_/ Incluye tensiones de 4.16 y 2.4 kV

2\_/ El total incluye líneas de Transmisión

\* Información actualizada a septiembre de 2006.

## I.1.4 Electrificación

Uno de los propósitos fundamentales que se fijó el gobierno de México al crear la Comisión Federal de Electricidad en 1937, fue extender el servicio eléctrico a las poblaciones del área rural. En un principio, los esfuerzos y recursos económicos se destinaron principalmente a la construcción de plantas generadoras y a la electrificación de comunidades cercanas a éstas.

### Grado de electrificación

Actualmente se atiende a más de 127,621 localidades, de las cuales 124,301 son rurales y 3,320 urbanas. Aun cuando el servicio de energía eléctrica llega a 96.5% de la población, quedan por electrificar 71,770 localidades con un número reducido de habitantes. Clasificados por su nivel de población, son: 2,989 localidades de cien a 2499 habitantes y 68,781 localidades, con una población menor a cien habitantes.

### Módulos solares

La fuente de energía más recurrente en el territorio nacional es la solar. En los últimos diez años se han instalado 42,000 pequeños módulos solares para el mismo número de viviendas. Esta será la tecnología de mayor aplicación en el futuro para aquellas poblaciones pendientes de electrificar en el medio rural.

Información al 31 de diciembre de 2005. (Actualización anual)

**Tabla 10 - Centrales en construcción**

Proyectos en construcción	Consortio	Tipo	Modalidad	CNG (MW)	Operación comercial
Baja California Sur I	Soluziona ingeniería S.A. de C.V.	CD	OPF	41.3	20-May-05
Hermosillo (conv. TG/CC)	Abener Hermosillo	CC	OPF	88	16-May-05
El Cajón U1 y 2	Constructora internacional de infraestructura S.A. de C.V.	CH	OPF	746	31-May-07
El Encino (conv. TG/TC)	Dragados proyectos industriales de México, S.A. de C.V./Dragados industrial S.A.	CC	OPF	65.3	06-Ago-06
Altamira V	Energía Altamira S.A. de C.V. (iberdrola)	CC	PEE	1121	01-Nov-06
Tuxpan V	Electricidad sol de Tuxpan S. de R.L. de C.V. (Mitsubishi)	CC	PEE	495	01-Sep-06
Baja California Sur II	Abener México S.A. de C.V./Abener energía S.A	CD	OPF	42.8	15-Ene-07
Valladolid	Cía. de generación Valladolid S. de R.L. de C.V.	CC	PEE	525	01-Jun-06
Tamazunchale	Iberdrola energía Tamazunchale S.A. de C.V.	CC	PEE	1135	01-Jun-07

\*Información actualizada al 27 de junio 2005

## I.1.5 DEFINICIONES

**I.1.5.1. Cantidad De Corriente (Q), Unidad: Coulomb ( C ):** Un Coulomb es la cantidad de corriente, que en tiempo determinado desprende 1.118 mg de plata de una solución saturada de sales de plata, mediante corriente continua.

$$1 \text{ C} = 6,24 \times 10^{18} \text{ Electrones} \\ = 1 \text{ A s}$$

**I.1.5.2. Intensidad de Corriente ( I ), Unidad: Ampere ( A ):** Un Ampere es la intensidad de corriente que desprende mediante corriente continua 1.118 mg de plata de una solución saturada de sales de plata en un segundo.

$$1 \text{ A} = 6,24 \times 10^{18} \text{ Electrones/segundo}$$

**I.1.5.3. Tensión U ó E, Unidad: Volt ( V ):** Un Volt es aproximadamente la tensión en vacío entre los bornes de un elemento galvánico normal (Valor exacto : 1.0185 Volts a 20° C).

$$1 \text{ V} = 10^3 \text{ mV} \\ 1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$$

**I.1.5.4 Resistencia R, Unidad: Ohm ( Ω ):** Un Ohm se representa mediante la resistencia de un hilo de mercurio de 1063 mm de longitud y 1 mm<sup>2</sup>, de sección transversal a 0° C.

$$1 \text{ M } \Omega = 10^6 \Omega = 10^6 \text{ V/A}$$

**I.1.5.5. Capacitancia ( C ), Unidad: Farad ( F ):** Si un cuerpo se carga con 1 Coulomb, y entonces tiene una tensión de 1 Volt, su capacitancia entonces será de 1 Farad.

$$1 \text{ F} = 1 \text{ A s / V} = 9 \times 10^{11} \text{ cm} = 1 \text{ s / } \Omega$$

**I.1.5.6. Inductancia ( L ), Unidad: Henry ( H ):** Si en una bobina la corriente varía en 1 Ampere por segundo, entonces la tensión de la corriente creada, será de 1 Volt, por lo que la inductancia de la bobina será de 1 Henry.

$$1 \text{ H} = 1 \text{ V s / A} = 10^9 \text{ cm} = 1 \text{ s } \Omega$$

**I.1.5.7. Potencia Eléctrica ( N ), Unidad: Watt ( W ):** Si una corriente de un Ampere circula bajo una tensión de 1 volt, la potencia será de 1 Watt.

$$1 \text{ kW} = 10^3 \text{ W}$$

**I.1.5.8. Trabajo Eléctrico, Unidad: Watt-segundo ( W s ):** Si una corriente entrega una potencia de 1 watt durante un segundo, el trabajo entregado será 1 watt-segundo.

$$1 \text{ Ws} = 1 \text{ Joule} = 1 \text{ J}$$

$$1 \text{ kWh} = 3,6 \times 10^6 \text{ Ws}$$

**I.1.5.9. Frecuencia ( F ), Unidad: Hertz ( Hz ):** La frecuencia indica, cuantos periodos (Cambios de pares de polos) efectúa una C.A. en 1 segundo.

$$\text{Frecuencia circ. } \omega = 2 \times \pi \times f$$

**I.1.5.10 Ley de Ohm:** La intensidad de la corriente I es proporcional a la tensión U e inversamente proporcional a la resistencia R.

$$R = U / I \quad (\Omega)$$

**I.1.5.11. Caída de tensión en una línea:** hay que considerar que la resistencia R al igual que la longitud de la línea de ida y vuelta.

$$U = I \times R \quad (V)$$

**I.1.5.12. Potencia ( N ):**

$$P = U \times I \quad (W)$$

Para la potencia en forma de calor, se calcula más fácilmente con:

$$P = I^2 \times R = U^2 / R \quad (W)$$

**I.1.5.13. Resistencia del conductor ( R ).**

$$R = (\rho \times l) / A = l / (\mu \times A)$$

l = Longitud en metros (m)

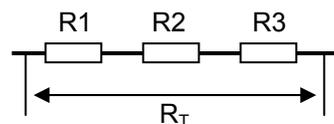
$\rho$  = Resistencia específica ( $\Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ ) (Cobre = 0,0172; Aluminio = 0,0278)

$\mu$  = Conductancia específica ( $1 / \rho$ ) (Cobre = 58; Aluminio= 36)

A = Corte transversal ( $\text{mm}^2$ )

**I.1.5.14. Resistencia Total, Resistencias en Serie:**

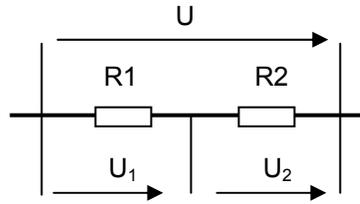
$$R_T = R_1 + R_2 + R_3 \quad (\Omega)$$



## Tensiones parciales en 2 Resistencias

$$U_1 = U \times R_1 / (R_1 + R_2)$$

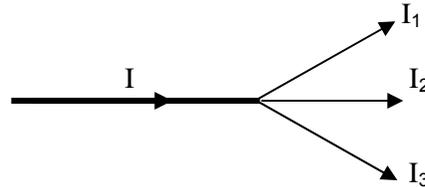
$$U_2 = U - U_1$$



### I.1.5.15. Resistencias en Paralelo.

**1ª Ley de Kirchhoff:** La suma de las corrientes que llegan a un nodo es igual a la suma de las corrientes que salen de él.

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3$$



**2ª Ley de Kirchhoff:** Las intensidades de las corrientes en cada una de las ramas son inversamente proporcionales a las resistencias. En general:

$$1 / R_T = 1/R_1 + 1/R_2 + 1/R_3$$

$$U = I_1 \times R_1 = I_2 \times R_2 = I_3 \times R_3$$

En dos Resistencias en paralelo:

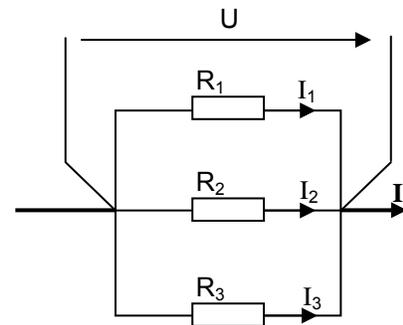
$$R_T = (R_1 \times R_2) / (R_1 + R_2)$$

En tres Resistencias en paralelo:

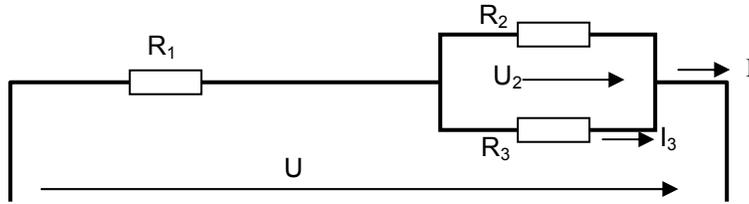
$$R_T = (R_1 \times R_2 \times R_3) / ((R_1+R_2) \times R_3 + (R_1 \times R_3) + (R_2 \times R_3))$$

Corrientes parciales en 2 resistencias en paralelo:

$$I_2 = I (R_1 / (R_1 + R_2))$$

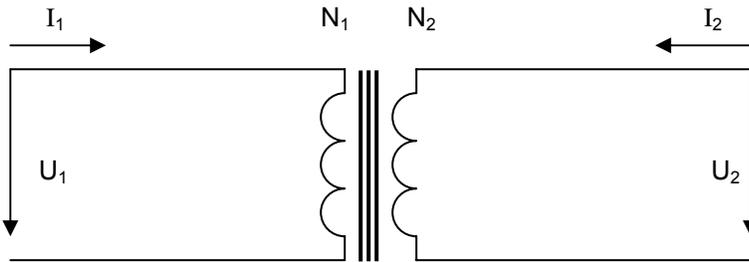


Resistencias en serie y en Paralelo:



$I = U \frac{R_2 + R_3}{R_1 \times R_2 + R_1 \times R_3 + R_2 \times R_3}$	$I_3 = U \frac{R_2}{R_1 \times R_2 + R_1 \times R_3 + R_2 \times R_3}$	$U_2 = U \frac{R_2 \times R_3}{R_1 \times R_2 + R_1 \times R_3 + R_2 \times R_3}$
--	--	---

### I.1.5.16. Transformador Ideal



$$\text{Relación de Transformación ( u )} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

**I.1.5.17 DEFINICION DE TRANSFORMADOR:** Un transformador es un dispositivo eléctrico sin partes en movimiento, que se basa en el principio de la inducción electromagnética, para transferir la energía eléctrica en Corriente Alterna (C. A.) de un circuito a otro, sin que exista contacto físico entre ambos, siendo el enlace común entre ambos circuitos, un flujo magnético común, siendo esto a la misma frecuencia (Hz). Normalmente esta transferencia de energía va acompañada de cambios en los valores de tensión y corriente. Estos equipos son de alta eficiencia y rendimiento.

**I.1.5.18 Transformador de potencia:** transformador que tiene una capacidad mayor de 500 kVA.

**I.1.5.19 Transformador sumergido en líquido aislante:** transformador en el cual el núcleo y los devanados se encuentran sumergidos en líquido aislante, Tales como aceite mineral (base naftenica o parafinica), aislante retardadores de flama (base de silicón o base sintética “R-temp” y/o “Fluido Beta”)

**I.1.5.20 Transformador prototipo:** transformador de tipo particular que representa a todo un conjunto con características nominales iguales. Un transformador deja de ser prototipo si presenta características que se desvían del resto del conjunto que representa.

**I.1.5.21 Auto transformador:** transformador en el que los dos devanados están interconectados eléctricamente y su relación de transformación es menor o igual a 2.

**I.1.5.22 Capacidad nominal:** aquella que suministra el transformador cuando circula en sus devanados la corriente nominal a tensión y frecuencia nominales en forma continua, sin exceder los límites de elevación de temperatura especificados.

#### NOTAS

1 Ambos devanados de un transformador de dos devanados tienen la misma capacidad nominal que, por definición, es la capacidad nominal del transformador.

2 Para transformadores de varios devanados debe establecerse el valor de la capacidad nominal de cada uno de ellos.

**I.1.5.23 Características nominales:** valores numéricos asignados a las cantidades que definen la operación del transformador en las condiciones especificadas en esta norma.

#### I.1.5.24 Conexiones ( figura 10 )

**I.1.5.24.1 Conexión delta:** aquella en la que los devanados de un transformador trifásico o los de tres monofásicos asociados en un banco trifásico de la misma tensión, se conectan en serie para formar, un circuito cerrado simétrico.

**I.1.5.24.2 Conexión en delta abierta:** aquella en la que los devanados de dos transformadores monofásicos asociados a un sistema trifásico de la misma tensión, se conectan en forma asimétrica en serie quedando un circuito abierto.

**I.1.5.24.3 Conexión estrella:** conexión de devanados en la que un extremo de cada uno de los devanados de fase de un transformador polifásico, o de cada uno de los devanados de la misma tensión nominal de transformadores monofásicos asociados en un banco polifásico, se conecta a un punto común (el neutro) y el otro extremo a su terminal de línea apropiada.

**I.1.5.25 Corriente de excitación:** corriente que circula a través de las terminales de un devanado del transformador cuando se le aplica tensión y frecuencia nominal, manteniéndose las terminales de los otros devanados en circuito abierto. Debe expresarse en por ciento con respecto a la corriente nominal del devanado bajo prueba.

## NOTAS

**1** Para transformadores con varios devanados, este por ciento se refiere al devanado de mayor capacidad.

**2** Para transformadores polifásicos, las corrientes de excitación en las diferentes terminales pueden ser diferentes. Si los valores de estas corrientes no se dan separadas, la corriente de excitación es la media aritmética de estas corrientes.

**I.1.5.26 Corriente nominal:** corriente que fluye a través de una terminal de un devanado, calculada, dividiendo la capacidad nominal del devanado entre la tensión nominal del mismo.

**I.1.5.27 Derivaciones:** porción del devanado compuesta de una o más espiras, cuya finalidad es modificar la relación de tensiones y corrientes.

**I.1.5.28 Desplazamiento angular:** ángulo entre el vector que representa la tensión de línea a neutro de una fase de alta tensión, y el vector que representa la tensión de línea a neutro, en la fase correspondiente en el lado de baja tensión. Se conviene que los fasores giran en sentido contrario al de las manecillas del reloj, véase la figura 10.

## I.1.5.29 Devanados

**I.1.5.29.1 Devanado:** conjunto de espiras que forman un circuito eléctrico asociado con una de las tensiones asignadas al transformador.

### NOTAS

**1** Para un transformador polifásico, el devanado es la combinación de los devanados de fase.

**2** Para auto transformadores, la parte compartida por los circuitos primarios y secundarios, se le llama devanado común, la restante se le llama devanado serie.

**I.1.5.29.2 Devanado auxiliar:** devanado destinado a alimentar una carga pequeña comparada con la capacidad total del transformador.

**I.1.5.29.3 Devanado con aislamiento graduado:** devanado en el cual el aislamiento a tierra está graduado en forma decreciente, desde la terminal de línea hasta la terminal del neutro.

**I.1.5.29.4 Devanado de aislamiento uniforme:** devanado en el cual el aislamiento a tierra está diseñado para soportar en todos sus puntos, la tensión de prueba a frecuencia nominal correspondiente a su terminal de línea.

**I.1.5.29.5 Devanado primario:** devanado por donde es alimentado el transformador. Para transformadores reductores es el de mayor tensión y para transformadores elevadores es el de menor tensión.

**I.1.5.29.6 Devanado secundario:** devanado donde es conectada la carga. Para transformadores reductores es el de menor tensión y para transformadores elevadores es el de mayor tensión.

**I.1.5.29.7 Devanado de fase:** conjunto de espiras que constituye una fase del sistema polifásico.

**NOTA** - El término devanado de fase no debe utilizarse para identificar el conjunto de devanados de una fase cualquiera.

**I.1.5.29.8 Devanado terciario:** devanado adicional de un transformador, el cual puede llevar sus terminales al exterior para conectarse a otro circuito, o bien permanecer interno para fines de operación en el sistema como devanado estabilizador.

**I.1.5.29.9 Devanado estabilizador:** devanado suplementario conectado en delta, especialmente usado en un transformador conectado en estrella-estrella, para reducir la impedancia de secuencia cero del transformador.

#### NOTAS

**1** La reducción de esta impedancia puede ser necesaria, por ejemplo, para reducir la magnitud de la tensión de tercera armónica o para estabilizar las tensiones al neutro.

**2** Un devanado se considera como estabilizador, si sus terminales no son llevadas al exterior para conectarse a un circuito externo. Sin embargo, se pueden sacar una o dos puntas (adyacentes), destinadas para conexión a tierra; por ejemplo, en un transformador trifásico, si se sacan las tres terminales de la delta, éste debe considerarse como un devanado como se define en 1.5.29.4, 1.5.29.5 y 1.5.29.7 según sea el caso.

**I.1.5.29.10 Devanados abiertos:** devanados de fase de un transformador polifásico que no están interconectados dentro del transformador.

**I.1.5.30 Diagrama vectorial:** notación convencional que indica las conexiones respectivas de los devanados de alta, media y baja tensión y sus relativos desplazamientos de fase.

**I.1.5.31 Elevación de temperatura de los devanados:** diferencia entre la temperatura promedio de los devanados obtenida por el método de resistencia óhmica y la temperatura promedio del medio ambiente.

**I.1.5.32 Frecuencia nominal:** frecuencia de operación para la cual está diseñado el transformador.

**I.1.5.33 Impedancia de secuencia cero:** impedancia expresada en ohms por fase a frecuencia nominal, entre las terminales de línea de un devanado trifásico conectado en estrella, todas interconectadas, y su terminal de neutro.

**NOTA** - El valor de la impedancia de secuencia cero depende no solamente de la conexión de los devanados mismos, sino también de la forma en que los otros devanados y sus terminales estén conectados en cualquiera de los casos de la construcción del núcleo.

**I.1.5.34 Por ciento de impedancia:** relación de tensiones expresada en por ciento entre la tensión de impedancia y la tensión nominal.

**I.1.5.35 Nivel de aislamiento:** es la combinación de valores de tensión (a baja frecuencia e impulso) que caracteriza el aislamiento de cada uno de los devanados y sus partes asociadas, con respecto a su capacidad para soportar esfuerzos dieléctricos.

### **I.1.5.36 Pérdidas**

**I.1.5.36.1 Pérdidas debidas a la carga:** potencia activa que se consume cuando circula la corriente nominal a través de los devanados, a frecuencia nominal y se expresan en watts.

**I.1.5.36.2 Pérdidas en vacío:** potencia activa que consume el transformador, cuando se le aplica tensión nominal a frecuencia nominal en las terminales de un devanado, estando los otros en circuito abierto, y se expresa en watts.

**I.1.5.36.3 Pérdidas del sistema de enfriamiento:** consumo total del sistema de enfriamiento (bombas y/o ventiladores).

**I.1.5.36.4 Pérdidas totales:** suma de las pérdidas en vacío, las pérdidas debidas a la carga y, cuando aplique, pérdidas del sistema de enfriamiento.

**NOTA** - Para transformadores de varios devanados, las pérdidas totales se refieren a una condición específica de carga.

**I.1.5.37 Relación de transformación:** relación de tensiones (medida en vacío) de un devanado con respecto a otro devanado.

### **I.1.5.38 Tensión.**

#### **I.1.5.38.1 Tensión de impedancia a corriente nominal**

- a) **transformadores de dos devanados:** tensión que debe aplicarse, a frecuencia nominal, a las terminales de un devanado de un transformador, para que a través de las mismas circule la corriente nominal cuando las terminales del otro devanado están en corto circuito.
- b) **transformadores de devanados múltiples:** para una determinada combinación de dos devanados es la tensión que debe aplicarse, a frecuencia nominal, a las terminales de uno de los devanados, para que circule la corriente nominal correspondiente al devanado de menor capacidad, estando las terminales del otro devanado en cortocircuito y los demás devanados en circuito abierto.

A fin de simplificar ciertos cálculos, puede ser conveniente recalcular las tensiones de impedancia de las distintas combinaciones a una misma base de potencia nominal.

**I.1.5.38.2 Tensión de las derivaciones:** tensión en vacío entre las terminales del devanado para la derivación correspondiente, cuando se aplica tensión nominal en otro devanado.

**I.1.5.38.3 Tensión máxima del sistema:** tensión eficaz más alta de línea que puede mantenerse en condiciones normales de operación, en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.

**NOTA** - La tensión en vacío de ciertas derivaciones puede exceder la tensión más alta del sistema.

**I.1.5.38.4 Tensión nominal:** aquella a la que se refieren sus características de operación y funcionamiento.

**I.1.5.38.5 Tensión nominal del sistema:** tensión eficaz de línea a línea por la cual se designa el sistema.

**NOTA** - Esta tensión no es necesariamente la misma que la tensión nominal del devanado del transformador conectado al sistema.

**I.1.5.38.6 Tensión nominal de un devanado:** tensión que debe aplicarse, o inducirse en vacío, entre las terminales de un devanado del transformador.

#### **NOTAS**

1 Las tensiones nominales de todos los devanados aparecen simultáneamente cuando la tensión aplicada en vacío a uno de ellos, tiene su valor nominal.

2 Para los transformadores monofásicos de un banco trifásico, la tensión de un devanado destinado a conectarse en estrella, se indica por medio de una fracción en donde el numerador es la tensión entre fases y el denominador es  $\sqrt{3}$ .

**I.1.5.39 Rigidez dieléctrica:** propiedad de un dieléctrico de oponerse a una descarga, se mide por la intensidad del campo eléctrico.

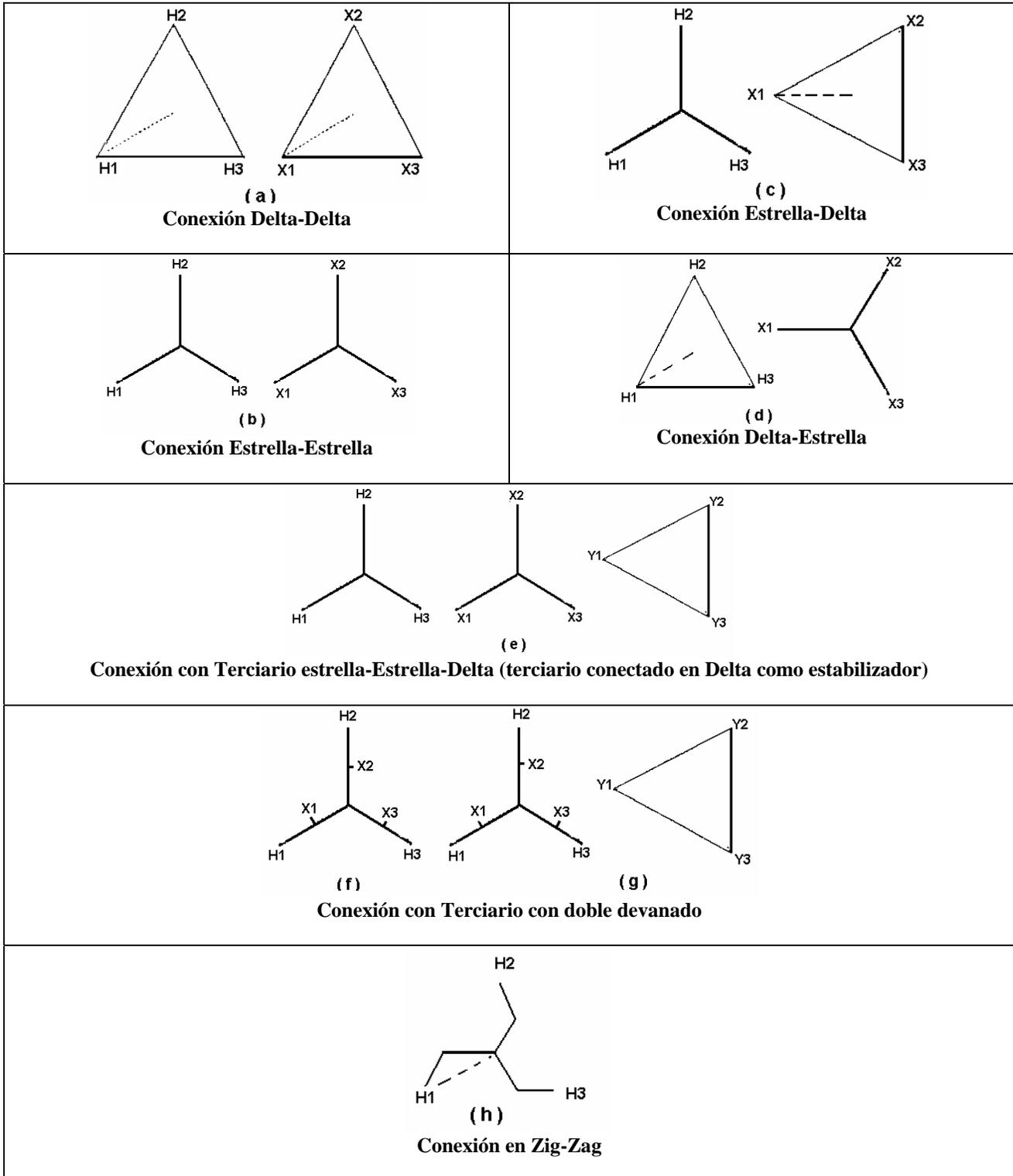


Figura 10. Relación por Fase y Designación de terminales, se muestra: Diagrama de desplazamiento angular, para Transformadores Trifásicos (ver punto: I.1.5.24)

### I.1.6 Importancia Del Transformador, Dentro del Proceso de Generación, Transmisión y Consumo de la Energía Eléctrica.

Conforme la industria eléctrica fue teniendo un mayor crecimiento, la dificultad de trasladar este tipo de energía de un lugar a otro, fue haciéndose más evidente, pues los circuitos eléctricos trabajaban en base a corriente directa y a baja tensión, lo cual los hacia sumamente ineficientes para la transmisión. Se vio entonces la necesidad de elevar el voltaje en los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de la energía y reducirlo al llegar a los centros de consumo (centros de carga).

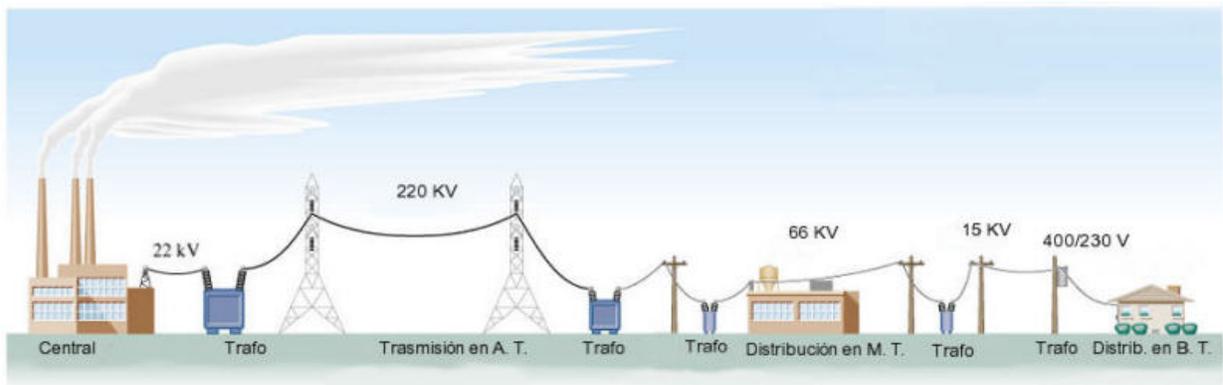
El dispositivo ideal para llevar a cabo esta función es el transformador, cambiándose con ello, el uso de la corriente directa a corriente alterna, dado que el transformador funciona solo con corriente alterna.

En la figura No. 11 se observa que para poder llevar la energía a los centros de consumo desde los centros de generación, es necesarios el uso de cuando menos cuatro transformadores, los cuales tienen una función determinada.

Estas unidades se encuentran normalmente, formando subestaciones eléctricas y según la potencia que manejen, reciben el nombre de transformadores de potencia o de distribución y pueden ser elevadores, reductores o de aislamiento.

Además, existen los transformadores para instrumento que son empleados para la protección, control y medición de los circuitos eléctricos de potencia.

Como podemos observar, los transformadores son una parte fundamental en los sistemas eléctricos en general incluso en los circuitos electrónicos.

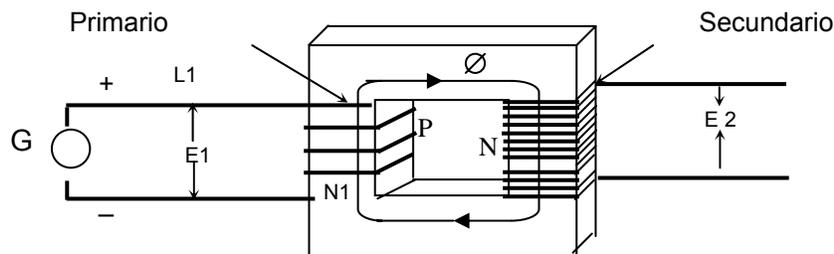


**Figura 11. Ejemplo de los Pasos de Transformación, desde la generación, Transmisión y consumo**

### I.1.7 Principio de Funcionamiento

El efecto que permite al transformador funcionar como tal, se conoce como inducción electromagnética, como se mencionó anteriormente, este efecto solo se presenta en circuitos de corriente alterna.

Para explicar este fenómeno consideraremos un transformador elemental compuesto por una parte eléctrica y una parte magnética, como se ilustra en la figura No.12.

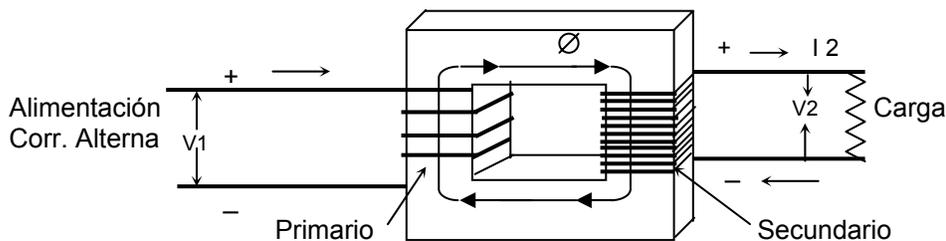


**Fig. No. 12 Transformador monofásico con el secundario en circuito abierto.**

La parte eléctrica esta integrada por dos devanados o bobinas, una que recibe la energía y se denomina primario y otra que entrega la energía denominada como secundario. Entre estos devanados no existe conexión eléctrica.

La parte magnética esta formada por un núcleo de acero que enlaza a los dos devanados.

En la figura No.13 se ilustra como ocurre el efecto de inducción electromagnética.

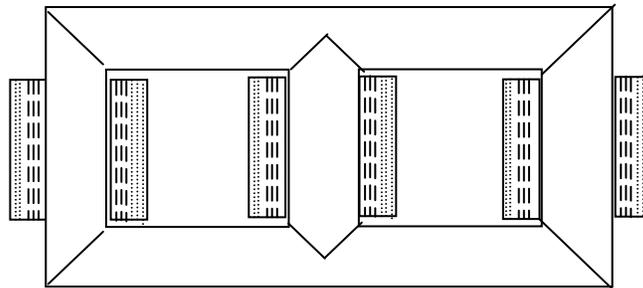


**Fig. No.13 Transformador monofásico con una carga en el secundario.**

Al aplicar un voltaje alterno  $V_1$  al devanado primario, circula por este una corriente  $I_1$  que engendra un flujo magnético alterno. Este flujo viajando a través del núcleo, enlaza al devanado secundario induciendo en este un voltaje  $V_2$  que puede ser aprovechado conectándole una carga, misma que demandará una corriente  $I_2$ .

El voltaje inducido guarda una relación directa con el número de vueltas del devanado, esto es, si en el secundario tenemos más vueltas que en el primario, estaremos elevando el voltaje y si por el contrario tenemos menos vueltas en el secundario que en el primario, estaremos reduciendo el voltaje. A la relación que existe entre las vueltas del primario y las vueltas del secundario se le conoce como: **Relación de Transformación**.

Para fines de explicación del funcionamiento del transformador, hemos considerado los devanados primario y secundario colocados separadamente, uno en cada extremo del núcleo. Sin embargo, en un transformador real, los devanados primario y secundario, son contruidos o ensamblados uno dentro del otro para aprovechar al máximo el flujo magnético. La figura No.14 muestra un esquema de un arreglo real en los devanados y el núcleo.



**Fig. No. 14. Esquema del montaje núcleo – bobinas de un transformador.**

### I.1.8 CLASIFICACIÓN DE UN TRANSFORMADOR EN FUNCIÓN DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

La clasificación de transformadores de potencia también se hace en función de los sistemas de disipación de calor:

#### I.1.8.1 Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire

- a) Autoenfriado (ONAN),
- b) Autoenfriado y enfriado por aire forzado (ONAN/ONAF),
- c) Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado (ONAN/ONAF/ONAF).

I.1.8.2 Sumergidos en líquido aislante, enfriado por aire y por líquido aislante forzado

- a) Autoenfriado, enfriado por aire forzado y enfriado por aire y líquido aislante forzados (ONAN/ONAF/OFAF),
- b) Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire y líquido aislante forzados (ONAN/OFAF/OFAF).

I.1.8.3 Sumergidos en líquido aislante, enfriados por agua

- a) Enfriado por agua forzada (ONWF),
- b) Enfriado por agua y líquido aislante forzados (OFWF),
- c) Enfriado por agua forzada y líquido aislante forzado y dirigido (ODWF).

I.1.8.4 Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire y líquido aislante forzados

- a) Enfriado por aire y líquido aislante forzados (OFAF),
- b) Enfriado por aire forzado y líquido aislante forzado y dirigido (ODAF).

## **I.1.9 CONDICIONES DE SERVICIO**

### **I.1.9.1 Lugar de instalación**

Los transformadores de potencia deben diseñarse para servicio intemperie o servicio interior de acuerdo a las necesidades del usuario.

### **I.1.9.2 Temperatura del ambiente y del medio refrigerante**

Los transformadores sujetos a esta norma, deben ser capaces de operar a su capacidad nominal, siempre que la temperatura del ambiente no exceda de 40°C y la temperatura promedio del ambiente durante cualquier periodo de 24 h, no exceda de 30°C.

Para transformadores enfriados por agua, la temperatura del agua a la entrada del sistema de enfriamiento, no debe exceder de 30°C y su promedio no debe exceder de 25°C en un periodo de 24 h.

Se recomienda que la temperatura promedio del ambiente, se calcule promediando las lecturas obtenidas durante 24 h, efectuando estas lecturas cada hora. Puede utilizarse el promedio de las temperaturas máxima y mínima durante el día; por lo general, el valor obtenido en esta forma es ligeramente mayor que el promedio real diario, pero no en más de 0,3 °C.

### **I.1.9.3 Altitud de operación**

Los transformadores destinados a operar a una altitud entre 0 m y 1 000 m deben diseñarse para operar a una altitud de 1 000 m.

### **I.1.9.4 Efecto de la altitud en la elevación de la temperatura**

El aumento de la altitud produce disminución en la densidad del aire, lo cual a su vez incrementa la elevación de temperatura en los transformadores que dependen del aire para su disipación de calor.

### **I.1.9.5 Efecto de la altitud en la rigidez dieléctrica del aire**

La rigidez dieléctrica de algunas partes del transformador, que dependen total o parcialmente del aire para su aislamiento, disminuye conforme la altitud aumenta. Para obtener la rigidez dieléctrica a una altitud que exceda 1 000 m para un nivel de aislamiento, la rigidez dieléctrica a 1 000 m de altitud, debe multiplicarse por el factor de corrección de la siguiente tabla 11.

**Tabla 11 – Factores de Corrección para la rigidez dieléctrica**

Altitud (m)	Factor de corrección para Rigidez Dieléctrica
1 000	1,00
1 200	0,98
1 500	0,95
1 800	0,92
2 100	0,89
2 400	0,86
2 700	0,83
3 000	0,80

**NOTA** - La altitud de 4 500 m es considerada la máxima para los transformadores.

### I.1.9.6 Operación arriba de la tensión nominal o abajo de la frecuencia nominal

Los transformadores deben ser capaces de:

- a) Operar continuamente arriba de la tensión nominal o abajo de la frecuencia nominal, al máximo valor de kVA nominal en cualquier derivación, sin exceder los límites de elevación de temperatura establecidos, siempre y cuando se tengan las siguientes condiciones:
  - 1) la tensión secundaria y la relación Volt por Hertz no excedan en 5% de los valores nominales;
  - 2) el factor de potencia de la carga sea 80% o mayor;
  - 3) la frecuencia sea al menos 95% del valor nominal.
  
- b) Operar continuamente sin carga, arriba de la tensión nominal o abajo de la frecuencia nominal en cualquier derivación, sin exceder los límites de elevación de temperatura establecidos, cuando la tensión o los volt por hertz no excedan en 10% de los valores nominales.

**NOTA** - Para el caso de transformadores multidevanados o autotransformadores, este punto se aplica únicamente a las condiciones de carga usadas como base para el diseño. Estas condiciones de carga involucran la coordinación de los kVA de entrada y salida, factores de potencia de la carga y combinación de tensiones de devanados. Diferencias en la carga y tensión de regulación de los devanados de salida, pueden impedir que todas las terminales de salida alcancen 105% de tensión simultáneamente. En ningún caso los kVA de salida continua, deben exceder sus capacidades nominales.

### **I.1.9.7 Condiciones especiales de servicio**

Condiciones de servicio fuera de las indicadas en los párrafos anteriores, deben especificarse previamente al fabricante. Ejemplo de algunas de estas condiciones son las siguientes:

- a) Vapores o atmósferas dañinas, exceso de polvo, polvo abrasivo, mezclas explosivas de polvos o gases, vapor de agua, ambiente salino, humedad excesiva.
- b) Vibraciones anormales, inclinación, golpes y sismos.
- c) Temperaturas ambientes menores de -5 °C y mayores de 40 °C.
- d) Condiciones de transporte o almacenaje especiales.
- e) Limitaciones de espacio.
- f) Sobrecorrientes repetitivas producidas por la carga, como en el caso de arranque de motores.
- g) Otras condiciones de operación, dificultades de mantenimiento, tensión desbalanceada o necesidades especiales de aislamiento.
- h) Contenido de corrientes armónicas producidas por cargas no lineales.
- i) Altitudes de operación superiores de 1 000 m.

Las condiciones especiales deben definirse por el usuario, de acuerdo con las necesidades específicas de aplicación, lo cual no excluye al fabricante del cumplimiento del resto de la presente norma.

## I.1.9.8 Especificaciones térmicas

### I.1.9.8.1 Límite de elevación de temperatura para capacidades nominales

La elevación de la temperatura de un transformador a tensión y frecuencia nominales y a capacidad plena sobre la temperatura ambiente, no debe exceder los valores siguientes:

**Tabla 12 – Límites de Elevación de Temperaturas**

Clasificación térmica del transformador.	Designación de la parte	
	Elevación de temperatura promedio del devanado °C	Elevación de temp. del punto más caliente del devanado °C
Sumergidos en líquido aislante elevación de 55°C	55	65
Sumergidos en líquido aislante elevación de 65°C	65	80
<p>Cuando los transformadores estén contruidos con alguno de los sistemas de preservación de líquido aislante, (tanque sellado, tanque de expansión o sistema de gas inerte), la elevación de temperatura del líquido aislante no debe exceder de 55°C ó 65°C según se garantice, cuando se mida cerca de la parte superior del tanque principal.</p>		
<p><b>NOTAS -</b></p> <p>1. Los transformadores para una elevación de temperatura especificada, pueden tener un sistema de aislamiento con cualquier combinación de clase de materiales (105, 120), siempre que cada material usado esté localizado en aquellos lugares del transformador donde la temperatura no exceda el límite para esa clase de material (consulte la NMX-J-153).</p> <p>2. Los transformadores que tengan una capacidad básica en kVA a 55°C y que también sean apropiados para operar con una elevación de temperatura de 65°C (80°C de elevación de temperatura en el punto más caliente), deben tener una capacidad adicional en kVA a 65°C, asignada por el fabricante y mostrada en la placa de datos. Las características de funcionamiento deben estar basadas en la capacidad para una elevación de 55°C.</p>		

### I.1.9.8.2 Temperatura de referencia para evaluación de los parámetros eléctricos del transformador

Cuando la elevación de temperatura promedio de los devanados es de 55 °C, la temperatura de referencia es de 75 °C. Si la elevación es de 65 °C, la temperatura de referencia es de 85 °C.

### **I.1.9.8.3 Temperatura del líquido aislante**

El transformador debe operar en el intervalo de variación de temperatura del líquido aislante de la parte superior de -5 °C a 105 °C.

**NOTA** - La operación a estas temperaturas puede causar que el dispositivo de presión-vacío opere para aliviar la presión excesiva, ya sea positiva o negativa.

### **I.1.9.8.4 Operación con temperatura ambiente mayor que la normal**

Si el transformador se destina para servicio donde la temperatura del medio ambiente excede alguno de los valores máximos del inciso 1.9.8.2, en no más de 10 °C, la elevación de temperatura permisible para los devanados, partes metálicas y líquido aislante debe reducirse de la siguiente manera:

- en 5 °C si el exceso de temperatura es igual o menor que 5 °C,
- en 10 °C si el exceso de temperatura es mayor que 5 °C y menor o igual que 10 °C.

### **I.1.9.8.5 Factores de corrección de temperatura del líquido aislante para altitudes mayores de 1 000 m**

Para transformadores sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire, diseñados para operar a una altitud mayor de 1 000 m, pero probados en altitudes diferentes a lo solicitado, la elevación de temperatura del líquido aislante debe corregirse por los siguientes valores por cada 100 m, en exceso de 1 000 m, en donde opere el transformador:

- Transformadores sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire natural 0,4%
- Transformadores sumergidos en líquido aislante con circulación natural y forzada, enfriados con aire forzado 0,6%

Estas reducciones en los límites de elevación de temperatura no son aplicables a transformadores enfriados con agua.

## I.2.0 Especificaciones eléctricas.

### I.2.1 Capacidades nominales preferentes

Las capacidades nominales preferentes en kVA, para transformadores de una y tres fases, auto enfriados y con pasos de enfriamiento.

### I.2.2 Capacidad de las derivaciones y tensiones adicionales

Todas las derivaciones y tensiones adicionales deben ser a capacidad nominal, excepto cuando se especifique de manera diferente, en cuyo caso debe indicarse en la placa de datos.

### I.2.3 Tensiones nominales preferentes

Las tensiones nominales preferentes entre fases para transformadores en vacío, son las indicadas en la siguiente tabla 13.

**Tabla 13. Tensiones nominales preferentes**

Tensiones nominales (V)	
220	66 000
440	69 000
480	85 000
2 400	110 000
4 160	115 000
6 600	138 000
13200	150 000
13 800	161 000
23 000	220 000
33 000	230 000
34 500	400 000

### I.2.4 Frecuencia nominal

La frecuencia de operación debe ser de 60 Hz.

### I.2.5 Número y tensión de las derivaciones

Si no se especifica de otra manera, los transformadores deben estar provistos de derivaciones para operación con el transformador desenergizado. Deben usarse cuatro derivaciones de 2,5% cada una, dos arriba y dos abajo de la tensión nominal del devanado de mayor tensión.

La diferencia de las tensiones de las derivaciones extremas no debe exceder del 10% de la tensión nominal a menos que se especifique de otra manera.

## I.2.6 Designación de las tensiones nominales de los devanados

Las tensiones nominales de los devanados así como su representación esquemática, se indican en la Tabla 14 para transformadores monofásicos y en la tabla 15 para transformadores trifásicos.

Designación	Dato de placa (ejemplos)	Diag. esquemático del devanado	Explicación condensada de las designaciones y del diagrama
E	34 500		Indica un devanado para conexión delta en un sistema de E volts.
E/E <sub>1</sub> Y	2 400/4 160 Y		Indica un devanado para conexión delta en un sistema de E volts o para conexión estrella en un sistema de E <sub>1</sub> volts con el neutro aislado.
E/E <sub>1</sub> Y <sub>≠</sub> o E/E <sub>1</sub> YT (1)	38 105/66 000 Y <sub>≠</sub> ó 38 105/66 000 YT		Indica un devanado de E volts teniendo un aislamiento reducido, apropiado para una conexión en delta en un sistema de E volts o en una conexión estrella en un sistema de E <sub>1</sub> volts, con el neutro del transformador efectivamente conectado a tierra.
E <sub>1</sub> Y <sub>≠</sub> /E o E <sub>1</sub> YT/E (1)	66 000 Y <sub>≠</sub> /38 105 ó 66 000 YT/38 105		Indica un devanado con aislamiento reducido en la terminal del neutro. La terminal del neutro puede conectarse directamente al tanque (a tierra) para una conexión monofásica o en estrella en un sistema de E <sub>1</sub> volts, con la terminal del neutro del devanado efectivamente conectado a tierra.
V x V <sub>1</sub> (2)	2 400/4 160Y x 4 800/8 320Y		Indica un devanado para operación en paralelo o serie solamente (no para servicio de tres hilos)
<b>NOTAS -</b>			
1. Los símbolos Y <sub>≠</sub> o YT son equivalentes a la expresión estrella con neutro a tierra.			
2. Indica un devanado de dos o más secciones que pueden conectarse en paralelo para obtener la tensión nominal de V volts (como se define en las designaciones anteriores), o en serie para obtener la tensión nominal V <sub>1</sub> volts (como se define en las mismas designaciones).			
3. E es la tensión de línea a neutro en devanados conectados en estrella, o la tensión de línea a línea en devanados conectados en delta.			

**Tabla 14.- Designación de las tensiones nominales de los devanados en los transformadores monofásicos**

Designación	Dato de placa (ejemplos)	Diagrama esquemático del devanado	Explicación condensada de las designaciones y del diagrama.
E	13 200		Indica un devanado permanentemente conectado en delta.
E <sub>1</sub> Y	4 160		Indica un devanado permanentemente conectado en estrella con el neutro aislado.
E <sub>1</sub> Y/E	4 160 Y/2 400		Indica un devanado permanentemente conectado en estrella con el neutro accesible y con aislamiento completo.
E/E <sub>1</sub> Y	2 400/4 160 Y		Indica un devanado para conexión delta a E volts o para conexión en estrella a E <sub>1</sub> volts con el neutro aislado.
E/E <sub>1</sub> Y/E	2 400/4 160 Y/2 400		Indica un devanado para conexión delta a E volts o para conexión en estrella a E <sub>1</sub> volts con el neutro accesible y con aislamiento completo.
E <sub>1</sub> $\overset{\text{Y}}{\underset{\text{ó}}{\neq}}$ /E o E <sub>1</sub> YT/E (1)	6 600 $\overset{\text{Y}}{\underset{\text{ó}}{\neq}}$ /3 810,5 6 600 YT/3 810,5		Indica un devanado con aislamiento graduado, permanentemente conectado en estrella, con el neutro accesible para conexión a tierra.
E/E <sub>1</sub> $\overset{\text{Y}}{\underset{\text{ó}}{\neq}}$ /E o E/E <sub>1</sub> YT/E (1)	38 105/66 000 $\overset{\text{Y}}{\underset{\text{ó}}{\neq}}$ /38 105 38 105/66 000 YT/38 105		Indica un devanado con aislamiento graduado que puede conectarse en delta para operación en E volts, o en estrella con el neutro exterior conectado efectivamente a tierra para operación en un sistema de E <sub>1</sub> volts.
V x V <sub>1</sub> (2)	6 900 x 13 800		Indica un devanado permanentemente conectado en delta, para operación paralelo o serie.
	4 160 Y/2 400 x 12 470Y/7 200		Indica un devanado permanentemente conectado en estrella, para operación paralelo o serie.
E <sub>1H</sub> $\overset{\text{Y}}{\underset{\text{ó}}{\neq}}$ /E <sub>H</sub> - E <sub>1X</sub> $\overset{\text{Y}}{\underset{\text{ó}}{\neq}}$ /E <sub>X</sub> - E <sub>Y</sub> o E <sub>1H</sub> YT/ E <sub>H</sub> - E <sub>1X</sub> YT/ E <sub>X</sub> - E <sub>Y</sub> (4)	115 000 $\overset{\text{Y}}{\underset{\text{ó}}{\neq}}$ /66 395 - 66 000 $\overset{\text{Y}}{\underset{\text{ó}}{\neq}}$ /38 105 - 13 000 ó 115 000YT/66 395 - 66 000 YT/38 105 - 13 200		Ejemplo de un autotransformador de tres devanados con el terciario conectado en delta.

**NOTAS -**

- Los símbolos  $\overset{\text{Y}}{\underset{\text{ó}}{\neq}}$  o YT son equivalentes a la expresión estrella con neutro a tierra.
- Indica un devanado de dos o más secciones que pueden conectarse en paralelo para obtener la tensión nominal de V volts (como se define en las designaciones anteriores), o en serie para obtener la tensión nominal V<sub>1</sub> volts (como se define en las mismas designaciones).
- E** es la tensión en línea a neutro en devanados conectados en estrella, o tensión de línea a línea en devanados conectados en delta.
- Los subíndices adicionales H, X y Y, identifican los devanados de alta tensión, baja tensión y terciario respectivamente.

**Tabla 15.- Designación de las tensiones nominales de los devanados en los transformadores trifásicos**

## I.2.7 Niveles de aislamiento y valores para pruebas dieléctricas

Los transformadores deben diseñarse para proveer la coordinación entre niveles de aislamiento de baja frecuencia e impulso en las terminales de línea y niveles de aislamiento a baja frecuencia en las terminales del neutro.

La identificación principal de un grupo de niveles coordinados es su tensión de aguante al impulso por rayo normalizado (NBAI).

La tensión del sistema y el tipo de transformador pueden tener influencia en los niveles de aislamiento y en los procedimientos de prueba. Al respecto, los transformadores de potencia se dividen en dos diferentes clases:

- 1) Transformadores de potencia clase I, incluyen los transformadores de potencia con devanados de alta tensión de 69 kV y menores.
- 2) Transformadores de potencia clase II, incluyen los transformadores de potencia con devanados de alta tensión mayores de 69 kV.

**Tabla 16. Niveles de aislamiento para transformadores de potencia clase I**

Tensión de aguante al impulso por rayo normalizado  kV (cresta)	Niveles de impulso				Nivel de prueba de baja frecuencia  kV (eficaz)
	Onda cortada		Frente de onda		
	Tensión mínima k.o. (cresta)	Tiempo mín. de arqueo $\mu$ s	Tensión mínima k.o. (cresta)	Tiempo espec. Arqueo ( $\mu$ s)	
45	50	1,5	-	-	10
60	66	1,5	-	-	15
75	83	1,5	-	-	19
95	105	1,8	165	0,5	26
110	120	2,0	195	0,5	34
150	165	3,0	260	0,5	50
200	220	3,0	345	0,5	70
250	275	3,0	435	0,5	95
350	385	3,0	580	0,58	140

**NOTAS -**

1. Los niveles de impulso de frente de onda se deben especificar antes del diseño del transformador.
2. No se recomiendan pruebas de frente de onda en devanados de baja tensión o terciarios que no se verán expuestos a descargas atmosféricas y que están conectados directamente a equipos del usuario con baja resistencia al impulso. Se incluyen devanados de baja tensión de transformadores para generadores y devanados que operan a 5 000 V o menores.
3. Los niveles de prueba de aislamiento de baja frecuencia de fase a fase internos y externos no deben ser menores que los niveles listados en la tabla 17.
4. Los niveles de aislamiento para los devanados de baja y alta tensión de los transformadores de potencia clase I, se deben seleccionar de acuerdo a esta tabla.
5. El nivel básico de aislamiento al impulso por descarga atmosférica (NBAI) sirve de dos maneras: como nivel de prueba para las pruebas de impulso de onda completa por descargas atmosféricas y como identificación principal de un grupo de niveles de aislamiento coordinados.

**Tabla 17. Niveles de aislamiento para transformadores de potencia clase II**

Tensión nominal del sistema kV	Tensión de aguante al impulso por rayo normalizada (NBAI) kV (cresta)	Nivel de onda cortada kV (cresta)	Tensión de aguante al impulso por maniobra normalizada (NBAIM) kV (cresta)	Prueba de tensión inducida (fase a tierra)		Nivel de prueba de baja frecuencia kV (eficaz)
				Nivel de una hora kV (eficaz)	Nivel realizado kV (eficaz)	
15 y menor	110	120	-	-	-	34
25	150	165	-	-	-	50
34,5	200	220	-	-	-	70
46	250	275	-	-	-	95
69	250	275	-	-	-	95
	350	385	-	-	-	140
85	350	385	-	-	-	140
	450	495	-	-	-	185
115	350	385	280	105	120	140
	450	495	375	105	120	185
	550	605	460	105	120	230
138	450	495	375	125	145	185
	550	605	460	125	145	230
	650	715	540	125	145	275
161	550	605	460	145	170	230
	650	715	540	145	170	275
	750	825	620	145	170	325
230	650	715	540	210	240	275
	750	825	620	210	240	325
	825	905	685	210	240	360
	900	990	745	210	240	395
	1 050	1 155	870	210	240	460
400	1 300	1 430	1080	365	415	-
	1 425	1 570	1180	365	415	-
	1 550	1 705	1290	365	415	-
	1 675	1 845	1390	365	415	-

**NOTAS -**

1. Para pruebas de onda cortada, el tiempo mínimo de arqueo debe ser de 3,0  $\mu$ s excepto para 110 kV NBAI, el cual debe ser de 2,0  $\mu$ s.
2. A pesar de que la columna 4 establece los niveles de impulso por maniobra de fase a tierra, no siempre es posible probar a esos niveles en devanados de baja tensión.
3. Las columnas 5 y 6 indican los niveles de prueba de fase a tierra que normalmente se aplican a devanados en estrella. Cuando el nivel de la tensión de prueba va a medirse de fase a fase, como es el caso normal de devanados en delta, los niveles en la columna 5 deben multiplicarse por 1,732 para obtener el nivel de tensión inducida de prueba de fase a fase requerida.
4. La prueba de tensión aplicada no es aplicable a las terminales de línea de los devanados en estrella, a menos que hayan sido especificados como apropiados para aplicaciones en sistemas no aterrizados.
5. Los niveles de aislamiento para los devanados de alta y baja tensión de los transformadores de potencia clase II se deben seleccionar de acuerdo a esta tabla.

## I.2.8 Terminales de línea del transformador

Debe asignarse a cada terminal de línea de los devanados del transformador, un valor de tensión de aguante al impulso por rayo normalizada (NBAI) de acuerdo a la tabla 18 el nivel de aislamiento debe asignarse independientemente de sí las pruebas son o no efectuadas.

**Tabla 18.- Niveles de aislamiento para transformadores de potencia**

Tensión nominal del sistema kV	Tensión de aguante al impulso por rayo normalizada (NBAI) kV (cresta)	Nivel de onda cortada kV (cresta)	Tensión de aguante al impulso por maniobra normalizada (NBAIM) kV (cresta)	Prueba de tensión inducida (fase a tierra)		Nivel de prueba de baja frecuencia kV (eficaz)
				Nivel de una hora kV (eficaz)	Nivel realizado kV (eficaz)	
15 y menor	110	120	-	-	-	34
25	150	165	-	-	-	50
34,5	200	220	-	-	-	70
46	250	275	-	-	-	95
69	250	275	-	-	-	95
	350	385	-	-	-	140
85	350	385	-	-	-	140
	450	495	-	-	-	185
115	350	385	280	105	120	140
	450	495	375	105	120	185
	550	605	460	105	120	230
138	450	495	375	125	145	185
	550	605	460	125	145	230
	650	715	540	125	145	275
161	550	605	460	145	170	230
	650	715	540	145	170	275
	750	825	620	145	170	325
230	650	715	540	210	240	275
	750	825	620	210	240	325
	825	905	685	210	240	360
	900	990	745	210	240	395
	1 050	1 155	870	210	240	460
400	1 300	1 430	1080	365	415	-
	1 425	1 570	1180	365	415	-
	1 550	1 705	1290	365	415	-
	1 675	1 845	1390	365	415	-

**NOTAS -**

1. Para pruebas de onda cortada, el tiempo mín. de arqueo debe ser de 3,0  $\mu$ s excepto para 110 kV NBAI, el cual debe ser de 2,0  $\mu$ s.
2. A pesar de que la columna 4 establece los niveles de impulso por maniobra de fase a tierra, no siempre es posible probar a esos niveles en devanados de baja tensión.
3. Las columnas 5 y 6 indican los niveles de prueba de fase a tierra que normalmente se aplican a devanados en estrella. Cuando el nivel de la tensión de prueba va a medirse de fase a fase, como es el caso normal de devanados en delta, los niveles en la columna 5 deben multiplicarse por 1,732 para obtener el nivel de tensión inducida de prueba de fase a fase requerida.
4. La prueba de tensión aplicada no es aplicable a las terminales de línea de los devanados en estrella, a menos que hayan sido especificados como apropiados para aplicaciones en sistemas no aterrizados.
5. Los niveles de aislamiento para los devanados de alta y baja tensión de los transformadores de potencia clase II se deben seleccionar de acuerdo a esta tabla.

Los devanados para tensiones de sistema de 115 kV y mayores, deben diseñarse para niveles de aislamiento al impulso por maniobra (NBAIM) asociado con su NBAI. Además los devanados de baja tensión deben diseñarse para soportar los esfuerzos resultantes de las pruebas de impulso por maniobra en el devanado de alta tensión, independientemente de que estas pruebas estén o no especificadas.

Cuando así se requiera, se deben especificar niveles de aislamiento y pruebas de frente de onda. De otra manera, no se requiere que el aislamiento resista esta prueba.

Debe especificarse, si cada terminal de línea de los devanados en estrella, es adecuada para operación con el neutro no puesto a tierra.

Los devanados que no tengan terminales exteriores, deben soportar las tensiones resultantes de las diferentes pruebas que se apliquen a otras terminales.

En caso de devanados conectados en estrella y con aislamiento graduado, el nivel de prueba del potencial aplicado de las terminales de línea debe ser igual al de la terminal de neutro.

### **I.2.9 Transformadores con derivaciones**

Los transformadores pueden suministrarse con derivaciones para tensiones mayores que la tensión nominal, sin aumentar los niveles de aislamiento especificados en las tabla 16 y/o 17, siempre y cuando estas derivaciones no excedan más de 10 % de la tensión nominal del sistema correspondiente.

### **I.2.10 Terminales del neutro de un transformador**

Cuando el devanado de los transformadores está diseñado únicamente para conexión estrella y el neutro sea sacado fuera del tanque, se le asignará un nivel de prueba de baja frecuencia. Este nivel de prueba de baja frecuencia puede ser menor que el asignado a la terminal de línea.

Cuando se especifique, las terminales del neutro deben diseñarse para un NBAI específico, en lugar de un nivel de prueba de baja frecuencia.

El nivel de aislamiento de una terminal del neutro de un devanado, puede ser diferente del nivel de aislamiento de la boquilla del neutro, en cuyo caso, las pruebas dieléctricas en el neutro deben ser determinadas por el de menor nivel de aislamiento.

No deben asignarse niveles de aislamiento a terminales de neutro de los devanados, si éstas no se sacan del tanque a través de una boquilla. En tales casos, la terminal del neutro del devanado debe conectarse al tanque y éste debe estar sólidamente conectado a tierra.

### **I.3.0 Pruebas Eléctricas a Transformadores**

Las Pruebas eléctricas se describen en la tabla 19, estas son conforme la especificación NMX-J-284-ANCE y en su caso conforme se indique las características particulares.

Como hemos visto anteriormente, el transformador esta basado en que la energía se puede transportar eficazmente por inducción electromagnética desde una bobina a otra por medio de un flujo variable, con un mismo circuito magnético y a la misma frecuencia.

Un Transformador podrá entonces trabajar permanentemente y en condiciones nominales de potencia, tensión, corriente, y frecuencia, sin peligro de deterioro por sobrecalentamiento o de envejecimiento de conductores y aislante, es por ello que es necesario efectuar una serie de pruebas eléctricas para demostrar que cumpla el equipo con los valores máximos y/o mínimo establecidas en la Normatividad.

A continuación se hace una breve descripción de las pruebas eléctricas finales, para tener los criterios necesarios para que un transformador se considere Aceptable.

#### **I.3.1 Tensiones de prueba a baja frecuencia en las terminales de línea para transformadores de potencia.**

Los requerimientos de prueba a baja frecuencia para transformadores de potencia, deben establecerse utilizando pruebas de tensión aplicada y tensión inducida o combinaciones de ellas.

##### **I.3.1.1 Prueba de tensión inducida con medición de descargas parciales**

Con el transformador conectado y excitado en la forma como va ha estar en servicio, se le debe realizar una prueba de tensión inducida. Los valores de descargas parciales no deben exceder 500 pC en la prueba de una hora al 150% de la tensión nominal (columna 5, tabla 18).

##### **I.3.1.2 Prueba de tensión aplicada**

Las terminales de línea de los devanados en delta y todas las terminales de los devanados en estrella en sistemas no aterrizados, deben recibir una prueba de tensión aplicada durante un minuto en los niveles indicados en la tabla 18 (columna 7).

##### **I.3.1.3 Tensión de prueba a baja frecuencia en las terminales del neutro para todos los transformadores**

Cada Terminal de neutro debe recibir una prueba de tensión aplicada de acuerdo a su nivel de aislamiento asignado a baja frecuencia.

## **I.3.2 Pruebas de impulso**

### **I.3.2.1 Pruebas de impulso por descargas atmosféricas**

Para transformadores clase I la prueba es de prototipo y para transformadores clase II la prueba es de rutina. La prueba de impulso por descarga atmosférica debe incluir: una onda reducida, 2 ondas cortadas y una onda completa. Las pruebas de impulso por descarga atmosférica sólo deben hacerse en devanados que tengan terminales fuera del tanque.

### **I.3.2.2 Pruebas de impulso por maniobra**

Para transformadores de 230 kV y mayores, se deben realizar las pruebas de impulso por maniobra y para transformadores con tensiones menores sólo cuando el cliente lo estipula.

El aislamiento de otros devanados debe ser capaz de soportar las tensiones resultantes de la aplicación del nivel de impulso por maniobra requerido en las terminales de alta tensión, aunque tales tensiones pueden exceder en otros devanados el NBAIM designado por la tabla 18.

Cuando se aplique el impulso por maniobra en las terminales de alta tensión y resulte que en otro devanado la tensión es menor que el requerimiento de NBAIM de la tabla 18, para dicho devanado, no es necesario realizar una prueba adicional para demostrar la resistencia del aislamiento.

**NOTA** - Las pruebas de impulso por maniobra en las terminales de línea de alta tensión, pueden provocar que otras terminales de línea alcancen niveles mayores o menores, dependiendo de los niveles relativos al NBAIM, de las relaciones de vueltas entre devanados y de las conexiones de prueba. Independientemente de este hecho, la tensión en las terminales de alta tensión debe controlarse y aplicarse la prueba de impulso por maniobra en las terminales de alta tensión, al nivel especificado en la tabla 18.

## **I.3.3 Pérdidas y su tolerancia**

Los valores de pérdidas debidas a la carga, en vacío y, cuando aplique, del sistema de enfriamiento deben acordarse entre el usuario y el fabricante.

Las pérdidas obtenidas por prueba de uno o varios transformadores de un lote dado, no deben exceder los siguientes porcentajes 10% de pérdidas en vacío, 6% en pérdidas totales, a menos que se indiquen otros valores. El error del equipo de medición de pérdidas debe ser de  $\pm 3\%$  como máximo.

### I.3.4 Impedancias y su tolerancia

La impedancia debe ser medida en todas las capacidades especificadas, en las conexiones de tensiones nominales.

Si no se especifica de otra manera, la impedancia debe ser de acuerdo a la especificación particular, ó en su caso se registrá conforme la especificación NMX-J-284.

La tolerancia de la impedancia debe ser como sigue:

- a) La impedancia de un transformador de dos devanados, debe tener una tolerancia de  $\pm 7,5\%$  del valor especificado.
- b) La impedancia de un transformador de tres o más devanados, debe tener una tolerancia de  $\pm 10\%$  del valor especificado.
- c) La tolerancia de la impedancia de un auto transformador debe ser del  $\pm 10\%$  del valor especificado.

#### I.3.4.1 Variación de la tensión de impedancia en las derivaciones

La variación en por ciento de la tensión de impedancia en cualquier derivación, con respecto a la de la derivación de tensión nominal, no debe ser mayor que los valores de tensión de la derivación expresada como porcentaje del valor de tensión nominal.

**NOTA** - Lo anterior no es aplicable para transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga.

### I.3.5 Relación de transformación y su tolerancia

La relación de transformación está basada en la relación de vueltas de los devanados. La relación de las tensiones está sujeta al efecto de la regulación a diferentes cargas y factores de potencia.

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga, debe ser  $\pm 0,5\%$  de las tensiones indicadas en la placa de datos para todas las derivaciones.

Si la tensión por vuelta excede de  $0,5\%$  de la tensión nominal del devanado, las tensiones de las derivaciones deben corresponder a la tensión de la vuelta más próxima.

### **I.3.6 Regulación y su tolerancia**

La regulación de un transformador se expresa en porcentaje de la tensión nominal del secundario.

La regulación calculada a un factor de potencia dado, no debe exceder en más de los 7,5% del valor especificado para transformadores de dos devanados, o del 10% para transformadores de tres devanados y auto transformadores.

La regulación debe ser determinada para la tensión, KVA y frecuencia nominales por medio de cálculos basados en la impedancia y pérdidas debidas a la carga medidas.

Los cálculos de regulación deben basarse en una temperatura de referencia igual a la elevación de temperatura promedio nominal de los devanados más 20 °C.

### **I.3.7 Polaridad, desplazamiento angular, secuencia de fases y designación de terminales**

#### **I.3.7.1 Polaridad para transformadores monofásicos**

Todos los transformadores monofásicos deben ser de polaridad substractiva.

#### **I.3.7.2 Desplazamiento angular en transformadores trifásicos**

El desplazamiento angular entre las tensiones de fase de alta y baja tensión en un transformador trifásico con conexiones delta-delta o estrella-estrella, debe ser de 0° como se muestra en los diagramas (a) y (b) de la figura 10.

El desplazamiento angular entre las tensiones de fase de alta y baja tensión en un transformador trifásico con conexiones delta-estrella o estrella-delta debe ser 30° con la baja tensión atrasada con respecto a la alta tensión, como se muestra en los diagramas (c) y (d) de la figura 10.

**NOTA** - El desplazamiento angular de un transformador polifásico, es el ángulo expresado en grados entre el vector que representa la tensión de línea a neutro o neutro virtual de alta tensión y el vector de la tensión de fase correspondiente en el lado de baja tensión.

#### **I.3.7.3 Secuencia de fases**

La secuencia de fases debe ser en orden 1, 2, 3 y en el sentido de giro contrario a las manecillas del reloj.

#### **I.3.7.4 Designación de terminales**

Los devanados de un transformador deben distinguirse uno del otro como sigue:

Para los transformadores de dos devanados, el de alta tensión se designa con la letra H y el de menor tensión con la letra X.

Para los transformadores de más de dos devanados, se designa con las letras H, X, Y y Z.

La secuencia de esta designación se determina como sigue:

El devanado de tensión más alta se designa con la letra H y los demás devanados con las letras X, Y y Z, en orden decreciente de las tensiones.

En el caso de que dos o más devanados tengan la misma tensión pero diferente capacidad, se asignan las letras en orden decreciente según la capacidad.

Las terminales del transformador deben identificarse con una letra mayúscula y un número. Ejemplo H1, H2, H3, X1, X2, X3.

La terminal de neutro en transformadores trifásicos debe identificarse con la letra propia del devanado y el número cero. Por ejemplo: H0, X0.

Una terminal de neutro que sea común a dos o más devanados de transformadores, debe ser identificada con la combinación de las letras de los devanados y con el número cero. Por ejemplo: H0X0.

Si un transformador monofásico tiene un devanado con dos terminales y una de ellas está directamente a tierra, ésta debe designarse con la letra correspondiente y el número 2.

#### **I.3.8 Nivel de ruido audible**

El nivel de ruido audible de los transformadores, medido según la NMX-J-169-ANCE, no debe exceder los valores indicados en la Norma NMX-J-284 ó especificación particular aplicable.

**TABLA 19.- Pruebas aplicables a transformadores de potencia sumergidos en líquido aislante**

Pruebas	Transformadores de potencia					
	Clase I*			Clase II*		
	P	R	O	P	R	O
1.- Características físicas de los componentes.	X			X		
2.- Elevación de temperatura promedio de los devanados. **	X			X		
3.- Tensión de aguante al impulso por rayo normalizado.	X				X	
4.- Tensión de aguante al impulso por maniobra para 230 kV y mayores.				X		
5.- Características físicas del transformador totalmente ensamblado.		X			X	
6.- Resistencia del aislamiento de los devanados.		X			X	
7.- Rigidez dieléctrica del líquido aislante.		X			X	
8.- Relación de transformación.		X			X	
9.- Resistencia óhmica de los devanados.		X			X	
10.- Polaridad y secuencia de fases.		X			X	
11.- Pérdidas en vacío al 100% y 110% de la tensión nominal.		X			X	
12.- Corriente de excitación al 100% y 110% de la tensión nominal.		X			X	
13.- Corriente de excitación a baja tensión (2,5 kV ó 10 kV).			X		X	
14.- Tensión de impedancia.		X			X	
15.- Pérdidas debidas a la carga.		X			X	
16.- Tensión aplicada.		X			X	
17.- Tensión inducida.		X			X	
18.- Hermeticidad.		X			X	
19.- Presión negativa (vacío)			X			X
20.- Prueba a circuitos de control, medición y fuerza.		X			X	
21.- Cromatografía de gases.			X		X	
22.- Factor de potencia de los aislamientos.		X			X	
23.- Resistencia del aislamiento del núcleo a tierra.			X		X	
24.- Nivel de ruido audible.			X	X		
25.- Porcentaje de humedad residual.			X		X	
26.- Medición de descargas parciales.			X		X	
27.- Cortocircuito.			X			X
28.- Tensión aplicada contra el núcleo, 2 kV, 60 Hz, 1 min.			X		X	
29.- Pérdidas, corriente de excitación e impedancia a tensión, carga o frecuencia distinta a las nominales.			X			X
30.- Elevación de temperatura promedio de los devanados a capacidades distintas de las nominales.			X			X
31.- Prueba hidrostática.			X			X
32.- Impedancia de secuencia cero.			X			X
33.- Respuesta a la frecuencia.						X
34.- Factor de potencia y capacitancia a boquillas capacitivas.		X			X	

**NOTAS -**  
 La letras en las columnas significan:  
 P = Prototipo                      R = Rutina                      O = Opcional  
 \* Para la clasificación de transformadores de potencia véase I.2.7.  
 \*\* Con análisis de cromatografía de gases antes y después de esta prueba, cuando se requiera por el cliente.

#### I.4.0 Datos Técnicos Mínimos para seleccionar un Transformador.

Para la selección de un transformador es indispensable que sea definido por el usuario o instalador, las características básicas para que el equipo funcione para las condiciones de servicio requerido.

En esta sección se detalla un ejemplo de las características básicas de un Transformador de Luz y Fuerza del Centro:

##### 1. DESCRIPCION GENERAL

1.1. TIPO:	<i>TR. DE POTENCIA TIPO SUBESTACION</i>
1.2 TEMPERATURA AMBIENTE MAX:	<i>40 °C</i>
1.3 ELEVACION DE TEMPERATURA:	<i>50 °C</i>
1.6 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO:	<i>OA / FOA1 / FOA2</i>
1.7 ALTITUD DE OPERACIÓN:	<i>2300 MSNM</i>
1.8 LIQUIDO AISLANTE:	<i>ACEITE MINERAL</i>

##### 2. CARACTERISTICAS ELECTRICAS.

2.1 POTENCIA:	<i>20 / 25 /30 MVA</i>
2.3 FASES:	<i>3</i>
2.4 FRECUENCIA:	<i>60 HZ</i>
2.2 VOLTAJES DE A. T.:	<i>89250 – 87125 – <b>85000</b> – 82875 – 80750 – 77250 – 74500 V, CON CAMBIADOR DE TAPS DE OPERACION SIN CARGA DE 7 POSICIONES (+3, -3 de 2.5% c/u DE LA TENSION NOMINAL)</i>
2.3 VOLTAJE B. T.:	<i>23000/13279 V CON CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA DE +/- 16 POS. 0.468% DEL VOLTAJE NOM. POR CADA POSICION.</i>
2.4 CONEXIÓN DE LA ALTA TENSION:	<i>DELTA</i>
2.5 CONEXIÓN DE LA BAJA TENSION:	<i>ESTRELLA</i>

**3. PESOS Y DIMENSIONES MAXIMOS** (información necesaria en caso de ser un equipo en sustitución de un existente)

3.1 ALTURA TOTAL:	7.0 m
3.2 ANCHO TOTAL:	6.0 m
3.3 FONDO TOTAL:	5.5 m
3.4 PESO TOTAL:	70.0 Ton.

**4. ACCESORIOS PRINCIPALES**

**4.1 BOQUILLAS TIPO CONDENSADOR.**

PARA ALTA TENSION (H1, H2 Y H3) DE 1250 A.

PARA LA BAJA TENSION Y NEUTRO (X0, X1, X2, X3) DE 800 A.

**4.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BOQUILLA:**

CANTIDAD	RELACION	PRECISION	LOCALIZACION
3	1200/5 RM	C-200	H1 – H2 – H3
1	300/5 RM	C-20	H2
4	1200/5 RM	C-200	X0 – X1 – X2 – X3
1	1200/5 RM	C-50	X1
1	1200/5 RM	C-20	X2

**4.3 EQUIPO DE PROTECCION CONTRA EXPLOSION E INCENDIO.**

**4.4 MOTOBOMBAS PARA EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO FOA1/FOA2:**

DE 3 HP, 3 FASES, 220/440 V

**4.5 ACCESORIOS ADICIONALES.**

LA INFORMACION SOBRE LOS ACCESORIOS ADICIONALES COMO INDICADORES DE TEMPERATURA, VALVULAS DE BLOQUEO, SOBREPRESION, INDICADORES DE FLUJO, RADIADORES, ETC., SERAN CONFORME ESPECIFICACION DE LYFC VIGENTE.

## II CONSTRUCCION Y SUS COMPONENTES

## II CONSTRUCCION Y SUS COMPONENTES

### II.1.0 PARTES COMPONENTES DEL TRANSFORMADOR

Las partes que componen un transformador son clasificados en cuatro grandes grupos los cuales comprenden:

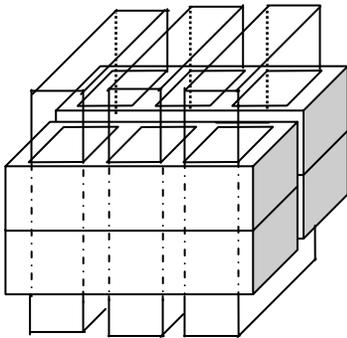
1. **Circuito magnético (Núcleo).**
2. **Circuito eléctrico (Devanados).**
3. **Sistema aislante.**
4. **Tanque y accesorios**

En los siguientes capítulos se desglosará cada uno de los 4 componentes aquí descritos, para que se tenga mas detalle de cada uno de ellos.

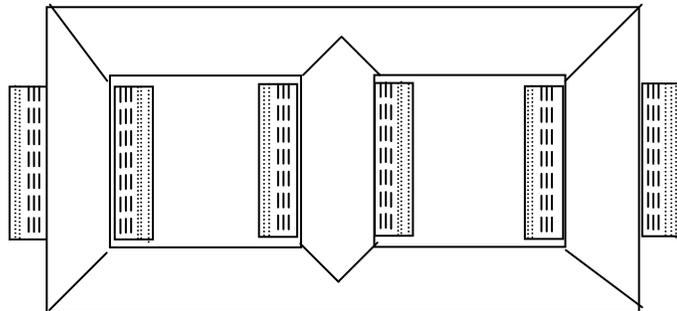
#### II.1.1 El circuito magnético.

El circuito magnético es la parte componente del transformador que servirá para conducir el flujo magnético que acoplará magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador. El circuito magnético se conoce comúnmente como **Núcleo**.

En transformadores de potencia existen dos tipos de construcción del núcleo, el **tipo columna** y el **tipo shell** (figuras No. 15 y 16).



**Fig. No. 15 Núcleo tipo Shell**



**Fig. No. 16 Núcleo tipo columna.**

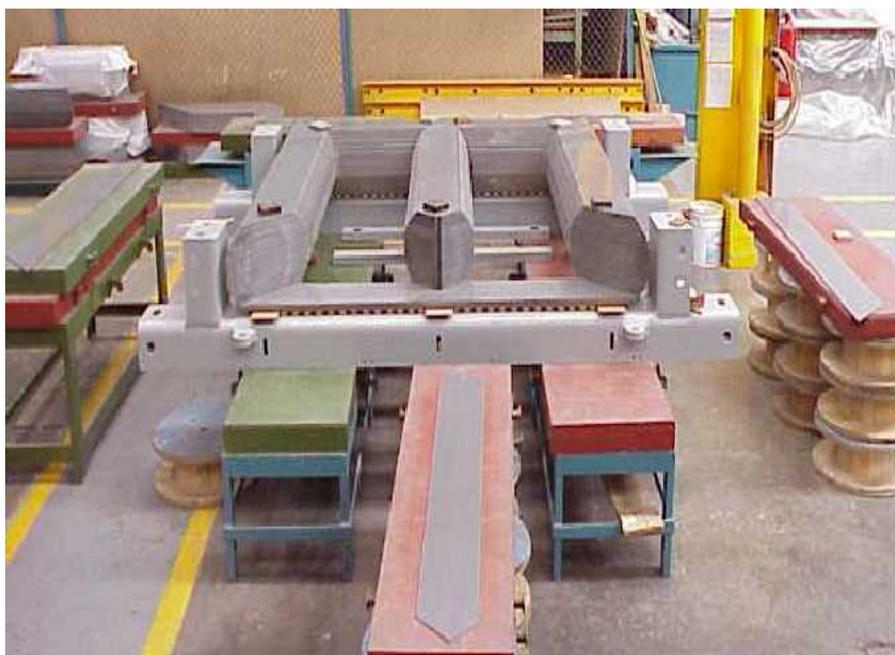
En el diseño del núcleo, se tiene en cuenta factores tan importantes como las pérdidas, vibraciones, estabilidad térmica, etc., éste núcleo se fabrica con láminas de acero al silicio de grano orientado laminadas en frío, protegidas con material aislante inorgánico resistente al aceite, con certificación del fabricante, en sus diferentes tipos M2, M3, ó M4 y en casos especiales se utiliza lámina del tipo HI-B y MZDKH fabricada con procesos que utiliza rayos láser, todos estos tipos tienen las suficientes propiedades magnéticas para la fabricación de un núcleo de excelentes características.

Para el corte transversal de la lámina o chapa magnética se utiliza una máquina de corte computarizada del tipo Hidráulico-Neumático, lo cual nos permite realizar cortes casi perfectos, ya que esto permite contar con cortes sin rebaba, las cuales propician corrientes de circulantes y repercute con pérdidas en vacío.

### II.1.1.1 Montaje de un Núcleo tipo Columna:

El montaje del núcleo se realiza apilando la lámina cortada transversalmente a 45 grados, las cuales se agrupan escalonadamente en bloques de láminas (step-lap) para la formación de columnas y yugos de sección circular (figura No.17).

El apriete se realiza mediante cinchos de un material termocontráctil con características de alta resistencia mecánica, colocados adecuadamente para lograr un núcleo lo más consistente posible y eliminar la posibilidad del aflojamiento del mismo.



**Fig. No.17 Montaje de un núcleo tipo columna con cortes a 45°**

### II.1.2 El circuito eléctrico (Devanados)

Los Devanados están hechos con conductores de cobre electrolítico de alta calidad (pletina, solera, cable transpuesto, etc.), los conductores tienen un perfecto acabado, libre de asperezas y cuyos cantos están redondeados para evitar concentración de campos eléctricos.

Los devanados o bobinados son la parte que compone los circuitos eléctricos (devanados primarios, secundarios y/o terciarios), enrollados en numerosas configuraciones: discos, capas etc. La elección de configuración y conductor tiene en cuenta una gran variedad de factores como son la economía y la garantía de pérdidas bajo carga, así como la tensión dieléctrica y mecánica.

Durante el proceso de diseño se optimiza la cantidad, tipo y localización del aislamiento. La estructura del aislamiento son prediseñados y estratégicamente localizados para conformar las distancias dieléctricas que debe existir a lo largo del devanado. El sistema de aislamiento adiciona rigidez dieléctrica y asegura que el transformador de Potencia reduzca los problemas de transitorios.

Los principales aislamientos en el devanado son el cajetín o soporte del devanado, ductos horizontales, y espaciadores todos ellos fabricados con cartón "Pressboard", y otro aislamiento es el papel Crepado el cual es utilizado como cinta para aislar terminales, este papel por su propia característica facilita su impregnado y elimina la posibilidad mecánica y eléctrica de falla en áreas críticas en el devanado.

Son diseñados y fabricados en forma cilíndrica (figura 18) para proporcionar una adecuada coordinación de los aislamientos y una óptima resistencia dieléctrica a sobre tensiones debidas a maniobras, descargas atmosféricas y las pruebas dieléctricas a que son sometidos los transformadores, además de contar con los ductos de refrigeración adecuados para que pueda circular el aceite y disipe el calor generado cuando el transformador se encuentre en operación.

Por otra parte, su forma geométrica redonda nos permite colocar las sujeciones mecánicas adecuadas para soportar los esfuerzos originados por un corto circuito.



**Fig. No. 18. Bobina de baja tensión en forma cilíndrica.**

### II.1.3 El sistema aislante

Este sistema aísla los devanados del transformador, entre ellos y a tierra, así como salidas de fase y terminales de derivaciones contra contactos o arcos a partes conectadas a tierra como tanque, herrajes del núcleo y otras estructuras metálicas.

En este tipo de transformadores, el sistema aislante se clasifica en dos grupos: **Sistema aislante sólido y sistema aislante líquido.**

**II.1.3.1 El sistema aislante sólido** lo forman: El cartón prensado (PRESSBOARD) en sus diferentes espesores, papel crepé, papel KRAFT, madera de maple, boquillas, cintas de lino, etc.

Estos materiales tienen las siguientes características:

- Habilidad para soportar los voltajes relativamente elevados encontrados en el servicio normal (esfuerzos dieléctricos). Esto incluye ondas de impulso y transitorios de switcheo.
- Habilidad para soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos (calor) los cuales acompañan a un corto circuito.
- Habilidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor (transferencia de calor).
- Habilidad para mantener las características deseadas para un periodo de vida de servicio aceptable con un mantenimiento adecuado.
- Estabilidad térmica.

**II.1.3.2 El aislamiento líquido** lo forma en este caso el aceite dieléctrico en México este aceite debe cumplir con la Norma NMX-J-123, en capítulos del mantenimiento se indicaran características básicas para determinar su condición. Este aceite dieléctrico es el que baña el conjunto interno formado las bobinas, el núcleo, los materiales aislantes sólidos así como las estructuras metálicas. Este fluido tiene tres funciones primordiales:

- Proporciona una rigidez dieléctrica confiable.
- Proporciona un enfriamiento eficiente.
- Protege al demás sistema aislante.

#### ¡ATENCIÓN!

**Recuerde que la vida de un transformador depende de la vida del aislamiento ya que un debilitamiento en cualquier componente del sistema aislante puede conducir a una falla en el transformador.**

**El aislamiento esta deteriorado cuando ha perdido una parte significativa de su dieléctrico original, características mecánicas o resistencia al impulso.**

**Por último, la continuación en el proceso de deterioración terminará en lo inevitable; una FALLA mecánica o eléctrica.**

## **II.1.4 Tanque y accesorios**

### **II.1.4.1 El tanque.**

El tanque es la parte del transformador que contiene el conjunto núcleo bobinas en su interior así como el líquido dieléctrico refrigerante (en este caso el aceite), además sirve como disipador del calor (conjunto de radiadores y ventiladores) generado por las pérdidas del transformador cuando este se encuentra en operación y como medio para colocar la serie de accesorios que requiere el equipo, dependiendo del tipo de transformador de que se trate.

### **II.1.4.2 Accesorios.**

Los accesorios son dispositivos que el transformador necesita para su correcta operación y poder monitorear el comportamiento del mismo.

A continuación se enumeran los accesorios que normalmente llevan este tipo de transformadores, así como una breve descripción de cada uno de ellos.

- Cambiador de derivaciones de operación sin carga.
- Cambiador de derivaciones de operación con carga.
- Radiadores.
- Boquillas de alta y baja tensión.
- Indicador de temperatura (con o sin contactos de alarma)
- Indicador del punto más caliente de los devanados.
- Indicador de nivel (con o sin contactos de alarma).
- Relevador Buchholz.
- Tanque de conservador.
- Ventiladores (para aire forzado).
- Motobombas para el sistema de enfriamiento FOA.
- Válvulas de bloqueo para radiadores.
- Válvulas de drene de aceite.
- Placa de datos.
- Válvula mecánica de sobre presión.
- Transformadores de corriente.
- Apartarrayos.
- Equipo Inert – air.
- Deshidratador de Sílica – Gel.
- Pasamuros para conexión de transformadores de corriente.
- Válvula para drene del aceite.
- Válvula de muestreo.
- Caja de conexiones.
- Sistema de prevención contra explosión e incendio.

NOTA. Algunos de los equipos que se enlistaron anteriormente no se encuentran contemplados en las normas de fabricación de transformadores por lo cual cuando se realiza la solicitud de cotización deberán de ser especificados.

#### **II.1.4.2.1 Cambiador de derivaciones (Cambiador de taps)**

En una línea de alimentación, los valores de tensión nunca son constantes; debido a esta situación, los transformadores son equipados con un medio que permita adaptar el transformador a los cambios de tensión de la línea de alimentación. Esto se logra por medio de un cambiador de derivaciones, que aumenta o suprime espiras (normalmente en el lado de alta tensión) para bajar o subir la tensión de salida del transformador dependiendo de los requerimientos de la carga. Siempre y cuando el cambiador se encuentre dentro del rango de voltaje de la alimentación.

Estos pueden ser de dos tipos:

- Cambiador de derivaciones sin carga.
- Cambiador de derivaciones bajo carga.

**II.1.4.2.1 Cambiador de derivaciones Sin Carga.** Este dispositivo es normalmente instalado en todos los transformadores y es útil para realizar la variación de tensión (regulación) y debe ser accionado con la interrupción del servicio (al Desconectar el equipo de la red de alimentación).

Este dispositivo es diseñado para operación de forma des-energizado operado por un mecanismo fuera del tanque del transformador (Volante), el Cambiador de Taps es fácil de operar y dar mantenimiento, solo con una rotación manual es requerida para efectuar el cambio de posición (subir o bajar tensión, para ello ver la placa de datos del equipo). Este dispositivo posee en la parte interna contactos soldados para cada una de las Fases o Bobinas lo cual permite al accionar el volante efectuar el cambio de tensión estas pueden ser de:

+ 1 posición arriba y -3 posiciones debajo de la Posición Nominal, ó +2 posiciones arriba y -2 posiciones debajo de la posición nominal, con variaciones del 2.5% de la Tensión Nominal.

**II.1.4.2 Cambiador de Derivaciones Bajo Carga.** Se usa cuando la variación de tensión (regulación) debe hacerse sin interrupción del servicio (sin desconectar el equipo de la red de alimentación).

Su construcción es más robusta y con más posiciones que un cambiador de derivaciones de operación sin carga de la misma clase de aislamiento.

Estos tipos de cambiadores pueden ser resistivos o manejados usando un reactor para su operación.

Normalmente se usan los cambiadores resistivos cuando la corriente no es muy alta (máximo 600 amperios) en caso que se requiera usar este cambiador para más corriente, es necesario el uso de un transformador serie para reducir la corriente en el cambiador.

Si se usa un cambiador tipo reactivo, se pueden manejar hasta 2500 amperios en clase 69 kv.

Su operación puede ser manual o automática ya sea cambiador resistivo o reactivo.

En este transformador, se usa un cambiador de +/- 16 posiciones más la posición nominal, lo cual nos da un total de 33 posiciones, 1500 amperios máximos de operación y clase 25 kV con 150 kV de nivel básico de impulso, este, adicional al cambiador de derivaciones de operación sin carga de 7 posiciones.

**Es importante aclarar que existen cambiadores resistivos de corrientes mayores a los 600 amperios, sin embargo el costo es alto comparado con los del tipo reactivo.**

Para ambos tipos de cambiadores, su operación puede ser manual o automática, aunque normalmente es automática.

El cambiador de derivaciones bajo carga requiere de accesorios adicionales para su funcionamiento más eficiente y confiable, los cuales son:

1. Mando a motor.
2. Regulador automático de voltaje.
3. Transformadores de corriente y de potencial para censar la corriente y el voltaje.
4. Válvula mecánica de operación en caso de sobre presión en el tanque del cambiador.
5. Relevador de sobre presión súbita.
6. Diafragma para operación del equipo de protección contra explosión e incendio.
7. Indicador de posiciones remoto.
8. Depósito de silica-gel para respiración de la cámara del cambiador.

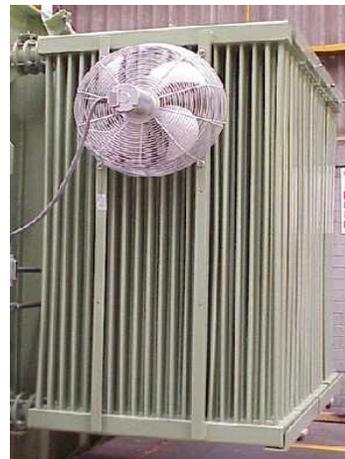


**Fig. No.19 Cambiador de derivaciones para operación bajo carga para B.T. tipo Inductivo (Reactivo).**

#### **II.1.4.2.3 Radiadores**

Los radiadores son una parte fundamental del transformador dado que por medio de estos y con ayuda del aceite, se disipa el calor generado por las pérdidas en el transformador. El número y dimensiones de estos se calcula de acuerdo con las pérdidas a disipar.

Los radiadores pueden ser de tipo tubular o tipo oblea, como lo muestra la figura No. 20



**Fig. No.20 Radiador de tipo oblea (a) y de tipo tubular (b).**

#### II.1.4.2.4 Ventiladores

Para atender a potencias superiores durante horas de carga pico y periodos de emergencia, sin rebasar los límites de elevación de temperatura en el aceite y en los devanados, el transformador se equipa con ventiladores. Por la acción del flujo de aire forzado, se obtiene una mejoría en el enfriamiento del aceite – aire, lo que permite disipar pérdidas mayores y consecuentemente operar en regímenes con potencias mayores a la potencia que suministra un transformador con enfriamiento natural.

Con los ventiladores actuando sobre los radiadores, son posibles los siguientes métodos de refrigeración

- |           |   |   |
|-----------|---|---|
| OA/FA     | - | Autoenfriado, y enfriado por aire forzado.                    |
| OA/FA/FOA | - | Autoenfriado, enfriado por aire forzado y por aceite forzado. |
| FOA       | - | Enfriado con aceite forzado y enfriadores con aire forzado.   |

Verifique la placa de datos en donde se encuentran las capacidades y el tipo de enfriamiento del transformador.

La operación de los ventiladores puede ser controlada automáticamente, con ayuda de sensores de temperatura con microswitchs o en forma manual (figura 21).



**Fig. No.21. Ventilador normalmente utilizado para transformadores enfriados por aire forzado, colocado en la parte lateral superior de un radiador.**

#### II.1.4.2.5 Motobombas para sistema de enfriamiento usando aceite forzado.

Dentro de los sistemas de enfriamiento en transformadores, también se utiliza el sistema OA/FA1/FA2, en el cual el transformador posee tres regímenes de trabajo, el primero utiliza solo el enfriamiento natural por convección del aceite, el segundo utilizando aire forzado que enfría los radiadores con un primer grupo de moto ventiladores como mencionados anteriormente, pero también con ayuda de una motobomba que hace circular el aceite a través de los radiadores, los cuales son enfriados por los moto ventiladores y el tercero, usa otro grupo de moto ventiladores así como otra motobomba que hace la misma operación del segundo régimen de trabajo. Los grupos de moto ventiladores y motobombas, son controlados por medio de sensores de temperatura que son instalados en el transformador.

En el tercer régimen de operación, se encuentran trabajando todos los grupos de moto ventiladores y de las motobombas.

En la figura No. 22 se muestra una motobomba usada para este sistema de enfriamiento, mostrando su indicador de flujo del aceite.



**Fig. No. 22. Motobomba para el sistema de enfriamiento FOA1/FOA2 con su indicador de flujo**

#### II.1.4.2.6 Válvulas de bloqueo para radiadores

Se colocan entre la pared del tanque principal en la parte superior e inferior (normalmente soldadas) y el cabezal superior e inferior del radiador, con la finalidad de que sea embarcada sin radiadores, solo baste con cerrar las válvulas de bloqueo y sellar tanto los radiadores como las válvulas. Además, cuando se requiera realizar un mantenimiento en los radiadores en el cual sea necesario retirar el radiador del tanque, solo se bloquean las válvulas, se retira el aceite del radiador y se separa del tanque principal.

La figura 23 nos muestra a detalle el tipo de válvula de bloqueo que se utiliza para este fin.



**Fig. No. 23. Detalle de una válvula de bloqueo utilizada en transformadores de potencia.**

#### II.1.4.2.7 Boquillas de alta y baja tensión

Las boquillas o bushings son dispositivos que se utilizan para sacar las terminales del primario y del secundario del interior del transformador hacia el exterior. De acuerdo a la clase de aislamiento y potencia del transformador se utilizan boquillas del tipo sólido con o sin condensador (en aceite o en resina).



**Fig. No.24. Boquilla tipo condensador clase 115 kV.**

### II.1.4.2.8 Indicador de temperatura con contactos de alarma

El indicador de temperatura del líquido es montado en el tanque del transformador a una altura hombre. El ensamble utiliza un calibrador conectado a un bulbo a través de un tubo capilar. El bulbo del termómetro es montado en una campana o termopozo en la parte mas caliente del aceite en la parte superior del tanque. Dos switches (microinterruptores) son provistos en el instrumento para la operación de circuitos auxiliares y alarmas.

La campana o termopozo es hermética al líquido, permitiendo de esta manera, retirar al termómetro sin bajar el nivel del líquido o romper el sello del transformador.

La calibración de la carátula esta hecha en °C con una aguja blanca o amarilla para indicar la temperatura del líquido y una aguja roja (o de arrastre), para indicar la máxima temperatura que ha sido alcanzada en el líquido desde el último ajuste.

La aguja roja es “arrastrada” por la aguja indicadora y aún cuando la temperatura disminuya y se mueva la aguja indicadora, la de arrastre ya no se mueve, quedando como testigo de la temperatura máxima alcanzada y solo se moverá cuando se ajuste manualmente por la persona encargada de vigilar el transformador. Indicadores similares a los de la figura No. 25, son los utilizados en los transformadores.



**Fig. No.25. Vista frontal de un indicador de temperatura con contactos de alarma.**

### II.1.4.2.9 Indicador del punto más caliente de los devanados

El indicador de temperatura de los devanados es un ensamble que utiliza una carátula, calibrada en grados centígrados, conectado a un bulbo, por un tubo capilar. El indicador es localizado en la pared del tanque a la altura hombre para su lectura conveniente.

Este aparato indica la temperatura de los devanados utiliza una resistencia calefactora colocada alrededor de un bulbo sensor de temperatura colocados dentro de un termopozo sumergido en el aceite, localizado en la parte mas caliente del aceite cerca de la parte alta del tanque del transformador.

La resistencia calefactora está diseñada para elevar la temperatura de la sonda sensora a un valor cercano al alcanzado por el punto caliente del devanado, cuando la resistencia calefactora es conectada al secundario, un transformador de corriente cuyo primario se encuentra normalmente colocado en una de las salidas de la baja tensión, siendo normalmente X2.

La Corriente suministrada a la resistencia calefactora por el transformador de corriente, es proporcional a la corriente de carga. Esto adiciona un incremento de la temperatura en el bulbo del termómetro el cual es igual al incremento de la temperatura de los devanados (hot spot). Por lo que este instrumento indica la temperatura del Hot-Spot.

Debido a lo anterior, este instrumento tiene un tiempo de respuesta más rápido que el indicador de la temperatura del aceite.

Tres o cuatro mirointerruptores son proporcionados en el instrumento con la facilidad de calibrarse a diferentes temperaturas para poder ser utilizados en circuitos de arranque de sistemas de enfriamiento, alarma o disparo.



**Fig. No. 26 Indicador del punto más caliente de los devanados con contactos de alarma**

#### II.1.4.2.10 Indicador de nivel

Este accesorio se utiliza para indicar el nivel del líquido dieléctrico, en el tanque principal del transformador y en los compartimentos asociados.

Consiste de un brazo flotante y magnético por el lado donde se encuentra el líquido y un segundo magneto en la carátula indicadora (en la parte exterior). La aguja indicadora se moverá cada vez que el líquido este en o abajo del nivel a 25 °C.

Posee un microswitchs normalmente cerrado y otro normalmente abierto. Una leva montada en la flecha indicadora opera los microswitchs cuando la aguja caiga en la marca de "LOW" en la carátula. Cuando en nivel del líquido aumenta la aguja indica el cambio, pero el microswitchs no liberara la operación del micro hasta que el punto haya alcanzado de 5 a 10 grados arriba de la marca "LOW" (ver figura No.27).



**Figura No.27. Indicador de nivel con contactos de alarma.**

Para transformadores con Sistema Cops, el indicador de nivel de aceite, se encuentra colocado en el tanque conservador del transformador y es un indicador especial ya que debe de estar en concordancia con la bolsa de neopreno que va dentro del tanque conservador.

#### II.1.4.2.11 Relevador Buchholz

La acción del Buchholz esta basada en el hecho de que cualquier accidente que sobrevenga a un transformador, esta precedido de una serie de fenómenos, sin gravedad, a veces imperceptibles pero que, a la larga conducen al deterioro del equipo. Por lo tanto, bastará con detectar los primeros síntomas de la perturbación y avisar al hecho mediante una señal acústica u óptica; no es necesario en este caso, poner el transformador inmediatamente fuera de servicio, sino tener en cuenta la circunstancia y desacoplar el transformador cuando lo permitan las condiciones del uso del equipo.

Como puede apreciarse, el relevador es un aparato compacto de poco volumen y de fácil montaje, provisto generalmente de bridas de empalme de entrada y salida, que permiten montarlo en serie sobre la tubería que une el transformador con el tanque conservador del aceite.

Lleva dos flotadores, uno de alarma y otro de desconexión y un receptáculo de captación de los gases contenidos en el aceite, una pequeña mirilla situada en el receptáculo permite examinar el gas y juzgar la naturaleza del efecto, por el color y la cantidad de este gas.

Una válvula de purga permite recoger el gas acumulado como el elemento de juicio de la importancia del defecto y su eventual agravación; la cantidad de gas recogido en un tiempo dado, es función de estos dos factores.



**Fig. No 28. Relevador Buchholz, Vista Interior y Exterior.**

La posición del flotador de alarma depende del nivel de aceite en el receptáculo, siendo este nivel, en función, de la presión de los gases (burbujas) que contiene el aceite. En cuanto al flotador de desconexión, su posición depende de la velocidad del caudal de aceite y de gas que circulan desde el transformador al depósito conservador.

Para una determinada posición de los flotadores, previamente fijada, se calibran los contactos, uno para cada flotador para asegurar la activación de la alarma y de la protección. En la tapa del aparato se fijan los bornes de conexión resguardados por una tapa de protección contra los agentes atmosféricos.

## Funcionamiento

El receptáculo normalmente lleno de aceite, contiene dos flotadores móviles alrededor de ejes fijos. Si, a consecuencia de un defecto poco importante, se introducen pequeñas burbujas de gas, estas se elevan en el tanque principal del transformador y se dirigen hacia al tanque conservador de aceite. Siendo captadas por el aparato y almacenadas en el receptáculo, donde el nivel de aceite baja progresivamente a medida que las burbujas llenan el espacio superior del receptáculo.

Como consecuencia, el flotador superior se inclina y cuando la cantidad de gas es suficiente cierra sus contactos que alimenta el circuito de alarma.



### II.1.4.2.12 Tanque conservador

Este accesorio es un depósito de expansión de lámina de acero, normalmente de forma cilíndrica o rectangular, soportado en la estructura del tanque principal por encima del nivel de la tapa.

Este tanque se dimensiona para contener aproximadamente un 10% del volumen total del aceite del transformador, con lo que hace frente sin problema alguno a la variación del nivel del aceite debido a las dilataciones o contracciones, por variaciones de cargas.

Las funciones que cumplen este accesorio son las siguientes:

- **Mantener constante el nivel del aceite.** En efecto, el aislamiento interno del transformador se establece teniendo en cuenta la presencia del aceite aislante. Por consiguiente, resulta esencial que el tanque principal del transformador esté siempre lleno de aceite, a pesar de la dilatación o de la contracción del volumen de aceite en función de las variaciones de temperatura; esta dilatación o contracción quedan absorbidas en el depósito conservador, de tal forma que el nivel del aceite en el interior del tanque principal, siempre permanezca constante.
- **Mantener el tanque principal a una presión positiva.** El hecho de mantener un depósito con una cierta cantidad de un líquido a una cierta altura y unido a otro depósito colocado en la parte inferior por medio de un tubo (o una manguera) el depósito colocado en la parte superior provocará una presión positiva en el depósito de la parte inferior. Esta es la función del tanque conservador sobre el tanque principal que siempre se mantendrá a presión positiva y evitará que penetre humedad en el tanque donde se encuentra el conjunto núcleo-bobinas con todos sus aislamientos.

Actualmente se tienen tres modalidades que se usan con el tanque conservador:

- Utilización del tanque conservador con respiración utilizando un depósito del silica – gel.
- Utilización del tanque conservador con cámara presurizada con nitrógeno, utilizando un equipo de regulación de presión automático.
- Utilización del tanque conservador con bolsa de neopreno (Sistema Cops).

En el **primer sistema**, la cámara que queda sin aceite en el tanque conservador está a la presión atmosférica y en contacto con el medio ambiente por medio del deshidratador de silica – gel que será el conducto regulador de los cambios que ocurran en la cámara del tanque conservador, provocados por los cambios de carga en el transformador. Esta regulación se efectúa jalando o expulsando aire a través del deshidratador de silica – gel. De esta manera, la única parte que se encuentra en contacto con la atmósfera es la cámara del tanque conservador y no el aceite del tanque principal.

El **segundo sistema**, la cámara que queda sin aceite se llena con gas nitrógeno de tal manera que el sistema queda completamente aislado de la atmósfera. Normalmente se utiliza para la regulación de la presión en la cámara un equipo Inert – air.

El **tercer sistema** utiliza una bolsa de hule sintético, con una composición química especial, la cual no se deteriora al contacto con el aceite aislante, se coloca en el interior del tanque conservador sirviendo de barrera entre el aceite del tanque conservador y la atmósfera. En este caso el interior de la bolsa es la que se encuentra en contacto con la atmósfera por medio de un sistema de secado como es el depósito de silica – gel. Este es el sistema de preservación con que cuenta este transformador.

**Nota.**

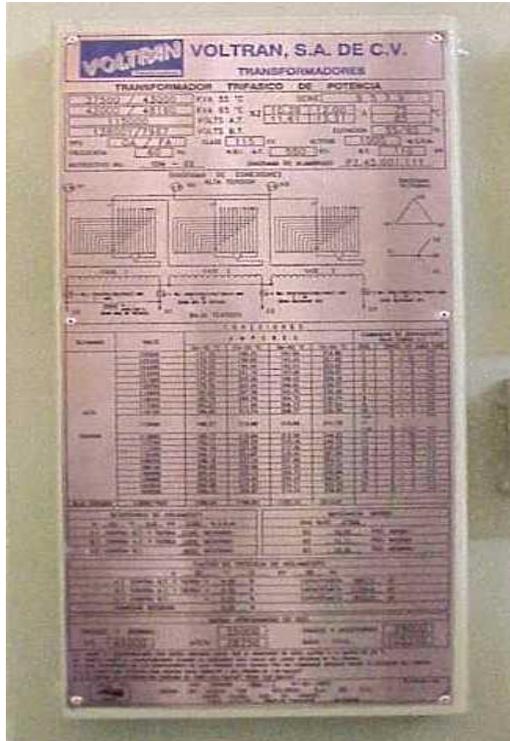
El tanque conservador se encuentra acoplado al tanque principal por medio de una tubería en la cual se encuentra montado el relé Buchholz con su válvula de bloqueo (figura 29).



**Fig. No.29. Tanque conservador clásico.**

### II.1.4.2.13 Placa de datos

La placa de datos consiste de una lámina de acero inoxidable en la cual se encuentran registrados todos los datos del transformador: Capacidad, Voltajes A.T. y B.T., Tipo de Enfriamiento, Impedancias (%Z), Elevación de Temperatura, Relación de Transformación, No. de Serie, Fecha de Fabricación, etc.). Ver figura 30.



**Fig. No.30. Placa de datos de un transformador de potencia.**

### II.1.4.2.14 Válvula mecánica de sobre presión

Este accesorio se monta en la cubierta del transformador, y esta diseñado para liberar presiones peligrosas las cuales se pueden generar dentro del tanque del transformador. Cuando una presión determinada es excedida, una reacción de presión levanta el diafragma y desahoga el tanque del transformador.

La presión anormal seguida de un arco, es a menudo suficiente para romper el tanque, si no se instala una válvula de sobre presión. Se suministran con contactos y sin contactos para mandar normalmente señales de disparo.

En la actualidad se encuentran válvulas con una protección especial para poder dirigir el aceite que se pueda derramar cuando una válvula opera por sobre presión, este dispositivo “SHIELD”, posee un agujero de 4 pulgadas en el cual se puede acoplar un tubo de PVC ó metálico, el cual dirigirá el aceite en la dirección deseada.

En la figura 31 podemos observar una válvula de sobre presión con sus principales partes, así como su dispositivo de protección para derrames de aceite.



**Fig. No. 31. Válvula mecánica de sobre presión**

#### **II.1.4.2.15 Transformadores de corriente**

Los transformadores de corriente de Multirelación son usados como suministros de corriente para relevadores e instrumentos de medición. Los transformadores de corriente son sujetos por abrazaderas en la tapa del tanque del transformador y es utilizada la Terminal de la boquilla como devanado primario. Otra configuración de montaje tal como en el interior del transformador en el bus de la boquilla ó también son utilizados en la porción externa de la boquilla. Los rangos de relación de corriente, son conforme a las especificaciones propias del Cliente, Normas Nacionales y/o Internacionales.

Los Transformadores de corriente en rangos de multirrelación se encuentran disponibles hasta 5000 A, para rangos mayores de 5000 A son de relación Única.



**Fig. No.32. Transformador de corriente tipo Bushing.**

**IMPORTANTE.**

El circuito secundario de un transformador de corriente no debe de abrirse nunca mientras circula corriente por el primario; en este caso deberá se originará una tensión elevada en el devanado secundario que presentará sin duda alguna un peligro para el aislamiento y para el personal; además, el transformador podría quedar con una imanación permanente al restablecer el circuito con los correspondientes errores en la relación y ángulo de fase.

El circuito secundario debe de estar efectivamente conectado a tierra en un punto.

Es conveniente desmagnetizar cuidadosamente un transformador de corriente, cuyo circuito secundario ha sido accidentalmente abierto.

**II.1.4.2.16 Apartarrayos**

Los apartarrayos son los dispositivos empleados para la protección de un transformador conectados en las salidas del secundario o del primario, previniendo al equipo de transitorios originados por descargas atmosféricas (rayos directos o indirectos) o perturbaciones en la red originadas por ondas viajeras que emiten las maniobras de conexión y desconexión de equipos.

Pueden encontrarse fabricados de porcelana ó de plástico.

En la figura 24 se observa un apartarrayos para conectarse a una línea en 115 kV y otro para 15kV.



**Fig. No.33 Apartarrayos para protección de transformadores de potencia.**

#### II.1.4.2.17 Equipo Inert – air

Este dispositivo se utiliza cuando:

Las unidades son embarcadas sin aceite y sirven para presurizar el tanque del transformador a una presión positiva; la cual, con ayuda de un cilindro de nitrógeno dota al transformador de un sistema automático que evita la entrada de oxígeno, humedad y otros gases que podrían afectarlo.

Cuando se usa el método de preservación de aceite por el método de la “cámara de nitrógeno”, que consiste en sustituir el Aire desde el principio por Nitrógeno y asegurar que cuando necesita haber absorción para prevenir un vacío excesivo, esta sea de Nitrógeno.

Cuando ocurre un incremento de Presión en el Interior del Transformador se expulsa el Nitrógeno a través de una válvula reguladora. Además posee una serie de contactos de protección y de alarma. Ver figura 34.



**Fig. No. 34. Partes componentes de un equipo Inert – air.**

#### II.1.4.2.18 Deshidratador de Silica – Gel

El deshidratador de Silica – Gel está diseñado para eliminar la humedad e impurezas del aire introducido al transformador. Este consiste de un contenedor de Silica – Gel, un filtro con un pequeño depósito de aceite y un tubo para conectar al deshidratador al tanque conservador (figura 35).



**Fig. No. 35. Vista general de un deshidratador de Silica – Gel.**

#### II.1.4.19 Pasamuros

Los pasamuros son un dispositivo de un material a base de una resina epóxica especial y sirven para pasar las terminales de los secundarios de los transformadores de corriente colocados en el interior del tanque del transformador principal hacia el exterior del mismo (figura 36).



**Fig. No 36. Pasamuros de resina epóxica.**

### II.1.4.20 Válvula de drene de aceite y Válvula de muestreo

La Válvula de Drene, sirve para efectuar el drenado total del aceite del transformador en su parte inferior, ver la figura No.37. Y la Válvula de Muestreo, (la cual esta normalmente instalada en la misma Válvula de Drene), se utiliza para sacar muestras de aceite y ser estudiadas para hacer un dictamen del estado del aceite, (Pruebas Físico-Químicas), véase figura 38.



**Fig. No.37. Válvula para drenado del aceite. Fig. No. 38. Válvula para el muestreo.**

### II.1.4.2.21 Caja de conexiones

La Caja de Conexiones es la parte en donde llegan las terminales de los Microswitchs de los accesorios como: Indicadores de Temperatura, Indicadores de Nivel, Indicadores de Hot-Spot de los devanados, Relevador de Buchholz, Secundarios de los Transformadores de Corriente, Termointerruptores y Relevadores del Sistema de Ventiladores, Interruptores de Alimentación del 440-220-127 Volts. Una Resistencia Calefactora asegura el calentamiento de la caja para evitar condensaciones de humedad dentro de la misma.

Este accesorio es un parte fundamental en el control y protección del transformador.



**Fig. No.39. Caja de conexiones.**

#### **II.1.4.2.22 Sistema de Prevención contra Explosión e Incendio.**

Este sistema protege de los riesgos de explosión e incendios al tanque principal del transformador, al cambiador de derivaciones bajo carga y en ocasiones a las boquillas (dependiendo del tipo de estas, así como de su sistema de sujeción).

Los transformadores de potencia contienen una gran cantidad de material combustible (aislamientos de cartón y papel así como de aceite mineral), que puede propagar el fuego a instalaciones adyacentes.

La explosión e incendio de un transformador en la gran mayoría de las veces son el resultado de una falla del aislamiento, provocado por sobrecargas, cortos circuitos, sobre tensiones transitorias por maniobra o por descargas atmosféricas, deterioro gradual del aislamiento, fallas en boquillas, etc..

La energía que resulta del arqueo que sigue de una falla del aislante crea un rápido aumento de temperatura y presión, suficientes para dañar considerablemente la tapa del transformador y el tanque. Una cantidad considerable de aceite en llamas puede ser derramada en una gran área y eventualmente es seguido por un intenso incendio. Por esta razón, el sistema de prevención de explosión e incendio en transformadores protege al transformador de una explosión, evitando que se inicie el incendio.

**Prevención de Explosión e incendio.** Para evitar la explosión del transformador, la prevención de explosión e incendio se apoya en dos señales rápidas emitidas por el interruptor del transformador y la indicación de alta presión.

Cuando se reciben las dos señales requeridas, se inicia la operación del sistema:

**Prevención de la explosión,** por la apertura en menos de 0.2 segundos de una válvula de despresurización rápida para desalojar la presión interior y evitar la explosión del transformador y el equipo. El tanque conservador es entonces aislado por la Válvula de cierre y el aceite es parcialmente drenado del tanque principal hasta 20 cm por debajo de la tapa superior.

**Parar la generación de hidrógeno y evacuar gases explosivos,** mediante la inyección de una gran cantidad de nitrógeno en la base del transformador, en el recipiente del cambiador de derivaciones bajo carga, por un período de 45 minutos, para limitar los daños en las partes sobrecalentadas afectadas por el corto circuito, transmitiendo la energía al aceite dieléctrico y aprovechando el sistema de radiadores.

**Respaldo de extinción de fuego para transformador y cambiador de derivaciones bajo carga.**

Si el interruptor del transformador no abre o si el sensor de presión esta defectuoso durante el incidente, el sistema de prevención de explosión e incendio es apoyado por un sistema convencional de extinción mediante inyección de nitrógeno llamado “Drenar y Agitar”.

En esta fase el sistema se actúa mediante 2 señales, distintas a las señales del sistema de prevención: Detector de fuego en conjunto con una de las diversas protecciones eléctricas (falla a tierra, protección diferencial, sobre corriente o Buchholz).

Los detectores del tanque del transformador y del cambiador de derivaciones baja carga serán unidos para incrementar el área de detección de fuego para cualquier origen del mismo.

Existe literatura especializada sobre el sistema que este transformador esta utilizando, la cual será entregada junto con toda esta información.



**Fig. No.40. Vista general de la conexión de sistema de prevención contra explosión e incendio.**

## II.1.5 Normas y Especificaciones Aplicables.

### II.1.5.1 NORMAS NACIONALES

NMX J-109-1977	Transformadores de corriente.
NMX J-123-1982	Aceite aislante no Inhibido para transformadores.
NMX J-284-1990	Productos Eléctricos-Transformadores de Potencia.
NMX J-169-1987	Productos Eléctricos - Transformadores y Auto transformadores de distribución y de Potencia Métodos de Prueba.
NMX J-153-1972	Clasificación de materiales aislantes
NMX J-271-1980	Técnicas de pruebas de alta tensión.
NMX J-335-1978	Medición de descargas parciales.
NMX J-409-1982	Guía de carga de transformadores de Distribución y de Potencia sumergidos en aceite.
NMX J-410-1982	Guía para instalación y mantenimiento de transformadores sumergidos en aceite.

### II.1.5.2 NORMAS INTERNACIONALES

IEEE C57.12.00-1993	Standard General Requirements for Liquid-Immerse Distribution, Power and Regulating Transformers.
IEEE C57.12.11-1980	Guide for Installation of Oil-Immersed Transformers (19 MVA and Large, 69-287 kV Rating) (ANSI).
IEEE C57.13-1993	Standard Requirements for Instrument Transformers.
IEEE C57.19.00-1991	Standard General Requirements and Test Procedure for Outdoor Power Apparatus Bushings (ANSI).

IEEE C57.19.01-1991	Standard Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings (ANSI).
IEEE C57.92-1981	Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Power Transformers up to and Including 100 MVA with 55°C o 65°C Average Winding Rise (ANSI) ( Reaff 1991).
IEEE C57.98-1986	Guide for Transformer Impulse Test (ANSI) (Reaff1992).
IEEE C57.12.80-1978	Standard Terminology for Power and Distribution Transformers (ANSI) (Raff 1992).
IEEE C57.12.90-1993	Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers and Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformers (ANSI).
IEEE C57.113-1991	Guide for Partial Discharger Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors.
IEC 76-1: 1993	Power Transformers-Part 1 : General.
IEC 76-2: 1993	Power Transformers-Part 2: Temperature rise.
IEC 76-3: 1980	Power Transformers-Part 3: Insulation Levels and Dielectric Test.
IEC 76-3.1 1987	Power Transformers-Part 3: Insulation Levels and Dielectric Test. External Clearances in Air.
IEC 76-5: 1976	Power Transformers-Part 5: Ability to Withstand Short Circuit.
IEC 137: 1985	Insulated Bushings for Alternating Voltages Above 1000 volts.
IEC 354: 1991	Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers.
IEC 270: 1981	Partial Discharge Measurements.

### **II.1.5.3 ESPECIFICACIONES PARTICULARES NACIONALES**

#### **II.1.5.3.1 COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD**

- K-0000-06 Transformadores de potencia de 10 MVAs y mayores.
- K-0000-13 Transformadores de potencia para subestaciones de distribución.
- L-000032 Manuales Técnicos.
- MPSEO-19 Recepción, almacenamiento y montaje de transformadores de potencia.
- D8500-01 Guía para la selección y aplicación de recubrimientos Anticorrosivos.

#### **II.1.5.3.2 PETROLEOS MEXICANOS**

- NORMA No. 2.251.01 Transformadores de distribución y de potencia.
- NORMA No. 2.227.03 Pruebas de aislamiento en campo de equipo eléctrico.

#### **II.1.5.3.3 LUZ Y FUERZA DEL CENTRO**

- ESPEC. LFC-ING-039 Transformadores y autotransformadores de potencia de 5 hasta 300 MVA
- ESPEC. LFC-ING-072 Especificaciones de transformadores de potencia, trifásicos, de 30 MVA. 85/23- 13.2 kV

### III. EMBARQUE Y ALMACENAMIENTO

### III. EMBARQUE Y ALMACENAMIENTO.

#### III.1.0 Embarque de Transformadores de Potencia

**III.1.1 Desensamble del Transformador, e inspección.** Una vez que el transformador ha sido sometido y aprobado sus ensayos finales en laboratorio, este se encuentra ensamblado en su totalidad conteniendo por lo regular los siguientes accesorios:

1. Tanque conservador con tubería, soportes y demás accesorios.
2. Boquilla de alta tensión.
3. Boquillas de baja tensión.
4. Accesorios de control (termómetros, indicadores de nivel de aceite, de flujo, relevador Buchholz, Válvula de sobrepresión mecánica, equipo Inert-Air, etc.).
5. Bancos de radiadores con sus grupos de bombas y ventiladores.
6. Bases para apartarrayos.
7. Equipo de prevención contra explosión e incendio.
8. Cambiador de derivaciones bajo carga, con mandos mecánicos y eléctricos.

En la gran mayoría de los casos por problemas de dimensiones y para garantizar una buena operación de los accesorios, estos viajan por separado, por lo que se realiza un desensamble de la mayoría de estos.

Para fines de inspección interna en el transformador y verificar que todos sus elementos se encuentren en buen estado, se lleva a cabo el retiro total su aceite.

Los trabajos más relevantes en la revisión interna son:

1. Operación correcta de válvulas de bloqueo en radiadores.
2. Apriete en gatos de bobinas.
3. Apriete en sujeción, parte viva tanque.
4. Operación correcta del cambiador de derivaciones y apriete en sus contactos fijos y móviles.
5. Sujeción correcta en transformadores de corriente.
6. Limpieza del conjunto núcleo-bobinas y paredes del tanque.
7. Apriete correcto de toda la tornillería del conjunto núcleo-bobinas.
8. Resistencias de aislamiento y prueba de potencial aplicado al núcleo.
9. Fondo del tanque libre de aceite. Etc.

Una vez que se finaliza con la inspección interna, el transformador es sellado perfectamente, colocando bridas o tapas ciegas donde se alojan sus accesorios, que viajan por separado y es sometido a un proceso de vacío para retirar la humedad adquirida durante la inspección interna, este proceso tiene una duración aproximada de 12 a 24 hrs. Posteriormente se rompe el vacío en el interior, aplicando 5 PSI de nitrógeno alta pureza con un porcentaje mínimo de 99.9988% o de aire extraseco dejándose reposar como mínimo 24 horas para poder verificar el % de humedad residual con que se embarca el transformador.

**Tabla 20.- Rango de por ciento de humedad (% HR), para el embarque de los Transformadores sin aceite.**

CLASE DE AISLAMIENTOS	% HR	
	MÍNIMO	MAXIMO
69 a 85 KV	0.30	0.40
115 a 151 KV	0.25	0.30
230 a 400 KV	0.20	0.15

En este momento el transformador se encuentra listo para embarque.

Cuando el cliente lo requiera debe incluirse un equipo de nitrógeno o aire seco, incluyendo tanque, válvulas y demás accesorios para mantener a una presión constante el gas en el interior del tanque, de tal modo que llegue al sitio con presión positiva.

NOTA: En ningún momento los transformadores deben transportarse con presión negativa.

Uno de los aspectos más importantes para garantizar una buena operación de los transformadores, es el manejo adecuado durante las maniobras de embarque, transporte, desembarque e instalación.

Cada equipo de transformador cuenta con aditamentos para maniobras, integrados en el cuerpo del tanque. Nunca se deben apoyar, sujetar, levantar o arrastrar el transformador por las boquillas, radiadores o algún otro accesorio que no sea alguno de los descritos a continuación:

### **III.1.2 Aditamentos para Izaje, sujeción y palanqueo.**

#### **III.1.2.1 Orejas de izaje**

Estos aditamentos son utilizados para levantar al transformador mediante una grúa, están ubicados en las paredes largas del tanque y próximas a la tapa del transformador.

Estas orejas son de capacidad suficiente para soportar el peso del transformador totalmente armado. Para su fácil identificación se coloca cerca de éstas un dibujo de un gancho.

### III.1.2.2 Orejas para embarque

Estos aditamentos son utilizados para sujetar el transformador a la plataforma del transporte al momento de su embarque, para su fácil identificación se coloca cerca de éstas un dibujo de una cadena.

### III.1.2.3 Soportes para gatos

Este accesorio es colocado en cuatro extremos inferiores al tanque, con la finalidad de realizar maniobras de carga y descarga a través de gatos hidráulicos, al lado de éste aparece una figura que lo identifica.

NOTA: Cuando sea necesario el uso de cualquiera de estos accesorios es necesario colocar protecciones, con el fin de no dañar la pintura que los protege, estas protecciones pueden ser hules o cartones.

### III.1.3 Embarque del Transformador

En el embarque de un transformador se toman en cuenta las limitaciones físicas, tales como: puentes, líneas de transmisión, capacidad de carga del transporte, etc.

El método de embarque más aconsejable es generalmente aquel en el cual el movimiento es paralelo al núcleo, debido a que la dimensión perpendicular a este es la menor, requiriéndose claros menores en el transporte y además el conjunto núcleo-bobinas está mecánicamente soportado en los extremos del tanque y por lo tanto el esfuerzo a que es sometido es menor, como lo muestra la figura 41.

En casos especiales se recomienda colocar topes en la plataforma para que de esta manera se eviten posibles desplazamientos del transformador.

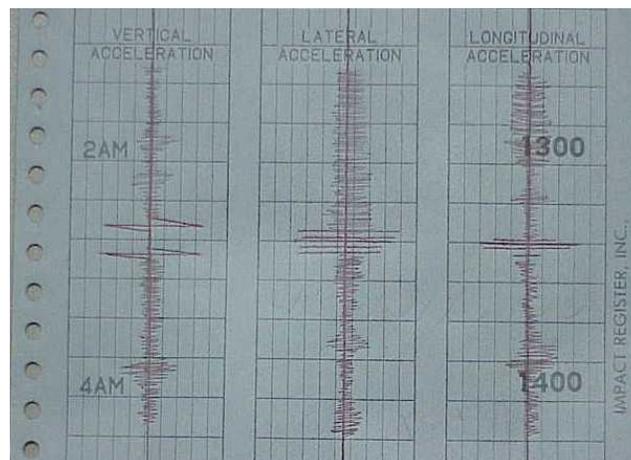


**Fig. No. 41 Embarque de transformadores**

En transformadores que pasan de 10 toneladas de peso, y que tienen una longitud mayor de 4 m y para cargas donde el centro de gravedad está apartado del centro del equipo, la posición del centro de gravedad se debe imprimir en color rojo en ambos lados del transformador.

### III.1.4 Detector de impactos.

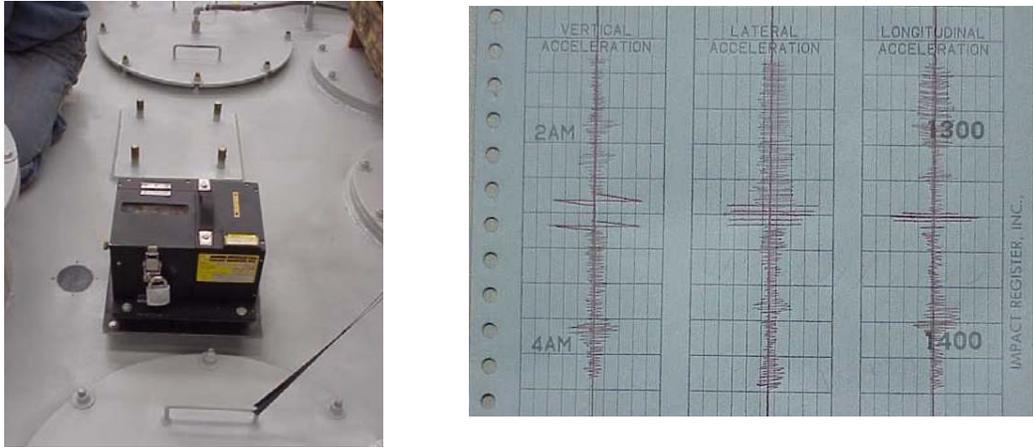
Dependiendo de las condiciones y del camino por recorrer de la fábrica al lugar de instalación del transformador es suministrado un detector de impactos con el fin de registrar movimientos bruscos en direcciones horizontales, verticales y longitudinales. Este dispositivo consta de resortes calibrados y un mecanismo de reloj que controla los avances de una carta registradora, de esta forma puede detectar la intensidad de los impactos, como lo muestra la figura 42:



**Fig. No. 42. Grafica de un detector de impactos con sensor en los tres ejes (X, Y, Z).**

De acuerdo a los diseños de transformadores se consideran movimientos fuertes aquellos que registran en cualquiera de sus tres ejes una lectura superior a los tres “G” de aceleración, recomendando que se lleve a cabo una inspección interna a conjunto núcleo bobinas para verificar sus condiciones. Así mismo, registros de magnitud de dos “G” durante periodos largos de dos horas son motivo para realizar de igual forma, una inspección interna al transformador.

En la figura 43 se muestra registros en la zona 3, considerándose como una zona riesgosa.



**Fig. 43. Detector de impactos y Gráfica se muestran impactos en zonas riesgosas.**

### III.1.5 Embarque de Accesorios

#### III.1.5.1 Empaque

Para esta actividad, el Equipo o parte del equipo es protegido por una cubierta capaz de soportar daños durante su transporte de su lugar de origen, hasta su almacenamiento en destino final.

De acuerdo al tipo de accesorio que se embarca por separado debe cumplir con los siguientes requisitos:

##### III.1.5.1.1 Empaque de madera tipo sellado.

Este empaque es utilizado cuando el producto requiere de protección contra la intemperie, para evitar la entrada de humedad y polvo. Ejemplo de accesorios que se embarcan en esta forma:

Equipos de control y medición:

- Indicadores de temperatura
- Carátulas de nivel de aceite
- Diafragmas de sobrepresión mecánica y súbita
- Relevadores Buchholz
- Materiales con aislamientos
- Arrancadores, elementos térmicos, tablillas de conexiones y demás
- Equipo de control componente de la caja de conexiones
- Aisladores
- Apartarrayos
- Boquillas de alta y baja tensión
- Sistema de prevención contra explosión e incendio.

NOTA: Es recomendable que cada empaque lleve consigo paquetes de arena silica u otro desecante equivalente, que absorba la humedad del interior.

#### **III.1.5.1.2 Empaque de madera tipo jaula.**

Este empaque es utilizado cuando se requiere proteger al producto contra golpes durante su manejo, transportación y almacenamiento.

Cuando el producto sea de una construcción robusta y de gran peso, la jaula llevará bases resistentes para soportar el peso total y con la finalidad de facilitar su manejo.

Ejemplo de accesorios que se embarcan de esta forma:

- Banco de radiadores
- Bases de apartarrayos
- Cuello de ganso
- Tirantes para radiadores
- Herrajes para tanque conservador
- Mecanismos de cambiadores de derivaciones bajo carga (barras)
- Motobombas
- Moto ventiladores
- Tuberías, etc.

Los accesorios que se embarquen en este tipo de empaque deberán sellarse con tapas ciegas o con cualquier medio que impida la entrada de humedad. Las bridas ciegas o los dispositivos empleados no deben soldarse a los accesorios, adicionalmente se protegerá con madera para evitar daños entre sí.

NOTA: Se recomienda antes de montar los accesorios limpiar perfectamente el interior de estos con aceite de transformador o solvente dieléctrico.

### III.1.5.2 Identificación.

Para embalajes que requieran precauciones especiales en su manejo y/o en su almacenamiento en el sitio de la obra, las marcas deben ser de un tamaño mínimo de 180 mm. Los símbolos de advertencia deben imprimirse en color rojo y sobre ambos lados del embalaje de acuerdo con la figura 44:



**Fig. No. 44. Detalle de algunas identificaciones en el tanque y cajas de embarque**

Las identificaciones y su contenido deben gravarse en la parte central del paquete, la letra debe ser de 50 mm como mínimo en caso de que el embalaje no permita el marcado, este debe hacerse directamente sobre el equipo.

Hacerse directamente sobre todos los paquetes, etiquetas y lista de embarque, estas identificaciones deben incluir lo siguiente: “Cliente, Destino, No. de almacén, No. de pedido, No. de requisición, No. de caja y contenido”

Los números de las cajas deben comenzar del número 1 en adelante.

Los embarques parciales subsecuentes contra la misma orden de compra, deben continuar con la secuencia numérica a partir del último número del embarque anterior.

Todas las cajas o rejillas deben ir acompañadas de 1 copia de la lista de embalaje, además de la nota de remisión respectiva.

La copia debe colocarse en un sobre impermeable y sujetarse firmemente en el exterior del empaque.



**Fig. 45. Empaque de madera tipo sellado y tipo jaula**

## **III.2.0 Recepción e Inspección**

### **III.2.1 Dibujos y documentos**

Los documentos de embarque, dibujos de montaje, diagramas de alambrado, manuales de instrucciones, y otros documentos relacionados con el transformador suministrado, deberán de estar disponibles para su uso durante la inspección.

### **III.2.2 Registrador de impactos**

Examine el registrador en presencia de un representante del transportista, personal del Contratista y Cliente todos deben firmar y fechar en la hoja de registro del detector. Examine la hoja de registro en presencia evaluando la grafica conforme se indicó en el punto III.1.4 anterior.

### **III.2.3 Lista de Puntos a Verificar cuando se Recibe el Transformador**

#### **III.2.3.1 Dispositivos de sujeción para el transporte.**

1. ¿Se encuentran los dispositivos de amarre en perfectas condiciones y apretados correctamente?
2. ¿Existe alguna evidencia de deslizamiento de la carga en el transito?

#### **III.2.3.2 Registrador de impactos**

3. ¿El papel del registrador de impactos indica impactos en la ZONA 3 o más arriba de esta zona?

#### **III.2.3.3 Tanque principal de accesorios**

4. ¿Existe alguna indicación de daño externo?
5. ¿Se encuentra dañada la pintura?
6. ¿Se encuentran todos los accesorios de acuerdo a la lista de envío y en perfectas condiciones?
7. ¿Existe alguna evidencia de fugas de aceite? (en unidades embarcadas con aceite)
8. ¿Llegó el tanque con presión positiva o con vacío? (en un clima frío, puede darse el caso de que el manovacúmetro marque vacío)

#### **III.2.3.4 Boquillas (Cuando se embarquen en el transformador)**

9. ¿Existe alguna porcelana con desportilladuras o dañada?
10. ¿Se encuentra el nivel de aceite en su marca normal?

**Anote por escrito cualquier perdida aparente y daños en el talón de embarque.**

**Reporte inmediatamente al transporte que entrega la carga, cualquier daño oculto y avise al representante del fabricante más cercano.**

Dado que han existido casos de daño interno cuando no existe ninguna evidencia de daño externo, se recomienda, realizar una inspección interna del equipo antes de descargarlo. En todos los casos, algunos usuarios prefieren realizar la inspección interna antes de bajarlos del transporte.

### **III.2.4 Inspección interna**

La inspección externa previa a la descarga del equipo debe de incluir la lista de verificación que se proporciona más adelante.

Cualquier evidencia de daño externo, o una señal que indique la posibilidad de un daño oculto, debe de ser reportada al representante de la línea de transporte junto con una solicitud de inspección del equipo (enviada con el transportista). Además:

Reporte cualquier daño aparente al fabricante del equipo, antes de que la unidad sea bajada del transporte.

El objeto de realizar una inspección interna es el de localizar algún daño interno, el cual podría haber ocurrido durante el embarque.

Particular atención deberá de ser presentada en guías de salida, guías de conexión al cambiador de derivaciones bajo carga y del sin carga, juntas mecánicas, transformadores de corriente, núcleo y estructura aislante.

Los dispositivos y partes usadas solo para su embarque, son pintadas de color rojo y deberán de ser retiradas después de que el transformador ha sido colocado en su lugar de operación.

Para la inspección interna, proceda de acuerdo con el procedimiento de “INSPECCION INTERNA” proporcionado en este manual.

**Tome en cuenta todas las precauciones de seguridad recomendadas para este fin. Recuerde que la seguridad es lo primero.**

### III.3.0 Almacenaje

#### III.3.1 Almacenaje temporal.

Si el transformador no va a ser instalado inmediatamente después de su inspección externa e interna en el lugar de su destino, y su llenado con aceite no es posible en ese momento, almacene el transformador presurizado con aire seco o nitrógeno de ultra alta pureza después del arribo al sitio donde será instalado.

El almacenaje de los transformadores presurizados con gas, requiere de una total seguridad de que se mantenga continuamente la presión del gas. El mejor método para llevar a cabo esta actividad es usando equipo Inert-Air.

Si el transformador no está diseñado para el uso de este equipo, se puede hacer conexiones con tubería temporales, usando las conexiones para el filtro prensa superiores o las conexiones para VACIO-LLENADO.

Después de la instalación del equipo Inert-Air con un cilindro lleno de nitrógeno de ultra alta pureza o aire seco, presurice el tanque del transformador a 6 PSI de presión positiva, durante cuatro horas. Verifique que no existan fugas en el tanque usando trapos con una solución jabonosa o gas FREON y un detector de fugas. Después de haber realizado la prueba de hermeticidad, reduzca la presión a 3 PSI. Mantenga todo el tiempo una presión positiva.

Registre a diario la presión tanto del tanque como del cilindro, durante las primeras dos semanas. Tome las lecturas de preferencia a la misma hora del día, anotando también la hora y la temperatura en la bitácora de diario.

Después de dos semanas con condiciones estables, se puede reducir la frecuencia de la toma de lecturas a una sola vez a la semana. Es importante que se lleve un registro diario con exactitud, ya que este puede ser un factor determinante en cualquier decisión que deba de ser tomada para un secado posterior del aislamiento del transformador. Siga las instrucciones particulares del equipo Inert-Air utilizado.

Para la puesta en servicio de la unidad, siga el mismo procedimiento, como si la unidad hubiera sido recibida en ese momento.

### III.3.1.1 Almacenaje del transformador con aceite durante un año.

Cuando no es posible ensamblar o instalar completamente un transformador inmediatamente, se permite almacenar la unidad hasta por un año cuando se encuentra llenado adecuadamente con aceite.

Después de la recepción del transformador y tan rápido como sea posible, coloque el transformador en su base permanente, o en una base temporal lo suficientemente sólida y realice los chequeos recomendados en la sección INSPECCION DE RECIBO. Ponga a funcionar el equipo Inert-Aire cuando este sea suministrado.

Es posible que algunos accesorios deban de ser instalados en cuanto el equipo llegue a su destino y los otros deban de ser almacenados en lugares seguros y protegidos de las inclemencias del medio ambiente y donde se protejan de cualquier posibilidad de daño o pérdida. Vea la sección de ALMACENAJE DE ACCESORIOS Y OTRAS PARTES EMBARCADAS POR SEPARADO.

Realice las operaciones de llenado de acuerdo a la instrucción correspondiente antes de su almacenaje.

Conserve los registros diarios de la presión del gas y del contenido de oxígeno de las primeras dos semanas, así como los registros semanales de la presión y el contenido de oxígeno por todo el periodo de almacenamiento. Mantenga la unidad siempre con presión positiva durante el tiempo en que el equipo dure almacenado.

Energice continuamente las resistencias calefactoras de la caja de conexiones para mantener una buena temperatura en estas y evitar la condensación de humedad.

Revise los registros de las lecturas de presión a final del periodo de almacenaje para asegurarse de que la presión positiva siempre estuvo presente. Saque muestras del aceite de la parte inferior del transformador y de los compartimentos del cambiador de derivaciones bajo carga (cuando sea suministrado) y realice pruebas de:

- Rigidez dieléctrica
- Factor de potencia, y
- Contenido de agua

Realice las pruebas de resistencia de aislamiento y de factor de potencia en cada uno de los devanados contra los otros devanados y a tierra, y de todos los devanados contra tierra, comparando los valores obtenidos contra los obtenidos en fábrica.

Si todas las pruebas son satisfactorias el transformador deberá ser colocado en su base permanente de trabajo y completar el ensamble y la instalación. Si la instalación fue terminada antes de su almacenaje, el transformador puede en ese momento ser energizado

### **III.3.2 Almacenaje de accesorios.**

Cuando los accesorios no son montados inmediatamente, después de que el transformador es recibido estas partes deberán de ser protegidas contra daños o pérdida durante su almacenaje.

Siga las siguientes instrucciones generales y las instrucciones a detalle de cada uno de los accesorios suministrados. Si existe deferencia entre este instructivo y el instructivo del accesorio en particular, este último deberá tener la preferencia.

Se requiere un almacenaje en lugares cubiertos para todas las cajas marcadas con FRAGIL y para las boquillas almacenadas por más de un mes.

#### **III.3.2.1 Radiadores y enfriadores**

Los radiadores son embarcados con las entradas superiores e inferiores selladas con bridas ciegas perfectamente apretadas para evitar la entrada de humedad.

Almacene los radiadores en lugares cubiertos o en un cobertizo a prueba de lluvia de tal manera que el agua no pueda depositarse alrededor de las bridas ciegas.

Si van a ser almacenados por más de tres meses deberán de ser colocados en blocks y conservarlos arriba del nivel del piso.

Realice una inspección visual de los tapones de purga y de drene para ver si los tapones se encuentran apretados. Si estos han sido aflojados deberán de ser completamente retirados, colocar un sistema de sellado (cinta de teflón y barniz sellador) y reapretarlos nuevamente antes de almacenarse.

#### **III.3.2.2 Boquillas**

Las boquillas son embarcadas en cajas de madera y dependiendo de la clase de aislamiento se embarcan en forma individual o en varios juegos por caja.

La parte inferior (cola) de las boquillas así como la parte superior están protegidas con una cubierta de plástico para conservarlas limpias y secas.

Almacénelas en lugares cubiertos, limpios y secos y empacadas en sus cajas de embarque. Verifique los instructivos de cada una de las boquillas para su correcto almacenaje.

### **III.3.2.3 Cambiador de derivaciones**

Generalmente los cambiadores de derivaciones son embarcados colocados en el transformador. Si el cambiador es embarcado por separado, este deberá de ser almacenado en un lugar limpio y seco. En cualquiera de los casos todos los compartimentos del aceite de los cambiadores de derivaciones bajo carga deberán de ser llenados con aceite o gas seco a una presión positiva durante su almacenaje. Las resistencias de calefacción de las cajas de control deberán de ser energizadas para conservar el equipo de control libre la humedad originada por la condensación.

### **III.3.2.4 Moto ventiladores y motobombas**

Aún cuando los moto ventiladores y las motobombas son para trabajar a la intemperie, se recomienda que de ser posible se almacenen en lugares cubiertos y secos.

Si se almacenan a la intemperie cúbralos con algún plástico y colóquelos arriba del nivel del piso sobre alguna plataforma o tarima.

### **III.3.2.5 Cajas con piezas sueltas**

Almacene estas cajas en lugares cubiertos. Estas cajas contendrán:

- Tornillería
- Conectores
- Empaques
- Deshidratador de Silica-Gel
- Abrazaderas para boquillas
- Accesorios de medición y control (nivel de aceite, termómetro del aceite, termómetro de los devanados, válvula de sobrepresión); todo de acuerdo a lo establecido en la lista de embarque.

Inspeccione la pintura del tanque principal y de todos los accesorios pintados, en caso de que presenten áreas dañadas aplique una capa de pintura en dichas áreas.

## IV. PUESTA EN SERVICIO

## IV. Puesta en Servicio.

### IV.1.0 Ensamble de Partes

Para poder efectuar el ensamble de las partes del transformador que se embarcan por separado y cuando se va a preparar para su proceso de llenado de aceite se deberá de contar con el dibujo de dimensiones generales del transformador con todas sus partes así como de los dibujos a detalle del montaje de partes que requieran de esta información. Además de esta información, obviamente se deberá de contar con todas las partes a ensamblar.

El ensamble del transformador incluye:

- Radiadores
- Moto ventiladores
- Boquillas
- Tanque conservador (con o sin bolsa de neopreno)
- Accesorios (indicadores de nivel de aceite, termómetros del aceite y los devanados, relevador Buchholz, válvula de sobrepresión del tipo mecánico, deshidratador de sílica – gel. etc.)
- Sistema de prevención contra explosión e incendio.

Nota. El orden del montaje de estas partes no es el mismo para todos los tipos de transformadores y deberá adecuarse en función del tipo de construcción y de las condiciones ambientales.

### PRECAUCIONES.

Además de las precauciones de seguridad mencionadas en el apartado de SEGURIDAD, tome las siguientes:

- Antes de abrir cualquier brida ciega o cubierta, las superficies adyacentes deberán de ser limpiadas y secadas. Prevenga la entrada directa de las ráfagas de aire con gotas de lluvia por medio de cubiertas adecuadas. Si esto no es posible, conserve todas las aberturas selladas en el tiempo en que el riesgo esté presente.
- Tome todas las precauciones posibles para reducir la humedad absorbida en las superficies libres de aceite dentro del tanque. En todo momento, sólo deberán de ser retiradas las cubiertas que sean estrictamente necesarias para la realización de los trabajos. Si se trabaja en presencia de aire, coloque pantallas protectoras para disminuir la entrada de aire hacia el tanque.

- Cuando se termine la jornada de trabajo, por ejemplo en la noche, todas las cubiertas deberán de ser colocadas nuevamente en su lugar y reapretadas, dejando el transformador con una ligera presión positiva (1.5 PSI) de aire de ultra alta pureza o de **nitrógeno** de ultra alta pureza, **tomando las debidas precauciones cuando se presurice con nitrógeno.**

#### IV.1.1 Montaje de Radiadores.

Los radiadores son embarcados por separado con sus bridas ciegas y perfectamente sellados.

Las válvulas de bloqueo montadas en los cabezales del tanque principal se colocan en la posición "CERRADO" para el embarque y al igual que los radiadores, tapadas con bridas ciegas perfectamente selladas.

Las bridas ciegas y los empaques colocados, son únicamente para el embarque y deberán de ser reemplazados por empaques nuevos suministrados para la operación permanente del transformador. Se suministran suficientes empaques, tuercas, tornillos, roldanas planas y de presión, etc., para la realización de un adecuado sellado.

Importante.

No quite las bridas ciegas hasta que los radiadores se vayan a montar al transformador. Es necesario evitar que se forme suciedad y humedad dentro de los radiadores.

Siga los siguientes pasos:

- Antes del montaje, examine que el radiador no tenga ningún daño.
- Retire las bridas ciegas tanto del radiador como de las válvulas donde se acoplará el radiador.
- Retire los empaques suministrados sólo para el embarque y limpie las cajas donde irán alojados los nuevos empaques así como las caras planas. Esto es tanto para el radiador como para el tanque principal.
- Coloque los empaques nuevos fijándolos con algún tipo de vaselina o un poco de aceite usado para el transformador y verifique que se encuentren en su posición correcta.
- Verifique que los capuchones de purga, así como las válvulas de drene se encuentren perfectamente apretadas.

Si se encuentra cualquier rasgo de humedad o suciedad en el radiador, este deberá de ser lavado con aceite dieléctrico a presión a una temperatura de aproximadamente 70°C y protegerlo para cualquier entrada de humedad.

## MONTAJE

Para la realización de esta maniobra, se recomienda utilizar una grúa o equipo similar de la capacidad adecuada para levantar el peso de los radiadores (Fig. 46).



**Fig. 46. Levantamiento para ensamble de radiadores a tanque utilizando grúa.**

El radiador posee unas orejas (con ojillo) para su levantamiento en forma vertical. Levántelo colocando una cuerda o un gancho en la oreja o en la brida y usando cualquiera de los métodos mencionados anteriormente.

Una vez llevado el radiador a su posición de ensamble, fije las bridas superior e inferior uniforme y simultáneamente, apretando los tornillos equilibradamente en una secuencia diagonalmente opuesta para lograr un buen sello. Utilice este método para el montaje de los otros radiadores (observe la Fig. 47).



**Fig. No. 47 Detalle de acoplamiento de brida del radiador a válvula de bloqueo de tanque principal**

### IV.1.2 Montaje de Moto Ventiladores

Para el montaje de los moto ventiladores, proceda como sigue:

- ❖ Retire los moto ventiladores del embalaje y verifique que no se encuentren daños mecánicos o penetración de agua.
- ❖ Verifique que el aspa rote libremente, girando esta con la mano.
- ❖ Monte los moto ventiladores de acuerdo al dibujo de dimensiones generales así como al dibujo de montaje a detalle (Fig. 48).
- ❖ Después del montaje mecánico, proceda a la conexión eléctrica y verifique el sentido de giro correcto (marcado en el moto ventilador).
- ❖ Si el sentido de giro no es el correcto, cambie cualquiera de las terminales de la alimentación para cambiar el sentido de giro.
- ❖ Con el grupo total de los moto ventiladores funcionando correctamente; verifique que no existan vibraciones o ruidos anormales.



**Fig. No. 48 Detalle de montaje de motoventilador a radiador**

### IV.1.3 Montaje de Boquillas.

Cuando se tienen boquillas tipo condensador con aceite recuerde que:

Sólo se recomienda almacenar las boquillas en posición horizontal cuando van a ser almacenadas durante SEIS MESES como máximo.

Si estas se van a almacenar por más de 6 meses, se recomienda tenerlas almacenadas en posición vertical con la campana hacia abajo.

Cuando las boquillas han estado almacenadas horizontalmente se deberán colocar en posición vertical con la campana superior hacia arriba durante 12 horas como mínimo antes de que sean energizadas a su tensión nominal y 24 horas como mínimo antes de aplicarles cualquier voltaje de pruebas. Si por error las boquillas han estado en posición horizontal por más de un año, estas deberán ser colocadas en posición vertical por al menos 1 semana.

#### IV.1.4 Inspección.

Antes de cualquier cosa verifique que la boquilla no presente ningún daño (las boquillas han sido sometidas a las pruebas de rutina con la parte inferior sumergida en el aceite, por lo que, es posible que pudiera tener algunas trazas de aceite. Si se tiene sospecha de fuga, las boquillas deberán de ser limpiadas cuidadosamente varias veces con solvente antes de que sea realizada una verificación de los aprietes).

#### IV.1.5 Izaje

Para el izaje de las boquillas que no puedan ser montadas manualmente, utilice cordones o eslingas de material textil de la suficiente capacidad para soportar el peso de la boquilla, así como una grúa o equipo similar de la capacidad suficiente.

Proceda como se indica en la Fig. 49 para iniciar el izaje y observe las instrucciones de montaje de las boquillas en la información respectiva.

Una vez sujetos los dos juegos de cordones o eslingas, levante la boquilla a una altura tal que cuando se coloque en posición vertical no se golpee en el piso o en alguna otra parte.

Para poner la boquilla en la posición vertical, se debe realizar la maniobra lentamente bajando el extremo inferior de la boquilla de tal manera que la eslinga o cuerda que cargue sea la que sale por la parte superior.



**Fig. No. 49 Método para levantar boquillas**

Una vez colocada en la posición vertical, examine y limpie cuidadosamente la parte que contiene el aceite así como el tubo central, utilice una varilla delgada con un pedazo de trapo mojado con algún solvente dieléctrico.

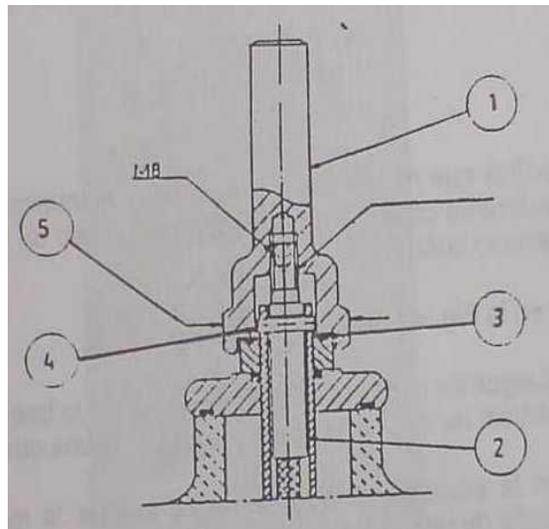
Retire la brida ciega donde irá montada la boquilla, colocando un empaque nuevo y proceda como se indica a continuación:

Estas boquillas son utilizadas con transformadores que utilizan como guías de salida (trenchillas) que normalmente van colocadas en la parte inferior de la brida ciega.

Ahora, levante la boquilla sobre la parte superior de la abertura, amarre el final de la boquilla con un cordón o un alambre que resistan el peso y el jalón, introduzca este dispositivo por la parte inferior de la boquilla.

Conforme la boquilla se vaya bajando y colocando en su posición, jale el cordón o el cable hasta que la boquilla sea colocada en su posición adecuada y el birlo de la terminal de salida se encuentre en la parte superior de la boquilla.

Realice el acoplamiento superior que se ilustra en la Fig. 50, así como el apriete de la brida inferior de la boquilla.



**Fig. No. 50 Detalle de conexión de campana superior de la boquilla de Baja Tensión con la terminal de salida del transformador.**

Proceda de la misma manera con las otras boquillas.

Verifique que el sello tanto en la brida como en la parte superior de la boquilla sea el correcto ya que una fuga es extremadamente seria, sobre todo en la parte superior, ya que el agua puede entrar directamente al transformador y provocar daños serios. Por lo que se recomienda realizar una prueba de presión o vacío para la verificación de algún problema en este punto.

Después del montaje de las boquillas, se recomienda realizar pruebas de capacitancia y factor de potencia (o tangente delta) entre el tap capacitivo y la terminal de salida.

Boquillas tipo sólido.

Para boquillas tipo sólido que normalmente pueden ser montadas manualmente proceda como sigue:

Lleve la boquilla hasta su lugar de ensamble (para esto ya la brida ciega deberá de estar retirada así como realizado el cambio de empaque retirando el que traía para embarque sustituyéndolo por uno nuevo).

Coloque la boquilla en su lugar y proceda a realizar la colocación y apriete de esta de acuerdo al dibujo a detalle del ensamble.

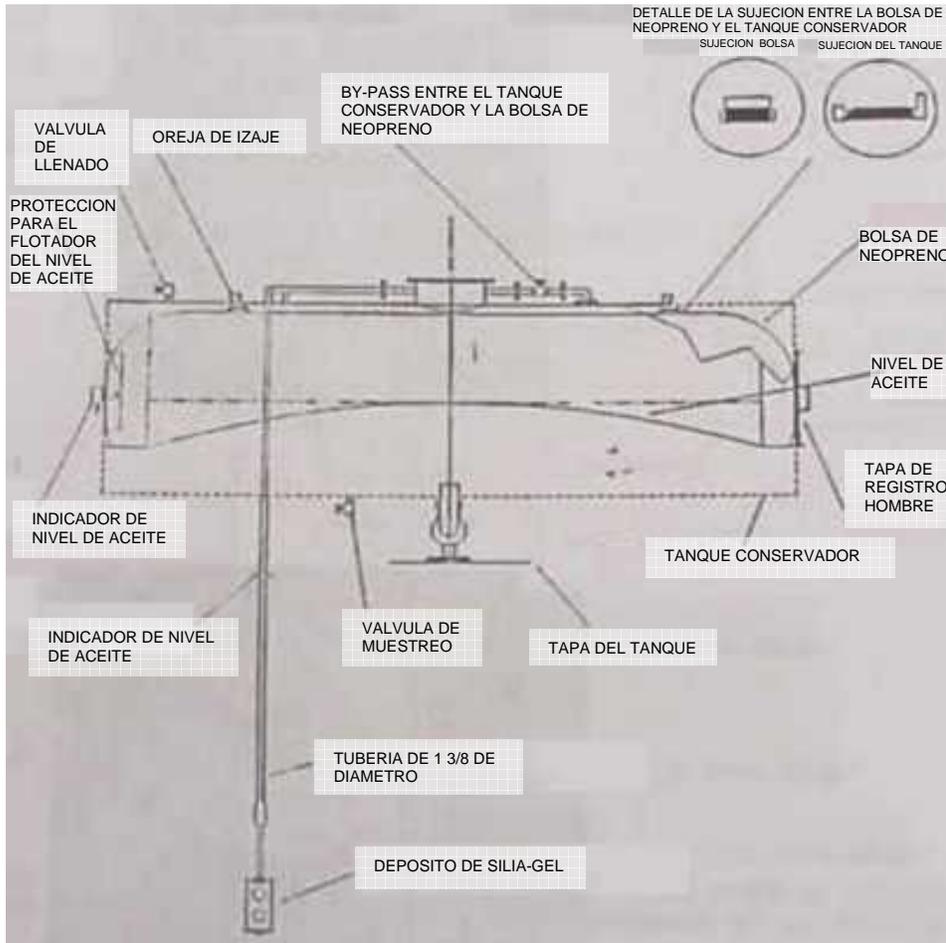
Ahora conecte el birlo de la boquilla a la terminal de salida del transformador (por la parte interna) realizando el apriete de las tuercas con una llave de la medida adecuada, procediendo de igual manera con las otras boquillas.



**Fig. No. 51 Ensamble de boquilla tipo sólido a tanque**

#### IV.1.6 Montaje del Tanque Conservador y la Bolsa de Neopreno.

La bolsa de neopreno se embarca ya ensamblada al tanque conservador (ver detalle de montaje en la Fig. 52).



**Fig. 52 Detalle de montaje de bolsa de neopreno a tanque conservador**

Para el montaje del tanque conservador se requiere de una grúa o equipo similar de la capacidad suficiente para soportar el peso del tanque y adecuada para la realización de las maniobras de montaje.

Monte en el tanque principal la estructura de apoyo para montar el tanque conservador de acuerdo al dibujo de ensamble.

Levante el tanque por las orejas de izaje que posee para tal fin y sujételo a la estructura con la tornillería suministrada y ensamble las tuberías entre este y el tanque principal (con su relevador de Buchholz) así como las tuberías adicionales (como la tubería del depósito de Silica- Gel).

Véase figuras No. 53.



**Fig. 53 Montaje de tanque conservador al tanque principal**

#### **IV.2.0 Inspección Interna previo al Tratamiento de Secado y Llenado de Aceite Bajo Vacío**

##### **IV.2.1 Inspección Externa e Inspección Interna**

Debido a que en su mayoría los transformadores se tienen que desplazar distancias grandes por carretera, a fin de llegar a su destino de operación puede sufrir daños en su interior ya sea por el mal transporte, carreteras en malas condiciones o maniobras de carga y descarga sin tomar las debidas precauciones, es por esto que se recomienda realizar una inspección interna al transformador una vez que a llegado a su destino de operación.

El encargado de Puesta en marcha, realiza al recibir el transformador para su instalación, una minuciosa inspección exterior con el objeto de verificar que no presente daños; de igual manera se revisarán las condiciones de presión en el interior del tanque.

Al término del armado del transformador se procede a realizar la inspección interna por lo que se abrirán los registros hombre de la tapa principal y válvulas, por un periodo de 20 minutos, este lapso de tiempo es tomado para evitar que la persona que realice la inspección no sufra una sofocación o contaminación por gas.

El transformador no deberá abrirse en circunstancias que permitan la entrada de humedad (días lluviosos), no permanecerá abierto por tiempos prolongados.

Existe la posibilidad de que los aislamientos del transformador se contaminen con aire y humedad por lo que posteriormente se realizara un proceso de secado.

Si por cualquier motivo no se termina con la revisión, el transformador será sellado y presurizado con nitrógeno o aire seco mínimo a 2 lbs/pul<sup>2</sup>.

Es muy importante que la revisión interna se efectúe por dos personas.

Una persona que se introduzca al tanque con su equipo que consiste en botas y capuchón de trapo, y la otra persona que estará proporcionando las herramientas a utilizar así como supervisando todos los movimientos que realice en el interior del transformador.

Se debe evitar que objetos extraños caigan o queden dentro del transformador, las herramientas que se usen deberán ser amarradas al tanque con cintas de algodón mientras se están verificando o ajustando las conexiones.

Las actividades más relevantes que se realizaran en la inspección interna serán las que se indican a continuación:

#### APRIETE DE SUJECIÓN PARTE VIVA TANQUE.

Verificar el apriete de la tornillería que sujeta núcleo bobina contra tanque.

#### APRIETE DE SUJECIÓN HERRAJE A HERRAJE.

Verificar el apriete de la tornillería que interviene entre herraje y herraje en parte inferior y superior comprobando que exista contratuerca en ellos.

#### APRIETE DE GATOS A BOBINAS.

Verificar el apriete de los gatos que existen en el bobinado parte inferior y superior comprobando que exista contratuerca en ellos.

## APRIETE DE TORNILLERIA DE LAS ESTRUCTURAS AISLANTES EN GENERAL.

Esta tornillería normalmente se utiliza para el armado y soporte de la delta y estrella, por lo que tiene que ser de un material aislante, es recomendable se utilice la llave adecuada para no dañar el material, verificar que exista contratuerca en ambos lados e iniciar la comprobación de abajo hacia arriba.

## APRIETE DE TORNILLERIA PASAMUROS.

Verificación con un desarmador plano el total de la tornillería que aprieta a las derivaciones de los transformadores de corriente.

## GUÍAS EN FONDO DEL TANQUE.

Para fines de transportación estas guías de acero que van en el fondo del tanque son de gran ayuda para evitar desplazamientos del conjunto núcleo bobinas por lo que en campo se tendrá que verificar si las bases del conjunto se encuentran en las guías de acero.

## TORNILLERIA DE FIERRO NEGRO EN GENERAL.

Se refiere al total de la tornillería que existe en el conjunto núcleo bobinas el cual tendrá que ser necesariamente de fierro negro en transformadores nuevos y se tendrá que verificar su apriete así como la existencia de tuercas de seguridad.

## APRIETE DE CONTACTOS DE DERIVACIONES EN CAMBIADOR DE OPERACIÓN SIN CARGA

A fin de evitar problemas de presencia de puntos calientes durante la operación del transformador, es necesario verificar el apriete total de las derivaciones del cambiador reduciendo al máximo este problema con tuercas de seguridad, Verificar el apriete de contactos en el total de las posiciones accionando el mando del cambiador. Este cambiador se encuentra en el lado de Alta Tensión.

## OPERACIÓN CORRECTA DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DE OPERACIÓN SIN CARGA.

Durante la transportación del equipo puede desacoplarse el sistema mecánico del cambiador debido a una fuerte maniobra o un frenado brusco. Por lo que se tiene que verificar el acoplamiento que existe entre el mando externo y los engranes de los cambiadores. Es necesario realizar cambios en el total de las posiciones, para asegurar que el mecanismo se encuentra en buen estado, y el ajuste de los contactos móviles es el adecuado.

### SUJECIÓN CORRECTA DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DE OPERACIÓN SIN CARGA.

Verificar el apriete de la tornillería que soporta el cambiador o cambiador de derivaciones y reapretar en caso de ser necesario.

### VERIFICACION DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DE OPERACION CON CARGA.

Este cambiador va del lado de baja tensión. Verifique que la tornillería de apriete de las derivaciones al cambiador estén correctamente apretadas e identificadas.

### VERIFICACION DE LA OPERACIÓN DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DE OPERACIÓN CON CARGA.

Observe que la flecha de acoplamiento del cambiador con el mando a motor se encuentre perfectamente acoplada y luego, realice manualmente (con la manivela que se tiene para esta operación) algunos cambios hacia atrás y hacia delante para verificar que no existe ningún bloqueo y que los engranes están perfectamente alineados. Con esto aseguraremos que el motor del mando no tendrá problemas de bloqueo. Cave hacer la aclaración que estas maniobras son realizadas en planta, sin embargo, se recomienda volver a hacer esto en campo.

### SUJECIÓN CORRECTA DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Verificar que la tornillería que soporta a los transformadores de corriente, se encuentre apretado, con tuercas de seguridad y observando que no exista desplazamiento en los transformadores de corriente.

### CONEXIÓN SIN UNIONES EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Se tendrá que comprobar que presente soldadura de estaño entre cable y la zapata, para evitar problemas de desconexión interna. Si estas se encuentran degolladas se solicita se sustituyan colocando otras y aplicando soldadura de estaño, tomando todas las precauciones necesarias para evitar contaminación en el interior del transformador. Los conectores zapatas tienen que ser necesariamente tipo ojillo.

### CABLES PARA 105 GRADOS EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Se tendrá que comprobar la presencia de dicho cable debido a las temperaturas extremas que tiene que soportar

## IDENTIFICACIÓN DE DERIVACIONES EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Todas las derivaciones de los transformadores de corriente tendrán que estar identificadas de acuerdo al diagrama de alambrado así como su colocación en el pasamuros.

## IDENTIFICACIÓN EN DERIVACIONES DEL BOBINADO.

Verificar que todas las derivaciones de las fases del bobinado se encuentren identificadas, de acuerdo al diagrama de conexiones que indica la placa de datos.

## IDENTIFICACIÓN EN SALIDAS DE ALTA Y BAJA TENSIÓN.

Verificar que todas las salidas que conectan a boquillas de alta y baja tensión estén claramente identificadas.

## PINTURA INTERIOR.

Verificación visual, buena apariencia.

## LIMPIEZA INTERIOR.

Verificar que paredes del tanque, conjunto núcleos bobinas y base del tanque se encuentren libres de lodos, de no ser así se tendrá que realizar un lavado con aceite de transformador el cual tendrá que ser extraído al termino del lavado.

## CORRECTA CONEXIÓN DE ATERRIZAJE AL NÚCLEO.

Verificar que exista un solo punto de aterrizaje del núcleo al cuerpo del tanque, el cual debe salir del lado de baja tensión y cercano al terminal de Xo.

## RESISTENCIA DE AISLAMIENTO NÚCLEO CONTRA HERRAJES.

Se tendrá que verificar la resistencia de aislamientos del núcleo, por medio de un MEGGER. Liberada la salida del núcleo del punto tierra y conectando una terminal del MEGGER en dicha salida y el otro en el punto de tierra del tanque, la tensión aplicada será de 1000 Volts, y el valor mínimo aceptable 200 megaohms.

## OPERACIÓN CORRECTA DE VÁLVULAS DE RADIADORES.

Comprobar la buena operación de válvulas de bloqueo que contengan los radiadores realizando maniobras de cierre y apertura verificando el buen sellado de estas.

## EMPAQUES NUEVOS EN GENERAL.

Verificar que los empaques de los registro hombre, tapa principal y tapas ciegas se encuentren en perfecto estado si alguno se encuentra dañado se fabricaran nuevos, para asegurar el buen sellado del transformador.

## FONDO DEL TANQUE LIBRE DE LODOS Y ACEITE.

Verificar que el fondo del tanque se encuentre libre de aceites y lodos, pasando sobre el una franela limpia. Existen partes que por problemas de diseño son imposibles de supervisar en estas condiciones únicamente se verificara apariencia visual.

**Nota.-** La inspección interna a transformadores en campo, es una de las actividades primordiales que contemplan los trabajos de la puesta en servicio. Por tal motivo el personal que la realice lo hará en forma estricta para mantener índices de confiabilidad y continuidad aceptables.

### IV.2.2 Humedad residual.

Se entiende como humedad residual la cantidad de agua expresada en porcentaje del peso total de los aislamientos sólidos que permanecen en ellos al final de un proceso de secado; actualmente para su determinación se usan dos métodos: el que la determina a partir de la presión de vapor producidas por la humedad en un medio al vacío (el propio tanque del transformador), y el que se usa en la medición del punto de rocío de un gas en contacto con los aislamientos.

#### **Importante:**

**Un transformador con Cambiador de Derivaciones de Operación Bajo Carga, el cual contiene un pasamuros donde están colocadas las conexiones de cobre sobre las cuales están conectadas las derivaciones de los devanados.**

**Durante el proceso de secado bajo vacío del transformador, el cambiador de derivaciones bajo carga, debe de ser considerado como parte del transformador. Por ello, los espacios de gas del cambiador y del transformador, se deben de interconectar por medio de una tubería de acoplamiento que se tiene ex profeso para esa actividad de tal manera que la diferencia de presión soportada por el pasamuros y su sistema de junta será nulo durante todo el ciclo del proceso.**

**Equipos auxiliares, por ejemplo el filtro secador de aire, el relevador de sobre presión súbita , etc. deberán de ser retirados o desacoplados durante el secado o el llenado, para evitar daño debido al realce del aceite a la hora de introducirse este al transformador.**

**¡También conserve todas las medidas de seguridad mencionadas la sección de seguridad!**

### **IV.2.3 Comprobación de fugas.**

Al término del armado el transformador sellado y en comunicación con radiadores y sin aceite, se aplica nitrógeno alta pureza (99.98% puro) al interior del transformador a una presión de 10 a 14 lb/plg<sup>2</sup> durante 24 horas, tiempo en el cual se buscan mediante la aplicación de jabonadura posibles fugas en todas las uniones con soldadura, juntas y empaques; si existen se corregirán antes de proceder a su secado, debido a que del buen sellado dependerá en gran parte un rápido y eficiente secado a los aislamientos.

#### **IV.2.3.1 Ensayos de comprobación.**

Se conecta el equipo bombas de alto vacío y el vacuómetro de mercurio como se indica en la fig. 54 es recomendable colocar válvulas de bloqueo a la salida del vacío y a la entrada del transformador por si se requiere sellar cualquiera de los equipos.



**Fig.54 Foto mostrando una maquina de Vacío Conectada a un transformador.**

Antes de iniciar el secado del transformador, es necesario operar las bombas de vacío por un periodo de 30 minutos teniendo la válvula de salida totalmente sellada, en este se registran lecturas de presión absoluta cada 10 minutos, por medio de un vacuómetro de mercurio de preferencia en escalas de 0 a 500 micrones.

El promedio de las lecturas obtenidas no será mayor a 30 micrones, en caso de salirse de este valor será necesario revisar la limpieza de aceite y sellado de las bombas, de lo contrario no se logrará alcanzar los valores necesarios para adquirir un buen secado en los aislamientos del transformador.

Una vez que es comprobado el buen funcionamiento de las bombas; se abre la válvula de salida de las bombas, no siendo así con la válvula del transformador. Esta operación dura 10 minutos y tendrá como finalidad el buen sellado de la manguera, para certificar esto será necesario tomar una última lectura en el vacuómetro colocado en las bombas de vacío, el valor tendrá que ser el mismo que el obtenido en la tercera lectura, si esto no sucede cerrar la válvula de bloqueo de las bombas de vacío y revisar detalladamente, las uniones de la manguera para asegurar su buen sellado, repitiendo las veces que sea necesario el punto de comprobación.

#### **IV.2.4 Proceso de Secado.**

Es recomendable que una vez que se comprobó el sellado del transformador liberar toda la presión de nitrógeno existente en su interior dejando a presión atmosférica.

Las válvulas que comunican bombas de vacío y transformador deberán permanecer cerradas, así como bombas fuera de operación.

Iniciar encendido de la bomba de vacío, abrir lentamente la válvula de bloqueo que se encuentra en las bombas. Posteriormente y por seguridad una segunda persona abrirá la válvula de bloqueo que se encuentra en el transformador, inmediatamente cambiara el sonido de la bomba de vacío, por su escape liberara gran cantidad de humo; esto no deberá alarmar debido a que es normal por encontrarse con una diferencia de presión inmediata en el interior de la bomba de vacío, a medida que va adquiriendo presión absoluta el transformador, el sonido y el humo de la bomba irá disminuyendo.

Con los voltajes de transmisión cada vez más elevados, el secado adecuado de los transformadores ha tomado una importancia vital para la instalación y operación de los mismos. El factor importante en el proceso de secado de transformadores es eliminar el agua residual en los aislamientos hasta obtener valores permisibles.

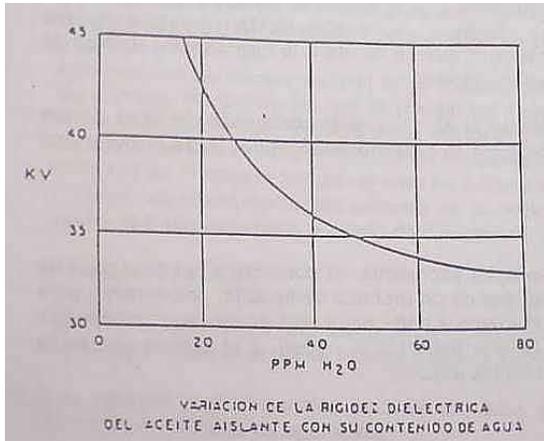
El método de secado varía según el constructor, siendo los más comunes, aire caliente y vacío, vapores calientes y vacío, y aceite caliente y vacío.

Todos los métodos tienden a reducir la humedad a 0.2% en peso de los aislamientos; en fabrica la temperatura del transformador se mantiene entre 85°C y 95°C no excediendo los 100°C y se aplica un alto vacío de fracciones de mm. de Hg., hasta que la humedad extraída diariamente es insignificante.

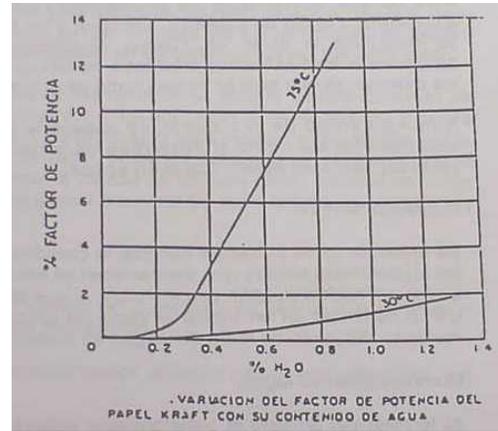
Consecuencias por la presencia de humedad y contaminantes.

La presencia de agua afecta considerablemente la rigidez dieléctrica, tanto del papel como del aceite disminuyéndola hasta límites peligrosos dentro de los esfuerzos a que están sometidos estos materiales.

Los efectos sobre las características del papel y del aceite se muestran en las figuras 55 y 56. En la gráfica 57 se muestra la afectación de potencial del papel kraft de acuerdo a su contenido de humedad y variaciones de la temperatura, en la gráfica 55 se ve como varía la rigidez dieléctrica del aceite según el contenido de agua.



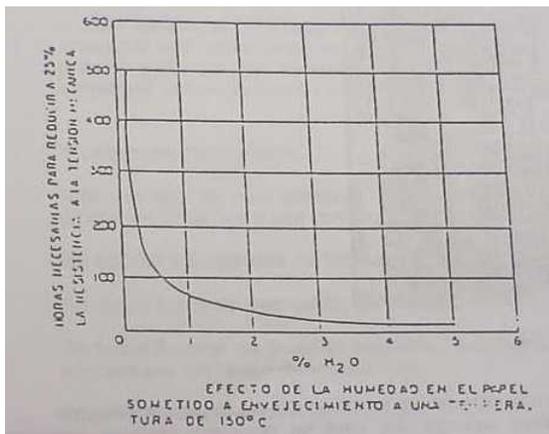
**Fig. No. 55 Variación de la Rigidez**



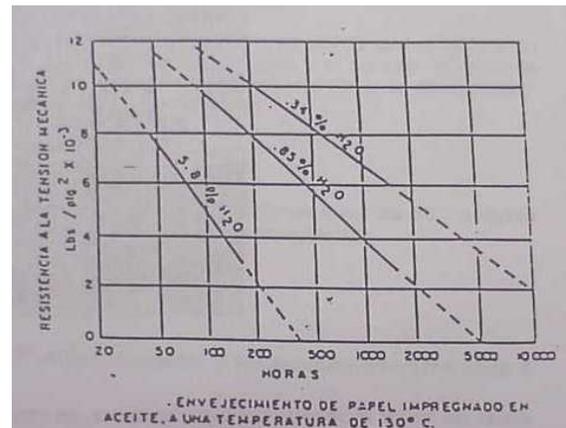
**Fig. No. 56 Variación del F.P.**

El calor provoca degradación tanto en el papel como en el aceite y es originada por cambios químicos que afectan la estabilidad de sus propiedades mecánicas y eléctricas, y esta degradación depende de muchos factores: la habilidad del papel para resistir es disminuida por la presencia de contaminantes orgánicos, la retención de productos orgánicos originados por su propia degradación, por la naturaleza del medio y por la presencia de humedad.

Los efectos de la degradación conocida como envejecimiento sobre las propiedades mecánicas del papel según su contenido de humedad, se pueden ver claramente en las figuras 57 y 58.



**Fig. No. 57 Efecto de la Humedad**



**Fig. No. 58 Envejecimiento del Papel**

Para conocer el estado de los aislamientos normalmente se efectúan pruebas como resistencia de aislamiento y factor de potencia, conforme a los resultados y a las tensiones de operación del equipo se determina si están en buenas condiciones. Estas pruebas dan cierta seguridad de los aislamientos ante esfuerzos eléctricos, no siendo así en lo que se refiere a la degradación térmica de los mismos, ya que esta es dependiente de la humedad de ellos.

**Nota.- En virtud de lo anterior, es necesario disminuir al mínimo el contenido de agua de los aislamientos así como el desarrollo de métodos para la determinación exacta de la humedad residual, tanto en sólido como en aceite.**

En caso de que el transformador no se encuentre sellado el problema seguirá presente por lo que será necesario sacar de operación las bombas e iniciar hasta que el transformador haya sido sellado.

Posteriormente se presionara el botón de la segunda bomba de refuerzo (booster) la cual entrará al adquirir el transformador una presión absoluta de entre 400 a 500 micrones.

A partir de que entre la segunda bomba el proceso será continuo las 24 horas, por lo que se dejara un inspector por cada turno para vigilar la correcta operación de las bombas y a su vez registrar la presión absoluta del transformador, la temperatura del interior del transformador y la temperatura ambiente, por espacios de una hora hasta alcanzar los valores requeridos.

#### **IV.2.5 Pruebas de Abatimiento.**

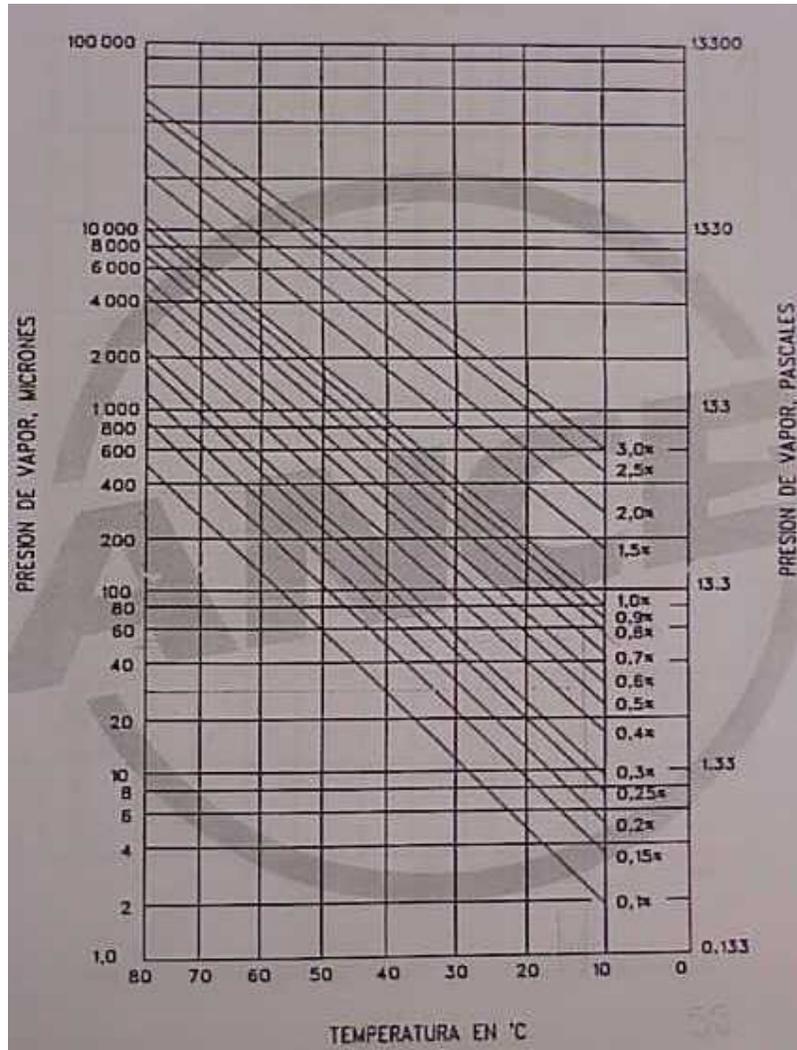
Una vez que se han obtenido mínimo 10 lecturas de presión absoluta con un valor de 50 micrones (como mínimo), se inicia con la prueba de abatimiento la cual consiste en lo siguiente:

- Se cierran las válvulas de bloqueo, de bombas y transformador.
- Se dejan fuera de operación las bombas de vacío.
- Se toma lectura de presión absoluta, temperatura de transformador y temperatura ambiente cada 5 minutos por un lapso de media hora.

Estos resultados serán registrados.

En el caso de que las lecturas de vacío no se estabilicen y presenten una diferencia mayor a 30 micrones entre la lectura final y la inicial, tendremos el transformador húmedo o en su defecto con fugas. Por lo que será necesario continuar con el proceso de secado y realizar un reapriete a toda la tornillería que interviene en el sellado del transformador y repetir la prueba de abatimiento hasta cumplir las 24 horas de haber realizado lo anterior.

Si los resultados se estabilizan y obtenemos un resultado menor o igual a 30 micrones con el último valor de presión y temperatura del transformador registrado, se determinará la humedad residual de los aislamientos sólidos del transformador, utilizando la gráfica de equilibrio de humedad (figura 59).



**Fig. No. 59 Gráfica de equilibrio de humedad**

**IV.2.5.1 Comprobación de % de humedad residual (HR) por el método del punto de rocío del gas de Nitrógeno.**

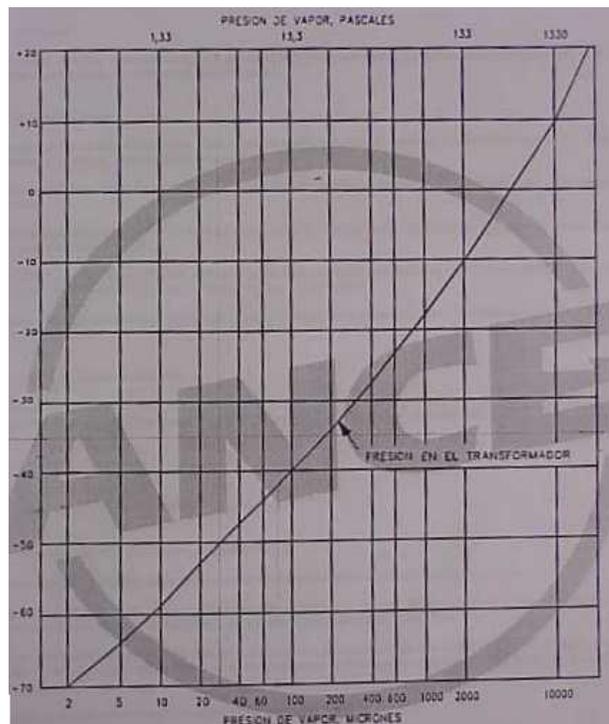
El punto de rocío de un gas es por definición, la temperatura a la cual la humedad (vapor de agua contenido en un gas) comienza a condensarse en la superficie al contacto con el gas; en base a este valor se puede determinar sobre un volumen conocido la cantidad total

de agua contenida en él, así como su humedad relativa. La cantidad de agua en el papel se determina como una función en la humedad del gas con la cual esta en contacto cuando esta expuesto, hasta alcanzar condiciones de equilibrio entre sus respectivas humedades.

En la actualidad existe la suficiente experiencia para decidir que la técnica de determinación de humedad por este método es adecuada y con suficiente precisión.

El procedimiento general consiste en llenar el transformador con un gas seco (Nitrógeno de alta pureza) de tal manera que al cabo de cierto tiempo en el cual se alcance el estado de equilibrio de humedad, se mida el punto de rocío del gas y con este valor se determinara la humedad residual en los aislamientos. Para la determinación de la humedad residual se realizan los siguientes pasos:

- Se rompe el vacío con nitrógeno alta pureza, con un punto de rocío de  $-45^{\circ}\text{C}$  o menor, se presuriza el transformador a  $5 \text{ lbs/plg}^2$  y se mantiene en estas condiciones por 24 horas, tiempo suficiente para alcanzar el punto e rocío.
- Transcurrido dicho tiempo se efectúa la medición del punto de rocío del gas.
- Se determinara la temperatura de los devanados.
- Con el valor de punto de rocío obtenido y la presión del gas dentro del transformador, se determinará la presión de vapor (figura 59).
- Con la presión de vapor y la temperatura de los devanados se determinará la humedad residual (figura 60)

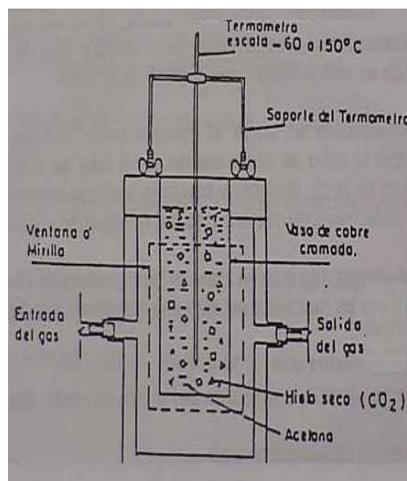


**Fig. No. 60 Conversión del punto de rocío a presión de vapor**

#### IV.2.5.2 Higrómetro de hielo seco.

Para la determinación del punto de rocío se puede utilizar cualquier higrómetro de los existentes en el mercado, los más usados son el de hielo seco y la marca Alnor.

- a) Teniendo el transformador presurizado se desconecta la manguera del tanque de nitrógeno y se conecta a la entrada del higrómetro, verificando que estén cerradas las válvulas de entrada y salida del medidor (figura 61 )
- b) Se determinará la temperatura de los devanados.
- c) Se debe desarmar el higrómetro y limpiar la superficie exterior cromada del vaso.
- d) Se registra la presión del tanque del transformador y se abren las válvulas del higrómetro y del tanque del transformador, con lo que se produce un flujo de gas a través del higrómetro hacia la atmósfera.
- e) Dentro del vaso del higrómetro se coloca un termómetro de laboratorio con escala de  $-50^{\circ}\text{C}$  a  $100^{\circ}\text{C}$ , el bulbo del termómetro se coloca a la altura donde el gas choca con la superficie externa de vacío; se vierte acetona pura hasta la mitad del vaso aproximadamente y se van agregando pequeños trozos de hielo seco ( $\text{CO}_2$ ) teniendo cuidado de no poner muchos trozos a la vez debido a que produce efervescencia en la acetona y se puede derramar.
- f) Al inicio de la prueba, el vaso del higrómetro se nota completamente brillante, esto se puede comprobar mirando a través del cristal transparente o mirilla.
- g) Se agrega continuamente hielo seco, observando la temperatura de la acetona ya que llegará un momento en el cual el vaso del higrómetro se pondrá opaco, se toma la temperatura en ese momento y esta será la temperatura del punto de rocío del gas, a la presión del tanque del transformador.
- h) Con un valor de punto de rocío obtenido y presión dentro del tanque del transformador se determina la presión de vapor (figura 59).
- i) Con la presión de vapor y la temperatura de los devanados se determina la humedad residual (figura 60).



**Fig. 61, Corte y componentes del Higrómetro**

El higrómetro de la marca Alnor se usará para determinar el punto de rocío de algunos gases, 115 V C.A. 50/60 Hz. y 7.5 V C.D. para las pruebas de campo.

#### IV.2.5.3 Valores aceptables de humedad residual.

La experiencia de fabricación de transformadores y reactores recomiendan que el secado de estos equipos sea menor de 0.5% de humedad residual.

El contenido de humedad de 0.2 a 0.4% es un buen valor de trabajo; humedad residual debajo de 0.1%, además de ser una condición difícil de obtener no es recomendable por la posible pérdida de vida del aislamiento.

Se ha demostrado por varios investigadores, que el contenido de agua de aislamiento fibroso se equilibra a un nivel, gobernado por la presión del vapor y la temperatura del medio aislante, la carta de equilibrio de la gráfica 6 muestra esta relación.

Como conclusión se recomiendan los siguientes valores de por ciento de Humedad Residual para transformadores y reactores, según la clase de aislamiento.

CLASE DE AISLAMIENTO		% HR	
13.8 a	33 kV	0.40	0.50
69.0 a	86 kV	0.30	0.40
115.0 a	151 kV	0.25	0.30
230.0 a	400 kV	0.20	0.30

#### IV.2.6 Llenado de Aceite Bajo Vacío

Con el fin de evitar fallas incidentes en la operación de transformadores, como pueden ser disparo de relevador Buchholz, nivel bajo de aceite, acumulación de aire en la tapa principal, acumulación de lodos y humedad en el interior del transformador lo cual ocasionaría la oxidación del aceite teniendo como consecuencia una considerable reducción en la vida útil del aceite y aislamientos del transformador, es necesario llevar un estricto control sobre el proceso de llenado de aceite del transformador.

**Nota.- Antes de iniciar un llenado definitivo del transformador con su aceite aislante se someterá a un tratamiento preliminar de secado al alto vacío, a fin de obtener una presión absoluta en el interior del transformador de 1 mm de Hg., el equivalente a 1000 micrones.**

El aceite aislante a utilizar deberá ser un aceite deshidratado y desgasificado, esto se consigue a través de una cámara de vacío con que cuentan los equipos de filtrado el cual consta de:

#### **IV.2.6.1 Sistema de Calentamiento.**

Para poder lograr la evaporación de humedad y los gases concentrados en el aceite es necesario calentarlo a una temperatura de entre 50°C y 70°C, esto se consigue por medio de un banco de resistencias, las cuales deberán tener una capacidad de 16 KW y contar con dispositivos de seguridad tales como termostato y relevadores de protección por alta temperatura, nivel bajo o por falta de circulación del aceite.

#### **IV.2.6.2 Sistema de Filtración.**

El equipo de desgasificado debe contar con dos bombas para realizar la circulación del aceite.

1. Bomba de entrada, esta bomba extrae el aceite del depósito donde se encuentra ya sea una pipa o tambores, el motor debe tener una capacidad mínima de 1 HP y la bomba debe ser especial para la circulación de aceite mineral para transformador. Debe contener una tubería y como medio de protección un filtro de metal de 500 micras para impedir la entrada de partículas grandes que puedan dañar los engranes de la bomba así como los manómetros que nos indican la presión que se está generando en la tubería.

2. Bomba de descarga, es la que desaloja el aceite que ha sido tratado en la cámara desgasificadora y lo deposita en el transformador. La capacidad de la bomba deberá de ser de 2 HP como mínimo y la bomba especial para la circulación del aceite, al igual que la bomba de entrada, debe contar con sus elementos de medición en la tubería.

a) Adicional al filtro de 500 micras el equipo debe contar con filtros de cartón o cera con una finura de 5 a 15 micras y, de ser posible con separador de humedad, con esto es fácil de retirar las partículas que se encuentren suspendidas en el aceite y que son elementos que alteran el factor de potencia y aceleran la acidez.

b) El sistema de filtración debe tener un contador que nos de las lecturas en litros o galones para conocer la cantidad de aceite y el tiempo promedio a procesar de una cantidad determinada de aceite.

c) Durante la circulación del aceite a través del equipo de tratamiento se pueden producir voltajes debido a cargas electrostáticas, por lo que como medida de seguridad para el personal, todas las terminales externas del transformador, tuberías y equipo de tratamiento deberán ser colocadas firmemente a tierra durante el proceso.

d) El proceso de desgasificado del aceite debe ser en una sola operación continua hasta alcanzar su purificación, para esto el promedio de duración del proceso es equivalente a tratar cuatro veces el volumen total de aceite, con esto se garantiza la eliminación de humedad, gases y partículas.

### IV.2.6.3 Llenado.

Durante todo el proceso de llenado, se debe mantener en el interior del transformador una presión absoluta de 1 mm de Hg, 1000 micrones como mínimo.

La velocidad con que es introducido el aceite debe ser controlada para evitar la formación de burbujas de aire que puedan quedar atrapadas entre los aislamientos, Voltran recomienda una velocidad de 2000 a 3000 litros por hora, en una sola operación del llenado se deberá alcanzar a cubrir el núcleo y los devanados.

El aceite aislante se introducirá en el tanque por la parte superior al lado opuesto de donde esta colocada la manguera de la bomba de vacío, la admisión del aceite será controlado por válvulas de paso.

Es recomendable que cada dos horas se tomen muestras de aceite tanto a la entrada de la cámara de vacío como a la salida, a fin de realizarle pruebas dieléctricas los valores aceptables de salida deberán ser los siguientes:

- Rigidez dieléctrica mayor o igual a 40 KV a 20°C.
- Porcentaje de factor de potencia a 25°C menor o igual a 0.05%.

Para sistemas con preservación de aceite a través de nitrógeno el llenado se continuará hasta el nivel indicado como norma, para sistema de tanque conservador tan arriba como sea posible.

Una vez terminado el llenado del transformador sobre el espacio libre, se romperá el vacío con aire seco o nitrógeno alta pureza hasta tener una presión de entre 1 y 3 lb/pulg<sup>2</sup>.

Al término de esta operación se dejará el transformador en reposo por un mínimo de 24 horas para efectuar las pruebas de campo finales, y verificación de instrumentos de control.

### **IV.3.0 Pruebas de Puesta a Punto.**

Las pruebas eléctricas de campo son la base para verificar y apoyar los criterios de aceptación o para analizar los efectos cuando suceden cambios con respecto a los valores iniciales de fábrica.

#### **IV.3.1 Precauciones generales para realizar pruebas.**

- I. Para equipos en operación y programas de mantenimiento, se tramitan las libranzas respectivas.
- II. Verificar la apertura física de las cuchillas seleccionadoras o interruptores para comprobar que el equipo no se encuentre energizado.
- III. Las terminales externas del equipo a probar deben estar firmemente aterrizadas por un lapso de 10 minutos, con la finalidad de eliminar cargas capacitivas que puedan afectar la prueba y por seguridad del personal.
- IV. En todos los casos ya sea equipo nuevo, reparado o en operación las pruebas que se realicen siempre deberán estar precedidas de actividades de inspección.
- V. Preparar los recursos de prueba indispensables como son instrumentos, herramientas, mesas de prueba, etc.
- VI. Preparar el área de trabajo a lo estrictamente necesario, delimitar la zona para evitar el paso a personas ajenas a la prueba procurando se tengan fuentes accesibles y apropiadas de energía.
- VII. Colocar los instrumentos de prueba sobre bases firmes y niveladas.
- VIII. No aplicar voltajes de prueba superiores al voltaje nominal del equipo a probar.
- IX. Anote las lecturas de la prueba con sus multiplicadores en la hoja de reporte correspondiente y registre también las condiciones climatológicas.

#### **IV.3.2 Pruebas a Realizarse:**

##### **IV.3.2.1 Prueba de resistencia de aislamiento a devanados.**

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia en megaohms que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo determinado, medido a partir de la aplicación del mismo.

La corriente resultante de la aplicación de voltaje de corriente directa se le denomina corriente de aislamiento y consta de dos componentes principales:

- Corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento.
- Corriente de fuga.

La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento está compuesta por:

- Corriente capacitiva.
- Corriente de absorción dieléctrica.
- Corriente de conducción irreversible.

**IV.3.2.2 Corriente Capacitiva.** Es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración que decrece rápidamente a un valor despreciable (generalmente en un tiempo máximo de 15 segundos) conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento; su efecto es notorio en aquellos equipos que tienen capacitancia alta como transformadores de potencia, maquinas generadoras y cables de potencia de grandes longitudes.

**IV.3.2.3 Corriente de Absorción Dieléctrica.** Esta corriente decrece gradualmente con el tiempo desde un valor relativamente alto a un valor cercano a cero siguiendo una función exponencial. Generalmente los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos de una prueba quedan en gran parte determinados por la corriente de absorción. Dependiendo del tiempo y volumen del aislamiento, esta corriente tarda desde unos cuantos minutos a varias horas en alcanzar un valor despreciable; sin embargo para efectos de prueba puede despreciarse el cambio que ocurre después de 10 minutos.

**Corriente de Conducción Irreversible.** Esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante, predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

**Corriente de Fuga.** Es la que fluye sobre la superficie del aislamiento. Esta corriente al igual que la corriente de conducción irreversible permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento.

**IV.3.2.4 Absorción Dieléctrica.** La resistencia de aislamiento varía directamente proporcional con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo, cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Graficando los valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se obtiene una curva denominada de absorción dieléctrica. Indicando su pendiente el grado relativo de secado y limpieza o suciedad del aislamiento, si el aislamiento está húmedo o sucio, se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y como resultado se obtendrá una curva con baja pendiente.

La pendiente de la curva puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la misma prueba. A la relación de 60 a 30 segundos se le conoce como “**índice de absorción**” y a la relación de 10 a 1 minuto como “**índice de polarización**”, los índices mencionados son útiles para la evaluación del estado del aislamiento de devanados en transformadores de potencia.

Entre los factores que afectan la prueba y que tienden a reducir la resistencia de aislamiento de una manera notable son: la humedad relativa, suciedad y la inducción electromagnética.

Antes de realizar la prueba se debe de tomar en cuenta lo siguiente:

- a) La base de temperatura recomendada es de 20°C para transformadores, para otros equipos como: interruptores, apartarrayos, boquillas, pasamuros, etc. No existe temperatura base ya que la variación de la resistencia con respecto a la temperatura no es estable.
- b) Es necesario eliminar toda suciedad o materia extraña (polvo, carbón, aceite, etc.) que se encuentre en la superficie del aislamiento.
- c) Para la humedad, efectúe la prueba a una temperatura superior a la del rocío. La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales para comparar adecuadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura o convertir cada medición a una misma base.
- d) Para equipos a probar que se encuentren bajo el efecto de inducción electromagnética, será necesario acondicionar un blindaje para drenar a tierra las corrientes inducidas que afectan las pruebas.

#### **IV.3.2.5 Resistencia de Aislamiento.**

La resistencia de aislamiento en si es una prueba de potencial, por lo tanto debe restringirse a valores apropiados que dependan de la tensión nominal de operación del equipo que se va a probar y de las condiciones en que se encuentre su aislamiento, si la tensión de prueba es alta puede provocar fatiga en el aislamiento.

Los potenciales de prueba más convenientemente utilizados son tensiones que van de 500 a 5000 volts, siendo el más utilizado el de 5000 para transformadores.

El Megger ha sido el instrumento estándar para la verificación de resistencia de aislamiento, nos sirve para aplicar el método de tiempo – resistencia o absorción dieléctrica el cual consiste en lo siguiente:

- a) Tomar como referencia lo mencionado en el punto 2 de precauciones generales para realizar pruebas.
- b) Verificar que el equipo a probar, se encuentre desenergizado.
- c) Limpiar la porcelana de las boquillas quitando el polvo o suciedad.
- d) Desconectar los neutros de los devanados.
- e) Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado, primario, secundario o terciario si este es el caso.
- f) Conectar adecuadamente la terminales de prueba al equipo que se va a probar.
- g) Para cada prueba anotar las lecturas de 15, 30, 45, 60 segundos 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, y 10 minutos.
- h) Al terminar la prueba desconecte el instrumento de prueba utilizado y aterrice la parte del equipo probado.

Estas pruebas se realizan de las siguientes formas:

Alimentando por baja tensión ( B.T) y conectando a tierra la alta tensión ( A.T)

Alimentando por alta tensión (A.T) y conectando a tierra la baja tensión (B.T)

Alimentando por alta tensión (A.T) y el negativo a baja tensión (B.T)

#### **IV.3.2.6 Prueba de relación de transformación.**

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de voltaje del primario al secundario o la relación de corriente del secundario al primario en los transformadores. Mediante la aplicación de esta prueba es posible detectar corto circuito entre espiras, falso contacto, circuitos abiertos, etc.

Método de medición.

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

Los pasos a seguir para la relación de esta prueba son los siguientes:

- a) Tomar en cuenta lo establecido en el punto 2, sobre recomendaciones generales de pruebas.
- b) Librar el equipo completamente verificando que se encuentre abiertas las cuchillas seccionadoras y desconectando las terminales de las boquillas de la línea.
- c) Colocar el medidor sobre una superficie firme y nivelada, de tal forma que la manivela pueda ser operada sin interrupciones.
- d) Anote los datos de placa y diagrama vectorial del equipo a probar. El diagrama vectorial es la referencia para conectar el medidor correctamente.
- e) Calcule la relación teórica, tomando en cuenta que la relación a medir es por fase correspondiente de alta y baja tensión de los transformadores trifásicos.
- f) Los valores de relación teóricos calculados servirán de base para colocar los sectores en el valor esperado en el medidor.
- g) Accione la manivela manteniendo una excitación de 8 volts y opere los selectores de menor rango hasta lograr la deflexión nula en el galvanómetro.
- h) Haga las mediciones y registre las lecturas.
- i) Al terminar la prueba desconecte el instrumento de medición y aterrice el equipo probado.

#### **IV.3.2.7 Prueba de Rigidez dieléctrica al aceite.**

Por definición la rigidez dieléctrica (tensión de ruptura) de un aceite aislante, es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es la que mas frecuente se realiza y es capaz de revelar dos cosas: la resistencia momentánea al paso de la corriente y la cantidad relativa de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

Existen dos métodos para pruebas de rigidez dieléctrica, el establecido por la norma D-877 y el D-1816, de los cuales el aplicado con más frecuencia por Voltran es el D-877. El aparato que se utiliza para este método consta de un transformador, un regulador de voltaje, un interruptor, un voltímetro y una copa de prueba la cual tiene dos electrodos en forma de disco separados 1/10" (2.54 mm) con las caras permanentemente paralelas.

El método D-1816 es similar al D-877 y solo difiere en que los electrodos son semiesféricos en lugar de planos, separados 0.04" y cuenta con un medio de agitación para proporcionar una circulación lenta de aceite. Este método es más representativo de las condiciones en que trabaja el aceite, aún cuando no es mucha utilización.

Para obtener una muestra representativa del aceite deben tomarse las siguientes precauciones:

- a) Limpiar y drenar previamente la válvula de muestreo.
- b) Enjuagar el recipiente de prueba cuando menos una vez con el aceite que se va a probar.
- c) Nunca tomar una muestra si la humedad relativa es mayor al 50%.
- d) Evitar el contacto del recipiente de prueba con la válvula de muestreo, los dedos y otros cuerpos extraños.
- e) Por ningún motivo la temperatura al realizar la prueba deberá ser menor a 20°C.

Pasos a seguir para realizar la prueba aplicando el método D-877.

- a) Al iniciar la prueba tanto los electrodos como la copa debe lavarse con aceite aislante en buenas condiciones, o con el aceite que se va a probar.
- b) Deberán examinarse los electrodos, asegurándose que no existan excoriaciones causadas por el arco o acumulación de contaminantes.
- c) Si las excoriaciones son profundas se deben pulir, el carbón y la suciedad deberán eliminarse; calibrando posteriormente la distancia entre los electrodos.
- d) La copa se debe llenar hasta un nivel no menor de 20mm sobre la parte superior de los electrodos, con el objeto de permitir que escape el aire.
- e) Deberá dejarse reposar aproximadamente 3 minutos antes de aplicarle el voltaje.
- f) Se aplica gradualmente el voltaje a una velocidad de 3 k.o.. por segundo hasta que se produzca el arco entre los dos electrodos, el operador lee el voltímetro y registra la lectura (deben tomarse 5 lecturas).

Se efectuará la prueba a dos muestras diferentes, si ninguno de los dos valores es menor del valor mínimo aceptable, fijado en 30 kV No se requerirán pruebas posteriores y el promedio de las lecturas se reportara como la rigidez dieléctrica.

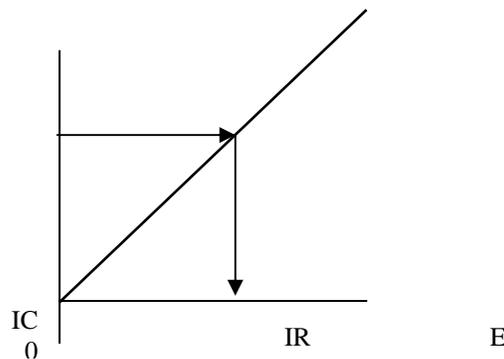
#### **IV.3.2.8 Medición de factor de potencia de los devanados.**

El factor de potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional, normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga y la corriente de perdida que toma el aislamiento al aplicarle un voltaje dado, es en si una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

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

$I_r$  Corriente de perdida.  
 $I_c$  Corriente de carga.  
 $I$  Corriente resultante.  
 $V$  Voltaje aplicado.

Diagrama vectorial, que muestra el comportamiento de un aislamiento al aplicarle un voltaje determinado.



Factores que afectan la prueba.

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

La prueba consiste en aplicar un potencial determinando al aislamiento que se desea probar y medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y la carga del mismo en Volts amperes.

El factor de potencia se calcula dividiendo los miliwatts entre los milivolt-amperes, y el resultado se multiplica por 100 para el caso del equipo MEU de 2.5 kV.

Para la interpretación de resultados es necesario el conocimiento de valores básicos de factor de potencia de materiales aislantes.

Como referencia se presentan valores y constantes dieléctricas de algunos materiales.

**Tabla 21.- Valores y constantes dieléctricas de algunos materiales.**

Material	% F.P. a 20 °C	Constante Dieléctrica
Aire	0.0	1.0
Aceite	0.1	2.1
Papel	0.5	2.0
Porcelana	2.0	7.0
Hule	4.0	3.6
Barniz	4.0 – 8.0	4.5
Agua	100.0	81.0

Valores de factor de potencia de algunos equipos que se han obtenido en diversas pruebas realizadas.

**Tabla 22.- Valores Aceptables de referencia de Factor de Potencia.**

Equipo	% F.P. 20 °C
Boquillas tipo condensador	0.5
Transformadores sumergidos en aceite en servicio	0.5 – 1.0
Transformadores nuevos	0.3
Cables con aislamientos de papel	4.0 – 5.0
Cables con aislamientos de barniz cambray	4.0 – 5.0
Cables con aislamientos de hule	0.5

El objetivo principal de la prueba de factor de potencia es, la detección de algunos cambios de las características del aislamiento producidos por envejecimiento y contaminación del mismo como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona.

#### **IV.3.2.9 Prueba de corriente de excitación.**

La prueba de corriente de excitación en los transformadores de potencia nos sirve para detectar daños que se presentan en los devanados y núcleos, debidos a esfuerzos electrodinámicos que genera el corto circuito o por un manejo inadecuado durante su transportación.

Las pruebas de corriente de excitación se efectúan con el medidor de factor de potencia con que se cuente.

Recomendaciones para efectuar la prueba de corriente de excitación.

- a) Tomar en cuenta lo referente a recomendaciones generales de prueba.
- b) Desenergice y desconecte de sus terminales externas todas las boquillas del transformador.
- c) Todas las pruebas de corriente de excitación deberán efectuarse en el devanado de mayor voltaje.
- d) En conexiones estrella, desconecte el neutro del devanado que se encuentra bajo prueba debiendo permanecer aterrizado el neutro de baja tensión.
- e) Cerciórese de que los devanados no energizados en la prueba, están libres de cables, proximidad de personal, etc., en virtud de que al energizar el devanado bajo prueba, se induce un potencial en el resto de los devanados.
- f) El voltaje de prueba de los transformadores, no debe exceder el valor del voltaje nominal del devanado bajo prueba.
- g) El voltaje de prueba en los devanados conectados en estrella no deberá exceder el voltaje de línea a neutro.
- h) El voltaje de prueba no deberá exceder el voltaje de línea a línea en los devanados conectados en delta.
- i) Se recomienda que para equipo nuevo o reparado que se prepara para puesta en servicio, deberán efectuarse las pruebas en todas las posiciones (tap's) del cambiador de derivaciones. Para equipos en operación que sean librados para efectuarles pruebas eléctricas, se recomienda efectuar la prueba de corriente de excitación únicamente en la posición de operación del cambiador, la razón de esto es que en caso de un desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo, el transformador no podría volver a energizarse.
- j) Debido al comportamiento no lineal de la corriente de excitación a bajos voltajes, es importante que las pruebas se realicen a valores lo más exactos posibles en cuanto a voltaje y lectura de corriente, para poder comparar los resultados con pruebas anteriores.

Factores que afectan la prueba

De acuerdo con experiencias en las pruebas de corriente de excitación, el factor que afecta a las pruebas en forma relevante es el magnetismo remanente del núcleo del transformador bajo prueba. Este magnetismo es indeseable por dos razones:

1. Al volver a conectar un transformador con magnetismo remanente, la corriente INRUSH aumenta considerablemente.
2. Puede generar valores anormales de corriente de excitación durante las pruebas al analizar las condiciones de los devanados o de alguno en particular.

Desafortunadamente no existe un método simple para medir el magnetismo remanente, ya que el valor y la polaridad cambian en virtud de que dependen del punto de la curva de histéresis en el cual la corriente se interrumpió.

El método más empleado para eliminar el magnetismo remanente, es la aplicación de una corriente directa inversa al sentido del devanado. Este método se basa en utilizar corrientes altas, las cuales pueden ser obtenidas con acumuladores, aprovechando la baja resistencia óhmica del transformador.

La ventaja de este método, es que podemos aplicar voltajes de 6, 12 ó 24 volts que normalmente se utilizan en acumuladores de automóvil o equipos de tracción, por lo tanto, estas fuentes de alimentación se consiguen fácilmente.

Para llevar a cabo la desmagnetización de un núcleo es necesario contar con un interruptor doble polo doble tiro, un reóstato, un acumulador, un amperímetro y conductores de calibre apropiado. La corriente a aplicar a los devanados no deberá ser mayor al 15% de la corriente nominal del transformador que se vaya a desmagnetizar. Esta actividad consiste en simular un ciclo magnético mediante la aplicación de potencial en un sentido y después invertir la polaridad del acumulador por medio del switch de doble tiro, esto deberá ser en forma momentánea, incrementando el potencial lentamente con el reóstato y enseguida, regresarlo a cero. En transformadores trifásicos deberá efectuarse en cada una de las fases, dependiendo de la conexión del transformador hay que calcular la corriente a aplicar.

Después de haber realizado lo anterior, vuelva a efectuar la prueba de corriente de excitación con la finalidad de verificar si el magnetismo remanente fue eliminado, si esto fue así, la prueba de corriente de excitación será satisfactoria, de lo contrario existirá otro tipo de problema en el transformador, el magnetismo remanente continua por lo que debe investigarse el problema con más detalle.

Las pruebas se realizan con el selector (LV) en la posición UST. El medidor MEU 2.5 dará el resultado en MVA que dividido entre el voltaje de prueba de 2500 volts, se obtendrá la corriente de excitación.

#### **IV.3.2.10 Prueba de factor de potencia a boquillas.**

Las boquillas de cualquier equipo pueden probarse por alguno de los siguientes métodos:

- a) Prueba de espécimen aterrizado (GROUND). Esta es una medición de las cualidades aislantes del aislamiento entre el conductor central de la boquilla y la brida de sujeción. La prueba se realiza energizando la terminal de la boquilla por medio de la terminal de alta tensión del medidor y la terminal de baja tensión del medidor a la brida de sujeción, la brida debe estar aterrizada.

- b) Prueba de espécimen no aterrizado (UST). Esta es una medición del aislamiento entre el conductor central y el tap capacitivo. Esta prueba se aplica a boquillas que cuentan con un condensador devanado a lo largo de la boquilla. El objeto principal del capacitor es controlar la distribución del campo eléctrico, tanto interno como externo de la boquilla.

Capacitancias de una boquilla.

La capacitancia C1 de una boquilla, es el valor expresado en picofaradios entre el conductor principal y el tap.

La capacitancia C2, es el valor expresado en picofaradios entre el tap y la brida.

La capacitancia C, es el valor expresado en picofaradios entre el conductor principal y la brida.

Para voltajes de 69 KV en adelante se utilizan boquillas tipo capacitor llenas o impregnadas de aceite.

Preparación de la boquilla para la prueba.

Limpie perfectamente la boquilla y colóquela sobre una base firme en posición vertical y apoyada en su brida.

En las pruebas de tap capacitivo, a partir de los miliamperios se determina la capacitancia y este valor no deberá de ser mayor de 2% con respecto al valor de placa. La capacitancia se obtiene multiplicando los MVA por 0.425 para voltaje de prueba de 2.5 KV y por 0.265 para voltajes de prueba de 10 KV.

#### **IV.3.2.11 Pruebas de collar caliente a boquillas**

Es una medición de la condición de una sección del aislamiento de la boquilla entre la superficie de los faldones y el conductor. Se lleva a cabo energizando uno o más collares situados alrededor de la porcelana de la boquilla y aterrizando el conductor central (terminal) de la misma. Esta prueba es de gran utilidad para detectar fisuras en la porcelana o bajo nivel del líquido aislante.

Prueba de collar sencillo.

Refleja información relacionada con la condición del aislamiento de la parte superior de la boquilla. Si se obtienen valores elevados de pérdidas, se recomienda hacer la prueba en cada faldón para analizar la magnitud de la falla.

Prueba de collar múltiple.

Proporciona información de la condición del aislamiento en general entre la brida y el conductor central.

Interpretación de resultados.

Una guía general para pruebas de collar caliente, es considerar como máximo 6.0 miliwatts de pérdidas a 2.5 KV y 0.1 watts de pérdidas a 10 KV.

#### **IV.3.2.12 Pruebas a los accesorios de medición y control.**

Una vez, que el transformador ha sido ensamblado en su totalidad en el sitio de operación de este, se procede a colocarlos accesorios de control (no importa el orden en que estos sean colocados). Los accesorios a probar son los siguientes:

1. Termómetro de punto caliente (TPC).
2. Termómetro de temperatura del aceite (TCA).
3. Indicador de nivel de aceite.
4. Válvula de sobrepresión.
5. Válvula de sobrepresión súbita.
6. Relevador Buchholz.
7. Moto ventiladores.
8. Sentido de giro de las motobombas para el FOA1 / FOA2 en la dirección correcta.
9. Indicadores de flujo en su dirección correcta.
10. Transformadores de corriente.
11. Operación correcta del cambiador de derivaciones de operación sin carga de la A.T.
12. Operación correcta del cambiador de derivaciones bajo carga de la B.T. en forma manual.
13. Operación correcta del cambiador de derivaciones bajo carga de la B.T. en forma manual-eléctrica.
14. Operación correcta del cambiador de derivaciones bajo carga en B.T. en forma automática, por medio del regulador automático de voltaje.
15. Correcta operación del cuadro de alarmas y disparos.
16. Operación correcta del indicador de posiciones local y remoto.

Nota: Este es un listado y el orden de ejecución será a libre criterio del encargado de hacer estas pruebas.

A continuación se marcan algunas pruebas de algunos accesorios, los demás deberán de ser realizados de acuerdo a la información correspondiente para cada accesorio.

#### **IV.3.2.12.1 Termómetro de punto caliente (TPC).**

1. Verifique que las terminales del plug no presenten suciedad o se encuentren fuera de la distancia de contacto con las terminales del termómetro.
2. Conecte el plug a las terminales del termómetro, tanto el plug como el accesorio cuentan con una guía que nos indica la posición correcta de contacto.
3. Identifique con la ayuda del diagrama de alambrado las terminales de apertura y cierre así como las temperaturas y presiones a que deben operar.
4. Una vez identificadas las terminales introduzca el termopar en un recipiente con aceite al cual se le aplicará calor utilizando una lámpara de alcohol o mechero (procurando tener una elevación de temperatura lenta que nos permita verificar la correcta operación de los micros).
5. La adecuada operación de los micros, la comprobaremos utilizando un multímetro, el cual debe colocarse en posición de continuidad y las puntas colocadas en las terminales correspondientes según su diagrama de alambrado.
6. Para verificar la apertura de los micros, se enfría lentamente el termopar utilizando un trapo húmedo, de igual manera se hace esto con las puntas del multímetro colocadas en las terminales.
7. La verificación de operación de la bobina calefactora se comprueba mediante continuidad.

#### **IV.3.2.12.2 Termómetro de temperatura del aceite.**

La comprobación de operación de los micros es muy semejante a la del termómetro de punto caliente, con la excepción de que el TAC no tiene la bobina calefactora.

#### **IV.3.2.12.3 Indicador de nivel de aceite.**

- a) Dado que este accesorio consta de un magneto con aguja indicadora del lado de la carátula del indicador, para verificar su operación ponga en la parte posterior de la carátula un metal de forma paralela a la aguja indicadora esto es con la finalidad de poder desplazar la aguja al nivel alto y bajo y así comprobar la operación del micro de alarma.
- b) La apertura y cierre del micro se verifica colocando las puntas del multímetro en las terminales de conexión del termómetro de temperatura del aceite según se indique en el diagrama de alambrado.

#### **IV.3.2.12.4 Válvula de sobre presión.**

- a) Verifique que el plug y la terminal de conexión de la válvula se encuentren libres de suciedad y además que estos presenten un buen contacto.
- b) Accione la válvula de forma manual a la vez que verifica en sus terminales de conexión la apertura y cierre del micro de alarma.

#### IV.3.2.12.5 Válvula de sobre presión súbita.

- a) Instale la válvula a través de una brida o conexión roscada.
- b) Todas las unidades deben ser instaladas con un conector eléctrico recto.
- c) Desenergice el circuito de control del relevador de presión súbita y remueva el cableado de la unidad.
- d) Conecte la lámpara de prueba a las terminales A y C del conector eléctrico.
- e) Quite el tornillo de 1/16" de la cubierta del relevador e instale un conector cruz en el orificio.
- f) Conecte un medidor de presión de 0 – 5 lb/plg<sup>2</sup>, en la parte superior de la cruz y un bulbo de compresión en el otro lado usando un tubo de hule si es necesario.
- g) Si existe un tapón de alivio de 1/8" NPT en la cubierta del relevador, remuévalo y reemplácelo con un tapón del tipo sólido de la misma medida.
- h) Si hay un orificio de drene sitiado cerca de la base de la cubierta, tape este orificio con un pequeño tapón de hule.
- i) Coloque el dedo sobre la parte abierta del conector cruz y opere el bulbo de compresión hasta obtener una presión de prueba.
- j) Identifique con ayuda del diagrama de alambrado las terminales de apertura y cierre a sí como las presiones a las que debe operar.
- k) Mantenga esta presión durante mínimo 30 segundos accionando el bulbo cuantas veces sea necesario.
- l) Después de los 30 segundos, quite el dedo rápidamente de la parte abierta, permitiendo que el aire escape rápidamente de la cubierta del relevador.
- m) Si la lámpara de prueba enciende, el relevador de presión súbita esta dentro de especificaciones.

#### IV.3.2.12.6 Relevador Buchholz.

- a) Verifique el buen contacto del plug y la salida del compartimiento del relevador.
- b) Realice la operaciones de apertura y cierre a través de la palanca de accionamiento de prueba que se encuentra en la parte superior del accesorio verificado con un multímetro los micro interruptores.

#### **IV.4.0 Principios De Seguridad.**

Es de suma importancia el tomar en cuenta las recomendaciones propuestas en esta sección para evitar en lo posible accidentes que pudieran presentarse durante las maniobras de montaje y operación de estos equipos.

#### **IV.4.1 Seguridad en el trabajo.**

El responsable de cada sección o área de trabajo deberá de preocuparse de que en su sector esté segura la prestación de primeros auxilios y de que en sus subordinados tengan a su disposición las reglamentaciones correspondientes al caso o las hojas respectivas de instrucciones referentes a la protección en el trabajo.

Instrúyase inmediatamente antes de iniciar el trabajo sobre las condiciones locales y verifique que peligros de accidentes se pueden presentar al realizar los trabajos.

##### **IV.4.1.1 Medidas de seguridad básicas.**

Entre otras cosas usted tiene las siguientes obligaciones:

- Observar las instrucciones de seguridad de sus superiores, así como todas las prescripciones y placas de advertencias.
- Comunicar inmediatamente los daños y desperfectos de instalaciones y máquinas así como peligros de accidentes.
- Usar casco protector.
- Usar zapatos de seguridad.
- Usar lentes de seguridad.
- Usar guantes de protección.
- Cuando se trabaje en áreas con ruidos molestos, usar los elementos protectores de los oídos que se suministran.
- Comunicar a su superior de cada accidente ocurrido en el camino al o en el lugar de trabajo.

**¡NO OLVIDE QUE!**

Los accidentes deben de comunicarse inmediatamente, ya que las exigencias a asociaciones profesionales por daños de salud que aparecieran posteriormente solamente se pueden hacer valer si el accidente de trabajo se puede probar.

#### **IV.4.1.2 Seguridad en el tránsito.**

- Tome en cuenta también a la seguridad en el tránsito por las carreteras, como regla suprema.
- Mantenga su vehículo en buenas condiciones para el tránsito y la carga.
- Observe concienzudamente las reglas de tránsito conduciendo con cuidado y respetuosamente.
- Use el cinturón de seguridad de su vehículo, aún en viajes cortos en la ciudad y no consuma alcohol durante el viaje.

#### **IV.4.2 Uso de herramientas y máquinas eléctricas.**

Las herramientas tales como: Taladros de mano, soldadoras, esmeriladoras, lámparas portátiles, etc., se utilizan para facilitar el trabajo. Estas solo podrán utilizarse cuando se encuentre en buen estado mecánico y eléctrico y se manejen cuidadosamente.

Si ocurre una falla mecánica o eléctrica en la herramienta, sáquela inmediatamente de circulación hasta que se haya realizado la reparación correspondiente.

##### **IV.4.2.1 Instalación.**

Las herramientas eléctricas solo deberán de conectarse a instalaciones técnicamente adecuadas. Preste especial cuidado a cables de prolongación (extensiones), enchufes y acoplamientos. Las reparaciones solo deberán de ser realizadas por personas especializadas del ramo.

##### **IV.4.2.2 Medidas de protección eléctrica.**

Se deberán de tener medidas de seguridad para todas las herramientas eléctricas contra un voltaje de contacto demasiado elevado. Estas medidas son:

- a) Aislamiento de protección.
- b) Pequeña tensión de protección.
- c) Puesta a tierra de protección.
- d) Puesta a tierra de neutro.
- e) Protecciones contra corto circuito.
- f) Uso de guantes, lentes y zapatos dieléctricos obligatorio.
- g) Nunca trabaje solo, ni deje que otro lo haga, su vida puede depender de ello.

#### **IV.4.2.3 Procedimiento para la elaboración del trabajo.**

- a) Antes de utilizar cualquier herramienta o máquina, es necesario conocer el manual de operación y mantenimiento de cada una en particular.
- b) Los cabellos y partes de la vestimenta sueltos, pueden penetrar en partes móviles de las máquinas. En prevención de esto, utilice vestimenta de trabajo ajustada y en caso necesario una gorra. Los puños de la manga deberán de plegarse solamente hacia adentro. Quítese anillos, pulseras, cadenas, etc. antes de iniciar un trabajo.
- c) Utilice herramientas de apriete adecuadas para fijar piezas trabajadas. No se olvide de retirar los seguros y asegúrese de tener un apriete firme de la pieza a trabajar.
- d) Proteja las herramientas eléctricas de golpes, caídas, sobrecargas, polvo y humedad. Los conductores no deberán de ser doblados excesivamente y las clavijas nunca deberán de ser retiradas de los contactos toma corriente jalando el conductor.
- e) Nunca retire los dispositivos de protección de las herramientas.
- f) Recuerde siempre desconectar las esmeriladoras, taladros, sierras manuales, etc., antes de depositarlas, sostenga hasta que estas se paren totalmente y colóquelas en un lugar seguro.
- g) Limpie su máquina solamente estando parada y después desconéctela de la red.
- h) Coloque partes soldadas calientes solamente en los dispositivos previstos para esto y no en armarios, estantes, etc.
- i) En lámparas portátiles no introduzca papel u otro material combustible como pantalla entre la lámpara y la canastilla protectora.
- j) El uso de placas calefactoras con espirales calefactoras abiertas está prohibido en todos los casos. Los calefactores no deberán de ser usados en recintos con peligros de incendio o de explosión.
- k) Las herramientas especiales, tales como: Prensas, cortadoras, herramientas de percusión y similares, solamente podrán ser utilizadas por personal especialmente capacitado.

#### **IV.4.3 Uso de escaleras.**

1. Las escaleras y peldaños deberán de estar disponibles en el sitio de trabajo y en la cantidad y dimensiones requeridas. No utilice banquillos, sillas, mesas, cajones, barriles, sacos, o combinaciones de tales objetos en lugar de las escaleras y los peldaños.
2. No utilice escaleras dañadas o que sean inadecuadas.
3. Las escaleras deberán de estar construidas y montadas de tal manera que estén aseguradas contra resbalones, deslizamientos y volcado, así como también contra oscilaciones y doblados pronunciados. Los pisos con arena suelta, pisos lisos y aceitados, rejillas, etc., no presentan una condición segura para la colocación de escaleras. Si existe el peligro de que por determinados trabajos no se puede garantizar la estabilidad de la escalera, deberán de adoptarse medidas adicionales; ejemplo, asegurar con sogas, cadenas, ganchos, etc., o sostener la escalera por alguna persona auxiliar.

4. No utilice escalera de la cual usted desconozca en que condiciones se encuentran. Utilícelas solo en caso de que estas hayan sido sometidas a una cuidadosa revisión respecto a su capacidad de peso y su estabilidad.
5. Si las dimensiones de las escaleras ya no son adecuadas, utilice andamios seguros.

### **Utilización de andamios.**

**La colocación de un andamio, según las prescripciones, requiere de un gran conocimiento en la materia. Por ello siempre deberá de ser levantado por personal especializado.**

#### **IV.4.4 Utilización y tratamiento de cinturones y sogas de seguridad.**

Utilice cinturones y sogas de seguridad para todos los trabajos donde exista el peligro de caídas.

1. Antes de cada uso de cinturones de seguridad, sogas de intercepción y sogas portantes, éstas deberán de verificarse también en el lugar de montaje respecto a su estado reglamentario. Aún en fallas mínimas, estas deberán de comunicarse necesaria e inmediatamente al superior. Equipamientos no utilizables deberán de ser devueltos con la debida notificación al almacén de herramientas.
2. Las sogas de seguridad y de intercepción deberán de sujetarse en un punto seguro, en posición vertical encima del lugar de trabajo en la medida de lo posible. Cuide que las sogas se mantengan lo más tenso posible. Las sogas deberán de ser pasadas sobre cantos filosos o acortarse mediante nudos.
3. Los cinturones de seguridad, sogas de intercepción, sogas portantes y de seguridad así como accesorios, únicamente deberán de utilizarse para fines de seguridad.
4. Limpie y seque las sogas después de cada uso. Cuélguelas en un lugar ventilado y sin radiación solar para que sequen.
5. Un equipo de seguridad plenamente exigido por una caída, no deberá de volver a utilizarse. Devuélvalo inmediatamente al lugar de despacho con la información del tipo de esfuerzo a que fue sometido. El ingeniero de seguridad debe de ser informado de la caída, aún cuando no se haya producido ninguna lesión.

#### **IV.4.5 Procedimiento para los trabajos de instalación y mantenimiento en instalaciones eléctricas.**

1. Infórmese a detalle de los trabajos de instalación o mantenimiento a realizar, condiciones de desconexión y peligros extraordinarios de las instalaciones eléctricas existentes.
2. Está prohibido el trabajo en instalaciones con líneas vivas de alta corriente y alto voltaje.
3. Nunca se deje persuadir por otras personas para efectuar trabajos en áreas con línea viva. Siempre repórtese con su superior.
4. Las operaciones de desconexión en instalaciones eléctricas, están reservadas solo al personal de servicio autorizado y no son parte del trabajo del personal de montaje y mantenimiento.
5. Cuando se trabaje en lugares peligrosos donde exista el riesgo de fuego o explosión infórmese antes de iniciar los trabajos sobre las prescripciones especiales que para ello existen y observe estrictamente las directrices del agente responsable del cliente.
6. Cuando trabaje en instalaciones eléctricas tenga siempre en consideración las siguientes reglas de seguridad sin pasar por alto ninguna:
  - a) Desconectar.
  - b) Asegurar contra alguna reconexión.
  - c) Verificar siempre la ausencia de tensión.
  - d) Aterrizar y cortocircuitar.
  - e) Blindar y proteger mediante barreras partes vecinas de la instalación que se encuentran bajo tensión.

#### **IV.4.6 Transporte y almacenamiento de objetos.**

##### **IV.4.6.1 A mano.**

Levantar, apilar y llevar objetos pesados requiere no solamente de fuerza muscular, sino también de inteligencia.

Tome en cuenta las siguientes recomendaciones:

- a. Asegúrese de trabajar en áreas con una adecuada iluminación, un asidero seguro y un buen equilibrio.
- b. Elimine inmediatamente clavos sobresalientes, puntas de alambre, flejes de acero, etc., de cajas, barriles y demás empaquetaduras, usando para este propósito las herramientas adecuadas.
- c. Verifique el peso de la caja antes de levantarla. Pida la colaboración de otros compañeros cuando la carga sea demasiado pesada o muy poco manejable.
- d. Levante cargas siempre con el tórax erguido, desde cucullas, no desde la cintura con el cuerpo doblado.

- e. Transporte cargas siempre de tal manera que, quede libre su campo visual y preste especial cuidado en lugares poco despejados.
- f. Los objetos largos se transportarán convenientemente de tal manera que el extremo delantero se incline fuertemente hacia el suelo. Ponga mucho cuidado en esquinas y lugares poco despejados.

#### **IV.4.6.2 Utilizando grúa.**

- a. Las grúas solamente deberán de ser manejadas por el personal especializado e instruido al respecto.
- b. Cuide de que haya una buena colaboración entre todos los que participan en el transporte del objeto. Las instrucciones solamente deberán de ser dadas por una persona.
- c. Use solamente elementos de izaje en perfectas condiciones, cuya capacidad de carga corresponda con la carga levantada. Consulte las tablas de carga o pregunte al personal experto correspondiente.
- d. Proteja las cadenas o sogas con suplementos de madera al levantar cargas con cantos filosos.
- e. Evite a toda costa hacer nudos en las sogas o cadenas de carga.
- f. Asegúrese de hacer una distribución equilibrada de la carga. Retire sus manos de los lugares de enganche antes de que la carga sea levantada.
- g. Asegúrese de que ningún objeto suelto sea dejado sobre la carga.
- h. Nunca levante la carga en forma oblicua. Asegúrese siempre que el gancho de la grúa esté sobre el centro de gravedad de la carga a levantar.
- i. No se coloque nunca debajo de la carga suspendida y no pretenda, bajo ninguna circunstancia, parar con la mano una carga que se desliza.
- j. Está prohibido el movimiento de cargas sobre lugares de trabajo ocupados por personal.
- k. Cuando coloque y apile objetos al costado de vías conserve un mínimo de distancia de 2.20 m a partir del centro de las vías.
- l. Cuando deposite y apile objetos en edificios, asegúrese de mantener distancias y pasajes del ancho suficiente. No obstruya puertas ni rutas de evacuación (salidas de emergencia).

#### **IV.4.6 Vehículos de transporte en superficie.**

- a. Los vehículos para transporte en superficie solamente deberán de ser conducidos por personal instruido al respecto y con licencia debidamente acreditada.
- b. No maneje otros vehículos que no sean los de su compañía.

#### IV.4.7 Prevención y combate de incendios.

“La prevención de incendios es una parte importante en la prevención de accidentes y sirve para su propia seguridad”.

“Cada colaborador está obligado a prevenir incendios y dar alarma en caso de incendio, así como ayudar en la lucha contra estos cuando ya se ha iniciado alguno”.

##### IV.4.7.1 Prevención.

- a. Extintores. Se deberán de tener disponibles extintores adecuados y regularmente inspeccionados en lugares de fácil acceso en todos los lugares de montaje, incluyendo almacenes y vestidores.
- b. Cables eléctricos y fusibles. Utilice únicamente material para instalaciones reglamentario, aún tratándose de conexiones auxiliares, iluminación auxiliar, así como también aparatos eléctricos portátiles. Proteja los cables con los fusibles correspondientes al área de sección transversal de los cables, nunca utilice fusibles dañados o remendados
- c. No fumar. Ponga atención a las regulaciones en todos los lugares identificados como áreas de “NO FUMAR”.
- d. Conexiones de gas (Propano, oxígeno, acetileno, etc.). Revise que las mangueras y conexiones no tengan ninguna fuga.
- e. Flama abierta. Nunca la deje sin custodia. Apáguela durante las pausas y después de finalizar cada jornada de trabajo.
- f. Desperdicios. Los desperdicios de papel, cables eléctricos, virutas, ceras y restos de grasa, no deben de ser depositados cerca de flamas abiertas. Retire diariamente los desperdicios de las áreas de montaje. Los trapos embebidos de aceite o con grasa, estopa y elementos semejantes, tienden a autoincendiarse, recolecte estos desperdicios en recipientes incombustibles de lata con tapa.
- g. Líquidos inflamables, tales como: gasolina, alcoholes, pinturas, etc. Guarde los líquidos inflamables en el almacén del lugar de montaje en latas a prueba de explosión (no en botellas de vidrio). Los líquidos inflamables no deberán de ser usados en salas con selectores, áreas de mantenimiento en contacto con alguna chispa puede causar el incendio de estos líquidos. Conserve en el lugar de trabajo no más que el consumo para medio día.
- h. Recorridos de inspección. Cuando termine la jornada de trabajo, verifique si todas las flamas están apagadas, si todas las llaves de gas están cerradas, si las soldadoras y todos los aparatos eléctricos están desconectados. Además verifique si las ventanas y las puertas que se encuentran en su área de responsabilidad están cerradas.

#### **IV.4.7.2 Combate contra incendios.**

Procedimiento a utilizar en el momento que se inicia un incendio:

- Llame a los bomberos y avise al propietario de la instalación (en su defecto a su jefe inmediato).
- Ponga inmediatamente a las personas en peligro en una zona segura (¡Atención! Para el transporte de personas heridas observe las reglas de primeros auxilios).
- En incendios de instalaciones eléctricas ponga especial cuidado en lo siguiente:

En incendios existe el peligro de que circuitos energizados con tensión puedan ser tocados, por lo que se aconseja tener especial cuidado. La iluminación eléctrica de los recintos de trabajo, que se encuentren afectados o en peligro deberá de ser energizada. No apague las alarmas contra el fuego así como los centros de comunicación. Proteja contra el agua los motores eléctricos, salas de control, tableros de mando, centrales telefónicas.

Use los extintores de mano que son permitidos para controlar incendios en instalaciones eléctricas. Se recomienda utilizar extintores en polvo y de CO<sub>2</sub> (anhídrido carbónico).

#### **IV.4.8 Primeros auxilios.**

Los primeros auxilios son una ayuda inmediata en el lugar del accidente. La ayuda médica debe, en caso necesario suministrarse con prontitud. Si por heridas de accidentes hay incapacidad de trabajo debe acudir a un médico reconocido por el seguro social.

## IV.5.0 Reglas De Seguridad Aplicadas A Transformadores

- IV.5.1 El fluido aislante de estos transformadores puede ser un líquido mineral flamable. Considere esto cuando instale los equipos en lugares próximos a vías públicas o edificios ya que existe la posibilidad de que una falla en el transformador traiga como consecuencia fuego y/o explosión poniendo en peligro la vida y las propiedades.
- IV.5.2 Un inadecuado aterrizamiento puede causar alto voltaje en el tanque del transformador y las salidas del secundario, y como consecuencia una fuente de peligro para la vida.
- IV.5.3 Bajo ciertas condiciones de falla los voltajes secundarios de líneas a tierra de transformadores con devanados secundarios sin aterrizar (por ejemplo, DELTAS, ESTRELLAS CON NEUTRO FLOTANTE, Y DELTAS ABIERTAS), se pueden aproximar a un nivel tan alto como los voltajes de suministro. Este alto voltaje es sumamente peligroso.
- IV.5.3 No dependa de indicaciones visuales tales como la posición de un switch o el retiro de fusibles como medio para la determinación de una condición de “Equipo Desenergizado”. El contacto con una terminal energizada puede tener como consecuencia un choque eléctrico, quemaduras y aún la muerte. Siempre considere que una terminal se encuentra energizada a menos que se haya realizado un chequeo y un buen aterrizamiento para prevenir un daño al personal.
- IV.5.4 Conecte el transformador de acuerdo con el diagrama de alambrado de la placa de datos del transformador y opérelo únicamente a los voltajes mostrados en la placa. El no tomar en cuenta esta situación puede dar como consecuencia una falla en el transformador y al mismo tiempo una amenaza para la vida y las propiedades.
- IV.5.5 Estos transformadores tienen un cambiador de derivaciones que deberá de ser operado solo cuando el equipo se encuentre totalmente desenergizado. Puede ocurrirle un daño permanente al equipo si no se sigue esta instrucción resultando en un posible riesgo para la vida y las propiedades. Respete lo anterior cuando el equipo tenga un cambiador para doble voltaje.
- IV.5.6 Si el transformador es trifásico, no lo opere con una o más fases abiertas. Ya que se generan corrientes y voltajes de servicio desbalanceados y la conexión de una sola fase a la carga.

- IV.5.7 El operar el transformador y sus accesorios fuera de su rango de voltaje y de corriente, puede dar como consecuencia daño a estos equipos, daño al personal e incluso la muerte.
- IV.5.8 La operación de un dispositivo primario de protección, puede ser la evidencia de un transformador fallado. No re-energice la unidad si es evidente cualquier indicación de falla, ya que esto puede dar como resultado fuego y/o explosión.
- IV.5.9 Si el equipo es suministrado con un cambiador para doble voltaje, asegúrese de que el cambiador esté en la posición de voltaje en el cual va ser energizado y que coincida con la información de la placa de datos. Si no se sigue esta instrucción puede ocurrir un problema serio en las bobinas del primario del equipo.
- IV.5.10 Se deben de seguir las mejores prácticas de seguridad durante la inspección e instalación de un transformador. En resumen, estos son procedimientos más o menos peculiares para transformadores, los cuales deben de seguirse tanto para la protección del trabajador como del equipo:
- a. El equipo deberá de estar aterrizado en forma permanente. Previo a las pruebas dieléctricas, desenergice y aterrice las terminales de conexión del equipo. Todo el equipo para tratamiento del aceite así como las bombas de vacío, también deberán de estar aterrizadas. Esto es con el fin de reducir la posibilidad de la generación de cargas estáticas.
  - b. No efectúe pruebas dieléctricas cuando el transformador se encuentre bajo vacío.
  - c. Antes de realizar cualquier prueba dieléctrica ventile el tanque del transformador con nitrógeno o aire seco para desechar cualquier gas combustible el cual pudiera estar presente.
  - d. Se deben de tener extintores para su uso en caso de emergencia. Uno deberá de estar disponible en la parte superior del transformador cuando se esté realizando un trabajo dentro del tanque. No se permite fumar cerca del equipo de tratamiento del aceite o en la parte superior del transformador cuando sus registros se encuentren destapados. Nota: Tome en cuenta que el uso de extintores dentro del transformador dañará severamente o arruinará el aislamiento del equipo.
  - e. Antes de retirar cualquier cubierta o accesorio del transformador, asegúrese de que el tanque no tenga ninguna presión y que el nivel del líquido se encuentre debajo de la pieza a retirar.
  - f. Nunca permita que alguna persona se introduzca al transformador al menos que un análisis del aire dentro del tanque muestre que se tiene como mínimo un 19.5 % de oxígeno. Cuando alguien se encuentre dentro del tanque, deberá de haber otra persona observándolo desde la parte superior a través del registro hombre.

- g. Las lámparas que se utilicen deben de ser a prueba de explosión y tener cuerdas resistentes al aceite.

IV.5.11 Se debe tener extremo cuidado para proteger el aislamiento del transformador de daños para prevenir que materiales extraños sean introducidos al tanque durante su inspección y ensamble:

- a. Mientras el transformador se encuentre abierto, no se permitirá que ninguna persona se encuentre en la parte superior del transformador hasta que haya vaciado las bolsas de sus ropas y se haya liberado de objetos personales tales como relojes y anillos.
- b. Las personas que se introduzcan al transformador no deberán de tener en sus ropas partículas sueltas, use protectores de lona limpios para sus zapatos o botas de plástico resistentes al aceite perfectamente limpias. Nunca se pare sobre una estructura aislante porque puede dañarla.
- c. Los pedazos de trapo deberán de estar completamente limpios y usarse como tapones para prevenir que caigan objetos en lugares de difícil acceso.
- d. Toda la herramienta deberá de ser inventariada, si es posible, las herramientas a utilizar deberán de estar aseguradas por medio de una cinta de algodón o cordón de pescar de tal manera que se elimine la posibilidad de extravío de la misma.
- e. Debe de haber una persona responsable de la vigilancia del personal y de los materiales dentro y fuera del tanque y para asegurarse de que nada es dejado dentro del tanque accidentalmente. Esta persona también debe de ser responsable que se tengan las precauciones para la apertura del tanque.
- f. Nunca destape el transformador a menos que la temperatura del tanque y sus partes internas sea como mínimo 10°C más alta que el punto de rocío del aire exterior.
- g. En el momento de cambios súbitos en el clima, amenaza de lluvia o nieve, tome las precauciones pertinentes para el cierre del tanque lo más rápido posible para proteger el aislamiento. No realice operaciones de vacío cuando esté lloviendo o mientras el transformador no esté bajo cuidado de alguna persona.
- h. Si cualquier objeto que haya caído dentro del transformador no puede recuperarse. Notifique inmediatamente a VOLTRAN o a su representante más cercano.
- i. Cuando se lleven a cabo pruebas de presión o se aplique vacío, lea las notas de la placa de datos e iguale la presión entre el tanque principal y otros compartimentos separados por pasamuros cuando esto sea requerido. También, cualquier conexión rígida en la parte superior de las boquillas debe ser desconectada para eliminar la fractura del aislador la cual podría ser causada por la deflexión del tanque y la cubierta bajo las pruebas de presión o la aplicación de vacío.

- j. Evite el uso de medidores de presión que contengan mercurio, a menos que se coloque una trampa efectiva entre el medidor y el transformador ya que existe la posibilidad de que por un descuido caiga el mercurio dentro del transformador. Para la medición del vacío, se prefieren medidores anaeróbicos de presión absoluta o medidores tipo termocople adecuadamente calibrados.
- IV.5.12 Se debe de recordar que en los tanques de transformadores completamente herméticos, pueden, bajo ciertas condiciones, acumularse gases explosivos, y que en los procesos del manejo los líquidos dieléctricos, puede generarse electricidad estática. En las precauciones de seguridad se deben de incluir la purga de los espacios de gas con nitrógeno o aire seco antes del llenado con líquido o su filtrado y aterrizado el transformador, sus boquillas y el equipo para el tratamiento del aceite.
- IV.5.13 No deje el transformador con vacío excepto durante la operación de llenado bajo vacío. Las fugas en tuberías temporales y conexiones pueden ocasionar daño en el equipo ya que podría penetrar la humedad en el tanque durante periodos de alta humedad o durante la lluvia. Se recomienda tener el tanque con presión positiva para prevenir que penetre la humedad del tanque.
- IV.5.14 Electricidad estática. En la operación de un filtro prensa es necesario que se tome en cuenta el problema de la electricidad estática y sean descargadas las áreas y tanques en la medida de lo posible.

## V. MANTENIMIENTO

## **V. Mantenimiento**

En vista de que los transformadores son eslabones vitales para la operación de las grandes empresas industriales, es necesario que para su funcionamiento continuo y confiable debe de proporcionárseles una atención adecuada.

Esto se logra solamente a través de un programa regular de inspecciones, pruebas y mantenimiento.

El programa dependerá de factores tales como: el tipo y clase de aislamientos del equipo, su importancia, tiempo de servicio, carga e historial de su operación.

Las pruebas específicas requeridas pueden variar a juicio de la persona responsable del equipo y de la experiencia obtenida con pruebas anteriores y en otros de características similares.

### **V.1.0 INSTRUCCIONES PARA LOS TRABAJOS DE MONITOREO Y MANTENIMIENTO.**

#### **V.1.1 TANQUE PRINCIPAL Y TANQUE CONSERVADOR.**

##### **V.1.1.1 Verificación de la temperatura del aceite.**

- Lea y registre la temperatura del aceite.
- Indique si la temperatura del aceite o de los devanados es causada por una sobrecarga de larga duración en el transformador.
- Tome las medidas correctivas

##### **V.1.1.2 Verificación del deshidratador de Silica-Gel.**

- ◆ Para asegurarse de que la humedad no penetra dentro del tanque conservador, el deshidratador de Silica-Gel deberá de ser cambiado cuando el color de los cristales se ha tornado de color azul a rosa ó de rojo a amarillo, dependiendo del color del silica-gel.

##### **V.1.1.3 Verificación de los indicadores de nivel de aceite.**

- Los niveles de aceite en el tanque conservador y del cambiador de derivaciones deberán de ser revisados observando las mirillas de vidrio o los indicadores de nivel.
- Dependiendo de la temperatura del aceite, los niveles del aceite deberán de corresponder a las marcas de temperatura en los indicadores tanto del tanque principal como del cambiador de derivaciones bajo carga.
- Si el nivel está demasiado bajo, deberá de ser eliminada la falla que está causando la pérdida de aceite, reponiendo el volumen perdido con aceite nuevo.
- El tipo de aceite que se debe de usar tiene que cumplir con los requisitos de calidad exigidos para este transformador.

#### **V.1.1.4 Verificación de fugas de aceite en bridas y soldaduras.**

- ❑ Todas las bridas, sellos y soldaduras deberán de ser revisadas para asegurarse de que no hay fugas de aceite.
- ❑ En el caso de que existan fugas, estas deberán de ser selladas inmediatamente, reapretando la tornillería, reemplazando los empaques o tapando las fugas en soldaduras.
- ❑ La eliminación de fugas por medio de la aplicación de soldadura, deberá de ser realizado por un soldador de experiencia en este tipo de trabajos. Recomendamos que un especialista de VOLTRAN sea llamado para realizar este trabajo.
- ❑ Se deberán de tomar en cuenta todos los aspectos sobre prevención de accidentes, en particular las MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA FUEGO, tome en cuenta su sistema de prevención contra explosión e incendio.

#### **V.1.1.5 Verificación de la presión en el tanque principal o tanque conservador.**

Cuando se suministre equipo Inert-Air.

- ❖ Verifique que la presión en el transformador se encuentra dentro de los valores recomendados (de 2 a 3 lb/plg<sup>2</sup>) y anote la presión del cilindro de nitrógeno o aire seco.
- ❖ Además asegúrese de que tanto las válvulas de alivio de seguridad como los reguladores de presión, se encuentran en perfectas condiciones.
- ❖ Auxíliese del manual de operación de este equipo.

#### **V.1.1.6 Verificación de la pintura de acabado y limpieza de la superficie.**

Si la pintura de acabado se maltrata con el paso del tiempo, esta pintura en general no necesita ser renovada completamente.

Realice lo siguiente:

- Limpie la superficie maltratada con un trapo humedecido con solvente o un dispositivo de limpieza tipo Sand-Blast; lodos, aceite y grasa, deberán de ser completamente eliminados.
- Lije la capa de pintura vieja y remueva aquellas capas de pintura que están flojas.
- Esmerile y cepille las partes oxidadas con un cepillo de alambre hasta que estén limpias.
- Las partes limpiadas deberán de ser cubiertas por dos capas de primario y después aplicar la pintura de acabado.
- La capa de pintura deteriorada que aún se adhiere firmemente al metal debe de ser cubierta solo con la pintura de acabado.

#### **V.1.1.7 Verificación del sistema de tierras.**

- Para prevenir corrientes de retorno, el tanque del transformador y el sistema de enfriamiento (si se tiene) deberán de ser aterrizados con un conductor de tierra de la suficiente sección transversal.
- Verifique que la conexión se encuentre perfectamente apretada, en caso de ser necesaria, reapriétela.

#### **V.1.1.8 Muestreo de aceite.**

- Las muestras del aceite del transformador deberán de ser tomadas con la finalidad de evaluar las condiciones dieléctricas y fisicoquímicas en que se encuentra.
- Se recomienda un muestreo del aceite en intervalos de un año como máximo.

#### **V.1.1.9 Cambiador de Derivaciones Bajo Carga.**

##### **V.1.1.9.1 Lectura del contador de operaciones del mando a motor.**

- ◆ Registre el número de operaciones del cambiador de derivaciones y registre el número de operaciones que realiza cada día.

##### **V.1.1.9.2 Operación completa del cambiador para limpieza completa de los contactos del cambiador.**

- Siempre que el transformador esté en servicio y el cambiador sea operado menos de 3000 veces al año o si no se utilizan todas sus posiciones, entonces el cambiador deberá de ser operado en todas sus posiciones (con el transformador desenergizado) con el propósito de limpiar todos sus contactos.

##### **V.1.1.9.3 Verificación de relé de protección.**

- Para la revisión de este dispositivo, presione el botón de prueba, el interruptor principal deberá de dispararse.
- Después de la prueba restablezca dejando el micro en su posición de operación en condiciones normales.

#### **V.1.1.9.4 Revisión de las flechas del mando exteriores y verificación de fugas de aceite en bridas.**

- ❖ Reengrase los dispositivos de acoplamiento, cajas y juntas tipo cardan con mangas de hule al grado requerido.
- ❖ Ponga especial cuidado en la detección de posibles fugas en la caja de baleros y después de remover la tapa verifique que no exista corrosión en el interior y que los topes se encuentren en la posición correcta.
- ❖ Asegúrese que no existan fugas en la parte inferior del cambiador, que une la barra de operación con el mando a motor.

#### **V.1.1.9.5 Verificación del mando a motor.**

Verifique lo siguiente:

- Sellos de puerta y cerradura.
- Limpieza del ducto de ventilación.
- La resistencia calefactora, lámpara y apriete de todos los dispositivos de la caja.
- Control paso a paso, localmente y del cuarto de control.
- Revisiones eléctricas y mecánicas de los switches de límite.
- La corona de contactos y el indicador de posiciones.
- Limpieza del motor de mando, si es necesario.
- Si la caja del mando a motor esta expuesta a una fuerte vibración externa, todos los birlos y tornillería deberán de ser revisados en su apriete y reapretarlos en caso de ser necesario.

#### **V.1.1.9.6 Inspección interna del cambiador.**

- Consultar la información relacionada con este tipo de cambiador.

**NOTA:** Para una información más detallada sobre el mantenimiento de todo el conjunto de dispositivos que componen un cambiador de derivaciones bajo carga, consulte la información que proporciona el fabricante al respecto.

#### **V.1.1.9.7 Cambiador De Derivaciones Sin Carga.**

**El cambiador de derivaciones sin carga únicamente podrá ser operado cuando el transformador se encuentra desconectado de la red de alimentación.**

V.1.1.9.7.1 Operación del cambiador de derivaciones en todas sus posiciones para la limpieza de sus contactos, **con el transformador desenergizado.**

- Las partes de cobre de los contactos sufren el depósito de impurezas cuando se encuentran sumergidos en el aceite, esta capa de impurezas puede causar falsos contactos en el cambiador y transformador.
- Opere el cambiador en todas sus posiciones al menos una vez al año (**con el transformador desenergizado**) con el propósito de limpiar los contactos.

V.1.1.9.7.2 Verificación del bloqueo.

- ◆ El final de las posiciones extremas está mecánicamente asegurado. Verifique que cuando una posición extrema es alcanzada, el cambiador únicamente podrá ser operado en la dirección opuesta.

V.1.1.9.7.3 Verificación de la resistencia de contactos.

- Verifique la resistencia entre contactos utilizado un DUCTER y compruebe que los valores sean uniformes y estén dentro de los límites especificados por el fabricante del cambiador.

V.1.1.9.7.4 Verificación del mando a motor.

- Si se suministra el cambiador con un mando motorizado, proceda a revisarlo conforme a lo establecido en los puntos 2.1, 2.4, 2.5.

## V.1.2 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO.

### V.1.2.1 Verificación de temperatura del aceite.

- ❖ Lea la temperatura del aceite y anote la carga que tiene el transformador en ese momento así como la temperatura máxima alcanzada.

### V.1.2.2 Posición de las válvulas de bloqueo de radiadores.

- Asegúrese que las válvulas de bloqueo de los radiadores se encuentren en su posición correcta de operación (ABIERTO).

### V.1.2.3 Moto ventiladores

- Cuando el transformador es del tipo FA, verifique que todos los ventiladores operen en perfectas condiciones.
- Si debido a la temperatura del transformador estos no se encuentran operando, opérelos manual y automáticamente para asegurar su correcto funcionamiento.

#### **V.1.2.4 Motobombas.**

- Verifique que las motobombas del sistema de enfriamiento FOA1/FOA2 se encuentren operando de acuerdo conforme la capacidad que se tenga en el transformador en ese momento.

#### **V.1.3 Caja De Conexiones.**

##### V.1.3.1 Resistencia calefactora.

- El termostato de la calefacción de la caja de control es fijado en aproximadamente 20°C. Verifique el funcionamiento correcto del sistema de calefacción.
- Asegúrese de que el interruptor de puerta encienda la lámpara del interior de la caja de control cuando esta se abra y se apague cuando se cierre.

##### V.1.3.2 Hermeticidad de la caja de conexiones.

- ◆ Observe el estado de la capa de pintura del interior de la caja, interior de las puertas y la cerradura. Limpie perfectamente el interior de la caja.

##### V.1.3.3 Reemplazamiento de los contactos de los interruptores, contactores de los motores, relevadores bobinas etc.

- En las instrucciones de instalación y operación de estos dispositivos se incluye la información a detalle de como se debe realizar el cambio de ellos.
- Consulte las instrucciones de montaje y mantenimiento.
- Revise el apriete de todas las terminales.

#### **V.1.4 Boquillas.**

##### **V.1.4.1 Nivel del aceite.**

- Cuando se suministran boquillas con aceite (tipo condensador), revise que el nivel se encuentre dentro de las marcas de tolerancia.
- Consulte el instructivo de la boquilla para realizar trabajos como recuperación de aceite cuando sea necesario o la detección de fugas.

##### **V.1.4.2 Fugas de aceite.**

- ❖ Revise que no existan fugas de aceite en las boquillas (bridas inferiores y campanas superiores), así como en las tuberías de purga.

### **V.1.4.3 Limpieza de la porcelana.**

- Los intervalos de tiempo que generalmente se aplican para la limpieza de las boquillas deben de ser especificados para cada aplicación, son dependientes en gran proporción del grado de contaminación que exista en el lugar donde se encuentra instalado el transformador.
- Un intervalo de tiempo más o menos recomendable para limpiar las boquillas es de aproximadamente 6 meses.

### **V.1.4.4 Apriete de conectores.**

- Asegúrese de que las terminales de conexión a las boquillas estén perfectamente apretadas y sí no es así, reapriételas.

## **V.1.5 Transformadores De Corriente.**

### **V.1.5.1 Verificación de las terminales de conexión.**

- Los transformadores de corriente que están montados dentro del transformador deben de ser cortocircuitados o bien conectados a instrumentos de medición durante su transportación y operación.

### **V.1.5.2 Verificación de las terminales a tierra.**

- ◆ El devanado secundario de cada transformador de corriente deberá de ser aterrizado en una terminal (preferentemente en un extremo).

## **V.1.6 Dispositivos De Monitoreo.**

### **V.1.6.1 Relevador de Buchholz.**

- Los flotadores de los microswitchs de alarma y disparo deberán de ser operados mecánicamente como se indica en las instrucciones del relevador Buchholz.
- La operación del micro de alarma (alarma por generación de gases) deberá de ser verificada con los interruptores cerrados.
- Si el micro de alarma opera, la señal de alarma deberá de manifestarse en el cuarto de control sin que los interruptores disparen.
- Cuando el micro de disparo es revisado, los interruptores deberán de dispararse y el transformador deberá de ser desconectado. Verifique las señales correspondientes en el cuarto de control.

V.1.6.2 Verificación del relevador del diverter switch y la válvula de sobrepresión de cambiadores de derivaciones bajo carga.

- ❑ Cerciórese de que el equipo de protección funcione correctamente de acuerdo con la descripción en particular.
- ❑ El micro del relevador solo se deberá de conectar a la señal de disparo del interruptor para dejar desenergizado el transformador.
- ❑ No se permite ni se debe conectar a señal de alarma.
- ❑ Este relevador únicamente puede ser restablecido en el propio dispositivo.
- ❑ Opere manualmente la válvula de sobrepresión del cambiador y su micro deberá disparar automáticamente el interruptor del transformador para dejarlo desconectado.
- ❑ Solo se puede restablecer en la misma válvula.

V.1.6.3 Indicadores de temperatura.

- ❖ Anote las temperaturas leídas en las carátulas de los indicadores y verifique la operación de los micros. Para el ajuste consulte las instrucciones de ajuste de este dispositivo.
- ❖ Verifique que los micros manden las señales de operación al tablero de señalización del cuarto de control.

V.1.6.4 Resistencia calefactora.

- Verifique que la resistencia calefactora de los RTD's o indicadores de punto caliente de los devanados no se encuentre abierta y que su valor sea el especificado en el instructivo particular de operación (utilice un óhmetro).
- **¡ Antes de verificar el este valor ponga en corto circuito el secundario del transformador de corriente que esta conectado a esta resistencia calefactora !**

V.1.6.5 Indicadores de nivel.

- Verifique el funcionamiento correcto de los indicadores de nivel operando los contactos de señalización y observando esta en el cuarto de señales del cuarto de control, tanto para el tanque conservador como en la caja del cambiador de derivaciones bajo carga.

V.1.6.6 Válvula mecánica de sobrepresión del tanque principal.

- El micro de este dispositivo deberá de estar conectado a la bobina de disparo del interruptor principal.
- Opere el micro manualmente y verifique que efectivamente el interruptor desenergice al transformador.
- Después de la prueba, vuelva a colocar el micro en su posición de REPOSO (operación manual).

#### V.1.6.7 Equipo Iner-air.

- ◆ Verifique que operen perfectamente las señales de “Cilindro Vacío”, “Alta Presión en el Tanque” y “Vacío en el Tanque”.

#### V.1.7 Sistema de Prevención Contra Explosión E Incendio.

- Lea cuidadosamente las instrucciones de servicio de este equipo ya que este, es una de las partes fundamentales de la buena operación del transformador así como de la seguridad del transformador y del personal que opera y mantiene este transformador.

#### V.1.8 PRUEBAS.

Las pruebas que normalmente se deben de realizar en los trabajos de monitoreo para el diagnóstico del transformador son:

- Medición de la resistencia de aislamiento al transformador.
- Medición de la resistencia de aislamiento del núcleo contra tierra.
- Medición de la relación de transformación.
- Medición de resistencias óhmicas en los devanados.
- Medición del factor de potencia de los aislamientos del transformador.
- Medición de la corriente de excitación del transformador, aplicando 2500 ó 10,000 volts.
- Medición del factor de potencia o tangente delta a las boquillas.
- Medición de la corriente de fuga entre faldones de las boquillas (prueba de collar caliente).
- Análisis físico - químico al aceite.
- Cromatografía de gases disueltos en el aceite.

Estas pruebas se describen en el capítulo de pruebas de puesta en servicio.

La tabla siguiente resume los puntos mencionados anteriormente así como la frecuencia de la verificación y los tiempos aproximados de ejecución.

**Tabla 23. V.2.0 TRABAJOS DE MONITOREO Y MANTENIMIENTO, CON INTERVALOS DE TIEMPO**

No.	TRABAJO A REALIZAR	DURACION DE LA ACTIVIDAD (HORAS)	SEMANAL	MENSUAL	ANUAL	VARIABLE
1	TANQUE PRINCIPAL Y TANQUE CONSERVADOR Y CAMBIADOR DE DERIVACIONES					
1.1	Monitoreo de la temperatura del aceite	< 1	X			
1.2	Monitoreo del deshidratador de Silica – Gel	< 1	X			
1.3	Verificación del nivel de aceite	< 1	X			• 1
1.4	Revisión de posibles rastros de aceite en juntas con bridas y cordones de soldadura.	< 1		X		
1.5		1	X			
1.6	Revisar la presión en el tanque cuando lleve equipo Inert – Air	8		X (6 MESES)		
1.7	Revisión del estado de la pintura y limpieza de la superficie del transformador.	3			X	
1.8	Verificación del sistema de tierras (tierra de protección)	< 1			X (5 AÑOS)	
2	CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA					
2.1	Lectura del contador de operaciones del mando a motor	< 1			X	
2.2	Operación del cambiador en todas sus posiciones para la limpieza de	< 1			X	
2.3	Contactos del cambiador	< 1			X	
2.4	Verificar el funcionamiento del relé de sobrepresión	< 1			X	
2.5	Revisión de las flechas exteriores	< 1			X	
2.6	Revisión cuidadosa de las bridas para observar posibles fugas	5			X (5 AÑOS)	
2.7	Revisión del mando a motor	11				
	Inspección del cambiador					
	• Después de 30000 operaciones del cambiador					• 2

3	CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN CARGA				
3.1	Operar el cambiador en todas sus posiciones para realizar limpieza de los contactos	< 1			<b>X</b>
3.3	Verificación de los bloqueos	< 1			<b>X</b>
3.4	Medición de la resistencia de contactos Revisión del mando a motor	< 1	X		<b>X</b>
4	SISTEMA DE ENFRIAMIENTO				
4.1	Monitoreo de la temperatura del aceite	< 1			<b>X</b>
4.2	Verificación de la posición correcta de las válvulas cuando el equipo se encuentra en operación.	< 1			<b>X (6 MESES)</b>
4.3	Verificación de operación de moto ventiladores y motobombas del sistema FOA.	2			

**TRABAJOS DE MONITOREO Y MANTENIMIENTO CON INTERVALOS DE TIEMPO**

No.	TRABAJO A REALIZAR	DURACION DE LA ACTIVIDAD (HORAS)	SEMANAL	MENSUAL	ANUAL	VARIABLE
5	CAJA DE CONTROL Y TABLERO DE CONEXIONES					
5.1	Revisión de la calefacción e iluminación en la caja de control	< 1			X	
5.2	Verificación de hermeticidad en la caja de control	1			X	
5.3	Sustitución de partes (interruptores, contactores, etc.) para el control de motores <ul style="list-style-type: none"> <li>• En caso de defectos</li> </ul>	4				• 3
6	BOQUILLAS					
6.1	Monitoreo del nivel de aceite en las boquillas	< 1		X		
6.2	Revisión de posibles fugas de aceite	< 1		X		
6.3	Limpieza de los faldones de porcelana	8		X (6 MESES)		
6.4	Apriete de los conectores	1		X (6 MESES)		
7	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE					
7.1	Revisión de las terminales de conexión.	< 1			X	
7.2	Revisión de las terminales a tierra.	< 1			X	
8	ACCESORIOS DE MEDICION Y CONTROL					
8.1	Revisión del relé Buchholz	< 1		X (6 MESES)		
8.2	Revisión del relé de sobrepresión súbita y de la válvula de sobrepresión del cambiador.	< 1		X (6 MESES)		
8.3	Revisión de los indicadores de temperatura	< 1			X	
8.4	Revisión de la resistencia calefactora en los indicadores de temperatura	< 1			X	
8.5	Revisión de los indicadores de nivel de aceite	< 1			X	
8.6	Revisión de la válvula de sobrepresión del tanque principal	< 1			X	
8.7	Revisión del equipo Inert – Air	1	X		X	
9	Revisión del equipo Inert – Air	1		X		

**Tabla 24. V.3.0 DIAGNOSTICO**

DISPOSITIVOS DE MONITOREO Y PROTECCION	FALLA	POSIBLE CAUSA	MEDIDAS DE CORRECCION
<b>INDICADOR MAGNÉTICO DEL NIVEL DE ACEITE INDICADOR DE NIVEL</b>	Nivel de aceite demasiado bajo	Aceite insuficiente. Baja temperatura Pérdida de aceite	Verifique el apriete de la tornillería en general. Busque fugas en tapa principal
<b>INDICADOR DE FLUJO DE ACEITE</b>	No existe flujo de aceite	Válvula de bloqueo de flujo de aceite cerrada.  Tubería obstruida.  Bomba de circulación de aceite dañada (no hay voltaje o es demasiado bajo, devanado defectuoso, rotación incorrecta o daño en baleros)	Abra la válvula de bloqueo.  Limpie la tubería. Selle la tubería.  Repare la bomba de circulación (revisar fusibles y sentido de rotación de la bomba) Revise el relevador de sobrecorriente (que no esté disparado) Verifique las conexiones eléctricas y los dispositivos de protección.
<b>RELEVADOR DE SOBREPRESIÓN</b>	Presión interna en el tanque demasiado alta	Tubo de conexión al tanque conservador cerrado o bloqueado.  Arco eléctrico interno.	Revise la tubería y dispositivos de bloqueo  Revise el transformador conforme a los puntos del relé Buchholz (del 1 al 9)
<b>DISPOSITIVO DESHIDRATANTE DE RESPIRACIÓN (SILICA – GEL)</b>	El desecante cambió de color azul a rosa y después a blanco, ó de rojo a amarillo generalmente de abajo hacia arriba.	Alta humedad atmosférica.  Fugas en tuberías y/o cilindro de vidrio. Humedad en el tanque conservador. Cilindro de vidrio reventado.  Periodos de mantenimiento demasiado prolongados.	Reemplace el agente deshidratante.  Reemplace el cilindro de vidrio o séllelo adecuadamente. Selle las fugas en tuberías.  Verifique el contenido de humedad en el aceite.

<p><b>BAJO VALOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE</b></p>	<p>Rigidez dieléctrica demasiado baja. Alto contenido de agua.</p>	<p>Respirador inoperable o transformador con mucho tiempo en servicio. Fugas en el sistema de enfriamiento por agua. No opera el reductor de presión del agua.</p>	<p>Ponga en operación el respirador. Selle o repare los enfriadores. Póngase en contacto con el fabricante, seque el aceite si es necesario</p>
<p><b>CONEXIÓN A TIERRA.</b></p>	<p>Conexión a tierra interrumpida</p>	<p>Corrientes excesivas provocadas por arcos externos. Corrientes de malla impermisibles debido a múltiples puntos de conexión a tierra.</p>	<p>Limpie los contactos, apriete los tornillos y verifique las distancias eléctricas. Elimine los puntos múltiples de conexión a tierra y utilice un solo punto con la suficiente sección transversal.</p>
<p><b>GABINETE DE CONTROL</b></p>	<p>Los dispositivos de control y protección no operan correctamente Contacto contaminados o afectados por corrosión. Cubiertas de los aparatos deformadas (torcidas)</p>	<p>Humedad excesiva en el gabinete de control. Agua o polvo dentro del gabinete. Temperatura elevada dentro del gabinete.</p>	<p>Fije la temperatura del gabinete a una temperatura más elevada. Selle la puerta del gabinete y coloque un filtro contra el polvo si es necesario. Proteja el gabinete de la radiación solar y proporcione una mejor ventilación.</p>
<p><b>CUERNOS DE ARQUEO EN BOQUILLAS</b></p>	<p>Operación frecuente</p>	<p>Distancia de arqueo eléctrico incorrecta</p>	<p>Ajuste los cuernos de arqueo a la distancia correcta y apriete los tornillos de fijación.</p>

<p><b>RELEVADOR BUCHHOLZ</b></p>	<p>Operación del micro de alarma</p>	<p>Pérdida de aceite. Acumulación de aire. Generación de gas debido a una falla interna. Vibración violenta. Falla en el micro.</p>	<p>Puede continuar en operación. Realice tan pronto como sea posible las siguientes pruebas y exámenes para análisis de falla.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Revise el nivel de aceite, tuberías y posición de las válvulas.</li> <li>2. Revise las conexiones eléctricas.</li> <li>3. Verifique el mecanismo de disparo del relé buchholz.</li> <li>4. Obtenga muestras de gas en un periodo de 5 horas y analícelo.</li> <li>5. Tome una muestra de aceite de la parte superior del tanque y haga una prueba de cromatografía de gases.</li> <li>6. Tome una muestra de aceite de la parte inferior del tanque y realice una prueba de rigidez dieléctrica.</li> <li>7. Retire todas las conexiones a las boquillas y efectúe las siguientes mediciones:             <ol style="list-style-type: none"> <li>7.1 Resistencia de aislamiento entre devanados y tierra y entre devanados.</li> <li>7.2 Relación de transformación con el TTR o aplicando bajo voltaje en el lado de alta tensión.</li> <li>7.3 Resistencias óhmicas en todos los devanados.</li> <li>7.4 Corriente en vacío aplicando bajo voltaje.</li> </ol> </li> <li>8. Compare los resultados con los certificados de prueba de las instrucciones de operación.</li> </ol> <p>Purgue el transformador y energícelo nuevamente si es que no se encontraron fallas o bien cuando estas hayan sido corregidas.</p>
----------------------------------	--------------------------------------	---	---

	Operación del micro de disparo	Pérdida de aceite. Turbulencia en el aceite debido a un arqueo interno. Generación violenta de gas debido a una falla interna. Vibración violenta. Falla en el micro	Desenergice el transformador y realice las pruebas y mediciones descritas en los puntos 1 al 8. Purgue el transformador y energícelo nuevamente si es que no se encontraron fallas o bien cuando estas hayan sido corregidas.
<b>R. T. D.</b>			Reduzca la carga del transformador. Ponga a funcionar los ventiladores o el equipo de enfriamiento. Revise la posición de las válvulas tipo mariposa. Ajuste correctamente la temperatura de trabajo. Compare la lectura del termómetro con la lectura de un termómetro distinto. Revise las conexiones eléctricas y el mecanismo de disparo. Revise los dispositivos de control del sistema de enfriamiento. Revise el TC y el termómetro
<b>MEDIDOR DE TEMPERATURA</b>	Temperatura del aceite demasiado alta.	Sobrecarga en el transformador. Enfriamiento inadecuado.	
<b>CARATULA DEL TERMOMETRO</b>		Ajuste de temperatura incorrecto.	
<b>CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA</b>	No opera en con mando a motor ni en automático	- No hay alimentación eléctrica. - Operó el sistema de supervisión del cambiador operado (cambiador bloqueado), por falla en el cambiador.	- Verifique que exista alimentación el la caja de mando del cambiador. - Si el sistema de supervisión esta operado, no reconecte éste, hasta que el cambiador haya sido inspeccionado y la causa del defecto sea eliminada. Consulte al fabricante en caso de que este evento haya sucedido.
	Lea cuidadosamente las instrucciones de operación y mantenimiento de este cambiador de derivaciones bajo carga y en caso de duda consulte al fabricante.		
<b>SISTEMA DE PREVENCIÓN CONTRA EXPLOSION E INCENDIO</b>	Lea cuidadosamente las instrucciones de operación y mantenimiento de este cambiador de derivaciones bajo carga y en caso de duda consulte al fabricante.		

## CONCLUSIONES

Los transformadores son piezas fundamentales usados en la transmisión de la energía eléctrica desde las Plantas de Generación a las Subestaciones localizadas cerca de las Plantas Industriales y áreas residenciales, por lo que cualquier Ingeniero Mecánico Eléctrico estará en contacto con éstos equipos en algún momento de su desarrollo profesional en cualquier rama de la industria.

En todo trabajo relacionado con los transformadores se deberán mantener los requisitos de seguridad necesarios antes de efectuar cualquier actividad durante la instalación, operación y/o mantenimiento a algún transformador de potencia inmerso en aceite dieléctrico, el operador debe tener un conocimiento amplio del funcionamiento y componentes, ya que de lo contrario puede ocasionar accidentes a personas, equipo o instalaciones circundantes.

Los periodos de mantenimiento pueden variar con respecto al uso del equipo, los factores principales que influyen pueden ser: el por ciento de carga, la tensión de alimentación, la correcta operación de las protecciones instaladas, los factores climatológicos (medio ambiente), los cuales en conjunto degradan la vida útil del transformador.

Es importante señalar que actualmente los materiales y accesorios así como los procesos de manufactura de los transformador de potencia tipo columna inmerso en aceite dieléctrico que se encuentre no importando la marca, el año y país de fabricación, son similares en cualquier parte del planeta por lo que lo descrito en esta tesis es aplicable a cualquier equipo de éstas características.

## BIBLIOGRAFIA

- Documentos Emitidos por la Comisión Federal de Electricidad
- Documentos Emitidos por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro
- Documentos Emitidos por la Secretaría de Energía
- Norma NMX-J-284-ANCE-2006 “Transformadores y Autotransformadores de Potencia”
- Norma NMX-J-169-ANCE-2004 “Transformadores y Autotransformadores de distribución y Potencia –Métodos de prueba”
- Transformadores Convertidores, Enciclopedia CEAC de Electricidad, Ediciones CEAC, Barcelona España.
- Installation, Assembly and Energization of Power Transformers Rated 230 KV and Below, ABB Power T&D Company Inc.
- Manual de Operación y mantenimiento Voltran, S.A. de C.V.
- Catálogo de Transformadores de Potencia, Siemens, S.A. de C.V.