

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



Sobrecarga Óptima y Simulación de la
Operación Futura de Transformadores
Sumergidos en Aceite

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

Modesto Tomas Palma García

Promoción 1983-1

Lima - Perú.

1985

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

"SOBRECARGA OPTIMA Y SIMULACION DE LA
OPERACION FUTURA DE TRANSFORMADORES
SUMERGIDOS EN ACEITE"

TESIS PARA OPTAR
TITULO PROFESIONAL
INGENIERO ELECTRICISTA

MODESTO TOMÁS PALMA GARCÍA

PROMOCION 83-I

LIMA-PERU
1985

CONTENIDO

	Pág.
Introducción	1
Capítulo I: Estudio Térmico del Transformador	3
1.1 Formulación del Modelo Térmico y Ecuaciones	3
1.2 Ecuación Diferencial de la elevación de Temperatura	5
1.3 Incremento de la temperatura transitoria para $p=1.0$	6
1.4 Modelo análogo eléctrico	10
1.5 Corrección de la constante de tiempo	13
1.6 Potencia Disipa y Resistencia Térmica	15
1.7 Distribución de la temperatura en transformadores	19
1.8 Refrigeración de transformadores	22
1.9 Dispositivos de protección e instrumentos	27
1.10 Comparación de las temperaturas y pérdida de vida, calculadas utilizando la constante de tiempo corregida y sin corregir, y el exponente "n"	31
Capítulo II: Aislamiento: Propiedades y Pérdida de Vida	38
2.1 Propiedades de los materiales aislantes	39
2.2 Ecuaciones de Expectancia de Vida de los	

	Pág.
Transformadores	44
2.2.1 Ecuación Básica de la Teoría de Reacción Química	45
2.3 Gráficos de Pérdida de Vida vs Temperatura	46
2.4 Aceite para transformadores	49
2.4.1 Prueba de aceites para Transformadores	49
Capítulo III: Ecuaciones para el Cálculo de la Temperatura Top-oil y Hot-spot	53
3.1 Temperatura Top-oil en estado estable para carga constante	53
3.2 Temperatura Hot-spot en estado estable para carga constante	54
3.3 Elevación de la temperatura Top-oil transitoria	54
3.4 Capacidad térmica del Transformador y Constante de Tiempo	54
3.5 Factor de Corrección de resistencia	55
Capítulo IV: Consideraciones para el Estudio de la Sobrecarga en Transformadores Sumergidos en Aceite	58
4.1 Vida del aislamiento	58
4.2 Pérdida de vida por día	60
4.3 Límites máximos de Temperatura	60
4.3.1 Límite para la temperatura Top-oil	61

	Pág.
4.3.2 Límite para la temperatura Hot-spot	61
4.4 Datos de prueba del Transformador	62
Capítulo V: Aplicación al Cálculo de Sobrecarga	63
5.1 Condición de operación en "Sobrecarga Normal"	64
5.2 Condición de operación en "Sobrecarga de Emergencia"	64
5.3 Utilización del programa Digital	65
5.4 Diagrama de Flujo	65
5.5 Aplicaciones y Resultados	72
Capítulo VI: Simulación de la Operación del Transformador durante su período de servicio	90
6.1 Proyección del Diagrama de carga diario Típico anual	91
6.2 Algoritmo de la Proyección	91
6.3 Diagrama de Flujo	94
6.4 Aplicación y Resultados: Subestación de Guadalupe	96
Conclusiones y Recomendaciones	102
Bibliografía	105

INTRODUCCION

En el presente trabajo se muestra el modelo térmico del transformador, como una aproximación razonable para la formulación de las ecuaciones de las temperaturas transitorias del aceite (top-oil) y de los devanados (hot-spot). Para el cálculo de la expectancia de vida y pérdida de vida del aislamiento utilizado en transformadores es necesario tener expresiones matemáticas, de la información gráfica, de acuerdo a la teoría de Arrhenius.

Con la introducción de un factor de corrección de la resistencia debido a la variación con la temperatura, y utilizando constantes de tiempo corregidos, permiten un cálculo más exacto de las temperaturas y pérdida de vida de los transformadores. Con estos elementos se ha elaborado un programa digital que nos permite calcular la sobrecarga óptima, esto es sin exceder la pérdida de vida y temperaturas nominales, para diagramas de carga, obteniendo mayores porcentajes de sobrecarga que aquellos dados por las guías de los fabricantes y/o normas, aumentando la capacidad instalada, con un ahorro de tiempo y mayor exactitud.

También se ha elaborado un programa para simular la operación futura de una Subestación para fines de

planeamiento, en cuanto a los niveles de sobrecarga en años del horizonte de planeamiento, de temperaturas top-oil y hot-spot, y pérdida de vida anual; teniéndose así una mayor información para la selección de la potencia del transformador para cubrir una determinada curva de Máxima Demanda.

Finalmente, quisiera expresar mi agradecimiento a los profesores del Area de Conversión de Energía y Control, y en especial al Dr. James Bravo Basaldúa por sus valiosas sugerencias en la realización del presente trabajo.

CAPITULO I

ESTUDIO TERMICO DEL TRANSFORMADOR

El calor producido por las pérdidas en el núcleo, alcanza la superficie de éste, atraviesa el aceite y de allí a la caja exterior que lo disipa al ambiente.

El calor producido por las pérdidas en el cobre es transmitida a las superficies de las bobinas, al aceite y al medio ambiente.

La transmisión de calor, en el transformador sumergido en aceite, se deberá principalmente por convección (ésta se realiza entre los elementos sólidos y los fluidos, en nuestro caso entre el núcleo y bobinas con el aceite, y la caja exterior y el aire).

1.1 Formulación del Modelo Térmico y Ecuaciones

Para el desarrollo del modelo térmico y de la ecuación de la temperatura transitoria, se parte de la primera ley de la termodinámica: la energía de entrada es igual a la energía almacenada mas la disipada.

La potencia disipada es proporcional a la elevación de la temperatura elevada a un exponente que lo llamaremos "p", que varía entre 1.0 y 1.5, dependiendo del tama

ño y la forma del transformador.

Se desarrolla como caso particular de la ecuación diferencial que nos representa al modelo planteado para el valor de $p=1$, esto implica que la temperatura es directamente proporcional a la potencia disipada, esto es para transformadores enfriados por aire forzado y aceite forzado. (OFAF).

Para otros tipos de enfriamiento, se considera la ecuación deducido con $p=1$, pero se hace la corrección en la constante de tiempo.

La solución de la ecuación diferencial cuando $p \neq 1$, es mostrado en forma de una serie infinita, /1/.

La ecuación de la temperatura transitoria, nos permite un conocimiento más exacto de las temperaturas producidas cuando el transformador es sometido a una carga cuyo diagrama de carga diaria, el cual es variable en el caso de sistemas de distribución y transmisión, pudiendo así determinar cuál es la temperatura en cada hora, la cual no debe sobrepasar los límites, en las horas de máxima demanda, que afectarían la rigidez dieléctrica del aceite que contienen los transformadores, como se sabe, el aceite sirve como medio aislante y también desempeña la función de contribuir al enfriamiento.

1.2 Ecuación Diferencial de la Elevación de la Temperatura

Los conocimientos actuales de las características - del aislamiento, los métodos de cálculo como la relación de Arrhenius en lugar de la regla de grado constante y la necesidad de máxima economía en el equipo hacen que la determinación de la temperatura transitoria sea calculada con mayor exactitud.

Para todo sistema térmico se tiene:

Energía de entrada = energía almacenada + energía
disipada

Para el caso del transformador se tiene: (incremento de energía)

$$\text{Energía de entrada} = (W_{fe} + W_{cu} + \alpha \cdot W_{cu} \theta_1) \cdot dt \quad (1.1)$$

$$\text{Energía almacenada} = H \frac{d\theta_2}{dt} \quad dt \quad (1.2)$$

$$\text{Energía disipada} = K\theta_3^P \quad dt \quad (1.3)$$

W_{fe} watts debido a la pérdida en el núcleo

W_{cu} watts debido a la pérdida en el cobre a la temperatura ambiente

$\alpha \cdot W_{cu} \cdot \theta_1$: watts de incremento por la pérdida en el cobre debido al cambio de la resistencia con el cambio de la temperatura.

temperatura del cobre sobre el ambiente °C

- α : coeficiente de temperatura de resistencia
(0.00393/°C)
- H : capacidad térmica del sistema (Watt-h/°C)
- θ_2 : elevación de temperatura del sistema del transformador sobre el ambiente.
- θ_3 : elevación de temperatura del sistema de radiación del transformador sobre el ambiente.
- p : constante para el sistema (1.0 - 1.5)
- K : (Watt/°C)

Luego se tiene para valores instantáneos de potencia:

$$W_{fe} + W_{cu}(1 + \alpha \cdot \theta_1) = H \frac{d\theta_2}{dt} + K\theta_3^p \quad (1.4)$$

1.3 Incremento de la Temperatura Transitoria para p=1

Para el caso de transformadores, los valores de las temperaturas θ_1 , θ_2 y θ_3 no tienen gran diferencia, por lo que puede ser asumido iguales, desde el punto de vista considerado.

Entonces de la ecuación (1.4):

$$H \frac{d\theta}{dt} + K\theta - W_{cu} - W_{cu} \cdot \alpha \cdot \theta - W_{fe} = 0$$

$$H \frac{d\theta}{dt} + (K - W_{cu} \cdot \alpha) \theta = W_{cu} + W_{fe}$$

Haciendo:

$$W_T = W_{Fe} + W_{cu}$$

$$B = K - W_{cu} \cdot \alpha$$

Luego:

$$H \frac{d\theta}{dt} + B\theta = W_T \quad (1.4.a)$$

Aplicando transformada de Laplace a la ecuación lineal de primer orden (1.4.a)

$$H(s\theta(s) - \theta(0^+)) + B\theta(s) = \frac{W_T}{s}$$

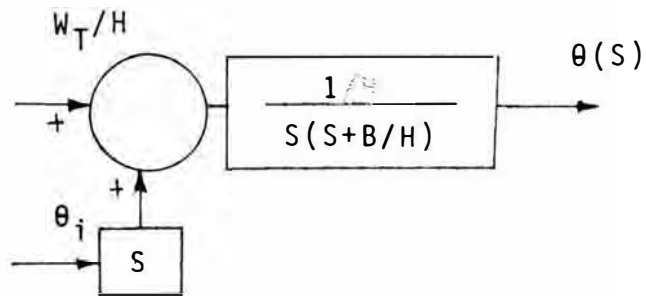
$$\theta(0^+) = \theta_i$$

$$\theta(s) = \frac{W_T/H + \theta_i s}{s(s+B/H)} = \frac{A_1}{s} + \frac{A_2}{s+B/H}$$

$$\theta(s) = \frac{G(s)}{H(s)}$$

Cálculo de A_1 :

$$A_1 = \left. s \frac{G(s)}{H(s)} \right|_{s=0}$$



$$\therefore A_1 = \frac{W_T}{B}$$

Cálculo de A_2 :

$$A_2 = (s+B/H) \left. \frac{G(s)}{H(s)} \right|_{s = -\frac{B}{H}}$$

$$\therefore A_2 = \theta_i - \frac{W_T}{B}$$

Reemplazando se tiene:

$$\theta(S) = \frac{W_T}{B} \times \frac{1}{S} + \left(\theta_i - \frac{W_T}{B}\right) \times \frac{1}{S + \frac{B}{H}} \quad (1.4.b)$$

Los polos de $\theta(S)$, serán $S=0$, cuya respuesta es constante en el tiempo; y $S = -B/H$, para B y H positivos la respuesta es decreciente en el tiempo, por lo tanto la respuesta total llegará a estabilizarse en el tiempo.

Aplicando transformada inversa:

$$\theta(t) = \frac{W_T}{B} + \left(\theta_i - \frac{W_T}{B}\right) \exp\left(-\frac{B}{H}t\right) \quad (1.5)$$

de (3.5) para $t \rightarrow \infty$, $\theta \rightarrow \theta_u$

$$\text{Entonces: } \theta_u = \frac{W_T}{B} \quad (1.6)$$

Además haciendo; τ : constante de tiempo

$$\tau = \frac{H}{B} \quad (1.7)$$

Se tiene:

$$\theta(t) = \theta_u + (\theta_i - \theta_u) \exp(-t/\tau) \quad (1.5.a)$$

La ecuación (1.5.a), permite calcular la sobretemperatura transitoria, conociendo la temperatura final θ_u , la temperatura inicial θ_i , cuando el sistema es sometido a una carga tipo escalón.

Reemplazando la ecuación (1.6) en (1.7), se tiene - la expresión de la constante de tiempo en función de la capacidad térmica, las pérdidas totales, y la temperatura final:

$$\tau = \frac{H\theta_u}{W_T} \quad (1.9)$$

Cuando la temperatura inicial es cero $\theta_i = 0$ se tiene de la ecuación (1.5.a):

$$\theta(t) = \theta_u(1 - \exp(-t/\tau)) \quad (1.5.b)$$

Si en la ecuación (1.6) reemplazamos el valor de $B = K - \alpha \cdot W_{cu}$ se obtiene:

$$\theta_u = \frac{W_T}{K - \alpha \cdot W_{cu}} \quad (1.10)$$

Reemplazando la relación (1.10) en (1.9):

$$\tau_{cc} = \frac{H}{K - \alpha \cdot W_{cu}} \quad (1.11)$$

La expresión (1.11) nos representa la constante de tiempo para corriente constante.

Haciendo $\alpha = 0$ en la expresión (1.11), se obtiene la constante de tiempo para potencia constante:

$$\tau_{CW} = \frac{H}{K} \quad (1.12)$$

De la expresión (3.10) se tiene para corriente cons

tante

$$\theta_{cc} = \frac{W_T}{K - \alpha \cdot W_{cu}} \quad (1.13)$$

Haciendo también $\alpha = 0$ en la expresión (1.13), se puede tener una expresión de la relación entre lo constante de tiempo para potencia constante y constante de tiempo para potencia constante, dado por la expresión (1.14).

$$\frac{\tau_{cw}}{\tau_{cc}} = \frac{\theta_{cw}}{\theta_{cc}} \quad (1.14)$$

Si se deriva la expresión (1.5.b) y se ordena para $t=0$, se obtiene:

$$\theta'(0) = \frac{\theta_u}{\tau}$$

Además, en (3.5.b), para $t = \tau$

$$\theta(\tau) = 0.632\theta_u$$

Que nos muestra que para $t = \tau$ el valor de la temperatura alcanza al 63.2% de la temperatura final.

1.4 Modelo Análogo Eléctrico

La ecuación diferencial (1.4), permite hacer un modelo análogo eléctrico, donde el condensador "C" representa a la capacidad térmica "H", la resistencia "R" es análogo al sistema de radiación, el cual es no lineal, la tensión v es análogo a la elevación de la temperatura, la

fuente de corriente es análogo a la fuente de calor.

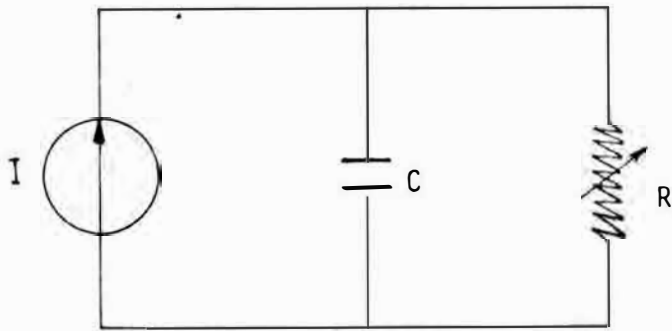


Fig. (1.1)

Para el circuito de la fig. 1.1 aplicando la primera Ley de Kirckhoff, y asumiendo a R como lineal.

$$I = i_C + i_R$$

$$I = C \frac{dv}{dt} + \frac{v}{R} \quad (1.15)$$

Comparando con la ecuación (1.4.a), tenemos las siguientes analogías:

$$I \sim W_T \quad (a)$$

$$v \sim \theta \quad (b)$$

$$\frac{1}{R} \sim B \quad (c)$$

La solución de la ecuación (1.15) es:

$$v(t) = IR + (-IR + V_0) \exp\left(-\frac{t}{RC}\right) \quad (1.16)$$

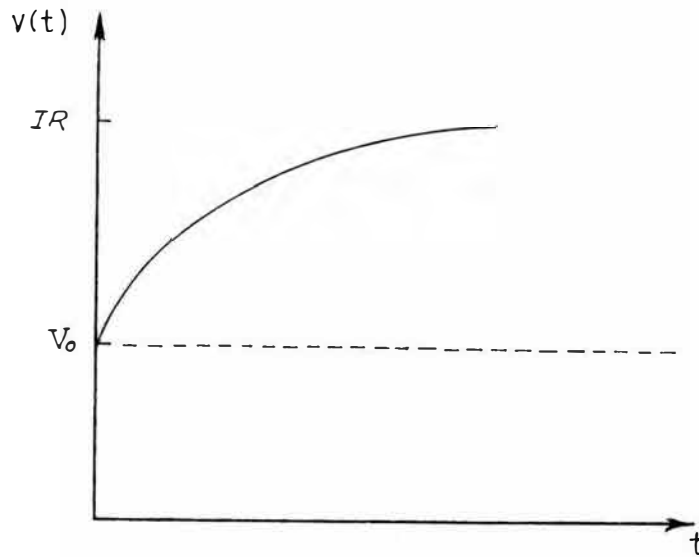


fig. (1.2)

Para el caso de operación del transformador con un diagrama de carga variable, el cual puede ser representado por funciones tipo escalón, entonces las pérdidas totales W_T , es proporcional a dicho diagrama, luego por el modelo análogo la fuente de corriente también será representada por funciones tipo escalón, donde la respuesta de la temperatura del transformador, será análogo a la tensión "v", excitado por dicha fuente de corriente.

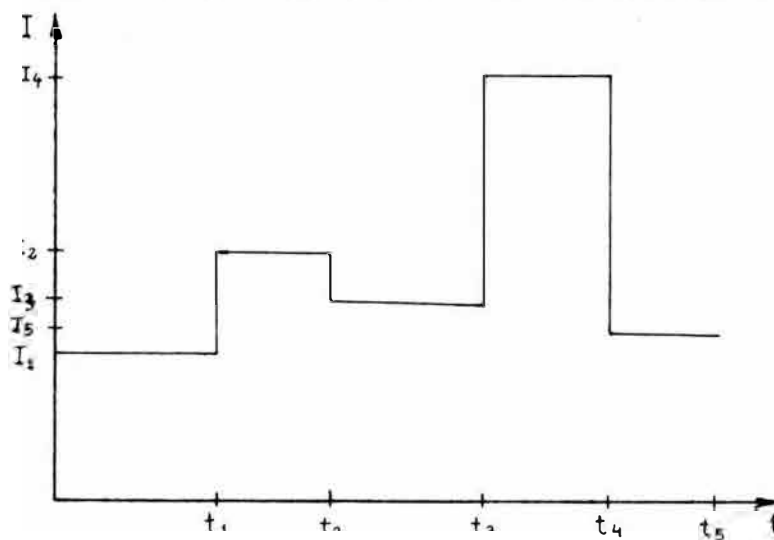
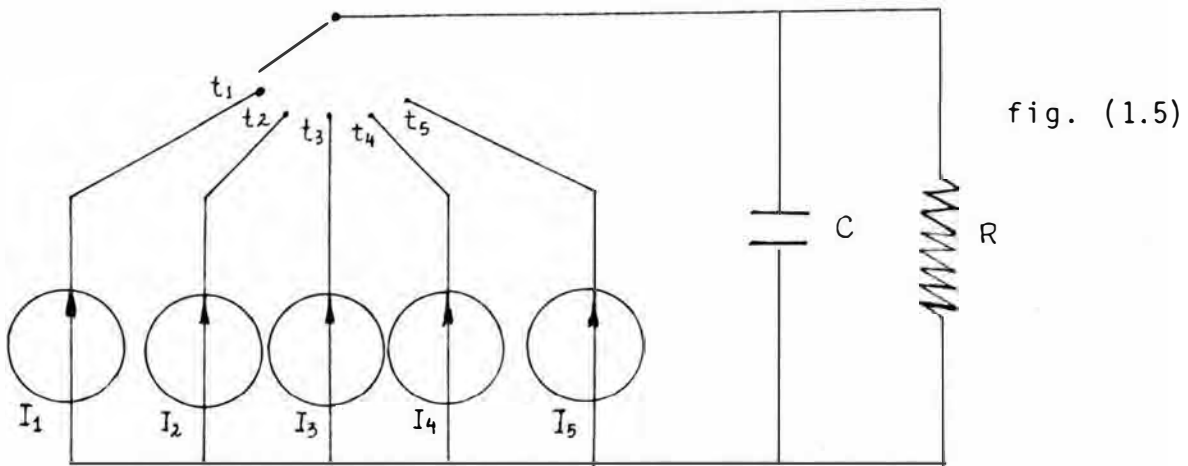


Fig. 1.3

La fig. (1.3) muestra la fuente de excitación como funciones tipo escalón.

El circuito eléctrico que simularía dicha función se puede representar por varias fuentes de corriente en paralelo, pero que son conmutadas en los tiempos t_1 , t_2 , t_3 , t_4 y t_5 , que se muestra en la fig. (1.5)



1.5 Corrección de la Constante de Tiempo

En la deducción de la ecuación de la temperatura transitoria top-oil, ecuación (1.5.a) que la escribimos con el número (1.17),

$$\theta(t) = \theta_u + (\theta_i - \theta_u) \exp(-t/\tau) \quad (1.17)$$

se realizó bajo la suposición de que la temperatura transitoria es proporcional a la primera potencia de la potencia disipada ($n = 1$):

$$W = K\theta_u^P \quad (1.18)$$

$$\text{ó } \theta = K_1 W^{1/n} \quad (1.19)$$

Donde: $p = \frac{1}{n}$ (1.20)

También se dedujo que la constante de tiempo, es proporcional a la capacidad térmica H_1 la temperatura θ e inversamente a la pérdida total W_T ,

$$\tau = \frac{H\theta_u}{W_T} \quad (1.21)$$

Cuando $n \neq 1$, la constante de tiempo cambia, esto influye en un más exacto cálculo de las temperaturas y en el cálculo de la pérdida de vida del transformador, por lo que es necesario hacer la corrección de la constante de tiempo, para ser utilizada en la ecuación de la temperatura transitoria top-oil, ec. (1.17).

Esta corrección es más conveniente, pero no muy exacta, que utilizar la ecuación transitoria de la temperatura top-oil, deducida para $n \neq 1$, como se ha hecho en /1/.

Tomando como constante de tiempo nominal τ_n , a la deducida anteriormente y mostrada con el (1.21)

$$\tau_n = \frac{H\theta_{pc}}{W_{pc}} \quad (1.22)$$

Donde:

θ_{pc} : temperatura a plena carga

W_{pc} : potencia a plena carga.

También:

$$\tau = \frac{H(\theta_u - \theta_i)}{(W_u - W_i)} \quad (1.23)$$

Dividiendo (1.22) entre (1.23), y despejando τ

$$\tau = \tau_n \frac{\left[\frac{\theta_u - \theta_i}{\theta_{pc}} \right]}{\left[\frac{W_u}{W_{pc}} - \frac{W_i}{W_{pc}} \right]} \quad (1.24)$$

De (1.18) se tiene que:

$$\frac{W_u}{W_{pc}} = \left(\frac{\theta_u}{\theta_{pc}} \right)^{1/n} \quad (1.25)$$

Reemplazando (1.25) en (1.24), se tiene la constante de tiempo corregida, (1.26), si $n \neq 1$ se llega a la ecuación (1.22)

$$\tau = \tau_n \frac{\left[\frac{\theta_u}{\theta_{pc}} - \frac{\theta_i}{\theta_{pc}} \right]}{\left[\left(\frac{\theta_u}{\theta_{pc}} \right)^{1/n} - \left(\frac{\theta_i}{\theta_{pc}} \right)^{1/n} \right]} \quad (1.26)$$

1.6 Potencia Disipada y Resistencia Térmica

La potencia disipada es proporcional a la elevación de temperatura del sistema sobre el ambiente, entonces de la ecuación (1.3) se puede también escribir:

$$P = \frac{\theta^P}{R} \quad (1.27)$$

donde:

$R = \frac{1}{K}$: resistencia térmica entre el cuerpo y el medio refrigerante ($^{\circ}\text{C}/\text{W}$)

En forma general, si el calor se transmite por medio de la conductividad térmica a través de la envoltura del cuerpo, se puede plantear la siguiente ecuación:

$$R_c = \frac{d}{\delta S} \quad (1.28)$$

Donde: R_c : resistencia térmica de la envoltura
 d : espesor de la envoltura, en la dirección del flujo (m)
 S : superficie de la envoltura, por la que pasa el flujo (m^2)

La resistencia térmica durante la transmisión de calor de la envoltura del cuerpo de mayor temperatura al medio refrigerante, este puede ser gas (aire), líquido, se puede expresar por medio de la siguiente ecuación:

$$R_a = \frac{1}{\alpha_v \cdot S} \quad (1.29)$$

Donde: α_v : coeficiente de transmisión de calor ($\text{W}/\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$)
 S : superficie que se enfría (m^2)

El coeficiente de transmisión de calor de la densidad, viscosidad, y velocidad de desplazamiento del medio, el cual es más alto para un medio refrigerante líquido que uno gaseoso.

El coeficiente de transmisión, para el cálculo térmico aproximados, de máquinas eléctricas se puede expresar por medio de la siguiente expresión:

$$\alpha_v = (1 + K(v)^{1/2}) \quad (1.30)$$

Donde: v : velocidad del aire (m/s)

K : coeficiente de intensidad de ventilación

El coeficiente de transmisión, depende de las superficies, para una velocidad cero, y para superficies barnizadas el valor varía de 12 á 16 $W/m^2 \cdot ^\circ C$, para superficies metálicas lisas varía de 8 á 11 $W/m^2 \cdot ^\circ C$.

El coeficiente de intensidad de ventilación (K), depende de la uniformidad de soplado, para máquinas eléctricas es del orden de 0.8

En forma general, la resistencia térmica total será:

$$R = R_c + R_a \quad (1.31)$$

En la sección (1.4) se hace la analogía del sistema térmico, con el modelo eléctrico análogo, donde la resistencia eléctrica (R), es análogo a la resistencia térmica, la ecuación (1.28) es análoga a la resistencia eléctrica de un elemento, por lo tanto se tiene una resistencia térmica de varias envolturas, su valor será la suma de cada una de ellas, como un circuito de resistencia en serie.

A continuación se presentarán valores, de calores específicos y densidades, conductividad térmica de algunos materiales utilizados en máquinas eléctricas.

TABLA 1.1

Calores Específicos volumétricos (C_v) y Densidades (ρ)

	C_v (J/m ³ . °C)	ρ (Kg/m ³)
Aire (0°C, 10 ⁵ Pa)	1.1 x 10 ³	1.29
Hidrógeno (°C, 10 ⁵ Pa)	1.1 x 10 ³	0.0898
Agua (15°C)	4.14 x 10 ⁶	999
Aceite para transportadores (15°C)	1.54 x 10 ⁶	850

TABLA 1.2
Conductividad Térmica (Ó)

	(W/m. °C)
- Cobre	385
- Aluminio	200
- Acero para transformadores (a lo largo de las capas)	20-45
- Acero para transformadores barnizado (transversalmente a las capas)	1.2-1.5
- Mica	0.36
- Amianto	0.20
- Cartón dieléctrico	0.17
- Vidrio	0.11
- Aislante clase B	0.16
- Aceite para transformadores	0.12-0.17
- Aire inmóvil (en capas finas)	0.025
- Hidrógeno inmóvil (en capas finas)	0.017

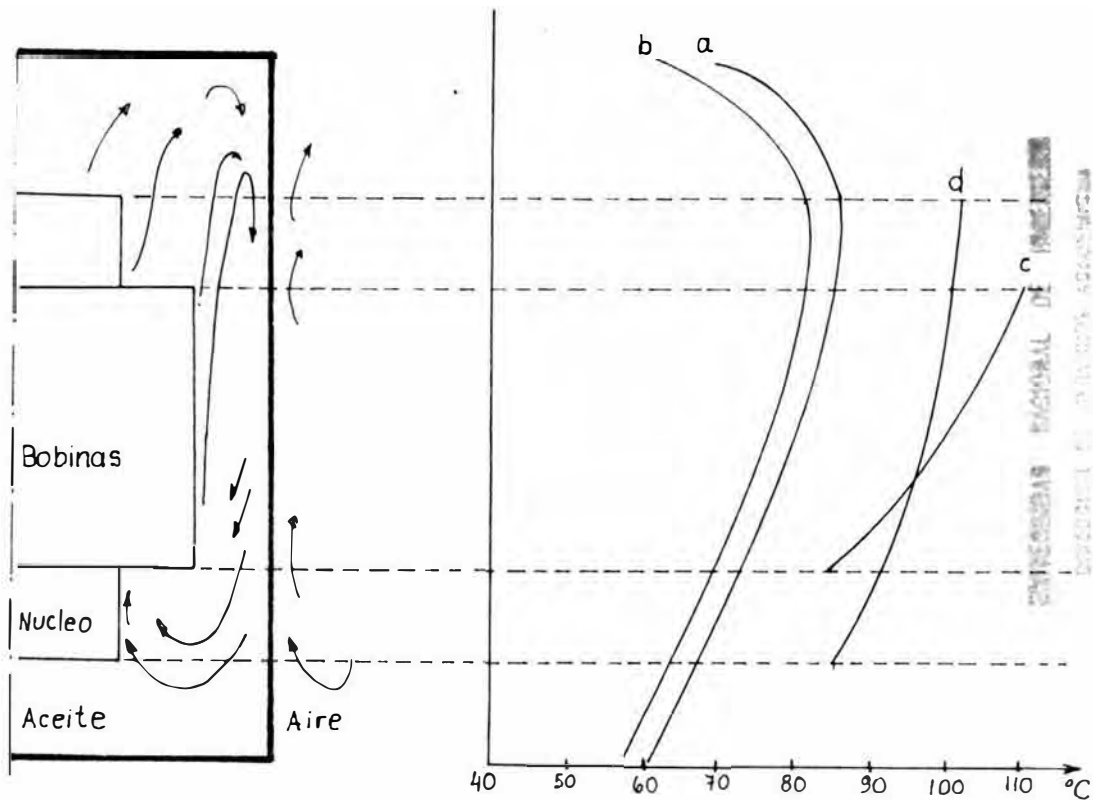
1.7 Distribución de la Temperatura en Transformadores

Como se expresó anteriormente, el calor que se desprende del núcleo y devanados, se transmite al aceite.

El aceite calentado, cerca de las paredes del tan - que, tiene menor densidad que el aceite frío, se produce así la circulación por convección del aceite en el tan - que, tal como se puede esquematizar en la figura 1.6 pre - sentada. El aceite se dirige hacia arriba, cerca de las

piezas calientes, por lo que se calienta paulatinamente.

Alrededor de las paredes del tanque, se enfría poco a poco y cede el calor a través de las paredes del tanque al medio ambiente.



- a.- Temperatura del aceite
- b.- Temperatura de las paredes del tanque
- c.- Temperatura del devanado
- d.- Temperatura del núcleo

Fig. 1.6

Cuando un transformador trabaja con una carga constante, y después que las temperaturas han alcanzado sus valores estacionarios, la distribución de dichas temperaturas en un plano horizontal del transformador, se puede esquematizar en la figura 1.7. El exceso de temperatura del núcleo y de los devanados sobre la temperatura del aceite, y el exceso de temperatura del aceite sobre el ambiente, hace que todo el calor producido se transmita por convección al aceite y de este a las paredes del tanque, y de la superficie de este al ambiente por convección y radiación.

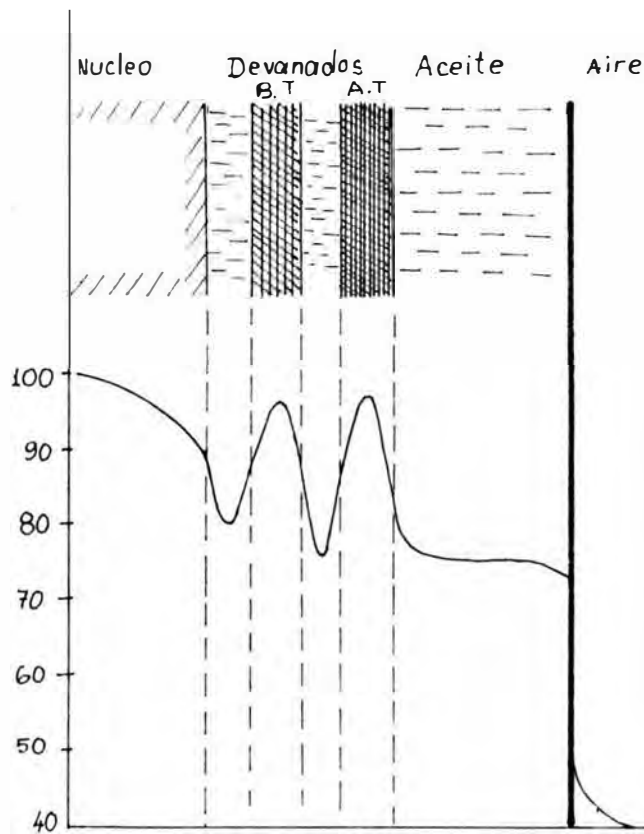


Fig. 1.7

Debido a la alta conductividad de los metales, como se puede apreciar de la tabla 1.2, la temperatura en el núcleo, devanados y tanque, varía muy poco, como se ve en la fig. 1.7, se producen grandes caídas de temperatura en el aislamiento de los devanados al aceite y de este a las paredes del tanque, también se aprecia la mayor caída de temperatura entre la parte exterior del tanque al ambiente (aire).

1.8 Refrigeración de Transformadores

En operación, el calor generado por el núcleo, arrollamientos, y otras partes conductoras de corriente del transformador es transferido al aceite que los rodea, el cual transfiere el calor a las paredes del tanque, tal método de evacuación de calor es llamado enfriamiento por aceite natural.

Cuando la capacidad del transformador aumenta, las pérdidas de potencia también se incrementa y consecuentemente, la cantidad de calor que las paredes del tanque deben disipar. Con una circulación natural de aceite, cada metro cuadrado de superficie del tanque puede disipar de 400 á 450 Watts.

Si el ingreso de calor sobre la superficie del tanque sería mayor, la temperatura del núcleo, bobinas y del transformador sería muy alta.

En transformadores de baja capacidad (25 á 40 KVA),

la potencia disipada como calor es comparativamente baja, por lo que se utiliza tanques planos. La superficie de enfriamiento de unidades mayores tiene que ser incrementada por tubos de acero soldados sobre las paredes del tanque o colocando radiadores tubulares despegables. Donde tales radiadores no pueden dar una adecuada transferencia de calor, se utiliza aire forzado, este método es llamado aceite natural aire forzado. Transformadores de mayor capacidad utilizan sistemas combinados, tal como aceite forzado, aire forzado, y aceite forzado y agua.

El tanque de los transformadores puede ser de forma ovalada o rectangular que aloja al núcleo y bobinas.

Después de la fabricación, el tanque es probado bajo una presión de $0.5 \times 10^5 \text{ Pa}$. La cubierta cierra al tanque y sirve como un soporte para montar el conservador, etc.

1.8.1 Radiadores

Los transformadores mayores de 1600 KVA, utilizan radiadores tubulares.

Un radiador consiste, como se muestra en la fig. 1.8, de dos columnas de tubos paralelos (1), con cabezales inferior y superior (2), con puertas de brida (6), los cuales son soldadas en los terminales de los cabezales y sirven para montar el radiador al tanque, cada cabezal tiene una oreja para levantar, ménsula (3) con

agujero para la conexión mecánica de bancos separados de radiadores, y un plug (5).

El plug del cabezal inferior sirve para evacuar el aceite del radiador, mientras el superior sirve para sacar el aire del radiador cuando el transformador está lleno con aceite.

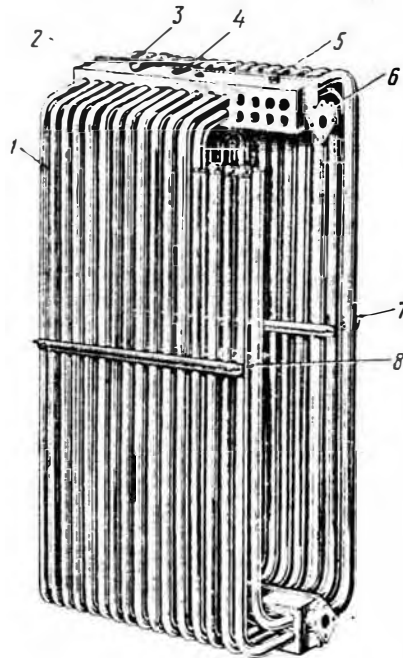


Fig. 1.8

Cuando mayor es la superficie del radiador, mayor cantidad de calor puede evacuarse del transformador, radiadores de tubos simples son suficientes para unidades de 630 á 4000 KVA.

En operación, el aceite caliente sube a la parte superior del tanque y entra al cabezal superior del radiador. La superficie de enfriamiento mayor del radiador causa que la temperatura del aceite caiga.

Puesto que hay una diferencia de densidad entre el aceite caliente y frío, el aceite, mientras se enfría, desciende por el tubo del radiador, como se puede esquematizar en la fig. 1.9, transfiriendo su calor a las paredes del tubo que lo disipa al aire del medio ambiente. El aceite caliente del tanque entra al cabezal superior del radiador, reemplazando al aceite enfriado, el cual fluye al tanque desde el cabezal inferior.

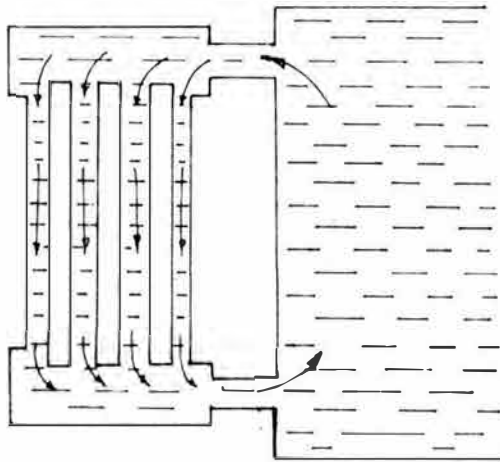


Fig. 1.9

En transformadores de alta capacidad, donde la superficie del radiador, con circulación natural de aceite no puede disipar demasiado calor, se utiliza enfriamiento por aire forzado. Usualmente son utilizados dos ventiladores para forzar el aire a cada radiador.

El aire forzado incrementa el calor removido de la superficie del radiador, conduciendo hasta 750 ó 800 Watt/m² contra 450 á 500 W/m² con enfriamiento de

aceite natural, este enfriamiento es llamado aceite natural aire forzado.

Los transformadores y autotransformadores de 90000 KVA para arriba emplean una combinación, aceite forzado y aire forzado, debido a que un sistema de enfriamiento por aceite natural y aire forzado no proporciona una adecuada transferencia adecuada de calor.

1.8.2 Conservador de Aceite

Como la del transformador y la temperatura circundante a éste varía, la temperatura del aceite también cambia. Bajo las mismas condiciones de carga, la temperatura del aceite del transformador es más alto en verano que en invierno. Las variaciones de temperatura como cambio en el volumen de aceite en el tanque del transformador. Para asegurar que el tanque esté completamente lleno de aceite, los transformadores de 25KVA para arriba, y tensión mayores de 6 kV, utilizan un tanque especial de expansión, llamado conservador de aceite.

El conservador es de metal usualmente cilíndrico, el cual se comunica con el tanque principal del transformador. La fig. 1.10 muestra un conservador de aceite, cuando aumenta la temperatura del aceite, éste es forzado a salir del tanque hacia el conservador a través de una tubería conectada al tanque con una brida de conexión, cuando la temperatura baja, el aceite regresa al tanque.

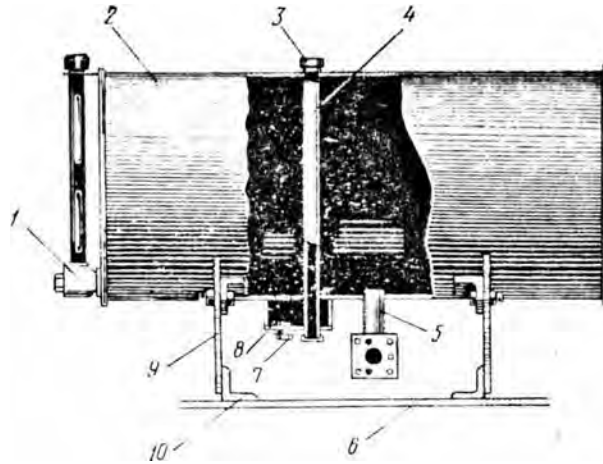


Fig. 1.10

El conservador reduce la superficie de aceite expuesto al aire, ésto disminuye la producción de ácidos. La capacidad del conservador debe ser tal que asegure, para las variaciones de las condiciones de operación y temperatura ambiente, el volumen de aceite en el conservador debe contener del 8 al 10% que el tanque principal.

1.9 Dispositivos de Protección e Instrumentos

- a) Relé Buchholz.- Cuando ocurre alguna falla dentro del transformador es generalmente acompañada por la evolución de gas debido a la descomposición de los materiales aislantes (aceite, papel, madera, etc.), bajo la influencias de elevadas temperaturas. Para fallas menores, la evolución de gas es lento, las burbujas de gas gradualmente se elevan hacia la cubierta del tanque y entra al conservador a través del tubo conectado al tanque. En caso de fallas

graves, el aceite fluye rápidamente a través del tubo y es expelido en el conservador bajo la presión de una gran cantidad de gas.

El relé Buchholz es un dispositivo operado a gas conectado entre el tanque del transformador y el conservador, este tiene contactos de alarma y disparo, tal que puede dar un aviso debido a la evolución de gas y una mayor ruptura puede ser asegurada, en el camino del tanque al conservador, el gas es acumulado en un depósito del relé, después que el gas ha alcanzado un volumen prefijado, el relé da un aviso sonoro o luminoso de la falla. Cuando hay un flujo intensivo de aceite del tanque al conservador, el relé dispara a los circuitos de apertura del transformador. Además de la indicación de la falla, el relé también indicará la pérdida de aceite.

Un análisis de la muestra de aceite tomada de un relé Buchholz de un transformador fallado ayuda para determinar la naturaleza de la falla. Usualmente, bajo condiciones normales, el gas disuelto en el aceite del transformador tiene la siguiente composición: 70 á 79% de nitrógeno, 20 á 30% de oxígeno y 0.1 á 0.2% de metano, hidrógeno y acetileno están ausentes. Un severo cambio en la composición del gas, por ejemplo: 50 á 70% de hidrógeno, 3 á 10% metano, 10 á 25% de acetileno, 4 á 8% de oxígeno es

prueba de una grave falla interna acompañado de arcos, (picadura del aislante, cortocircuito entre espiras, chisporroteos en el sistema de contactos del conmutador del tap.

En el caso de fallas menores no acompañada por una descomposición violenta de aceite y gas, la composición del gas puede ser la siguiente: del 2 al 5% de hidrógeno, 0.5 á 1.0 de metano, 0.5 á 2.0% de acetileno, 82.0 al 92.0% de nitrógeno, y 5 al 8% de oxígeno. Tal composición de gas es testimonio de una falla, como conductores en paralelo cortocircuitados en los arrollamientos, pobre contacto en las conexiones del tap.

El relé Buchholz responde a toda falla interna acompañada de evolución de gas o disminución del nivel de aceite.

- b) Termómetro e indicador de Temperatura.- En transformadores de hasta 630 KVA inclusive, la temperatura del aceite (top-oil) es medida por un termómetro en mercurio, mientras que en unidades más grandes este propósito es realizado por indicadores de temperatura.

El termómetro es instalado en la cubierta del tanque, es una cavidad especial, para proteger el termómetro de daños mecánicos, este es cerrado en una campana de metal.

El indicador de temperatura no solo indica la temperatura del aceite, también da aviso al personal cuando la temperatura excede un valor establecido y dispara al circuito de apertura del transformador.

Uno de los indicadores utilizados, opera por presión, cuando la temperatura del aceite se incrementa, la presión del vapor contenido en un bulbo, se incrementa, por lo que la aguja indica la temperatura.

1.10 Comparación de las temperaturas y pérdida de vida, calculadas utilizando la constante de tiempo corregido y sin corregir, y el exponente "n"

Se muestra la importancia que se tiene al seleccionar un exponente "n", (de la potencia disipada), adecuada para cada transformador, ésto hace que se produzcan errores en las temperaturas calculadas, afectando la pérdida de vida del transformador. El error es mayor cuando no se utiliza la constante de tiempo corregida, por la ecuación (1.26), mostrada anteriormente.

Para tener idea sobre los valores numéricos obtenidos, se ha realizado el caso de que en lugar de utilizar el valor de n igual a 0.8, para nuestro caso se refiere a enfriamiento de aceite natural y aire natural, se utiliza n igual a 0.9 y sin utilizar la constante de tiempo corregido, estos cálculos son realizados utilizando el programa digital elaborado para el presente trabajo, dicho programa utiliza un factor de corrección debido a la variación de la resistencia de los devanados con la temperatura para ambos casos.

El transformador utilizado es de 1000 KVA, 10/0.23 kV, cuya constante de tiempo nominal es de 3.4, que trabaja a carga nominal, y exponente n igual a 0.8, sus demás datos se muestran en la página 34

Se muestra los gráficos de la temperatura transitoria top-oil, y hot-spot (sobretemperaturas) en la pág. 35

para el caso de $n = 0.8$ y constante de tiempo corregida, y en la pág. 36 para el caso de $n = 0.9$ y constante de tiempo sin corregir, la diferencia relativa para ambos casos es del 17.0%, para la temperatura top-oil, durante las 3 primeras horas para luego disminuir. Para el mismo caso la diferencia relativa para la temperatura hot spot es del 12.0%, para las tres primeras horas y luego esta diferencia disminuye. Esto hace que se tenga diferente pérdida de vida, para el primer caso la pérdida de vida porcentual por día (con carga nominal) es de 0.003787% y para el segundo caso 0.003257, la diferencia relativa es de 13.99%. Se muestra la importancia de seleccionar los valores adecuados para exponente "n", en este caso si utilizamos $n = 0.9$ y la constante de tiempo sin corregir, se tendrá un resultado muy optimista en los valores de las temperaturas y pérdida de vida que serían menores que cuando se utiliza $n = 0.8$ y constante de tiempo corregida.

También se presenta el caso, de utilizar $n = 0.8$ y constante de tiempo corregido, y $n = 0.8$ pero la constante de tiempo sin corregir, se muestran los gráficos en las págs. 35 y 37, respectivamente. La diferencia en este caso es menor, la diferencia relativa es del 3.0% para la temperatura, durante las 3 primeras horas, disminuyendo después. Respecto a la temperatura hot spot es del 2.0%. Para pérdida de vida por día, para carga nominal, es de 0.003787% para $n = 0.8$ y constante

de tiempo corregida, y para $n = 0.8$ y consta de tiempo - sin corregir es de 0.003714%, la diferencia relativa es de 1.93%.

Se concluye, el error cometido, con el uso incorrecto de exponentes, y constante de tiempo, en el cálculo de temperaturas y pérdida de vida de transformadores.

CAPITULO II

AISLAMIENTOS: PROPIEDADES Y PERDIDA DE VIDA

El aislamiento, en los transformadores, desempeña - dos funciones: provee rigidez eléctrica y mecánica entre espiras, entre bobinas, y de bobinas a tierra.

El envejecimiento es una función del tiempo y tempe ratura, contrariamente a lo expresado algunas veces que "el envejecimiento no comienza hasta una temperatura de- finida ha sido excedido, el envejecimiento va sobre toda temperatura, aún en temperaturas ambientes, se incremen- ta como se incrementa la temperatura.

Numerosas pruebas de laboratorio han demostrado que el aislamiento no se deteriora seriamente eléctricamente hasta que el material ha perdido todo su strength mecáni- co y ha llegado a estar suficientemente debilitado y que bradizo para desmoronarse, en otras palabras, hasta que ha pasado más allá de una condición que es segura.

Las pruebas demuestran que el rate de envejecimien- to se duplica aproximadamente cada 8°C de incremento de temperatura, la regla de los 8°C es el promedio de dife- rentes curvas de estas pruebas /2/.

Se han desarrollado procedimientos para la determinación de la expectativa de vida de transformadores de distribución, como el de la referencia /7/, en la que el procedimiento de prueba utiliza un envejecimiento acelerado del transformador y estos datos son comparados con los resultados de un diagrama de carga simulado. Esto nos permite conocer los datos de garantía de los fabricantes aplicados a las mismas condiciones.

2.1 Propiedades de los Materiales Aislantes

El principal propósito de los materiales aislantes, es para el aislamiento entre partes vivas, y de tierra, de las instalaciones eléctricas, por lo tanto estos materiales deben poseer ciertas propiedades básicas de los materiales aislantes:

- a) Conductividad.- En contraste con los materiales conductores, los materiales aislantes poseen muy baja conductividad. La habilidad de los dieléctricos para conducir corriente esta caracterizado por su resistividad volumétrica y superficial (o resistencia específica). La resistividad volumétrica está expresada en ohm-cm, mientras que la resistividad superficial está expresado en ohm, el rango de la resistividad volumétrica de varios dieléctricos es de 1×10^{10} á 1×10^{20} ohm-cm o más (el rango para materiales conductores es de 1×10^{-6} á 1×10^{-12} ohm-cm).

En la manufactura de transformadores, la calidad

del aislamiento es prácticamente evaluada para el transformador integral o para sus partes individuales, por la aplicación de un alto voltaje, durante esta prueba, fluye una corriente muy pequeña a través del aislamiento, cuya magnitud depende de la resistencia del aislamiento.

La resistencia de aislamiento depende de factores externos, tales como la temperatura, humedad y contaminación de la superficie, así como las propiedades mismas del aislamiento.

Las altas temperaturas y una aguda humedad reduce la resistencia del aislamiento y consecuentemente se incrementa la corriente de pérdidas y disminuye su calidad.

- b) Pérdidas Dieléctricas.- Un aislamiento expuesto a un campo eléctrico variable producida por una tensión alterna absorbe algo de energía eléctrica, esta pérdida de energía es llamada "Pérdida dieléctrica".

Esta pérdida puede ser medida directamente, o puede ser calculada por la fórmula:

$$P_d = V^2 \cdot w \cdot C \tan \delta \quad (2.1)$$

Donde:

P_d pérdida de potencia en el dieléctrico (W)

V : tensión aplicada (Volts)

w : frecuencia angular de la tensión aplicada
(rad/seg)

C : capacidad del dieléctrico (F)

$\tan \delta$: factor de disipación del dieléctrico

De la ecuación planteada, la pérdida de potencia depende de $\tan \delta$ (tangente de pérdidas), como se muestra en la fig. 2.1.

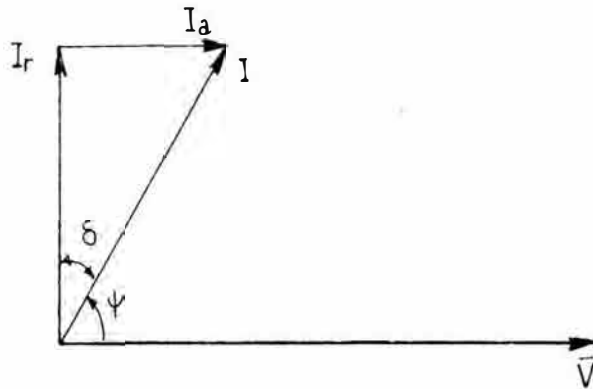


Fig. 2.1

Cuando el dieléctrico es sometido a la tensión alterna V , fluye la corriente I a través de ella, ésta tiene dos componentes I_r , o componente reactiva capacitiva, e I_a o componente activa, luego el ángulo está formado por I e I_r , donde la tangente de pérdida expresada en porcentaje está dada por la siguiente expresión:

$$\tan \delta (\%) = \frac{I_a}{I_r} \times 100 \quad (2.2)$$

La tangente de pérdida depende de la frecuencia de

la tensión aplicada y de la temperatura, para una temperatura de 20°C y 50 Hz, la tangente de pérdida de los materiales aislantes utilizados en transformadores varía de 0.005 a 0.002, la tangente de pérdida es una característica para determinar el contenido de humedad en el aislamiento de un transformador.

- c) Permitividad de un Dieléctrico.- Si se aplica tensión a un dieléctrico, se desarrolla un campo eléctrico, bajo el cual se desplazan las cargas eléctricas de los átomos y moléculas, las cargas positivas será desplazada en la dirección del campo, y las cargas negativas en la dirección opuesta. Los átomos y moléculas tendrán sus centros desplazados formando pares eléctricos.

El fenómeno del desplazamiento elástico de las cargas eléctricas en el dieléctrico bajo el efecto de campos eléctricos se llama Polarización Dieléctrica. La polarización dieléctrica es evaluada cuantitativamente en términos de la permitividad relativa (ϵ), si por ejemplo, dos condensadores que tienen exactamente las mismas dimensiones geométricas, pero uno de ellos tiene aire ($\epsilon \approx 1.0$) como dieléctrico y el otro utiliza papel ($\epsilon \approx 3.0$) para el mismo propósito, luego la capacidad del condensador con papel será aproximadamente tres veces que el condensador con papel será aproximadamente tres veces que el con

densador con aire.

La permitividad de un dieléctrico depende de la temperatura y frecuencia de la tensión aplicada, para una temperatura de 20°C y 50 Hz, la permitividad relativa de los materiales aislantes utilizados en transformadores está en el rango de 2 á 8.

- e) Rigidez Eléctrica.- Si una tensión es aplicada a un material aislante y se incrementa gradualmente, llegará un constante en que el aislamiento se deteriorará, como consecuencia de la ruptura, el cual causará un corto-circuito entre las partes que conducen corriente. La tensión en el cual se rompe es llamado voltaje de ruptura (V_{br}).

La rigidez eléctrica, la cual causa la ruptura del dieléctrico, se expresa en términos del voltaje de ruptura por unidad de espesor del dieléctrico:

$$E_{br} = \frac{V_{br}}{h} \quad (2.3)$$

Donde:

E_{br} : rigidez de ruptura (kV/mm)

V_{br} : voltaje de ruptura (kV)

h : espesor del dieléctrico (mm)

La rigidez eléctrica promedio de los materiales aislantes utilizados en transformadores varía en el rango de 5 á 90 kV/mm á 20°C.

TABLA 2.1
Clase de Aislantes y Temperaturas

CLASE	MATERIAL	Temperaturas °C			
		VDE		AIEE	
		MAX.	MEDIA	MAX.	MEDIA
A	Papel, algodón, seda impregnado con barnices orgánicos	105	95		
A ₀	Clase A, sumergido en aceite	115	105	105	95
B	Mica, amianto, vidrio y sustancias minerales análogas impregnado con barnices sintéticos	130	120	130	120
F	Clase B, impregnado con siliconas modificados o barnices sintéticos	155	145		
H	Clase B, impregnado con siliconas puros	180	170	180	170

2.2 Ecuaciones de Expectancia de Vida de los Transformadores

En el presente trabajo es necesario calcular la pérdida de vida del transformador en cada hora de operación, ya que el diagrama de carga con el que trabaja el transformador está dado por horas.

Calculando primero, para la determinada carga, la temperatura top-oil, luego la temperatura hot-spot, finalmente la pérdida de vida durante esa hora, por lo que es necesario conocer una relación matemática de la pérdida de vida, esta información es frecuentemente presentada en gráficos, /3/, de acuerdo a la teoría de Arrhenius en diferentes formas, para lo cual, en muchos casos, la ecuación matemática no está dada.

2.2.1 Ecuación Básica de la Teoría de la Reacción Química

Actualmente, esto es aceptado, de la deteriorización del aislamiento bajo condiciones térmicas, la teoría de la reacción química basada en el estudio de Arrhenius, y aplicada a aislamiento por Akehire /4/, Dakin /5/.

Se tiene principalmente dos básicas relaciones:

- a) Expectancia de vida vs Temperatura
- b) Pérdida de vida vs Temperatura

La aplicación práctica es representada por la relación:

$$\ln L = \frac{B}{T} + A \quad (2.4)$$

Donde:

- L expectancia de vida en horas, días, etc. ó vida relativa en porcentaje, por unidad p.u., etc.

A,B: constantes para el aislamiento del sistema bajo consideración

T: temperatura absoluta en grados °K

La ecuación (4.1), se puede también expresar de la siguiente forma:

$$L = \exp \left(\frac{B}{T} + A \right) \quad (2.5)$$

La ecuación (4.1) se puede expresar en forma lineal:

$$Y = BX + A \quad (2.6)$$

Donde:

$$Y = \ln L \quad (2.7)$$

$$B = \frac{\Delta X}{\Delta Y} : \text{pendiente} \quad (2.8)$$

$$X = \frac{1}{T} \quad (2.9)$$

y

$$A = y - Bx \quad (2.10)$$

2.3 Gráficos de Pérdida de Vida vs Temperatura

En el programa de cómputo del presente trabajo, con cerniente al estudio de la expectancia de vida, es necesario computar la pérdida de vida en varias temperaturas y duraciones, luego sumar los efectos acumulativos para un período de tiempo.

La pérdida de vida (LL) puede ser expresada como

factor de envejecimiento, pérdida de vida relativa, o como en el presente trabajo, pérdida de vida porcentual, como una función de $1/T$.

En este caso la pérdida de vida (LL) aumenta con la temperatura, mientras que la expectativa de vida decrece con la temperatura.

La fig. (2.2) ilustra un gráfico de pérdida de vida, donde la pérdida de vida por hora (LL/h) es mostrada como una función de la temperatura. Es reproducido de /6/.

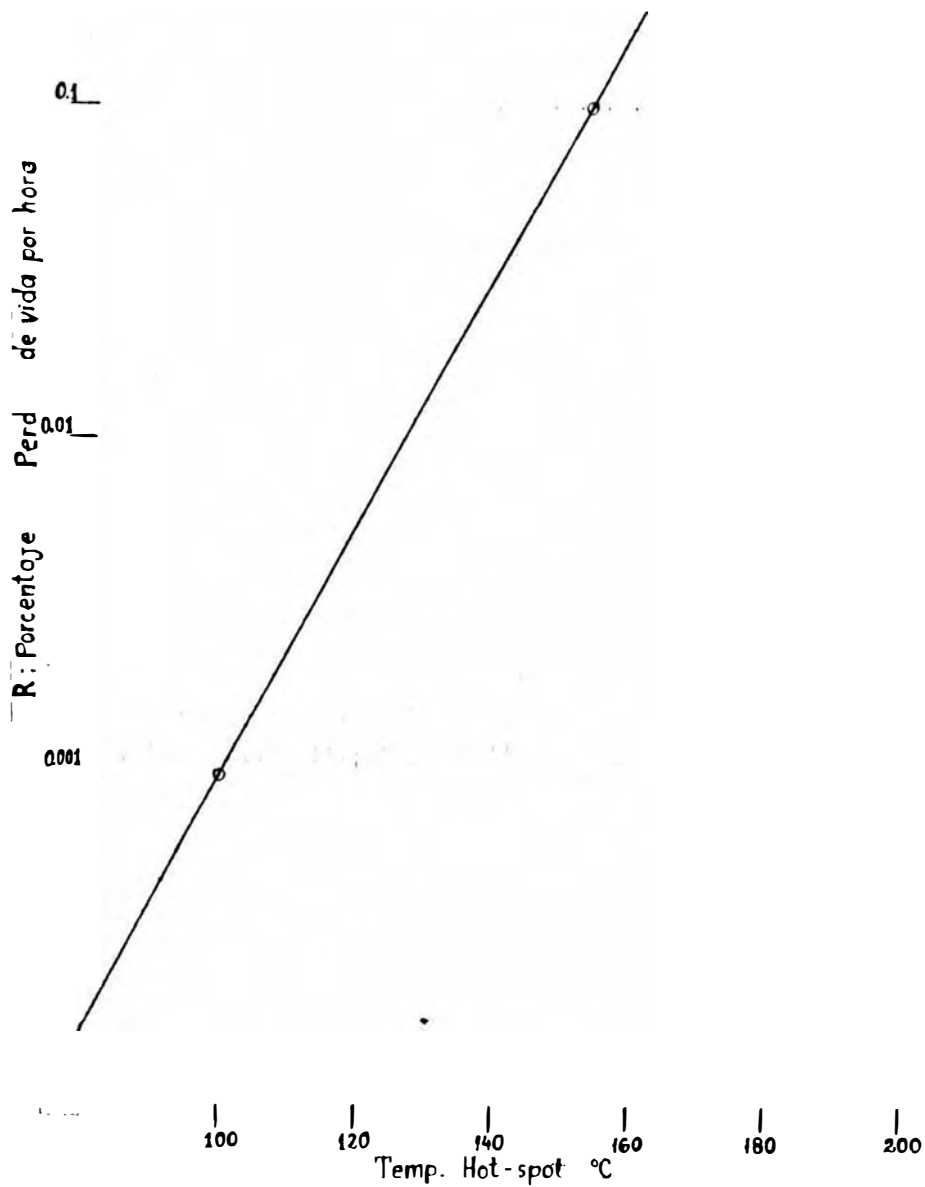


fig 2.2

Utilizando las coordenadas (180°C, 1.0%) y (100°C, 0.001%), tenemos utilizando la relación (2.8)

$$X_2 = 1/(273+180) = 0.002208$$

$$X_1 = 1/(273+100) = 0.002681$$

$$X = -0.000473$$

$$Y_2 = \ln 1.0 = 0$$

$$Y_1 = \ln 0.001 = -6.907755$$

$$\Delta y = 6.907755$$

Luego: $B = - 14604.1337$

Por la relación (2.10)

$$A = 32.245927$$

Entonces la ecuación de pérdida de vida por hora (LL/h) será:

$$LL = \exp \left(32.245927 - \frac{14604.1337}{T} \right) \quad (2.11)$$

Donde la temperatura T será:

$$T = THS + A + 273$$

THS: sobretemperatura hot-spot

A: temperatura ambiente

A manera de ejemplo, para una temperatura hot-spot de 120°C, de la ecuación (2.11):

% LL/h = 0.00734 (% de pérdida de vida por hora).

2.4 Aceite para Transportadores

El aceite para transportadores es un producto de la destilación fraccionaria del petróleo. En aparatos sumergidos en aceite y en transformadores, actúa como agente aislante y de refrigeración o enfriamiento, este aceite debe estar libre de humedad, impureza mecánicas, y otros materiales, al aceite al cual se le ha removido la humedad se le llama aceite seco.

Tabla N°2.2

Característica de los Aceites para Transformadores

Densidad a 20°C (g/m ³)	0.84 - 0.89
Número de acidez, mg KOH por gramo	0.02 - 0.05
Punto de congelamiento, (°C) no mayor que	-45.0
Punto flash, (°C), (dependiendo del grado de aceite)	135 - 150
Viscosidad cinemática en 20°C, (cSt), no más alto que	30
Viscosidad cinemática en 50°C, (cSt), no más alto que	9.6
tan δ a 20°C, (%)	0.2 - 0.3
tan δ a 70°C, (%)	1.5 - 2.5
Permitividad relativa, (ε), a 20°C	2.1 - 2.4
Rigidez de ruptura (E _{br}), a 20°C, (ohm-cm)	1x10 ¹⁴ - 1x10 ¹⁵

2.4.1 Prueba de Aceites para Transformadores

Los aceites para transformadores es sometido a pruebas de rigidez eléctrica, pérdidas dieléctricas, y análisis químico a:

a) Prueba de ruptura del dieléctrico.- El aceite es probado en un aparato especial, la muestra de aceite puede ser tomada de la válvula para muestras, o de una de las válvulas de la parte inferior del tanque; el recipiente de porcelana del aparato de prueba es llenado con aceite, el cual contiene dos electrodos, al que se le aplica un alto voltaje desde un transformador regulable.

Después de llenar con aceite, se debe conceder alrededor de 20 minutos para que las burbujas de aire escapen del aceite antes de aplicar el voltaje, luego el aparato es conectado a la fuente A.C y se eleva el voltaje suavemente hasta la ruptura, el valor será leído en un kilovoltímetro.

Se deberá hacer seis pruebas con intervalos de 10 minutos, la primera no será tomada en cuenta, el promedio de las cinco restantes es tomada como el voltaje de ruptura del aceite. Este voltaje deberá estar de acuerdo con los valores de las normas o recomendaciones, dependiendo de la clase de aceite y el voltaje nominal del transformador.

Tabla N°2.3

CLASE DE ACEITE	<u>Voltaje Nominal de los Transformadores</u>		
	hasta 15 kV	de 15 á 35 kV	de 60 á 220 kV
Aceite seco (fresco)	25	30	40
Aceite de transformadores en servicio	20	25	35

En transformadores a la interperie, es deseable, en lo posible tomar las muestras de aceite en verano cuando hace un tiempo seco. En invierno, la muestra debe mantenerse cerrada hasta que la temperatura alcance la temperatura del ambiente, de otra forma, el vapor de agua se condensará, deteriorando la rigidez eléctrica del aceite. La muestra deberá ser tomada muy cuidadosamente para evitar humedad e impurezas mecánicas.

- b) Prueba de las Pérdidas Dieléctricas.- Esta prueba consiste en determinar la tangente de pérdidas para aceites de transformadores en servicio, la tangente de pérdida no debe exceder el 1.0% en una temperatura de 20°C y 7.0% para 70°C. Para aceites frescos y secos, el rango es de 0.2 á 0.4% (dependiendo del grado del aceite) para una temperatura de 20°C, y de 1.5 á 2.5% para 70°C.
- c) Análisis Químico.- Esto es para ver si las características del aceite del transformador cumple con las especificaciones. Este análisis es esencial, porque algún cambio en las características químicas lleva testimonio de la condición técnica del transformador. Por ejemplo, un incremento en el número de acidez del aceite, o una disminución del punto flash, indica que el aceite se ha descompuesto como resultado de un sobrecalentamiento local en el transformador.

El análisis químico puede ser completo o parcial; en la reparación de transformadores, el aceite es usualmente sometido a un análisis parcial, el cual incluye la determinación del número de acidez, punto flash, reacción de extracción de agua, contenido de las suspensiones de carbón e impurezas mecánicas y transparencia.

Las normas estipulan que no deben contener - impurezas mecánicas, ácidos solubles en agua y alcalinos.

El número de acidez indica cuantos miligramos de hidróxido de potasio (KOH) son requeridos para neutralizar la acidez contenida en un gramo de aceite.

Para aceites secos y frescos, el número de acidez no debe exceder 0.05, y para aceites usados no debe exceder a 0.25.

El punto flash, del aceite del transformador, no debe ser inferior a 135°C y está permitido caer, en servicio, no más de 5°C.

Cuando se efectúa un análisis químico completo, el aceite es adicionalmente probado en la viscosidad, estabilidad, densidad, punto de congelamiento, etc.

CAPITULO III

ECUACIONES PARA EL CALCULO DE LAS TEMPERATURAS

TOP-OIL Y HOT-SPOT

3.1 Temperatura Top-oil en Estado Estable para carga Constante

$$TOILF = T_0 \left[\frac{CK^2 R + 1}{R + 1} \right]^N \quad (3.1)$$

Donde:

TOILF: temperatura top-oil final sobre el ambiente para la carga K por unidad

T₀: temperatura top-oil sobre el ambiente para carga nominal, determinado por prueba de fábrica

K: carga en p.u de los KVA de placa

R: razón de pérdida en carga a pérdida en vacío en carga nominal sobre la temperatura del top de prueba

C: factor de corrección de resistencia para la última temperatura del arrollamiento

N Tipo de Refrigeración del Transformador

0.8 Auto-enfriado (ONAN)

0.9 Aire forzado (ONAF)

1.0 Aceite forzado aire forzado (OFAF)

Tabla N°3.1

3.2 Temperatura Hot-spot en Estado Estable para Carga Constante

$$THSF = TOILF + TGO (CK^2)^N \quad (3.2)$$

Donde:

THSF: temperatura Hot-spot sobre el ambiente en carga K por unidad

TGO temperatura Hot-spot sobre la temperatura top-oil en carga nominal sobre la temperatura del tap de prueba

3.3 Elevación de la Temperatura Top-Oil Transitoria

De la ecuación (1.5.a), anteriormente deducida, nos permite calcular la temperatura top-oil transitoria, y haciendo un cambio en la forma:

$$TOIL(T) = (TOILF - TOILI)(1 - \exp(-T/TI)) + TOILI \quad (3.3)$$

Donde:

TOIL(T): temperatura top-oil sobre el ambiente en el tiempo T

TOILI temperatura top-oil inicial sobre el ambiente

TI constante de tiempo del transformador en horas, para el intervalo TOILI a TOILF

3.4 Capacidad Térmica del Transformador y Constante de Tiempo

La capacidad térmica del transformador está en función de los materiales, como el peso de las bobinas y nú

cleo, peso del tanque y peso del aceite, se tiene la siguiente relación:

$$H = PNB \times H1 + PTA \times H2 + PAC \times H3 \quad (3.4)$$

Donde:

- H capacidad térmica (Wh/°C)
- PNB peso del núcleo y bobina (kg)
- PTA peso del tanque (kg)
- PAC peso del aceite (kg)
- H₁, H₂ y H₃: constantes

Tabla N°3.2

	N = 0.8	N = 0.9 y N = 1.0
H1	0.06	0.06
H2	0.04	0.06
H3	0.18	0.26

La ecuación (1.26), nos permite corregir a la constante de tiempo, cuando N≠1.0, y además cuando las temperaturas inicial y final son diferentes a cero y plena carga, respectivamente.

3.5 Factor de Corrección de Resistencia

Este factor es aplicado para compensar la variación de las pérdidas con carga con la temperatura del arrollamiento.

La prueba de calentamiento es hecha aplicando la pérdida total correspondiendo a una temperatura promedio del arrollamiento de 75°C para transformadores de 55°C de diseño, pero la temperatura hot-spot del arrollamiento es usada, mayor que, la temperatura promedio del arrollamiento, en los cálculos. Como la diferencia entre la temperatura promedio y la hot-spot difiere de 5°C a 10°C, el factor de corrección es usado con la temperatura hot-spot de 85°C para transformadores de 55°C de diseño, teniendo:

$$CR = \frac{234.5 + \text{Hot-spot debido a la sobrecarga}}{234.5 + CT} \quad (3.5)$$

Tabla N°3.3

CT	RISE INSULATION
85°C	55°C
95°C	65°C

Las pérdidas en carga, está compuesta de pérdidas en el cobre debido al flujo de corriente a través de la resistencia de los arrollamientos, las pérdidas "stray loss" debido a las corrientes de Eddy. Como la resistencia del cobre aumenta con el aumento de pérdida de carga, pero el "stray loss" disminuye debido al aumento de la resistencia. Luego, se puede escribir la relación del factor de corrección:

$$C = CR \left(\frac{R+1}{R} \right) + \frac{1 - \left(\frac{R+1}{R} \right)}{CR} \quad (3.6)$$

$$\text{donde: } R = \frac{W_{Cu}}{W_{Fe}} \quad (3.7)$$

W_{Cu} : pérdida en el cobre

W_{Fe} : pérdida en el hierro

CAPITULO IV
CONSIDERACIONES PARA EL ESTUDIO DE LA SOBRECARGA
EN TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN
ACEITE

4.1 Vida del Aislamiento

Para el presente trabajo, se utilizan las ecuaciones de pérdida de vida de la Philadelfic Electric Company (PECO).

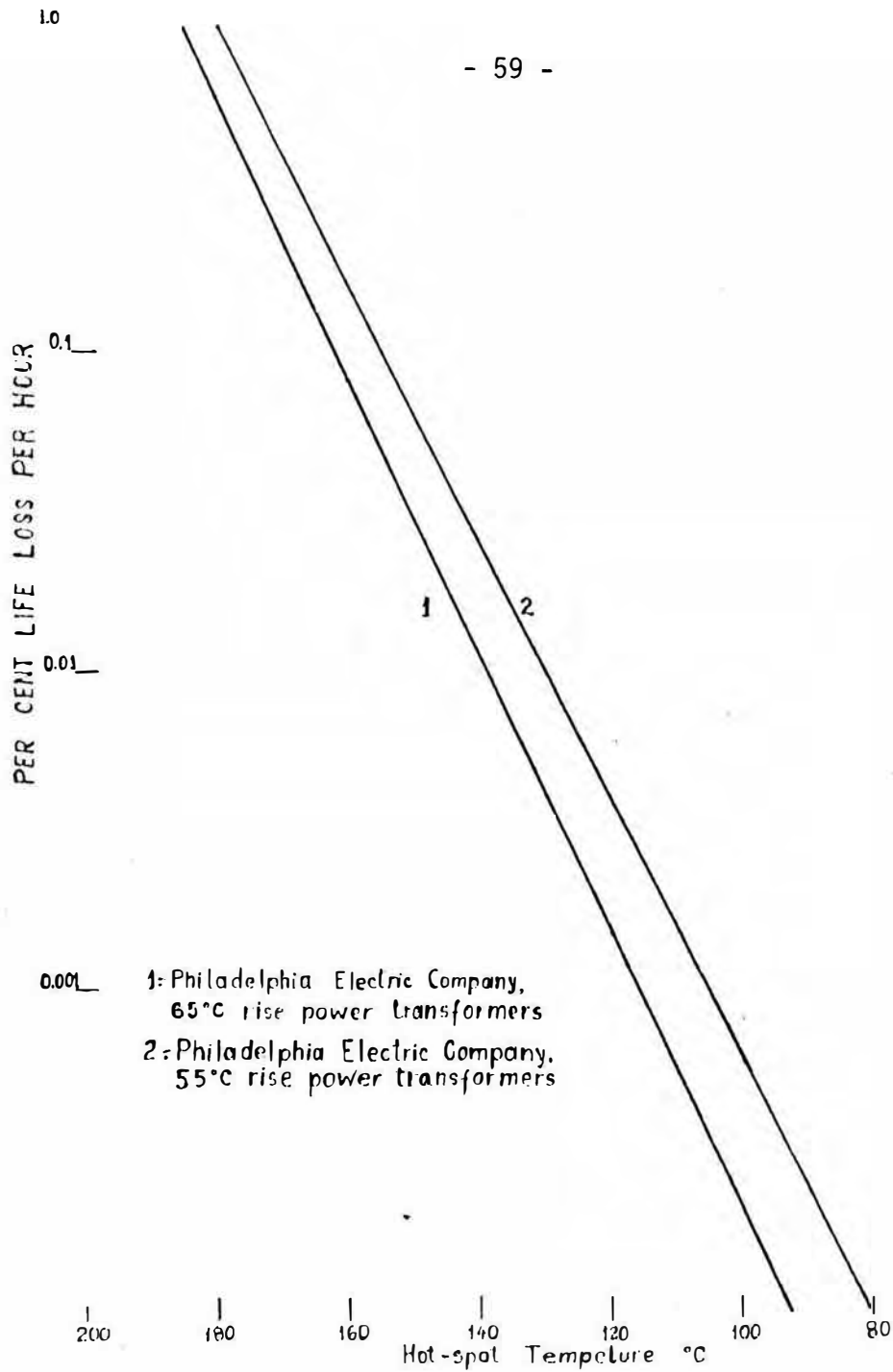
Las curvas de vida del aislamiento continua siendo un tema de discusión, las utilizadas por PECO fue originalmente derivada de datos publicados sobre tempranas pruebas en aislamiento de celulosa, más de 30 años de experiencia sin evidencias de fallas prematuras causada por la práctica de carga, justifica el continuo uso de las curvas de vida, las cuales son:

a) Transformadores de Potencia de 65°C

$$\% \text{ LL/h} = \exp\left(32.480 - \frac{15,253.903}{\text{THS} + \text{A} + 273}\right) \quad (4.1)$$

b) Transformadores de Potencia de 55°C

$$\% \text{ LL/h} = \exp\left(32.129 - \frac{15,457.225}{\text{THS} + \text{A} + 273}\right) \quad (4.2)$$



Con la excepción causada por defectos o accidentes, el deterioro del material de celulosa determina el fin de vida de un transformador. No se ha desarrollado ninguna prueba para medir exactamente la vida del sistema completo, del cual este es una parte.

Algunas pruebas han sido usadas como criterio de

fin de vida, tales como: Tensile Strength, Fold Strength, bursting strength, dielectric strength.

Se puede apreciar que las curvas de vida muestran aproximadamente 30 años de vida del transformador en temperaturas Hot-spot nominales. Esto parece ser una predicción conservativa basada en la ausencia de fallas debido a la degradación térmica del aislamiento.

4.2 Pérdida de Vida por Día

Utilizando 30 años como una razonable expectativa de vida para propósitos de carga, lo que da 30×365 días, entonces la pérdida de vida por día debe ser de 0.00914%.

Esto hace que se reparta el 100% de la vida del transformador para operación normal y olvida la pérdida de vida adicional para condiciones de emergencias.

Un promedio de 0.5% de pérdida de vida por año, es permitido para condiciones de emergencia, y una frecuencia de una en 10 años, resultando en un 5% de pérdida de vida total.

4.3 Límites Máximos de Temperaturas

Las sobrecargas para condiciones normales son siempre limitadas por la pérdida de vida, y no por la máxima temperatura de seguridad, bajo condiciones de emergencia, dependiendo de su duración, la sobrecarga puede ser limitado por la pérdida de vida, o por las máximas temperaturas permitidas, la temperatura top-oil o hot-spot.

Para el presente trabajo se utilizará las temperaturas aceptadas en la industria U.S.A. como límites máximos de operación /8/, pero podría ser de cualquier Norma, y/o del fabricante, el programa digital del presente trabajo acepta como entrada los valores de estos límites, por lo que se puede utilizar según más convenga.

4.3.1 Límite para la Temperatura Top-Oil

Para aceites más viejos con un punto flash mínimo de 135°C, el límite de la temperatura top-oil se considera 105°C, y para los más nuevos con un alto punto flash (mínimo 145°C) el límite se considera de 115°C.

Un margen de 30°C con el punto flash es mantenida, para la posibilidad de que la carga de emergencia pudiera ser más grande que lo previsto y pudiera ocurrir en un día con temperatura mayor a la temperatura utilizada.

4.3.2 Límite para la Temperatura Hot-Spot

Para transformadores de 55°C de aislamiento, el límite de temperatura Hot-spot utilizado para los cálculos de sobrecarga de corta duración (un día o menos) se considera 160°C. Para transformadores de 65°C de aislamiento la temperatura Hot-spot se considera 175°C.

La pérdida de vida de acuerdo a las ecuaciones de pérdida de vida en un día de operación en esta temperatura es de 5%.

Tabla N°4.1

	Temperatura Hot-spot (°C)	Temperatura Top-oil (°C)
Para aislamiento de 55°C	160	105
Para aislamiento de 65°C	175	105

4.4 Datos de Prueba del Transformador

La información requerida es la siguiente:

- a) Temperatura Top-oil sobre el ambiente a plena carga
- b) Diferencia de la temperatura Hot-spot a la temperatura Top-oil a plena carga
- c) Pérdida en vacío y carga
- d) Resistencia de los arrollamientos
- e) Corriente de los arrollamientos para el cual los datos de temperatura fueron determinados

Tabla N°4.2

Comparación de las Temperaturas

	S.E.N.	I.E.C.	B.S. 171:1959	V.D.E 0532/8.64	A.S.A. C57.12.00 1965
Arrollamiento (°C)	60	65	60	65	55
Aceite (°C)	50	60	50	60	55
Ambiente Máx. (°C)	35	40	35	40	40

* Referencia: Catálogo LD 11E Part A ASEA.

CAPITULO V

APLICACION AL CALCULO DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES

Con el estudio del comportamiento térmico del transformador, hecho en las secciones anteriores, y con las ecuaciones de pérdida de vida, considerando además los límites de las temperaturas Top-oil, Hot-spot y pérdida de vida, aprovechando el transitorio térmico para hacer una sobrecarga óptima, esto es sin atender con un envejecimiento más rápido del transformador, o sobrepasar las temperaturas límites.

Esto permite un aumento de la capacidad instalado y además menores costos de inversión para cubrir un determinado diagrama de carga.

Como se sabe, el (los) transformador(es) de un Centro de Transformación (CT) o una Subestación (S.E), el régimen de operación es una función de la demanda, esta es variable con el tiempo, la que se conoce como "Diagrama de Carga Diario".

En un instante cualquiera "t", se puede tener las siguientes condiciones:

- a) La potencia de demanda es menor que la potencia nominal del transformador: $P < P_N$

- b) La potencia de demanda es mayor que la potencia nominal del transformador: $P > P_N$
- c) La potencia de demanda es igual a la potencia nominal del transformador: $P = P_N$

También se sabe que la máxima demanda (MD) solo tiene duración unas cuantas horas, las que se conocen como "hora pico".

5.1 Condición de Operación con "Sobrecarga Normal"

Como se mencionó anteriormente (4.2), la expectativa de vida se considera como 30 años, lo que equivale a una pérdida de vida diaria de 0.00914%.

Las limitaciones que deben imponerse, para "Sobrecarga Normal", en la magnitud de la máxima demanda (MD), debe ser tal que la sumatoria de pérdida de vida diaria, esto se calcula hora a hora, no sea mayor de 0.00914%.

5.2 Condición de Operación de "Sobrecarga de Emergencia"

En esta condición la pérdida de vida por día es mayor de 0.00914%, pero por razones de atender a los usuarios debe trabajar a este régimen.

Las limitaciones que se deberán hacer a la demanda en una determinada hora es no exceder las temperaturas límites hot-spot y top-oil, de los valores dados en la tabla N°4.1.

5.3 Utilización del Programa Digital

Los problemas planteados, pueden ser resueltos, debido a un conocimiento más exacto del comportamiento transitorio térmico del transformador, produciendo así temperaturas top-oil y hot-spot más exactos.

Con la ayuda del computador, en la ejecución del Programa Digital preparado en el presente trabajo, hace posible resolver, con una buena exactitud y ahorro de tiempo, el problema.

5.4 Descripción del Programa Digital

5.4.1 Lectura de Datos del Transformador y Otros

PNB	peso del núcleo y bobinas en kg
PTA	peso del tanque en kg
PAC	Peso del aceite en kg
WCU	pérdidas en el cobre nominales en watts
WFE	pérdidas en el fierro nominales en watts
PN	potencia nominal (KVA o MVA)
TO	sobretemperatura nominal del aceite
TGO	diferencia de la temperatura Hot-spot a la temperatura top-oil a plena carga
C1	límite máximo de la temperatura top-oil
C2	límite máximo de la temperatura hot-spot
C3	pérdida de vida permitida por día (%)
AAA	
M	número de escalones del diagrama de carga
MM	número de escalón donde se produce la máxima de - manda

- EEE error absoluto, para la corrección por resistencia, del método iterativo
- N exponente de la potencia disipada
- ERRP factor que multiplica a la potencia $P(I)$ para obtener un porcentaje de $P(I)$ (igual a DELTA), para ser sumado o restado de potencia máxima, cuando la pérdida de vida es mayor o menor que la nominal
- ERRLLT: cota para la diferencia entre la pérdida de vida por día calculada del diagrama y la pérdida de vida permitida (0.00914%)
- ERRTOI: factor que multiplica a la potencia $P(I)$ para obtener un porcentaje (igual a DELT1), para ser restado de $P(I)$, cuando la temperatura top-oil excede el límite (C1), por lo tanto se debe disminuir la carga
- EBRTHS: factor que multiplica a la potencia $P(I)$ para obtener un porcentaje (igual a DELT2), para ser restado de $P(I)$, cuando la temperatura hot-spot excede al límite (C2), por lo tanto se debe disminuir la carga.

5.4.2 Lectura de los Valores del Diagrama de Carga

La entrada de los datos del diagrama de carga, puede ser dado hora a hora, por lo tanto se asume que está formado por 24 escalones (el valor de M será 24), cada uno dura 1 hora.

Otra forma de entrada, es cuando se tiene un

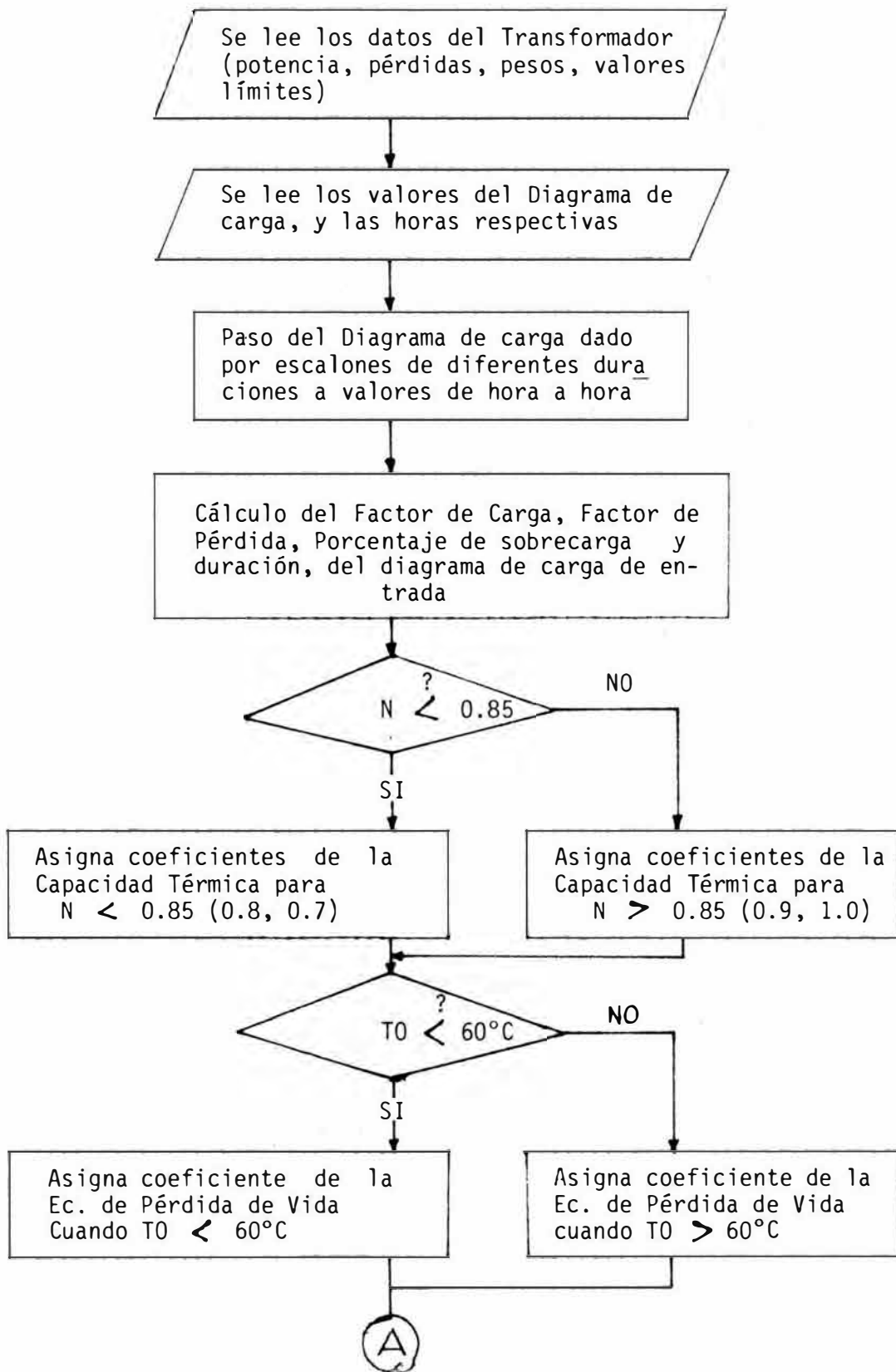
diagrama de carga formado por escalones, los cuales tienen diferentes duraciones, como será el caso de los diagramas de carga de zonas rurales, por lo que también es necesario dar como entrada las respectivas horas en que se producen, para este caso el programa convierte en valores hora a hora.

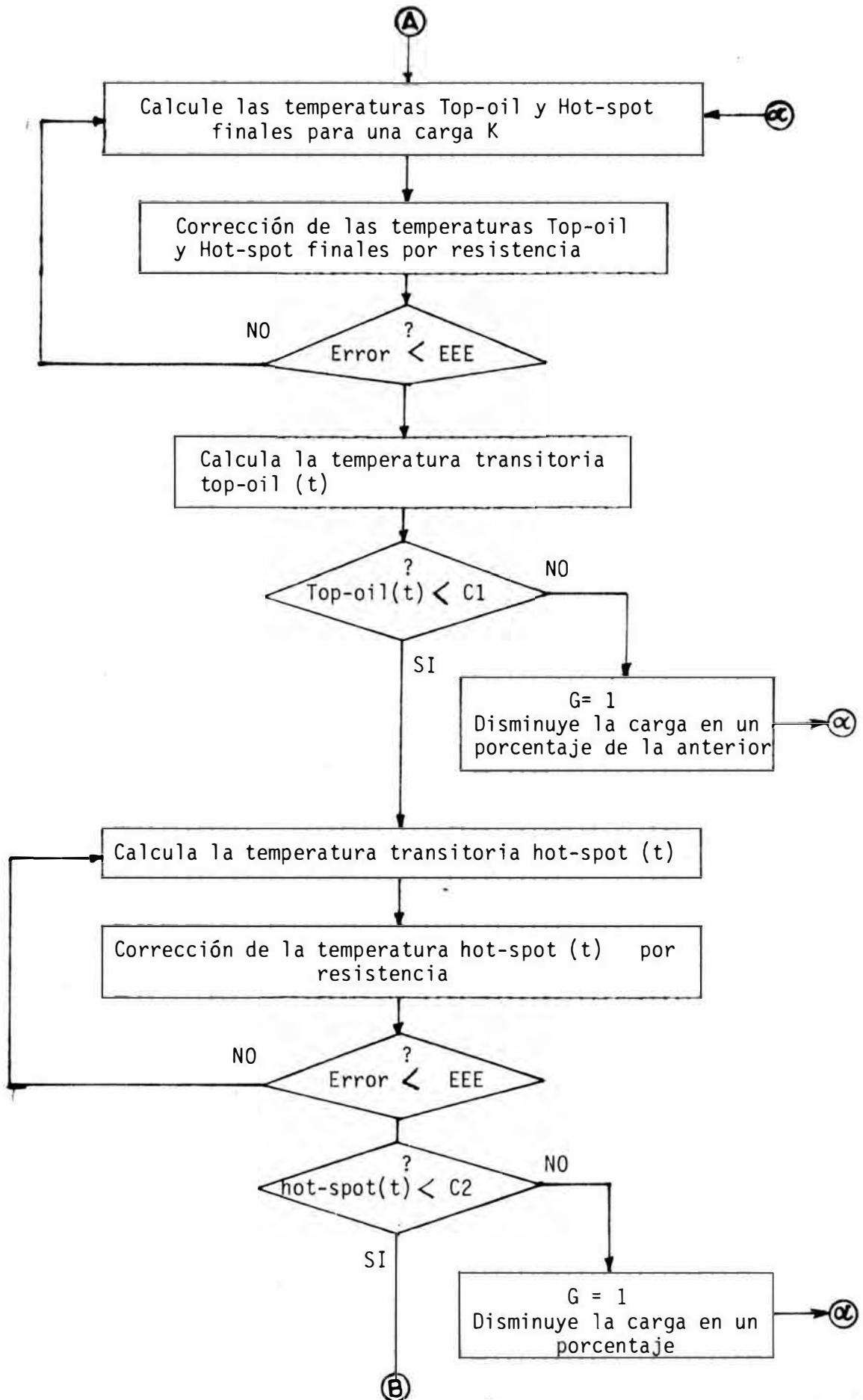
$HH(U)$: tiempo en horas hasta donde dura la potencia $P(U)$

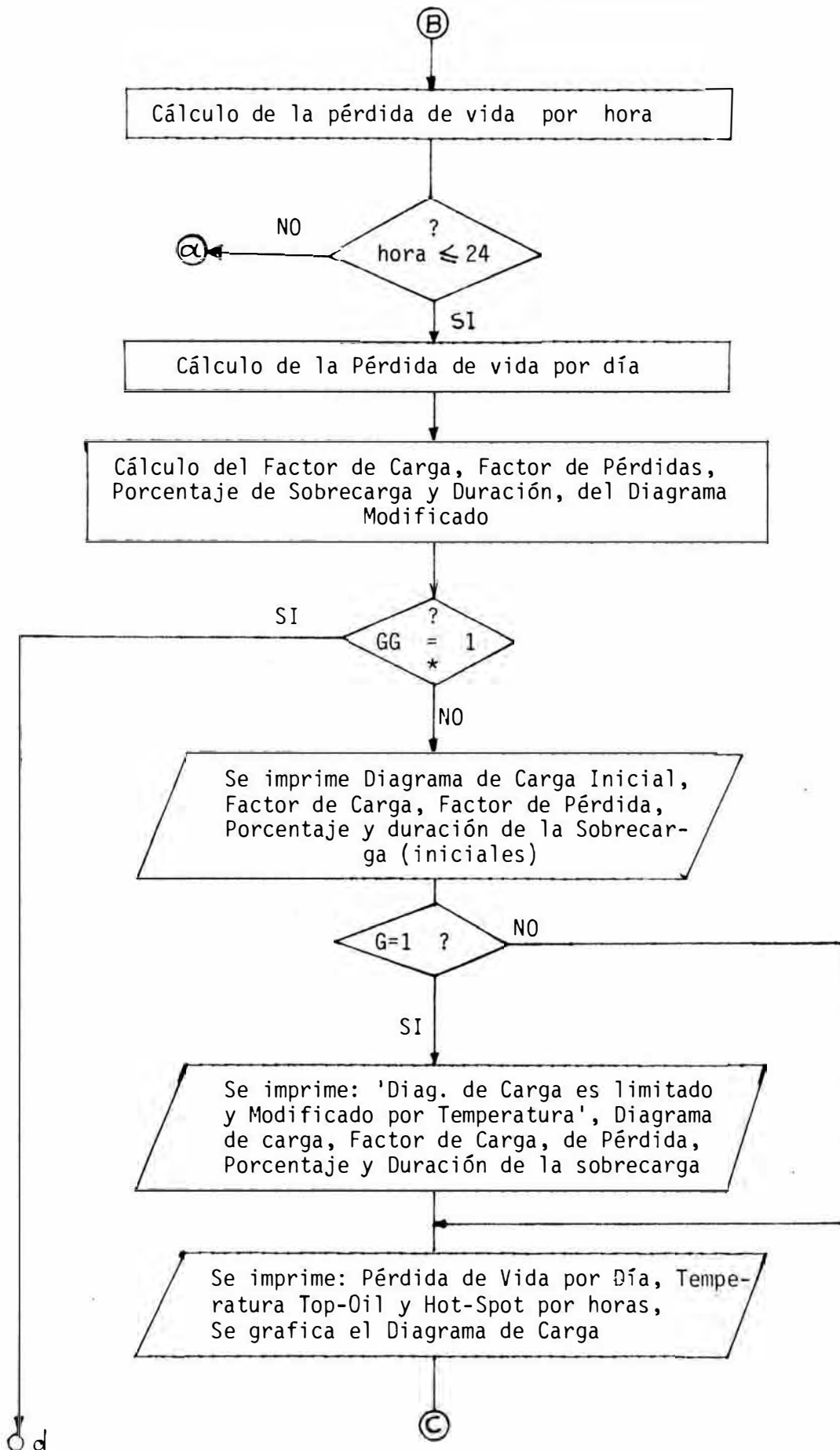
$P(U)$: valor de la potencia en el escalón U

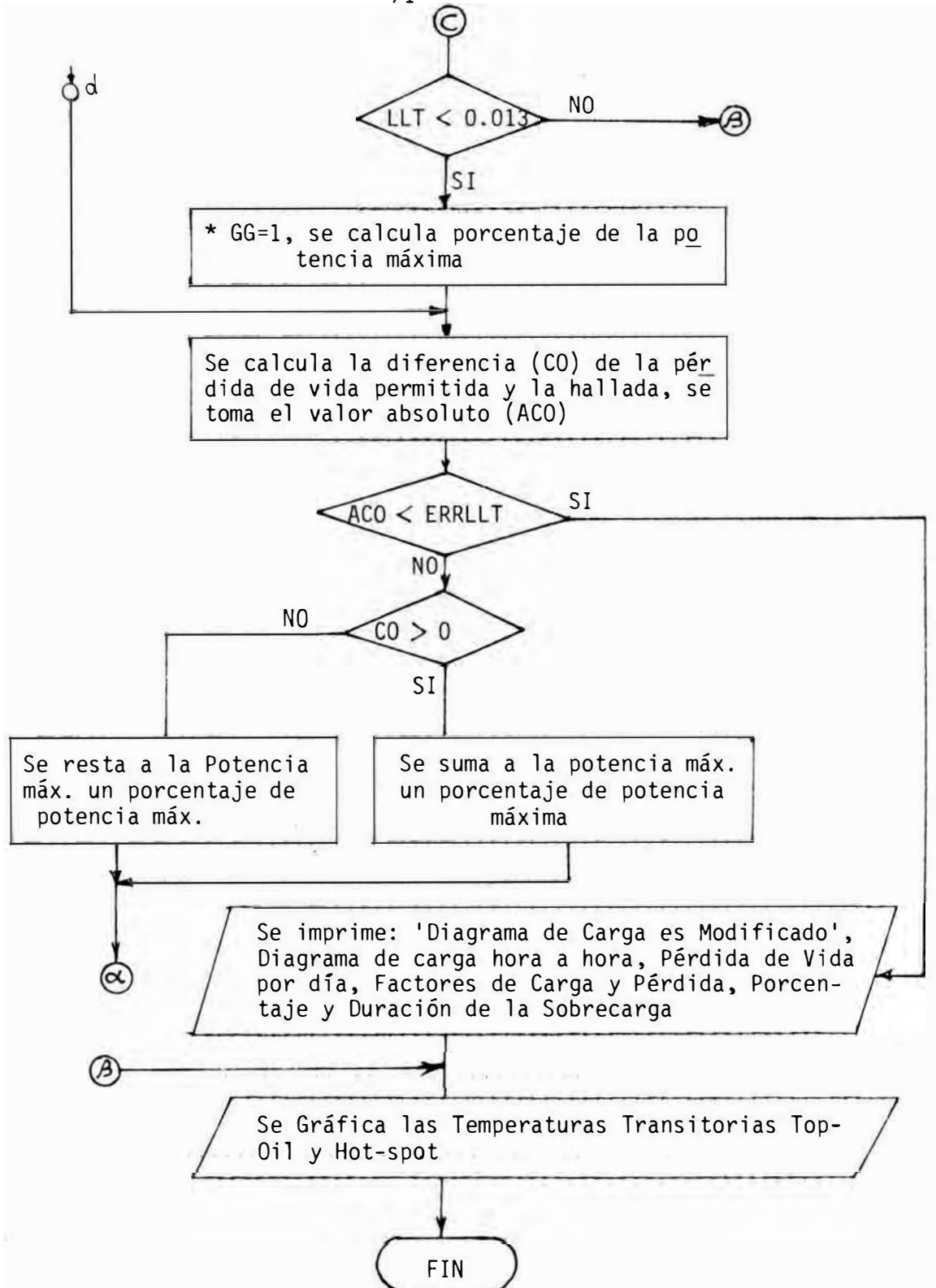
5.4.3 Diagrama de Flujo

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DIGITAL PARA LA OPERACION DE TRANSFORMADORES CON SOBRECARGA









5.5 Aplicaciones

5.5.1 Sobrecarga normal

5.5.1.1 Sobrecarga normal, temperatura ambiente correspondiente a invierno

El transformador utilizado para el presente estudio, es de distribución, de potencia nominal es de 1000 KVA, cuyos datos se muestran en la pág. 77

Se utiliza la temperatura ambiente, que está dada para cada hora, para un día de invierno, donde el valor para la hora de "punta" es 16°C, estos valores serán sumados a la temperatura hot-spot, para calcular para pérdida de vida en cada hora, como se sabe la pérdida de vida se duplica por cada 8°C de aumento.

El diagrama de carga con el que trabaja el transformador, se da en la pág. 78, con una máxima demanda de 130% de la potencia nominal, durante las 20 y 21 hs, cuyo factor de carga es de 0.474. Parecería que esta sobrecarga atenta con la expectancia de vida del transformador y excedería las temperaturas.

Resultados:

Los cálculos realizados, con ayuda de la computadora, da para el diagrama de carga de entrada, una pérdida de vida de 0.002115%, menor que 0.00914%,

también se aprecia las sobretemperaturas top-oil y hot-spot tabulada en la pág. 79 , tiene un comportamiento transitorio, dado por la variación de la carga, donde al inicio de la sobrecarga, las temperaturas top-oil y hot-spot son 34.61°C y 55.29°C , llegando hasta 60.67°C y $88,96^{\circ}\text{C}$ respectivamente, para luego disminuir exponencialmente.

El programa digital chequea que la pérdida de vida es menor que 0.00914, y que las temperaturas son menores que los límites máximos, aumenta el valor de la máxima demanda, de acuerdo a la rutina desarrollada, hasta obtener un nuevo diagrama de carga, llamado "diagrama de carga final", donde se obtiene una sobrecarga de 43.00%, 13.00% más que el inicial, como se puede apreciar en la pág. 80 , la pérdida de vida por día que se obtiene es 0.008401% (menor que 0.00914%).

Esta sobrecarga permite tener una mayor capacidad instalada en la S.E. (43% más), debido a que se aprovecha el transitorio de las temperaturas, como se puede apreciar en los gráficos respectivos en la pág. 81 además la temperatura ambiente utilizada en los cálculos es variable, teniendo 16°C en la hora de "punta", el resultado sería otro tomando una temperatura promedio para las 24 horas, siendo menor la sobrecarga calculada.

5.5.1.2 Sobrecarga normal, temperatura ambiente correspondiente a verano

Se utiliza el mismo transformador, pero la temperatura ambiente, hora a hora, es de un día de verano, como se sabe la máxima temperatura ambiente se registra al medio día, siendo 28°C para el presente caso, siendo menor en las horas de "punta" del diagrama de carga.

El diagrama de carga es el mismo del caso anterior, se muestra en la pág. 82

Resultados:

La pérdida de vida, para el diagrama de carga de entrada, en este caso es de 0.002957, menor que 0.00914%, pero mayor que el caso anterior, esto se debe a la diferencia en la temperatura ambiente. Las sobretemperaturas top-oil y hot-spot son iguales al caso anterior, ya que es el mismo diagrama de carga, tal como se muestra en la pág. 83

Al igual que el caso anterior, el programa chequea que la pérdida de vida por día es menor que 0.00914%, dando un "diagrama de carga final", donde la sobrecarga es del 40.4%, menor que el caso anterior, se debe a que la temperatura ambiente es diferente, además se muestra los gráficos de las temperaturas en la pág. 84, se ve la importancia de la temperatura ambiente en el cálculo de las sobrecargas.

5.5.2 Sobrecarga de Emergencia

Cuando se produce una salida forzada de un transformador en una S.E. o C.T, y por la importancia de la carga, se debe seguir alimentando.

Los datos del transformador a utilizar se dan en la pág. 77 , los valores del diagrama de carga se muestra en la pág. 85 , cuyo factor de carga es de 0.751 y una máxima demanda 40%, con una duración de 3 horas entre los 19 y 21 horas.

Se realiza también para dos diferentes temperaturas ambientes, verano e invierno.

Para esta sobrecarga de emergencia las temperaturas no deben ser mayores que los límites máximos, si en una determinada hora es mayor, el programa reduce la carga hasta que dicha temperatura sea menor que los límites.

Resultados:

Para ambos casos la temperatura hot-spot del diagrama de carga inicial, ha excedido los límites máximos, por lo tanto el programa modificó el diagrama inicial y de uno nuevo limitado y modificado por temperatura, se muestra en la pág. 86 para el caso de verano donde la pérdida de vida por día es 0.107505% (mayor de 0.00914%), y para el caso de invierno en la pág. 87 donde la pérdida de vida es de 0.077091, menor que el

caso de verano, debido a las diferentes temperaturas ambientes, ya que por cada 8°C se duplica la pérdida de vida, también se aprecia que la sobrecarga en la hora de máxima demanda son iguales para ambos casos, 33.14%, pero menor que el del diagrama de entrada, esto se debe a que la temperatura hot-spot excedía al límite.

Se muestra los gráficos de temperaturas de los diagramas de carga finales para los casos de verano e invierno en las págs. 88 y 89 , respectivamente.

La pérdida de vida por día de 0.107505, equivale a once días de pérdida de vida normales, por lo que este tipo de sobrecarga se debe realizar en casos muy justificados, se considera razonable un total de 5.0% para este tipo de sobrecargas.

CAPITULO VI

SIMULACION DE LA OPERACION DEL TRANSFORMADOR DURANTE EL PERIODO DE SERVICIO DEL PROYECTO

La simulación de la operación del transformador, es una herramienta para la planificación de S.E. o Centro de Transformación, para la selección de la potencia del transformador.

Dado el crecimiento de demanda de potencia y energía de una determinada área, la cual es servida por un centro de transformación a S.E, la potencia nominal del transformador igualará a la curva de demanda en el tiempo "t", para los siguientes años el transformador estará operando con una máxima demanda mayor que su potencia nominal, el porcentaje de sobrecarga, que sólo dura las "horas de punta", irá aumentando año a año.

El problema, es conocer hasta qué año seguirá operando a sobrecarga, pero que la pérdida de vida no exceda a 0.00914%, por las razones expuestas en (4.2), del presente trabajo; además se debe saber la pérdida de vida acumulada; en caso de ser mayor del 100%, dicho transformador debe ser reemplazado por una unidad nueva.

6.1 Proyección de Diagramas de Carga Diario Típico

A anual

Para conocer la operación futura de la S.E. y resolver los problemas planteados anteriormente, es necesario conocer los diagramas de carga diario típico anual, esto es una aproximación, ya que en un año cualquiera del horizonte de planeamiento, existen diferentes diagramas de carga diaria, dependiendo de las estaciones y los días.

Conociendo las proyecciones de máxima demanda y de energía de un determinado Proyecto, y además el diagrama de carga diario típico anual para el primer año, mediante un algoritmo, que se describe en el presente trabajo, y con ayuda de un programa digital, es posible "construir" los diagramas de carga diario típico anual (DCDTA) para los siguientes años de vida del sistema, sabiendo que el factor de carga (F.C) crece con el tiempo, entonces el DCDTA, es función del F.C.

6.2 Algoritmo para la Proyección de DCDTA

Siendo las curvas de máxima demanda y energía no lineales, pero resulta una buena aproximación, si se los linealizó para intervalos anuales.

Se utilizará la siguiente simbología, usada también en el Programa Digital, donde:

$P(I,J)$	potencia en la hora "I" del año "J"
$E(J)$	energía del año "J"
$FC(J)$	factor de carga del año "J"
$A(J)$	constante del año "J", depende del FC y potencia

B(J) constante del año "J"
M hora de la máxima demanda

Entonces, planteando la aproximación lineal:

$$P(I,J+1) = A(J+1).P(I,J)+B(J+1) \quad (6.1)$$

También, para la hora de máxima demanda:

$$P(M,J+1) = A(J+1).P(M,J)+B(J+1) \quad (6.2)$$

Luego, la energía para los años "J" y "J+1":

$$E(J) = 365 \cdot \sum_{I=1}^{24} P(I,J) \quad (6.3)$$

y

$$E(J+1) = 365 \cdot \sum_{I=1}^{24} P(I,J+1) \quad (6.4)$$

Reemplazando (6.1) en (6.4), se tiene:

$$E(J+1) = A.E(J) + 8760.B \quad (6.5)$$

Resolviendo (6.2) y (6.5) se tiene:

$$A(J+1) = \frac{P(M,J+1) - B}{P(M,J)} \quad (6.6)$$

Luego, se reemplaza la expresión (6.6) en (6.5), se obtiene:

$$B(J+1) = \frac{P(M,J).E(J+1)-P(M,J+1).E(J)}{8760.P(M,J) - E(J)}$$

Haciendo ordenamientos, para obtener expresiones

del F.C.

$$B(J+1) = P(M, J+1) \times \left[\frac{P(M, J) \times \frac{E(J+1)}{8760 \cdot P(M, J+1)} - \frac{E(J)}{8760}}{P(M, J) - \frac{E(J)}{8760}} \right]$$

Finalmente:

$$B(J+1) = P(M, J+1) \times \left[\frac{FC(J+1) - FC(J)}{1 - FC(J)} \right] \quad (6.7)$$

Reemplazando (6.7) en (6.6):

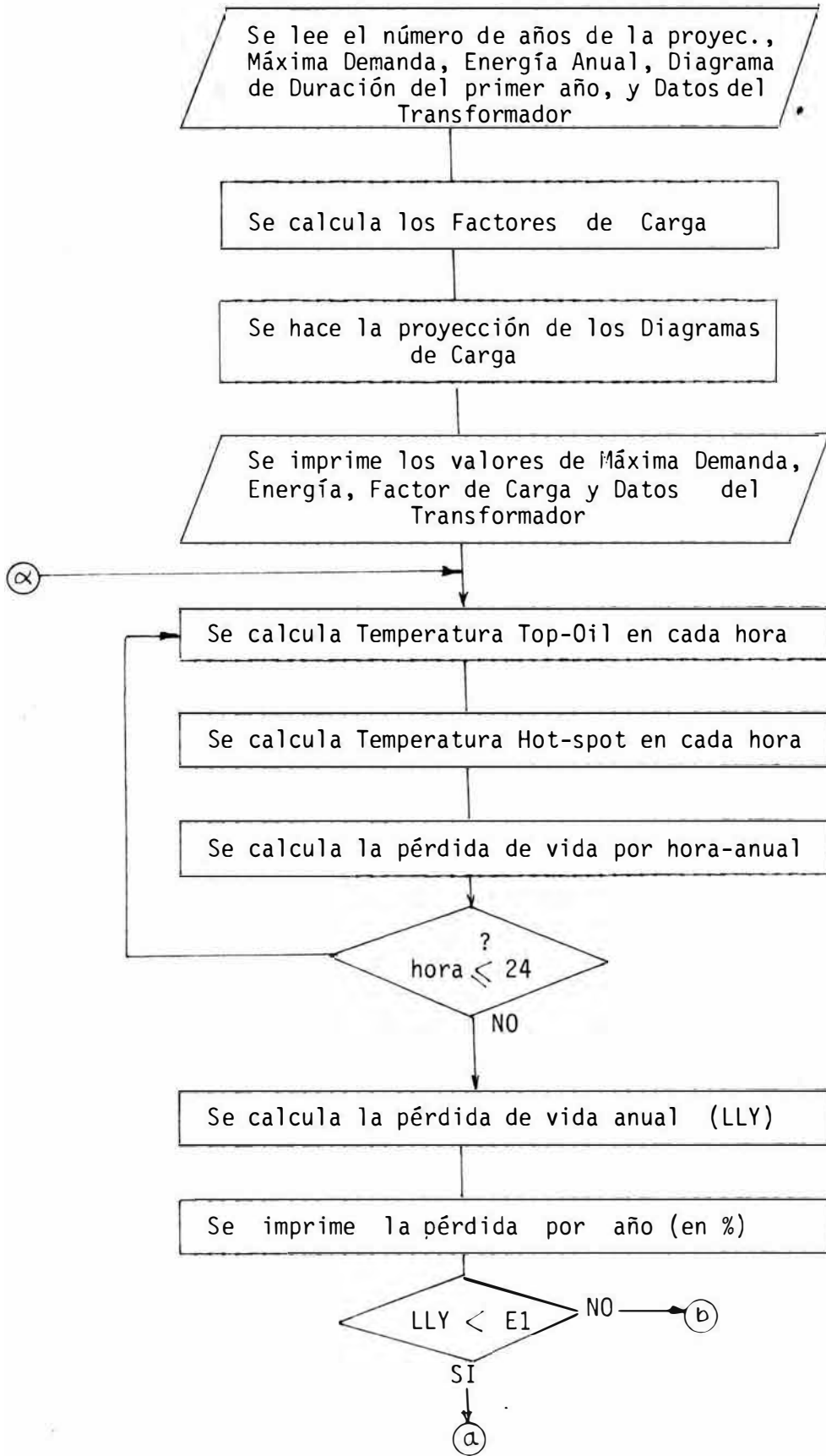
$$A(J+1) = \frac{P(M, J+1) - P(M, J+1) \cdot \left[\frac{FC(J+1) - FC(J)}{1 - FC(J)} \right]}{P(M, J)}$$

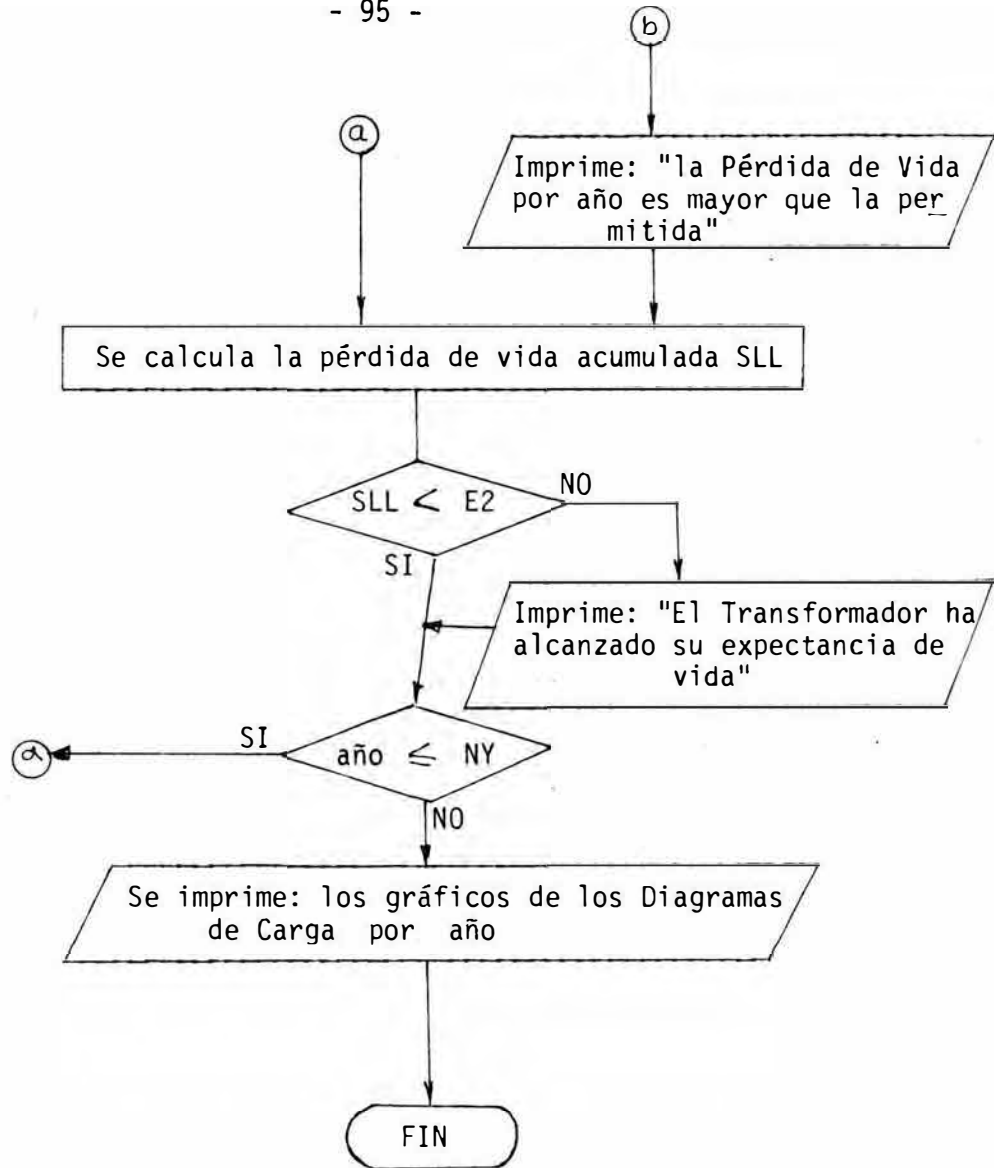
Entonces, ordenando se obtiene:

$$A(J+1) = \frac{P(M, J+1)}{P(M, J)} \times \left[\frac{1 - FC(J+1)}{1 - FC(J)} \right] \quad (6.8)$$

De la ecuación (6.1), se puede calcular el diagrama de carga para el año 2, si se tiene como datos la potencia, hora a hora, energía anual y factor de carga, del año anterior, así se puede calcular para los demás años. Se aprecia de la forma del diagrama de carga no resulta ser una ampliación del diagrama de carga anterior, sino que dicha forma depende del factor de carga, y este depende de la energía-anual, que se incrementa año a año.

6.3 Diagrama del Programa Digital





6.4 Aplicación y Resultado: Subestación de Guadalupe

Para la presente aplicación, se utilizará datos de la S.E. proyectada de Guadalupe, de la localidad de Pacasmayo, perteneciente a la Empresa Regional Norte-Medio.

La subestación tendrá un transformador de 60/30/10 kV, y potencia 30 MVA ONAF (21 MVA ONAN) cuyos datos se dan en la página 98

Los valores de máxima demanda y energía se muestra en la pág. 99 , desde el año 1984 (año 1) al año 2009 (año 26), proporcionados por la Unidad de Transmisión de ELECTROPERU S.A.

El diagrama de carga diario típico anual, se muestra en la pág. 100 , cuya máxima demanda es 20 MVA y la energía de 102 GW-h.

Se aprecia que la máxima demanda en el año 17 iguala a la potencia del transformador, por lo que se tendría que añadir una nueva unidad en la subestación, pero si se hace un análisis considerando los niveles de sobrecarga, pérdida de vida anual, y temperatura top-oil y hot-spot, se puede seguir operando con el mismo transformador hasta el año 22, para recién añadir otra unidad, debido a que las sobrecargas son de corta duración, por lo que la pérdida de vida anual en el año 18 es de 0.03082%, menor que el 3.3%, y la pérdida de vida

acumulada es 0.07096%, y cuando se llega al año 22 la sobrecarga es de 27.3%, con una pérdida de vida anual de 2.01092% y una pérdida de vida acumulada de 2.89969%, pero en el año 23 la máxima demanda llega a 39.90 MVA, dando una pérdida de vida anual de 7.47%, como se muestra en la pág. 101, esto es mayor que el 3.3%, por lo que se debe añadir una nueva unidad.

CONCLUSIONES

Se incrementa la potencia instalada, debido a un análisis y cálculo más exacto de las temperaturas, pérdida de vida, diagrama de carga diaria.

La exactitud de los resultados depende de la exactitud de los datos de entrada, por lo que el valor del exponente "n" de la potencia disipada, para un transformador particular deberá ser dado por el fabricante; algunos autores consideran 2 exponentes, una para la temperatura del aceite "n", y otro para la temperatura de los devanados "m".

Los guías de sobrecarga deberá ser tomada sólo como referencia, mas no para aplicar a sobrecargas particulares.

El programa digital nos permite ahorro de tiempo en los cálculos.

La temperatura ambiente influye en los niveles de sobrecarga, y sobretodo de la temperatura ambiente en la hora de máxima demanda, para los servicios de transmisión y distribución la probabilidad que la temperatura ambiente máxima se produzca en las horas de máxima demanda, es muy pequeña.

La sobrecarga que se puede realizar, depende también del factor de carga, para una misma máxima de manda de igual duración, el diagrama con menor factor de carga tendrá mayor nivel de sobrecarga, sin exceder la pérdida de vida por día nominal.

Respecto a la simulación de la operación del transformador, a medida que se aumenta el rate de sobrecarga, disminuyen los costos para cubrir una determinada curva de demanda, pero aumenta la probabilidad de que las temperaturas exceden los límites, - tomándose dichas temperaturas como indicadores, por lo que el proyectista deberá evaluar el aspecto económico y la confiabilidad.

RECOMENDACIONES

Estudiar y aplicar métodos, normas, para determinar la expectativa de vida de los transformadores de fabricación nacional, así como obtener curvas de expectativa o pérdida de vida del aislamiento.

Las empresas de electricidad deberían llevar estadísticas de el número y severidad de las sobrecargas en los transformadores, sobretodo los de potencia, para así hacer proyecciones y estudios de probabilidades de las sobrecargas.

Se debería implementar en las S.E. aparatos registradores de las temperaturas top-oil y hot-spot para así calcular la pérdida de vida de los transformadores.

BIBLIOGRAFIA

1. L.C. Whitman y J.E. Holcomb, "Transient Temperature Pulse of Transformer", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, February 1963.
2. V.M. Montsinger, "loading Transformer by Temperature", AIEE Trans., January 1938.
3. A.I.E.E., Committee Report, "Progress Report on Test Procedures for Thermal Evaluation of Oil-immersed Transformer", PAS, 1963.
4. T. Kujira y T. Akahira, "Effect of Temperature on the Deterioration of Fibrous Insulation Materials", Inst. Phys. Chem. Research (Japan), April 1925.
5. T.W. Dakin, "Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Rate Phenomenon", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, November 1959.
6. M.F. Beavers, "How to estimate the life of distribution Transformer", Transmission and Distribution, July 1964.
7. Donald O. Craghead, William A. Erskene, "Determination the Thermal life expectancy of overhead Distribution Transformer"; IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, September 1967.
8. J. Blake and E.J. Kelly, "Oil-immersed Power Transformer Overhead Calculations by Computer", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, August 1969.
9. W.R. Ossman, N.H. Woodley, R.C. Craft, R.M. Miller, "Substation Expansion, Reliability, and Transformer Loading Policy Analysis", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, August 1969.
10. M.F. Beavers, "Determination of Equations and Constants for Life Expectancy Studies for Transformer and Similar Apparatus", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, October 1967.

11. L.C. Whitman, "Change of Time Constant with Transformer Load", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, February 1963.
12. L.C. Whitman, "Transient Temperature Cooling of Transformer: I Derivation and Evaluation of Equation", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, November 1967.