



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

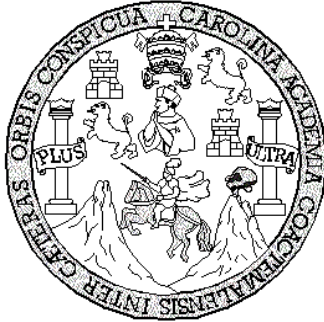
**ANÁLISIS DE LA REDUCCIÓN DE VIDA DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO BASADO EN EL
TIEMPO Y LA TEMPERATURA CAUSADOS POR LOS EFECTOS DE LAS
SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE**

Juan Pablo Girón González

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, julio de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA REDUCCIÓN DE VIDA DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO BASADO EN EL
TIEMPO Y LA TEMPERATURA CAUSADOS POR LOS EFECTOS DE LAS
SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

JUAN PABLO GIRÓN GONZÁLEZ

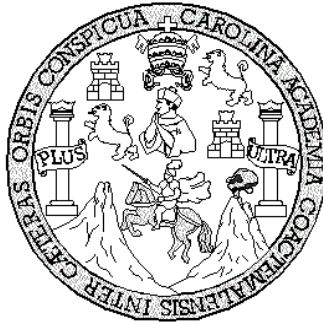
ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Jorge Armando Cortez Chanchabac
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivónne Véliz Vargas.

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS DE LA REDUCCIÓN DE VIDA DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO BASADO EN EL
TIEMPO Y LA TEMPERATURA CAUSADOS POR LOS EFECTOS DE LAS
SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 27 de octubre de 2010.

Juan Pablo Girón González

AGRACEDIMIENTOS A:

Dios	Por haberme dado la fortaleza de seguir adelante en los momentos difíciles.
Mis padres	Víctor Higo Girón Azurdia y Rosa Amelia González de Girón por darme siempre su apoyo incondicional.
Mis hermanos	Hugo Fernando, José Roberto y María Carlota por su cariño en todo momento.
Universidad de San Carlos de Guatemala	En especial a la Facultad de Ingeniería por haberme brindado la oportunidad de convertirme en un profesional.
Asesor	Por brindarme su apoyo para la elaboración de este trabajo de graduación.
Mis amigos	Por su apoyo y por compartir conmigo momentos inolvidables durante la carrera.
En especial	Evelyn Anelis González Morales por estar siempre a mi lado alentándome a seguir adelante a lo largo de mi carrera, con todo amor y admiración.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	IX
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.....	1
1.1. Diseño constructivo.....	1
1.1.1. Núcleo.....	1
1.1.2. Devanados.....	3
1.1.3. Cuba.....	6
1.1.4. Cambiador de tap.....	7
1.1.5. Aisladores pasatapas.....	9
1.1.6. Sistemas de refrigeración.....	10
1.2. Placa de características.....	12
1.2.1. Magnitudes relacionadas con sobrecargas.....	12
2. CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	15
2.1. Categoría de transformadores según su perfil de carga.....	15
2.2. Regímenes de carga según norma IEC 60076-7.....	15
2.3. Regímenes de carga según norma STD. IEEE C57.91.....	20

3.	EFFECTOS DE SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES.....	27
3.1.	Temperaturas internas del transformador.....	27
3.1.1.	Modelo de distribución de temperaturas.....	30
3.1.2.	Ciclo de vida del transformador.....	33
3.2.	Efectos de sobrecargas.....	35
3.2.1.	Efectos de sobrecargas elevadas de corta duración.....	36
3.2.2.	Efectos de sobrecargas de larga duración.....	38
3.2.3.	Efectos de sobrecargas en los <i>bushings</i>	39
3.2.4.	Efectos de sobrecargas en los cambiadores de taps.....	40
3.3.	Influencia del tamaño del transformador.....	42
3.4.	Límites para grandes transformadores.....	43
3.5.	Datos requeridos para el cálculo de sobrecargas.....	44
4.	VIDA DEL SISTEMA DE AISLACIÓN DE UN TRANSFORMADOR.....	47
4.1.	Parámetros para analizar el grado de envejecimiento del aislante.....	47
4.2.	Ecuaciones del envejecimiento de un transformador.....	52
4.3.	Porcentaje de pérdida de vida.....	56
4.4.	Parámetros que intervienen en la capacidad de carga de un transformador.....	59
4.4.1.	Influencia de la temperatura ambiente.....	59
4.4.2.	Influencia de la humedad e impurezas.....	60
4.4.3.	Influencia de los gases disueltos.....	62
4.4.4.	Influencia del sistema de refrigeración.....	69
4.4.5.	Influencia de los accesorios del transformador.....	71

5.	CÁLCULO DE TEMPERATURAS.....	73
5.1.	Componentes de la temperatura en los puntos más calientes y del aceite superior.....	73
5.2.	Elevación de la temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente.....	75
5.3.	Constante de tiempo del aceite.....	77
5.4.	Elevación de temperatura en los puntos calientes de la bobina.....	78
5.5.	Caso de estudio.....	81
5.5.1.	Datos generales del transformador de potencia....	83
5.5.2.	Cálculo de temperaturas.....	86
5.5.3.	Porcentaje de pérdida de vida diaria.....	95
5.5.4.	Análisis de posibilidad de sobrecarga.....	98
5.5.5.	Curvas de capacidad de sobrecarga.....	99
	COCLUSIONES.....	101
	RECOMENDACIONES.....	103
	BIBLIOGRAFÍA.....	105
	ANEXOS.....	107

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Núcleos de transformadores tipo columna.....	2
2.	Núcleo de transformador tipo acorazado.....	3
3.	Conductor con asilamiento de papel.....	5
4.	Cuba de un transformador de potencia.....	6
5.	Bushing de poliméricos de silicona.....	9
6.	Placa característica de un transformador de potencia.....	13
7.	Gráfica de carga con expectativa de vida normal.....	21
8.	Gráfica de carga por encima de la carga nominal.....	23
9.	Gráfica de carga de emergencia de corta duración.....	25
10.	Gráfica de carga de emergencia de larga duración.....	26
11.	Esquema de ventilación de aire forzada y circulación de aire natural.....	27
12.	Variación de temperatura en la superficie de los órganos de refrigeración.....	30
13.	Diagrama térmico de temperaturas internas del transformador y el arrollamiento según IEC 60076-7 / 2005.....	32
14.	Ciclo de vida de los transformadores.....	34
15.	Relación de la temperatura de trabajo de los devanados con la expectativa de vida para distintos grados de humedad en el papel.....	51
16.	Vida del asilamiento del transformador.....	53
17.	Factor de aceleración de envejecimiento	54

18.	Rigidez dieléctrica en función del contenido de agua y temperatura.....	63
19.	Perfil cromatográfico, arco interno.....	67
20.	Perfil cromatográfico, aceite sobrecalentado.....	68
21.	Perfil cromatográfico, efecto corona.....	68
22.	Perfil cromatográfico, papel sobrecalentado.....	69
23.	Transformador trifásico de 33 MVA <i>Waukesha</i> vista trasera.....	82
24.	Transformador trifásico de 33 MVA <i>Waukesha</i> vista frontal.....	82
25.	Esquema de conexiones del transformador, <i>Waukesha Electric System</i>	84
26.	Gráfica temperatura del aceite superior (pecarga 0.7 p.u.).....	90
27.	Gráfica temperatura del aceite superior (precarga 0.8 p.u.).....	90
28.	Gráfica temperatura del aceite superior (precarga 0.9 p.u.).....	91
29.	Gráfica temperatura del aceite superior (precarga 1 p.u.).....	91
30.	Gráfica temperatura del punto más caliente (precarga 0.7 p.u.)..	93
31.	Gráfica temperatura del punto más caliente (precarga 0.8 p.u.)..	93
32.	Gráfica temperatura del punto más caliente (precarga 0.9 p.u.)..	94
33.	Gráfica temperatura del punto más caliente (precarga 1 p.u.).....	94
34.	Porcentaje de pérdida de vida diaria (precarga 0.7 p.u.).....	96
35.	Porcentaje de pérdida de vida diaria (precarga 0.8 p.u.).....	96
36.	Porcentaje de pérdida de vida diaria (precarga 0.9 p.u.).....	97
37.	Porcentaje de pérdida de vida diaria (precarga 1 p.u.).....	97
38.	Posibilidad de sobrecarga durante 60 minutos.....	99
39.	Posibilidad de sobrecarga durante 120 minutos.....	99

TABLAS

I.	Magnitudes relacionadas con sobrecargas.....	14
II.	Categoría de transformadores Norma ANSI.....	15
III.	Corriente y temperatura límites aplicables a sobrecargas de transformadores según Norma IEC 60076 – 7.....	17
IV.	Tabla ANSI / IEEE C57.91 – 1981.....	21
V.	Temperaturas límites aplicables a sobrecargas de transformadores de potencia IEEE C57.91.....	22
VI.	Comparativa de velocidad de envejecimiento relativa del papel Kraft según Norma IEC y ANSI.....	55
VII.	Vida normal de un sistema de aislamiento bien seco, libre de oxígeno con elevación de temperatura promedio de 65 °C en el bobinado a temperatura de referencia de 110 °C.....	57
VIII.	Valores de contenido de agua en mg/kg referencia 20 °C	61
IX.	Criterio de aceptación rigidez dieléctrica según Norma IEC 60422.....	64
X.	Límite inferior para gases combustibles a partir de los cuales es necesario una investigación.....	66
XI.	Límites de sobrecarga establecidos entre aislador pasatapa y transformador Norma IEEE C57.....	72
XII.	Exponentes utilizados en ecuaciones para determinación de temperaturas.....	80
XIII.	Características térmicas recomendadas según el sistema de refrigeración a utilizar para el cálculo de la temperatura del punto caliente de los devanados para transformadores de mediana y gran potencia (Normativa IEC 60076.01).....	81

XIV.	Tabla de datos de placa de fabricante de transformador <i>Waukesha Electric System</i>	83
XV.	Cambiador de taps de alta tensión sin carga.....	85
XVI.	Amperios en lado de baja tensión.....	85
XVII.	Pesos aproximados del transformador.....	86
XVIII.	Datos de entrada para el cálculo de temperaturas.....	86
XIX.	Temperatura del aceite superior.....	89
XX.	Temperatura del punto más caliente.....	92
XXI.	Porcentaje de pérdida de vida.....	95
XXII.	Análisis de la posibilidad de sobrecarga.....	98

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
DP	Grado de polimerización
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
kV	Kilo-voltios
kW	Kilo-watts
MVA	Mega voltio amperios
ppm	Partes por millón
p.u.	Valores por unidad

GLOSARIO

Cortocircuito	Fallo de un equipo o maquinaria eléctrica que sucede cuando la corriente eléctrica pasa directamente del conductor activo o fase al neutro o tierra en sistemas monofásicos, entre dos fases o tres fases para sistemas trifásicos.
Cromatografía de gases	Método físico de separación de compuestos orgánicos e inorgánicos térmicamente estables y volátiles para la caracterización de mezclas complejas. Es utilizada en el aceite dieléctrico de transformadores para determinar el tipo y cantidad de gases disueltos en el aceite para prevenir o detectar posibles fallas.
Descargas parciales	Fenómeno que se da en un material aislante cuando es sometido a una diferencia de potencial y a la presencia de un campo eléctrico el cual tiende a concentrarse en las cavidades que se forman en el material debido a las imperfecciones de éste, se produce la ionización del gas presente en las cavidades, dando origen a una descarga eléctrica.

Embalamiento térmico	Inestabilidad térmica de comportamiento regenerativo, de modo que cuanto mayor sea la temperatura, más calor produce y, que si no se evita llega a destruir el dispositivo afectado.
Factor de carga	Indicador de la forma de uso de equipos eléctricos que se define como la relación entre la demanda promedio del período y la demanda máxima en el mismo.
Flujo de convección	Forma de transferencia de calor en donde el flujo de un fluido es inducido por fuerzas de empuje que surgen a partir de la diferencia de densidad ocasionada por la variación de la temperatura en los fluidos.
Histéresis	Propiedad de los materiales ferromagnéticos a conservar parte del magnetismo cuando cesa la aplicación de un campo magnético sobre éste.
Pirólisis	Es la descomposición química de materia orgánica y todo tipo de materiales excepto metales y vidrios causada por el calentamiento en ausencia de oxígeno.

Rigidez dieléctrica	Intensidad del campo eléctrico para el cual un material deja de ser un aislador y se convierte en un conductor.
Sobrecarga eléctrica	Aplicación de una carga eléctrica que excede el valor preestablecido de la corriente nominal especificado por el fabricante de un equipo o maquinaria.
Voltaje	Magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos y que se define como el trabajo por unidad de carga ejercido por el campo eléctrico sobre una partícula cargada, para moverla entre dos posiciones determinadas.

RESUMEN

En los transformadores de potencia, el aislamiento de los bobinados utilizado es el papel impregnado con aceite, razón por la cual la vida del transformador es la vida del papel. El aceite es un medio que provee aislación y refrigeración a los bobinados y núcleo. También aporta un medio efectivo para extraer el calor al exterior.

El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno y de otras condiciones presentes en el interior del transformador.

El envejecimiento de los transformadores se describe en las norma IEEE y en las IEC. De acuerdo a ellas, el envejecimiento y la duración de vida del aislamiento pueden describirse por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante ubicado entre el devanado del transformador.

La degradación térmica del papel y del aceite está profundamente ligada a la magnitud de la carga que alimente, ya que dependiendo de la carga, así serán los niveles de temperatura que alcance el transformador.

Las sobrecargas que tienen lugar durante la operación de los transformadores, producen acortamiento de la vida útil de la máquina por la elevación de las temperaturas que aceleran su envejecimiento. Los transformadores pueden ser cargados más allá de los valores nominales, con un envejecimiento admisible.

Para evaluar el desarrollo de la vida de las aislaciones combinadas sólida y líquida tipo papel-aceite, se debe obtener información, de efectos y acciones, que ha sufrido el transformador durante su vida. Es de suma importancia los registros de operación para la investigación del comportamiento del equipo o para el análisis de las fallas que hubieran ocurrido.

En el presente trabajo de graduación se analiza la posibilidad de sobrecargar un transformador de potencia sumergido en aceite de 33 MVA ubicado en una central cogeneradora del departamento de Escuintla, Guatemala. En el análisis que se lleva a cabo, se determina el porcentaje de pérdida de vida diaria que pudiera tener el transformador y por medio de curvas de capacidad de sobrecarga se concluye, si es posible, llevar a cabo esta operación.

OBJETIVOS

General

Analizar la reducción de la vida del sistema de aislamiento de los transformadores de potencia sumergidos en aceite causado por los efectos de la temperatura a partir un proceso de sobrecarga, considerando los efectos térmicos, mecánicos y eléctricos.

Específicos

1. Analizar los parámetros y magnitudes en los que repercuten la sobrecarga en los transformadores de potencia.
2. Cuantificar el grado de envejecimiento sufrido de un transformador en caso de sobrecarga, y con ello poder cuantificar el riesgo de fallo en la vida del transformador, ante una situación crítica de sobrecarga puntual.
3. Identificar los riesgos de sobrecarga en transformadores de potencia y establecer limitaciones y pautas cuya aplicación minimizará los riesgos hasta un nivel aceptable.
4. Determinar las causas y plantear recomendaciones para casos de sobrecarga de transformadores de potencia sumergidos en aceite, estableciendo medidas de control que deben tomarse en cuenta para evitar daños en el transformador.

INTRODUCCIÓN

El transformador es el componente imprescindible de los sistemas de transporte de energía eléctrica y se presenta de variadas formas y tamaños. Todos son importantes para la continuidad del servicio, pero siendo el transformador de potencia por el tamaño, inversión y costo de las pérdidas que ocasiona la falla del mismo, es el que merece la mayor atención y cuidado.

Los transformadores usados en alta y muy alta tensión son máquinas cuyo nivel de sofisticación es máximo, en ellos se aplican las técnicas más avanzadas del diseño eléctrico y mecánico, al efecto que pueda responder exitosamente a todas los requerimientos que el servicio le demandará.

La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina eléctrica está expuesta, a esfuerzos térmicos, mecánicos y eléctricos, provocados por el medio ambiente, el grado de carga, la tensión aplicada, etc. Por ello, la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión en y fuera de línea, es una estrategia clave para conocer el estado del equipo.

La principal incertidumbre al momento de aplicarle a un transformador una carga mayor a la nominal es la generación de daños que varían desde la reducción acelerada de la vida útil del equipo hasta la producción de daños permanentes, en el peor de los casos.

El envejecimiento o deterioro del aislamiento del transformador está en función del tiempo, temperatura, contenido de humedad y el contenido de oxígeno. Con los sistemas modernos de conservación de aceite se puede minimizar las contribuciones de la humedad y del oxígeno, dejando la temperatura del aislamiento como parámetro de control. En la mayoría de los transformadores, la distribución de la temperatura no es uniforme, la parte que está operando a mayor temperatura sufrirá normalmente mayor deterioro. Por consiguiente, continuamente se toma en consideración los efectos de envejecimiento producidos por mayor temperatura en los puntos más calientes. Ya que muchos factores influyen el efecto acumulativo de la temperatura con el tiempo, causando deterioro en el aislamiento del transformador, no es posible predecir con exactitud cuál es la vida útil del aislamiento en un transformador.

Al hablar de expectativa de vida se asume la probabilidad que el transformador tendrá una vida útil determinada que puede llegar a ser mayor o menor a 180000 horas o 20.55 años a una operación continua a capacidad nominal con una temperatura de referencia en el punto más caliente del devanado de 110 °C según la norma ANSI/IEEE C57.-91-1995. Un transformador tendrá una vida superior a la mencionada anteriormente, ya que los ciclos de carga son variables y en escasas oportunidades trabajan al 100% de la capacidad nominal. Por lo tanto, los transformadores se pueden sobrecargar por encima de su capacidad nominal, ya que el envejecimiento térmico es un efecto acumulativo que se permite sobre el tiempo y temperaturas arriba de la temperatura de referencia de 110 °C, cuando el transformador trabaja por períodos más largos debajo de 110 °C, siempre que su carga anterior a la sobrecarga haya sido inferior a la nominal. Los cambios de temperatura ambiente, día y noche, logran aumentar el lapso de vida que puede llegar fácilmente hasta 30 años o más, tomando en cuenta que esta estimación de tiempo está hecha sólo con base en el deterioro del aislamiento por

temperatura considerando una humedad constante, y no incluyendo los daños que puedan producirse en los accesorios del transformador a lo largo de su vida útil.

El presente trabajo de graduación es el análisis de un estudio de sobrecarga en transformadores de potencia sumergidos en aceite, basado en el comportamiento de las temperaturas internas del transformador durante un pico de carga, específicamente la temperatura del punto más caliente del devanado y la temperatura superior del aceite, evaluando las consecuencias que se producen en la expectativa de vida del transformador en función de la vida del aislamiento. El análisis de este trabajo está basado en las normas ANSI/IEEE C57.91-1995, así como en otras referencias que cubren el tema de sobrecarga en transformadores de potencia.

1. TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE

1.1. Diseño constructivo

1.1.1. Núcleo

El núcleo magnético está formado por laminaciones de acero que tienen pequeños porcentajes de silicio (alrededor del 4%) que se denominan laminaciones magnéticas, las cuales tienen pérdidas relativamente bajas por efecto de histéresis y de corrientes parásitas.

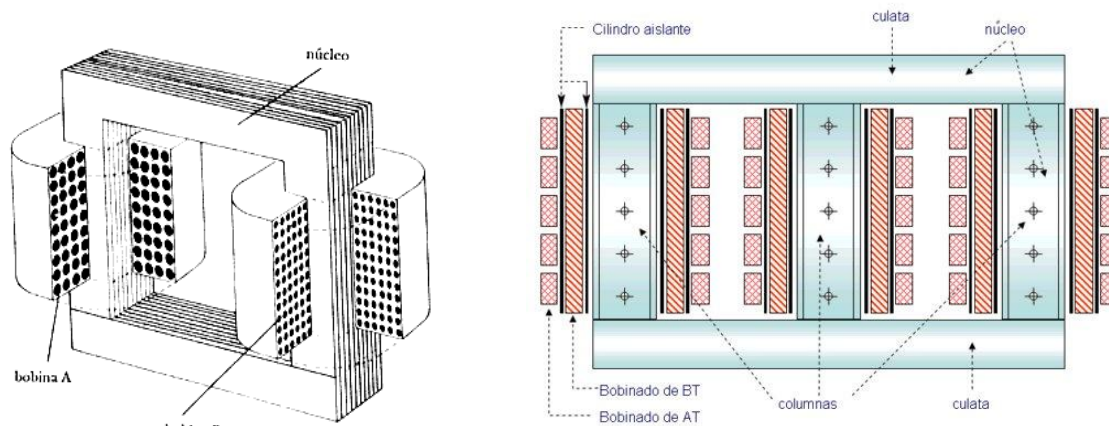
Debido a que el silicio aumenta la resistividad del material, hace disminuir la magnitud de dichas corrientes y en consecuencia las pérdidas por este concepto. El alto número de delgadas láminas de metal del núcleo se mantienen juntas por medio de correas de acero alrededor de las columnas o por epoxi curado.

Los núcleos para transformadores se agrupan básicamente en las siguientes categorías:

- a) Tipo columnas: en este tipo se distinguen dos partes principales: las columnas o piernas y los yugos o culatas. En las columnas se alojan los devanados y los yugos unen entre sí a las columnas para cerrar el circuito magnético. En el diseño de columnas las bobinas están arrolladas alrededor del núcleo, lo cual se presenta en forma cilíndrica. Generalmente, el devanado de alta y baja tensión es enrollado concéntricamente y

normalmente la bobina de baja tensión se enrolla alrededor de la de alta tensión.

Figura 1. **Núcleos de transformadores tipo columna**



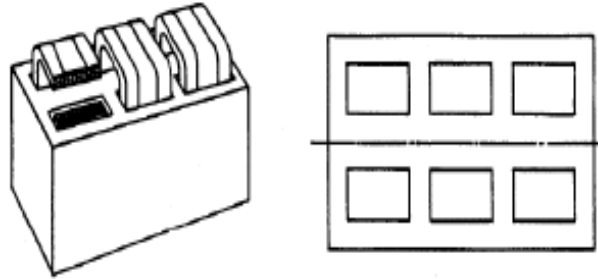
Fuente: transformadores eléctricos,

<http://www.tecnologia-industrial.es/Transformador.htm>.

La conexión entre las columnas y la culata se realiza mediante un solapamiento a 45 grados con el fin de lograr mayor sección de cruce, ya que a 90 grados en la zona cercana a la junta, el flujo no sigue la dirección de laminación, en el caso de chapas de grano orientado origina un calentamiento local debido al aumento de las pérdidas en el hierro y perturbaciones en el flujo, por este motivo el solapamiento se realiza a 45 grados.

- b) Tipo acorazado: en este tipo de diseño el núcleo está alrededor de la bobinas. Su núcleo tiene la ventaja respecto al tipo columna, de reducir la dispersión magnética. Es común encontrar este tipo núcleo en transformadores de potencia por su bajo costo. En transformadores de grandes potencias, el núcleo de tipo acorazado es de mayor utilización, ya que en caso de cortocircuito o sobrecarga las fuerzas electromagnéticas pueden ser mejor controladas.

Figura 2. **Núcleo de transformador tipo acorazado**



Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 10.

1.1.2. Devanados

Los devanados constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que se encuentre sumergido.

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

Hay dos formas típicas de bobinados para transformadores: cilíndricos y planos. Los núcleos, por su forma, son los que determinan la elección de uno u otro tipo.

- a) Bobinado cilíndrico: se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo columna.

- b) Bobinado plano: se usa cuando el núcleo del transformador es del tipo acorazado.

La forma del conductor de los devanados en los transformadores de potencia es normalmente rectangular o plano con el fin de utilizar los espacios disponibles con mayor efectividad.

Con el aumento de área del conductor se debe dividir en 2 o más conductores paralelos con el fin de disminuir corrientes parásitas y facilitar el trabajo en los devanados.

Los dos bobinados primario y secundario, generalmente se apartan en dos partes o más envueltas uno encima del otro, con el embobinado de baja tensión en la parte interna. Dicha conformación sirve para los siguientes propósitos:

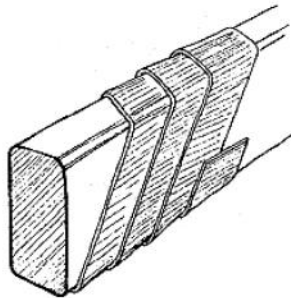
- a. Simplifica el problema de aislar el embobinado de alto voltaje del núcleo;
- b. Causa mucho menos filtración de flujo, como sería el caso si los dos embobinados estuvieran separados por alguna distancia del núcleo;
- c. Mejora la refrigeración.

Los materiales aislantes para el bobinado o para colocar entre capas, son: papel barnizado, fibra, micanita, cinta impregnada, algodón impregnado, etc. Debe evitarse el uso del caucho en los transformadores sumergidos en aceite, pues éste lo altera, y tiene efectos nocivos sobre la micanita y sobre el barniz.

Las piezas separadoras entre bobinados, secciones, o entre éstas y el núcleo pueden ser de madera, previamente cocida en aceite, aunque actualmente se prefieren los materiales duros a base de papel o similares. La madera se utiliza únicamente de separador.

Cada hilo conductor siempre es aislado con lámina de papel o laca esmaltada. El recubrimiento celulósico se construye de una delgada tira de papel de décimas de micras de espesor.

Figura 3. **Conductor con asilamiento de papel**



Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 17.

Se utilizan varias capas de papel para obtener el espesor total necesario, con el fin de tener una consistencia adecuada frente a esfuerzos mecánicos y eléctricos a los cuales será sometido el hilo y el cable durante toda su vida útil, sobretodo en situaciones críticas de sobrecarga.

Para evitar fuertes esfuerzos dieléctricos puntuales y puntos calientes, la superficie del conductor está pulida evitando así, poros indeseables.

1.1.3. Cuba

Es el tanque donde se aloja la parte activa que va sumergida en aceite. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y su carga, soportar los enfriadores, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga y descarga de éste.

La cuba y los radiadores de un transformador deben tener el área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55°C. Dependiendo de la clase térmica de aislamiento pueden soportar temperatura unos grados arriba de 55°C.

Figura 4. Cuba de un transformador de potencia



Fuente: mantenimiento de transformadores de potencia
<http://wsw.taringa.net/posts/ebooks-tutoriales/4425776/Mantenimiento-de-Transformadores-de-Potencia--Tadeo-Czerweny.html>.

Antes de llenar la cuba con aceite aislante a la parte activa en su interior se le hace el vacío, para eliminar todo el aire que pone en peligro la resistencia dieléctrica de aislamiento del transformador.

La cuba está diseñada para soportar y permitir la expansión del aceite con el aumento de temperatura, esta expansión se realiza en un tanque denominado conservador. Es diseñado para contener el 10% o 20% del volumen total de aceite del transformador. Los tanques conservadores con respiración libre, lo deben hacer a través de silica gel para evitar la entrada de aire húmedo. Gracias a este depósito también se mantiene constante la presión interior de la cuba, expulsando el gas sobrante que resulta de un calentamiento excesivo del aceite, provocado por una sobrecarga en el transformador.

1.1.4. Cambiador de taps

Los cambiadores de taps o de derivaciones permiten modificar la relación de transformación en un transformador. Esta acción se manifiesta en aumento o disminución del voltaje secundario para una misma tensión en el devanado primario.

Los cambiadores son conectados, generalmente en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado exterior y consecuentemente la conexión de derivadores puede hacerse sin dificultad en cuanto al aislamiento.

Los cambiadores en el lado de baja tensión no se recomiendan, pues los conductores de los devanados son de mayor sección, llevando por ello, una corriente considerable, que puede ocasionar arcos eléctricos demasiado grandes durante el cambio de posición.

Los cambiadores de taps se clasifican en dos grupos:

- a) taps sin carga
- b) taps con carga

Los cambiadores de taps sin carga son diseñados para ajustar la relación de transformación, desconectando el transformador y agregando o disminuyendo el número de espiras para tener siempre un voltaje de salida constante. Esta operación se hace manual y sobre un volante colocado al costado o en la cubierta del transformador.

Los cambiadores de taps con carga se diseñan para trabajar bajo carga, puesto que se debe alimentar continuamente la carga aun en el periodo cuando el derivador está cambiando de posición.

Existen dos clases de cambiadores bajo carga: con resistencias y con reactores. Los que utilizan resistencia son más usados, ya que tiene la ventaja de ser compactos y más comerciales.

Los de reactores son menos utilizados debido a que necesitan una cuba de mayor tamaño para ubicar los reactores, así también más personal operativo, lo que aumenta su costo.

Los cambiadores del transformador son susceptibles de calentamiento, tanto en los contactos de regulación como en las resistencias de transición para soportar los calentamientos de la corriente nominal, así como de sobrecargas.

1.1.5. Aisladores pasatapas

Su función es permitir la conexión eléctrica entre las terminales de devanados y el circuito exterior al transformador, manteniendo el aislamiento y hermeticidad.

Los tipos de boquillas más utilizadas son: sólidas, en aceite y condensador; su elección dependerá del voltaje de operación y de la capacidad de corriente, como parámetros más importantes.

Figura 5. Aisladores pasatapas de poliméricos de silicona



Fuente: aisladores pasatapas

http://www.perumarketplaces.com/ing/ficha_producto0.asp?Prod=14884§or=7.

Los aisladores pasatapas necesitan soportar la evacuación de la corriente de consumo, lo cual genera puntos calientes en las partes más cercanas al conductor, es por ello que son punto crítico en las sobrecargas.

1.1.6. Sistemas de refrigeración

Las pérdidas de potencia en los transformadores con carga y sin carga generan calor. La función de los sistemas de refrigeración es la de disipar este calor y mantener la de temperatura normal de operación en un valor menor de 95°C para un aislamiento clase 55°C (55°C en los devanados + 40°C de la temperatura ambiente) y 105°C para un aislamiento clase 65 °C (65°C en los devanados + 40°C de la temperatura ambiente).

En transformadores de potencia, el calor es generado por el núcleo y las bobinas, este calor es transmitido por conducción al medio enfriador, generalmente aire o agua, a través del aceite interno de la cuba a los intercambiadores de calor montados en la parte exterior de la cuba.

Los tipos de enfriamiento según la norma IEC 60076-7 son los siguientes:

- a) OA (ONAN): aceite y aire circulando por convección natural;
- b) FA (ONAF): aceite circulando por convección natural y aire forzado con motoventiladores;
- c) FOA (OFAF): aceite circulando forzado, usando motobombas y aire forzado con motobombas;
- d) OW (ONWF): aceite circulando por convección natural y agua circulando forzada, usando motobombas;
- e) FOW (OFWF): aceite y agua circulando forzados, usando motobombas.

OA (ONAN) este sistema se basa en la circulación de aire y de aceite sin restricción. En este tipo OA, la cuba del transformador es el más eficiente enfriador. La cuba disipa calor por convección natural y por radiación. Para

transformadores de potencia es necesario aumentar la superficie de radiación requiriendo instalar radiadores. Se usa en unidades menores de 150 kVA.

FA (ONAF) en unidades de grandes potencias generalmente son usados motoventiladores para que se incremente la eficiencia del enfriamiento hasta cuatro veces, esto requiere menos radiadores y hace más compacta la unidad.

FOA (OFAF) se utiliza para transformadores grandes y de altas pérdidas donde es necesario mejorar la eficiencia del enfriamiento más allá que el sistema FA. La mejora principal en la eficiencia del enfriamiento por una mayor relación de flujo de aceite a través de los devanados.

OW (ONWF) es un tipo de enfriamiento en el que la circulación se realiza mediante el bombeo de agua fría a través del interior de tubos, para que el aceite caliente mantenga contacto con el exterior de los tubos.

FOW (OFWF) es un tipo de enfriamiento en el que el aceite es impulsado por bombas potentes haciéndolo más compacto y eficiente.

Las condiciones ambientales siempre indican el medio de enfriamiento, aire o agua. Para unidades hasta 20 MVA el enfriamiento más económico es el OA. Para unidades hasta 60 MVA el FA y para unidades mayores de 60 MVA el FOA.

1.2. Placa de características

1.2.1. Magnitudes relacionadas con sobrecargas

Todo transformador estará provisto de una placa de características, que contiene la siguiente información:

- a) Nombre del fabricante
- b) Clase de transformador
- c) Número de serie dado por el fabricante
- d) Año de fabricación
- e) Número de fases
- f) Potencia nominal
- g) Frecuencia nominal
- h) Tensiones nominales
- i) Corrientes nominales
- j) Símbolo del grupo de conexión
- k) Tensión de cortocircuito a la corriente nominal
- l) Método de refrigeración
- m) Altitud de diseño
- n) Temperatura ambiente máxima permisible
- o) Corriente simétrica de cortocircuito
- p) Duración del cortocircuito máximo permisible
- q) Clase de aislamiento
- r) Impedancia de cortocircuito
- s) Peso del aceite dieléctrico
- t) Peso total

Figura 6. **Placa característica de un transformador de potencia**

Fuente: transformadores de potencia

<http://www.egroups.com/Transformador%20de%20Potencia/Transformadores%20de%20Potencia.ppt>.

Los equipos auxiliares del transformador también llevan placas con identificación y características propias de acuerdo a las normas de dichos equipos (cambiador de taps, transformadores de corriente, equipos especiales de refrigeración).

Las magnitudes de la placa característica que son útiles para realizar cálculos o para dimensionar la capacidad de carga máxima del transformador son las que se muestran en la tabla I.

Tabla I. **Magnitudes relacionadas con sobrecargas**

Magnitudes	Relación con sobrecargas
Potencia nominal Corriente nominal Sistemas de refrigeración	Necesaria para determinar el factor de carga y cargabilidad del transformador.
Tensiones nominales	Necesaria para determinar el grado de envejecimiento de los aislamientos.
Masa total Masa del aceite	Necesaria para determinar el cálculo de constantes térmicas.

Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 26.

2. CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.1. Categoría de transformadores según su perfil de carga

Las normas ANSI vigentes relacionadas con transformadores los han clasificado en categorías según su capacidad en KVA, siendo las siguientes:

Tabla II. **Categoría de transformadores norma ANSI**

Categoría	Monofásico	Trifásico
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5000
III	1668 a 10000	5001 a 30000
IV	Más de 10000	Más de 30000

Fuente: Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, Pág. 18.

2.2. Regímenes de carga según norma IEC 60076-7

El ciclo de carga es la variación de carga demanda de un transformador respecto del tiempo. Los transformadores operan generalmente con un ciclo de carga que se repite cada 24 horas. Conociendo el ciclo se puede calcular el grado de envejecimiento que puede tener un transformador.

Régimen de carga cíclica normal: es aquél donde el envejecimiento térmico medio en todo el ciclo no ha superado el valor de envejecimiento normal de referencia.

Régimen de sobrecarga de emergencia de larga duración: este tipo de sobrecarga resulta de la indisponibilidad de uno o varios elementos del sistema, por un período mayor de 30 minutos, que pueden deberse a desconexiones planificadas o averías de larga duración.

La sobrecarga del transformador por ser de larga duración y en algunos casos la duración indeterminada, daña los aislamientos del transformador. En este caso hay que estimar los tiempos de sobrecarga en la medida de lo posible y considerar el riesgo de llevar al transformador a los límites estipulados en la norma IEC 60076-7 a efectos de costos.

Régimen de sobrecarga de emergencia de corta duración: tipo de carga excepcionalmente alta, de naturaleza transitoria, con una duración menor de 30 minutos, debida a acontecimientos poco probables que suponen una seria perturbación para el sistema.

En estos casos suelen darse por problemas transitorios de estabilidad del sistema, caídas de tensión en algún punto del sistema, desestabilización de la frecuencia del sistema, etc.

Un aspecto muy importante en el análisis de la capacidad de carga de un transformador de potencia, es el límite de carga que van directamente ligados a las temperaturas máximas admisibles de los materiales.

La publicación IEC 60076-7 “Guía de Carga para Transformadores sumergidos en Aceite”. Presenta los algoritmos para construir las curvas del punto caliente para los transformadores contruidos de acuerdo a IEC-60076.

La norma establece los valores que pueden superar los establecidos en la placa, utilizando la tabla III.

Tabla III. Corriente y temperatura límites aplicables a sobrecargas de transformadores según norma IEC 60076-7

Tipos de carga	Transformadores de distribución	Transformadores de mediana potencia	Transformadores de gran potencia
Ciclo normal de carga			
Corriente (por unidad)	1.5	1.5	1.3
Temperatura del punto caliente del devanado y partes metálicas en contacto con material de aislación celulósita (°C)	120	120	120
Temperatura de otros puntos calientes metálicos (en contacto con el aceite, papel de aramida, fibra de vidrio)(°C)	140	140	140
Temperatura máxima del aceite (°C)	105	105	105
Sobrecarga de emergencia de larga duración			
Corriente (por unidad)	1.8	1.5	1.3

Continuación tabla III

Temperatura del punto caliente del devanado y partes metálicas en contacto con material de aislación celulosa (°C)	140	140	140
Temperatura de otros puntos calientes metálicos (en contacto con el aceite, papel de aramida, fibra de vidrio)(°C)	160	160	160
Temperatura máxima del aceite (°C)	115	115	115
Sobrecarga de emergencia de corta duración			
Corriente (por unidad)	2	1.8	1.5
Temperatura del punto caliente del devanado y partes metálicas en contacto con material de aislación celulosa	*	160	160
Temperatura de otros puntos calientes metálicos (en contacto con el aceite, papel de aramida, fibra de vidrio)(°C)	*	180	180
Temperatura máxima del aceite (°C)	*	115	115

Continuación tabla III

NOTA: los límites de corriente y temperatura no tienen por qué ser válidos simultáneamente. La corriente puede estar limitada a un valor menor mostrado a fin de reunir una condición en la limitación de temperatura. En cambio, la temperatura puede estar limitada a un valor menor que el mostrado a fin de encontrar una condición en la limitación de corriente.

* Riesgos a la aislación por formación de burbujas si se exceden los 140°C.

Fuente: Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, Pág. 27.

Es de hacer notar que la temperatura de punto caliente está referida a las partes metálicas que están en contacto con la celulosa. También se señala que sólo para casos muy extremos se acepta superar los 130°C, llegando a 160° C para los transformadores de gran potencia.

Se recomienda no operar los bobinados a temperaturas superiores a 135 °C durante sobrecargas, pues corre riesgo de llegar al límite establecido para la corrosión por azufre en los aceites. La liberación de productos compuestos de azufre dentro del transformador ocasiona problemas irreversibles para la vida del mismo.

2.3. Regímenes de carga según norma STD. IEEE C57.91

La norma STD. IEEE C57.91 define los siguientes tipos de carga:

- a) Carga con base en sobrecargas de corta duración sin afectar la vida esperada normal del transformador

Los transformadores pueden operarse por encima de 110°C, promedio de temperatura del punto más caliente, durante cortos períodos o durante períodos más largos con temperaturas inferiores a 110°C, debido a que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo. Las cargas sugeridas para la vida normal esperada están dadas en las tablas de la norma ANSI/IEEE C57.91 – 1981, basadas en una vida mínima de 20 años con una temperatura continua del punto más caliente de 110°C. La determinación del porcentaje de pérdida de vida está basada en ciclos de carga de 24 horas y una mínima duración de vida de 20 años. Las máximas pérdidas de vida son de 0.0137% día.

La característica de soporte de sobrecarga está dada por los siguientes puntos, asumiendo una temperatura ambiente de 20°C y una precarga precedente igual al 90%, como se indica en la tabla IV de la norma ANSI/IEEE C57.91 – 1981.

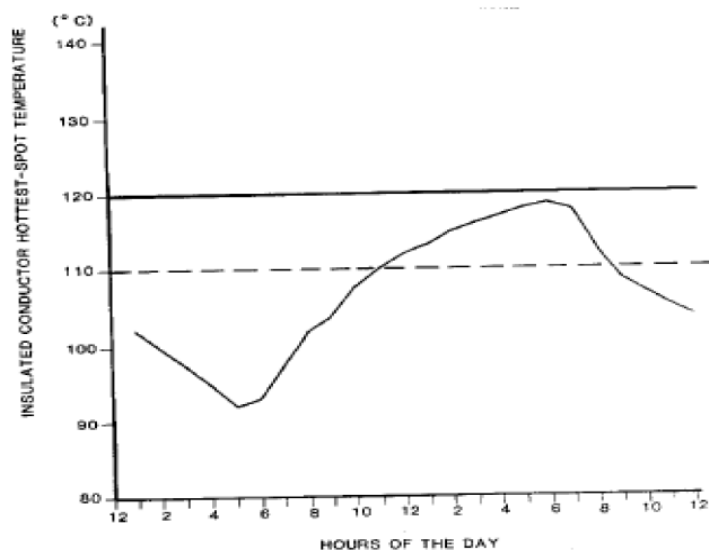
Tabla IV. **Tabla ANSI/IEEE C57.91 – 1981**

Tiempo (segundos)	Veces de la corriente nominal
3600	2.02
7200	1.74
14400	1.50
28800	1.33
86400	1.16

Fuente: Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, Pág. 30.

La temperatura de los 110 °C en los puntos más calientes está basada en un calentamiento de 80 °C en el punto más caliente sumada a la temperatura ambiente promedio estándar de 30 °C.

Figura 7. **Gráfica de carga con expectativa de vida normal**



Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 36.

b) Carga de corta duración con sacrificio moderado de la vida esperada

La carga planificada por encima de la carga nominal da como resultado que la temperatura de los conductores en los puntos más calientes, o la temperatura de la capa superior del aceite excedan las temperaturas sugeridas en la tabla III para cargas con expectativa de vida normal, y el usuario las acepta como una carga normal, planificada repetitiva.

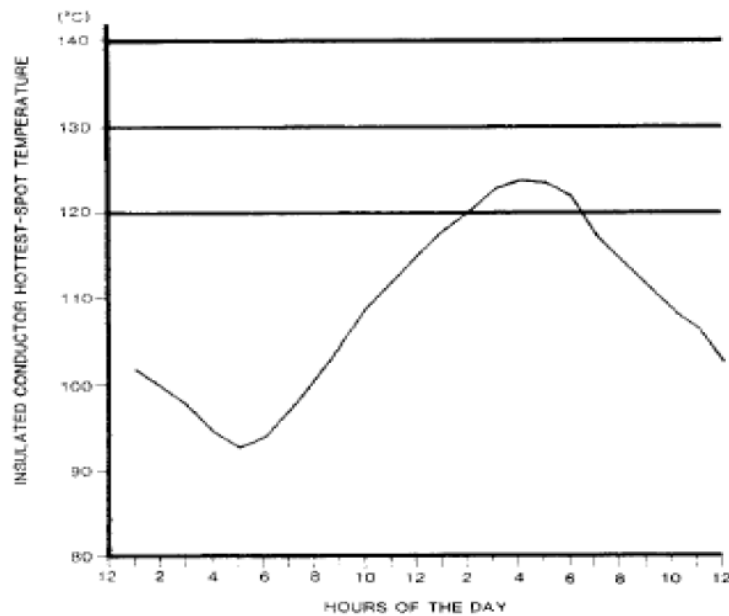
Tabla V. **Temperaturas límites aplicables a sobrecargas de transformadores de potencia IEEE C57.91**

	Carga con expectativa de vida normal	Carga planificada por encima de la carga nominal	Sobrecarga de emergencia de larga duración	Sobrecarga de emergencia de corta duración
Temperatura del punto más caliente del conductor °C	120	130	140	180
Temperatura del punto caliente de otras partes metálicas en contacto y no en contacto con el aislamiento °C	140	150	160	200
Temperatura de la capa superior °C	105	110	110	110

Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 36.

La carga planificada por encima de la carga nominal está determinada por la condición, en que un transformador es cargado de tal forma, que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de 120 °C y 130 °C.

Figura 8. **Gráfica de carga por encima de la carga nominal**



Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 37.

El tiempo en que un transformador opera dentro del rango de 120 °C y 130 °C tiene que determinarse a partir de los cálculos de pérdida de vida del aislamiento, teniendo en cuenta el ciclo específico de carga. Las características de este tipo de carga son fallas no sistemáticas, incidencias regulares y comparativamente frecuentes y la expectativa de vida es menor, que en el caso de la carga nominal.

Cuando el efecto de envejecimiento de un ciclo de carga o el efecto de envejecimiento acumulativo de un número de ciclos de carga es mayor, que el efecto de envejecimiento de la operación continua con carga nominal sobre un periodo dado, el aislamiento se deteriora a una velocidad mayor que la normal, siendo esta una función del tiempo y de la temperatura expresada comúnmente como un porcentaje de pérdida de vida.

Se considera razonable una pérdida promedio de vida adicional de 1% por año ó 5% en una operación de emergencia.

c) Carga de emergencia de corta duración

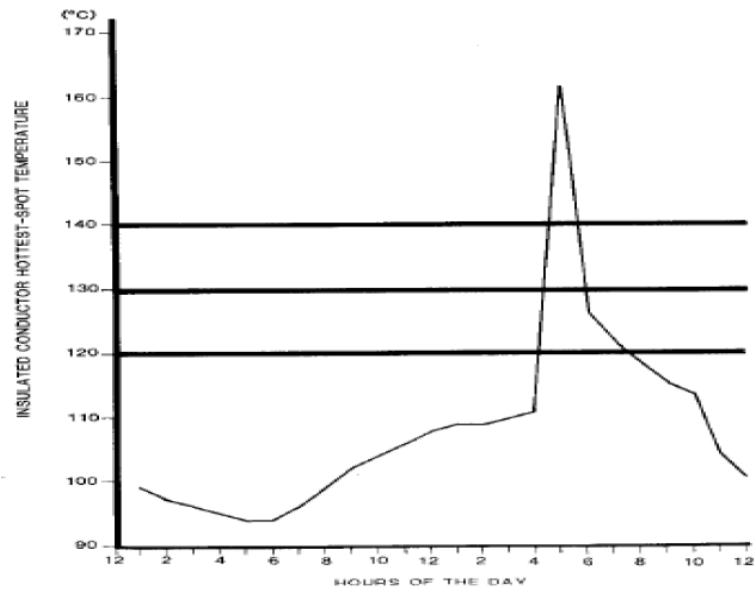
Ésta es una carga excepcionalmente grande originada por uno o varios acontecimientos improbables que perturban seriamente la carga normal de la red y causa que la temperatura en los puntos más calientes de los conductores o la temperatura del aceite superior, exceda los límites de temperatura sugeridos para cargas planificadas por encima de la carga nominal.

Una carga de emergencia de corta duración está determinada por una condición de carga, en el cual el transformador es cargado de tal forma, que su temperatura en los puntos más calientes sea de hasta 180 °C durante un breve tiempo.

En la tabla V se presenta las temperaturas sugeridas por la norma IEEE para el punto más caliente. La temperatura del aceite superior no tiene que exceder los 110 °C. Se espera que este tipo de carga, con mayor riesgo, ocurra con poca frecuencia, uno o dos acontecimientos en la vida normal del transformador. El riesgo es mayor que en el caso de carga de emergencia de larga duración. La aceptación de estas condiciones por poco tiempo puede ser

preferible a otras alternativas. Hay que realizar cálculos para determinar si la pérdida de vida del aislamiento durante la emergencia de corta duración es aceptable para el ciclo específico de carga.

Figura 9. **Gráfica de carga de emergencia de corta duración**



Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 39.

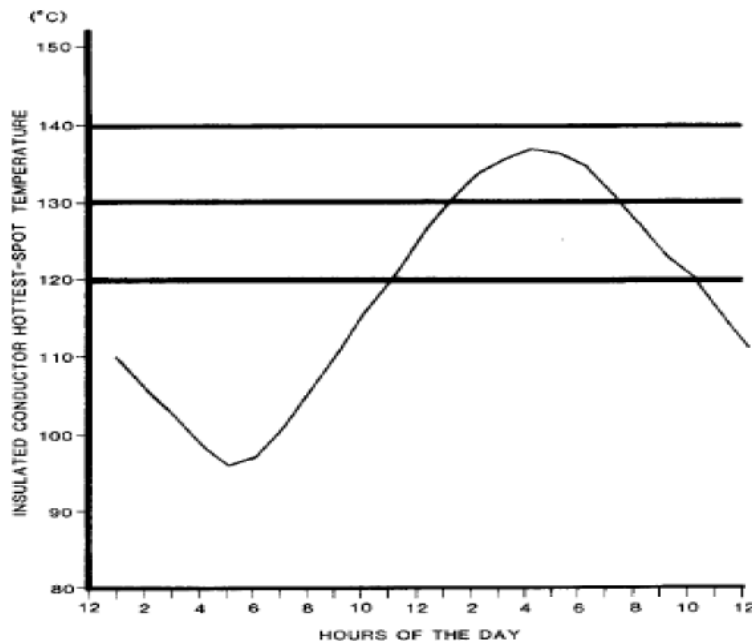
d) Carga de emergencia de larga duración

Esta carga es el resultado de tener fuera de servicio prolongado algún elemento de la red y causa que la temperatura en los puntos más calientes de los conductores o la temperatura del aceite superior excedan la temperatura sugerida para una carga planificada por encima de la carga nominal. Es deseable que este tipo de carga sea poco frecuente en la vida del transformador, de dos a cinco veces. Cada acontecimiento puede durar varios

meses, y el riesgo es mayor que en el caso de carga planificada por encima de la carga nominal. Se puede aplicar cargas de emergencia por largo tiempo en transformadores que llevan cargas continuas estables, pero se debe determinar si la pérdida de vida del aislamiento es aceptable. La temperatura máxima del aceite no debe exceder los 110 °C.

La carga de emergencia de larga duración está determinada por la condición, en que un transformador de potencia es cargado de tal forma, que su temperatura en los puntos más calientes, quede dentro del rango de 120 °C y 140 °C.

Figura 10. **Gráfica de carga de emergencia de larga duración**



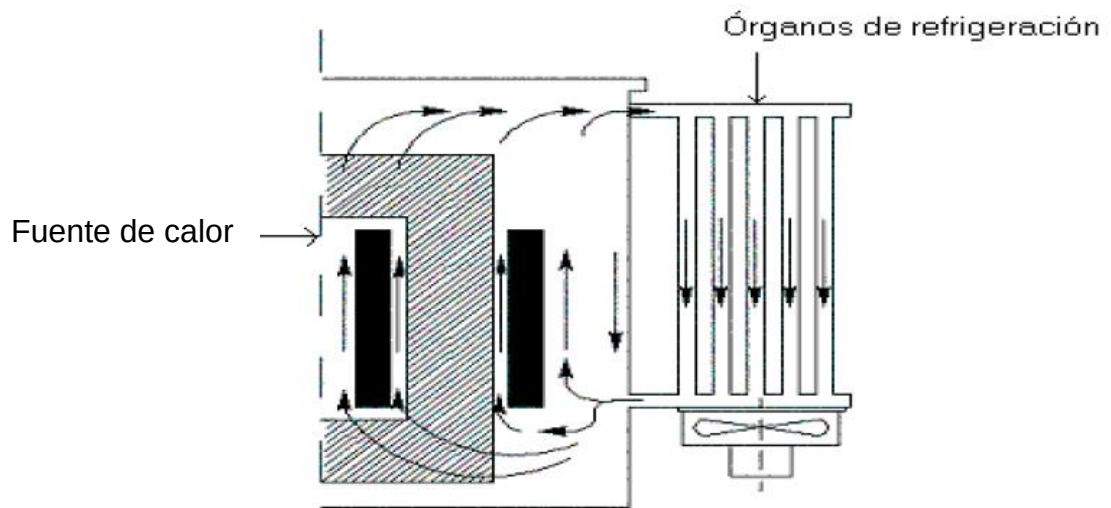
Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 38.

3. EFECTOS DE SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES

3.1. Temperaturas internas del transformador

La figura 11 muestra el corte de un transformador; permite ubicar donde se produce el calor y cómo se transmite al medio externo, en rigor el transformador es un cuerpo heterogéneo, que está lejos de tener una distribución uniforme de temperaturas.

Figura 11. **Esquema de ventilación de aire forzada y circulación de aire natural**



Fuente: calentamiento de los transformadores

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/...ppt/Cap9.pps>.

El calor producido por pérdidas en los materiales activos (núcleo magnético y devanados) y pérdidas adicionales, siempre presentes inicialmente, se acumula en las masas de los materiales del transformador, una vez alcanzado el estado de régimen debe ser totalmente disipado al ambiente en el que se encuentra la máquina a través de medios que transportan el calor; las partes en las que se producen pérdidas alcanzan, entonces, cierta sobretemperatura (elevación de temperatura por encima de la temperatura de referencia (110 °C), respecto del ambiente y del fluido de refrigeración.

a) Fuente de calor

El calor es producido principalmente por pérdidas y están localizados en:

Núcleo: en este elemento, las pérdidas son producidas por el efecto de histéresis y las corrientes circulantes (fugas). En las laminaciones, estas pérdidas son dependientes de la inducción, es decir, que afecta indirectamente al voltaje de operación.

Devanados: pérdidas presentes en los devanados se deben principalmente al efecto joule y en menor medida a la corriente de Foucault. Éstas dependen de la carga en el transformador.

b) Refrigeración

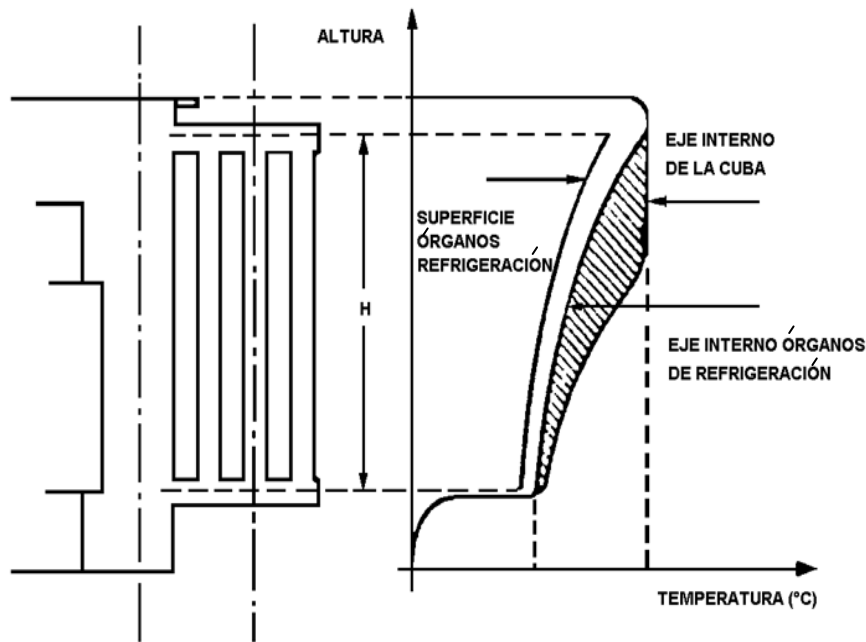
El calor producido por pérdidas en el transformador, afecta la vida de su aislante. Por esta razón es importante que el calor producido se disipe de manera que se mantenga dentro de los límites tolerables por los distintos tipos de aislamientos. Esta disipación se logra a través de la transmisión de calor, por radiación y por convección del aceite dieléctrico.

La temperatura del aceite aumenta de abajo hacia arriba, esto implica que para el aceite encontramos una temperatura máxima en la zona próxima a la parte superior de la cuba y una temperatura mínima en la parte inferior. El devanado que se encuentra sumergido en el aceite, presenta un punto de máxima temperatura, que se denomina punto o zona caliente. Cuando se hace la medición de temperatura de un arrollamiento de acuerdo con los métodos propuestos por las normas (variación de resistencia) se determina finalmente un valor medio de la temperatura respecto del ambiente.

La figura 12 muestra cómo varía la temperatura en la superficie de los órganos de refrigeración, también se observa cómo varía la temperatura en el eje interno del órgano de refrigeración y en el eje interno de la cuba. El calor fluye del arrollamiento hacia el exterior, y debido a la forma y dimensiones podemos considerar que la transmisión de calor se hace en sentido radial, y se pueden establecer las siguientes temperaturas:

- Temperatura máxima de la bobina (punto o zona caliente)
- Temperatura media de la bobina
- Temperatura media de la superficie de la bobina
- Temperatura máxima del aceite
- Temperatura media del aceite dentro de la cuba
- Temperatura media de la superficie de los órganos de refrigeración
- Temperatura ambiente

Figura 12. **Variación de temperatura en la superficie de los órganos de refrigeración**



Fuente: calentamiento de los transformadores

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/...ppt/Cap9.pps>.

3.1.1. Modelo de distribución de temperaturas

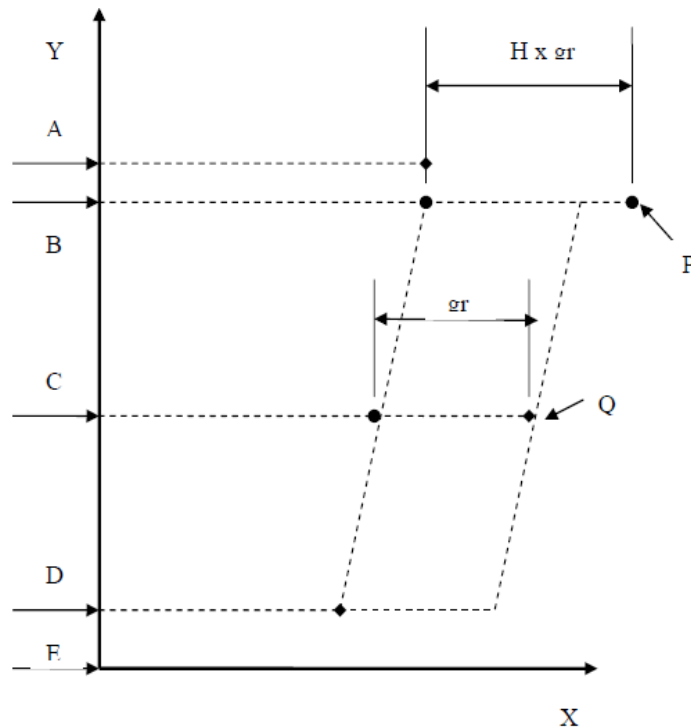
Para el análisis de la problemática del comportamiento térmico durante la operación de los transformadores, es de importancia conocer el mismo desde el interior de la unidad, para ello, se recurre al diagrama térmico figura 13. Para la construcción de este diagrama, de utilidad para visualizar los valores de temperatura que se alcanzan en el transformador, se debe recurrir a varios datos que el diseñador ha determinado, en función de las especificaciones técnicas requeridas por el operador de la máquina.

De no contar con estos datos se debe recurrir al ensayo de calentamiento de donde se obtendrán algunos de los valores como son las temperaturas del aceite A, B, C y D, además del valor de la temperatura media del bobinado Q. El valor P temperatura de punto caliente de bobinado y su factor H es el resultado del cálculo y es importante su determinación. El factor de punto caliente “H” (*hot-spot*) se encuentra entre 1.1 a 2.1 dependiendo del tamaño y de su impedancia de cortocircuito, 1,3 es un buen valor para transformadores medianos, este valor se obtiene del ensayo de calentamiento, y de los datos del diseño.

Para transformadores en aceite se basan en los siguientes enunciados:

- a) La temperatura del aceite se incrementa linealmente desde la parte inferior a la superior, para cualquier tipo de refrigeración, debido a la forma como circula el fluido refrigerante;
- b) La elevación de temperatura de los arrollamientos respecto del aceite independientemente de su posición es constante. Esto implica que la velocidad del fluido de refrigeración y el aporte de calor por unidad de longitud del canal son constantes;
- c) La elevación de temperatura del punto caliente es más alta que la elevación de temperatura del devanado en su parte superior.

Figura 13. **Diagrama térmico de temperaturas internas del transformador y el arrollamiento según IEC 60076-7 / 2005**



Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 71.

Donde:

- A: temperatura superior del aceite como promedio de temperatura aceite de salida de la cuba
- B: temperatura media del aceite superior de cuba en bobina superior (similar a A)
- C: temperatura de aceite en el medio de la cuba

D: temperatura de aceite inferior en cuba
E: piso de cuba
gr: gradiente térmico a corriente nominal entre temperatura media de bobinado y media de aceite
H: factor de *hot-spot*. (punto caliente)
P: temperatura de *hot-spot*
Q: temperatura media de bobinado medida por resistencia (ensayo de calentamiento)
X-eje: temperaturas
Y-eje: posiciones relativas

3.1.2. Ciclo de vida del transformador

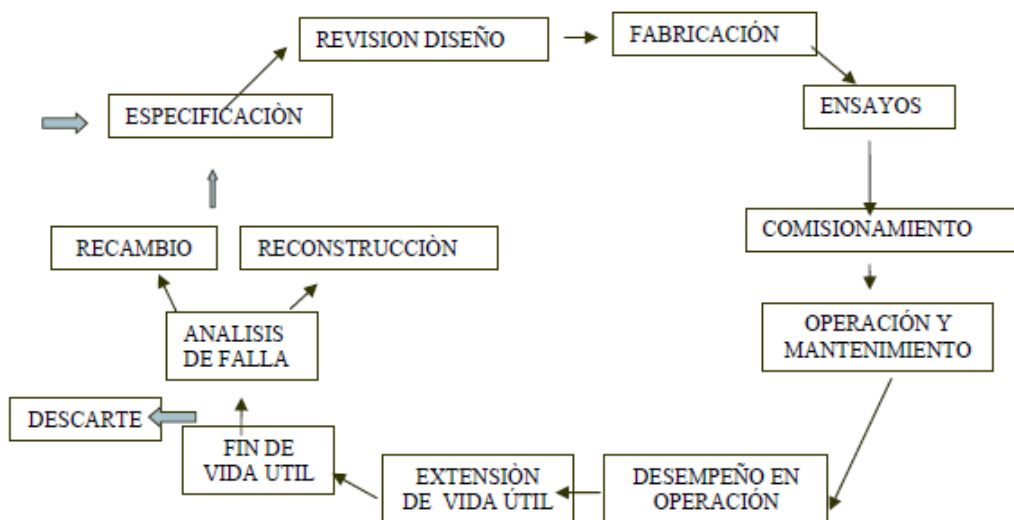
La capacidad de soportar esfuerzos mecánicos, dieléctricos y térmicos, de un transformador decrece con el tiempo en relación al envejecimiento del aislamiento.

Instalado el transformador cuenta con un esfuerzo inherente para soportar fallas de corto circuito, sobre-voltajes, y otros eventos transitorios. Este nivel de soporte es significativamente alto en comparación con el diseño promedio y los niveles de esfuerzo de operación. Esta alta capacidad para soportar esfuerzos permite al transformador operar a través de eventos de falla (corto circuito, rayos sistemas de sobrecarga, etc.) sin presentar daños. A medida que el transformador envejece, debido a fallas que ocasionan altas fuerzas de compresión radiales; la pérdida de vida normal de los aislamientos, la capacidad para soportar esfuerzos, se incrementan gradualmente.

Un mecanismo típico de falla es el envejecimiento del sistema de aislamiento, provocando reducción en el esfuerzo mecánico del aislamiento del

conductor. Este aislamiento se debilita hasta un punto donde puede presentar daño mecánico durante una falla y, consecuentemente, el movimiento de la bobina. El daño en el aislamiento entre espiras, causa una falla dieléctrica en los devanados. Otro tipo de falla puede incluir aflojamiento de la presión de soporte de la bobina, reduciendo la habilidad del transformador para soportar las fuerzas de corto circuito, sin deformación de los devanados. Las fuerzas de corto circuito se presentan con magnitudes, axiales y radiales, de miles de kilogramos.

Figura 14. **Ciclo de vida de los transformadores**



Fuente: Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, Pág. 7.

3.2. Efectos de sobrecargas

Sobrecargas que tienen lugar durante la operación, producen acortamiento de la vida útil de la máquina por la elevación de temperaturas que aceleran su envejecimiento. A continuación se enumeran áreas de riesgo que se deben tomar en consideración cuando se carga grandes transformadores por encima del nivel de las especificaciones de placa.

- a) La creación y propagación de gas libre proveniente del aislamiento de las bobinas y de los conductores terminales o aislados calentados por la carga y por corrientes parásitas pueden poner en peligro la integridad dieléctrica;
- b) La operación a alta temperatura causará una disminución en la resistencia mecánica, tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son preocupantes durante los períodos de falla cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos;
- c) La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que pueden contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas;
- d) La presión acumulada en los aisladores pasatapas, para corrientes por encima del nivel especificado, pueden dar como resultado el filtrado o goteo en empaquetaduras, pérdida de aceite y, finalmente, una falla dieléctrica;

- e) Un incremento de la resistencia de contactos en los cambiadores de taps, da como resultado la acumulación de productos de la descomposición del aceite en una región de alta temperatura localizada en el punto de contacto cuando el cambiador de derivaciones es sobrecargado. En caso extremo, esto da como resultado una condición de embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y una formación violenta de gas;
- f) El equipo auxiliar interno dentro del transformador (reactores y transformadores de medida), pueden estar expuestos a los riesgos identificados anteriormente;
- g) Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de los 40°C de temperatura ambiente), existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y dar como resultado una presión que active el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite. La pérdida de aceite puede crear problemas en el sistema de conservación de este fluido y exponer partes eléctricas durante el enfriamiento.

3.2.1. Efectos de sobrecargas elevadas de corta duración

Cargas elevadas de corto tiempo, según las condiciones de servicio, elevan o incrementan los riesgos. La duración permisible de esta sobrecarga debe ser menor que la constante de tiempo del transformador, y depende de la temperatura previa a la sobrecarga, no debe superar la media hora.

- a) El mayor riesgo es la falla por reducción de la rigidez dieléctrica por presencia de burbujas de gas en zonas de elevado campo eléctrico (devanados y conexiones), en especial si se supera los 140°C de

temperatura y contenido de humedad arriba de 2%. Esta temperatura disminuye con el aumento de la concentración de humedad;

- b) Burbujas de gas se producen en el seno aceite, en aislamiento sólido y en superficies de partes metálicas calentadas (no debe excederse de una temperatura 180°C para evitar riesgo de vaporización e incendio) por flujo de dispersión y que por super-saturación del aceite se forman en zonas de bajo campo eléctrico y se desplazan a zonas de mayor campo eléctrico;
- c) Deterioros temporales de las propiedades mecánicas a alta temperatura, reducen la capacidad de soportar cortos circuitos. Fallas en aisladores pasatapas, se producen al superarse los 140°C;
- d) La expansión del aceite produce sobreflujo en el tanque de expansión;
- e) La apertura de elevada corriente son peligrosas para el cambiador de taps.

Los riesgos a corto plazo normalmente desaparecen después de reducir la carga a un nivel normal. Es preciso analizar el envejecimiento que ha tenido lugar durante todo el tiempo de sobrecarga y realizar una evaluación del envejecimiento acumulado durante el ciclo de carga, teniendo en cuenta el envejecimiento prematuro durante la sobrecarga.

3.2.2. Efectos de sobrecargas de larga duración

Sobrecargas de larga duración son consideradas anormales y su ocurrencia se puede esperar. Pueden durar varias semanas o meses y llevan a envejecimiento del aislamiento.

- a) Deterioro o destrucción de las propiedades mecánicas de la aislación del conductor;
- b) Otras partes de la aislación, en particular, las que soportan los esfuerzos axiales del block de bobinas, se deterioran a elevadas temperaturas;
- c) Las resistencias de contacto de los cambiadores de taps se deterioran a elevadas corrientes;
- d) Las juntas de los materiales del transformador se cristalizan con elevada temperatura.

Los cálculos de envejecimiento relativos en porcentaje de pérdida de vida son basados en los riesgos que se asumen en tiempos largos.

3.2.3. Efectos de sobrecargas en los *bushings*

La temperatura que soportan los *bushings* o aisladores pasatapas en los puntos más calientes es de 105°C en corriente nominal y con una temperatura del aceite superior de 95°C promediado en un período de 24 horas. Operarlo por encima de estos valores causa la pérdida de vida de los aisladores pasatapas.

Los factores que reducen la intensidad de daño de sobrecarga en los aisladores pasatapas, comparados con las sobrecargas en el aislamiento del bobinado del transformador comprenden los siguientes:

- a) La temperatura del aceite superior en el transformador puede estar debajo de 95°C con carga nominal;
- b) Los aisladores pasatapas son unidades selladas que protegen el aislamiento y la integridad térmica;
- c) El aislamiento de los aisladores pasatapas es más seco que el aislamiento del transformador;
- d) El aislamiento de los aisladores pasatapas, en caso de fuertes corrientes de falla, no produce un esfuerzo significativo;
- e) Los aisladores pasatapas tienen una capacidad de corriente nominal superior a la de los bobinados.

Los efectos de la sobrecarga son:

- a) Formación de presión interna;
- b) Envejecimiento de los materiales de las empaquetaduras;
- c) Incrementos inusuales en el factor de potencia debido al deterioro térmico;
- d) Formación de burbujas a causa de puntos caliente que sobrepasen los 140°C;
- e) Embalamiento térmico a causa de mayores pérdidas dieléctricas a alta temperatura;
- f) Calentamiento en las partes metálicas que sobresalen del transformador debido al flujo de dispersión magnética.

El rendimiento térmico de los aisladores pasatapas es determinado por el calibre del conductor. Los conductores dentro del aislador pasatapa limitan la carga del transformador a menos de la capacidad del aislamiento del bobinado.

3.2.4. Efectos de sobrecargas en los cambiadores de taps

La elevación de temperatura dependerá del diseño de los contactos y de la condición de éstos cuando ocurre una sobrecarga. A pesar que tienen cierta capacidad de sobrecarga cuando son nuevos, esta capacidad puede disminuir debido a la formación de una película fina de carbono en los contactos que

ocurre durante servicio normal. Siempre que un contacto alcance una temperatura crítica, puede producirse una condición de embalamiento térmico.

Los contactos se sobrecalientan y se forma un depósito de carbono alrededor, lo que incrementa la resistencia del contacto hasta que finalmente alcanza una temperatura que genera gas. En una condición leve, producirá alarma de gas. En condición crítica, el gas puede ocasionar la interrupción dieléctrica del transformador.

El límite de elevación de temperatura del cambiador de taps bajo carga es de 20°C para cualquier corriente que lleve contacto con aceite cuando opera a 1.2 veces la corriente nominal máxima.

Las normas permiten a los contactos de los cambiadores de taps funcionar en aceite a 100°C con una elevación de temperatura de 20°C a 1.2 veces las especificaciones nominales. Además, la experiencia ha mostrado que se forma carbono en los contactos en el aceite a temperaturas elevadas (del orden de 120°C). El peligro de esta formación de carbono depende de la acción de fricción de los contactos de conmutación, de la frecuencia con que tiene lugar la operación, y del tiempo que permanezca esta temperatura.

3.3. Influencia del tamaño del transformador

La sensibilidad de un transformador ante una sobrecarga depende de su tamaño. A mayor potencia del transformador se tiene lo siguiente:

- a) El flujo de dispersión aumenta porque la tensión de cortocircuito es mayor;
- b) Se incrementa los esfuerzos de cortocircuito debido a que las fuerzas dependen de las corrientes al cuadrado;
- c) El volumen del aislamiento que está sujeto a un gradiente eléctrico elevado aumenta.

Se debe considerar que en los transformadores de mayor potencia se tienen las siguientes tendencias:

Las consecuencias de la degradación de las propiedades mecánicas del aislamiento en función de la temperatura y el tiempo, incluyendo el desgaste por la dilatación térmica, es mayor para los grandes transformadores que para los de potencias menores.

La combinación del flujo de dispersión y el flujo principal en los bordes de las culatas y en las columnas del núcleo del circuito magnético se hacen más vulnerables a la sobreexcitación de los transformadores de potencia grandes, que a los de pequeñas potencias, especialmente cuando la carga está por encima de la carga nominal. El aumento del flujo de dispersión causa calentamiento de otras partes de metal que se suman a las corrientes parásitas.

3.4. Límites para grandes transformadores

Los transformadores usados en alta y muy alta tensión son máquinas cuyo nivel de sofisticación es mayor, en ellos se aplican las técnicas más avanzadas del diseño eléctrico y mecánico, a efecto que pueda responder exitosamente a todas las demandas de servicio.

Siendo el transformador de potencia por la inversión, tamaño y costo de las pérdidas que ocasiona la falla de mismo, se recomienda mantener control de los fenómenos electromagnéticos: flujo de dispersión, corrientes nominales, pérdidas, calentamientos, etc. por su elevada magnitud.

Entre los límites de corriente y temperaturas se tiene que la temperatura del punto más caliente, de la capa superior del aceite y de otras partes metálicas en contacto con el aislamiento sólido, diferente de los devanados y las conexiones, no deben de exceder las magnitudes establecidos en la tabla III. Cuando la temperatura del punto más caliente excede los 140 °C se desarrolla burbujas de gas, las cuales disminuyen la rigidez dieléctrica de aislamiento del transformador.

Además de los devanados y otras partes del transformador, como los bornes, conexiones, elementos del cambiador de taps y cables, pueden limitar la operación en caso de cargas superiores a 1.5 veces la corriente la nominal. La expansión y presión del aceite pueden imponer restricciones.

Durante la operación en sobrecarga o seguidamente a la sobrecarga, los transformadores pueden no soportar técnicamente un cortocircuito con una duración de hasta dos segundos.

La tensión aplicada al transformador no debe exceder 1.05 veces la tensión nominal o la tensión de la toma correspondiente en cualquier devanado del transformador.

3.5. Datos requeridos para cálculos de sobrecargas

Cuando se quiere efectuar cálculos para determinar la capacidad de carga de un transformador, es necesario buscar la siguiente información en las especificaciones o en el reporte del ensayo final:

- Magnitud de la temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente;
- Magnitud de la temperatura del aceite de la parte inferior por encima de la temperatura ambiente;
- Magnitud promedio de la temperatura en el conductor por encima de la temperatura ambiente;
- Magnitud de la temperatura en el punto más caliente del bobinado por encima de la temperatura ambiente a carga nominal;
- Magnitud de pérdida de carga a carga nominal;
- Magnitud de pérdida en el núcleo en vacío;
- Magnitud de pérdida total a carga nominal;
- Peso del conjunto de núcleo y bobina;

- Peso del tanque y accesorios;
- Volumen del aceite en el tanque y en el equipo de refrigeración (excluyendo los tanques de expansión del aceite, compartimentos de los cambiadores de taps bajo carga, etc.).

Para toda la información citada de los incisos a) a la f), debe indicarse las condiciones bajo las que se hicieron las mediciones (carga, temperatura ambiente, posición de tap, etc.).

Para cálculos más precisos de la capacidad debe utilizarse la siguiente información:

- Magnitud de la pérdida de carga en caso de carga nominal y extremos de taps o todas las combinaciones de taps posibles;
- Magnitud de la resistencia del bobinado de los extremos del tap o todas las combinaciones de taps posibles;
- Magnitud de la pérdida total por flujo de dispersión y corrientes de parásitas como porcentaje de la pérdida total de carga, pérdida estimada por dispersión y corrientes parásitas;
- Magnitud de la pérdida por corrientes parásitas en valores por unidad en un lugar de punto caliente;
- Altura del bobinado en valores por unidad hasta el lugar del punto caliente.

El test de elevación de temperatura se realiza en la posición del tap de pérdida máxima. Este test da como resultado datos de la capacidad de carga cuando el transformador está operando en otro tap. Para obtener datos más precisos de la capacidad de un transformador basados en el ciclo real de carga y las conexiones de tap, se pueden efectuar varios ajustes en los datos presentados en el informe de prueba antes de utilizar los datos como punto de partida en cálculos de carga. Estos ajustes son los siguientes:

- Ciclo de carga en kVA en la combinación real de las conexiones de tap;
- Utilizar las pérdidas de carga medidas o calculadas para la conexión de tap;
- Corregir los datos del test de elevación de temperatura para las pérdidas menores o corriente nominal diferente;
- Determinar si el gradiente del bobinado cambia en los puntos más calientes cuando cambian las conexiones de taps.

4. VIDA DEL SISTEMA DE AISLACIÓN DE UN TRANSFORMADOR

4.1. Parámetros para analizar el grado de envejecimiento del aislante

La medición de parámetros de naturaleza fisicoquímica, permite obtener un amplio panorama, tanto de las situaciones de carácter histórico, como de aquellos problemas de naturaleza evolutiva.

Entre los parámetros que se analizan en el aislamiento sólido tenemos:

- Ángulo de pérdida en aislación
- Resistencia de aislación
- Índice de polarización
- Relación de absorción dieléctrica
- Polarización y depolarización dieléctrica en corriente continua
- Linealidad de resistencia de aislación con la tensión
- Índice de tensión residual de la polarizabilidad del aislante
- Descargas parciales
- Medición de la corriente de magnetización en baja tensión
- Respuesta en frecuencia
- Grado de polimerización del papel

Entre los parámetros que se analizan al aceite dieléctrico tenemos:

- Contenido de humedad

- Acidez (índice de neutralización)
- Concentración de oxígeno en el aceite
- Contenido de gases combustibles
- Tensión interfasial
- Colorimetría y espectrofotometría
- Contenido de inhibidores (DBPC o BTH)
- Presencia de lodos
- Cuantificación de partículas y clasificación
- Estabilidad a la oxidación
- Cromatografía en fase líquida
- Contenido de furanos
- Cantidad de PCB
- Rigidez dieléctrica
- Factor de pérdidas ($\tan \delta$)
- Medición de resistividad volumétrica
- Contenido de contaminantes: azufre, cobre etc
- Azufre corrosivo

El parámetro más importante para determinar y estimar el grado de envejecimiento del aislamiento del transformador es el grado de polimerización el cual depende directamente de la temperatura del punto más caliente.

Los elementos de celulosa que fijan las espiras de los devanados se descomponen con el calor y aún más rápidamente con oxígeno y otros contaminantes que aceleren la ruptura de la molécula de celulosa, cuya fórmula es: $(C_6 H_{10} O_5)_n$, con “n” anillos.

La molécula de celulosa del papel Kraft nuevo, se considera que posee un grado de polimerización (GP) con un número de elementos de la cadena entre 1200 y 1400. Siendo éste el valor máximo medio estadístico de la cadena de anillos que componen la fibra de celulosa en su origen.

El deterioro del papel se produce inicialmente durante los procesos de fabricación, secado y deshidratación donde las temperaturas alcanzan los 100°C o más, con lo que se reduce el GP a valores cercanos a 900. Luego, con el servicio, el valor continúa descendiendo hasta definir el fin de su vida útil. Este valor es muy discutido, pero un concepto aceptable define que el 50% del valor de salida de fábrica GP 400 sería totalmente aceptable, pero muchos usan valores aún menores para este concepto de fin de vida útil, llegándose a GP de 300 y 200 en transformadores en operación.

Los mecanismos que producen degradación de la celulosa, que es el principal constituyente de los materiales aislantes sólidos impregnados en aceite utilizados en los transformadores son:

Hidrólisis: el agua causa la ruptura de la cadena de monómeros, al afectar el átomo de oxígeno que hace puente entre los anillos. Son formados dos grupos OH, cada cual anexado a un monómero. Como resultado ocurre la reducción del grado de polimerización y debilitamiento de la fibra de celulosa. La tasa de envejecimiento térmico de la celulosa es directamente proporcional a la cantidad de agua.

Oxidación: los átomos de carbono de la molécula de celulosa son atacados por el oxígeno, formando ácidos. Consecuentemente, la unión entre los anillos quedará reducida, bajando el grado de polimerización. Se libera agua, monóxido de carbono y dióxido de carbono. El agua liberada por este

proceso contribuirá al proceso de hidrólisis, la celulosa es atacada directamente por el oxígeno, además, el aceite sufre oxidación, produciendo ácidos y otras sustancias que van a atacar al propio aceite, generando más productos de oxidación. Estas sustancias atacan también a celulosa, degradándola.

El factor de aceleración de la degradación del aceite probado en un ensayo en probetas selladas y expuestas al oxígeno es de 2,5 y 10 veces respectivamente. La presencia de oxígeno tiene influencia extrema en el envejecimiento de la celulosa, por lo que debe ser evitado.

Pirolisis: el calor extremo carboniza las fibras de la celulosa, y el calor en niveles moderados, causa la rotura de los monómeros individuales de la cadena de celulosa, formando un residuo sólido y liberando monóxido de carbono, dióxido de carbono y agua. El grado de polimerización se reduce, y disminuyen las características de resistencia mecánica de la celulosa.

En un transformador la temperatura no se distribuye uniformemente, por lo que el deterioro de la celulosa generalmente es considerando en el punto más caliente, siendo así el lugar de mayor degradación del papel.

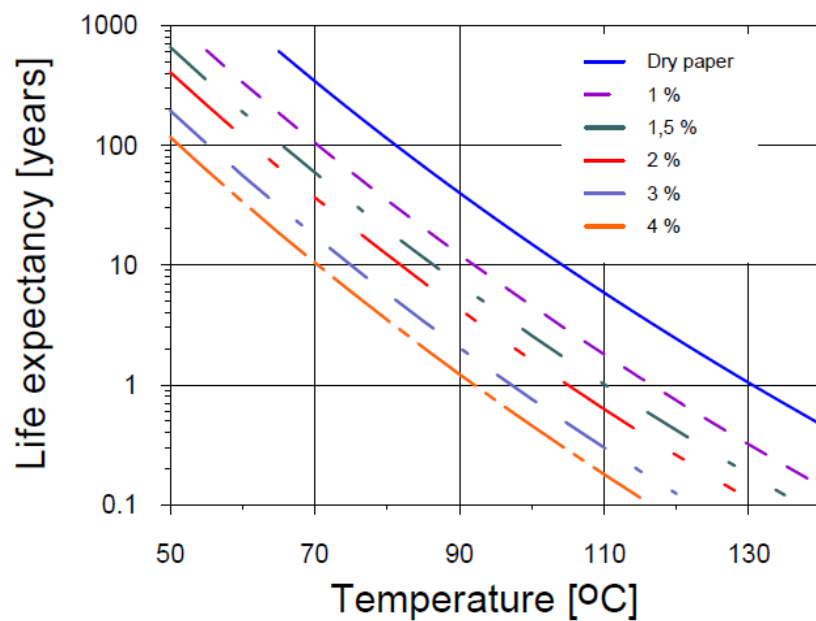
Como se observa, el grado de envejecimiento de la vida del aislamiento, es un fenómeno complejo. De manera que el envejecimiento del aislamiento de un transformador está caracterizado por la degradación en el tiempo de tres parámetros muy importantes:

- a) Vida térmica: tiempo crítico para el cual el grado de polimerización es menor de 200.

- b) Vida dieléctrica: tiempo en el que se pierden los márgenes de seguridad del dieléctrico.
- c) Vida mecánica: tiempo en el que aparece la debilidad mecánica y la consecuente deformación de los arrollamientos.

En la siguiente gráfica se puede apreciar la variación de la expectativa de vida respecto a la temperatura de los devanados y la influencia del grado de humedad en el papel.

Figura 15. Relación de la temperatura de trabajo de los devanados con la expectativa de vida para distintos grados de humedad en el papel



Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 52.

4.2. Ecuaciones del envejecimiento de un transformador

El envejecimiento o deterioro del aislamiento está en función del tiempo, de la temperatura, contenido de humedad y contenido de oxígeno. Con los sistemas modernos de conservación de aceite, se puede minimizar las contribuciones de la humedad y del oxígeno al deterioro del aislamiento, dejando la temperatura del aislamiento como parámetro de control.

La evidencia experimental indica que la relación del deterioro del aislamiento con el tiempo sigue una adaptación de la teoría de la velocidad de reacción de Arrhenius bajo la forma siguiente:

$$P = A x e^{\frac{(B)}{\theta_H + 273}} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

- P: es la pérdida de aislamiento con el tiempo
- θ_h : es la temperatura del punto más caliente, en °C
- A: es un factor que determina la influencia de la contaminación de humedad en el papel
- B: es el factor que determina la dependencia de la temperatura en el envejecimiento

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador de la figura 16 relaciona la vida del aislamiento del transformador por unidad con la temperatura de los puntos más calientes del bobinado. Esta curva aísla la temperatura como principal variable que afecta la vida térmica; Indica también el grado hasta el cual el nivel de envejecimiento es acelerado por encima de lo normal para temperaturas por encima de una temperatura de referencia de 110°C y se reduce debajo de lo normal para temperaturas debajo de 110°C. La

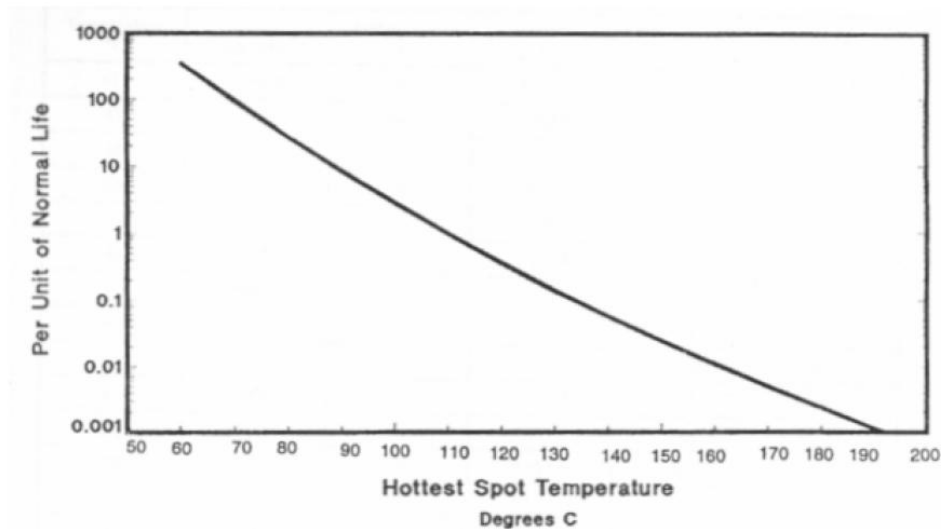
ecuación para un sistema de aislamiento con elevación de 65 °C es la siguiente:

$$P = 9.80 \times 10^{-18} e^{\frac{(1500)}{\theta_H + 273}} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Y para un aislante cuya elevación de temperatura promedio de 55°C (95°C), es:

$$P = 2.00 \times 10^{-8} e^{\frac{(1500)}{\theta_H + 273}} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Figura 16. Vida del aislamiento del transformador



Fuente: Marcelo J. Hinojosa Torrico, Estudio de sobrecargas de transformadores de potencia, Pág. 7.

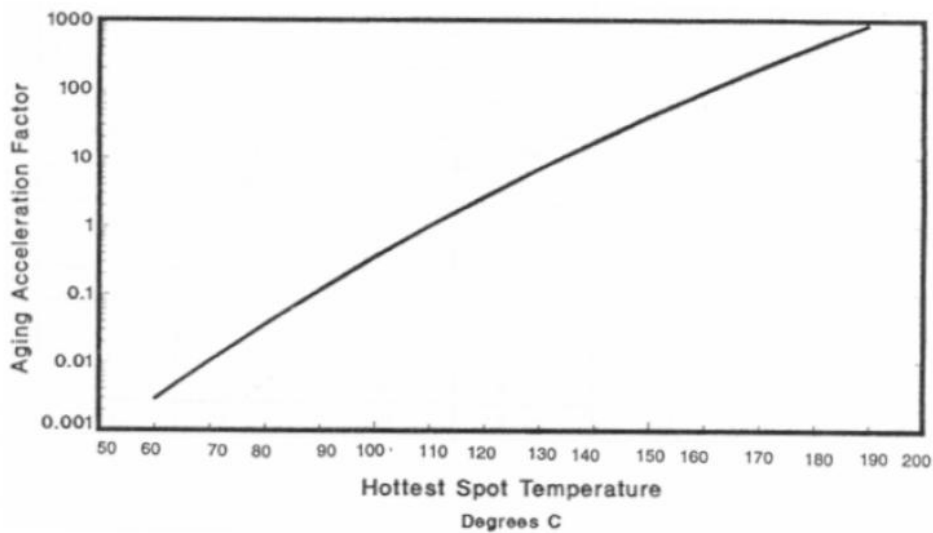
La ecuación para calcular el factor de aceleración del envejecimiento (FAA) para un sistema de aislamiento con elevación de 65 °C es la siguiente:

$$FAA = e^{\left(\frac{1500}{383} - \frac{1500}{\theta_h + 273}\right)} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Y para un aislante cuya elevación de temperatura promedio de 55°C (95°C), es:

$$FAA = e^{\left(\frac{1500}{368} - \frac{1500}{\theta_h + 273}\right)} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Figura No.17. **Factor de aceleración de envejecimiento**



Fuente: Marcelo J. Hinojosa Torrico, Estudio de sobrecargas de transformadores de potencia, Pág. 8.

La vida equivalente (en horas o días) a la temperatura de referencia que se consumirá en un período de tiempo dado para el ciclo de la temperatura dada es la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Donde:

- F_{EQA} : es el factor de envejecimiento equivalente para un periodo total de tiempo
- n : es el índice del intervalo de tiempo, t
- N : es el número total de intervalos de tiempo
- $F_{AA,n}$: es el factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo Δt_n
- Δt_n : es el intervalo de tiempo, horas

Tabla VI. **Comparativa de velocidad de envejecimiento relativa del papel Kraft según norma IEC y ANSI**

θ_h Temperatura del punto más caliente en $^{\circ}\text{C}$	Velocidad relativa de pérdida de vida norma IEC	Velocidad relativa de pérdida de vida norma ANSI IEEE
80	0.0125	0.036
86	0.25	0.073
92	0.5	0.145
98	1.0	0.282
104	2.0	0.536
110	4.0	1.0
116	8.0	1.83
122	16.0	3.29
128	32.0	5.8
134	64.0	10.1
140	128.0	17.2

Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 53.

La velocidad de pérdida de vida es muy sensible a la temperatura del punto más caliente como se puede ver en la tabla VI cada aumento de 6°C implica una pérdida de vida de del 50 %. La velocidad de envejecimiento del papel húmedo es mayor que para el papel seco.

4.3. Porcentaje de pérdida de vida

Para determinar el porcentaje de pérdida de vida se integra sólo los períodos en que la temperatura del bobinado supera los 80°C, para el resto del tiempo se estima que la temperatura es lo suficientemente baja que permite considerar despreciable el envejecimiento.

La pérdida de vida (L) para un cierto período de tiempo viene dado por:

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V \, dt = \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde:

V_n : es la velocidad de envejecimiento relativo durante un tiempo n , de acuerdo a las ecuaciones 4.2 ó 4.3

t_n : es el n intervalo de tiempo considerado, en horas

n : es el número de cada intervalo de tiempo, en horas

N : es el número total de intervalos durante el período considerado

Una aislación se encuentra en su etapa final cuando la misma ha perdido el 50% de resistencia mecánica a la tracción y el grado de polimerización del papel ha llegado a un valor entre 300 y 200.

La curva de vida por unidad del aislamiento puede utilizarse también para calcular el porcentaje de pérdida total de vida. Para hacerlo, es necesario definir arbitrariamente la vida normal del aislamiento a la temperatura de referencia en horas o años. En la tabla VII se tiene los valores Benchmark de la vida normal del aislamiento para un sistema bien seco, libre de oxígeno. Luego se determina las horas de vida perdidas en el período total de tiempo, multiplicando el envejecimiento equivalente por el período de tiempo en horas. Esto da las horas equivalentes de vida a la temperatura de referencia que son consumidas en el período de tiempo. El porcentaje de pérdida de vida del aislamiento en el período de tiempo son las horas equivalentes de vida dividido por la definición de la vida total normal del aislamiento y multiplicado por cien. Generalmente el período total de tiempo utilizado es de 24 horas. La ecuación es dada como sigue:

$$\% \text{ de Pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} \ t \ 100}{\text{Vida normal de aislamiento}} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Tabla VII. **Vida normal de un sistema de aislamiento bien seco, libre de oxígeno con elevación de temperatura promedio de 65 °C en el bobinado a la temperatura de referencia de 110 °C**

Base	Horas	Años
50% resistencia a la tracción conservada del aislamiento.(criterio IEEE Std C57.92-1981)	65000	7.42
25% resistencia a la tracción conservada del aislamiento	135000	15.41

Continuación tabla VII

200 grado de polimerización conservado en aislamiento	150000	17.12
Interpretación de datos de tests de la vida funcional del transformador de distribución (criterio IEEE Std C57.91-1981)	180000	20.55

Fuente: Marcelo J. Hinojosa Torrico, Estudio de sobrecargas de transformadores de potencia,
Pág. 8.

Cuando hay contaminantes como el agua, la temperatura acelera el envejecimiento del papel, es por ello, que se deben tener perfectamente delimitados algunos parámetros como la humedad en papel, menor al 2% para no tener envejecimientos anormales o burbujas.

La ecuación de pérdida de vida teniendo en cuenta el grado de polimerización del papel, así como los subproductos de descomposición química, es la siguiente:

$$\textit{Tiempo de vida} = \left[\frac{1}{A} \times \frac{1}{24} \times \frac{1}{365} \times \frac{DP2 - DP1}{DP2} \right] \left[e^{\left(\frac{13350}{T+275} \right)} \right] \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Donde:

DP2: es el grado de polimerización final
DP1: es el grado de polimerización inicial
A: es el contenido de agua y ácidos
T : es la temperatura del punto caliente

El resultado del tiempo de vida aproximado del transformador estará dado en años.

4.4. Parámetros que intervienen en la capacidad de carga de un transformador

Además de la temperatura de los devanados, del grado de descomposición del aceite y del papel aislante, existen otros parámetros que contribuyen al envejecimiento del transformador.

Algunos de estos parámetros que contribuyen al envejecimiento prematuro del transformador son: temperatura ambiente, humedad en el papel, gases disueltos en el aceite de la cuba, los tipos de refrigeración y los accesorios.

4.4.1. Influencia de la temperatura ambiente

La temperatura ambiente es un factor importante para determinar la capacidad de carga de un transformador, ya que las elevaciones de temperatura para cualquier carga tienen que añadirse a la temperatura ambiente para determinar las temperaturas de operación. Las especificaciones de un transformador están basadas en una temperatura ambiente promedio sobre 24 horas. de 30 °C.

Cuando la temperatura ambiente puede ser medida, se debe calcular el promedio de éstas en 24 horas. y utilizarla para determinar la temperatura del transformador y su capacidad de carga. La temperatura ambiente es la temperatura del aire en contacto con sus radiadores o intercambiadores de calor.

Muchas veces es necesario pronosticar la carga que un transformador pueda soportar con toda seguridad para el futuro en una temperatura ambiente desconocida.

Se puede tomar como temperatura ambiente las siguientes:

- a) La temperatura ambiente media anual es usada para el cálculo del envejecimiento térmico;
- b) La temperatura media mensual del mes más caluroso es usada para el cálculo de la temperatura máxima del punto caliente.

4.4.2. Influencia de la humedad e impurezas

La mayoría de las propiedades eléctricas de los líquidos aislantes son afectadas por el contenido de agua, además de su efecto de asociación conjunta de agua con otras partículas contaminantes.

La formación de agua en el interior del transformador, ocurre por combinación de los productos de la descomposición del aceite y la celulosa con presencia de oxígeno. En condiciones normales de operación, este valor irá aumentando, por lo que se le debe prestar especial atención, a fin de evitar la

disminución de la calidad del aceite, reducir la contaminación al medio aislante sólido (celulosa).

Para aceite en uso en transformadores de medida y de potencia según la tensión nominal del equipo, de acuerdo a las últimas de actualización de la norma IEC 60422/05 vemos:

Tabla VIII. Valores de contenido de agua en mg/kg referencia 20 °C

Tamaño del transformador	Valor previo a energización	Bien	Regular	Malo
Trafo.Potencia >400 kV	< 5	< 5	5 - 10	> 10
Trafo.Potencia 170 < x < 400 kV	< 5	< 5	5 - 10	> 10
Trafo.Potencia 72,5 < x < 170 kV	< 10	< 10	10 - 15	> 15
Trafo.Medición >170 kV	< 10	< 5	5 - 10	> 10
Trafo.Medición <170 kV	< 10	< 5	5 - 15	> 15
Trafo.General MT y BT	< 20	< 10	10 - 25	> 25

Fuente: Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, Pág. 72.

El grado de humedad también determina la capacidad de sobrecarga del transformador, dado que a mayor humedad, menor es la rigidez dieléctrica del aislamiento del transformador, elevando así las posibilidades de una falla por la ruptura del dieléctrico.

La presencia de impurezas sólidas hace que el deterioro de la rigidez dieléctrica sea más significativo, incluso con menos contenido de humedad en el aceite.

4.4.3. Influencia de los gases disueltos

Los aceites minerales usados en los transformadores son una pieza vital en el funcionamiento de la máquina, debido a que sus funciones son: mantener la aislación eléctrica en su interior y también la de refrigerar las partes calientes, evacuando la carga térmica al exterior de la misma.

Es fundamental mantener las cualidades del aceite; las propiedades físico-químicas a controlar deben estar orientadas a:

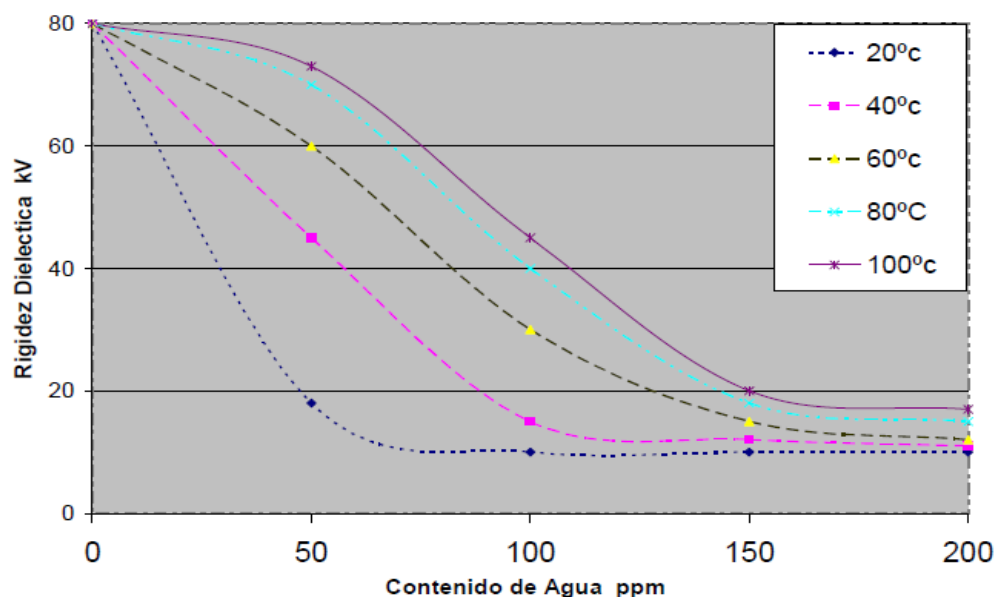
- a) Mantener las características dieléctricas cercanas a los valores originales;
- b) Evitar la formación de lodos para mantener la refrigeración de las partes internas de la aislación;
- c) Evitar que se produzcan en el interior concentraciones de ácido que puedan atacar internamente a las partes de la máquina, como aislaciones, pinturas y fijaciones;
- d) Mantener un valor de gases disueltos muy inferior al valor de saturación para evitar el desarrollo de descargas parciales.

La presencia de gases disueltos en el seno del aceite de un transformador influye notoriamente sobre la rigidez dieléctrica del aceite.

Un incremento de la presión o temperatura, aumenta la cantidad de gas en el aceite. Si la temperatura del aceite aumenta, debido al aumento de la temperatura ambiente o la carga, el aceite se expande y la presión sube. Cuando se cae la presión, el aceite tiene más contenido de gas.

El exceso de gas sale fuera de la cuba por el tanque de compensación. Después que la presión desciende, se forman burbujas de gas en el seno del aceite, las cuales disminuyen notablemente la rigidez dieléctrica del aceite. La rigidez dieléctrica aplicada a un aceite nuevo o usado permite apreciar la capacidad del mismo para soportar el campo eléctrico sin ser circulado por la corriente de descarga. Por lo general, esta capacidad se reduce con la presencia de agua y de impurezas que aumentan los electrones libres y la ionización del líquido.

Figura No.18. **Rigidez dieléctrica en función del contenido de agua y temperatura**



Fuente: Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, Pág. 71.

El criterio de aceptación del valor de rigidez para mantener un aceite en servicio dentro de los equipos, según la norma IEC 60422 /05 es el siguiente:

Tabla IX. **Criterio de aceptación rigidez dieléctrica según norma IEC 60422**

Tamaño del Transformador	Valor previo energización	Bueno	Regular	Malo
Trafo.Potencia >400 kV	>60 kV	>60 kV	60-50 kV	< 50 kV
Trafo.Potencia 170 < x < 400 kV	>60 kV	>60 kV	60-50 kV	< 50 kV
Trafo.Potencia 72,5 < x < 170 kV	>60 kV	>50 kV	50-40 kV	< 40 kV
Trafo.Medición>170 kV	>60 kV	>60 kV	60-50 kV	< 50 kV
Trafo.Medición<170 kV	>60 kV	>50 kV	50-40 kV	< 40 kV
Trafo.General MT y BT	>55 kV	>40 kV	40-30 kV	< 30 kV

Fuente: Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, Pág. 72.

Los gases que se forman en el interior de los transformadores son productos de la pirólisis (descomposición térmica) de los elementos que componen la aislación, generalmente es papel y aceite. La velocidad de formación de los gases puede ser muy variada, y según sea la naturaleza de falla puede ser rápida, lenta, moderada o normal.

En función a su velocidad de formación, se puede evaluar como:

- a) Muy lenta o normal: debido al envejecimiento de papel o aceite. En este caso los gases permanecen disueltos en el aceite, pero su evolución puede apreciarse en largos períodos de tiempos.

- b) Lenta: debido al envejecimiento normal, más alguna falla incipiente; en este caso los gases permanecen disueltos en el aceite. Con análisis más frecuentes, realizando el seguimiento de su variación en el tiempo se puede diagnosticar la falla.
- c) Rápida: los gases no se disuelven totalmente en el aceite debido al volumen generado, o a la rapidez del proceso de formación. Parte de ellos se mantienen en estado gaseoso, pudiendo ser acumulados en el relé Bucholz.
- d) Muy rápida: producto de fallas con desarrollo violento de gas, por efecto térmico y formación de gases pueden accionar una protección de flujo de aceite.
- e) Explosión violenta: producto de descargas internas con actuación de dispositivos de alivio presión, con o sin destrucción de la cuba del transformador.

La cromatografía de gases es una de las técnicas que ha permitido la cuantificación de los gases que se difunden en el aceite, resultado de la descomposición propia del aceite y/o de otros materiales, especialmente los aislantes sólidos que forman parte del transformador.

Esta técnica es muy efectiva para analizar la naturaleza de una falla incipiente dada la elevada sensibilidad del análisis, pero también es útil cuando se la utiliza con fines operativos, para evaluar un proceso normal de envejecimiento.

Los gases normalmente analizados son; oxígeno, nitrógeno, y dióxido de carbono (O_2 - N_2 - CO_2), entre los no combustibles, y acetileno, etileno, metano, propileno, propano, monóxido de carbono y hidrógeno (C_2H_2 ; C_2H_4 ; CH_4 ; C_3H_6 y C_3H_8 ; CO ; H_2) del tipo combustibles. Estos gases se producen en función del equilibrio térmico alcanzado. Según el tipo de gas que se detecte, se puede determinar estimativamente el origen de su formación.

Durante el proceso de envejecimiento normal aparecen CO_2 y CO que son generados por la descomposición de la celulosa acompañados por otros gases, H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 que provienen de la descomposición del aceite.

La tabla X muestra un criterio de límite inferior para cinco gases combustibles, a partir del cual es necesario estudiar y corregir los motivos posibles de su generación con valores inferiores. Valores en (ppm) partes de gas disuelta por millón aceite.

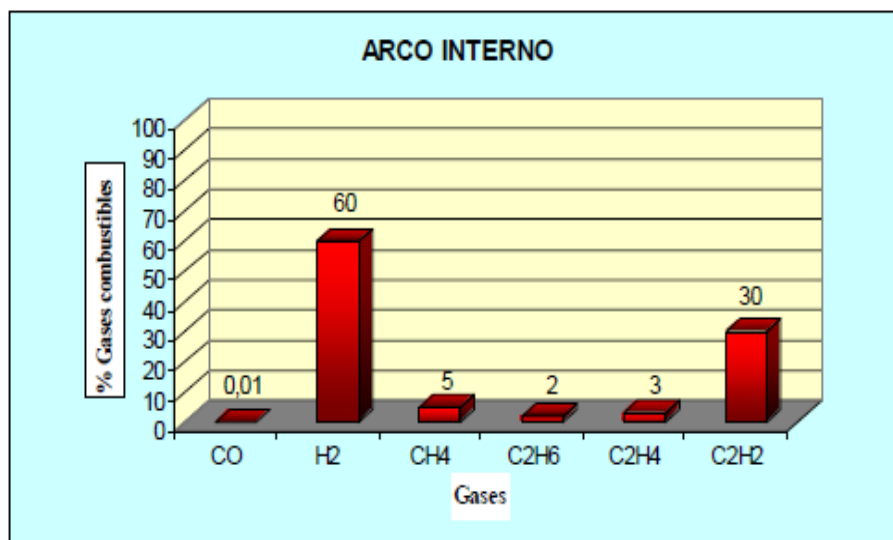
Tabla X. **Límite inferior para gases combustibles a partir de los cuales es necesaria una investigación**

Tamaño del transformador	CO	H₂	CH₄	C₂H₄	C₂H₆
< 10 MVA	300	400	200	300	150
> 10 MVA	250	400	150	200	150

Fuente: Fernando Marull, Operación y mantenimiento de transformadores, Pág. 89.

Grupo acetileno (C_2H_2): la presencia de acetileno es indicativa de la existencia de temperaturas superiores a los $500^{\circ}C$ y es la evidencia de un accidente grave de carácter dieléctrico. Si el acetileno viene acompañado con metano e hidrógeno se puede tratar de un arco de poca duración circunscripta al aceite.

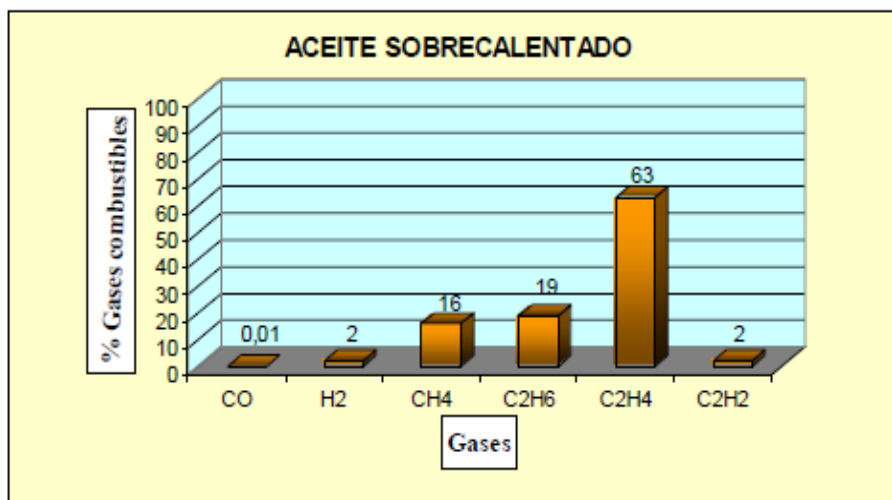
Figura 19. **Perfil cromatográfico, arco Interno**



Fuente: Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores, Pág. 5.

Grupo etileno (C_2H_4): si la descomposición del aceite produce etileno, se trata de una sobrecarga de carácter térmico, puntual o generalizada, la temperatura rondará por los $300^{\circ}C$. Será mayor, cuanto mayor sea la cantidad de etileno o de metano que lo acompaña. Al igual el hidrógeno, etano y propano. Cuando, además, aparece CO_2 o CO el defecto térmico está involucrando al papel con temperaturas superiores a $130^{\circ}C$.

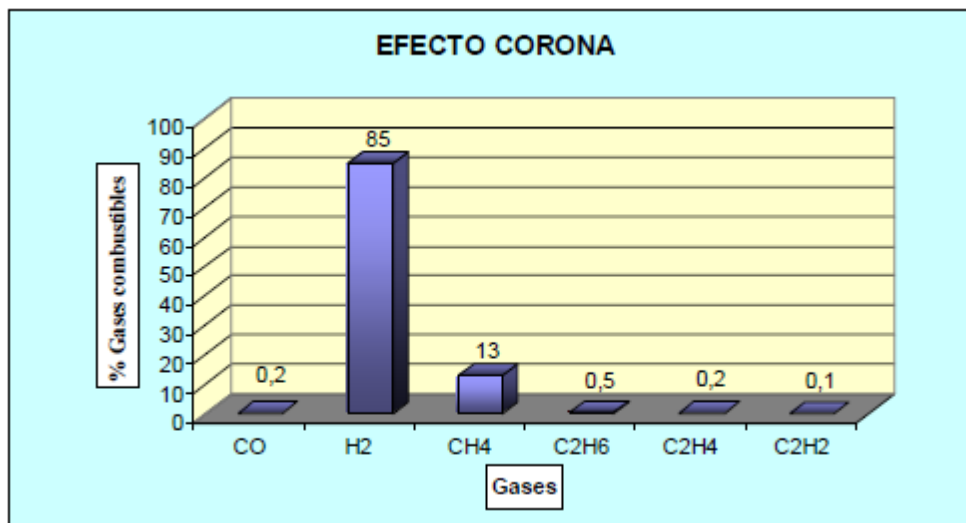
Figura 20. **Perfil cromatográfico, aceite sobrecalentado.**



Fuente: Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores, Pág. 4.

Grupo hidrógeno (H₂): la producción de hidrógeno solo o acompañado de metano, en general, es indicativo de la existencia de descargas parciales de baja energía. El hidrógeno generalmente acompaña muchos de los procesos de descomposición del aceite.

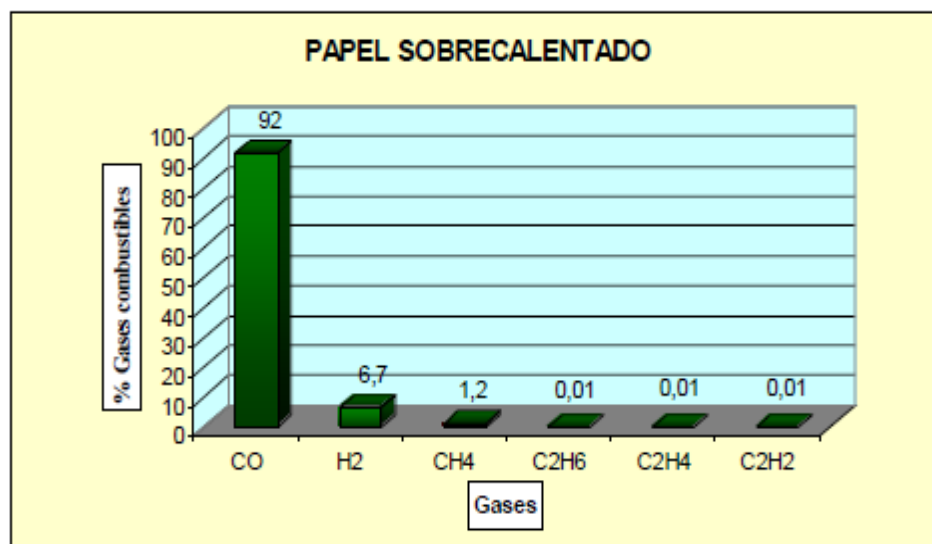
Figura 21. **Perfil cromatográfico, efecto corona**



Fuente: Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores, Pág. 5.

Grupo carbono (CO_2 ; CO): tanto el CO_2 como el CO , son producidos por el envejecimiento normal de los materiales celulósicos (papel madera, pinturas) cuando éstos están sometidos a temperaturas elevadas superiores 130°C . En general, las fallas, tanto de carácter térmico o del tipo dieléctricas, ambas causan descomposición de la celulosa, por lo tanto, en estos casos se requiere un diagnóstico preciso y estudio de los gases que lo acompañan.

Figura 22. **Perfil cromatográfico, papel sobrecalentado**



Fuente: Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores, Pág. 5.

4.4.4. Influencia del sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración tiene influencia directa en la capacidad de sobrecarga del transformador, ya que dependiendo del tipo de refrigeración, se puede tener una temperatura menor en el punto más caliente del arrollamiento y por tanto disponer de mejor maniobrabilidad en la capacidad de sobrecarga.

Los modos de transferencia de calor en un transformador se realizan de tres diferentes maneras:

- a) Conducción: proceso lento por el cual se transmite el calor a través de una sustancia por actividad molecular. La capacidad que tiene una sustancia para conducir calor, se mide por su conductividad térmica;
- b) Convección: al calentarse un fluido, aumenta de volumen y, por lo tanto, su densidad disminuye y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que está a menor temperatura. Lo que se llama convección en sí, es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendente y descendente del fluido;
- c) Radiación: emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz. Se presenta en temperaturas elevadas como un mecanismo de pérdidas de calor. En el caso de los transformadores, la transferencia de calor a través del tanque y los tubos radiadores hacia la atmósfera es por radiación.

El modo de convección es el más importante de los tres, para la disipación o evacuación del calor del transformador al exterior.

El aceite posee la propiedad de que su volumen varía con la presión y la temperatura. Los cambios de volumen con la temperatura suministran la principal circulación del aceite dentro del transformador y con ello la refrigeración del mismo.

El calor producido en las bobinas y núcleo del transformador fluye de las superficies de éstas, al aceite que es el medio refrigerante. Debido al incremento de temperatura del aceite su densidad específica se reduce. El aceite se eleva y transfiere su calor hacia el ambiente exterior a través del

tanque y radiadores. El aceite que se eleva dentro de la cuba es remplazado por el aceite frío inferior y de esta manera se produce la circulación del aceite de forma natural en el interior del tanque del transformador.

La transferencia de calor por convección se expresa con la ley del enfriamiento de Newton:

$$\frac{dQ}{dt} = hA_s(T_s - T_{inf}) \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

- Q: es el calor transferido en W,
- h: es el coeficiente de transferencia de calor en $W / (m^2 \text{ } ^\circ C)$
- A: es el área de la superficie en contacto con el fluido
- T_s: es la temperatura en la superficie del cuerpo
- T_{inf}: es la temperatura del fluido lejos del cuerpo.

4.4.5. Influencia de los accesorios del transformador

Influencia de los aisladores pasatapas

Si se sobrecarga un transformador se pueden dar los siguientes problemas en los aisladores pasatapas:

- a) Que se generen altas presiones internas
- b) Un incremento anormal del factor de potencia debido al deterioro térmico
- c) Generación de gases causados por puntos calientes por encima de los $140 \text{ } ^\circ C$
- d) Descontrol térmico debido al incremento de la pérdida del carácter dieléctrico a altas temperaturas

- e) Calentamiento de partes salientes metálicas debido al flujo de dispersión magnética

Los límites de sobrecarga establecidos por la norma IEEE C57, coordinado entre los aisladores pasatapas y transformador se presenta en la siguiente tabla.

Tabla XI. **Límites de sobrecarga establecidos entre aislador pasatapa y transformador norma IEEE C57**

Temperatura ambiente del aire	40 °C máximo
Temperatura de la capa superior del aceite del transformador	110 °C máximo
Corriente máxima	2 I_{nom} del aislador pasatapa
Temperatura del punto caliente del aislamiento del aislador pasatapa	150 °C máximo

Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 66.

Influencia del cambiador de taps

A medida que aumenta la carga de un transformador, para mantener constante el voltaje, se hace uso de los cambiadores de taps. También, a medida que la carga se incrementa, la temperatura del contacto metálico aumenta, hasta que alcance una temperatura crítica, donde puede producirse una condición de embalamiento térmico.

Las normas permiten a los contactos de los cambiadores de taps a funcionar en aceite a 100°C con una elevación de temperatura de 20°C a 1.2 veces las especificaciones nominales.

5. CÁLCULO DE TEMPERATURAS

5.1. Componentes de la temperatura en los puntos más calientes y del aceite superior

La temperatura en los puntos más calientes está compuesta por tres componentes dadas por la siguiente ecuación:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Donde:

θ_H : es la temperatura en los puntos más calientes del bobinado, en °C

θ_A : es la temperatura ambiente promedio durante el ciclo de carga que se está estudiando, en °C

$\Delta\theta_{TO}$: es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente, en °C

$\Delta\theta_H$: es la elevación en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior), en °C

La temperatura del aceite superior es dada por la siguiente ecuación:

$$\theta_{TO} = \theta_A + \Delta\theta_{TO} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Donde:

θ_{TO} : es la temperatura superior del aceite, en °C

θ_A : es la temperatura ambiente promedio durante el ciclo de carga que se está estudiando, en °C

$\Delta\theta_{TO}$: es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente, en °C

Los cálculos de temperatura suponen una temperatura ambiente constante. El efecto de una temperatura ambiente variable puede considerarse conservadoramente como sigue:

- a) Para temperaturas ambientes que se incrementan durante el ciclo de carga, hay que utilizar la temperatura ambiente instantánea cuando se considera ciclos de carga;
- b) Para temperaturas ambientes que disminuyen, se utiliza la temperatura ambiente máxima durante un ciclo previo largo de alrededor de 12 hrs.

5.2. Elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente

La elevación máxima de la temperatura del aceite en un momento después de un cambio de etapa de carga es dada por la siguiente expresión exponencial que comprende una constante de tiempo del aceite.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \quad (\text{Ec. 5.3})$$

Donde:

$\Delta\theta_{TO}$: es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente, en °C

$\Delta\theta_{TO,U}$: es la elevación extrema superior del aceite por encima de la temperatura ambiente para una carga L, en °C

$\Delta\theta_{TO,i}$: es la elevación inicial superior del aceite por encima de la temperatura ambiente para $t = 0$, en °C

τ_{TO} : es la constante de tiempo del aceite del transformador para cualquier carga L y para cualquier diferencia específica de temperatura entre la elevación extrema superior del aceite y la elevación inicial superior del aceite

Para el ciclo de sobrecarga de dos etapas con una carga previa equivalente constante, la elevación inicial máxima del aceite es dada por lo siguiente:

$$\Delta\theta_{TO,i} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_i^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (\text{Ec. 5.4})$$

La elevación extrema superior del aceite es dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (\text{Ec. 5.5})$$

Donde:

- $\Delta\theta_{TO,i}$: es la elevación inicial superior del aceite por encima de la temperatura ambiente para $t = 0$, en °C
- $\Delta\theta_{TO,U}$: es la elevación extrema superior del aceite por encima de la temperatura ambiente para una carga L, en °C
- $\Delta\theta_{TO,R}$: es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada en la posición de tap que se está estudiando, en °C
- K: es la relación de la carga L con la carga especificada, por unidad.
- R: es la relación de la pérdida de carga con la pérdida en vacío de carga en la posición de tap que se está estudiando
- n: es un exponente obtenido empíricamente utilizado para calcular la variación de $\Delta\theta_{TO}$ en caso de cambios en la carga. El valor de n ha sido elegido para cada modo de enfriamiento para que responda aproximadamente a los efectos de cambios en la resistencia en caso de cambio en la carga

La ecuación 5.5 se utiliza para calcular la elevación de temperatura del aceite superior para cada etapa de carga.

5.3. Constante de tiempo del aceite

La constante de tiempo del aceite está calculada de acuerdo a los principales sistemas de refrigeración. La capacidad térmica para una refrigeración ONAN y ONAF es:

$$C = 0.06m_A + 0.04m_T + 1.33m_o \quad (\text{Ec. 5.6})$$

Donde:

m_A : peso del núcleo y bobinas ensambladas, en libras

m_T : peso del tanque y accesorios, en libras

m_o : volumen de aceite, en galones

O para realizar el cálculo teniendo el peso del núcleo, bobinas y accesorios en kilogramos y el volumen de aceite en litros se tiene la siguiente ecuación:

$$C = 0.0272m_A + 0.01814m_T + 5.034m_o \quad (\text{Ec. 5.7})$$

La constante de tiempo del aceite superior es la siguiente:

$$\tau_{TO,R} = \frac{C\Delta\theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \quad (\text{Ec. 5.8})$$

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right) - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)}{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad (\text{Ec. 5.9})$$

5.4. Elevación de temperatura en los puntos calientes de la bobina

El gradiente de temperatura transitoria en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura del aceite superior es dada por:

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i}) \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_w}}\right) + \Delta\theta_{H,i} \quad (\text{Ec. 5.10})$$

Donde:

- θ_H : es la temperatura en los puntos más calientes del bobinado, en °C
 $\theta_{H,U}$: es la temperatura extrema en los puntos más calientes del bobinado en caso de una carga L, en °C
 $\Delta\theta_{H,i}$: es la elevación inicial en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite para $t = 0$, en °C
 τ_w : es la constante de tiempo del bobinado en el lugar de sobrecalentamiento, en minutos

La elevación inicial en los puntos calientes por encima del aceite superior es dada por:

$$\Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (\text{Ec. 5.11})$$

La elevación externa en los puntos calientes por encima del aceite superior es dada por:

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} K_U^{2m} \quad (\text{Ec. 5.12})$$

El valor especificado de elevación en los puntos calientes por encima del extremo del aceite es dado por:

$$\Delta\theta_{H,R} = \Delta\theta_{H/A,R} - \Delta\theta_{TO,R} \quad (\text{Ec. 5.13})$$

Donde:

- $\Delta\theta_{H,i}$: es la elevación inicial en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite para $t = 0$, en $^{\circ}\text{C}$
- $\theta_{H,U}$: es la temperatura extrema en los puntos más calientes del bobinado en caso de una carga L , en $^{\circ}\text{C}$
- $\Delta\theta_{H,R}$: es la elevación en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura del aceite superior en caso de carga especificada en la posición de tap que se está estudiando, en $^{\circ}\text{C}$
- $\Delta\theta_{H/A,R}$: es la elevación en los puntos calientes del bobinado por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada en la posición de tap que se está estudiando, en $^{\circ}\text{C}$
- K : es la relación de la carga L con la carga especificada, por unidad
- m : es un exponente empíricamente obtenido utilizado para calcular la variación de $\Delta\theta_H$ en caso de cambios en la carga. El valor de m ha sido elegido para cada modo de enfriamiento para que responda a los efectos de los cambios en resistencia y pérdida de viscosidad en caso de cambios en la carga
- $\Delta\theta_{TO,R}$: es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada en la posición de tap que se está estudiando, en $^{\circ}\text{C}$

La constante de tiempo del bobinado es el tiempo que toma para que la elevación de la temperatura del bobinado por encima de la temperatura del

aceite alcance 63.2% de la diferencia entre la elevación final e inicial durante un cambio de carga. La constante de tiempo del bobinado varía según la viscosidad del aceite y el exponente m.

Los exponentes sugeridos para ser utilizados en las ecuaciones de elevación de temperatura son:

Tabla XII. **Exponentes utilizados en ecuaciones para determinación de temperaturas**

Tipo de enfriamiento	M	n
OA	0.8	0.8
FA	0.8	0.9
FOW	0.8	0.9

Fuente: Marcelo J. Hinojosa Torrico, Estudio de sobrecargas de transformadores de potencia, Pág. 17.

La constante de tiempo de las bobinas es:

$$\tau_w = \frac{m_w \times c \times g}{60 \times P_w} \quad (\text{Ec. 5.13})$$

Donde:

τ_w : constante de tiempo de bobinas en minutos para una determinada carga

g: gradiente en K del aceite cercano al bobinado a una determinada carga

m_w : masa del arrollamiento, en Kg

C: calor específico del conductor, 390 para el Cu y 890 para el Al

P_w : pérdidas en el arrollamiento, en W, a la carga considerada

.

Tabla XIII. **Características térmicas recomendadas según el sistema de refrigeración a utilizar para el cálculo de la temperatura del punto caliente de los devanados para transformadores de mediana y gran potencia (Normativa IEC 60076.01)**

	ONAN	ONAF	OF	OD
Constante de tiempo τ_{TO}	210	150	90	90
Constante de tiempo τ_w	10	7	7	7

Fuente: Francisco José Yebenes Cabrejas, Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia, Pág. 64.

5.5. Caso de estudio

Se tiene el caso de un transformador trifásico de potencia de 33 MVA marca Waukesha ubicado en una subestación de la costa Sur de Guatemala en el departamento de Escuintla. Se quiere analizar la posibilidad de sobrecargarlo durante 1 y 2 horas, en la hora pico del país, que tiene un lapso de 2 horas y que ocurre de las 18:00 a las 20:00. Es importante determinar el porcentaje de pérdida de vida diaria que pudiera tener el transformador y por medio de curvas de capacidad de sobrecarga hacer un análisis de la posibilidad llevar a cabo esta operación.

Se debe tomar en cuenta y evaluar todos los riesgos que lleva esta operación, debido a que este transformador es el enlace que conecta a la central cogeneradora con el Sistema Nacional Interconectado Guatemalteco y establecer recomendaciones para minimizar los efectos y riesgos de la sobrecarga.

Figura 23. **Transformador trifásico de 33 MVA Waukesha, vista trasera**



Fuente: subestación, central cogeneradora, Escuintla.

Figura 24. **Transformador trifásico de 33 MVA Waukesha, vista frontal**



Fuente: subestación, central cogeneradora, Escuintla.

5.5.1. Datos generales del transformador de potencia

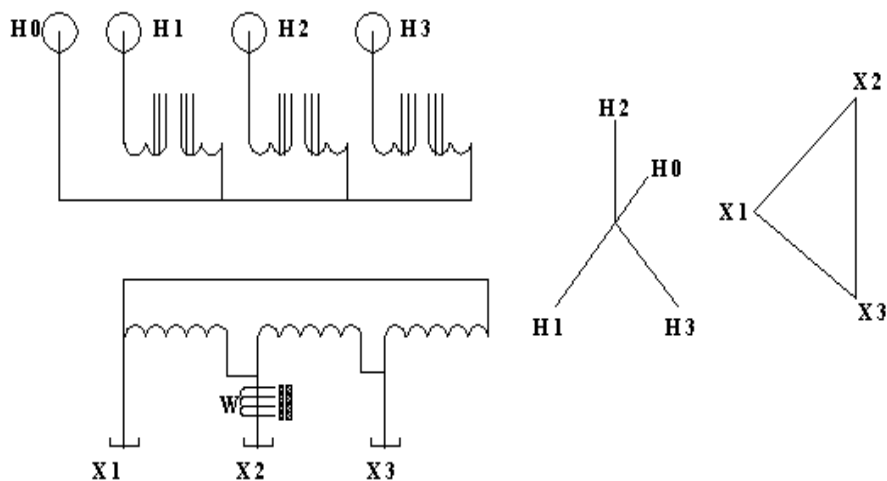
Tabla XIV. **Tabla de datos de placa de fabricante de transformador**
Waukesha Electric System

Datos de placa de fabricante	Valores
Fabricante	WAUKESHA ELECTRIC SYSTEM
Fecha de fabricación	1997
Lugar de fabricación	USA
No. De serie	GM 971369
Número de fases	Trifásico
Frecuencia	60 Hz
Clase de aislamiento	OA / FA / FA / FA
Potencia	20 / 26.66 / 33.33 / 37.33 MVA
Alta tensión	69,000 V en estrella aterrizada
Baja tensión	13,800 V en delta
BIL en alta tensión	350 KV
BIL en baja tensión	110 KV
Elevación sobre temperatura ambiente	55 / 55 / 55 / 65 °C
Impedancia	7.61 % a 69,000 – 13,800 V y 20 MVA

Fuente: placa característica, transformador marca Waukesha, central cogeneradora, Escuintla.

El esquema de conexiones del transformador se muestra en la figura 25.

Figura 25. **Esquema de conexiones de transformador *Waukesha Electric System***



Fuente: placa característica, transformador marca Waukesha, central cogeneradora, Escuintla.

Transformador de corriente tipo boquilla con precisión C50 designado con la letra W, para equipo de medición de temperatura de los devanados. Relación única de corriente $X_2 - X_3$: 1,800: 5.

El nivel de aceite cambia 0.66 pulgadas (1.68 cms), por cada 10 °C de cambio de temperatura del aceite.

La presión operacional del sistema de conservación del aceite de 5.0 PSI positivas a 5.0 PSI negativas.

El tanque está diseñado para 10 PSI positivas y llenado completo al vacío.

El cambiador de taps del lado de alta tensión sin carga del transformador Waukesha se muestra en la siguiente tabla:

Tabla XV. **Cambiador de taps de alta tensión sin carga**

Voltaje	Amperios a 33.33 MVA	Posición	Conecta
74,175	291	1	2 – 1
72,450	298	2	1 – 4
70,725	305	3	4 – 3
69,000	312	4	3 – 6
67,275	320	5	6 – 5

Fuente: placa característica, transformador marca Waukesha, central cogeneradora, Escuintla.

Tabla XVI. **Amperios en lado de baja tensión**

Baja tensión	Amperios a 33 MVA
13,800 V	1,562

Fuente: placa característica, transformador marca Waukesha, central cogeneradora, Escuintla.

Los pesos aproximados del tanque, aceite y accesorios se muestran en la tabla XVII.

Tabla XVII. **Pesos aproximados del transformador**

Peso aproximado	Cantidad en Lts.	Cantidad en Kgs.
Núcleo y bobinas (peso sin tanque)		16,800
Tanque, accesorios y radiadores		12,500
Radiadores (con pernos)		5,182
Aceite tanque principal	8,275	
Aceite radiadores	1,795	
Aceite total	10,070	9,050
Peso total		38,350

Fuente: placa característica, transformador marca Waukesha, central cogeneradora, Escuintla.

5.5.2. Cálculo de temperaturas

Datos de entrada para el cálculo de temperaturas:

Tabla XVIII. **Datos de entrada para el cálculo de temperaturas**

Datos	Magnitudes
Pérdidas con carga	87.75 kW
Pérdidas en vacío	19.5 kW
Pérdidas totales	107.25 kW
R	4.5
N	0.9
M	1.6
τ_w	7

Continuación tabla XVIII

$\Delta\theta_{TO,R}$	45 °C
θ_a	35 °C
$\Delta\theta_{H/A,R}$	65 °C
Elevación media de temperatura de los devanados	55 °C
Vida útil del sistema de aislamiento	180000 hrs
Clase de aislamiento	55 °C

Fuente: Manual de instrucciones, transformador marca Waukesha, central cogeneradora, Escuintla.

A continuación se muestra el uso las ecuaciones anteriormente vistas para el cálculo del primer dato de las tablas siguientes.

Temperatura del aceite superior:

$$\Delta\theta_{TO,i} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_i^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n = 45 \left(\frac{0.7^2(4.5) + 1}{4.5 + 1} \right)^{0.9} = 27.67$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n = 45 \left(\frac{1.1^2(4.5) + 1}{4.5 + 1} \right)^{0.9} = 51.90$$

$$C = 0.0272m_A + 0.01814m_T + 5.034m_o$$

$$C = 0.0272(16800) + 0.01814(12500) + 5.034(10070) = 51376.09$$

$$\tau_{TO,R} = \frac{C\Delta\theta_{TO,R}}{P_{T,R}} = \frac{51376.09(45)}{107,250} = 21.56$$

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}}}{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}}} = 21.56 \frac{\left(\frac{51.90}{45} \right)^{\frac{1}{0.9}} - \left(\frac{27.67}{45} \right)^{\frac{1}{0.9}}}{\left(\frac{51.90}{45} \right)^{\frac{1}{0.9}} - \left(\frac{27.67}{45} \right)^{\frac{1}{0.9}}} = 19.70$$

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = (51.90 - 27.67) \left(1 - e^{\frac{-30}{19.70}}\right) + 27.67 = 46.61$$

$$\theta_{TO} = \theta_A + \Delta\theta_{TO} = 46.61 + 35 = 81.61$$

Temperatura del punto más caliente:

$$\Delta\theta_{H,R} = \Delta\theta_{H/A,R} - \Delta\theta_{TO,R} = 65 - 45 = 20$$

$$\Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} K_i^{2m} = 20(0.7)^{2(1.6)} = 6.39$$

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} K_U^{2m} = 20(1.1)^{2(1.6)} = 27.13$$

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i}) \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_w}}\right) + \Delta\theta_{H,i}$$

$$\Delta\theta_H = (27.13 - 6.39) \left(1 - e^{\frac{-0.5}{7}}\right) + 6.39 = 7.82$$

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H = 81.62 + 7.82 = 89.44$$

Porcentaje de pérdida de vida diaria:

$$FAA = e^{\left(\frac{1500}{368} - \frac{1500}{\theta_h + 273}\right)} = e^{\left(\frac{1500}{368} - \frac{1500}{89.44 + 273}\right)} = 0.939$$

$$FAA = e^{\left(\frac{1500}{368} - \frac{1500}{\theta_h + 273}\right)} = e^{\left(\frac{1500}{368} - \frac{1500}{65 + 273}\right)} = 0.69643$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} = \frac{0.939(0.5) + 0.69643(23.5)}{0.5 + 23.5} = 0.7014$$

$$\% \text{ de Pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} \cdot t \cdot 100}{\text{Vida normal de aislamiento}} = \frac{0.7014(24)(100)}{180000} = 0.0093$$

Temperatura del aceite superior (°C)

Tabla XIX. Temperatura del aceite superior

TEMPERATURA DEL ACEITE SUPERIOR (°C)									
TIEMPO (min)	PRECARGA (P.u)	SOBRECARGA (P.u)							
		1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8
30	0.7	81.62	87.54	93.92	100.75	108.03	115.76	123.94	132.55
	0.8	82.80	88.72	95.10	101.93	109.21	116.94	125.11	133.72
	0.9	84.08	90.00	96.37	103.21	110.49	118.21	126.38	134.99
	1	85.45	91.37	97.74	104.57	111.85	119.58	127.75	136.35
45	0.7	84.44	91.19	98.45	106.21	114.47	123.22	132.44	142.15
	0.8	85.00	91.75	99.01	106.77	115.03	123.77	133.00	142.70
	0.9	85.60	92.35	99.61	107.37	115.63	124.37	133.59	143.29
	1	86.24	92.99	100.25	108.01	116.26	125.00	134.22	143.92
60	0.7	85.75	92.88	100.54	108.71	117.40	126.58	136.26	146.43
	0.8	86.02	93.15	100.81	108.98	117.66	126.84	136.52	146.69
	0.9	86.30	93.43	101.09	109.26	117.94	127.12	136.80	146.96
	1	86.60	93.73	101.38	109.55	118.23	127.41	137.09	147.25
75	0.7	86.36	93.67	101.50	109.86	118.73	128.10	137.97	148.33
	0.8	86.49	93.80	101.63	109.98	118.85	128.22	138.09	148.46
	0.9	86.63	93.93	101.76	110.11	118.98	128.35	138.22	148.58
	1	86.76	94.06	101.90	110.25	119.12	128.49	138.36	148.72
90	0.7	86.65	94.03	101.94	110.38	119.33	128.78	138.74	149.18
	0.8	86.71	94.09	102.00	110.44	119.39	128.84	138.80	149.24
	0.9	86.77	94.15	102.07	110.50	119.45	128.90	138.86	149.30
	1	86.84	94.22	102.13	110.56	119.51	128.96	138.92	149.36
105	0.7	86.79	94.20	102.15	110.62	119.60	129.09	139.08	149.56
	0.8	86.81	94.23	102.18	110.65	119.63	129.12	139.11	149.59
	0.9	86.84	94.26	102.21	110.68	119.66	129.15	139.14	149.62
	1	86.87	94.29	102.24	110.70	119.69	129.18	139.16	149.64
120	0.7	86.85	94.28	102.24	110.73	119.73	129.23	139.24	149.73
	0.8	86.86	94.29	102.26	110.74	119.74	129.25	139.25	149.74
	0.9	86.88	94.31	102.27	110.75	119.75	129.26	139.26	149.76
	1	86.89	94.32	102.28	110.77	119.77	129.27	139.27	149.77

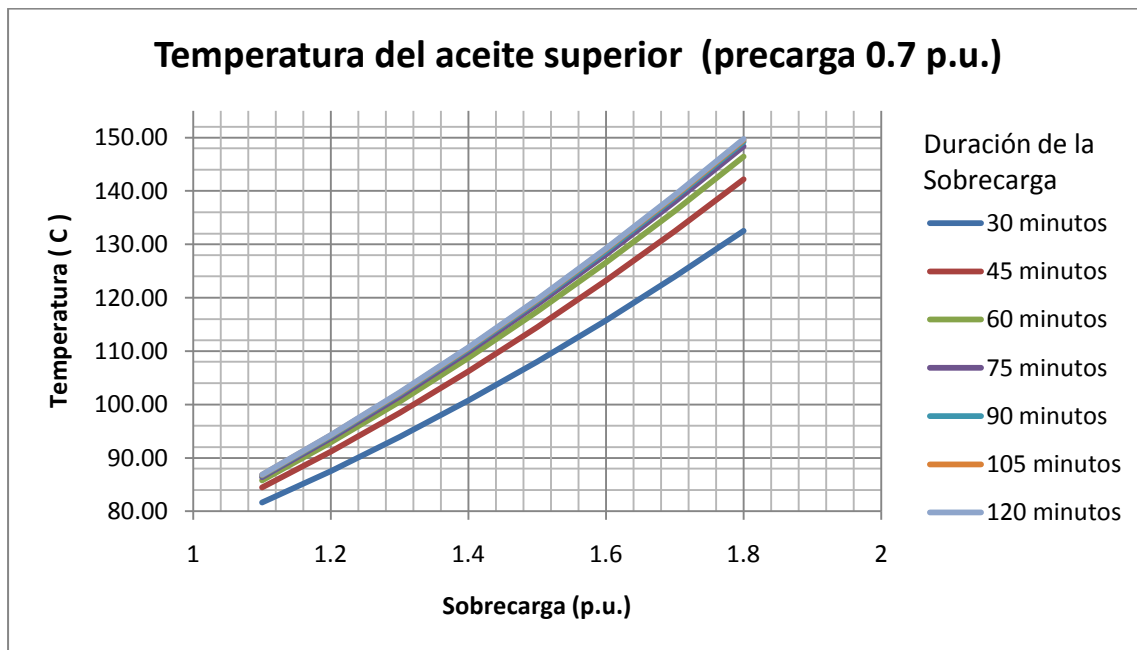
Fuente: elaboración propia a partir de cálculos y datos de la tabla XVIII.

Nota:

Color verde: la temperatura a la cual la expansión térmica del aceite comienza a ser peligrosa según ANSI/IEEE C57.91-1995 es 105 °C (peligro de operación de válvulas de sobrepresión).

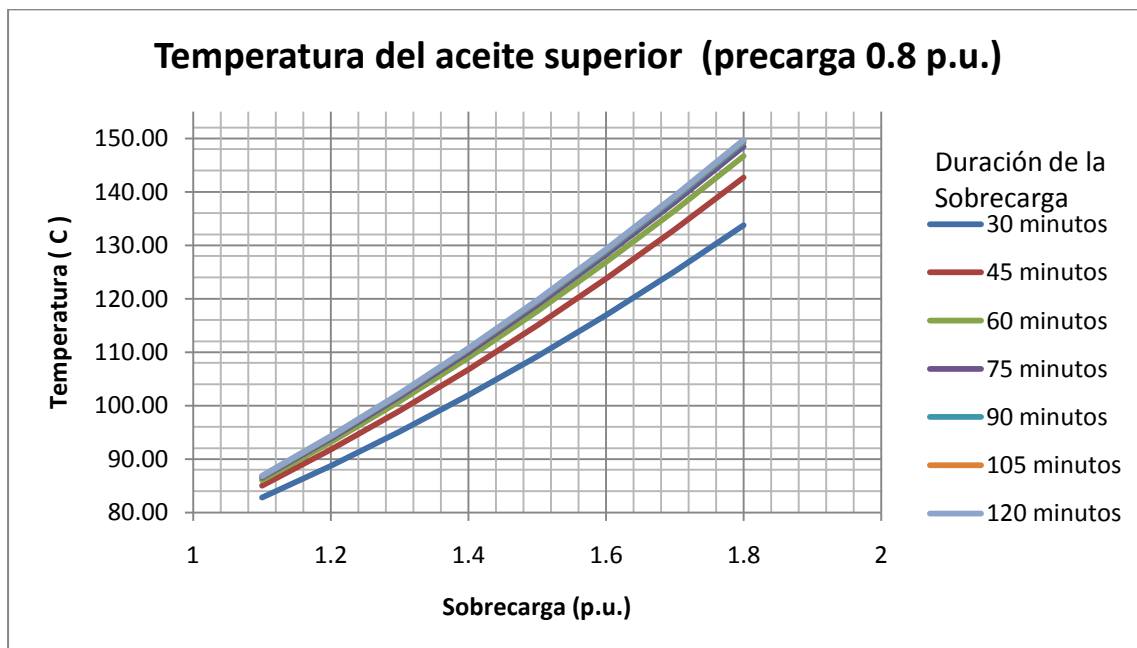
Color naranja: la temperatura máxima del aceite de la parte superior según ANSI/IEEE C57.91-1995 es de 110°C.

Figura 26. Gráfica temperatura del aceite superior (precarga 0.7 p.u.)



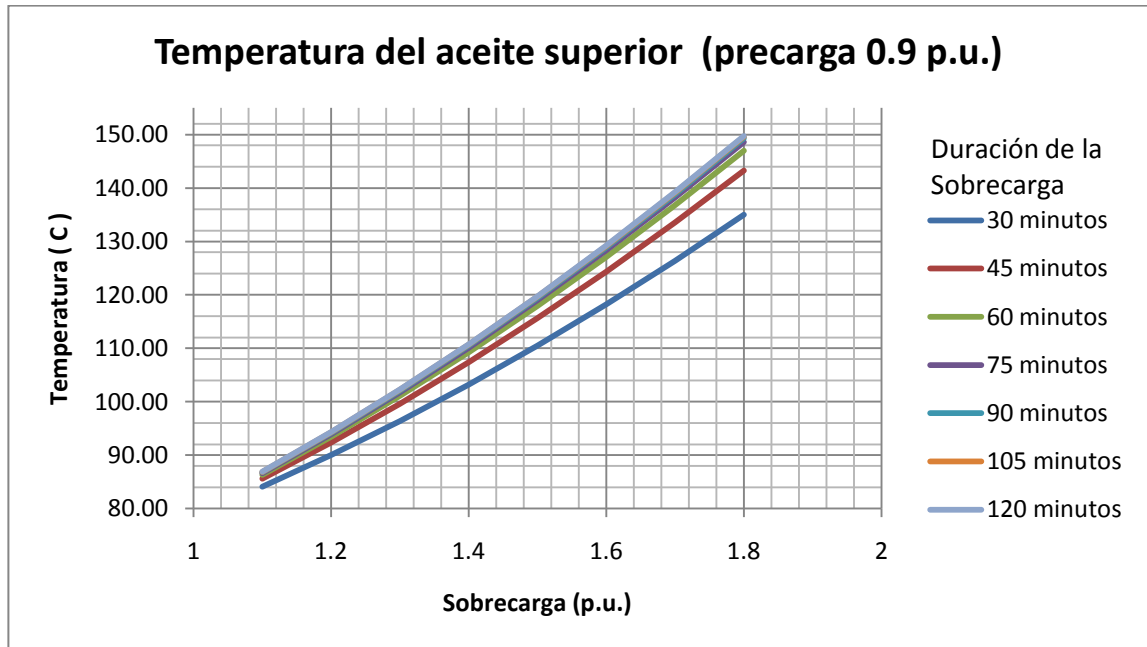
Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XIX.

Figura 27. Gráfica temperatura del aceite superior (precarga 0.8 p.u.)



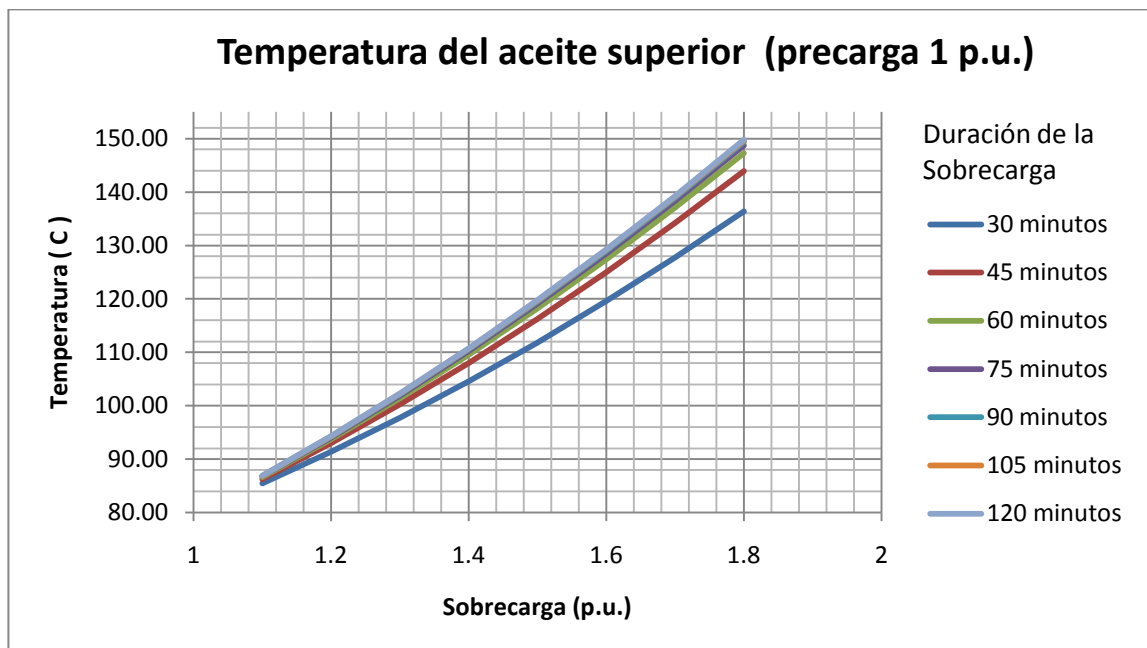
Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XIX.

Figura 28. **Gráfica temperatura del aceite superior (precarga 0.9 p.u.)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XIX.

Figura 29. **Gráfica temperatura del aceite superior (precarga 1 p.u.)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XIX.

Temperatura del punto más caliente (°C)

Tabla XX. Temperatura del punto más caliente

TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE (°C)									
TIEMPO (min)	PRECARGA (P.u)	SOBRECARGA (P.u)							
		1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8
30	0.7	89.44	95.96	103.06	110.74	119.02	127.91	137.42	147.54
	0.8	93.79	100.31	107.41	115.09	123.37	132.26	141.76	151.88
	0.9	99.24	105.76	112.85	120.55	128.83	137.71	147.20	157.33
	1	105.94	112.46	119.55	127.24	135.52	144.41	153.90	164.02
45	0.7	92.94	100.57	108.89	117.91	127.65	138.10	149.28	161.22
	0.8	96.55	104.19	112.51	121.53	131.27	141.71	152.90	164.83
	0.9	101.18	108.82	117.14	126.16	135.89	146.28	157.52	169.44
	1	106.96	114.60	122.92	131.94	141.67	152.11	163.29	175.22
60	0.7	94.90	103.19	112.24	122.06	132.68	144.10	156.34	169.43
	0.8	98.12	106.41	115.46	125.28	135.89	147.31	159.55	172.64
	0.9	102.29	110.58	119.63	129.45	140.06	151.48	163.72	176.80
	1	107.55	115.84	124.88	134.70	145.31	156.73	168.97	182.05
75	0.7	96.14	104.87	114.42	124.80	136.04	148.16	161.18	175.13
	0.8	99.12	107.85	117.39	127.77	139.01	151.13	164.15	178.11
	0.9	103.01	111.73	121.27	131.65	142.89	155.01	168.03	181.98
	1	107.93	116.65	126.20	136.58	147.82	159.94	172.96	186.90
90	0.7	97.04	106.10	116.03	126.86	138.60	151.29	164.97	179.64
	0.8	99.85	108.91	118.84	129.67	141.41	154.10	167.78	182.45
	0.9	103.53	112.59	122.52	133.34	145.09	157.78	171.46	186.13
	1	108.22	117.28	127.20	138.02	149.77	162.46	176.14	190.81
105	0.7	97.77	107.10	117.37	128.58	140.77	153.97	168.22	183.55
	0.8	100.44	109.79	120.05	131.26	143.45	156.65	170.91	186.24
	0.9	103.96	113.31	123.57	134.78	146.97	160.17	174.43	189.76
	1	108.45	117.79	128.06	139.26	151.46	164.66	178.90	194.24
120	0.7	98.39	107.99	118.55	130.12	142.72	156.40	171.19	187.13
	0.8	100.96	110.56	121.13	132.69	145.29	158.97	173.76	189.70
	0.9	104.35	113.95	124.51	136.07	148.67	162.35	177.14	193.09
	1	108.66	118.26	128.82	140.39	152.99	166.67	181.45	197.40

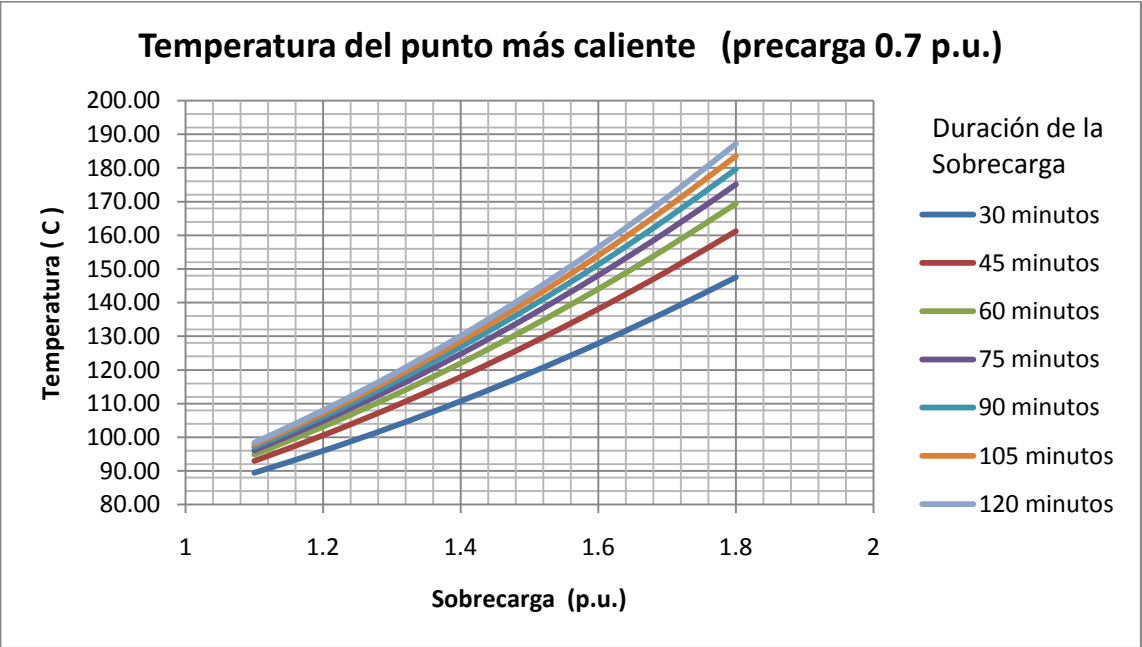
Fuente: elaboración propia a partir de cálculos y datos de la tablas XVIII y XIX.

Nota:

Color verde: la temperatura máxima en los puntos más calientes del conductor aislado para una carga planificada por encima de la especificada en la placa es de 130 °C según normas ANSI/IEEE C57.91-1995.

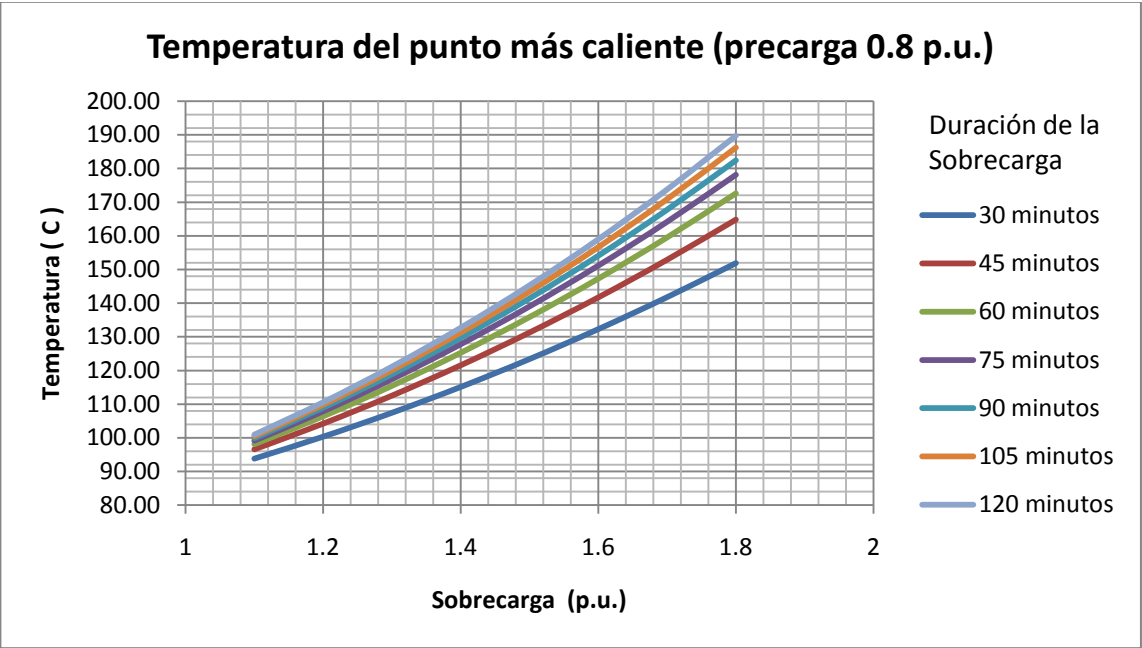
Color naranja: la temperatura máxima en los puntos más calientes del conductor aislado para una carga de largo tiempo de emergencia es de 140 °C según normas ANSI/IEEE C57.91-1995.

Figura 30. Gráfica temperatura del punto más caliente (precarga 0.7 p.u.)



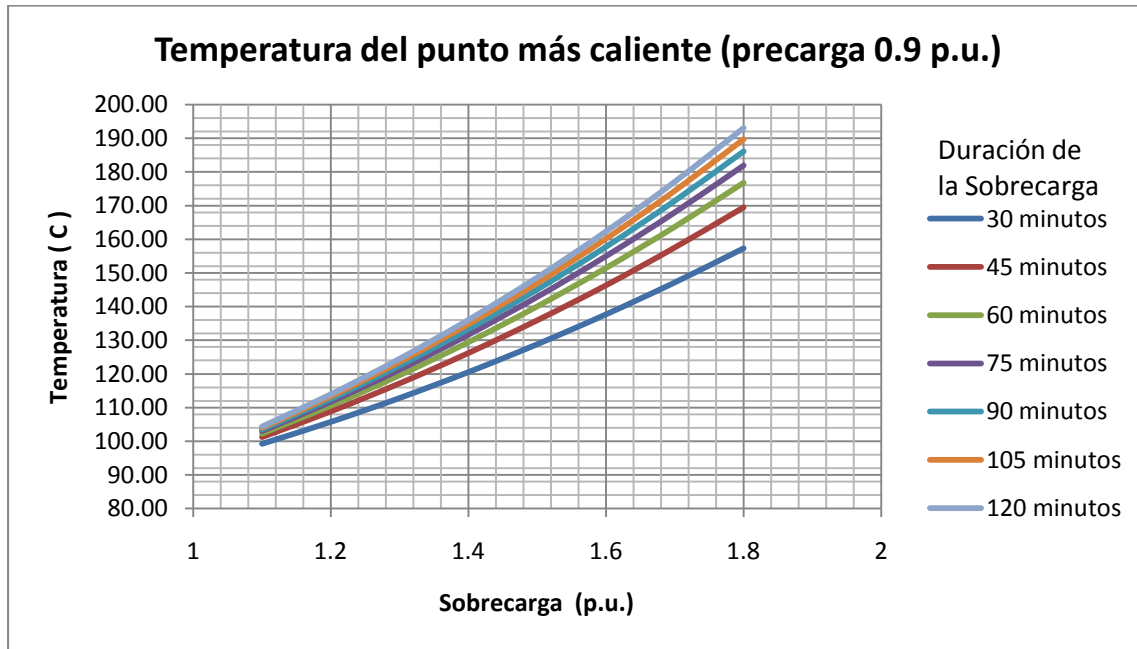
Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XX.

Figura 31. Gráfica temperatura del punto más caliente (precarga 0.8 p.u.)



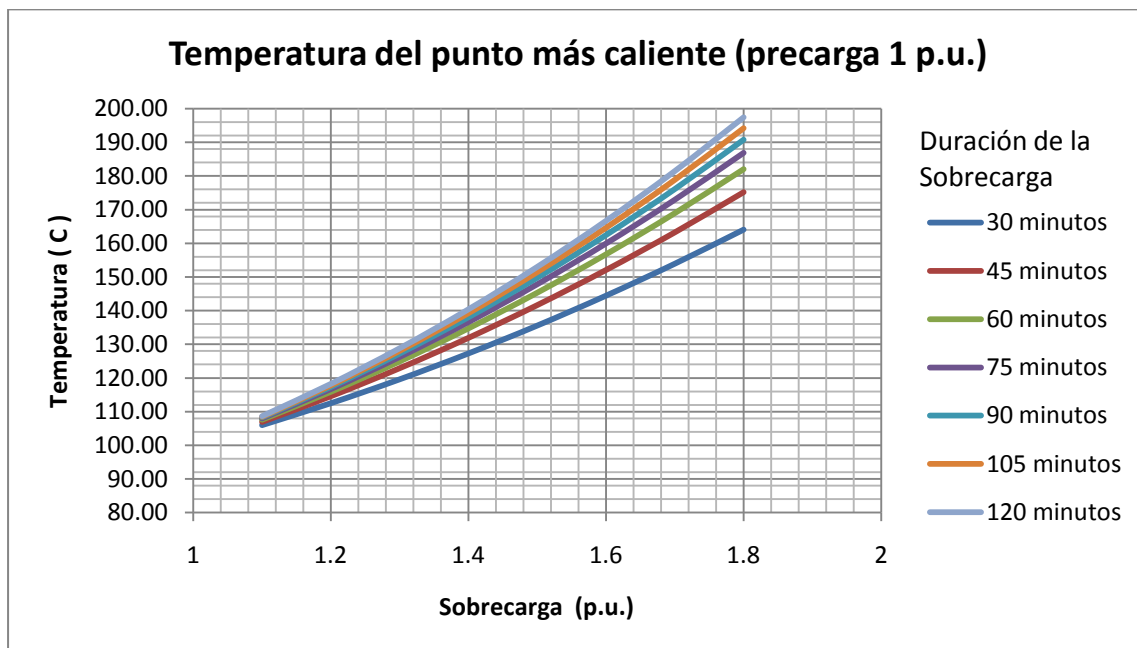
Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XX.

Figura 32. Gráfica temperatura del punto más caliente (precarga 0.9 p.u.)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XX.

Figura 33. Gráfica temperatura del punto más caliente (precarga 1 p.u.)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XX.

5.5.3. Porcentaje de pérdida de vida diaria

Tabla XXI. Porcentaje de pérdida de vida

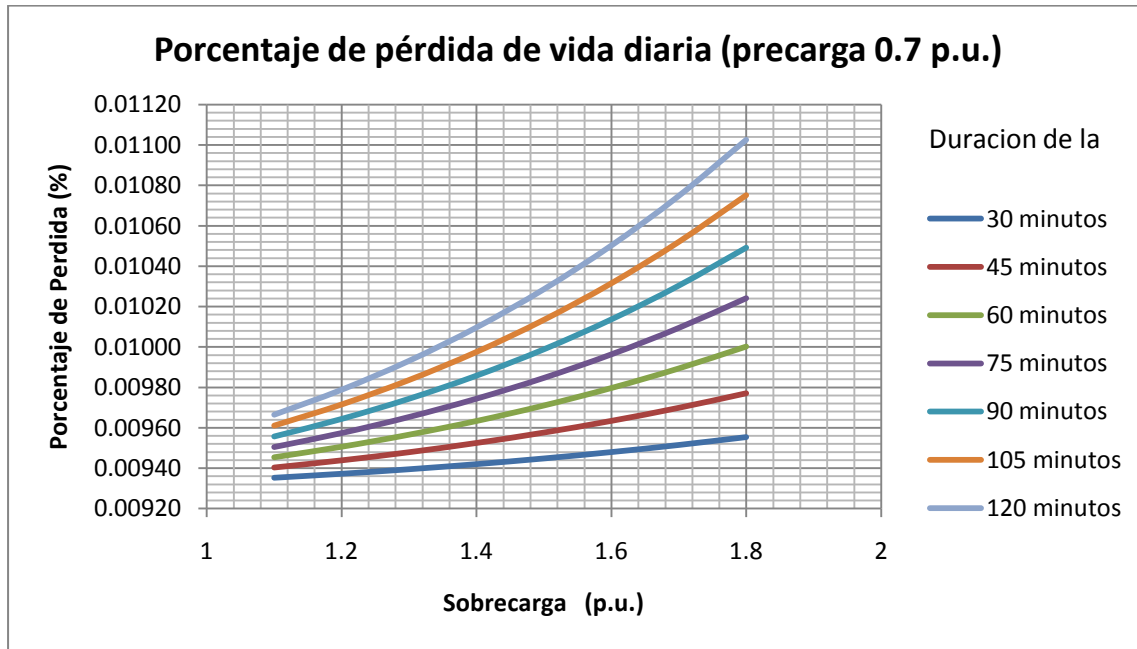
PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE VIDA DIARIA (%)									
TIEMPO (min)	PRECARGA (P.u)	SOBRECARGA (P.u)							
		1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8
30	0.7	0.00935	0.00937	0.00940	0.00942	0.00945	0.00948	0.00952	0.00955
	0.8	0.00937	0.00939	0.00941	0.00944	0.00946	0.00950	0.00953	0.00957
	0.9	0.00938	0.00940	0.00943	0.00945	0.00948	0.00952	0.00955	0.00959
	1	0.00940	0.00943	0.00945	0.00948	0.00951	0.00954	0.00958	0.00962
45	0.7	0.00940	0.00944	0.00948	0.00952	0.00958	0.00963	0.00970	0.00977
	0.8	0.00942	0.00946	0.00950	0.00954	0.00960	0.00966	0.00972	0.00979
	0.9	0.00944	0.00948	0.00952	0.00957	0.00962	0.00968	0.00975	0.00982
	1	0.00947	0.00951	0.00955	0.00960	0.00965	0.00972	0.00978	0.00986
60	0.7	0.00945	0.00951	0.00957	0.00963	0.00971	0.00980	0.00989	0.01000
	0.8	0.00947	0.00953	0.00959	0.00966	0.00973	0.00982	0.00992	0.01003
	0.9	0.00950	0.00955	0.00962	0.00969	0.00977	0.00985	0.00995	0.01006
	1	0.00953	0.00959	0.00965	0.00973	0.00981	0.00990	0.01000	0.01011
75	0.7	0.00951	0.00957	0.00965	0.00974	0.00985	0.00996	0.01009	0.01024
	0.8	0.00953	0.00960	0.00968	0.00977	0.00988	0.00999	0.01013	0.01027
	0.9	0.00956	0.00963	0.00971	0.00981	0.00991	0.01003	0.01017	0.01032
	1	0.00960	0.00967	0.00976	0.00985	0.00996	0.01008	0.01022	0.01037
90	0.7	0.00956	0.00964	0.00974	0.00986	0.00999	0.01014	0.01030	0.01049
	0.8	0.00958	0.00967	0.00977	0.00989	0.01002	0.01017	0.01034	0.01053
	0.9	0.00962	0.00971	0.00981	0.00993	0.01006	0.01021	0.01039	0.01058
	1	0.00967	0.00976	0.00986	0.00998	0.01012	0.01027	0.01045	0.01064
105	0.7	0.00961	0.00972	0.00984	0.00998	0.01013	0.01032	0.01052	0.01075
	0.8	0.00964	0.00975	0.00987	0.01001	0.01017	0.01035	0.01056	0.01079
	0.9	0.00968	0.00979	0.00991	0.01006	0.01022	0.01040	0.01061	0.01085
	1	0.00973	0.00984	0.00997	0.01011	0.01028	0.01047	0.01068	0.01092
120	0.7	0.00967	0.00979	0.00993	0.01010	0.01029	0.01050	0.01075	0.01103
	0.8	0.00970	0.00982	0.00997	0.01013	0.01033	0.01054	0.01079	0.01107
	0.9	0.00974	0.00987	0.01002	0.01018	0.01038	0.01060	0.01085	0.01113
	1	0.00980	0.00993	0.01008	0.01025	0.01045	0.01067	0.01092	0.01121

Fuente: elaboración propia a partir de cálculos y datos de la tablas XVIII, XIX y XX

Nota:

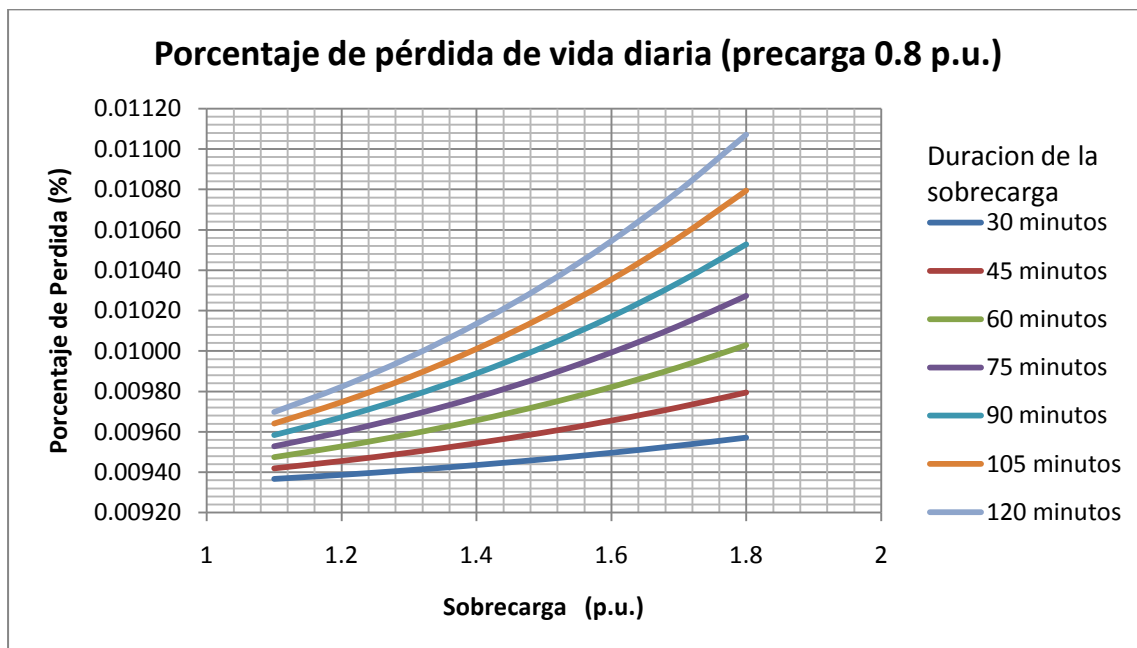
Color verde: el porcentaje de pérdida de vida diario máximo para una vida normal del aislamiento de 20.55 años según IEEE C57.91-1995 es 0.0133%.

Figura 34. **Porcentaje de pérdida de vida diaria (precarga 0.7 p.u.)**



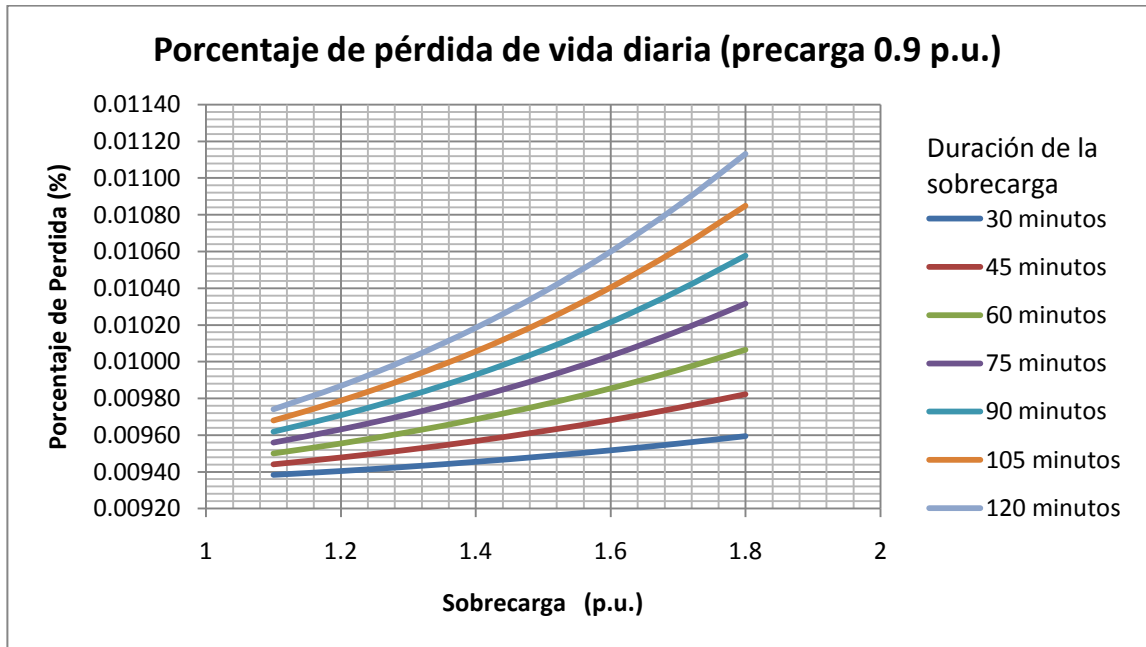
Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XXI.

Figura 35. **Porcentaje de pérdida de vida diaria (precarga 0.8 p.u.)**



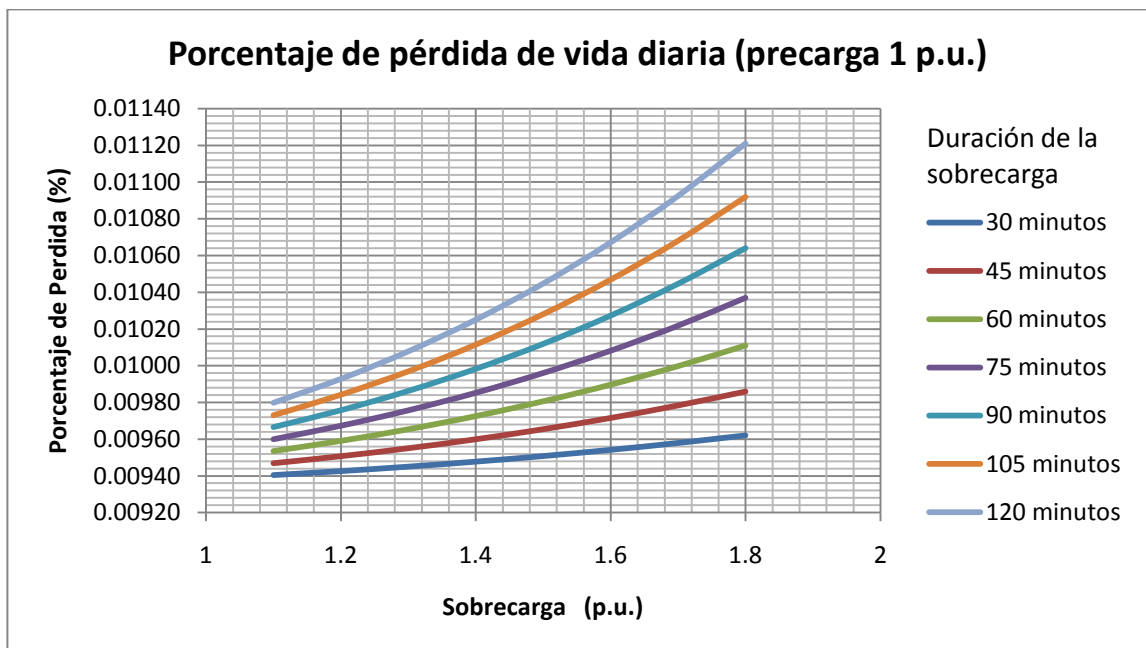
Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XXI.

Figura 36. **Porcentaje de pérdida de vida diaria (precarga 0.9 p.u.)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XXI.

Figura 37. **Porcentaje de pérdida de vida diaria (precarga 1 p.u.)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XXI.

5.5.4. Análisis de la posibilidad de sobrecarga

Tabla XXII. Análisis de la posibilidad de sobrecarga.

POSIBILIDAD DE SOBRECARGA									
TIEMPO (min)	PRECARGA (P.u)	SOBRECARGA (P.u)							
		1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8
30	0.7	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO
	0.8	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO
	0.9	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO
	1	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO
45	0.7	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO
	0.8	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO
	0.9	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO
	1	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO
60	0.7	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO
	0.8	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO
	0.9	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	1	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
75	0.7	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	0.8	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	0.9	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	1	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
90	0.7	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	0.8	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	0.9	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	1	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
105	0.7	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	0.8	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	0.9	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	1	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
120	0.7	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	0.8	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	0.9	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
	1	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO

Fuente: elaboración propia a partir de resultados de las tablas XIX y XX

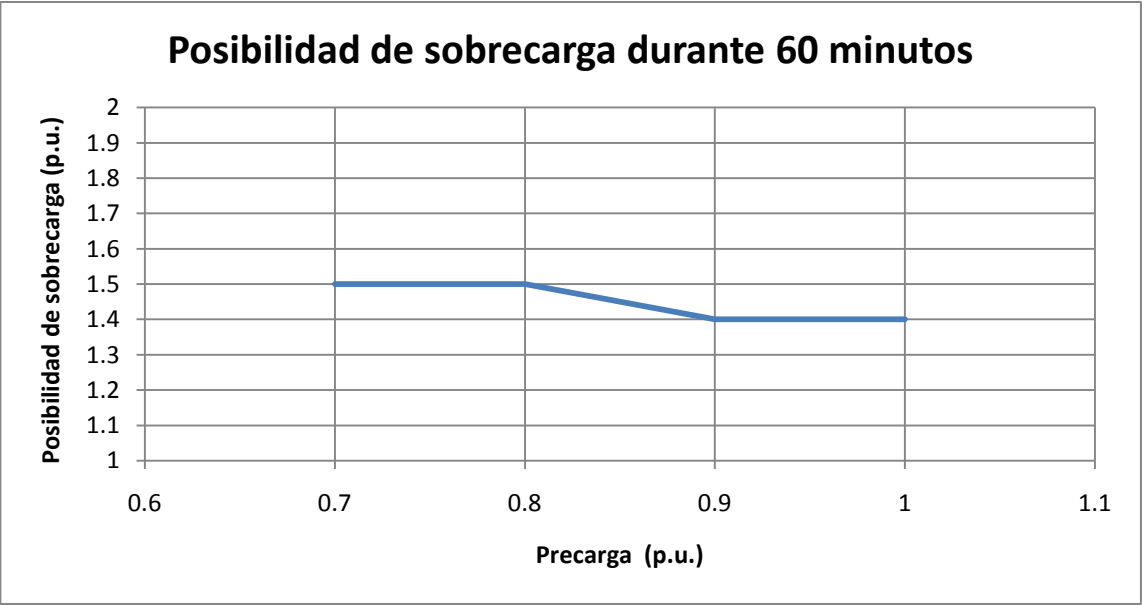
Conclusiones:

Color verde: si es posible la sobrecarga como una carga planificada por encima de las especiaciones de la placa.

Color naranja: si es posible la sobrecarga como una carga de largo tiempo de emergencia. Se recomienda para tiempos menores a los especificados.

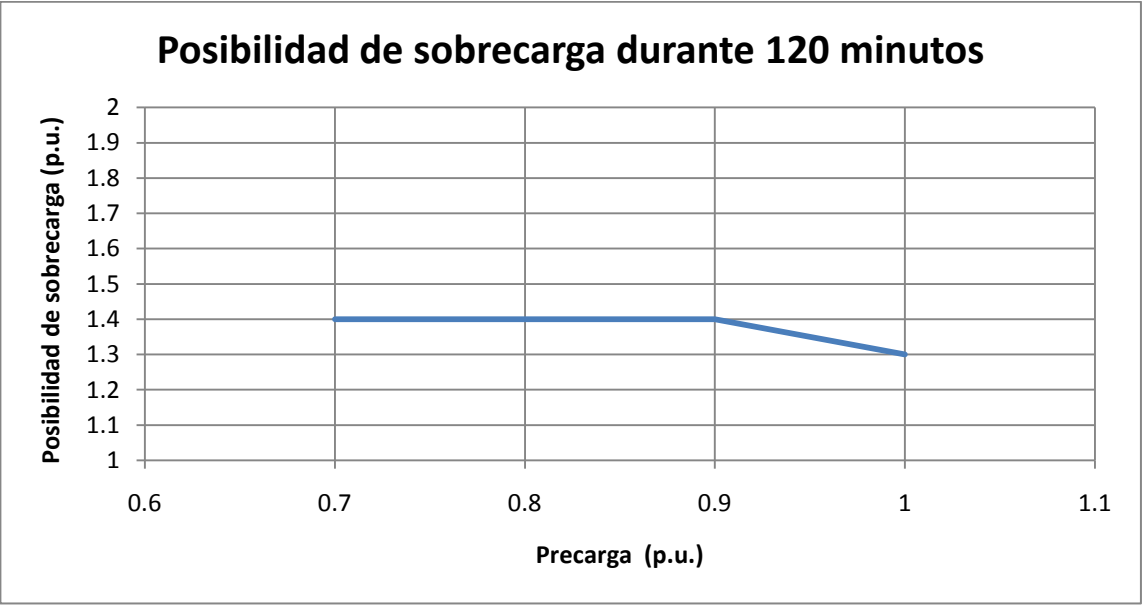
5.5.5. Curvas de capacidad de sobrecarga

Figura 38. Posibilidad de sobrecarga durante 60 minutos



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XXII.

Figura 39. Posibilidad de sobrecarga durante 120 minutos



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la tabla XXII.

CONCLUSIONES

1. Los cuatro factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador sumergido en aceite son: la humedad, el oxígeno, la contaminación externa y la temperatura.
2. La temperatura causa el 90% del deterioro de la celulosa del papel. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de qué seco se encuentre el aislamiento.
3. La alta temperatura producto de sobrecargas causa un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciendo la rigidez mecánica y eléctrica y produciendo la despolimerización o destrucción del papel junto con otros efectos como la generación de agua, y gases (CO₂, CO).
4. Con la aplicación de calor y vacío se logra minimizar las contribuciones de humedad y oxígeno del sistema de aislamiento, por lo cual la temperatura del aceite superior y de los puntos más calientes de los devanados, se toman como parámetro para calcular el envejecimiento del aislamiento y la pérdida de vida útil ante una sobrecarga.
5. La temperatura es el parámetro de control para determinar si una sobrecarga es admisible, por tal razón los tipos de sistemas de refrigeración tienen alta incidencia al determinar los límites de temperatura, grado y duración de sobrecarga de un transformador de potencia.

6. El 80% de fallas producidas en los transformadores de potencia son a causa del deterioro de su sistema de aislamiento y un 20% de otras causas como: defectos de fabricación, problemas de transporte, montaje e instalación, siendo así, que la vida del transformador es la vida del papel.
7. Los límites permisibles de la sobrecarga los señala la temperatura del aceite superior y la de los puntos más calientes de los devanados, los cuales se establecieron la tabla V para cada tipo de sobrecarga.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar las condiciones y capacidades de los equipos afectados por la sobrecarga como: sistemas de refrigeración, instrumentos de medición, elementos de protección, conductores, aisladores, etc. Y hacer ajustes o modificaciones a los mismos, adaptándolos a los requerimientos demandados de la sobrecarga estimada.
2. Establecer al momento de analizar la posibilidad de sobrecarga de un transformador de potencia, el estado y calidad de los sistemas de medición de temperatura (termómetros, termocoplas, RTD, relevadores de imágenes térmicas, etc.), así como también la precisión y exactitud de los mismos, dado que la temperatura del aceite conjunta con la de los devanados establece los límites de la sobrecarga.
3. Realizar verificación rigurosa al sistema de refrigeración forzada para garantizar el óptimo desempeño de estos equipos (bombas de recirculación de aceite, ventiladores, radiadores, etc.) cuando se lleve a cabo un proceso de sobrecarga en un transformador de potencia.
4. Realizar pruebas al aceite dieléctrico y al aislamiento sólido de manera periódica, cuando se lleve a cabo procesos de sobrecarga a un transformador de potencia como parte de la evaluación para determinar su estado actual y cuantificar los efectos que causan las sobrecargas en el mismo.

5. Mantener un programa preventivo completo de mantenimiento periódico orientado a combatir los factores (humedad, oxígeno, calor y contaminación) que inciden en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.

BIBLIOGRAFÍA

1. CARVAJAL GALEANO, Luis Fernando. *Vida útil en transformadores de distribución y su relación con el modelo térmico bajo normas IEEE / IEC/ ANSI* [en línea], Colombia, 2008, Disponible en: <http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisdigitales/texto/621314C331.pdf>.
2. FORESTIERI NÚÑEZ Juan, BERMÚDEZ Gustavo. *Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia* [en línea], Ecuador, 2008. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/231/1/370.pdf>
3. FLORES W., MOMBELLO E., RATTÁ G., JARDINI José Antonio. *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura*”, IEEE Latin America Transactions, 2007, vol. 5, num.1, p. 50-54
4. HINOJOSA TORRICO Marcelo J., *Estudio de sobrecarga de transformadores de potencia* [en línea], Bolivia, 2001, Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/46472736/Estudio-de-Sobrecarga>.
5. JIMÉNEZ J. Julián, ORTEGA A. José Amancio, VILLICAÑA A. Homero, RICO Hilario., *Operación y mantenimiento de transformadores de potencia*, Subdirección de generación, centro de capacitación Celaya, México. 440 p.

6. LEE Chun-Yao, CHANG Hong-Chan, CHEN Hung-Cheng. *A Method for Estimating Transformer Temperatures and Elapsed Lives Considering Operation Loads*, Wseas transactions on systems. 2008, vol 7, núm. 11, p. 1349-1358
7. MARTÍN, Raúl José. *Diseño de Subestaciones Eléctricas*, 2ª ed., México, Editorial, UNAM Facultad de Ingeniería, 2000, 555 p. ISBN: 968-36-8303-7
8. MARULL, Fernando. *Operación y mantenimiento de transformadores* [en línea], Argentina, 2009. Disponible en: http://www.frcon.utn.edu.ar/download/Cursos/UTN-FRCon_CursoMantenimientoTransformadores.pdf
9. MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*, 1ª. ed., Guatemala, Departamento de comunicación corporativa de EEGSA, 2005, 169 p.
10. YÉBENES CABREJAS, Francisco José. *Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia*. Director: Ángel Ramos. Universidad Carlos III de Madrid, España, 2009.
11. WAUKESHA Electric, Instruction Manual [Goldsboro, North Carolina, USA], System, 1997, 43 p

ANEXOS

ANEXO A

Componentes claves de un transformador de potencia sumergido en aceite dentro de su mantenimiento preventivo

COMPONENTE	INSPECCIÓN Y / O PRUEBA
Devanados	Resistencia DC Relación de transformación Corriente de excitación en todos los taps Resistencia de aislamiento Factor de potencia del aislamiento
Taps	Factor de potencia del aislamiento Temperatura (termografía infrarroja) Nivel de aceite Inspección visual (rajaduras-limpieza)

Continuación componentes claves de un transformador de potencia sumergido en aceite dentro de su mantenimiento preventivo

Aceite dieléctrico	Cromatografía de gases Rigidez dieléctrica Tensión Interfacial Número de neutralización Inspección visual Color Contenido de agua Factor de potencia Gravedad específica Sedimentos
Cambiador de taps bajo carga	Temperatura (termografía infrarroja) Relación de transformación en todos los taps Corriente del motor de accionamiento Inspección de contactos-continuidad Rigidez dieléctrica del aceite
Cambiador de taps-desenergizado	Inspección de contactos-continuidad Relación de transformación en todos los taps Temperatura (termografía infrarroja)
Núcleo	Resistencia de aislamiento del núcleo al tanque Núcleo a tierra

Continuación componentes claves de un transformador de potencia sumergido en aceite dentro de su mantenimiento preventivo

Tanques y equipos asociados	Medidores de presión /temperatura /vacío-calibración Temperatura (termografía infrarroja) Inspección visual (fugas y corrosión)
Tanque conservador	Inspección visual (fugas y corrosión)
Respirador deshidratante	Color característico Válvulas en la posición correcta
Válvula de sobrepresión	Inspección visual
Relé Buchholz	Correcto desempeño
Radiadores	Temperatura (termografía infrarroja) Inspección visual (fugas, limpieza, libre paso de aire y corrosión)
Ventiladores	Controles Inspección visual-ruido inusual
Bombas de circulación	Rotación Medidor de flujo Corriente de carga del motor

Fuente: Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores, Pág. 7.

Actividades a realizar en el mantenimiento preventivo de un transformador de potencia sumergido en aceite *1

TIEMPO	ACTIVIDADES A REALIZAR
Diariamente	1. Tomar lecturas de la corriente y de los voltajes de carga 2. Tomar lecturas de la temperatura del aceite y de la temperatura de devanados (si el transformador tuviera medidor de temperatura de devanados) 3. Tomar lecturas de las temperaturas del aceite entrante y saliente (ventilación por aceite forzado). Tomar lecturas de las temperaturas del agua entrante y saliente (refrigeración por agua) 4. Tomar lecturas de la presión del colchón de nitrógeno (variara bajo las condiciones de carga y temperatura del ambiente) 5. Sonidos inusuales 6. Observar las bombas de circulación y los ventiladores (¿deberían estar operando a esas temperaturas?)
Semanalmente	1. Fugas (especialmente con aceites PCB) 2. Niveles de aceite en el tanque y en los cambiadores de taps (si estos fueran en aceite) 3. Revisar los tubos de ventilación; notar cambios de temperatura

Continuación actividades a realizar en el mantenimiento preventivo de un transformador de potencia sumergido en aceite

Mensualmente	1. Inspeccionar todos los medidores que posea el transformador junto con los pasatapas tanto de alta como de baja tensión. Revisar la existencia de fugas de aceite del tanque, uniones y tuberías 2. Realizar una inspección general del transformador. Tomar nota del número de operaciones del cambiador de taps bajo carga (si el transformador estuviere equipado con uno) 3. Revisar las alarmas de protección. Revisar el medidor de presión/vacío. Comparar las lecturas con las del fabricante 4. Revisar el estado del respirador deshidratante (está saturado de humedad?)
3 Meses	1. Realizar las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tomar lecturas de la temperatura promedio del aceite ($>90^{\circ}\text{C}$ $<100^{\circ}\text{C}$)*2 2. Revisar si la válvula de sobrepresión ha operado (indicador de colora amarillo o azul) 3. Realizar una cromatografía de gases del aceite 4. Revisar la existencia de fugas de aceite o agua

Continuación actividades a realizar en el mantenimiento preventivo de un transformador de potencia sumergido en aceite

Semestralmente	1. Realizar las nueve pruebas del aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite; rango 80° *2 2. Realizar una inspección visual de los pasatapas/aisladores y pararrayos en busca de rajaduras, grado de limpieza, contaminación o existencia de fogoneo 3. Revisar el sistema de puesta a tierra en busca de malos contactos, conexiones rotas o corroídas. 4. Realizar una cromatografía de gases del aceite* 2
Anualmente	1. Realizar las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite < 80° *2 2. Limpieza de los pasatapas/aisladores. 3. Realizar una prueba de termografía infrarroja en busca de "puntos calientes", conexiones malas, porcelana rota, etc. 4. Inspeccione los puentes del transformador a las barras o equipos en busca de deformación y/o envejecimiento 5. Revisar los circuitos de control 6. Realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra del sistema (< 5ohms) *3 7. Revisar la calibración de los relees *3 8. Realizar una cromatografía de gases del aceite* 2

Continuación actividades a realizar en el mantenimiento preventivo de un transformador de potencia sumergido en aceite

Anualmente (Opcional)	1. Inspeccionar los equipos de desconexión del transformador. Lubricar los mecanismos 2. Inspeccionar la tapa principal del transformador en busca de humedad, polvo, oxido, fugas de aceite y depósitos de lodo 3. Realizar una inspección visual de los pararrayos; realizar una limpieza de los mismos 4. Inspeccionar los equipos del sistema de refrigeración (ventiladores, bombas, etc.) 5. Realizar pruebas de factor de potencia de aislamiento al aceite y a los pasatapas 6. Inspeccionar el cambiador de taps bajo carga en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos 7. Realizar reparaciones menores (cambio de pernos en mal estado, cambio de empaquetaduras en mal estado, ajuste de conexiones y pernos, etc.) 8. Efectúe las pruebas eléctricas básicas al transformador (incluyendo factor de potencia y resistencia de aislamiento)
2 Años	1. Limpiar de los pasatapas/aisladores. 2. Realizar la prueba de factor de potencia del aislamiento a todos los pasatapas

Continuación actividades a realizar en el mantenimiento preventivo de un transformador de potencia sumergido en aceite

3 Años	1. Realizar una serie completa de pruebas eléctricas al transformador 2. Realizar pruebas eléctricas al cambiador de taps bajo carga (factor de potencia del aislamiento y resistencia DC) para cada tap 3. Realizar pruebas eléctricas al cambiador de taps bajo carga (factor de potencia del aislamiento y resistencia DC) para cada tap 4. Realizar una inspección de la válvula de sobrepresión (incluyendo su diafragma)
6 años	1. Efectuar prueba de resistencia de aislamiento a los cables aislados 2. Efectuar una inspección interna al transformador. Revise las partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de taps

Notas

*1 Las unidades en las que se sospeche de algún problema interno o si alguno de sus componentes presenta corrosión, humedad, polvo o vibración excesiva, doble la frecuencia de inspección (Ej. si el análisis del aceite se lo realiza anualmente, ahora realícelo semestralmente)

Para transformadores con capacidades de menos de 300 MVA realice una cromatografía de gases al aceite inmediatamente antes del inicio de la operación, 1 mes después, 6 meses después, 1 año después del inicio de operación, luego anualmente

Para transformadores con capacidades de más de 300 MVA realice una cromatografía de gases al aceite inmediatamente antes del inicio de la operación, 1 mes después, 3 meses después, 6 meses después del inicio de operación, luego semestralmente

*2Todas las recomendaciones asumen el uso de refrigeración auxiliar; de otra manera las pruebas se deberán realizar más seguido

3*Sólo personal calificado

Fuente: Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores, Pág. 8.

ANEXO B

Clasificación de los materiales aislantes

CLASE	DESCRIPCIÓN	TEMPERATURA
Y	Materiales o combinaciones de materiales como algodón, seda y papel sin impregnar.	90 °C
A	Materiales o combinaciones de materiales como el algodón, sed y papel con alguna impregnación o recubrimiento o cuando se sumergen en líquidos dieléctricos como el aceite	105 °C

Continuación clasificación de los materiales aislantes

E	Materiales o combinaciones de materiales que por experiencia o por pruebas, pueden operar a temperaturas hasta de 5 °C, sobre el temperatura de los aislamientos clase A	120 °C
B	Materiales o combinaciones de materiales como: la mica, fibra de vidrio, asbestos, etc. con algunas sustancias aglutinantes, pueden haber otros materiales inorgánicos	130 °C
F	Materiales o combinaciones de materiales como: mica, fibra de vidrio, asbesto, etc., con sustancias aglutinables, así como otros materiales o combinaciones de materiales no necesariamente inorgánicos.	155 °C
H	Materiales como: el silicón, elastómetros y combinaciones de materiales como: la mica, la fibra de vidrio, asbestos, etc., con sustancias aglutinables como son las resinas y silicones apropiados.	180 °C
C	Materiales o combinaciones de materiales como: la mica, la porcelana, vidrio, cuarzo con o sin aglutinantes.	Mayor a 180 °C

Fuente: Juan Nuñez Forestieri, Guía para el mantenimiento de transformadores, Pág. 15.