



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación

**“PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA Y
DETERMINACIÓN DE PÉRDIDA DE TIEMPO DE VIDA EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEBIDO A
SOBRECARGAS”**

INFORME DE PROYECTO DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
ELECTRÓNICA Y AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL**

Presentado por:

Omar Alejandro Reinoso Tigre

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año 2011

AGRADECIMIENTO

A Dios en primer lugar, por ser mi creador y Padre misericordioso. A mi esposa Norka, por su paciencia y apoyo. A mis padres José y Zoila por guiarme durante muchos años para prepararme y ser un profesional. A la empresa INATRA S.A. por facilitarme el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis amados padres y hermanos, a mi amada esposa y mis hijos que son mi motivación para crecer y superarme cada día más profesionalmente y espiritualmente.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Jorge Aragundi
SUBDECANO DE LA FIEC

Ing. Holger Cevallos
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Gustavo Bermúdez
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Omar Alejandro Reinoso Tigre

RESUMEN

Los transformadores son máquinas que desempeñan un papel muy importante en un sistema eléctrico ya que la falla de estos equipos afecta significativamente el desempeño de muchas actividades comerciales e industriales que producirían grandes pérdidas económicas.

En el capítulo 1 se describe las características básicas a considerar del transformador para llegar a la comprensión de sus limitaciones térmicas que determinan su capacidad de funcionamiento.

En algunas situaciones los transformadores suelen ser sobrecargados, y estas condiciones de carga pueden ser soportadas o no, por lo que el capítulo 2 explica las condiciones más comunes de sobrecarga del transformador y como puede llegar a afectar al transformador.

Los aislamientos sólidos constituyen la parte más sensible que determinan la vida útil del transformador. El capítulo 3 presenta los conceptos a tomar en cuenta para

determinar la pérdida de vida de los transformadores en función de los aislamientos de acuerdo a la norma IEEE C57.91.1995, y los pasos para calcular las características térmicas del equipo con el ensayo de calentamiento.

Una vez conocidas las capacidades térmicas de la unidad, el capítulo 4 da las opciones más comunes de protección ante sobrecargas y sobrecorrientes de falla para transformadores de distribución, cuidando la adecuada coordinación entre ellas.

Finalmente en el capítulo 5 se ha desarrollado un ejemplo de aplicación de los conceptos de pérdida de vida útil del transformador, la selección y coordinación de protecciones para dos tipos de transformadores de similares características eléctricas que han sido ensayados para determinar las características térmicas respectivas.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

RESUMEN

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS

SIMBOLOGÍA

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE FIGURAS

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1:

ANTECEDENTES	1
1.1. Clasificación de los transformadores.	2
1.2. Refrigeración.	6
1.3. Límites de calentamiento.	15
1.4. Factores que afectan la vida útil de los transformadores.	18
1.4.1. Defectos de operación.	19
1.4.2. Armónicos.	20

CAPÍTULO 2:

POTENCIA NOMINAL Y SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES __22

2.1. Tipos de carga.	23
2.1.1. Carga con expectativa de vida normal bajo condiciones específicas.	23
2.1.2. Carga con expectativa de vida normal basado en la temperatura del aceite superior.	24
2.1.3. Carga con expectativa de vida normal en caso de elevación de temperatura promedio de los tests de bobinado.	25
2.1.4. Carga de corto tiempo con moderado sacrificio de la expectativa de vida.	27
2.2. Efectos de la sobrecarga en el transformador.	30
2.2.1. Efectos sobre los accesorios.	31
2.2.2. Efectos sobre la parte mecánica.	33
2.2.3. Efectos sobre los aislamientos.	36

CAPÍTULO 3:

ANÁLISIS DE PÉRDIDA DE VIDA DE LOS TRANSFORMADORES

DEBIDO A SOBRECARGA	38
3.1. Expectativa de vida del aislamiento del transformador.	40
3.1.1. Cálculo del envejecimiento.	40
3.1.2. Cálculo de temperaturas.	48
3.1.3. Consideraciones de temperatura ambiente y altitud.	61

3.2. Ensayo de calentamiento de transformadores.	64
3.2.1. Métodos de ensayo.	68
3.2.2. Formulación para el ensayo.	69
3.3. Conversión de ciclo de carga real a equivalente.	76
3.4. Algoritmo para determinar pérdida de vida útil del transformador debido a sobrecarga.	79

CAPÍTULO 4:

DETERMINACIÓN DE LA CARACTERÍSTICAS DE LOS

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN_____ **85**

4.1. Protecciones por sobrecarga y cortocircuito.	86
4.1.1. Fusibles.	90
4.1.1.1. Fusible de expulsión.	91
4.1.1.2. Fusible bayoneta.	93
4.1.1.3. Fusible limitador de corriente.	97
4.1.2. Enlace de aislamiento.	100
4.1.3. Breaker.	101
4.2. Criterios de selección y coordinación.	104
4.2.1. Selección de corriente y voltaje nominal.	105
4.2.2. Capacidad de interrupción.	107
4.2.3. Característica de soporte térmico, mecánico y de sobrecarga.	108

4.2.4. Capacidad para soportar corriente de conexión del transformador.	112
4.2.5. Coordinación entre breakers de baja tensión y fusibles.	113

CAPÍTULO 5:

APLICACIÓN: Determinación de parámetros para el cálculo de la pérdida de vida útil y selección de protecciones para un transformador monofásico un transformador monofásico tipo padmounted y un transformador tipo poste autoprotegido de la compañía INATRA S.A.	120
5.1. Toma de datos.	121
5.2. Cálculo de parámetros.	134
5.3. Determinación de pérdida de vida útil y construcción de curvas de capacidad de sobrecarga.	139
5.4. Selección y coordinación de protecciones para transformadores autoprotegidos.	144

CONCLUSIONES	158
RECOMENDACIONES	162

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

A	Amperios.
°C	Grados Centígrados.
<i>EXP</i>	Número de Euler.
Hz	Hertz.
kg	Kilogramo.
°K	Grados Kelvin.
kA	Kilo amperio.
kV	Kilo voltio.
kVA	Kilo voltio amperio.
m.s.n.m.	Metros sobre el nivel del mar.
L	Litros.
psig	Libras por pulgada cuadrada de presión manométrica.
V	Voltios.
W	Vatios.

SIMBOLOGÍA

A	Altitud.
A_0	Altitud igual a 1000 metros.
C	Capacidad térmica del transformador.
c	Calor específico del material conductor.
F	Factor empírico para cálculo de T_A .
F_{AA}	Factor de aceleración de envejecimiento.
F_{EQA}	Factor de envejecimiento equivalente.
g_T	Gradiente de temperatura entre la temperatura promedio de los devanados y la temperatura promedio del aceite.
H	Factor del punto más caliente.
I_c	Corriente en ensayo de medición de pérdidas en vacío.
I_{ccn}	Corriente de cortocircuito nominal.
I_n	Corriente nominal.
I_o	Corriente de excitación en ensayo de medición de pérdidas en vacío.
I_R	Corriente nominal
K	Relación entre la carga L y la especificada nominal, por unidad.
L	Carga en cuestión.
m	Exponente empíricamente obtenido (ver tabla 3.4)
m_w	Masa del devanado.

n	Exponente empíricamente obtenido (ver tabla 3.4)
P_c	Potencia aparente en medición de pérdidas en cortocircuito.
P_o	Potencia aparente en medición de pérdidas en vacío.
$P_{T,R}$	Pérdida total en el transformador en caso de carga nominal.
P_w	Pérdidas en el devanado.
R	Relación entre las pérdidas del transformador a carga nominal con respecto a las pérdidas en vacío.
R_{at}	Resistencia de devanado de alta tensión.
R_{bt}	Resistencia de devanado de baja tensión.
t	Duración de la carga.
t_o	Elevación de temperatura del líquido para el ensayo de calentamiento.
$t_{o\theta}$	Elevación de temperatura superior del líquido a pérdidas totales para el ensayo de calentamiento.
$t_{o\theta m}$	Elevación de temperatura promedio del líquido a pérdidas totales para el ensayo de calentamiento.
t_{pd}	Elevación de temperatura promedio de los devanados.
T	Temperatura del devanado calculada.
T_a	Temperatura ambiente para el ensayo de calentamiento.
T_A	Incremento en la elevación de temperatura a una altitud distinta a la de diseño para el ensayo de calentamiento.

T_{cc}	Impedancia en porcentaje respecto a la tensión nominal.
T_k	Constante de cambio de resistencia del material por temperatura.
T_o	Temperatura superior del aceite para el ensayo de calentamiento.
T_{oc}	Temperatura superior del líquido al corte para el ensayo de calentamiento.
T_{om}	Temperatura promedio del líquido para el ensayo de calentamiento.
T_{os}	Temperatura del líquido en la parte superior del equipo de enfriamiento para el ensayo de calentamiento.
T_{oi}	Temperatura del líquido en la parte inferior del equipo de enfriamiento para el ensayo de calentamiento.
T_{omc}	Temperatura promedio del líquido al corte para el ensayo de calentamiento.
T_c	Diferencia corregida entre la temperatura promedio del devanado referida al momento del corte, y la temperatura promedio del líquido al corte para el ensayo de calentamiento.
T_{od}	Diferencia observada entre la temperatura promedio del devanado, referida al momento del corte y la temperatura promedio del líquido al corte para el ensayo de calentamiento.
T_s	Elevación de temperatura observada para el ensayo de calentamiento.

V_c	Voltaje en ensayo de medición de pérdidas en cortocircuito.
V_o	Voltaje en ensayo de medición de pérdidas en vacío.
W_{ad}	Pérdidas adicionales.
Z_{cc}	Impedancia de cortocircuito.
θ	Temperatura.
θ_A	Temperatura ambiente promedio durante un ciclo de carga.
$\theta_{A,R}$	Temperatura ambiente promedio para carga nominal.
θ_H	Temperatura en los puntos más calientes del bobinado.
$\theta_{H,R}$	Temperatura en los puntos más calientes del bobinado con carga nominal.
$\theta_{H,U}$	Temperatura en los puntos más calientes del bobinado con carga L.
θ_{TO}	Temperatura superior del aceite.
$\Delta\theta_H$	Elevación de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite.
$\Delta\theta_{H,i}$	Elevación inicial de temperatura en los punto más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite para $t=0$.
$\Delta\theta_{H,R}$	Elevación de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite en caso de carga nominal.
$\Delta\theta_{H,U}$	Elevación extrema de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite para el caso de una carga L.

- $\Delta\theta_{H/A}$ Elevación extrema de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura ambiente en caso de una carga nominal.
- $\Delta\theta_{T0}$ Elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente.
- $\Delta\theta_{T0,n}$ Elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga nominal.
- $\Delta\theta_{T0,i}$ Elevación inicial de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente para $t=0$.
- $\Delta\theta_{T0,v}$ Elevación extrema de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente para una carga L
- Δt_n Intervalo de tiempo.
- τ_{T0} Constante de tiempo del aceite del transformador para cualquier carga L.
- $\tau_{T0,n}$ Constante de tiempo del aceite del transformador para una carga nominal que comienza con una elevación inicial máxima del aceite de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$
- τ_W Constante de tiempo del bobinado en el lugar de sobrecalentamiento.

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1: Orden de los símbolos para la designación del método de refrigeración._____	14
Tabla 1.2: Temperatura promedio máxima permisible del aire refrigerante a la potencia nominal del transformador._____	16
Tabla 1.3: Límites de calentamiento de los aislamientos de acuerdo a su clase._____	17
Tabla 2.1: Sugerencia de límites de temperatura y carga por encima de la capacidad nominal de transformadores de distribución con elevación de temperatura de 65 °C._____	26
Tabla 2.2: Expectativa de pérdida de vida (basada en una vida normal de 180000h)._____	29
Tabla 3.1: Factor de aceleramiento de envejecimiento. _____	45
Tabla 3.2: Definiciones posibles de vida normal del aislamiento._____	47
Tabla 3.3: Horas posibles de sobrecarga en función de la temperatura del punto más caliente y del porcentaje de pérdida de vida._____	48
Tabla 3.4: Exponentes utilizados en la ecuación de elevación de temperatura._____	60
Tabla 3.5: Variaciones de la capacidad del transformador con las variaciones de temperatura ambiente en el rango -30 a 50 °C._____	63

Tabla 3.6:	Temperatura promedio máxima permisible del aire refrigerante a la potencia nominal del transformador.	64
Tabla 4.1:	Capacidad de interrupción de fusibles de expulsión.	93
Tabla 4.2:	Capacidad de interrupción de fusibles tipo bayoneta.	96
Tabla 4.3:	Categoría de transformadores.	109
Tabla 4.4:	Característica de capacidad térmica para categoría I.	111
Tabla 4.5:	Puntos para la construcción de curva de corriente inrush.	112
Tabla 4.6:	Esquemas de protección.	113
Tabla 4.7:	Combinación de fusible tipo bayoneta y enlace de aislamiento.	118
Tabla 5.1:	Datos de los transformadores ensayados.	122
Tabla 5.2:	Resultado de ensayo de pérdidas en vacío.	123
Tabla 5.3:	Resultado de ensayo de pérdidas a plena carga.	124
Tabla 5.4:	Resistencia de devanados a temperatura ambiente.	124
Tabla 5.5:	Pérdidas I^2R calculadas a temperatura ambiente.	125
Tabla 5.6:	Pérdidas adicionales a temperatura ambiente.	126
Tabla 5.7:	Pérdidas a plena carga a 85 °C.	127
Tabla 5.8:	Impedancia a 85 °C.	128
Tabla 5.9:	Temperatura registradas en estado estable.	129
Tabla 5.10:	Temperatura y elevación de temperatura promedio del aceite en estado estable.	130
Tabla 5.11:	Elevación de temperatura en la parte superior del aceite en	

	estado estable._____	130
Tabla 5.12:	Temperaturas registradas al corte._____	131
Tabla 5.13:	Temperatura y elevación de temperatura promedio del aceite al corte._____	131
Tabla 5.14:	Cálculo de resistencia de devanados al corte._____	135
Tabla 5.15:	Temperatura y elevación de temperatura de los devanados al corte._____	135
Tabla 5.16:	Elevaciones de temperatura corregidas a altitud de diseño._____	136
Tabla 5.17:	Resultado final de las elevaciones de temperatura de los transformadores a altitud de diseño._____	137
Tabla 5.18:	Constantes calculadas._____	138
Tabla 5.19:	Comparación de pérdida de vida útil diaria resultante con respecto a la pérdida máxima diaria solicitada._____	142
Tabla 5.20:	Corrientes de corto-circuito calculadas._____	145
Tabla 5.21:	Corrientes de inrush calculadas._____	145
Tabla 5.22:	Corrientes de curva de daño calculadas._____	146
Tabla 5.23:	I_{cc} Máxima del breaker compara con la I_{cc} Máxima de los transformadores._____	147
Tabla 5.24:	Características del fusible de expulsión seleccionado._____	152
Tabla 5.25:	Características de capacidad de interrupción del fusible limitador de corriente seleccionado._____	155

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: Transformador de potencia en subestación eléctrica.	3
Figura 1.2: Transformador trifásico tipo seco.	4
Figura 1.3: Transformador en aceite.	4
Figura 1.4: Aceite refrigerante.	4
Figura 1.5: Diagrama interno de un transformador convencional.	5
Figura 1.6: Diagrama interno de transformador auto-protegido.	6
Figura 1.7: Conducción molecular.	7
Figura 1.8: Movimiento por convección.	8
Figura 1.9: Transformador trifásico provisto de radiadores.	9
Figura 1.10: Bloques sometidos a radiación.	11
Figura 1.11: Energía incidente en bloques negro humo y plateado.	12
Figura 1.12: Enfriamiento por convección natural.	14
Figura 2.1: Expectativa de vida útil aproximada basada en la temperatura máxima del aceite superior.	25
Figura 2.2: Pérdida de vida relativa en función del tiempo de carga y temperatura del punto más caliente para transformadores con elevación de temperatura de 65 °C.	28
Figura 2.3: Válvula de sobrepresión accionada por sobrecarga del transformador.	35

Figura 2.4:	Tanque de transformador deformado por falla de accionamiento de válvula de sobrepresión.	35
Figura 3.1:	Vida del aislamiento del transformador.	42
Figura 3.2:	Factor de aceleración de envejecimiento (relativo a 110 °C)	42
Figura 3.3:	Modelo de distribución de temperatura en el transformador.	60
Figura 3.4:	Aplicación de la termocupla a una superficie.	66
Figura 3.5:	Aplicación del termómetro a una superficie.	67
Figura 3.6:	Esquema del método con carga simulada.	69
Figura 3.7:	Ejemplo de ciclo de carga actual y ciclo de carga equivalente.	76
Figura 3.8:	Flujograma para cálculo por computadora.	81
Figura 3.9:	Vista principal del programa desarrollado.	83
Figura 3.10:	Vista de opción para cálculo de soporte térmico del breaker.	84
Figura 4.1:	Evolución de la corriente de energización (inrush).	87
Figura 4.2:	Fusible de expulsión.	92
Figura 4.3:	Fusible de expulsión para instalación en bushing.	92
Figura 4.4:	Fusible de expulsión tipo bayoneta.	94
Figura 4.5:	Fusible limitador de corriente.	97
Figura 4.6:	Comparación de funcionamiento entre fusible limitador de corriente y fusible tipo K.	98
Figura 4.7:	Transformador fallado.	99
Figura 4.8:	Enlace de aislamiento (Isolation Link).	101

Figura 4.9:	Breaker monofásico.	102
Figura 4.10:	Breaker y luz piloto accionada.	104
Figura 4.11:	Zonas de sobrecorrientes para coordinación de protección en transformadores de distribución.	105
Figura 4.12:	Características de soporte térmico y de sobrecarga.	110
Figura 5.1:	Ensayo de calentamiento.	129
Figura 5.2:	Registro de medición de resistencia en devanado de B.T. (caso 1) y línea de tendencia.	132
Figura 5.3:	Registro de medición de resistencia en devanado de A.T. (caso 1) y línea de tendencia.	132
Figura 5.4:	Registro de medición de resistencia en devanado de B.T. (caso 2) y línea de tendencia.	133
Figura 5.5:	Registro de medición de resistencia en devanado de A.T. (caso 2) y línea de tendencia.	134
Figura 5.6:	Diagrama térmico resultante para el caso 1 (transformador tipo poste).	137
Figura 5.7:	Diagrama térmico resultante para el caso 2 (transformador tipo pedestal).	138
Figura 5.8:	Curva de ciclo de carga de trabajo (P.U. vs Tiempo en horas).	139
Figura 5.9:	Temperatura y elevaciones de temperatura durante el ciclo de carga propuesto (Caso 1).	141

Figura 5.10:	Temperatura y elevaciones de temperatura durante el ciclo de carga propuesto (Caso 2).	142
Figura 5.11:	Curvas de capacidad de carga para “Caso 1”.	143
Figura 5.12:	Curvas de capacidad de carga para “Caso 1”.	144
Figura 5.13:	Coordinación del breaker respecto a curva de daño “Caso 1”.	148
Figura 5.14:	Coordinación del breaker respecto a curva de daño “Caso 2”.	148
Figura 5.15:	Sobrecarga a largo plazo permitida por el breaker “Caso 1” Con temperatura de disparo a 80°C.	150
Figura 5.16:	Sobrecarga a largo plazo permitida por el breaker “Caso 2” Con temperatura de disparo a 90°C.	151
Figura 5.17:	Coordinación de protecciones respecto a las curvas características del transformador del “Caso 1”.	153
Figura 5.18:	Coordinación entre fusible de expulsión y fusible limitador de corriente para el “Caso 2”.	155
Figura 5.19:	Coordinación de protecciones respecto a las curvas características del transformador del “Caso 2”.	157

INTRODUCCIÓN

Las sobrecargas en las instalaciones eléctricas corresponden a la circulación de corriente por encima de los valores de régimen permanente y no necesariamente son fallas.

En estas condiciones el tiempo admisible de duración es limitado y puede variar desde algunos segundos o minutos, hasta algunas horas. Superado este tiempo, la situación podría perjudicar la vida de un equipo eléctrico.

Esta tesis está orientada hacia el cuidado de los transformadores de distribución ante la presencia de sobrecargas, estableciendo parámetros que permitan saber si bajo las condiciones de servicio, es decir, pre-carga, temperatura del ambiente y altitud, son admisibles dichas sobrecargas de tal forma que se pueda salvaguardar la vida útil del equipo o seleccionar de mejor forma el transformador que se necesita.

Para lograr esto se realizarán ensayos tales como medición de pérdidas en vacío, en cortocircuito y ensayo de cargabilidad, en los cuales se encontrarán las

características necesarias para el estudio, tales como la temperatura del punto más caliente del transformador, y que serán las entradas de un programa desarrollado en esta tesis el cual hará los cálculos de pérdida de vida útil de los transformadores.

A partir de los resultados se construirán las curvas de capacidad de sobrecarga de los transformadores estudiados, las cuales servirán como guía para la correcta selección de su capacidad. Además se determinarán las protecciones para los transformadores de distribución de tipo auto-protegido, fabricados por la empresa en donde se ejecutará este proyecto de tesis.

CAPÍTULO 1

1. ANTECEDENTES

El aumento de demanda de energía debido al crecimiento del parque industrial, comercial y de viviendas, ha provocado la exigencia de equipos, máquinas y otros aparatos eléctricos con mejores características de eficiencia.

A pesar de que los transformadores eléctricos son equipos con un alto nivel de eficiencia, hay que tener claro algunos criterios para poder aprovechar esa alta eficiencia y así conseguir minimizar los riesgos por sobrecargas que pueden causar el envejecimiento prematuro del equipo o incluso llevarlo a una condición de falla.

Entonces antes de aclarar estos criterios de carga del transformador es conveniente conocer varios detalles característicos de estas máquinas.

1.1. Clasificación de los transformadores.

La clasificación de los transformadores se realiza de acuerdo a algunos aspectos, como por ejemplo el tipo de refrigeración, la forma del núcleo, el número de fases, de acuerdo al tipo de instalación, según el tipo de protecciones que lleve integradas.

A continuación se clasificarán los transformadores de la siguiente manera:

➤ Por su alimentación

Transformador Monofásico

Consta de un devanado primario y un devanado secundario montados sobre un núcleo magnético.

Transformador Trifásico

Consta de tres devanados cuyas fases se encuentran desplazadas 120° entre sí.

➤ Por su capacidad

Transformadores de distribución

Se denominan transformadores de distribución, generalmente los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 69000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.

Transformadores de potencia

Se utilizan para sub transmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios.



Figura 1.1. Transformador de potencia en subestación eléctrica

➤ **Por el medio refrigerante**

Transformadores tipo seco

Los transformadores tipo seco son enfriados mediante aire (AA) y a diferencia de los equipos sumergidos en aceite (OA) no requieren líquido dieléctrico para su aislamiento o enfriamiento.



Figura 1.2. Transformador trifásico tipo seco

Transformadores en aceite

Requieren líquido dieléctrico para su aislamiento o enfriamiento. Las gráficas corresponden a un transformador y muestras de dos clases de aceite refrigerante.



Figura 1.3. Transformador en aceite



Figura 1.4. Aceite refrigerante

➤ **Por sus protecciones**

Transformador convencional

Los transformadores convencionales no poseen protecciones incorporadas. Sus protecciones deben ser colocadas en el momento que se realice el montaje del equipo.

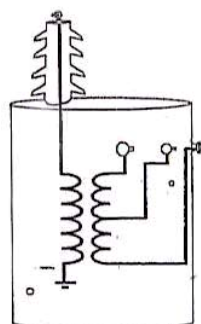


Figura 1.5. Diagrama interno de un transformador convencional

Transformador auto-protegido

Un transformador auto-protegido es un transformador que tiene incorporados, desde su etapa de diseño y fabricación, los elementos de protección contra sobretensiones, sobrecargas y elementos para aislarlo de la red en caso de falla. Generalmente tales elementos son: descargadores de sobretensión (aparta-rayos), interruptor o disyuntor inmerso en aceite, fusible de expulsión, lámpara de señalización (luz piloto).

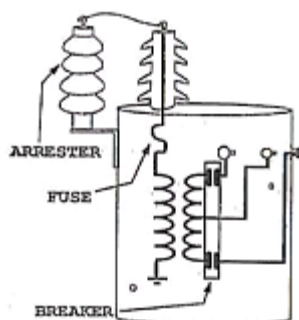


Figura 1.6. Diagrama interno de transformador auto-protector

1.2. Refrigeración

La refrigeración o el sistema de enfriamiento del transformador está dado por la transferencia de calor, es decir, la transferencia de energía causada por la diferencia de temperatura entre dos partes adyacentes de un cuerpo. La transferencia de calor se produce mediante los siguientes mecanismos:

➤ Conducción

La conducción es el proceso por el cual el calor se transfiere directamente a través de un material, en donde cualquier movimiento del material no tiene nada que ver con la transferencia. Este es un 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.

Un mecanismo de la conducción ocurre cuando los átomos o las moléculas en una parte más caliente del material vibran o se mueven con mayor energía que las de una parte más fría. Por medio de choques, las moléculas con más energía pasan un aparte de su energía a las moléculas vecinas con menos energía. En la figura 1.7 se ilustra tal mecanismo de conducción en un gas. Por medio de estos choques moleculares la energía calorífica se conduce de la pared más caliente a la pared más fría. Este mecanismo de choques no depende del flujo del material.

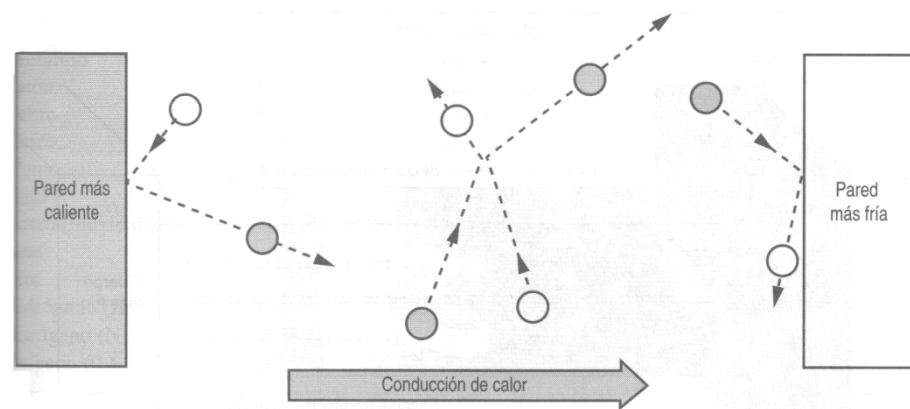


Figura 1.7. Conducción molecular

Otro mecanismo para la conducción de energía calorífica ocurre en los metales. Los metales tienen electrones libres que se desplazan por todo el metal. Estos electrones libres son capaces de transportar energía y permiten que los metales transfieran energía calorífica

aceptablemente. Los electrones libres también son responsables de la excelente conductividad eléctrica que tienen los metales. En el caso de los transformadores esto ocurre en todo el tanque de los mismos.

➤ **Convección**

Se produce por intermedio de un fluido que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La convección se produce únicamente por medio de materiales fluidos. Éstos, al calentarse, aumentan de volumen y, por lo tanto, disminuyen su densidad 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. En el caso de los transformadores los fluidos que podrían presentarse son aire y aceite.

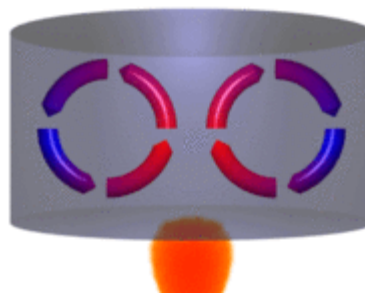


Figura 1.8. Movimiento por convección

La transferencia de calor por convección se puede hacer en dos formas:

- ✓ **Por convección natural.** Este tipo de convección ocurre debido a las fuerzas de flotación que surgen cuando una diferencia de temperatura ocasiona que la densidad en una parte del fluido sea diferente que en el resto.
- ✓ **Por convección forzada.** Se utiliza cuando la convección natural es inadecuada para transferir cantidades suficientes de calor por medio de un dispositivo externo que mezcle las partes más calientes y más frías del fluido.

En el caso de los transformadores, los tanques de éstos están provistos de radiadores ubicados de tal forma que la disipación por convección sea la más eficiente.



Figura 1.9. Transformador trifásico provisto de radiadores

➤ Radiación

La radiación es el proceso por el cual la energía se transfiere por medio de ondas electromagnéticas. La radiación presenta una diferencia fundamental respecto a la conducción y la convección: las sustancias que intercambian calor no tienen que estar en contacto, sino que pueden estar separadas por un vacío. En el caso de los transformadores, la transferencia de calor a través del tanque y los tubos radiadores hacia la atmósfera es por radiación.

En la transferencia de energía por radiación, la absorción de las ondas electromagnéticas es tan importante como la emisión. La superficie de un objeto desempeña un papel básico en la determinación de cuánta energía radiante absorberá el objeto.

Considérese los dos bloques de la figura 1.10. Son idénticos, salvo que uno tiene una superficie áspera recubierta con color negro humo (un hollín negro fino), mientras que el otro tiene una superficie de plata bastante pulida, este último bloque es análogo al tanque de un transformador. Si en cada bloque se introduce un termómetro y se exponen a la luz solar directa, se encuentra que la temperatura del cuerpo negro aumenta mucho más rápido que la del bloque de plata. El

rápido aumento de la temperatura del bloque negro ocurre debido a que el negro de humo absorbe casi el 97% de la energía radiante incidente, en tanto que la superficie plateada absorbe aproximadamente el 10%.

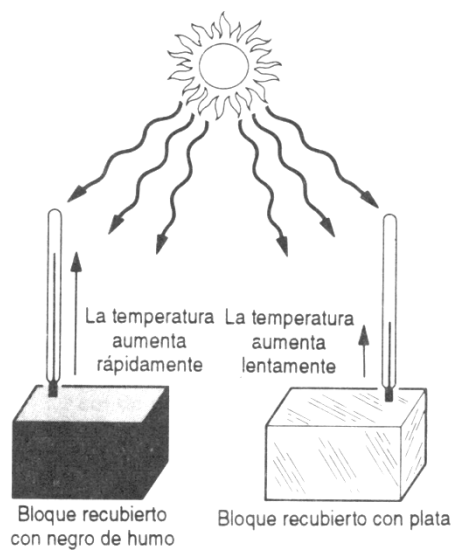


Figura 1.10. Bloques sometidos a radiación

Como se indica en la figura 1.11, la parte restante de la energía incidente se refleja en cada caso. De hecho, el negro de humo parece de color negro porque muy poca de la luz que incide en él se refleja. En contraste, la superficie plateada parece un espejo debido a que refleja bastante la luz.

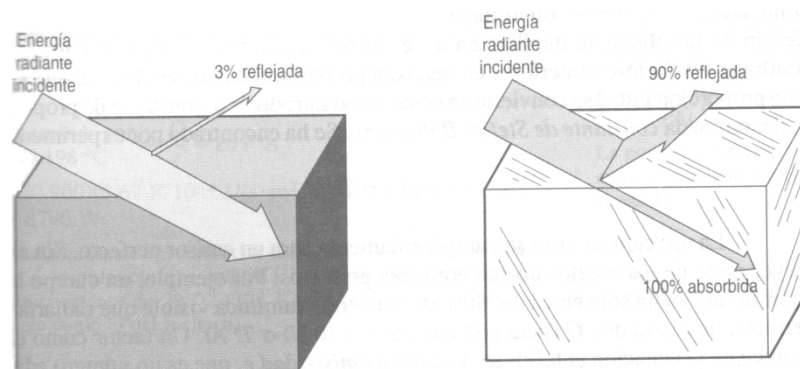


Figura 1.11. Energía incidente en bloques negro de humo y plateado

Todos los transformadores tienen identificado el método de enfriamiento con que fueron diseñados. En los transformadores inmersos en líquido, la identificación está expresada en cuatro letras que conforman un código que se describe a continuación.

Primera letra: Medio de enfriamiento interior en contacto con los devanados:

- O Aceite mineral o líquido aislante sintético con punto de inflamación menor a 300 °C.
- K Líquido aislante con punto de inflamación mayor a 300 °C.
- L Líquido aislante con punto de inflamación no medible.

Segunda letra: Mecanismo de circulación para el medio de enfriamiento interior

- | | |
|---|--|
| N | Flujo por convección natural a través del equipo y en los devanados. |
| F | Circulación forzada a través del equipo (por ejemplo con bomba refrigerante), flujo por convección natural en los devanados (también llamado flujo indirecto). |
| D | Circulación forzada a través del equipo, dirigido desde el equipo de enfriamiento hasta al menos dentro del devanado principal. |

Tercera letra: Medio enfriamiento exterior

- | | |
|---|------|
| A | Aire |
| W | Agua |

Cuarta letra: Mecanismo de circulación para el enfriamiento exterior

- | | |
|---|--|
| N | Convección natural. |
| F | Circulación forzada (por ejemplo: ventilador para el caso de enfriamiento con aire; bomba para el caso de refrigeración con agua). |

Primera letra	Segunda letra	Tercera letra	Cuarta letra
Medio de enfriamiento interno en contacto con los devanados	Mecanismo de circulación para medio de enfriamiento interno	Medio de enfriamiento externo	Mecanismo de circulación para medio de enfriamiento externo
O, K, L	N, F, D	A, W	N, F

Tabla 1.1. Orden de los símbolos para la designación del método de refrigeración

Los transformadores de distribución citados en esta tesis utilizan aceite mineral como medio refrigerante interior y su mecanismo de circulación es por convección natural, mientras que el medio de refrigeración exterior es aire y el mecanismo de circulación también es por convección natural. Por lo tanto el código que utilizan estos transformadores es ONAN.

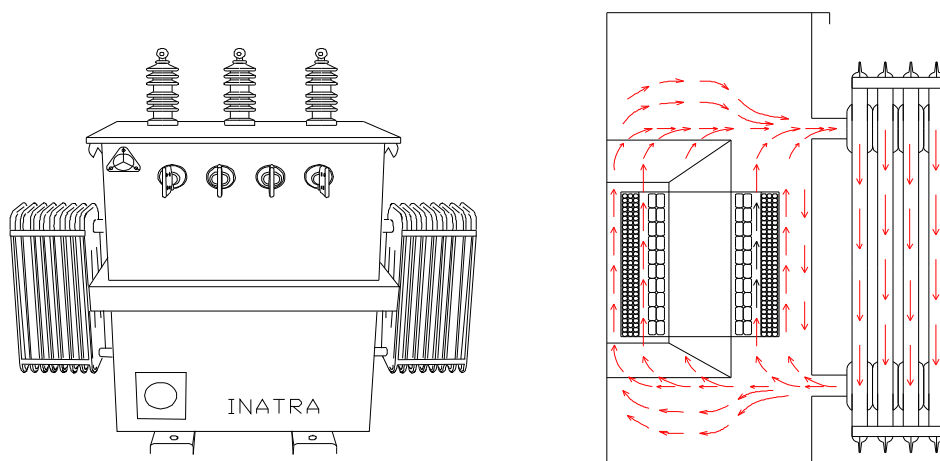


Figura 1.12. Enfriamiento por convección natural.

1.3. Límites de calentamiento.

Cuando se habla de límites de calentamiento del transformador, se hace referencia a la elevación máxima de la temperatura promedio de los devanados con respecto a la temperatura ambiente, y esta elevación máxima se establece bajo las siguientes condiciones que a continuación se describen:

- **Altitud**

La altitud para la cual fue diseñado el transformador es dada por el fabricante, y en caso de no conocerse este dato, se supone que esta no pasará de 1000 m.s.n.m.

Esta condición afecta significativamente a la refrigeración de los transformadores debido a que a mayor altitud la densidad del aire se reduce e incrementa el calentamiento del transformador.

- **Temperatura del agente refrigerante**

A menos que se especifique lo contrario por el fabricante la temperatura máxima del aire ambiente será de 40 °C y la temperatura promedio diaria del aire será 30 °C.

Se recomienda que la temperatura promedio se calcule mediante el promedio de lecturas consecutivas tomadas cada hora durante 24 h. Cuando el transformador funcione a la intemperie, puede tomarse el promedio de las temperaturas máxima y mínima diaria. El promedio obtenido en esta forma es ligeramente mayor que el promedio diario real en una cantidad no superior a 0,27 °C.

En caso de que el transformador opere a altitudes mayores a 1000 m.s.n.m., la temperatura promedio del aire refrigerante no deberá exceder los valores de la tabla siguiente:

Tipo de refrigeración del transformador	Altitud en metros			
Auto-refrigerado sumergido en líquido refrigerante	1000	2000	3000	4000
	30 °C	28 °C	25 °C	23 °C

Tabla 1.2. Temperatura promedio máxima permisible del aire refrigerante a la potencia nominal del transformador.

Los límites de calentamiento se han estandarizado de acuerdo el calentamiento admitido por los materiales aislantes utilizados en la construcción del transformador.

- Clase A, materiales orgánicos como algodón, seda, papel y fibras análogas, impregnadas con barnices orgánicos.

- Clase Ao, los mismos materiales anteriores sumergidos en aceite.
- Clase E, materiales llamados resistentes al calor, a base de papel bakelizado o barnizado e hilos de esmalte sintético, sin impregnar. Papel impregnado con resinas sintéticas.
- Clase B, materiales inorgánicos como mica, amianto, productos de vidrio y sustancias minerales análogas. Impregnados con barnices sintéticos.
- Clase F, los materiales de la clase anterior impregnados en siliconas modificadas con barnices orgánicos sintéticos.
- Clase H, los mismos materiales de la clase B, pero impregnados con siliconas puras.
- Clase C, mica, porcelana, vidrio, cuarzo y sustancias análogas incombustibles.

Clase de aislamiento	A	Ao	E	B	F	H	C
Temperatura a soportar [°C]	105	115	120	130	155	180	220

Tabla 1.3. Límites de calentamiento de los aislamientos de acuerdo a su clase.

La norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2126-1998, establece como límites de calentamiento para los transformadores sumergidos en líquido refrigerante lo siguiente:

- El límite de calentamiento para los devanados con clase de aislamiento Ao y cualquier método de refrigeración será de 65 °C medidos por el variación de resistencia.
- El límite de calentamiento del líquido refrigerante con cualquier método de refrigeración (medido por termómetro), será de 60 °C cuando el transformador esté sellado o equipado con un conservador (tanque de expansión) y 55 °C cuando el transformador no esté sellado o así equipado.
- La temperatura de los circuitos magnéticos y de otras partes no debe alcanzar en ningún caso un valor susceptible a dañar el circuito magnético mismo o las partes adyacentes.

Para el caso de los transformadores en estudio, se aplicarán estos límites de calentamiento, considerando que son transformadores con clase de aislamiento Ao, no sellado y con método de refrigeración ONAN.

1.4. Factores que afectan la vida útil de los transformadores.

Siendo el transformador una parte fundamental dentro de un sistema eléctrico, es importante conocer sus características básicas para su correcta utilización, mantenimiento y cuidado, de esta forma podemos evitar grandes

problemas que podrían evitar paradas en la producción de una fábrica, trabajos en oficinas, iluminación necesaria para el tránsito, etc.

Es decir a partir del conocimiento del equipo que se va a utilizar, se podrá evitar grandes pérdidas o millonarias pérdidas por falta de producción entre otras consecuencias que afectarían al desarrollo de la sociedad tan dependiente de la energía eléctrica.

1.4.1. Defectos de operación.

Existen varias situaciones por las cuales un transformador puede llegar a tener un fallo mayor o menor, o simplemente reducir su tiempo de vida útil de manera más acelerada.

Dentro de estas situaciones están las siguientes y algunas de sus consecuencias:

- Inadecuados programas de mantenimiento: fallo por pérdida de nivel de aislamiento, pérdida acelerada de vida útil.
- Montaje inadecuado (ventilación por ejemplo): pérdida de vida útil más acelerada.
- Sobretensiones (Operaciones de maniobra): fallo por perforación de aislamientos.

- Sobretensiones (Directas o por rayos): fallo por perforación de aislamientos.
- Sobrecargas: pérdida de vida útil más acelerada.
- Fallas en la red (Líneas a tierra, corto en la red, desbalances de carga): pérdida de vida útil más acelerada, esfuerzos de cortocircuito que provocarían daños en el bobinado hasta causar cortocircuitos entre espiras o contra el núcleo.

1.4.2. Armónicos.

Los transformadores se ven afectados por los armónicos de dos maneras: en primer lugar, las pérdidas por corrientes parásitas, que normalmente representan un 10% aproximadamente de las pérdidas a plena carga, aumentan con el cuadrado del número de orden del armónico. En la práctica, en el caso de un transformador trabajando a plena carga alimentando equipos informáticos, las pérdidas totales serían el doble que en caso de una carga lineal equivalente.

Esto origina una temperatura de funcionamiento mucho más elevada y, en consecuencia, una vida útil del equipo más corta. Afortunadamente son pocos los transformadores que trabajan a plena carga, pero este

efecto debe ser tenido en cuenta al seleccionar el equipamiento de una instalación.

El segundo efecto está relacionado con los armónicos triple-N. Cuando estos se reflejan en un bobinado en triángulo están todos en fase, así que las corrientes armónicas triple-N circulan por este bobinado. Los armónicos triple-N son absorbidos eficazmente en el bobinado y no se propagan aguas arriba a la línea de suministro, de modo que los transformadores con bobinado en triángulo son útiles como transformadores de aislamiento. Sin embargo, los armónicos que no son triple-N sí pasan el transformador. Deberá tenerse en cuenta la corriente de estos armónicos que circulan por el transformador a la hora de dimensionarlo.

CAPÍTULO 2

2. POTENCIA NOMINAL Y SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES

El transformador en servicio tiene ciertas características nominales que han ser especificadas por el usuario, y estas características definen prestaciones a efectos de las garantías y condiciones de ensayo especificadas.

Es así que la potencia nominal, es el valor convencional de potencia aparente (kVA o MVA), que establece las bases para el diseño, construcción, las garantías del fabricante y los ensayos, determinando el valor de las corriente nominal que puede circular con la tensión nominal aplicada.

Esta potencia nominal asignada corresponde a servicio continuo, sin embargo los transformadores pueden ser sobrecargados ocasionalmente y de acuerdo a ciertos criterios.

2.1. Tipos de carga.

La expectativa de vida de un transformador de distribución a cierta temperatura de operación no es conocida con exactitud. La información dada con respecto a la pérdida de vida del aislamiento a elevadas temperaturas tiende a ser conservadora, por lo que la norma IEEE C57.91.1995 sugiere los siguientes tipos de carga.

2.1.1. Carga con expectativa de vida normal bajo condiciones específicas.

Los transformadores de distribución pueden operar por encima de los 110 °C de temperatura promedio en el punto más caliente por cortos periodos bajo la condición de que el equipo opere por periodos mucho más largos a temperaturas por debajo de 110° C en el mismo punto. Esto es debido a que el envejecimiento debido al calor es un proceso acumulativo. Esto permite cargas por encima de la capacidad nominal a ser llevadas con la seguridad de acuerdo a condiciones específicas sin

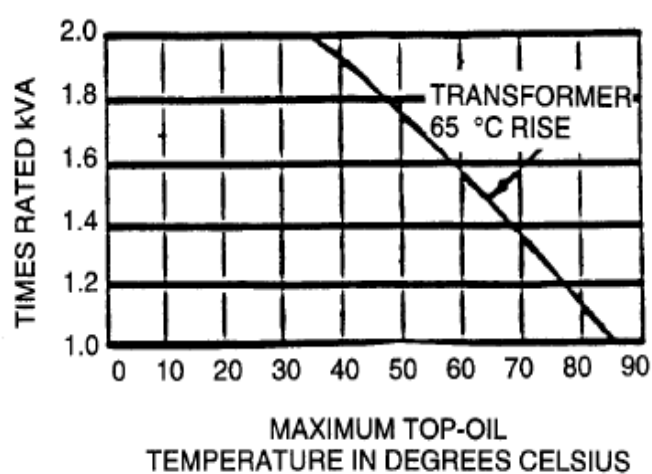
extralimitar por encima de la expectativa de vida normal del transformador.

2.1.2. Carga con expectativa de vida normal basado en la temperatura del aceite superior.

La temperatura del aceite en la parte superior del transformador no debe usarse únicamente como guía de cargabilidad. El gradiente de temperatura entre el punto más caliente del devanado y la temperatura del aceite en la parte superior debe determinarse mediante ensayos de laboratorio. El gradiente en los puntos más calientes y el gradiente del aceite superior con plena carga tienen que corregirse de acuerdo con la carga real. El gradiente restado de 110 °C dará la temperatura máxima permisible para una expectativa de vida normal.

Hay que reconocer que, debido a la inercia térmica en la elevación del aceite, un transformador necesita tiempo para alcanzar una temperatura estable después de cada cambio en la carga. Por consiguiente, altas cargas pico pueden ser llevadas por corta duración.

Si las características del transformador no son conocidas con exactitud, la máxima temperatura del aceite superior se puede deducir del siguiente gráfico como una guía. Esta figura está basada en la diferencia entre la temperatura del punto más caliente y la temperatura del aceite superior a 25 °C de temperatura ambiente



Approximate continuous loading for normal life expectancy based on maximum top-oil temperature

Figura 2.1. Expectativa de vida útil aproximada basada en la temperatura máxima del aceite superior

2.1.3. Carga con expectativa de vida normal en caso de elevación de temperatura promedio de los tests de bobinado.

Por cada 1 °C que exceda de 5 °C en que la temperatura promedio del test de bobinado esté por debajo de 65 °C. Se toma un margen de 5 °C para proveer una tolerancia en la medición de la elevación de la

temperatura. La carga obtenida de esta manera es la que el transformador puede soportar en caso de una elevación de 65 °C. Como esto puede incrementar la carga por encima de la que había sido contemplada por el diseñador, se debe chequear las limitaciones dadas en tabla expuesta a continuación antes de aplicar por completo de esta capacidad incrementada de carga.

Suggested limits of temperature and load for loading above nameplate distribution transformers with 65°C rise

Top-oil temperature	120°C
Hottest-spot conductor temperature	200°C
Short-time loading (1/2 h or less)	300%

Tabla 2.1. Sugerencia de límites de temperatura y carga por encima de la capacidad nominal de transformadores de distribución con elevación de temperatura de 65 °C.

Este tipo de carga no es aplicable a todos los transformadores de distribución. Algunos transformadores están diseñados para tener una diferencia entre la temperatura del punto más caliente y la temperatura promedio de los devanados mayor a 15 °C. Esto resultará en una elevación de temperatura promedio de los devanados de 65 °C, mientras la elevación del punto más caliente del devanado podría ser 80 °C. Se debe consultar al fabricante esta información con respecto al punto más caliente usado en el diseño.

2.1.4. Carga de corto tiempo con moderado sacrificio de la expectativa de vida.

Cuando por algún periodo de tiempo el efecto de envejecimiento de una sobrecarga cíclica o el efecto acumulativo del envejecimiento de un número de sobrecargas cíclicas es mayor que el efecto de envejecimiento de operación continua a capacidad nominal, el aislamiento se deteriora más rápido de lo normal. Este valor del deterioro es una función del tiempo y la temperatura y es comúnmente expresado como un porcentaje de pérdidas de vida por incidente.

Los siguientes gráficos muestran la pérdida de vida relativa para varias combinaciones de tiempo y temperatura para transformadores con elevación de temperatura de 65 °C.

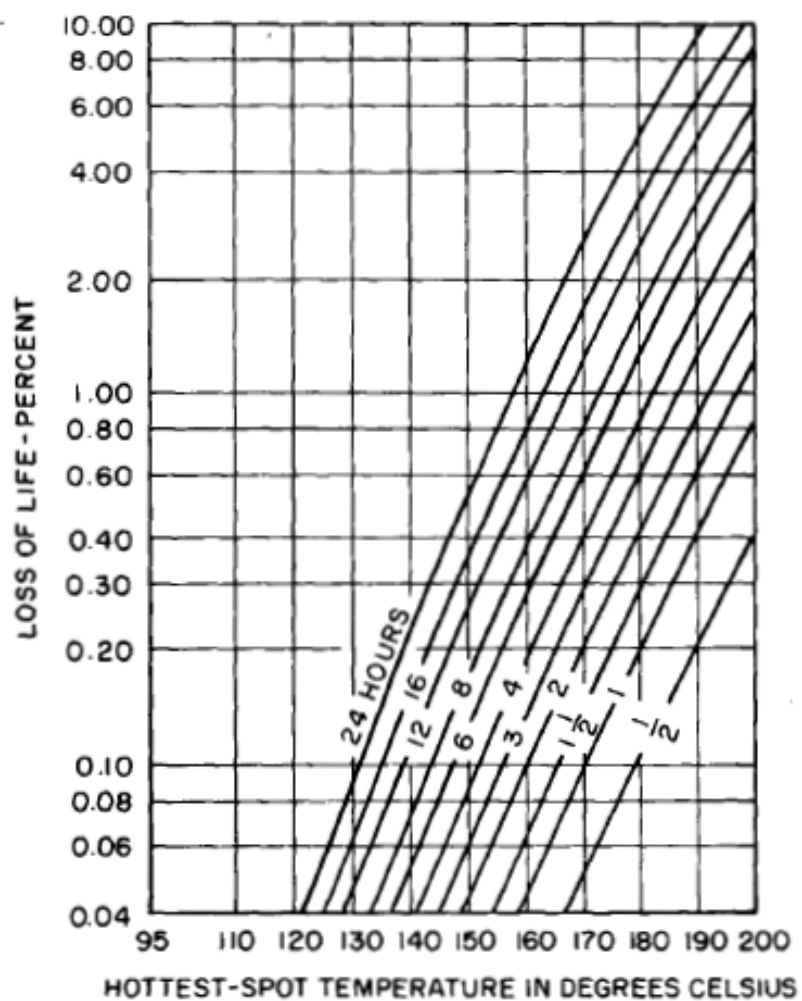


Figura 2.2. Pérdida de vida relativa en función del tiempo de carga y temperatura del punto más caliente para transformadores con elevación de temperatura de 65 °C

Time (h)	0.05	0.10	0.25	% loss of life ^a 0.50	1.00	2.00	4.00
1/2	171	180	193	<u>204</u> ^b			
1	161	171	183	193	<u>204</u> ^b		
2	153	161	174	183	193	<u>204</u> ^b	
4	144	153	164	174	183	193	<u>204</u> ^b
8	136	144	155	164	174	183	193
16	128	136	147	155	164	174	183
24	124	131	142	150	159	168	178

^a Calculated for one occurrence on the assumption that the hottest-spot temperature remains constant for the specified time duration. For loss of life determinations in which the time-temperature response of the transformer is taken into account, refer to clauses 5 and 7.

^b Maximum permissible value is 200 °C; the underlined values permit interpolation.

Loss of life expectancy (based on a normal life of 180 000 h)

Tabla 2.2. Expectativa de pérdida de vida (basada en una vida normal de 180000 h)

Mientras el valor envejecimiento del aislamiento es considerado como conservativo y útil para determinar la pérdida de vida relativa debido a sobrecargas bajo varias condiciones, esta información no intenta proveer la única base para calcular la expectativa de vida del aislamiento del transformador, la incertidumbre de las condiciones de servicio y de carga deben ser consideradas.

2.2. Efectos de la sobrecarga en el transformador.

La aplicación de cargas que exceden el nivel de las especificaciones de placa (sobrecarga) involucra cierto grado de riesgo. A continuación se indican los riesgos que hay que tomar en consideración cuando se sobrecarga un transformador.

- Evolución de gas libre proveniente del aislamiento del bobinado y de los conductores terminales (conductores aislados) calentados por la carga y por las corrientes de Foucault (corrientes que circulan entre y dentro de los alambres de los conductores aislados).
- Evolución de gas libre proveniente del aislamiento adyacente a las partes metálicas vinculadas por el flujo electromagnético producido por el bobinado.
- La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas.
- La densidad de flujo de dispersión aumentará notablemente, provocando un aumento de las corrientes de Foucault en los conductores y calentamientos en las partes metálicas en la cuba.
- La humedad y el contenido en gases en el aislamiento y en el aceite cambiarán, ya que la solubilidad del agua en aceite (y la de los diferentes gases en el aceite) se incrementará al aumentar la temperatura.

Como consecuencias de las situaciones antes mencionadas pueden verse afectados de forma leve o grave tanto la parte activa del transformador, como los accesorios, cuba del transformador, radiadores entre otros componentes.

Cuando el transformador ha sufrido una falla debido a la sobrecarga, se presentan algunos de los siguientes indicios:

- Terminales de los devanado decolorados y reblandecidos.
- Papel aislante de las salidas de baja tensión y de la bobina quebradizo.
- Aceite ennegrecido y con formación de lodo en el tanque.
- Aisladores de baja tensión amarillentos y la pintura interior del tanque deteriorada.
- Manchas o marcas de nivel en la pintura interna demarcando el nivel del aceite.

2.2.1. Efectos sobre los accesorios.

Antes de mencionar los efectos que trae el sobrecargar un transformador es importante mencionar que los transformadores como los accesorios que lo integran están diseñados o seleccionados de acuerdo a una clase de aislamiento y capacidad térmica propios de su diseño, por lo que una vez sobrepasado sus límites, se acelerará su envejecimiento o provocará un daño.

Los efectos de una sobrecarga en los accesorios pueden ser los siguientes:

- Los bornes, los cambiadores de tap, los empalmes de cables estarán expuestos a unas mayores solicitaciones, potencialmente superiores a los márgenes de diseño y aplicación del transformador.
- Un incremento en la resistencia de contactos en los cambiadores de tap, puede dar 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 tap es sobrecargado.
- Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los límites establecidos por la norma para elevación de temperatura en transformadores, existe la posibilidad de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y puede también dar como resultado una presión que ocasione que entre en operación el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite. La pérdida de aceite puede igualmente crear problemas en el sistema de conservación del aceite o exponer partes eléctricas durante el enfriamiento como por ejemplo en el conmutador o los terminales de las bobinas. Siendo el aceite un agente de

enfriamiento y de aislamiento, entonces pudieran ocurrir fallas de aislamiento o calentamiento excesivo en las partes expuestas.

2.2.2. Efectos sobre la parte mecánica.

Los transformadores deben cumplir ciertos requisitos con respecto a su parte mecánica, por ejemplo, su capacidad para soportar esfuerzos de cortocircuitos y capacidad de su tanque para no deformarse o romperse ante algunas condiciones de presión interna.

Los tanques de los transformadores monofásicos desde 5 kVA a 167 kVA y trifásicos de 15 kVA a 150 kVA con clase de voltaje 15 kV o menor, deben ser lo suficientemente resistentes para soportar una presión manométrica de 7,1 psig sin distorsión permanente y para soportar una presión manométrica de 15 psig sin romperse.

Por lo tanto habrá que considerar los siguientes efectos de una sobrecarga sobre la parte mecánica:

- La operación a una alta temperatura causará una disminución en la resistencia mecánica tanto del aislamiento del conductor como de

la estructura. Este efecto se puede agravar en el caso de una sobre corriente de falla en el cual los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos.

- Las juntas de los materiales del transformador, se vuelven más frágiles como resultado de las altas temperaturas.
- La disminución de las propiedades mecánicas de las partes metálicas a altas temperaturas pueden reducir la capacidad de soportar cortocircuitos.
- En situaciones de sobrecargas altas y prolongadas llevan a la expansión excesiva del aceite, pudiendo provocar el desbordamiento del mismo y presiones internas muy elevadas, las cuales deben ser evacuadas por la válvula de sobrepresión la cual usualmente está diseñada para accionarse a 10 psig +/- 2 psig, por lo que los tanques deben estar contruidos para poder soportar presiones de al menos 12 psig.



Figura 2.3. Válvula de sobrepresión accionada por sobrecarga del transformador



Figura 2.4. Tanque de transformador deformado por falla de accionamiento de válvula de sobrepresión.

2.2.3. Efectos sobre los aislamientos.

Para el caso que se está estudiando, el aislamiento para los transformadores sumergidos en aceite está compuesto por un aislamiento sólido que está compuesto por el papel kraft y pressphan, y el aislamiento líquido es el aceite (que también sirve como refrigerante). En el caso del papel, este es de tipo Ao, es decir que la temperatura máxima de diseño para el aislamiento es de 115 °C. En el caso del aceite, su punto de inflamación es de mínimo 145 °C.

Las situaciones a las que estaría expuestos los aislamientos serían las siguientes:

- Dependiendo del tipo de sobrecargas, es decir de corta o larga duración, y de la magnitud de la sobrecarga, el aislamiento se verá afectado tanto en sus propiedades mecánicas y/o dieléctricas.
- La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallas dieléctricas.
- El deterioro de las propiedades mecánicas del aislamiento de los conductores es mayor a altas temperaturas. Si este deterioro se prolonga durante mucho tiempo, se reduciría la vida efectiva del transformador.

- Con el tiempo y con el desgaste del papel los diferentes compuestos que hacen parte del aceite, como el hidrógeno, el oxígeno, el nitrógeno, el metano, etc., reaccionan junto con el papel alterando la sustancia líquida, creando lodos los cuales flotan en el aceite y a su vez se depositan en la parte inferior del tanque. Al alterar algunas de estas sustancias se pueden crear compuestos oxidantes como el oxígeno O₂ y el CO₂.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE PÉRDIDA DE VIDA DE LOS TRANSFORMADORES DEBIDO A SOBRECARGA

El ciclo de vida de un transformador está basado prácticamente en la vida esperada del aislamiento cuando ésta se ve afectada por la temperatura y el tiempo, además el envejecimiento del aislamiento se ve afectado por el contenido de agua y humedad.

Entonces la vida útil de una máquina eléctrica y en particular de los transformadores, convencionalmente, se refiere a:

- Condiciones de servicio continuo.
- Valores normales de temperatura ambiente.

- Carga nominal.

Y esta vida útil se reduce debido a situaciones no comunes:

- Sobre tensiones.
- Cortocircuitos.
- Sobrecargas de emergencia que a su vez son función de:
 - Severidad del evento (amplitud y duración).
 - Diseño del transformador.
 - Temperaturas de las distintas partes del transformador.
 - Contenido de humedad del aceite.
 - Contenido de oxígeno y otros gases en el aislamiento y en el aceite.

La expectativa de vida de un transformador de acuerdo a la norma IEEE C57.91.1995 es de aproximadamente 180000 horas o 20.55 años, esto es considerando la operación continua del equipo a su capacidad nominal y temperatura ambiente promedio de 30 °C. Pero dado que en el ciclo de carga diaria rara vez el trabajo es continuo a plena carga, esto extiende la expectativa de vida hasta 30 años o más.

3.1. Expectativa de vida del aislamiento del transformador.

El deterioro del sistema de aislamiento de un transformador clase A se debe al deterioro que producen sobre la celulosa la temperatura, el contenido de humedad y el contenido de oxígeno.

En la gran mayoría de los transformadores la temperatura no es uniforme, sufriendo la porción de aislamiento que está operando a mayor temperatura mayor deterioro. Por lo complejo de la distribución de temperatura en el sistema de aislamiento de un transformador, es muy difícil la predicción de la vida útil del aislamiento de un transformador. Por eso en la bibliografía existente se denomina con la palabra “vida” a la vida calculada del aislamiento, no la vida real del transformador.

3.1.1. Cálculo del envejecimiento.

Experimentalmente el deterioro del aislamiento con el tiempo sigue una adaptación de la teoría de la velocidad de reacción de Arrhenius y está dada por la siguiente expresión:

$$(1) \textit{ Por unidad de vida} = A * EXP^{\frac{B}{\theta_H + 273}}$$

Donde θ_H es la temperatura del punto más caliente y los valores de las constantes A y B para transformadores con temperatura de arrollamientos de 65° son:

$$A = 9,8 \times 10^{-18}$$

$$B = 15000$$

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador de la figura 3.1 relaciona la vida del aislamiento del transformador por unidad con la temperatura de los puntos más calientes del bobinado. El uso de esta curva aísla la temperatura como principal variable que afecta la vida térmica. Indica además el grado de envejecimiento 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.

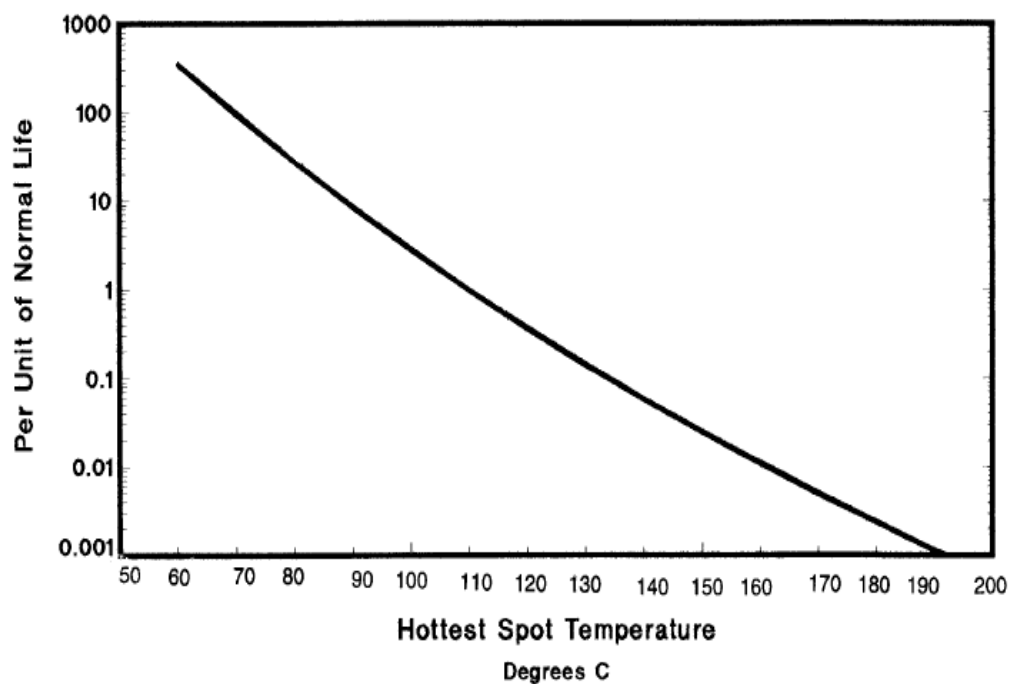


Figura 3.1. Vida del aislamiento del transformador

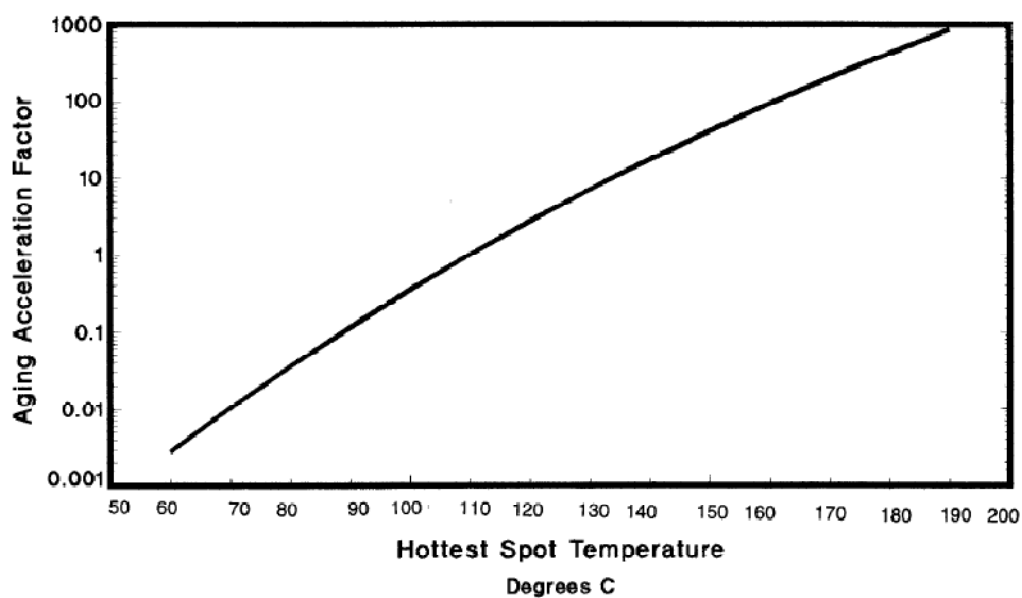


Figura 3.2. Factor de aceleración de envejecimiento (relativo a 110 °C)

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador de la figura 3.1 puede usarse de las dos siguientes maneras:

- ✓ Como base para el cálculo de un factor de aceleración de envejecimiento F_{AA} para una carga y temperatura dada.
- ✓ Para un perfil de carga variable y temperatura por un periodo de 24 h.

La curva de la figura 3.2 muestra los valores de v_s vs temperatura del punto más caliente para un sistema de aislación con sobre-temperatura de 65 °C. La expresión del factor de aceleramiento es la siguiente:

$$(2) F_{AA} = EXP^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}}$$

Los valores del factor de envejecimiento para el caso de transformadores con temperatura promedio de arrollamiento de 65 °C están tabulados en la tabla 3.1. Este factor resulta mayor que 1 para temperaturas del punto más caliente mayores a 110 °C y menor que 1 para temperaturas menores a 110 °C.

La ecuación anterior se puede utilizar para calcular el envejecimiento equivalente del transformador. La vida equivalente (en horas o días) a la temperatura de referencia que se consumirá en un periodo de tiempo dado para el ciclo de temperatura dada es la siguiente:

$$(3) F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

Donde:

F_{EQA} Factor de envejecimiento equivalente para el periodo total de tiempo.

n Es el índice del intervalo de tiempo t.

N Número total de intervalos de tiempo.

F_{EQA} Factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo Δt_n .

Δt_n Intervalo de tiempo en horas.

Temperatura °C	Factor de envejecimiento	Temperatura °C	Factor de envejecimiento	Temperatura °C	Factor de envejecimiento
<37	0.000 0	65	0.005 4	94	0.181 3
37	0.000 1	66	0.006 2	95	0.202 6
38	0.000 1	67	0.007 1	96	0.226 3
39	0.000 1	68	0.008 0	97	0.252 6
40	0.000 2	69	0.009 1	98	0.281 7
41	0.000 2	70	0.010 4	99	0.314 1
42	0.000 2	71	0.011 8	100	0.349 9
43	0.000 2	72	0.013 4	101	0.389 7
44	0.000 3	73	0.015 2	102	0.433 7
45	0.000 3	74	0.017 2	103	0.482 3
46	0.000 4	75	0.019 5	104	0.536 2
47	0.000 4	76	0.022 0	105	0.595 7
48	0.000 5	77	0.024 9	106	0.661 4
49	0.000 6	78	0.028 1	107	0.734 0
50	0.000 7	79	0.031 8	108	0.814 2
51	0.000 8	80	0.0358	109	0.902 6
52	0.000 9	81	0.0404	110	1.000 0
53	0.001 1	82	0.0455	111	1.107 4
54	0.001 2	83	0.0513	112	1.225 6
55	0.001 4	84	0.0577	113	1.355 8
56	0.001 6	85	0.0649	114	1.499 0
57	0.001 9	86	0.0729	115	1.656 5
58	0.002 1	87	0.0819	116	1.829 6
59	0.002 4	88	0.0919	117	2.019 7
60	0.002 8	89	0.1031	118	2.228 5
61	0.003 2	90	0.1156	119	2.457 6
62	0.003 7	91	0.129 5	120	2.708 9
63	0.004 2	92	0.144 9	121	2.984 5
64	0.004 8	93	0.162 2	122	3.286 5

Tabla 3.1. Factor de aceleración de envejecimiento

Temperatura °C	Factor de envejecimiento	Temperatura °C	Factor de envejecimiento	Temperatura °C	Factor de envejecimiento
123	3.617 2	149	37.321 5	175	293.641 7
124	3.979 3	150	40.591 5	176	316.371 8
125	4.375 6	151	44.131 5	177	340.751 8
126	4.809 1	152	47.961 5	178	366.891 8
127	5.283 0	153	52.101 5	179	394.911 8
128	5.800 9	154	56.581 5	180	424.921 8
129	6.366 5	155	61.421 5	181	457.071 8
130	6.984 2	156	66.651 6	182	491.501 8
131	7.658 2	157	72.301 6	183	528.351 8
132	8.393 5	158	78.391 6	184	567.781 8
133	9.195 2	159	84.971 6	185	609.961 8
134	10.068 9	160	92.061 6	186	655.081 9
135	11.020 8	161	99.711 6	187	703.311 9
136	12.057 3	162	107.961 6	188	754.861 9
137	13.185 6	163	116.841 6	189	809.941 9
138	14.413 1	164	126.411 6	190	868.771 9
139	15.748 1	165	136.721 6	191	931.601 9
140	17.199 4	166	147.811 7	192	998.671 9
141	18.776 5	167	159.751 7	193	1070.251 9
142	20.489 5	168	172.581 7	194	1146.621 9
143	22.349 3	169	186.391 7	195	1228.081 9
144	24.367 9	170	201.231 7	196	1314.942 0
145	26.557 8	171	217.181 7	197	1407.542 0
146	28.931 5	172	234.301 7	198	1506.222 0
147	31.511 5	173	252.701 7	199	1611.352 0
148	34.301 5	174	272.451 7	200	1723.342 0

Tabla 3.1. Factor de aceleración de envejecimiento (continuación)

La curva de vida por unidad del aislamiento (figura 3.1) 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 norma IEEE C57.91.1995 se citan los siguientes 4 casos, para un sistema libre de oxígeno y humedad con temperatura máxima del punto caliente de 110 °C:

CASO	CRITERIO	VIDA NORMAL DEL AISLAMIENTO	
		HORAS	DIAS
1	Reducción de la resistencia a la tracción del aislamiento al 50%	65000	2708
2	Reducción de la resistencia a la tracción del aislamiento al 25%	135000	5625
3	Grado de polimerización del papel retenido de 200	150000	6250
4	Interpretación de datos de test de la vida funcional del transformador de distribución	180000	7500

Tabla 3.2. Definiciones posibles de Vida Normal del Aislamiento

Eligiendo valores normales de vida de la tabla anterior, de acuerdo a un criterio definido por el usuario, luego las horas de pérdida total de vida se determina multiplicando el envejecimiento equivalente determinado por la ecuación (3) por el periodo de tiempo t en horas, en porcentaje del tiempo de vida normal del aislamiento, es decir:

$$(4) \%P\acute{e}rdida\ de\ vida = \frac{F_{EQA} \times t \times 100}{Vida\ Normal\ del\ Aislamiento}$$

La tabla siguiente muestra los distintos valores de tiempo para distintos valores de pérdida de vida porcentual para varios valores de temperatura del punto más caliente, basados en una vida normal de aislación de 180000 hs. Notar que la pérdida de vida normal, consideranda durante 24 Hs el punto más caliente a una temperatura de 110 °C, es del 0,0133%.

Temp. del punto más caliente	F_{AA}	Porcentaje de Pérdida de Vida						
		0,0133	0,02	0,05	1	2	3	4
110	1	24						
120	2,71	8,86	13,3					
130	6,98	3,44	5,1	12,9				
140	17,2	1,39	2,1	5,2	10,5	20,9		
150	40,6	0,59	0,89	2,2	4,4	8,8	13,3	17,7
160	92,1	0,26	0,39	0,98	1,96	3,9	5,9	7,8
170	201,2	0,12	0,18	0,45	0,89	1,8	2,7	3,6
180	424,9	0,06	0,08	0,21	0,42	0,84	1,27	1,7
190	868,8	0,028	0,04	0,10	0,21	0,41	0,62	0,82
200	1723	0,014	0,02	0,05	0,10	0,21	0,31	0,42

Tabla 3.3. Horas posibles de sobrecarga en función de la temperatura del punto más caliente y del porcentaje de pérdida de vida

3.1.2. Cálculo de temperaturas.

El método para el cálculo de temperaturas del aceite y del bobinado presentado a continuación para el caso de cambio en el ciclo de cargas es simplificado u no requiere procesos iterativos. Los exponentes m y n

utilizados responden a los cambios en la pérdida de carga y en la viscosidad del aceite, causadas por cambios de temperatura. En la Tabla 3.4 se muestran valores de dichos exponentes. Los valores exactos de los exponentes para transformadores específicos pueden determinarse por medio del procedimiento de ensayos de sobrecarga.

En las formulas que se explicarán a continuación, se debe considerar que las temperaturas son simbolizadas con θ y las elevaciones de temperatura con $\Delta\theta$. Las elevaciones de los puntos calientes del bobinado están por encima de la temperatura máxima del aceite a menos que haya otras especificaciones. Las elevaciones del aceite están por encima de la temperatura ambiente.

La simbología que se utilizará será la siguiente:

C	Capacidad térmica del transformador, W-hs/°C.
EXP	2,71828 (base logaritmo natural).
I_R	Corriente nominal.
L	Carga en cuestión, en kVA o amperios.
K	Relación entre la carga L y la especificada nominal, por unidad.
m	Exponente empíricamente obtenido y utilizado para calcular la variación de $\Delta\theta_H$ en caso de cambios de carga. El valor de m es definido para cada modo de enfriamiento en la tabla 3.4.

n	Exponente empíricamente obtenido y utilizado para calcular la variación de $\Delta\theta_{TO}$ en caso de cambios de carga. El valor de n es definido para cada modo de enfriamiento en la tabla 3.4, de modo que corresponda a los efectos de cambios en la resistencia en cada cambio de carga.
$P_{T,R}$	Pérdida total en el transformador en caso de carga nominal en vatios.
R	Relación entre las pérdidas del transformador a carga nominal con respecto a las pérdidas en vacío en la posición del tap que se está estudiando.
t	Duración de la carga en horas.
θ	Temperatura en °C
θ_A	Temperatura ambiente promedio en °C durante el ciclo de carga que se está estudiando.
$\theta_{A,R}$	Temperatura ambiente promedio para carga nominal, en °C.
θ_H	Temperatura en los puntos más calientes del bobinado, en °C.
$\theta_{H,R}$	Temperatura en los puntos más calientes del bobinado con carga nominal en el tap que se está estudiando, en °C.
$\theta_{H,U}$	Temperatura en los puntos más calientes del bobinado con carga L , en °C.
θ_{TO}	Temperatura superior del aceite, en °C

- $\Delta\theta_H$ Elevación de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior), en °C.
- $\Delta\theta_{H,i}$ Elevación inicial de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior) para $t=0$, en °C.
- $\Delta\theta_{H,R}$ Elevación de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior) en caso de carga nominal, en °C.
- $\Delta\theta_{H,U}$ Elevación extrema de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite (parte superior) para el caso de una carga L, en °C.
- $\Delta\theta_{H/A}$ Elevación extrema de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura ambiente en caso de carga nominal, en °C.
- $\Delta\theta_{TO}$ Elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente, en °C.
- $\Delta\theta_{TO,R}$ Elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga nominal en la posición de tap que se está estudiando, en °C.
- $\Delta\theta_{TO,i}$ Elevación inicial de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente para $t=0$, en °C.

- $\Delta\theta_{TO,U}$ Elevación extrema de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente para una carga L, en °C.
- τ_{TO} 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, en horas.
- $\tau_{TO,R}$ Constante de tiempo del aceite del transformador para una carga nominal que comienza con una elevación inicial máxima del aceite de 0 °C, en horas.
- τ_W Constante de tiempo del bobinado en el lugar de sobrecalentamiento, en horas.

El significado de los subíndices es:

- | | |
|----|---------------------------------|
| A | Temperatura ambiente |
| R | Nominal |
| U | Valor extremo (final) |
| i | Valor inicial |
| H | Punto más caliente del bobinado |
| TO | Aceite superior |
| W | Bobinado |
| I | Por encima |

La temperatura del punto más caliente del bobinado está dada por la siguiente expresión:

$$(5) \theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{T0} + \Delta\theta_H$$

Siendo la temperatura del aceite superior

$$(6) \theta_{T0} = \theta_A + \Delta\theta_{T0}$$

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

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

La elevación máxima de la temperatura del aceite en un momento después de un cambio de etapa de carga es dada por:

$$(7) \Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \times \left[1 - \text{EXP}^{-\frac{t}{\tau_{TO}}} \right] + \Delta\theta_{TO,i}$$

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

$$(8) \Delta\theta_{TO,i} = \Delta\theta_{TO,R} \times \left[\frac{(K_i^2 \times R + 1)}{R + 1} \right]^n$$

Para análisis de ciclos de carga múltiples etapas con una serie de intervalos de corto tiempo, se utiliza la ecuación 7 para cada etapa de carga, y se usa la elevación máxima de aceite al final de la etapa previa de carga como elevación inicial de la temperatura de aceite superior para el cálculo de la siguiente etapa de carga.

El valor máximo alcanzado por la temperatura superior de aceite es dada por la ecuación siguiente:

$$(9) \Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \times \left[\frac{(K_U^2 \times R + 1)}{R + 1} \right]^n$$

La ecuación 9 se utiliza para calcular la elevación de temperatura del aceite superior para cada etapa de carga. Excepto para cargas constantes

de muy larga duración, nunca se alcanza la elevación máxima extrema dada por el aceite superior por la expresión 9.

Con respecto a la capacidad térmica del transformador, esta se determina con la siguiente ecuación para los tipos de enfriamiento OA y FA:

$$(10) \quad C = 0,1323 \times (\text{peso del conjunto núcleo + bobinas en kg}) \\ + 0,0882 \times (\text{peso de la cuba y radiadores en kg}) \\ + 5,034 \times (\text{lítros de aceite de la cuba y radiadores})$$

El peso a considerar para la cuba y radiadores es de todo aquel material ferroso en contacto con el aceite.

La constante de tiempo del aceite superior para carga nominal resulta entonces:

$$(11) \quad \tau_{TO,R} = \frac{C \times \Delta\theta_{TO,R}}{P_{T,R}}$$

Y la constante de tiempo para el aceite máximo viene dada por:

$$(12) \quad \tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right) - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)}{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}}$$

En la deducción de la ecuación 7, se parte de la hipótesis que la elevación extrema de la temperatura del aceite $\Delta\theta_{TO}$ es directamente proporcional con la pérdida de calor q , es decir:

$$\Delta\theta_{TO} = kq^n, \quad \text{donde } n = 1$$

Cuando $n=1$, 63% del cambio de temperatura ocurre en un lapso igual a la constante de tiempo sin importar la relación entre la elevación de la temperatura inicial y la elevación extrema de la temperatura. Cuando n no es igual a 1, entonces el cambio de temperatura en un intervalo de tiempo similar será diferente, dependiendo tanto de la elevación inicial de la temperatura como de la temperatura extrema.

Por otro lado el gradiente de temperatura transitoria en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura del aceite superior está dado por la siguiente fórmula:

$$(13) \quad \Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i}) \times \left[1 - \text{EXP}^{-\frac{t}{\tau_w}} \right] + \Delta\theta_{H,i}$$

El valor inicial del punto más caliente por encima del aceite superior viene dado por:

$$(14) \quad \Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} \times K_i^{2m}$$

Mientras la elevación extrema del punto más caliente por encima del aceite máximo es dada por:

$$(15) \quad \Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} \times K_U^{2m}$$

Y el valor nominal del punto más caliente sobre el aceite máximo viene dado por:

$$(16) \quad \Delta\theta_{H,R} = \Delta\theta_{H/A} - \Delta\theta_{TO,R}$$

La norma IEEE recomienda para la obtención del punto más caliente con carga nominal sobre la temperatura ambiente, en orden de preferencia, los siguientes métodos:

- Por medio de un test utilizando detectores incorporados
- El valor calculado por el fabricante (el cual se estipula en 15 °C adicional al valor de la elevación de temperatura promedio de los devanados según el ensayo de calentamiento).
- Suponer que $\Delta\theta_{H/A} = 80$ °C para arrollamientos con sobretemperaturas de 65 °C.

La Norma Internacional IEC 60076-7 permite establecer de mejor manera la temperatura en el punto más caliente:

$$(17) \quad \Delta\theta_{H,R} = H * g_r$$

Donde:

- H Factor del punto más caliente, H=1.1 para transformadores de distribución
- g_r Gradiente de temperatura entre la temperatura promedio de los devanados y la temperatura promedio del aceite.

El valor de la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente $\Delta\theta_{TO,R}$ es determinado por:

- Medición directa de la sobre-temperatura del aceite máximo en el ensayo de calentamiento.
- Un valor calculado suministrado por el fabricante del transformador.

Finalmente, la constante térmica de los bobinados es un valor muy inferior a los involucrados para el aceite. Su valor ronda generalmente entre los 5 a 20 minutos. El mismo puede medirse en forma aproximada

en los gráficos de medición de resistencia de los ensayos de calentamiento o ser calculados directamente por el fabricante. La constante de tiempo de los bobinados presenta también variaciones según la viscosidad del aceite y el exponente m . Para sobrecargas moderadas se acostumbra pasar por alto la constante de tiempo del bobinado y suponer que la elevación en los puntos calientes del bobinado por encima de la temperatura máxima del aceite se determina con la ecuación 15.

Para el estudio que se realiza en esta tesis se considera el cálculo de la constante térmica de los bobinados que propone la norma IEC 60076-7:

$$(18) \quad \tau_w = \frac{m_w \times c \times g_r}{60 \times P_w}$$

Donde:

- τ_w Constante térmica de los bobinados, en minutos.
- m_w Masa del devanado, en kg.
- c Calor específico del material del conductor, en Ws/(kg-K) (390 para el cobre y 890 para el aluminio).
- P_w Pérdidas en el devanado, en W.
- g_r Gradiente de temperatura entre la temperatura promedio de los devanados y la temperatura promedio del aceite.

Los exponentes sugeridos para ser utilizados en las ecuaciones de elevación de temperatura son los que se indican en la siguiente tabla:

Tipo de enfriamiento	m	n
ONAN	0,8	0,8
ONAF	0,8	0,9
OFAF o OFWF no dirigidos	0,8	0,9
OFAF o OFWF dirigidos	1,0	1,0

Tabla 3.4. Exponentes utilizados en la ecuación de elevación de temperatura.

Con los valores de las elevaciones de temperatura en el aceite y devanados se puede mostrar gráficamente el modelo de la distribución de temperatura en el transformador.

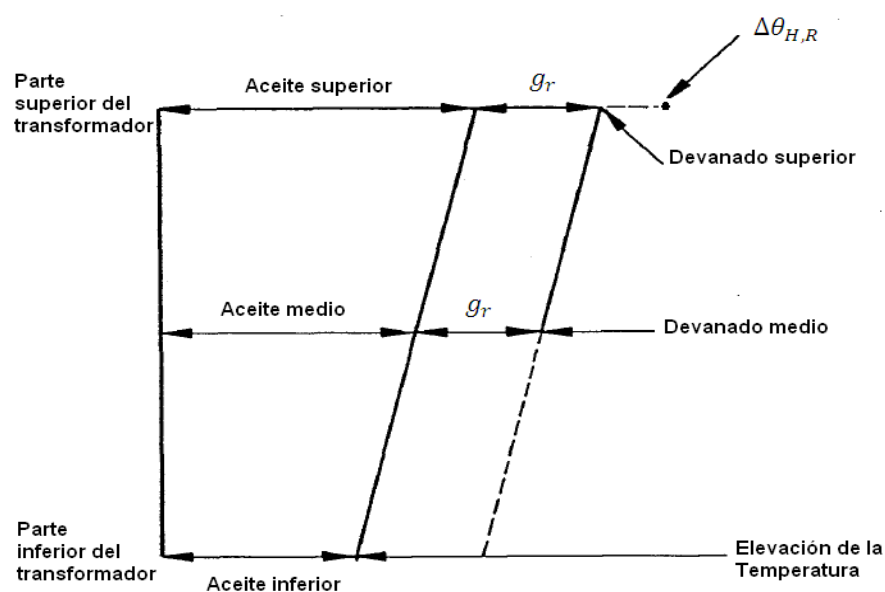


Figura 3.3. Modelo de distribución de temperaturas en el transformador

3.1.3. Consideraciones de temperatura ambiente y altitud.

La temperatura ambiente es un parámetro muy importante en la determinación de los estados posibles de sobrecarga, ya que su valor se suma a los valores de sobre-temperatura del aceite y arrollamientos para determinar las temperaturas absolutas de operación.

Para el estudio que se realiza, se toma en consideración el valor promedio correspondiente a 24 hs de 30°C de acuerdo a la norma IEEE C57.91.1995.

Cada caso particular debe ser cuidadosamente estudiando para determinar este valor, incluso aquellos donde los transformadores se encuentran instalados a la intemperie, pero rodeados de construcciones que provocan una recirculación del aire durante la operación del transformador y en consecuencia la temperatura ambiente promedio resulta ligeramente más alta que la de la región.

A menudo es necesario pronosticar la carga que un transformador pueda soportar con toda seguridad para el futuro en una temperatura ambiente desconocida, por lo que se deben considerar los siguientes criterios para determinar la temperatura a la que trabajará el transformador:

- A. “Temperatura promedio”: Utilice la temperatura diaria promedio para el mes en cuestión, promediado sobre varios años.
- B. “Temperatura máxima diaria”: Utilice el promedio de las temperaturas diarias máximas para el mes en cuestión, promediadas sobre varios años

Estas temperaturas ambientes se deben utilizar de la siguiente manera:

- Para cargas con una expectativa de vida normal, utilice la “temperatura promedio” (A) como temperatura ambiente para el mes en cuestión.
- Para cargas de corto tiempo con sacrificio moderado de la expectativa de vida, utilice la “temperatura máxima diaria” (B) para el mes en cuestión.

Durante un día cualquiera, el promedio sobre 24 horas de la temperatura puede exceder el valor derivado de (A) o (B) antes mencionados. Para ser conservador se recomienda incrementar estas temperaturas en 5 °C ya que el envejecimiento en caso de temperaturas mayores que el promedio no es plenamente compensado en caso de menor envejecimiento a una temperatura más baja que el promedio. Con éste margen la temperatura promedio aproximada en 24 horas no será sobrepasada más que unos

cuantos días al mes, y cada vez que se sobrepase, la pérdida de vida no será significativa.

La tabla a continuación muestra en resumen los valores de incremento y decremento de la capacidad de un transformador al variar la temperatura ambiente en el rango de -30 a 50 °C.

Tipo de Refrigeración	% de Potencia Nominal	
	Decremento de potencia por cada °C en exceso sobre la temperatura ambiente base	Incremento de potencia por cada °C por debajo de la temperatura ambiente base
ONAN	1.5	1.0
ONWN	1.5	1.0
ONAN/ONAF – ONAN/ONAF1/ONAF2	1	0.75

Tabla 3.5. Variaciones de la capacidad del transformador con las variaciones de temperatura ambiente en el rango -30 a 50 °C

Otra consideración a tomar es que los transformadores deberán operar a su potencia nominal en altitudes mayores de 1000 m sin exceder los límites de temperatura normalizados (40 °C máxima instantánea) siempre que la temperatura promedio del aire refrigerante no exceda los valores de la tabla siguiente a fin de trabajar con una expectativa de vida normal:

Tipo de refrigeración del transformador	Altitud en metros			
	Auto-refrigerado sumergido en líquido refrigerante	1000	2000	3000
	30 °C	28 °C	25 °C	23 °C

Tabla 3.6. Temperatura promedio máxima permisible del aire refrigerante a la potencia nominal del transformador.

Con respecto a la altitud de operación de los transformadores diseñados para trabajo a 1000 m. Estos deberán trabajar a temperatura normalizada sin exceder los límites de aumento de temperatura de 65 °C, siempre que la carga alimentada se reduzca con relación a la nominal en un porcentaje igual a 0,4 % por cada 100 m por encima de los 1000 m.

3.2. Ensayo de calentamiento de transformadores.

En este ensayo se busca determinar los parámetros térmicos, las temperaturas de los devanados y del líquido refrigerante de los transformadores. Estos resultados sirven como base para determinar la cargabilidad de los transformadores.

La explicación del ensayo de calentamiento en esta tesis se basa en la Norma Técnica Ecuatoriana “NTE INEN 2119:98 Transformadores. Prueba de

calentamiento para transformadores sumergidos en aceite con elevación de 65 °C de temperatura en los devanados”.

Las condiciones que se deben cumplir para realizar el ensayo son las siguientes:

- El transformador debe estar completamente ensamblado y lleno de líquido hasta el nivel indicado a temperatura ambiente.
- Cuando el transformador esté equipado con indicadores térmicos, transformadores de corriente tipo pasatapa, o similares, tales dispositivos deben estar ensamblados con el transformador.
- El ensayo de calentamiento debe realizarse en un recinto que esté libre de ráfagas de aire.
- Antes de iniciar el ensayo y energizar el transformador, es necesario efectuar la medida de resistencia óhmica de los devanados. Esta resistencia se conoce como resistencia en frío de los devanados (R_o). Luego se registra la temperatura del devanado (la misma que la temperatura del líquido refrigerante).
- La temperatura del aire o temperatura ambiente debe ser medida por un mínimo de tres termocuplas o termómetros espaciados uniformemente alrededor del transformador bajo prueba, a la altura media del transformador y a una distancia de uno o dos metros de él.

- Los termómetros o termocuplas deben ser protegidos de cualquier corriente de aire, radiación de calor del transformador bajo prueba u otra fuente.
- Con el propósito de reducir al mínimo los errores debidos a la diferencia de tiempo entre los incrementos de la temperatura de los devanados y las variaciones en la temperatura ambiente, las termocuplas o termómetros deben ser localizados o introducidos en recipientes de vidrio llenos de aceite.
- Se recomienda medir las temperaturas de las superficies del transformador utilizando termocuplas. Estas deberán ser acopladas a una lámina metálica delgada de aproximadamente $2,54 \text{ cm}^2$; la lámina metálica o placa será localizada firmemente sujeta contra la superficie (ver figura 3.4 y figura 3.5). Además las termocuplas deben aislarse térmicamente de los medios que la rodean, diferentes al de la superficie medida

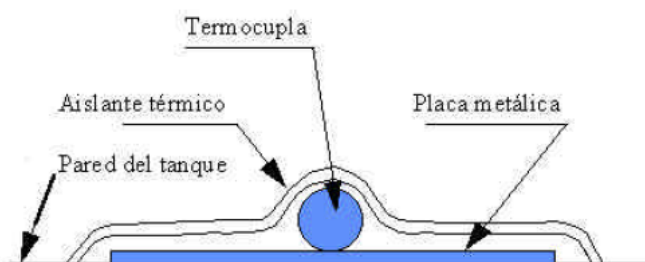


Figura 3.4. Aplicación de la termocupla a una superficie

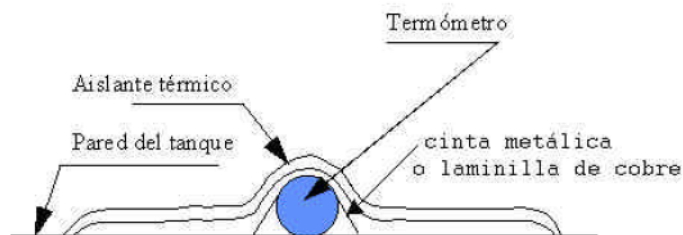


Figura 3.5. Aplicación del termómetro a una superficie

- Se debe medir las siguientes temperaturas del transformador:
 - La temperatura superior del aceite. A través de un termómetro o termocupla, inmerso aproximadamente 5 cm bajo la superficie del aceite.
 - La temperatura de la superficie refrigerante en dos ubicaciones. Uno sobre el centro del tubo colector superior del radiador y otro sobre el centro del tubo colector inferior del mismo. Cuando el transformador bajo prueba no posea radiadores, se ubican los sensores de temperatura en:
 - ✓ El nivel superior: altura media entre el nivel del aceite y el extremo superior del devanado más cercano al nivel superior del aceite.
 - ✓ El nivel inferior: Altura media entre la base y el extremo inferior del devanado más cercano a la base.

3.2.1. Métodos de ensayo.

Existen dos métodos para determinar los parámetros térmicos de un transformador:

- Con carga real, el cual es el más preciso, pero los requerimientos de energía son excesivos para transformadores de gran capacidad, además de requerir mayores condiciones de seguridad debido a que se estaría trabajando con el transformador en sus condiciones de voltaje nominales.

Los transformadores de poca potencia pueden ensayarse bajo condiciones de carga real, cargándolos con reóstatos, banco de bombillas, caja de agua, etc.

- Con carga simulada, el cual se realiza poniendo en cortocircuito uno o más devanados del transformador y haciendo circular la suficiente corriente a frecuencia nominal para producir las pérdidas totales, (para la conexión y capacidad nominales del transformador) y corrigiéndolas a una temperatura igual al aumento nominal de temperatura promedio de los devanados más 20 °C.

El ensayo con carga simulada es el método más usual ya que tiene la ventaja de permitir una lectura directa de la potencia y la corriente que se consumen durante la prueba, requiere menor cantidad de instrumentos, mayores facilidades de prueba (el voltaje aplicado es mucho menor al nominal) y el consumo de energía es menor. Es muy utilizado para transformadores de capacidad alta, aunque es aplicable a transformadores pequeños.

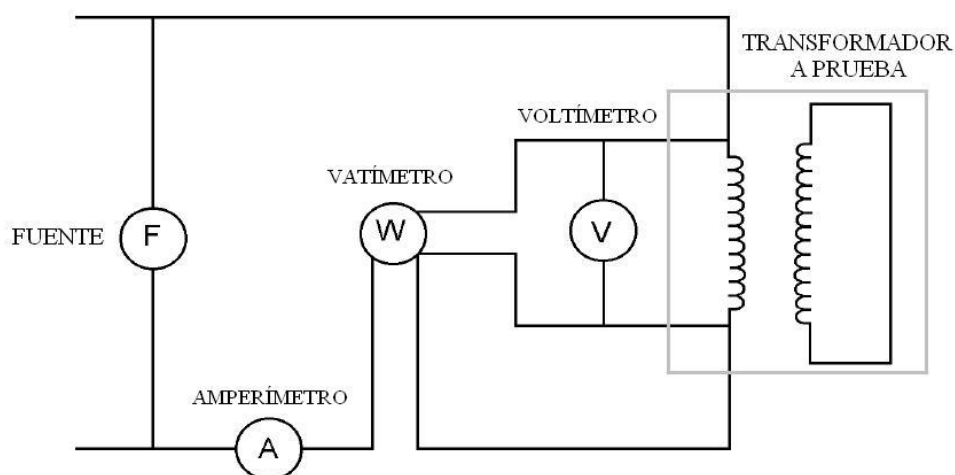


Figura 3.6. Esquema del método con carga simulada.

3.2.2. Formulación para el ensayo.

A continuación se explica los pasos para determinar la temperatura promedio de los devanados de un transformador. La aplicación de estos cálculos es independiente del método de ensayo, pero el equipo a

ensayarse debe ser operado a un valor de por lo menos el 85% de la corriente nominal del transformador.

Para determinar la elevación de temperatura del líquido refrigerante, se aplica el criterio de equilibrio térmico o estabilidad, el cual consiste en considerar que el último aumento de temperatura superior del líquido sobre el ambiente ha sido alcanzado cuando el aumento de temperatura no varíe en más de 1 °C por hora en un periodo consecutivo de tres horas.

$$(19) \quad t_o = T_o - T_a$$

Donde:

t_o Elevación de temperatura del líquido, en grados Celsius.

T_o Temperatura superior del líquido, en grados Celsius.

T_a Temperatura ambiente, en grados Celsius.

Una vez que se ha alcanzado la temperatura de equilibrio térmico y determinada las temperaturas superior del líquido, a continuación se reduce la corriente en los devanados al valor nominal de la conexión y potencia usada, manteniéndola constante por una hora, se mide la

temperatura del líquido, se realiza el corte de energía y se mide la temperatura promedio del líquido refrigerante.

La elevación promedio de los devanados debe calcularse usando la elevación superior del líquido o la elevación promedio del líquido. Cuando se emplee una corriente en el devanado diferente a la nominal, se debe usar el método de la elevación promedio del líquido para determinar la elevación en los devanados.

- En el método de la elevación superior del líquido, la elevación de temperatura promedio de los devanados es igual a la elevación de temperatura del líquido, medido durante el periodo a pérdidas totales, más la diferencia entre la temperatura promedio de los devanados en el momento del corte, y la temperatura superior del aceite al momento del corte.,

$$(20) \quad t_{pd} = t_{oe} + (T - T_{oc})$$

Donde:

t_{pd} Elevación de temperatura promedio de los devanados, en grados Celsius.

t_{oe} Elevación de temperatura superior del líquido a pérdidas totales (estabilización), en grados Celsius.

T_{oc} Temperatura superior del líquido al corte, en grados Celsius.

$$T = \frac{R}{R_o} (T_k - T_o) - T_k$$

T_k Es 234,5 °C para el cobre, y 225 °C para el aluminio.

- En el método de la elevación promedio del líquido, para determinar la elevación de temperatura promedio de los devanados, se debe obtener la temperatura promedio del aceite, la cual es igual a la temperatura superior del líquido menos la mitad de la diferencia en temperatura del líquido entre la parte superior y la inferior del equipo de refrigeración (radiadores).

$$(21) \quad T_{om} = T_o - (T_{os} - T_{oi})/2$$

Donde:

T_{om} Temperatura promedio del líquido, en grados Celsius.

T_{os} Temperatura del líquido en la parte superior del equipo de enfriamiento, en grados Celsius.

T_{oi} Temperatura del líquido en la parte inferior del equipo de enfriamiento, en grados Celsius.

Entonces la elevación de temperatura promedio de los devanados es la elevación promedio en el líquido medido durante la prueba de pérdidas totales, más la diferencia entre la temperatura promedio de los devanados en el momento del corte y la temperatura promedio del líquido al momento del corte.

$$(22) \quad t_{pd} = t_{ome} + (T - T_{omc})$$

Donde:

t_{pd} Elevación de temperatura promedio de los devanados, en grados Celsius.

t_{ome} Elevación de temperatura promedio del líquido a pérdidas totales (estabilización), en grados Celsius.

T_{omc} Temperatura promedio del líquido al corte, en grados Celsius.

Cuando la corriente mantenida en alguno de los devanados está por debajo de la corriente nominal, la diferencia observada entre la temperatura promedio del devanado al momento del corte debe corregirse para dar la elevación de temperatura promedio del devanado a corriente nominal, mediante el uso de la siguiente fórmula:

$$(23) \quad T_c = T_{od} \left(\frac{\text{Corriente nominal}}{\text{Corriente de prueba}} \right)^m$$

Donde:

T_c Diferencia corregida entre la temperatura promedio del devanado referida al momento del corte, y la temperatura promedio del líquido al corte.

T_{od} Diferencia observada entre la temperatura promedio del devanado, referida al momento del corte y la temperatura promedio del líquido al corte.

m Ver Tabla 3.4.

La elevación promedio del devanado corregida es igual a la elevación promedio del líquido, medido durante el ensayo a pérdidas totales, más T_c .

$$(24) \quad t_{pd} = T_{ome} + T_c$$

Finalmente como ya se había mencionado en un tema anterior, la altitud influye en la característica térmica del transformador, por lo tanto cuando los ensayos se realizan a una altitud de 1000 m o menos, ninguna corrección por altitud debe aplicarse a las elevaciones de temperatura,

Y cuando un transformador se ensaya a una altitud menor o igual a 1000 m y va a operarse a una altitud por encima de los 1000 m, se deben asumir que las elevaciones de temperatura se incrementen en concordancia con la siguiente fórmula:

$$(25) \quad T_A = T_e (A/A_o - 1)F$$

Donde:

T_A Incremento en la elevación de temperatura a una altitud de A metros, en grados Celsius.

- T_e Elevación de temperatura observada, en grados Celsius.
- A Altitud, en metros.
- A_o Igual a 1000 metros.
- F Factor empírico, igual a 0,04 para modo de autoenfriamiento y 0,06 para refrigeración por aire forzado.

3.3. Conversión de ciclo de carga real a equivalente.

Los transformadores operan con ciclos de carga que se repiten con un periodo de 24 hs. Un ciclo típico normal de carga es el se muestra en la figura 3.6, donde se pueden diferenciar algunas fluctuaciones de carga a lo largo del día (línea continua).

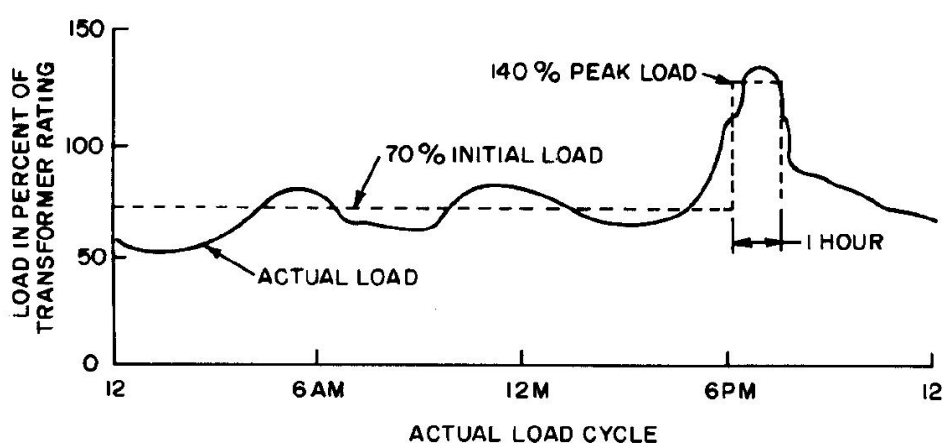


Figura 3.7. Ejemplo de ciclo de carga actual y ciclo de carga equivalente

Para una carga normal o sobrecarga planificada por encima de los valores nominales, se utiliza generalmente un ciclo de carga de múltiples etapas, pudiéndose describir el ciclo de carga como una serie de cargas constantes de corta duración (usualmente ½ hora o 1 hora).

Un ciclo equivalente de dos etapas como se muestra en la figura 3.6 puede ser utilizado para determinar la capacidad de sobrecarga de emergencia. El ciclo de carga equivalente de dos etapas consiste en una carga previa y una carga pico. Usualmente la carga en el ciclo diario presenta un período en el cual esta aumenta hasta un nivel considerablemente mayor que cualquier otro alcanzado en otro momento. Este pico, generalmente, no es alcanzado ni pasado repentinamente, sino que aumenta y disminuye gradualmente.

Un transformador que alimenta una carga variable genera pérdidas variables, cuyo efecto, es el mismo que el de una carga intermedia constante sostenida durante el mismo periodo.

$$(26) \quad \text{Carga Equivalente Diaria} = \left(\frac{\sum_{i=1}^N L_i^2 * t_i}{\sum_{i=1}^N t_i} \right)^{0.5}$$

Donde:

L_i Pasos de carga en %, por unidad en kVA o corriente.

- t_i Duración respectiva de los pasos de carga en horas.
- N Número total de cargas consideradas en un periodo.

Otra alternativa para realizar un análisis de capacidad de carga es utilizando el pico de carga equivalente de un ciclo usual de carga, que es la carga eficaz (rms) obtenida de la ecuación (24) para el periodo limitado en el cual sobreviene la mayor demanda (pico irregular de la figura 3.7). La duración estimada de este pico tiene una influencia considerable sobre el valor de pico rms. En caso de que la duración sea sobrestimada, el valor rms de pico puede estar considerablemente por debajo de la demanda pico máxima. Para evitar el sobrecalentamiento debido a grandes y breves sobrecargas durante el pico de sobrecarga, el valor rms para el periodo pico de carga no debería ser menor que el 90% de la demanda máxima integral por $\frac{1}{2}$ hora.

Dado el pico de carga equivalente también es importante considerar la carga previa continua equivalente, la cual es la carga eficaz obtenida por medio de la ecuación (24) en un periodo elegido del día. La experiencia dice que se obtienen buenos resultados si se toman periodos de 12 horas precedentes o siguientes al pico, seleccionándose el mayor de estos valores así obtenidos. La línea de trazos de la figura 3.7 muestra el ciclo de carga construido para el ciclo de carga real.

$$(27) \quad \text{Carga Previa equivalente contiuua de 12 hs} = 0.29 \left(\sum_{i=1}^{12} L_i \right)^{0.5}$$

3.4. Algoritmo para determinar pérdida de vida útil del transformador debido a sobrecarga.

Debido a la amplia variedad de tipos de transformadores y sus características, es difícil presentar todas las tablas de capacidad de carga de estos, por lo que en esta tesis se ha desarrollado un programa de cálculo de capacidad de carga para transformadores dadas sus características específicas.

La norma IEEE C57.91.1995 propone un diagrama de flujo (figura 3.7) como guía para el planteamiento del programa cálculo de cargabilidad de los transformadores, el cual debe calcular e imprimir el pico máximo de carga que puede ser aplicado sobre un transformador y encontrar sus limitaciones específicas. Además el programa deberá calcular la temperatura del aceite superior y la temperatura del punto más caliente como una función del tiempo para un ciclo repetitivo de 24 h de carga, y también se buscará establecer la pérdida de vida del aislamiento para un ciclo de carga de 24 h.

Los datos de entrada del programa serán los siguientes:

- a) Características del transformador (pérdidas, elevaciones de temperatura del diseño y constantes térmicas, cantidad de aceite, peso del tanque).
- b) Temperatura ambiente.
- c) Altitud de trabajo.
- d) Carga previa continua.
- e) Duración del pico de carga y el porcentaje de pérdida de vida diaria especificado.
- f) Ciclo de carga de 24 h si es deseado.

Un proceso sistemático se utilizará para obtener el mayor pico de carga soportable para el transformador estudiado. El procedimiento inicial será probar con una carga pico asumida entre la carga previa continua y la carga pico máxima permitida (300% para transformadores de distribución y 200% para transformadores de potencia). Utilizando esta carga pico, se hará el cálculo de envejecimiento en intervalos de tiempos variados (pues el envejecimiento dependerá de la duración de la carga pico) durante las 24 h, y así se obtendrá envejecimiento total diario del aislamiento impuesto por el ciclo de carga. Luego de esto, se realizará una comparación entre los valores calculados y el porcentaje de pérdida de vida especificado que ya había sido establecido en los datos iniciales como un límite. Dependiendo del resultado, el valor pico de prueba se cambiará y se repetirán los cálculos antes

mencionados hasta que el valor calculado del porcentaje de pérdida de vida util esté cercano al límite establecido en un margen de +/- 4%. Finalmente quedarán establecidos el valor pico de carga, el correspondiente valor pico de temperatura del punto más caliente, el valor pico de temperatura del aceite y el porcentaje total de pérdida de vida.

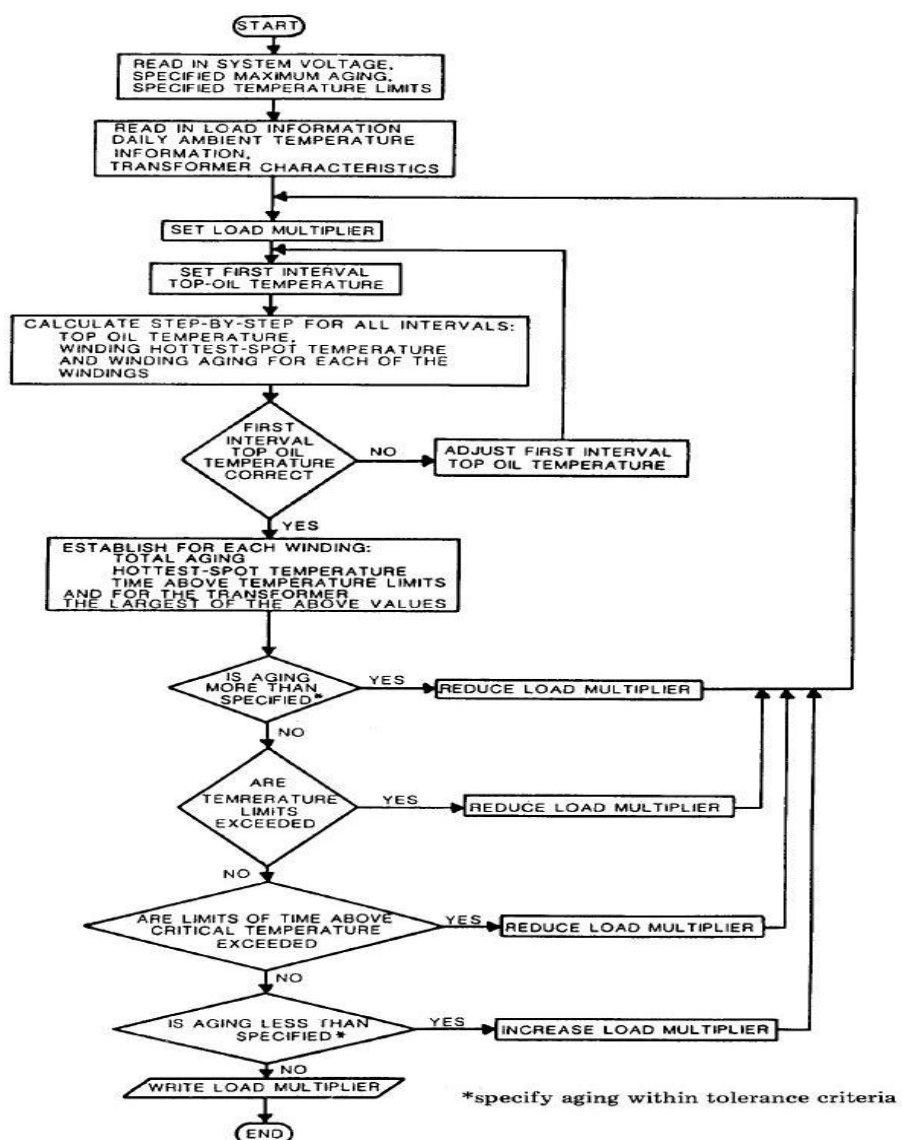


Figura 3.8. Flujograma para cálculo por computadora.

Este programa fue desarrollado en Visual Basic .Net (ver anexo 14) y respeta las ecuaciones establecidas en este capítulo, y presenta tres opciones de cálculo de cargabilidad:

- ❖ Para una carga cíclica diaria, para lo cual se debe llenar un formulario donde se indica la carga y temperatura durante todo el día en un lapso de 24 horas, y dará como resultado las elevaciones de temperatura en el punto más caliente y del aceite durante todo el ciclo de carga así como también la pérdida de vida útil a medida que transcurre el tiempo y la pérdida de vida útil total al final del ciclo. Todos estos resultados son exportados a una hoja de excel.
- ❖ Para un condición de precarga promedio estimada de al menos 12 horas antes de la sobrecarga estimada promedio. Como resultado el programa presenta la pérdida de vida útil estimada para la condición establecida en un ciclo de 24 horas de carga.
- ❖ Generación de curvas de cargabilidad, en esta opción el programa de manera similar a la anterior opción y en base a los datos ingresados del transformador y las condiciones de temperatura ambiente promedio y altitud se encarga de realizar un cálculo iterativo que dará como resultado las curvas de capacidad de carga del transformador para varias situaciones de precarga y sobrecarga bajo las cuales el

transformador no tendrá una pérdida de vida por encima de la máxima expectativa de pérdida de vida útil establecida.



Figura 3.9. Vista principal del programa desarrollado.

Adicionalmente al programa se le ha incluido una opción de cálculo para el análisis de la protección contra sobrecargas en función de las características del transformador que se vaya a estudiar, de tal forma de que los resultados permitan graficar la curva de operación del breaker y determinar la pérdida de vida del transformador como consecuencia de la exposición a la sobrecarga permitida por la protección.

LOSS LIFE CALCULATOR

PRINCIPAL | TABLA DE DATOS PARA CICLO | OTROS CÁLCULOS

CÁLCULO DE PUNTOS DE CURVA DE SOPORTE TÉRMICO

PRECARGA P.U.

TEMP. DISPARO DE BREAKER °C

DURACIÓN DE SOBRECARGA (1) horas

SOBRECARGA P.U.

PÉRDIDA DE VIDA ESPERADA %

ELEV. TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR °C

ELEV. TEMP. DEL BIMETÁLICO °C

DURACIÓN DE SOBRECARGA (2) horas

SOBRECARGA P.U.

PÉRDIDA DE VIDA ESPERADA %

ELEV. TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR °C

ELEV. TEMP. DEL BIMETÁLICO °C

DURACIÓN DE SOBRECARGA (3) horas

SOBRECARGA P.U.

PÉRDIDA DE VIDA ESPERADA %

ELEV. TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR °C

ELEV. TEMP. DEL BIMETÁLICO °C

DURACIÓN DE SOBRECARGA (4) horas

SOBRECARGA P.U.

PÉRDIDA DE VIDA ESPERADA %

ELEV. TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR °C

ELEV. TEMP. DEL BIMETÁLICO °C

DURACIÓN DE SOBRECARGA (5) horas

SOBRECARGA P.U.

PÉRDIDA DE VIDA ESPERADA %

ELEV. TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR °C

ELEV. TEMP. DEL BIMETÁLICO °C

CALCULAR

Figura 3.10. Vista de opción para cálculo de soporte térmico del breaker.

CAPÍTULO 4

4. DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

En el capítulo 1, se había indicado que existe una clasificación de los transformadores de acuerdo a las protecciones con que este contaba. A continuación en este capítulo específicamente se tratará de las protecciones que usualmente se pueden instalar en el transformador y los criterios de coordinación entre ellos, y en particular se tratará de las protecciones contra sobrecarga y cortocircuito.

Los transformadores auto-protegidos pueden ser de tres tipos:

- Auto-protegidos CSP (Complete Self Protected), aquellos que tienen incorporados desde su etapa de diseño y su etapa de fabricación elementos de protección contra sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos externos y elementos para aislarlo de la red en caso de falla.
- Auto-protegidos SP (Surge Protecting), su esquema de protección incluye en el transformador el montaje de los pararrayos y fusibles de protección de alta tensión internos. No incluye breaker.
- Auto-protegidos CP (Current Protecting), para este caso el transformador está equipado con fusibles de protección de alta tensión internos y un breaker. No incluye montaje de los pararrayos.

En esta tesis se analizará los tres tipos de transformadores auto-protegidos pero solamente se considerará las protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos externos e internos, puesto que se requiere de otro análisis que no está contemplado en el tema de esta tesis.

4.1. Protecciones por sobrecarga y cortocircuito.

Los transformadores auto-protegidos deben tener incorporados elementos que brinden protección ante diferentes tipos de sobrecorrientes a las que pueden estar expuesto durante su funcionamiento.

Adicionalmente las protecciones de sobrecorriente no deben operar cuando se produzcan corrientes de energización (inrush), ya que estas corresponden a condiciones operativas normales, propias del transformador o del circuito que alimentan.

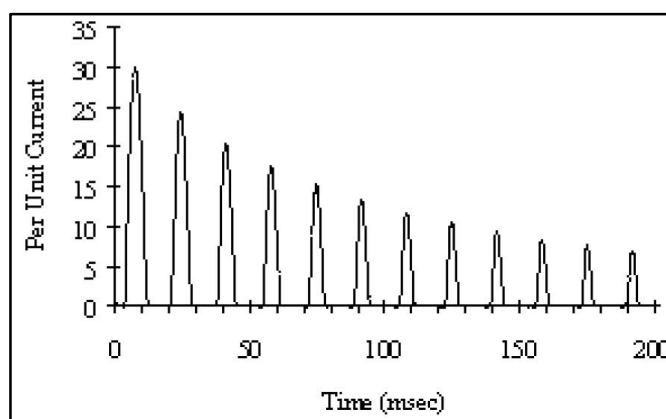


Figura 4.1. Evolución de la corriente de energización (inrush)

Para establecer los parámetros de protección contra sobrecorriente hay que diferenciar el tipo de sobrecorriente, pues de acuerdo a la guía técnica colombiana GTC 148, estas se definen de la siguiente forma:

- Corrientes de cortocircuito, son todas aquellas corrientes cuya magnitud es superior a 3 veces la corriente nominal del transformador. Pueden ser originadas por fallas al interior del transformador o en la red secundaria.
- Corrientes de sobrecarga, son corrientes cuya magnitud está usualmente entre 1 y 3 veces la corriente del transformador.

Entonces con estas definiciones se puede establecer las medidas de protección según sea el caso:

- a. Protección contra sobrecarga. La finalidad es evitar un deterioro más acelerado de lo normal del aislamiento del transformador y por tanto de su vida útil, debido al efecto térmico producido por estas, para ello el elemento encargado de la protección debería desconectar la carga que alimenta el transformador antes de que la pérdida de vida útil supere la deseada por el operador de la red. A menos que se especifique lo contrario, la máxima pérdida de vida permitida será de 0,0137% por día.

Como las causas de la sobrecarga suelen ser de tipo temporal, el elemento de protección debería permitir la reconexión de la carga una vez que la sobrecarga desaparezca y la temperatura al interior del transformador se reduzca.

El elemento de protección debería permitir además reconectar la carga, aún cuando la sobrecarga persista siempre y cuando esta se encuentre por debajo de un valor previamente establecido. Esto es de utilidad cuando se desea priorizar la prestación del servicio, sin embargo la pérdida de vida útil del transformador por efectos térmicos, bajo esta

condición de operación, es mayor que bajo operación normal y puede conducir a la falla del equipo por lo cual se considera como una condición de trabajo temporal y de emergencia.

- b. Protección contra cortocircuitos externos. Los transformadores auto-protegidos deben contar con una protección que desconecte la alimentación del circuito de baja tensión, cuando se presenten corrientes de cortocircuito debido a fallas en la red secundaria cuya magnitud sea igual o inferior a la corriente de cortocircuito nominal, determinada por la ecuación (4.1).

$$(28) \quad I_{ccn} = \frac{I_n * 100}{Z_{cc}\%}$$

Donde:

I_{ccn} Corriente de cortocircuito nominal.

I_n Corriente nominal.

Z_{cc} Impedancia de cortocircuito.

Para este caso el elemento de protección debería permitir la reconexión de la carga cuando la condición que originó la falla en la red secundaria sea eliminada.

- c. Protección contra cortocircuitos internos. Ante la circunstancia en que se presentara una falla interna del transformador, este debería contar con una protección que lo desconecte de la red. Es decir que esta protección debería operar para todas aquellas corrientes de cortocircuito cuya magnitud sea superior a la calculada mediante la ecuación (28). y menor que la capacidad de cortocircuito de la red, y una vez que el elemento de protección actúe, no debería permitir reenergizar el transformador para evitar las repercusiones en la red ocasionadas por la conexión de un transformador en condición de falla.

Para cubrir todas estas eventualidades a continuación se describen las opciones de protecciones que hay en el mercado y que son las más utilizadas.

4.1.1. Fusibles

Los fusibles son elementos térmicamente débiles cuya función principal es la de aislar un equipo cuando una corriente de falla o sobrecarga pasa a través de este.

En el mercado existen diversos tipos de fusibles para aplicaciones en transformadores, pero para este estudio apunta a los fusibles utilizados en los transformadores auto-protegidos.

4.1.1.1.Fusible de expulsión

Es un dispositivo de protección para corriente que tiene un elemento fusible hecho en estaño, cobre o plata; montado sobre un tubo de material aislante que ante altas temperaturas, el interior de las paredes liberan un gas des-ionizante que extingue el arco eléctrico generado por la fusión del elemento conductor..

Este elemento opera cuando se presenta una falla interna en el transformador. Sirve para proteger tanto al sistema de distribución o alimentación, como al propio transformador de daños mayores. Cada transformador auto-protegido lleva un fusible de expulsión por cada terminal de media tensión, el cual se localiza entre los terminales de la bobina primaria y el bushing correspondiente.

En caso de que el o los fusibles operen debido a una falla en el transformador, antes de intentar ponerlo nuevamente en servicio hay que verificar la ausencia o corrección de la causa de la falla.

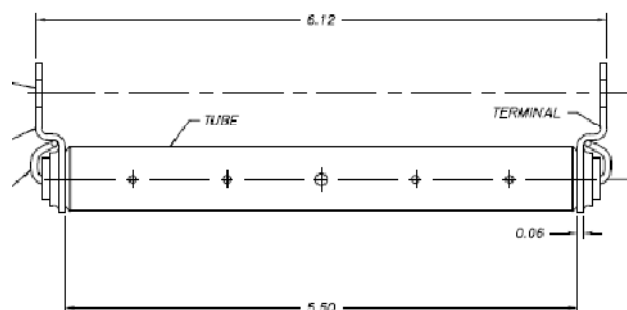


Figura 4.2. Fusible de expulsión

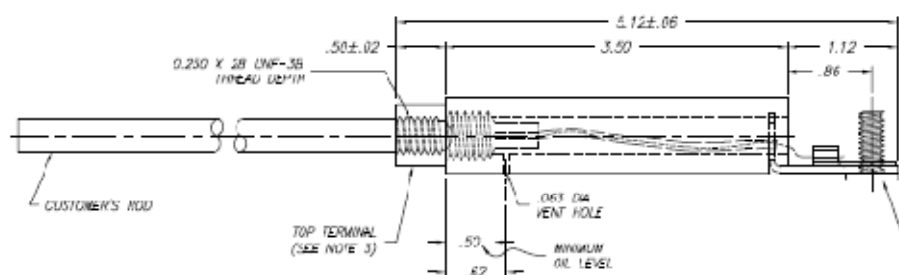


Figura 4.3. Fusible de expulsión para instalación en bushing

Todos los fusibles tienen una característica de operación que se la describe mediante las curvas características de corriente-tiempo, la cuales pueden ser de dos tipos:

- Curva característica de corriente-tiempo de fusión mínima (Minimum Melting): Indica relación entre la magnitud de la

corriente que pasa a través de un hilo fusible y el tiempo requerido para la fusión del mismo.

- Curva característica de corriente-tiempo de despeje total (Total Clearing o Maximum Clearing): Indica relación entre la magnitud de la corriente que pasa a través de un hilo fusible y el tiempo total requerido para la fusión del fusible y la extinción del arco.

La capacidad de interrupción de estos fusibles va de acuerdo a la clase de voltaje del mismo:

Voltaje [kV]		Capacidad de interrupción [A]
Máximo	Aplicado	
5.2	5.2	3500
8.4	8.4	3500
15.0	8.4	3000
15.0	15	3000
23.0	15	1500

Tabla 4.1. Capacidad de interrupción de fusibles de expulsión.

4.1.1.2. Fusible bayoneta

Los fusibles bayoneta son también fusibles de expulsión y por tanto también poseen las respectivas curvas características de corriente-tiempo.

La diferencia con respecto a los anteriores fusibles de expulsión es que pueden ser cambiados fácilmente a través de un sistema tipo bayoneta y que se los utiliza comúnmente en transformadores padmounted (pedestal).

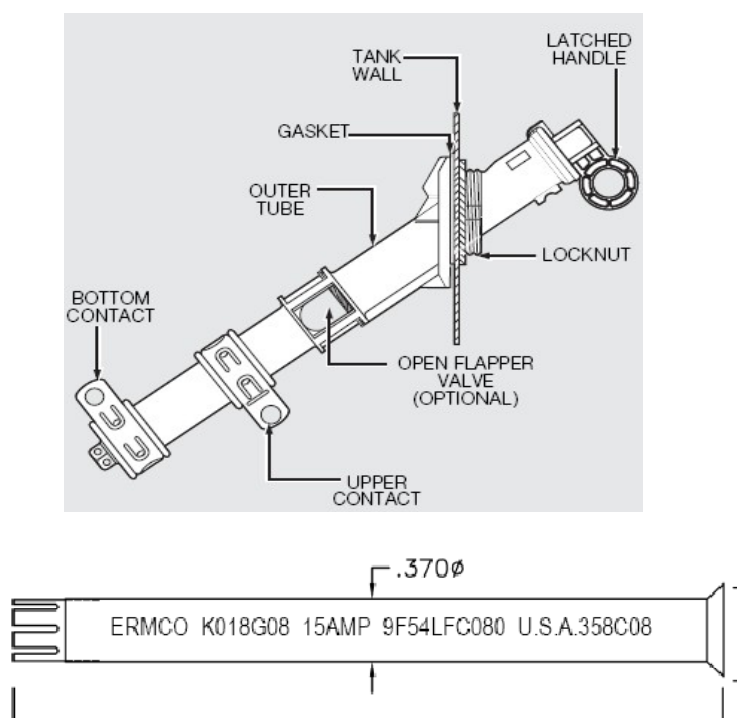


Figura 4.4. Fusible de expulsión tipo bayoneta.

Se distinguen 3 tipos:

- Sensibles a las corrientes de falla (Current Sensing o Current Fault Sensing): Son diseñados para operar con corrientes mayores para hacerlos sensibles a sobrecorrientes causadas por un cortocircuito.

- Sensibles a las corrientes de carga (Dual Sensing o Load Sensing): Estos fusibles son diseñados para operar en corrientes menores para hacerlos más sensibles a sobrecorrientes en la zona de sobrecarga.
- Sensibles a las corrientes de carga y falla (Dual Element): Estos fusibles tienen una curva de corriente-tiempo que les da una buena sensibilidad tanto para corrientes de sobrecarga como a corrientes de cortocircuito.

Es recomendable utilizar los fusibles “Sensibles a las corrientes de carga” o los “Sensibles a las corrientes de carga y falla” cuando no existe ninguna protección contra sobrecargas como un breaker secundario. Aunque la protección de un breaker es mucho más efectiva es mejor tener un fusible de este tipo a no tener nada que proteja al transformador de sobrecorrientes de relativamente baja magnitud.

Si existe un breaker secundario, entonces el papel del fusible primario se reduce a operar ante fallas de la parte activa (cortocircuito interno) y en este caso el fusible “Sensibles a las corrientes de falla” va a responder mejor.

Otra opción en caso de que exista un breaker secundario es la de no utilizar los fusibles tipo bayoneta y utilizar en su lugar un fusible de expulsión interno en el lado primario. El cual hará la misma función del fusible bayoneta, pero se ahorra el porta-fusible. Esto debido a que la coordinación requerida entre el fusible primario (sea bayoneta o no) y el breaker, hace que el fusible solo se reemplace si la unidad falla y en este caso no se hace nunca recambio del fusible.

La capacidad de interrupción de los fusibles tipo bayoneta va de acuerdo a la clase de voltaje en que se utilizará (por estándar todos son para máximo 23kV) y de la instalación (diagonal o vertical), esto es debido a que la posición de la cámara de extinción de gases afecta a la eliminación del arco durante una falla:

Voltaje [kV]		Capacidad de interrupción [A]	
Máximo	Aplicado	Posición vertical	Posición horizontal
23.0	4.16	3000	3500
23.0	8.3	3000	3500
23.0	15.5	1800	2500
23.0	23	600	600-1000

Tabla 4.2. Capacidad de interrupción de fusibles tipo bayoneta.

4.1.1.3. Fusible limitador de corriente

También conocido como fusible de respaldo. Cuando su elemento sensible a la corriente es fundido por una corriente dentro del rango de la capacidad del fusible limitador, abruptamente introduce una alta resistencia para reducir la magnitud y duración de la corriente, produciendo finalmente la interrupción de la corriente.



Figura 4.5. Fusible limitador de corriente.

Las corrientes de cortocircuito liberan valores elevados de energía, las cuales representan para los equipos altas sollicitaciones térmicas y electrodinámicas.

Para prevenir que el transformador sufra las consecuencias de este tipo de falla se requiere utilizar el fusible limitador de corriente debido a sus características constructivas:

- Elevada limitación de corriente de falla
- Alta capacidad de interrupción
- Sobretensión de arco controlada
- Operación muy rápida

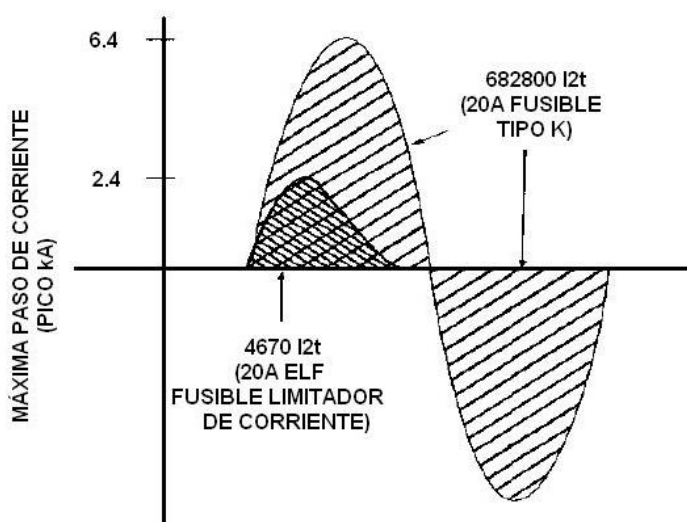


Figura 4.6. Comparación de funcionamiento entre fusible limitador de corriente y fusible tipo K.

Si la capacidad de falla a tierra de la red, en el punto de instalación del transformador es mayor que la capacidad de interrupción de los fusibles de expulsión, entonces es indispensable el uso del fusible limitador ya que este tiene una capacidad de interrupción de 50 kV.

Este fusible es utilizado comúnmente en los transformadores tipo padmounted, debido a que estos transformadores van instalados en

jardines y sitios cerca de sitios de paso peatonal, por lo que es necesaria una mayor protección para los transeúntes en caso de que el transformador falle gravemente.

En la figura siguiente se puede ver el daño que puede llegar a tener un transformador y por lo que consecuentemente se debe limitar esta corriente de falla.



Figura 4.7. Transformador fallado.

4.1.2. Enlace de aislamiento

Esta pieza se funde al paso de corriente pero no posee cámara de extinción y por tanto no puede utilizarse en solitario como fusible. Por esta razón, este elemento se conecta en serie y se coordina con otro fusible propiamente dicho para que ambos abran simultáneamente. Al producirse un fallo del transformador, el cartucho de fusible de aislamiento se fundirá de modo que el personal de la línea eléctrica no pueda reconectar la alimentación al circuito primario abierto de un transformador averiado.

Esta protección se la utiliza siempre y cuando no haya la necesidad de utilizar el fusible limitador de corriente y se lo combina usualmente con un los fusibles de tipo bayoneta, pues estos son de fácil cambio y por tanto en caso de falla del transformador se podría reenergizar aun con la falla presente.

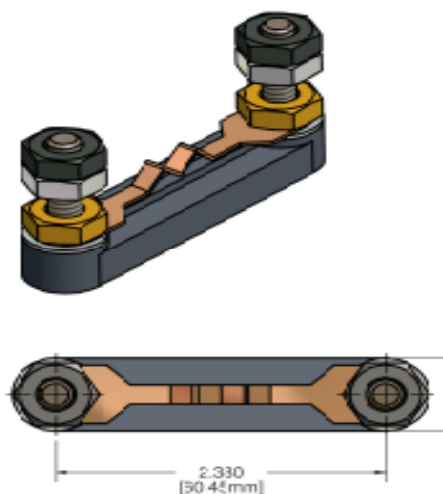


Figura 4.8. Enlace de aislamiento (Isolation Link).

4.1.3. Breaker

El interruptor se conecta en el lado de baja tensión o secundario, sumergido en el aceite del transformador. Está diseñado para proteger al transformador contra sobrecargas y cortocircuitos. Funciona por medio de láminas bimetálicas sensibles a la temperatura que al calentarse por el efecto combinado de la corriente y la temperatura del aceite, el bimetálico se dilata y se sale de posición, quedando fuera del contacto móvil provocando que el bimetálico accione la unidad de disparo y abre el circuito cuando la capacidad del transformador se ha rebasado. Al igual que los fusibles también cuentan con una curva de accionamiento para realizar su coordinación con otras protecciones.



Figura 4.9. Breaker mono-fásico.

La temperatura de disparo del interruptor dependerá de la temperatura a la que debe llegar el bimetálico para salir de su posición normal. Esta temperatura de disparo es seleccionada por el fabricante del transformador y el fabricante del breaker por lo general provee de una ecuación para determinar la elevación de temperatura del bimetálico la cual es propia de su diseño.

En el caso de los transformadores auto-protegidos monofásicos, generalmente el breaker está constituido de la siguiente forma:

- Palanca de Emergencia: Es la más pequeña y debe ser operada manualmente (con la mano, no con la vara) en sentido contrario

a las manecillas del reloj, es de corto recorrido y se opera en condiciones especiales, con la debida autorización para no dejar sin el suministro de energía al usuario.

- Palanca principal: Es la más grande y sirve para operar con pértiga desde el piso. Posee una flecha en alto relieve que señala el estado en que se encuentre el breaker. Estas letras y su significado son:
 - R: Significa "Reset", Se lleva la palanca a esta posición: Antes de cerrar el breaker después de que ha operado se resetea primero y después se lleva a cerrado.
 - O: Significa "Open", Abierto: Quiere decir que el breaker en esta posición está abierto y aislando el voltaje secundario de los terminales.
 - C: Significa "Close", Cerrado: En esta posición el breaker está cerrado y el voltaje está presente en los terminales secundarios.
 - L: Significa "Light", Luz: Llevando la palanca a esta posición se prueba el estado de la luz piloto (si prende o apaga), la luz debe encender si la lámpara está en buen estado, si no enciende al llevar la palanca a esta posición, reporte el transformador ya que la lámpara está quemada y necesita ser reemplazada, ó el circuito está eléctricamente aislado. Esta característica es opcional, pues no todos los fabricantes de breakers la incluyen.



Figura 4.10. Breaker y luz piloto accionada.

4.2. Criterios de coordinación.

La selección y coordinación de las protecciones de los transformadores dependerán de algunas características propias del transformador, por lo que es necesario contar con la siguiente información:

- Capacidad nominal del transformador
- Voltajes de media a baja tensión
- Impedancia, para el cálculo de las corrientes de cortocircuito.
- Curva de corriente de energización (inrush).
- Curva de daño del transformador.

Con esta información se pueden determinar las zonas de protección como lo muestra la figura 4.11.

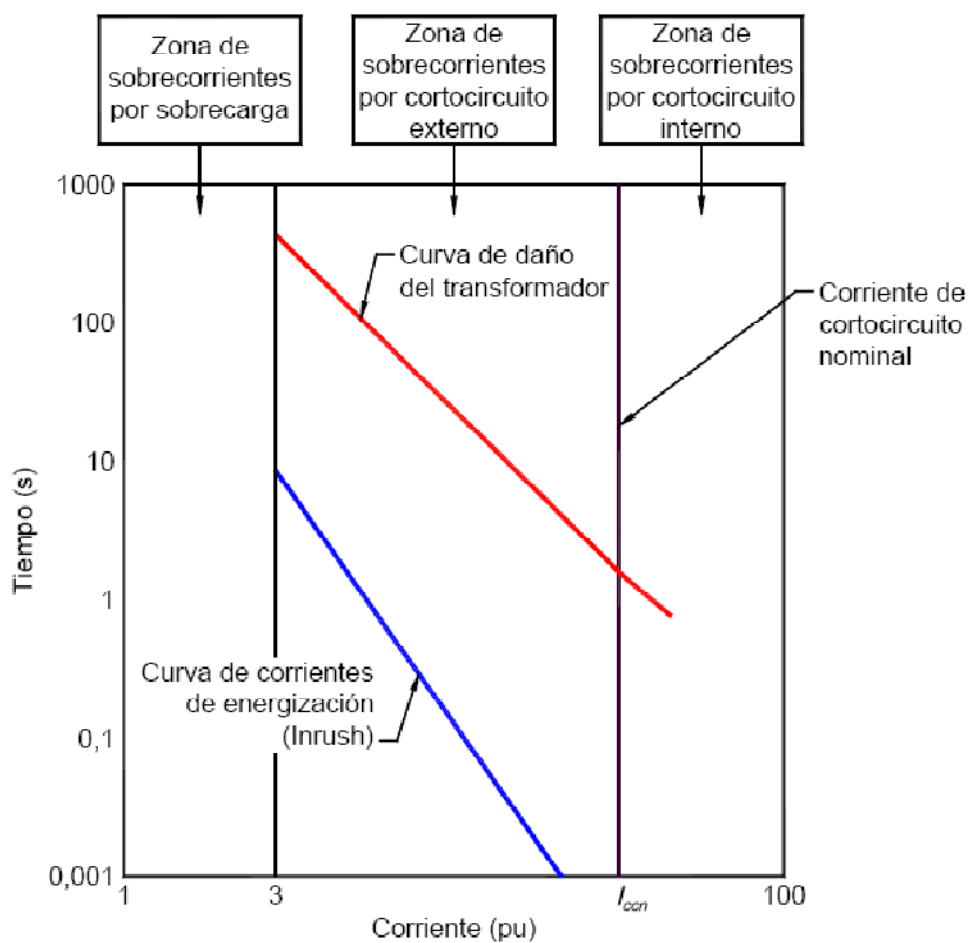


Figura 4.11. Zonas de sobrecorrientes para coordinación de protecciones en transformadores de distribución.

4.2.1. Selección de corriente y voltaje nominal.

Los principales parámetros que determinan los valores nominales de los fusibles y breakers para un punto específico de protección son:

- a. Corriente de carga.

La corriente nominal de la protección debe ser mayor o igual a la máxima corriente de carga continua que éste requiere para conducir. En determinación de la corriente de carga del circuito se debe tener en cuenta la posible corriente de sobrecarga y corrientes transitorias como son la corriente de conexión del transformador y de arranque de motores.

b. Tensión del sistema.

La tensión apropiada del fusible o breaker se determina a partir de las siguientes características del sistema.

- ✓ Tensión máxima del sistema fase-fase o fase-tierra.
- ✓ Sistema de puesta a tierra.
- ✓ Si el circuito es monofásico o trifásico.

Estas características determinan la tensión de recuperación a 60 Hz vista por el cortocircuito cuando interrumpe corrientes de falla y por tanto se toma los siguientes criterios.

- ✓ En sistemas no puestos a tierra, la máxima tensión nominal de la protección debe ser mayor o igual a la tensión fase-fase del sistema.

- ✓ En sistemas trifásicos sólidamente puestos a tierra, para cargas monofásicas, la tensión nominal máxima de la protección debe ser mayor o igual al máximo valor fase-tierra del sistema.
- ✓ En sistemas trifásicos sólidamente puestos a tierra, para cargas trifásicas, la tensión nominal se debe basar en la tensión fase-fase del sistema.

4.2.2. Capacidad de interrupción.

Otro parámetro también muy importante para la selección de las protecciones es su capacidad de interrupción, es decir la máxima corriente a voltaje nominal, que un dispositivo puede interrumpir.

El valor nominal de la capacidad de interrupción simétrica de la protección debe ser mayor o igual a la máxima corriente de falla calculada sobre el lado de carga donde está instalado el dispositivo de resguardo.

Como se vio en anteriores capítulos los fusibles de expulsión o bayonetas tiene una capacidad de interrupción muy inferior con respecto al fusible limitador de corriente, pero la relación de costo es

igualmente muy grande por lo que se debe revisar la necesidad del fusible de respaldo.

4.2.3. Característica de soporte térmico, mecánico y de sobrecarga.

La curva de daño del transformador corresponde a la capacidad que tiene este equipo para soportar esfuerzos de tipo mecánico y térmico resultante de fallas externas. En general el aumento de temperatura de este tipo de fallas es aceptable, sin embargo, los efectos mecánicos son intolerables cuando las fallas externas tienen carácter repetitivo, debido al efecto acumulativo de los fenómenos de compresión, fatiga y desplazamiento internos en el material del aislamiento. El daño resultante ocasionado por estos fenómenos es una función de la magnitud, duración y frecuencia de las fallas.

La norma ANSI/IEEE ha categorizado los transformadores de acuerdo a su capacidad para poder establecer los efectos de una sobrecorrientes sobre su característica térmica y mecánica:

Categoría	Monofásico [kVA]	Trifásico [kVA]
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5000
III	1668 a 10000	5001 a 30000
IV	Mayor a 10000	Mayor a 30000

Tabla 4.3. Categoría de transformadores

Cada categoría de transformadores posee una característica de soporte térmico y mecánico definida por los siguientes tres segmentos:

- a) Capacidad de soporte mecánico en caso de cortocircuito (segmento 1 – 2 de la figura 4.12).
- b) Línea de transición (segmento 2 – 3 de la figura 4.12).
- c) Capacidad de soporte térmico en caso de cortocircuito (segmento 3 – 4 de la figura 4.12).

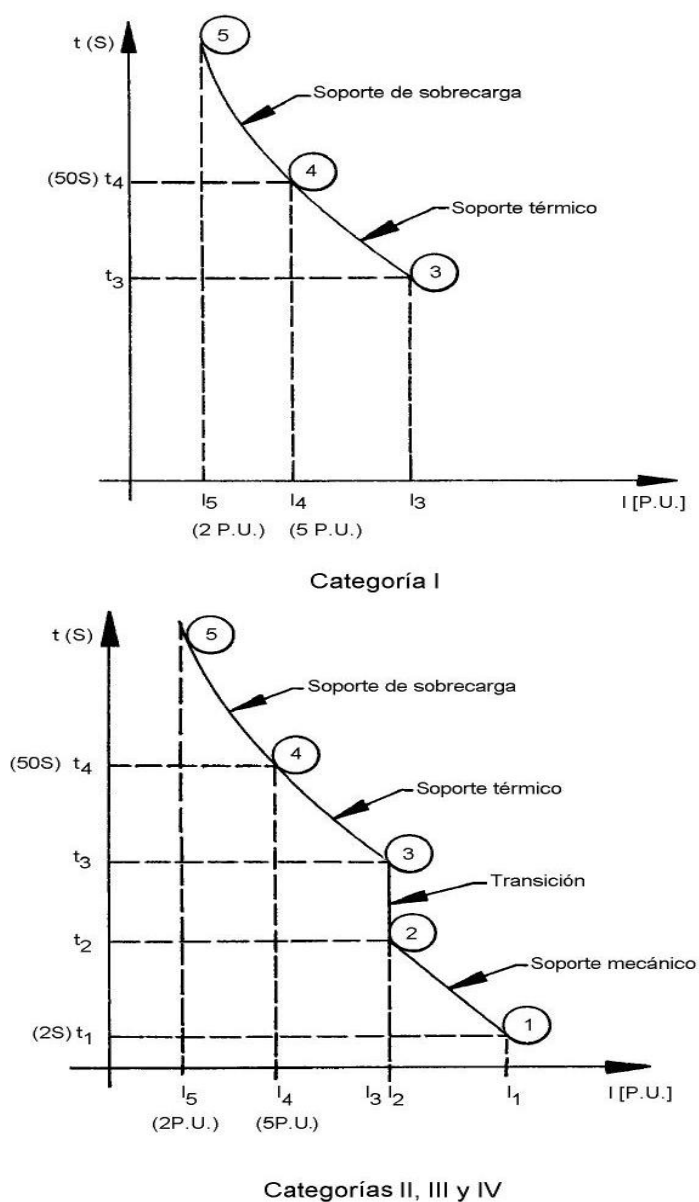


Figura 4.12. Características de soporte térmico y de sobrecarga

La característica de capacidad térmica limita la temperatura de los devanados del transformador, bajo el supuesto de que todo el calor almacenado está limitado a 200 °C para el aluminio y 250 °C para el

cobre en condiciones de cortocircuito. Esta condición satisface la ecuación descrita a continuación, asumiendo que la temperatura máxima ambiente es de 30 °C promedio y la temperatura máxima de servicio llega a 110 °C antes del cortocircuito.

$$(29) \quad I^2 t = 1250$$

Donde:

I Es la corriente simétrica de cortocircuito en valor por unidad.

t Duración en segundos

La característica de capacidad térmica típica para transformadores categoría I está dada por los siguientes puntos que están en la tabla 4.4.

Número de veces de la corriente nominal	Tiempo [s]
111.8	0.1
25	2
11.3	10
6.3	30
4.75	60
3.0	300
2.0	1800

Tabla 4.4. Característica de capacidad térmica para categoría I

Para los transformadores de las categorías II, III y IV, la característica de capacidad térmica sufre algunos desplazamientos dependiendo de la magnitud de la corriente, la impedancia del transformador y el tipo de conexión. Debido a que los transformadores de estas categorías no corresponden a transformadores de distribución, no se presentan las características de soporte térmico y mecánico en esta tesis.

4.2.4. Capacidad para soportar corriente de conexión del transformador.

La corriente de energización (inrush) es una corriente de excitación cuya magnitud viene definida por el flujo residual en el núcleo del transformador y el punto de conexión en la curva de tensión. Esta curva de corriente de energización se puede elaborar a partir de los siguientes valores tomados de la NTC 2797 “Guía para la selección de fusibles para transformadores”:

Número de veces de la corriente nominal	Tiempo [s]
3	10
6	1
12	0,1
25	0,01

Tabla 4.5. Puntos para la construcción de curva de corriente inrush

4.2.5. Coordinación entre breakers de baja tensión y fusible.

Una vez que se conoce las zonas de protección corresponde hacer la elección del esquema de protección, puesto que como anteriormente se mencionó, algunos transformadores requieren cuidados adicionales como los transformadores padmounted. Por lo que en este capítulo se presentarán tres esquemas típicos y su aplicación:

Esquema de protección	Transformador
Opción 1: Breaker – Fusible de expulsión	Tipo poste
Opción 2: Breaker – Fusible de expulsión – Enlace de aislamiento o fusible limitador	Tipo padmounted
Opción 3: Fusible de expulsión – Enlace de aislamiento o fusible limitador	Tipo padmounted

Tabla 4.6. Esquemas de protección

Entonces la selección de las protecciones se realizará de la siguiente forma:

- a. Para el breaker tanto en el Opción 1 y Opción 2.

Esta protección ubicada entre el devanado de baja tensión y los bushings de baja tensión se encargará de cubrir la zona de sobrecorrientes por sobrecarga y la zona de sobrecorrientes por cortocircuito externo, es decir que siempre operará antes que el fusible de expulsión cuando se detecte una condición de cortocircuito externo dentro del rango limitado por la impedancia

del transformador o una sobrecarga que ponga en riesgo la vida útil del transformador.

b. Para el fusible de expulsión.

Cuando esté trabajando en combinación con un breaker (Opción 1 y Opción 2), entonces el fusible deberá estar coordinado para actuar en la zona de sobrecorrientes por cortocircuito interno, es decir que ante una falla interna del transformador, el fusible actuará, por lo tanto la curva característica de corriente-tiempo de fusión mínima del fusible está a la derecha de la curva característica de corriente-tiempo del breaker. Otra consideración es que si el valor de la corriente de cortocircuito de la red en el sitio de instalación del transformador excede la capacidad de interrupción del fusible de expulsión, se deberá usar fusibles limitadores de corriente en serie con los fusibles de expulsión.

En el caso de que el fusible de expulsión vaya a trabajar sin breaker (Opción 3), entonces el fusible deberá cubrir todas las zonas, es decir deberá proteger al transformador en caso de sobrecorrientes de sobrecarga, corrientes de cortocircuito externo y corrientes de cortocircuito interno. Además la curva de

característica de corriente-tiempo de fusión mínima del fusible debe estar localizada en todo su intervalo, al lado derecho de la curva de corriente de conexión del transformador (inrush) mientras la curva de corriente-tiempo de máximo despeje estará a la izquierda de la curva de daño del transformador hasta el punto de intercepción con la corriente máxima de cortocircuito del transformador y de la misma forma que el caso anterior si la corriente de cortocircuito de la red en el sitio de instalación del transformador excede la capacidad de interrupción del fusible de expulsión, entonces, se necesitará de los fusibles limitadores de corriente.

Como complemento para el fusible de expulsión cuando este es utilizado en los transformadores padmounted, se puede utilizar el enlace de aislamiento, el cual iría conectado en serie al fusible de expulsión servirá como elemento de seguridad en caso eventual de una reenergización del transformador ya quemado.

c. Para el fusible limitador de corriente.

Este fusible debe operar en la zona de sobrecorriente por cortocircuito por falla interna del transformador. En la

coordinación con el fusible de expulsión, se deberá cuidar que la corriente del punto de cruce entre la curva corriente-tiempo de máximo despeje del fusible de expulsión y la curva corriente-tiempo de fusión mínima del fusible limitador de corriente sea mayor que la corriente máxima de cortocircuito del transformador, además la corriente de cruce también debe ser mayor que la corriente mínima de interrupción del fusible limitador y menor que la máxima corriente de interrupción del fusible de expulsión. De esta forma se asegura de que el limitador de corriente solamente opere en la zona de cortocircuito por falla interna y se procura que el fusible de expulsión no soporte corrientes superiores a su capacidad de despeje. Se notará que habrá muchos casos en que varios fusibles limitadores de corriente cumplen con estos requisitos, pero se debe tomar el fusible más cercano a la corriente máxima de cortocircuito

Finalmente para completar la coordinación se debe asegurar de que la corriente máxima de despeje del fusible de expulsión sea como máximo el 90 % de la corriente de fusión mínima del fusible limitador a los 300 segundos, de esta forma el fusible limitador de corriente no será dañado por corrientes de sobrecarga o corrientes de falla en el lado secundario.

d. Para el enlace de aislamiento.

Se busca que opere cuando exista una condición de cortocircuito interno. No siempre es posible lograr que para todas las magnitudes de corrientes de falla interna se derrita el enlace de aislamiento sin embargo, hay que asegurar de que la curva de corriente-tiempo de fusión mínima del enlace de aislamiento esté a la derecha de la curva de corriente-tiempo de fusión máxima del fusible de expulsión y el punto de cruce entre ambas curvas (en caso de haber intercepción) esté lo más cerca posible y por encima de la corriente de cortocircuito máxima del transformador.

Usualmente la coordinación de los enlaces de aislamiento y fusible de expulsión para bayoneta ya viene recomendada por los fabricantes de estos fusibles de acuerdo al tipo como se observa en la tabla 4.7.

Fuse Combinations

Bay-O-Net Fuse	Isolation Link
Current Sensing Fuses	
4000353C04	3001861A01M
4000353C06	3001861A02M
4000353C08	3001861A02M
4000353C10	3001861A03M
4000353C12	3001861A03M
4000353C14	3001861A05M
4000353C16	3001861A05M
4000353C17	3001861A05M
Dual Sensing Fuses	
4000358C03	3001861A01M
4000358C05	3001861A02M
4000358C08	3001861A03M
4000358C10	3001861A05M
4000358C12	3001861A06M
4000358C14	3001861A07M
4000358C16CB	3001861A07M
4000358C18CB	3001861A07M
Dual Element Fuses	
4038108C03	3001861A01M
4038108C04	3001861A01M
4038108C05	3001861A02M
4038108C06	3001861A02M
4038108C07	3001861A02M
4038108C09	3001861A03M
4038108C11	3001861A03M
4038108C12	3001861A03M
4038108C14	3001861A05M

Tabla 4.7. Combinación de fusible tipo bayoneta y enlace de aislamiento

Como aclaración importante, para la realización de las coordinaciones que se han explicado, estas tienen que analizarse con las curvas características de corriente-tiempo a la misma temperatura (para breaker y fusibles).

Las curvas se corrigen por temperatura con un factor de 0.5 % por cada grado centígrado sobre 25 °C que es el valor estándar con las que se presentan las curvas.

CAPÍTULO 5

5. APLICACIÓN: Determinación de parámetros para el cálculo de la pérdida de vida útil y selección de protecciones de un transformador monofásico un transformador monofásico tipo padmounted y un transformador tipo poste auto-protegido de la compañía INATRA S.A.

La aplicación de lo analizado en los capítulos anteriores es posible implementarlo con la ayuda de los equipos requeridos y todas las seguridades que puede brindar un laboratorio completamente equipado.

Estos ensayos y tomas de datos fueron ejecutados sobre dos transformadores diseñados para un proyecto específico, cuyos resultados sirven para verificar tanto el diseño y para la coordinación óptima de las protecciones.

5.1. Toma de datos.

Los transformadores a ensayarse para realizar el análisis tienen características similares, tanto en sus voltajes y capacidad nominal como en la construcción de su parte activa (núcleo y bobinas), la diferencia entre ellos es el tipo de transformador, ya que en el “Caso 1” es tipo poste, y el “Caso 2” es de tipo pedestal o padmounted, además del volumen de aceite que contienen.

Características	Unidad	Caso 1	Caso 2
Potencia nominal	kVA	25	25
Voltaje de media tensión	V	13200GrdY/7620	13200GrdY/7620
Voltaje de baja tensión	V	120/240	120/240
Corriente nominal (M.T.)	A	3,28	3,28
Corriente nominal (B.T.)	A	104,2	104,2
Fases		1	1
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Voltaje de media tensión	V	13200GrdY/7620	13200GrdY/7620
Voltaje de baja tensión	V	120/240	120/240
Peso de la parte activa	kg	117,2	117,2
Peso del devanado (M.T.)	kg	11,7	11,7
Peso del devanado (B.T.)	kg	22,7	22,7
Peso del tanque	kg	22,3	44,3
Volumen del aceite	L	53,0	144,0

Tabla 5.1. Datos de los transformadores ensayados.

Con la información de estos transformadores se deberá realizar los ensayos propicios previos correspondientes a la medición de pérdidas en núcleo y en los devanados, además de la impedancia que más adelante servirá para la selección de las protecciones.

Para la medición de las pérdidas en el núcleo, se realiza el ensayo en vacío de las máquinas, es decir aplicar el voltaje nominal del transformador sin carga,

para mayor facilidad se alimentan los devanados de baja tensión a su tensión nominal (240 V) y se obtuvieron las siguientes mediciones:

	V_o [V]	I_o [A]	P_o [W]
CASO 1	240,0	0,52	90,0
CASO 2	240,5	0,52	92,0

Tabla 5.2. Resultado de ensayo de pérdidas en vacío.

Donde:

V_o Voltaje aplicado en el devanado (en baja tensión)

I_o Corriente de excitación.

P_o Potencia aparente en vacío (pérdidas)

La medición de las pérdidas en cortocircuito se realiza aplicándole un voltaje capaz de producir una corriente en los devanados que sea igual a la corriente nominal del transformador, para esto se pone en cortocircuito al transformador en el lado de baja tensión con el fin de leer en alta tensión la corriente nominal que es mucho más fácil de medir mientras se le aplica un voltaje mucho menor al nominal y correspondiente a la tensión de cortocircuito del transformador. Adicionalmente se mide la resistencia de los devanados y la temperatura ambiente.

	V_c [V]	I_c [A]	P_c [W]	t [°C]
CASO 1	138,6	3,29	218,0	31,9
CASO 2	138,1	3,29	218,0	30,7

Tabla 5.3 Resultado de ensayo de pérdidas a plena carga

Donde:

V_c Voltaje de corto-circuito aplicado en el devanado (en alta tensión).

I_c Corriente del ensayo.

P_c Potencia aparente en cortocircuito (pérdidas a temperatura ambiente).

t Temperatura ambiente durante el ensayo.

La medición de resistencia de los devanados dieron los siguientes resultados:

	R_{at} [Ω]	R_{bt} [Ω]	t [°C]
CASO 1	12,471	0,0072025	31,9
CASO 2	12,483	0,0070345	30,7

Tabla 5.4. Resistencia de devanados a temperatura ambiente

Donde:

R_{at} Resistencia en el devanado de alta tensión

R_{bt} Resistencia en el devanado de baja tensión

Las pérdidas en los devanados están compuestas por la suma de las pérdidas adicionales y las pérdidas I^2R .

$$(30) \quad P_c = I^2R * W_{ad}$$

Donde:

I^2R Pérdidas óhmicas.

W_{ad} Pérdidas adicionales o parásitas.

Los valores de pérdidas I^2R en los devanados a temperatura ambiente serán entonces:

	$I_{at}^2 R_{at}$ [W]	$I_{bt}^2 R_{bt}$ [W]	$I^2 R$ [W]
CASO 1	134,24	78,15	212,39
CASO 2	134,37	76,33	210,70

Tabla 5.5. Pérdidas I^2R calculadas a temperatura ambiente

Donde:

$I_{at}^2 R_{at}$ Pérdidas óhmicas en el devanado de alta tensión

$I_{bt}^2 R_{bt}$ Pérdidas óhmicas en el devanado de baja tensión

Y las pérdidas adicionales del ensayo en cortocircuito a temperatura ambiente serán la diferencia entre las pérdidas leídas y las pérdidas I^2R .

	W_{ad} [W]
CASO 1	4,66
CASO 2	6,62

Tabla 5.6. Pérdidas adicionales a temperatura ambiente

Por último para estimar las pérdidas en los devanados, las pérdidas medidas en cortocircuito deberán ser corregidas a 85 °C de acuerdo a lo estipulado en las normas, para lo cual se deberán corregir también las pérdidas adicionales y las I^2R que se calcularon a temperatura ambiente. Las pérdidas óhmicas incrementan con la temperatura mientras que las parásitas se reducen, de acuerdo al material de los devanados.

$$(31) \quad I^2R(tf) = I^2R * k$$

$$(32) \quad W_{ad}(tf) = W_{ad} * \frac{1}{k}$$

$$(33) \quad k = (T_f + T_k)/(T_o + T_k)$$

Donde:

$I^2R(tf)$ Pérdidas óhmicas a temperatura final.

$W_{ad}(tf)$ Pérdidas parásitas a temperatura final.

k Factor de corrección por temperatura.

T_k Es 234,5 °C para el cobre, y 225 °C para el aluminio.

T_o Temperatura inicial en °C.

T_f Temperatura final, en °C.

Entonces las pérdidas en los devanados de los transformadores a 85 °C serán:

	$P_c (85 \text{ }^\circ\text{C})$ [W]
CASO 1	258,61
CASO 2	259,33

Tabla 5.7. Pérdidas a plena carga a 85 °C.

La impedancia del transformador consta de una componente activa la cual corresponde a las pérdidas de cortocircuito y de una componente reactiva que corresponde al flujo de dispersión en los devanados. No es práctico medir estas componentes separadamente, pero pueden calcularse después de medir las pérdidas de cortocircuito y la tensión de cortocircuito. Las componentes resistiva y reactiva de la tensión de cortocircuito se pueden determinar por medio de las siguientes ecuaciones:

$$(34) \quad U_r = \frac{P_c}{I_n}$$

$$(35) \quad U_x = \sqrt{U_z^2 - U_r^2}$$

Donde:

U_r Caída de tensión resistiva, en voltios.

U_x Caída de tensión reactiva, en voltios.

U_z Tensión de cortocircuito, en voltios.

I_n Corriente en el devanado de excitación, en amperios.

El valor de la impedancia también deberá corregirse a 85 °C, para esto basta utilizar en la ecuación (33) el valor de las pérdidas en cortocircuito ya corregidas a 85 °C. Además el valor de impedancia se representa en por unidad y en porcentaje respecto al voltaje nominal en el bobinado donde se realizó el ensayo, por lo que para nuestro caso el resultado es el siguiente:

	T_{cc} (85 °C) [%]
CASO 1	1,91
CASO 2	1,90

Tabla 5.8. Impedancia a 85 °C.

Donde:

T_{cc} Impedancia, en porcentaje respecto a la tensión nominal.

A ambos transformadores se realizó posteriormente el ensayo de calentamiento para encontrar sus respectivas características térmicas, para lo cual se ejecutó el ensayo mediante el método de carga simulada por cortocircuito (figura 5.1). Y se determinó la elevación promedio de los devanados por el método de la elevación promedio del líquido, ya que este método es uno de los sugeridos por la Norma Técnica INEN y es aceptada por la Norma IEEE y comparable a la norma Internacional IEC.



Figura 5.1. Ensayo de calentamiento.

De acuerdo a los datos preliminares de los ensayos de pérdidas se suministró inicialmente una corriente tal que produzca las pérdidas totales a 85 °C respectivamente en los dos tipos de transformadores ensayados, esta corriente se regula con un transformador variak cuyas salidas fueron conectadas en el lado de media tensión del transformador. Esta etapa permitió registrar la temperatura de estabilización del aceite superior del aceite y de los puntos superior e inferior.

	T_a [°C]	T_o [°C]	T_{os} [°C]	T_{oi} [°C]
CASO 1	30,8	69,6	58,2	50,5
CASO 2	29,5	64,7	55,8	49,2

Tabla 5.9. Temperaturas registradas en estado estable.

Con esta información se calculó la temperatura y elevación de temperatura promedio del aceite en condición estable.

	T_{ome} [°C]	t_{ome} [°C]
CASO 1	65,8	35,0
CASO 2	61,4	31,9

Tabla 5.10. Temperatura y elevación de temperatura promedio del aceite en estado estable.

Además en este punto se pudo determinar la elevación de temperatura en el nivel superior del líquido refrigerante con respecto al ambiente:

	t_o [°C]
CASO 1	38,8
CASO 2	35,2

Tabla 5.11. Elevación de temperatura en la parte superior del aceite en estado estable.

La segunda etapa del ensayo de calentamiento consiste en reducir la corriente de ensayo hasta el valor nominal del transformador y mantenerla durante 1 hora para posteriormente desconectar el transformador mientras se miden las temperaturas en el transformador y ambiente al corte para determinar la temperatura y elevación de temperatura promedio del aceite respectiva.

	T_a [°C]	T_o [°C]	T_{os} [°C]	T_{oi} [°C]
CASO 1	31,6	65,2	58,1	50,9
CASO 2	30,1	63,8	55,1	48,9

Tabla 5.12. Temperaturas registradas al corte.

	T_{omc} [°C]	t_{omc} [°C]
CASO 1	61,6	30,0
CASO 2	60,7	30,6

Tabla 5.13. Temperatura y elevación de temperatura promedio del aceite al corte.

Además para calcular la resistencia de los devanados al corte se midió la resistencia de los devanados de media y baja tensión inmediatamente al corte de energía con un óhmetro de dos canales lográndose tomar múltiples mediciones de resistencia durante casi 5 minutos para luego extrapolar el valor de resistencia medida al tiempo del corte.

En el caso del transformador tipo poste, los valores medidos se representan a continuación en la gráfica inferior, junto con una curva polinómica que se ajusta a los datos tomados para extrapolar el valor de resistencia al corte.

(Ver también el anexo 1).

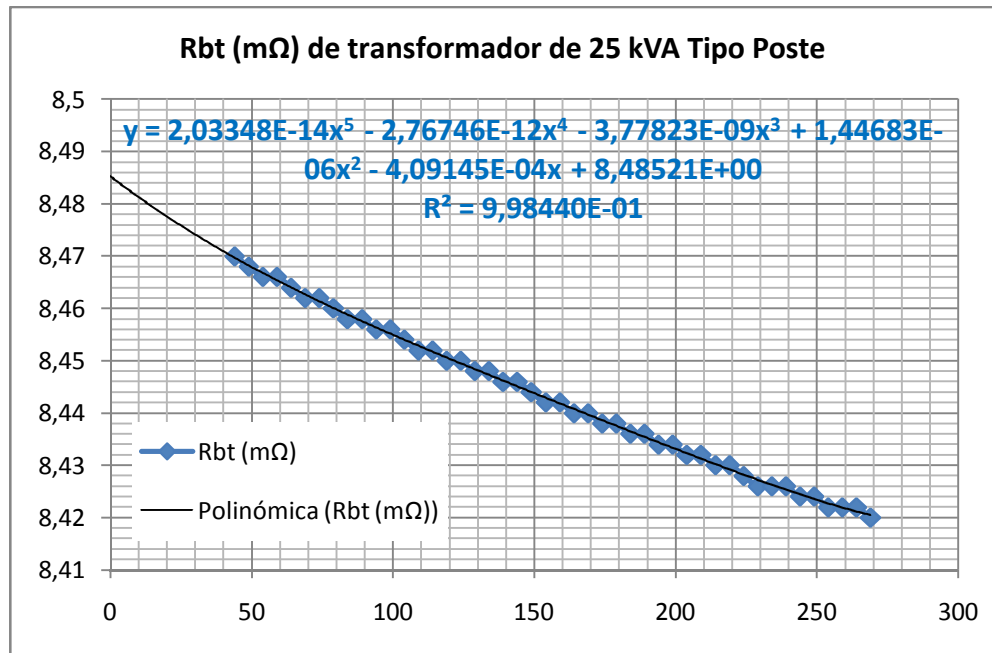


Figura 5.2. Registro de medición de resistencia en devanado de B.T. (caso 1) y línea de tendencia

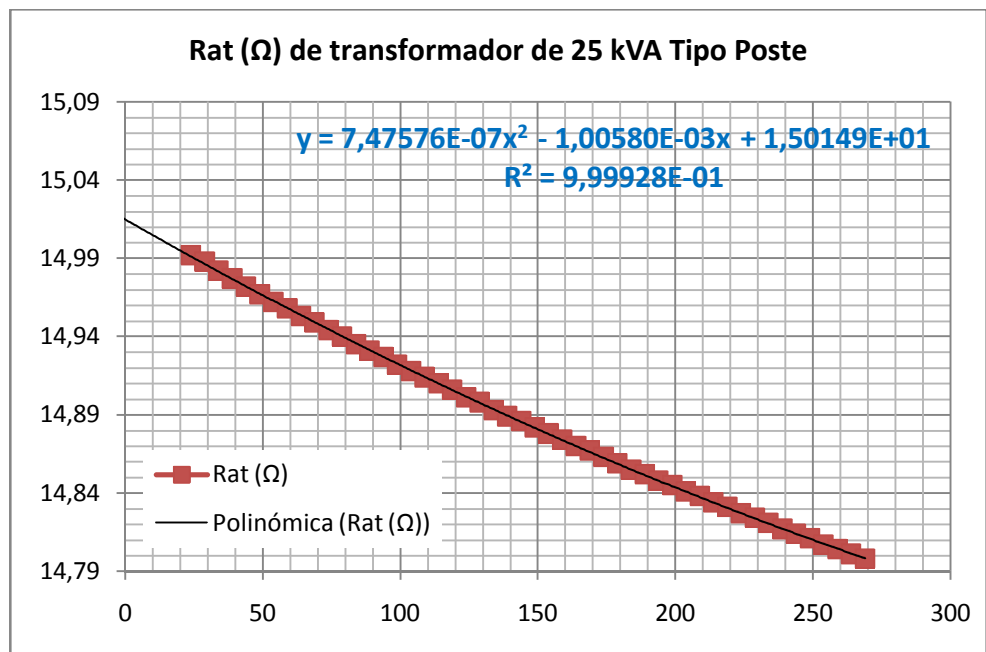


Figura 5.3. Registro de medición de resistencia en devanado de A.T. (caso 1) y línea de tendencia.

De la misma forma que en el caso anterior, los resultados de la medición de la resistencia de devanados del transformador padmounted se representan gráficamente con la respectiva curva polinómica que se adapta a los valores medidos. (Ver también el anexo 1).

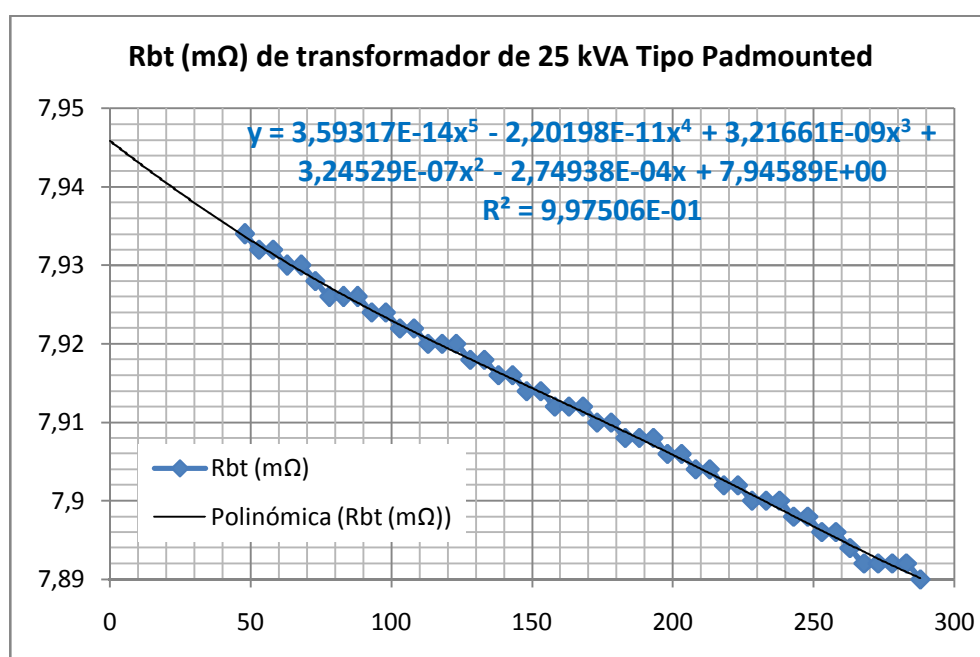


Figura 5.4. Registro de medición de resistencia en devanado de B.T. (caso 2) y línea de tendencia.

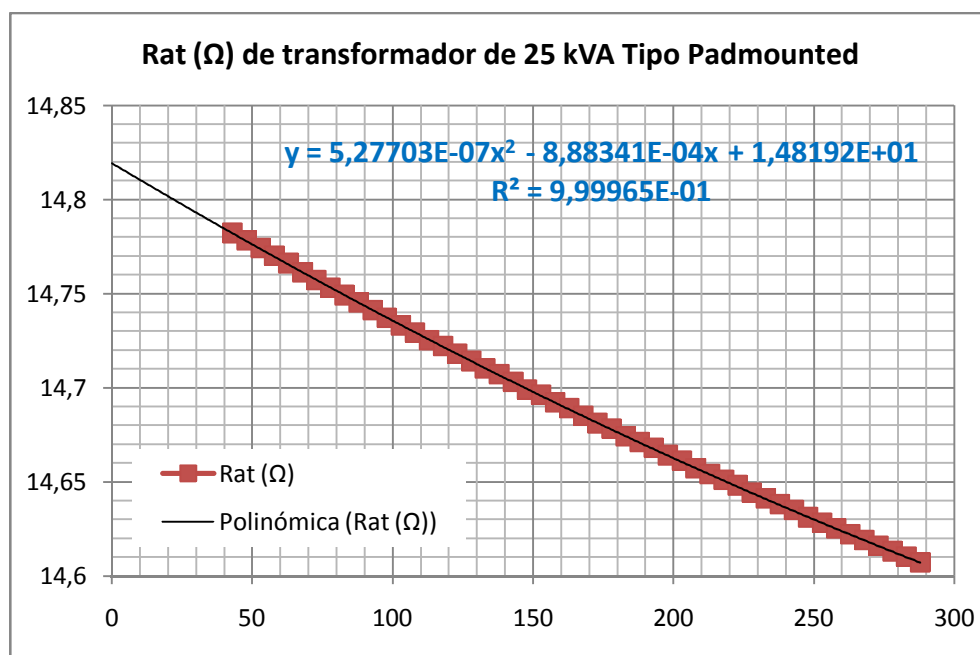


Figura 5.5. Registro de medición de resistencia en devanado de A.T. (caso 2) y línea de tendencia.

5.2. Cálculo de parámetros.

Con las mediciones realizadas en el subtema anterior, se puede comenzar a realizar los cálculos de los parámetros térmicos que más adelante ayudaran a conocer el comportamiento térmico de los transformadores ensayados ante diversas circunstancias.

En primer lugar se procede con establecer los valores de resistencia de los devanados al corte calculados por extrapolación, los cuales fueron los siguientes:

	R_{at} (al corte) [Ω]	R_{bt} (al corte) [Ω]
CASO 1	15,015	0,0084852
CASO 2	14,819	0,0079459

Tabla 5.14. Cálculo de resistencia de devanados al corte.

Una vez conocido los valores de resistencia al corte y su medición inicial de resistencia y temperatura respectiva, se puede encontrar la temperatura de los devanados al corte y calcular las elevaciones de temperatura respectivas. Entonces aplicando la metodología expuesta en el capítulo 3, se obtuvieron los siguientes resultados:

	Temperatura de los devanados al corte		Elevación de temperatura de los devanados respecto al ambiente	
	T_{AT} [$^{\circ}\text{C}$]	T_{BT} [$^{\circ}\text{C}$]	$t_{pd}(AT)$ [$^{\circ}\text{C}$]	$t_{pd}(BT)$ [$^{\circ}\text{C}$]
CASO 1	86,2	79,3	58,1	50,9
CASO 2	30,1	63,8	55,1	48,9

Tabla 5.15. Temperatura y elevación de temperatura de los devanados al corte.

Como siguiente paso se debe hacer una corrección por altitud de operación nominal (3000 m.s.n.m.) a todos los valores de elevación de temperatura de los devanados, del nivel superior del aceite y la temperatura media del aceite

ya que el ensayo se realizó a una altitud diferente a la altitud de diseño (1 m.s.n.m.).

	Valores de elevación de temperatura a altitud de diseño (3000 m.s.n.m.)			
	$t_{pd}(AT)$ [°C]	$t_{pd}(BT)$ [°C]	t_{oe} [°C]	t_{ome} [°C]
CASO 1	64,4	56,9	41,9	37,7
CASO 2	55,7	39,2	38,0	34,5

Tabla 5.16. Elevaciones de temperatura corregidas a altitud de diseño.

El valor final a considerarse como elevación de temperatura promedio de los devanados ($\Delta\theta_{W,R}$) será el mayor entre el encontrado en el devanado de media y baja tensión. Y el valor de la elevación de la temperatura en el punto más caliente sobre la temperatura del aceite ($\Delta\theta_{H/A}$) se obtiene a partir de la ecuación (17) aplicado al devanado que tiene mayor elevación de temperatura (en ambos casos el devanado de media tensión) por lo tanto el gradiente entre la temperatura promedio del devanado con mayor elevación de temperatura y la temperatura media del aceite (g_r) es de 26,6 °K para el transformador tipo poste y 21,2 °K para el transformador tipo padmounted.

	Elevaciones de temperatura a 3000msm		
	$\Delta\theta_{W,R}$ [°C]	$\Delta\theta_{TO,R}$ [°C]	$\Delta\theta_{H/A}$ [°C]
CASO 1	64,4	41,9	71,2
CASO 2	55,7	38,0	61,3

Tabla 5.17. Resultado final de las elevaciones de temperatura de los transformadores a altitud de diseño.

A partir de esta información se puede graficar el diagrama térmico para cada caso. En él se puede observar las elevaciones de temperatura medidas y calculadas que aparecen en el aceite y bobinado del transformador (el de mayor elevación de temperatura).

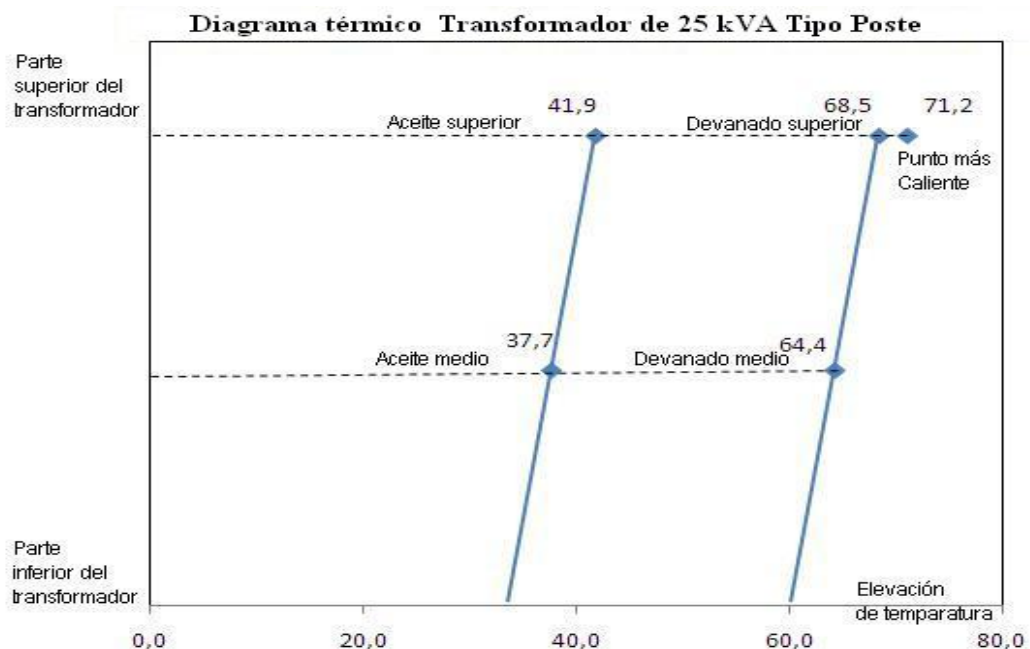


Figura 5.6. Diagrama térmico resultante para el Caso 1 (transformador tipo poste).

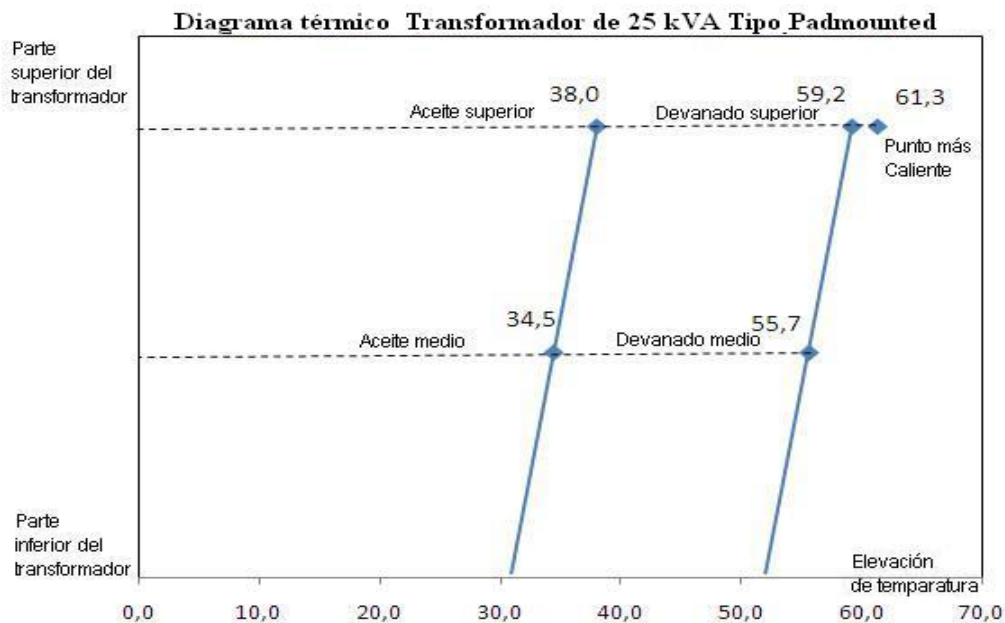


Figura 5.7. Diagrama térmico resultante para el Caso 2 (transformador tipo pedestal).

Finalmente, corresponde determinar la constante térmica del transformador (C), la constante de tiempo del aceite nominal ($\tau_{TO,R}$) y se el valor de la constante de los devanados (τ_w), los cuales se pueden encontrar utilizando las ecuaciones (10), (11) y (18) respectivamente.

	C [Wh/°C]	$\tau_{TO,R}$ [horas]	τ_w [min]
CASO 1	36,09	4,34	12,57
CASO 2	70,00	7,57	9,96

Tabla 5.18. Constantes calculadas.

Estos últimos valores calculados permitirán ver la respuesta térmica de los transformadores en el tiempo.

5.3. Determinación de pérdida de vida útil y construcción de curvas de capacidad de carga y sobrecarga.

La pérdida de vida útil del transformador está en función de los ciclos de carga a los que será sometido el transformador y de las características térmicas (cargabilidad) del transformador, debido a que los ciclos de carga varían de acuerdo al cliente que solicita el servicio de energía, se ha tomado como ejemplo la una curva de carga correspondiente a un sector de la provincia del Pichincha cercana a la ciudad de Quito que ha proporcionado la información de la carga solicitada en P.U. y específicamente para el uso de transformadores de 25 kVA.

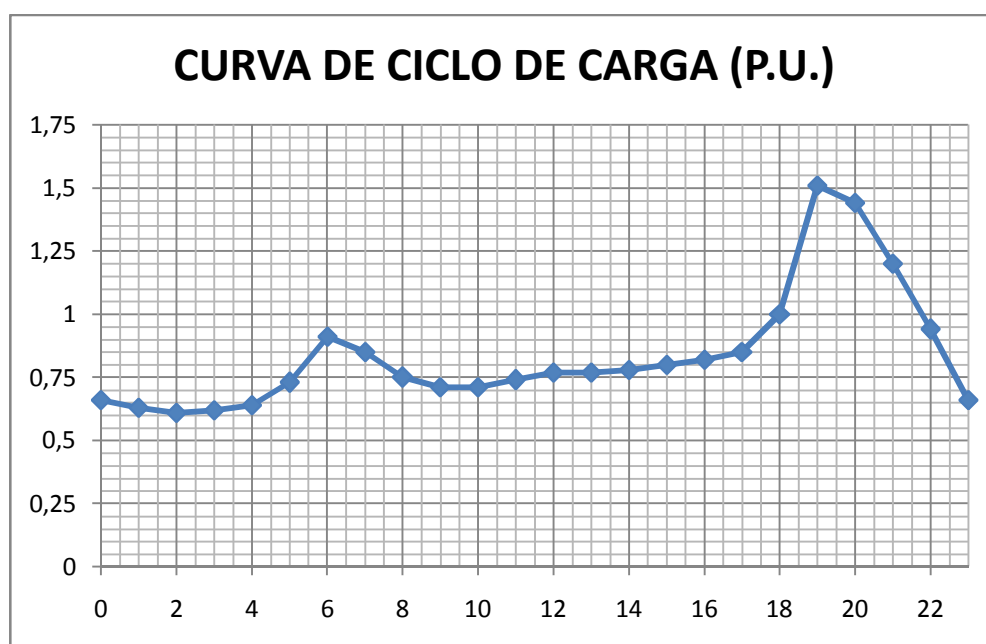


Figura 5.8. Curva de ciclo de carga de trabajo (P.U. vs Tiempo en horas).

Utilizando el programa desarrollado para esta tesis, se pudo determinar el comportamiento térmico del transformador ante este ciclo de carga con las siguientes solicitudes de la distribuidora de energía:

- Temperatura ambiente promedio anual: 15 °C
- Altitud de trabajo: 3000 m.s.n.m.
- Criterio de vida útil: 180000 horas (equivalente a una máxima pérdida de vida útil diaria de 0,0133%)

Como resultados para el caso del transformador tipo poste se obtuvieron los datos presentados en el anexo 2 (Comportamiento térmico del transformador “Caso 1”) de los cuales se pueden graficar las temperaturas y elevaciones de temperatura. (Ver también el anexo 2).

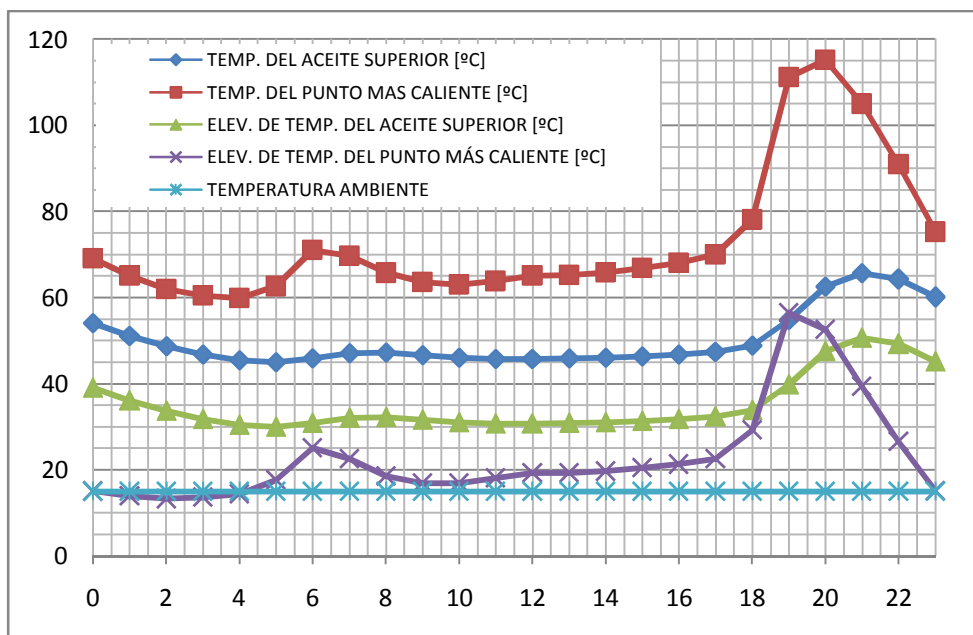


Figura 5.9. Temperaturas y elevaciones de temperatura durante el ciclo de carga propuesto (Caso 1).
Carga en P.U. vs. Tiempo en horas

Para el caso del transformador tipo padmounted se obtuvo la siguiente gráfica correspondiente a los datos calculados por el programa de cálculo de pérdida de vida. (Ver también el anexo 3).

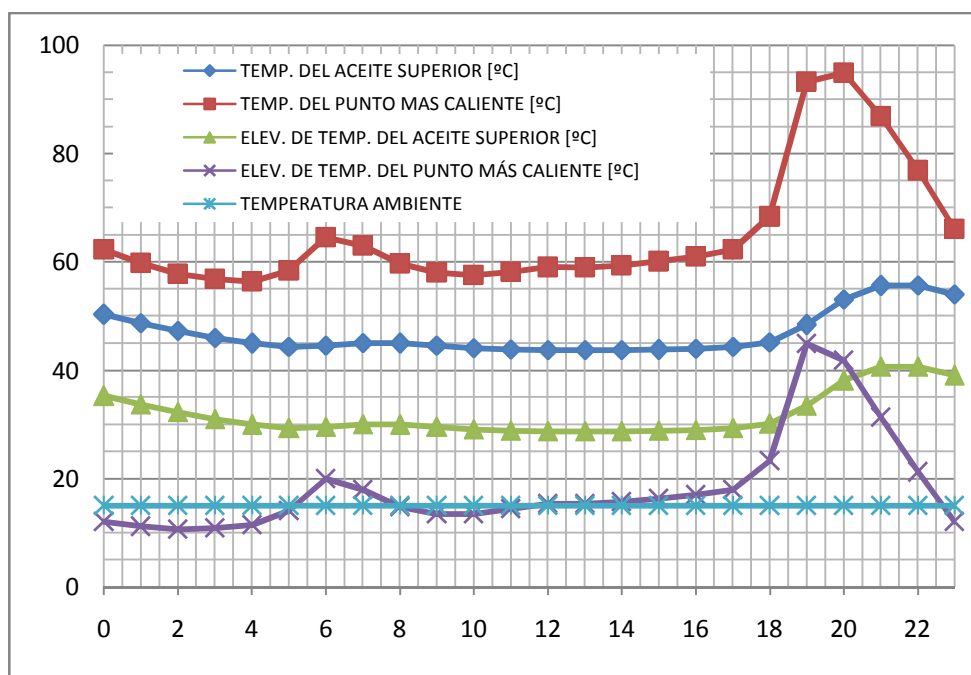


Figura 5.10. Temperaturas y elevaciones de temperatura durante el ciclo de carga propuesto (Caso 2).
Carga en P.U. vs. Tiempo en horas

Resumiendo los resultados conseguidos por el programa de cálculo de pérdida de vida útil y cargabilidad, bajo la curva de carga, solicitaciones de trabajo y pérdida de vida máxima diaria requerida por del la empresa distribuidora, los resultados fueron los siguientes:

	Máx. pérdida de vida útil diaria permitida [%]	Pérdida de vida útil diaria del transformador [%]
CASO 1	0,0133	0,0018
CASO 2	0,0133	0,0003

Tabla 5.19. Comparación de pérdida de vida útil diaria resultante con respecto a la pérdida máxima diaria solicitada.

En el caso de que el transformador sea sometido a otras sobrecargas en otras condiciones ambientales o de precarga, el programa de cálculo de pérdida de vida útil tiene la opción de generar las curvas de capacidad de carga de cualquier transformador de distribución o potencia. Para el caso específico de este estudio se han generado las curvas de capacidad de carga en función del medio donde va a operar el transformador, y con distintas opciones de precarga respetando la máxima pérdida de vida útil permitida (0,0133 %).

(Ver también el anexo 4 y 5).

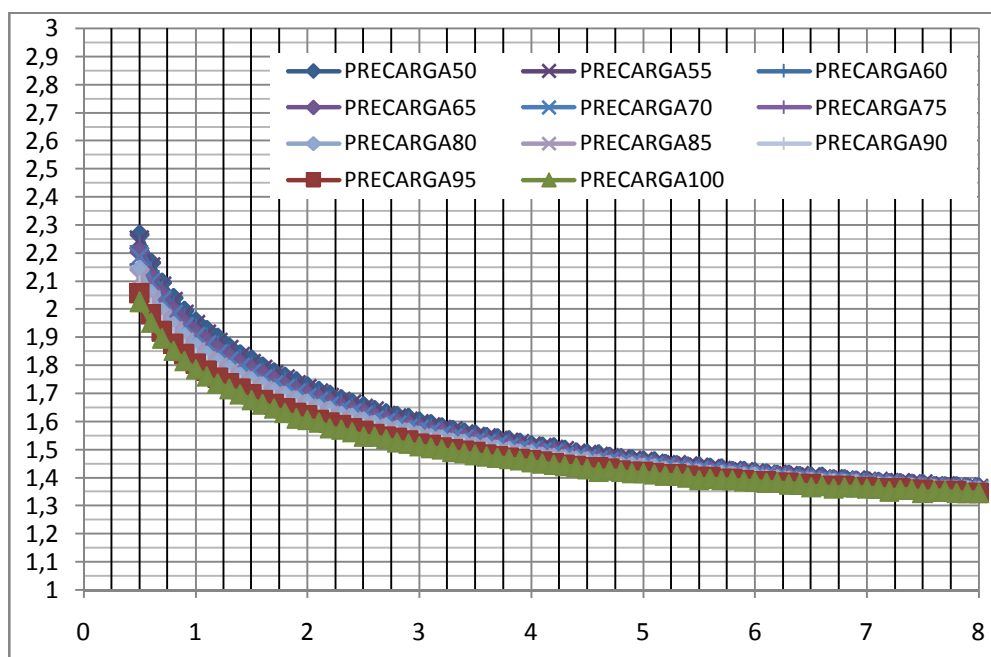


Figura 5.11. Curvas de capacidad de carga para “Caso 1”
Carga en P.U vs. Tiempo en horas.

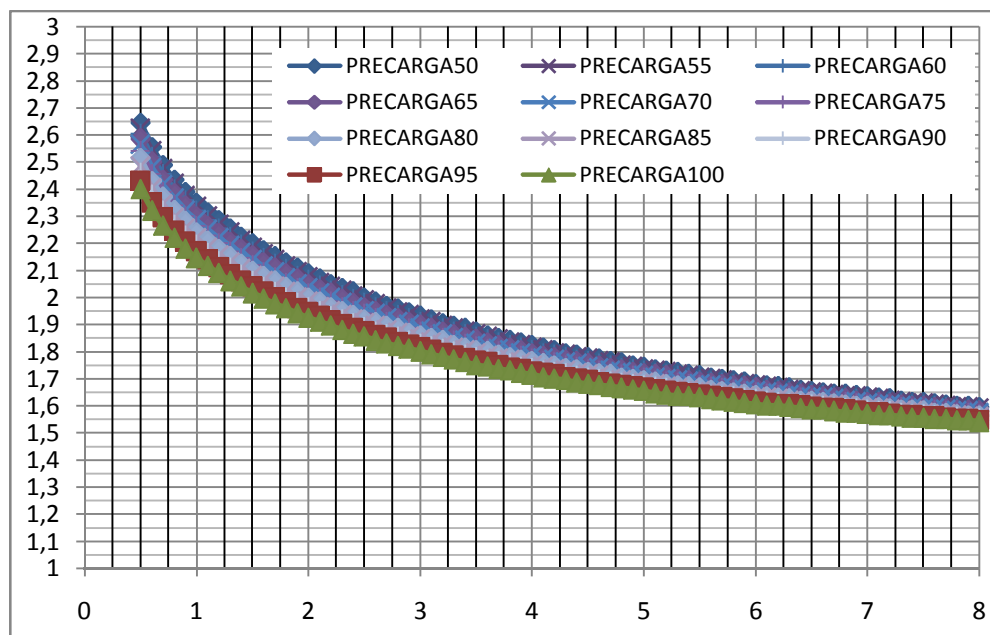


Figura 5.12. Curvas de capacidad de carga para “Caso 2”
Carga en P.U vs. Tiempo en horas.

5.4. Selección y coordinación de protecciones para transformadores auto-protegidos.

Como primer paso para la selección y coordinación de las protecciones, se requiere establecer las curvas características del transformador en una gráfica de corriente y tiempo.

Todos los datos de las curvas deberán estar referidos al lado primario o secundario del transformador para que tanto las curvas de las protecciones como las del transformador se puedan analizar correctamente. Debido a que la mayoría de las protecciones como son los diversos tipos de fusibles

corresponden al lado de media tensión, entonces todas las curvas serán referenciadas al lado de media tensión.

La curva más sencilla de establecer es la de la corriente máxima de cortocircuito, la cual está en función de la impedancia del transformador (ecuación 8).

	$I_{cc,(AT)}$ [A]	$I_{cc,(BT)}$ [A]
CASO 1	213,0	6764,1
CASO 2	214,4	6808,3

Tabla 5.20. Corrientes de corto-circuito calculadas.

A continuación, la curva de la corriente de energización del transformador (inrush) basada en las instrucciones de la norma ANSI/IEEE se determina según la Tabla 4.5, quedando para ambos transformadores estudiados la misma tabla resultante.

Número de veces de la corriente nominal	Corriente de arranque [A]	Tiempo [s]
3	82,0	10
6	39,4	1
12	19,7	0,1
25	9,8	0,01

Tabla 5.21. Corrientes de inrush calculadas.

Debido a que el transformador pertenece a la categoría I de acuerdo a la norma ANSI/IEEE (ver Tabla 4.3), la curva de daño estará compuesta por una sección de soporte de sobrecarga y otra por daño térmico (correspondiente a corrientes de falla externas). La sección de soporte por daño térmico se puede determinar mediante la Tabla 4.4.

Número de veces la corriente nominal	Tiempo [s]	Corriente de curva de daño (Caso 1 y 2) [A]
111,8	0,1	366,8
25	2	82,02
11,3	10	37,07
6,3	30	20,67
5	50	16,4
4,75	60	35,29
3,0	300	13,24
2,0	1800	6,66

Tabla 5.22. Corrientes de curva de daño calculadas

Luego de especificar las curvas de los transformadores se puede seleccionar las protecciones, empezando aguas abajo del circuito, es decir a partir de la protección en baja tensión como se indica en el Capítulo 4, es decir se debe seleccionar el breaker de baja tensión. Debido a que los breakers son estandarizados en su capacidad nominal simplemente se selecciona el recomendado por el fabricante con su respectiva curva de disparo, pero con el cuidado de que este pueda soportar la corriente máxima de cortocircuito que

puede tolerar el transformador y que su curva de operación esté a la izquierda de la curva de daño del transformador, es decir que el tiempo de operación del breaker sea lo suficientemente rápido para proteger al transformador.

	Breaker 1F 25 kVA	Transformador
	I_{cc} [kA]	$I_{cc,(BT)}$ [kA]
CASO 1	7,0	5.454
CASO 2	7,0	5.483

Tabla 5.23. I_{cc} Máxima del breaker comparada con la I_{cc} Máxima de los transformadores

Las curvas de operación del breaker y las curvas características del transformador deben contrastarse para verificar la coordinación.

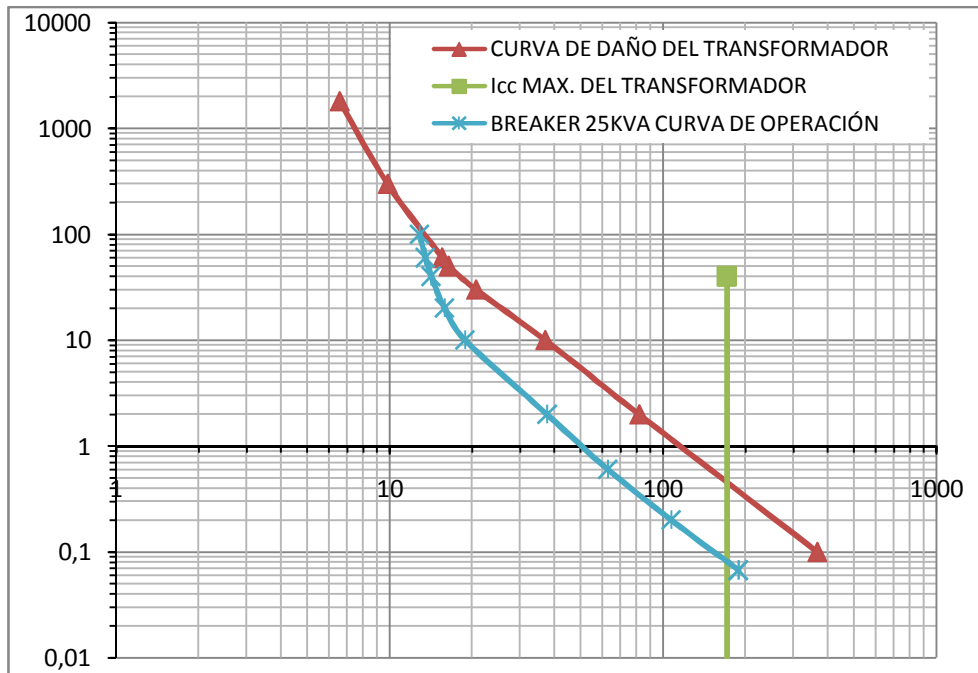


Figura 5.13. Coordinación del breaker respecto a curva de daño “Caso 1” (Tiempo en segundos Vs. Corriente en amperios).

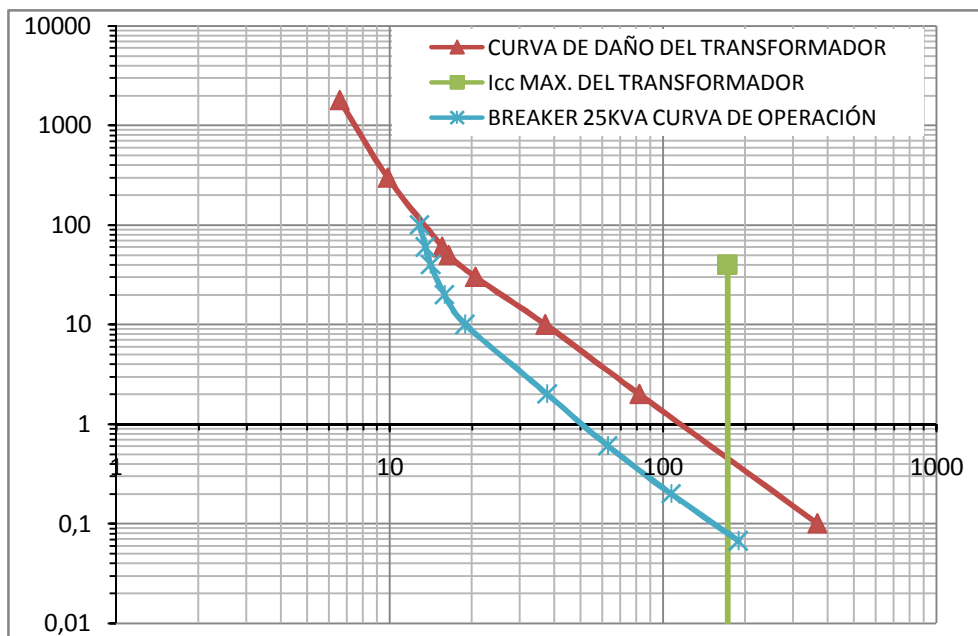


Figura 5.14. Coordinación del breaker respecto a curva de daño “Caso 2” (Tiempo en segundos Vs. Corriente en amperios).

Adicionalmente a la curva de operación del breaker, se obtendrá la curva de operación del breaker por temperatura en el bimetálico calculada a partir de los datos de elevación de su temperatura y seleccionando la temperatura de disparo (anexo 11). El tiempo de disparo del breaker por temperatura es dependiente de la temperatura superior del aceite como se puede observar en la ecuación de elevación de temperatura del bimetálico propia del diseño del breaker.

$$(36) \quad \Delta\theta_b = JI^2$$

$$(37) \quad \theta_b = \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_b + T_{amb}$$

Donde:

$\Delta\theta_b$ Elevación de temperatura en el bimetálico, en °C.

θ_b Temperatura en el bimetálico, en °C.

J Factor de respuesta a la corriente, en °C/A².

I Corriente que circula en el bimetálico, A.

$\Delta\theta_{TO}$ Elevación de temperatura del aceite superior para I, en °C.

T_{amb} Temperatura ambiente, en °C.

Estas ecuaciones permiten graficar la curva de disparo por temperatura del bimetálico. Los tiempos tomados para la gráfica facilitan la apreciación de la

operación del breaker en condiciones de sobrecarga a largo plazo, cabe aclarar que esta curva es diferente para cada condición de precarga. La temperatura de disparo se escogió a partir del cumplimiento de la máxima expectativa de pérdida de vida útil diaria y el factor de respuesta a la corriente del bimetálico es la respectiva para el breaker de 25 kVA ($0,0007 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{A}^2$), este análisis se realiza para algunas condiciones típicas de pre-carga del transformador con la ayuda del programa de cálculo de pérdida de vida útil (ver también anexo 6 y 7).

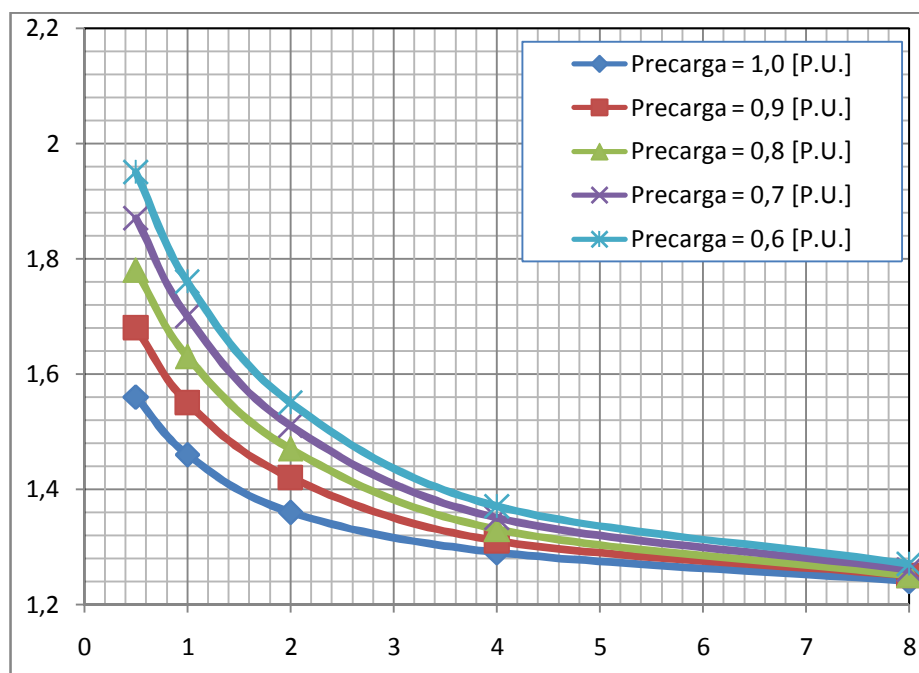


Figura 5.15. Sobrecarga a largo plazo permitida por el breaker “Caso 1”
Con temperatura de disparo a $80 \text{ } ^\circ\text{C}$
(Tiempo en segundos Vs. Sobrecarga).

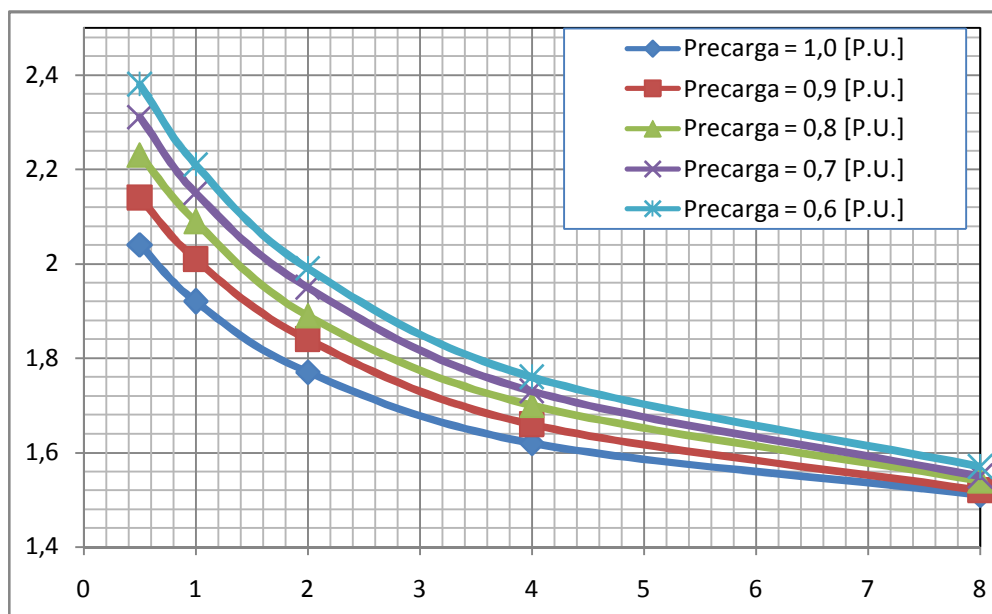


Figura 5.16. Sobrecarga a largo plazo permitida por el breaker “Caso 2”
Con temperatura de disparo a 90 °C
(Tiempo en segundos Vs. Sobrecarga).

La siguiente protección que se selecciona es el fusible de expulsión que irá ubicado en el lado de media tensión. Como requisito inicial se debe especificar el voltaje al que estaría expuesto en el momento de su accionamiento, por lo tanto debido a que el devanado de media tensión del transformador estará conectado a 7620 V con respecto a tierra, entonces el voltaje mínimo que pueda soportar el fusible debe estar por encima de ese valor.

Este dispositivo protegerá al sistema aguas arriba del transformador por lo que solamente actuará en caso de fallar el transformador (ya que el breaker se

encarga de protegerlo). El fusible seleccionado tiene una curva de operación de tiempo mínimo de interrupción que estaría a la derecha de la curva de la corriente inrush y reflejada al lado de baja tensión estaría a la derecha de la curva de operación del breaker, por lo que para la coordinación (Caso 1 y 2) se seleccionó de los catálogos el siguiente elemento:

Número de catálogo: 9F54DBA701		
Capacidades de interrupción		
Voltaje [kV]		I_{cc} [A]
Máximo	Aplicado	
8.4	8.4	3500

Tabla 5.24. Características del fusible de expulsión seleccionado.

La selección y coordinación de protecciones para el transformador del Caso 1 concluye por lo que se presenta la gráfica en escala respectiva de las curvas del transformador y del las protecciones las cuales se han reflejado al lado de M.T (anexo 8), en esta representación se puede verificar que efectivamente las protecciones actúan de acuerdo a lo establecido en el capítulo 4, es decir:

- El breaker tiene la capacidad de cortocircuito suficiente para el transformador que está protegiendo.
- La curva de disparo del breaker está protegiendo al transformador tanto en su sección de soporte térmico y por sobrecarga.

- El fusible está coordinado de tal forma que no actuará antes que el breaker, pues solo se encargará de proteger el sistema aguas arriba del transformador en caso de una falla del transformador.
- Además la curva de inrush está a la izquierda y muy lejos de la curva de mínimo tiempo de apertura del fusible, por lo que esta protección no se verá afectada en caso de corrientes elevadas propias de la energización del transformador.

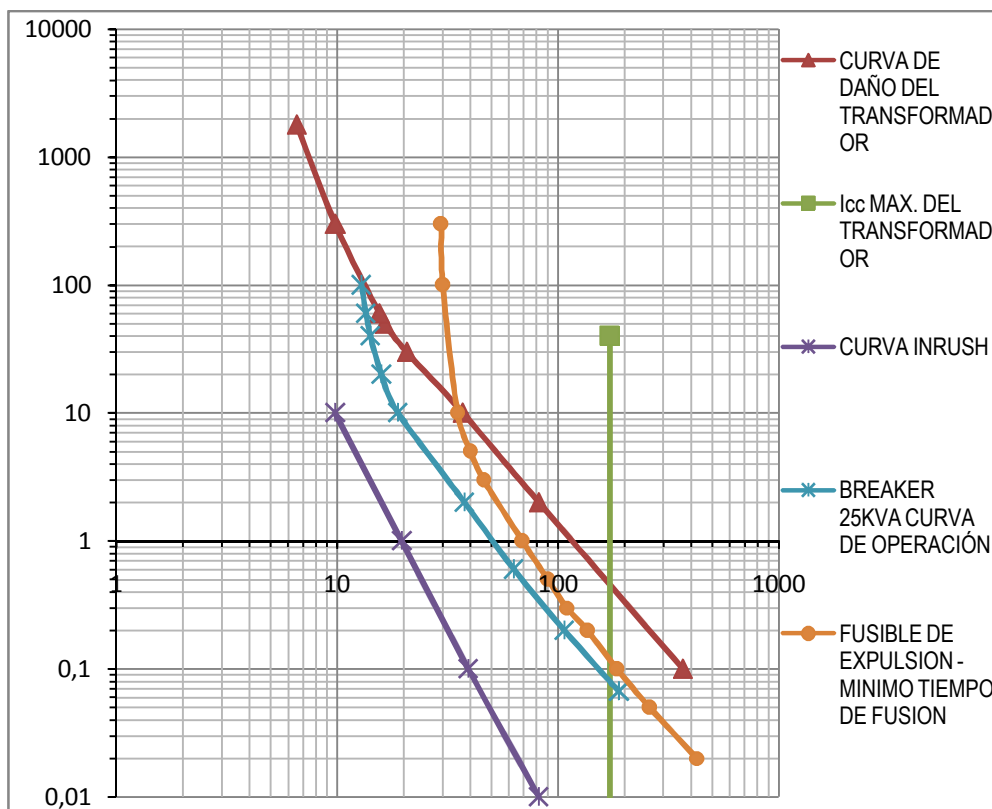


Figura 5.17. Coordinación de protecciones respecto a las curvas características del transformador del “Caso 1” (Tiempo en segundos Vs. Corriente en amperios).

Para el caso de los transformadores tipo padmounted que es el Caso 2, aun queda la coordinación del fusible de expulsión con el fusible de respaldo (limitador de corriente) o con un enlace de aislamiento. Como se había indicado en el capítulo anterior el enlace de aislamiento no es un fusible solo un indicador de falla del transformador y que su uso es para prevenir la re-energización (en caso de usar fusibles de expulsión para bayoneta) de un equipo ya fallado, además de que se desconoce la capacidad de cortocircuito en el punto donde será instalado el transformador, por estas razones se va a emplear la coordinación con un fusible limitador de corriente.

El fusible limitador de corriente al igual que el fusible de expulsión debe ser de una clase de voltaje adecuada para el voltaje de operación del transformador.

Como siguiente paso se ha seleccionado de entre las curvas de tiempo mínimo de operación del limitador aquella cuya intercepción con la curva de tiempo-corriente máximo de despeje del fusible anteriormente seleccionado cumpla con los requerimientos establecidos en el capítulo 4.

Este dispositivo de protección tendrá las siguientes características escogidas del catálogo del fabricante:

Clase de Voltaje [kV]	$I_{cc(max)}$ [A]	Capacidad de corriente [A]	Mínima capacidad de interrupción [A]
8.3	50000	40	125

Tabla 5.25. Características de capacidad de interrupción del fusible limitador de corriente seleccionado.

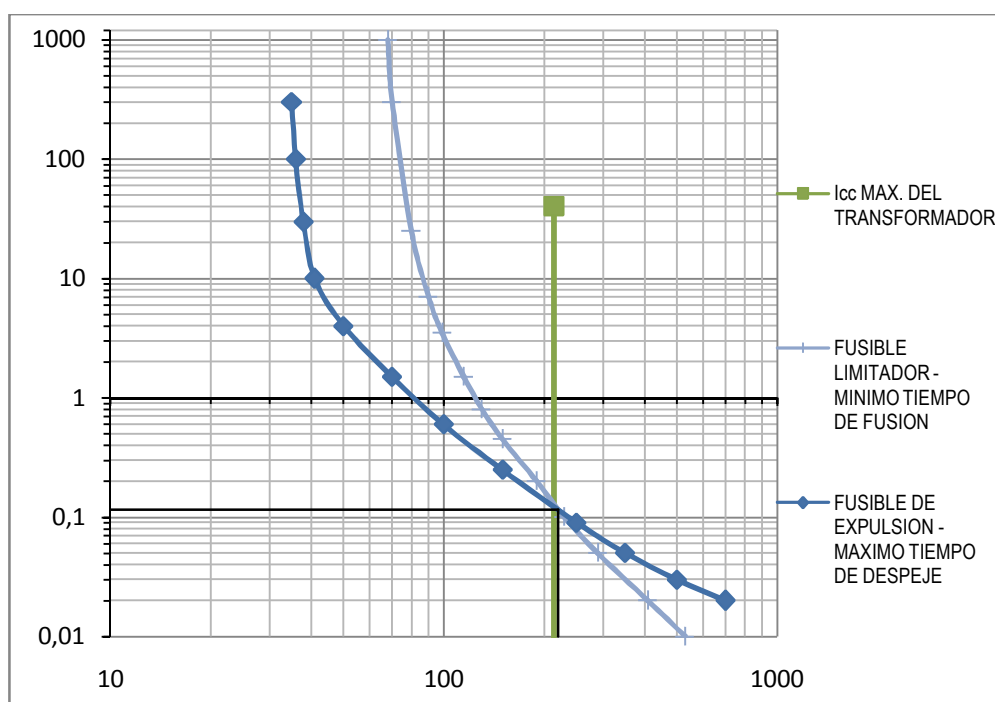


Figura 5.18. Coordinación entre fusible de expulsión y fusible limitador de corriente para el “Caso 2” (Tiempo en segundos Vs. Corriente en amperios).

El punto de intercepción encontrado entre las curvas del limitador de corriente y del fusible de expulsión corresponde a aproximadamente 220 A (ver anexo 9), es decir que la el punto de cruce cumple con las condiciones siguientes:

- Es mayor a la corriente de cortocircuito del transformador (214,4 A) y los más cercano posible
- Es mayor que la mínima capacidad de interrupción del fusible limitador (125 A).
- Es menor que la corriente máxima de interrupción del fusible de expulsión (3500 A).
- La máxima corriente de despeje del fusible de expulsión en los 300 segundos (35 A) es mayor al 90 % de la mínima corriente de fusión del fusible limitador de corriente a los 300 segundos (70 A).

Finalmente las curvas características del transformador tipo padmounted y de sus protecciones se presentan a continuación. (Ver también el anexo 10).

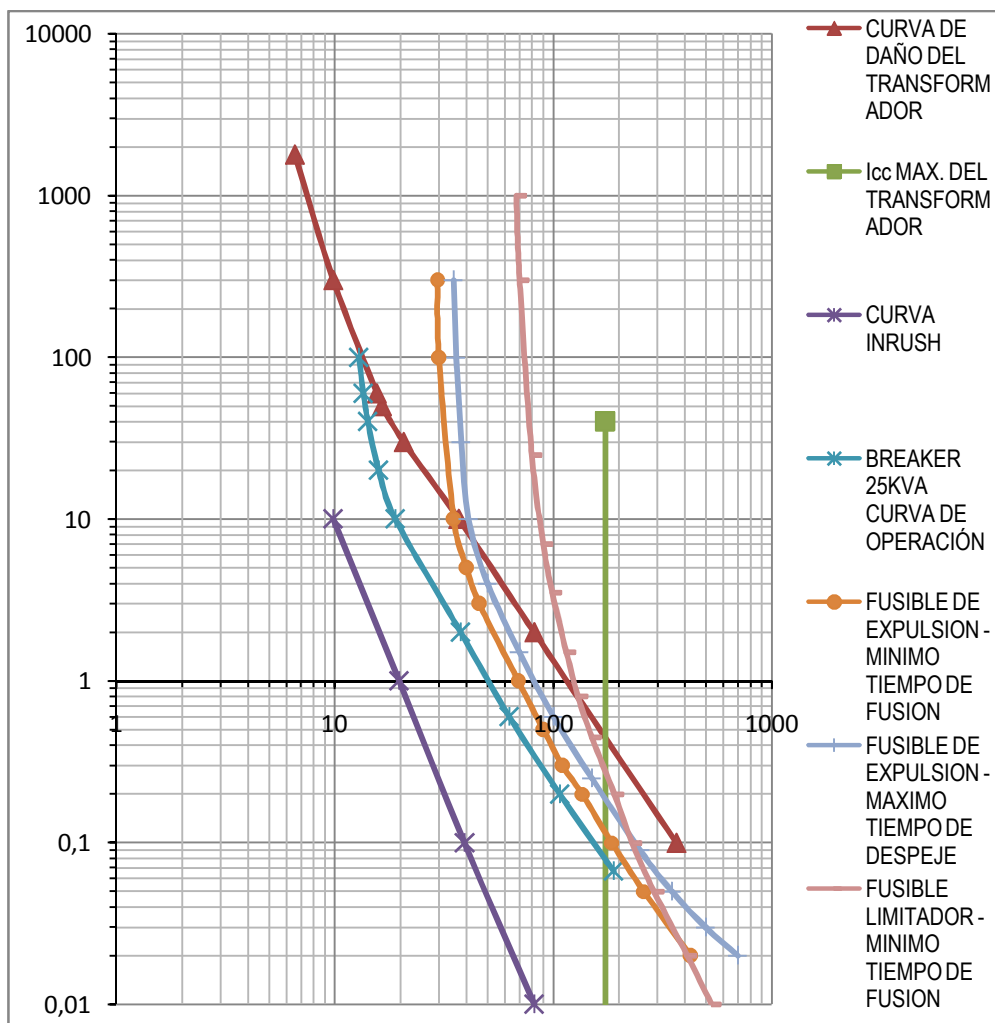


Figura 5.19. Coordinación de protecciones respecto a las curvas características del transformador del “Caso 2” (Tiempo en segundos Vs. Corriente en amperios).

CONCLUSIONES

De acuerdo al ensayo de calentamiento se puede concluir lo siguiente:

1. Ambos transformadores tipo poste y padmounted, cumplen la especificación técnica de límites de calentamiento con respecto a las normas INEN 2126-1998 e IEEE C57.12.00-2006.

	Elevaciones de temperatura a 3000msm		
	$\Delta\theta_{W,R}$ [°C]	$\Delta\theta_{TO,R}$ [°C]	$\Delta\theta_{H/A}$ [°C]
Según la norma	65	55	85
CASO 1	64,4	41,9	71,2
CASO 2	55,7	38,0	61,3

2. Comparando las elevaciones de temperatura entre los dos casos, se puede notar que el transformador del caso 2 (padmounted) tiene elevaciones de temperatura bastante por debajo del máximo que solicita la norma y por lo tanto dará mejores prestaciones de capacidad de carga.
3. Para ambos casos el devanado de media tensión es el que determina la elevación máxima de temperatura en el punto más caliente del transformador, mientras el devanado de baja tensión tiene un calentamiento muy inferior al devanado de media tensión.

Con respecto a las características de ambos transformadores y los requerimientos de cargabilidad, condiciones ambientales de trabajo y máxima expectativa de pérdida de vida de los transformadores planteada por la Empresa Eléctrica Quito, aplicando las instrucciones de la norma IEEE C57.91-1995 se concluye que:

4. Ambos transformadores satisfacen las exigencias de trabajo solicitadas.

EXPECTATIVA DE PÉRDIDA DE VIDA ÚTIL DE ACUERDO A CURVA DE CARGA ESTABLECIDA POR LA E.E.Q. Temperatura ambiente promedio: 15 °C Altitud trabajo: 3000 m.s.n.m.	
% Máximo de pérdida de vida útil	0,0133
% Pérdida de vida para Caso 1 (tipo poste)	0,0018
% Pérdida de vida para Caso 2 (padmouted)	0,0003

5. La capacidad de ambos transformadores está subestimada para el ciclo de carga al que estarían sometidos los transformadores.
6. Se confirma que la capacidad de carga del transformador padmouted (caso 2) es mucho mejor con respecto al transformador tipo poste (caso 1).

Del análisis de selección y coordinación de protecciones se llega a concluir los siguientes puntos:

7. La protección más compleja para coordinar es la del breaker, debido a que esta no solo responde a la circulación de la circulación de sobrecorrientes sino también a la temperatura del aceite superior del transformador, ya que este valor varía de acuerdo al diseño del transformador y a combinación de carga y precarga que estaría soportando el transformador.
8. La protección del breaker para sobrecargas a largo plazo se ha seleccionado de tal forma de que para ambos casos el breaker no permite sobrecargas por encima de la máxima pérdida de vida diaria esperada (ver anexos 6 y 7).
9. La coordinación del fusible de expulsión es mucho más sencilla debido a que solo cubre la condición de falla del transformador y debido a que la curva del breaker obliga a que la curva del fusible esté más a la derecha, la coordinación con la curva de la corriente de inrush es prácticamente innecesaria.
10. En el caso 2, el fusible limitador es la mejor elección con respecto a un enlace de aislamiento debido a que no es conocida la capacidad de cortocircuito del sistema eléctrico en el punto donde se instalaría el transformador y tampoco se sabe si estará conectado independiente (radial) o en un sistema anillo. Si fuera el caso de que el transformador estuviera conectado en un sistema anillo, en una condición de falla del transformador sin el limitador de corriente y si la capacidad de

cortocircuito del sistema en el punto de instalación es superior a la capacidad del fusible de expulsión, entonces el transformador haría accionar el próximo fusible del sistema aguas arriba dejando des-energizado otros transformadores innecesariamente.

RECOMENDACIONES

En lo concerniente a las características térmicas del transformador se recomienda los siguientes puntos:

1. Aunque los resultados del ensayo de calentamiento indica que ambos transformadores cumplen con las normas respecto a las elevaciones de temperatura, la elevación de temperatura del aceite tiene un gradiente de temperatura grande con respecto a la temperatura promedio de los devanados, esto indica que el intercambio de temperatura entre el aceite y los devanados necesita mejorarse aumentando la cantidad de ductos en las bobinas específicamente en el devanado de media tensión porque las bobinas están hechas en tres etapas, primero una parte de la baja, luego la media tensión y finalmente la última parte de la baja tensión, por lo que la bobina de media tensión tiene menor contacto con el aceite.
2. Para el caso del transformador tipo poste (caso 1), se sugiere al igual que el punto anterior la mejora de su sistema de refrigeración puesto de que a pesar de que las elevaciones de temperatura están dentro de la norma, el valor de la elevación de temperatura promedio de los devanados está muy cercano al valor máximo especificado por la norma.

3. A pesar de que la capacidad de cortocircuito del breaker es suficiente para los dos casos estudiados, sin embargo es recomendable que los transformadores sean diseñados con una impedancia mayor para requerir menor capacidad de cortocircuito al breaker ya que en el mercado existen breakers con capacidad de cortocircuito inferiores y son pocos los proveedores a nivel mundial.

4. Con respecto a lo solicitado por la E.E.Q. se puede sugerir que debido a que la curva de carga presentada subestima la capacidad del transformador, se podría revisar la posibilidad de un transformador de menor capacidad que satisfaga el requerimiento y esto implicaría una reducción en el presupuesto de esta empresa distribuidora por el concepto de transformadores.

BIBLIOGRAFÍA

1. Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN). Norma Técnica Ecuatoriana: NTE INEN 2113 Transformadores. Determinación de pérdidas y corriente sin carga, 1998.
2. Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN). Norma Técnica Ecuatoriana: NTE INEN 2116 Transformadores. Impedancia y pérdidas con carga, 1998.
3. Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN). Norma Técnica Ecuatoriana: NTE INEN 2118 Transformadores. Medida de resistencia de los devanados, 1998.
4. Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN). Norma Técnica Ecuatoriana: NTE INEN 2119 Transformadores. Prueba de calentamiento para transformadores sumergidos en aceite con elevación de 65 °C de temperatura en los devanados, 1998.
5. Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN). Norma Técnica Ecuatoriana: NTE INEN 2126 Transformadores. Límites de calentamiento, 1998.
6. Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN). Norma Técnica Ecuatoriana: NTE INEN 2128 Transformadores. Requisitos de funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura diferentes de las normalizadas, 1998.

7. IEEE Power & Energy Society. IEEE C57.12.00 Standard for general requirements for liquid-Immersed distribution, power, and regulating transformer, 2010.
8. IEEE Power & Energy Society. IEEE C57.12.90 Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformer, 1999.
9. IEEE Power & Energy Society. IEEE C57.12.91 Guide for liquid-immersed transformer, 1995.
10. International Electrotechnical Commission. IEC 60076-7 Loading guide for oil-immersed power transformers, 2005.
11. International Electrotechnical Commission. IEC 76-2 Power transformers Part 2: Temperature rise, 1993.
12. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). Norma Técnica Colombiana: NTC 2797 Guía para la selección de fusible para transformadores de distribución, 1990.
13. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). Guía Técnica Colombiana: GTC 148 Especificaciones para transformadores de distribución completamente auto-protegidos, 2006.

ANEXO

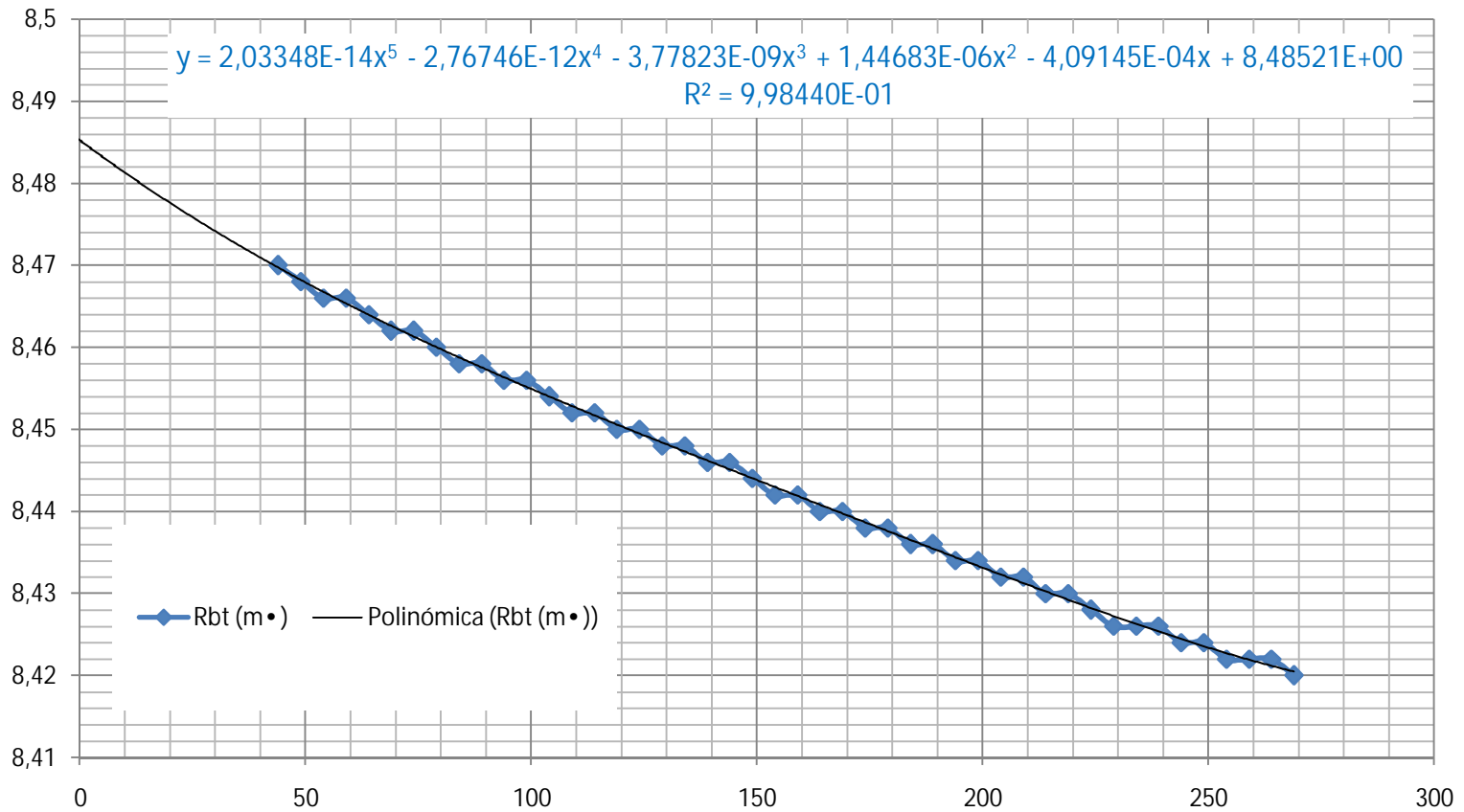
ANEXO 1

Registro de medición de resistencias al corte

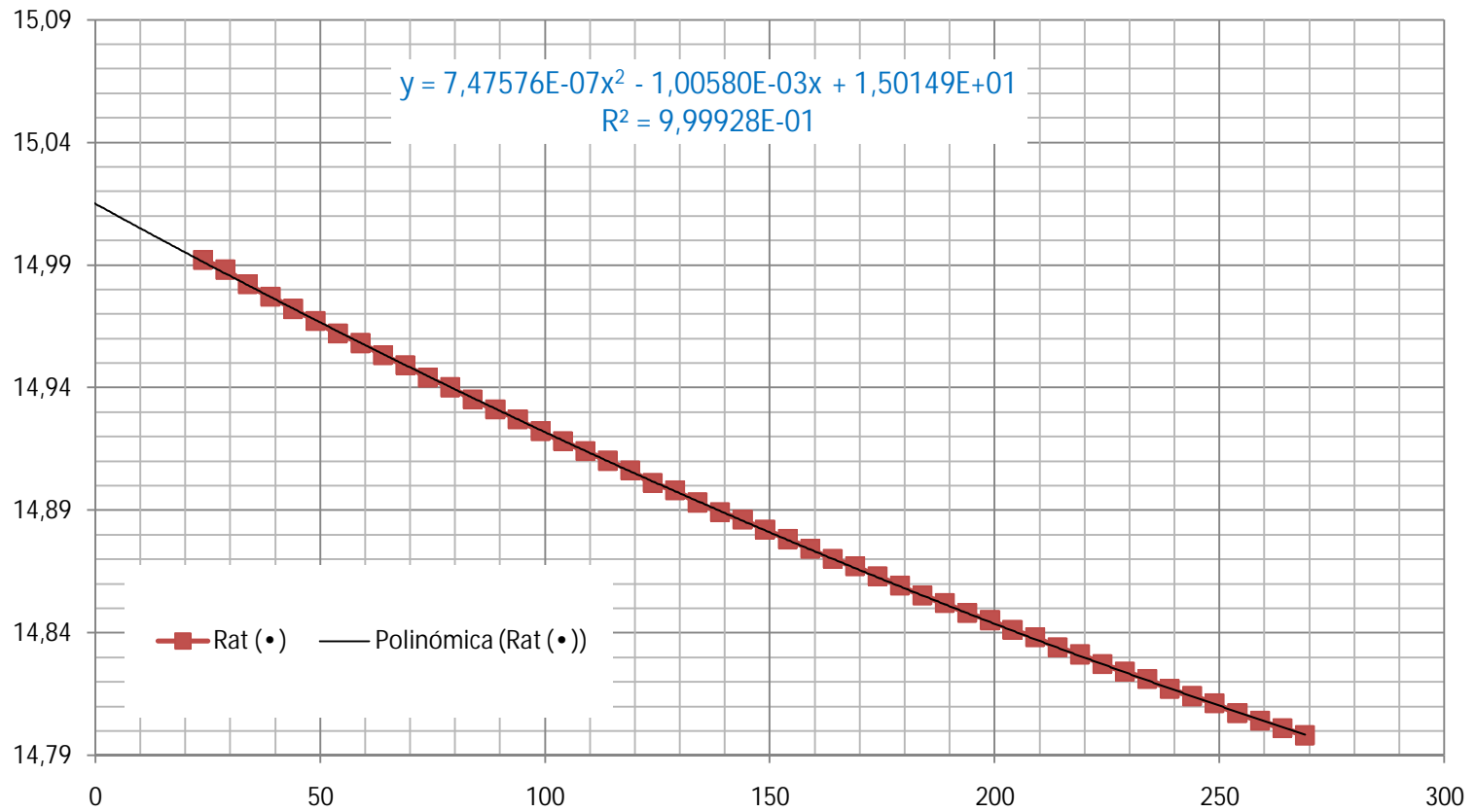
CASO 1			CASO 2		
TIEMPO [s]	Rat [•]	Rbt [m•]	TIEMPO [s]	Rat [•]	Rbt [m•]
24	14,992		43	14,782	
29	14,988		48	14,778	7,934
34	14,982		53	14,774	7,932
39	14,977		58	14,77	7,932
44	14,972	8,47	63	14,766	7,93
49	14,967	8,468	68	14,761	7,93
54	14,962	8,466	73	14,757	7,928
59	14,958	8,466	78	14,753	7,926
64	14,953	8,464	83	14,749	7,926
69	14,949	8,462	88	14,745	7,926
74	14,944	8,462	93	14,741	7,924
79	14,94	8,46	98	14,737	7,924
84	14,935	8,458	103	14,733	7,922
89	14,931	8,458	108	14,729	7,922
94	14,927	8,456	113	14,725	7,92
99	14,922	8,456	118	14,722	7,92
104	14,918	8,454	123	14,718	7,92
109	14,914	8,452	128	14,714	7,918
114	14,91	8,452	133	14,71	7,918
119	14,906	8,45	138	14,707	7,916
124	14,901	8,45	143	14,703	7,916
129	14,898	8,448	148	14,699	7,914
134	14,893	8,448	153	14,696	7,914
139	14,889	8,446	158	14,692	7,912
144	14,886	8,446	163	14,689	7,912
149	14,882	8,444	168	14,685	7,912
154	14,878	8,442	173	14,681	7,91
159	14,874	8,442	178	14,678	7,91
164	14,87	8,44	183	14,674	7,908
169	14,867	8,44	188	14,671	7,908
174	14,863	8,438	193	14,668	7,908
179	14,859	8,438	198	14,664	7,906

184	14,855	8,436	203	14,661	7,906
189	14,852	8,436	208	14,657	7,904
194	14,848	8,434	213	14,654	7,904
199	14,845	8,434	218	14,651	7,902
204	14,841	8,432	223	14,648	7,902
209	14,838	8,432	228	14,644	7,9
214	14,834	8,43	233	14,641	7,9
219	14,831	8,43	238	14,638	7,9
224	14,827	8,428	243	14,635	7,898
229	14,824	8,426	248	14,631	7,898
234	14,821	8,426	253	14,628	7,896
239	14,817	8,426	258	14,625	7,896
244	14,814	8,424	263	14,622	7,894
249	14,811	8,424	268	14,619	7,892
254	14,807	8,422	273	14,616	7,892
259	14,804	8,422	278	14,613	7,892
264	14,801	8,422	283	14,61	7,892
269	14,798	8,42	288	14,607	7,89

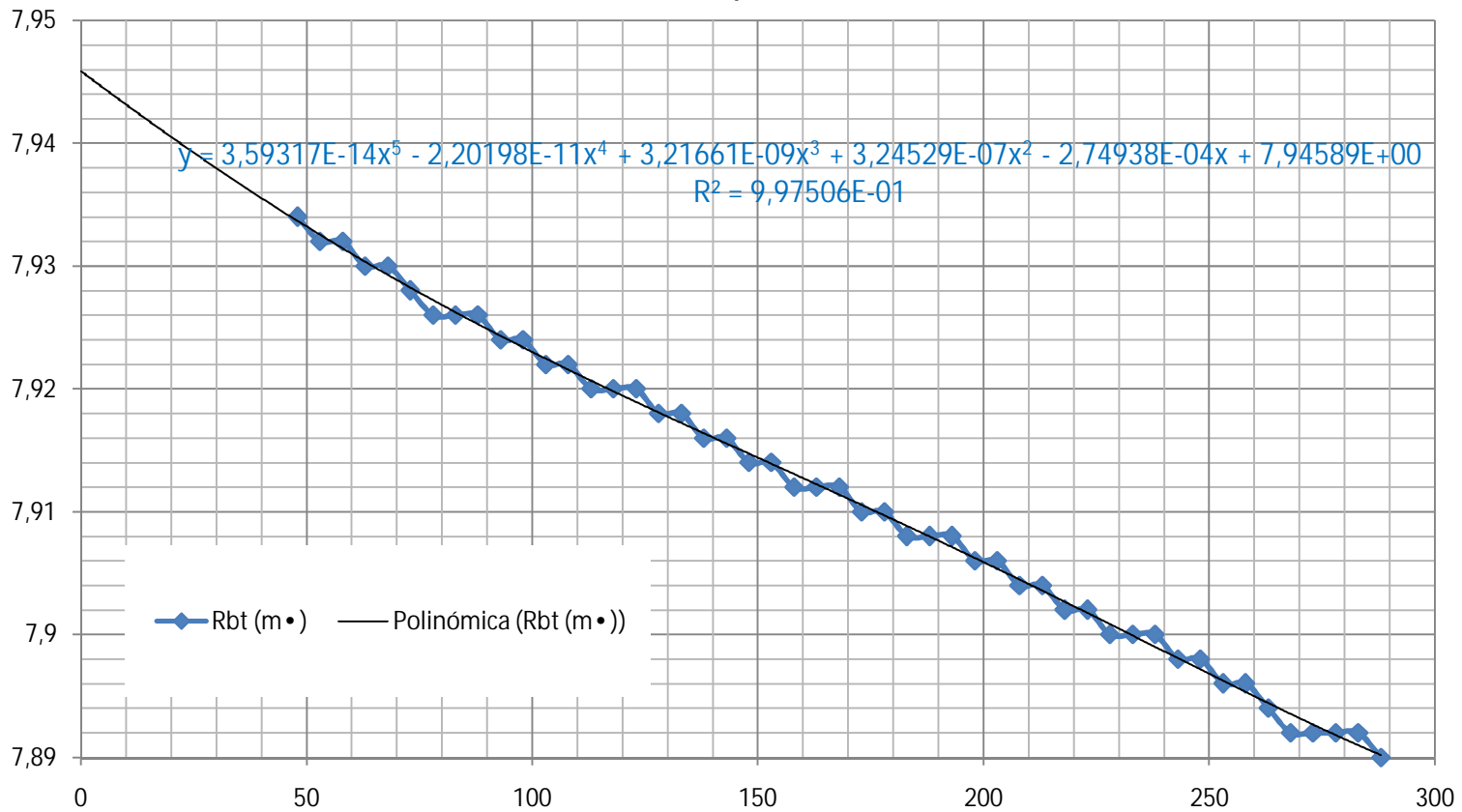
Rbt [m•] Vs. Tiempo [s] Transformador de 25 kVA Tipo Poste (Caso 1)



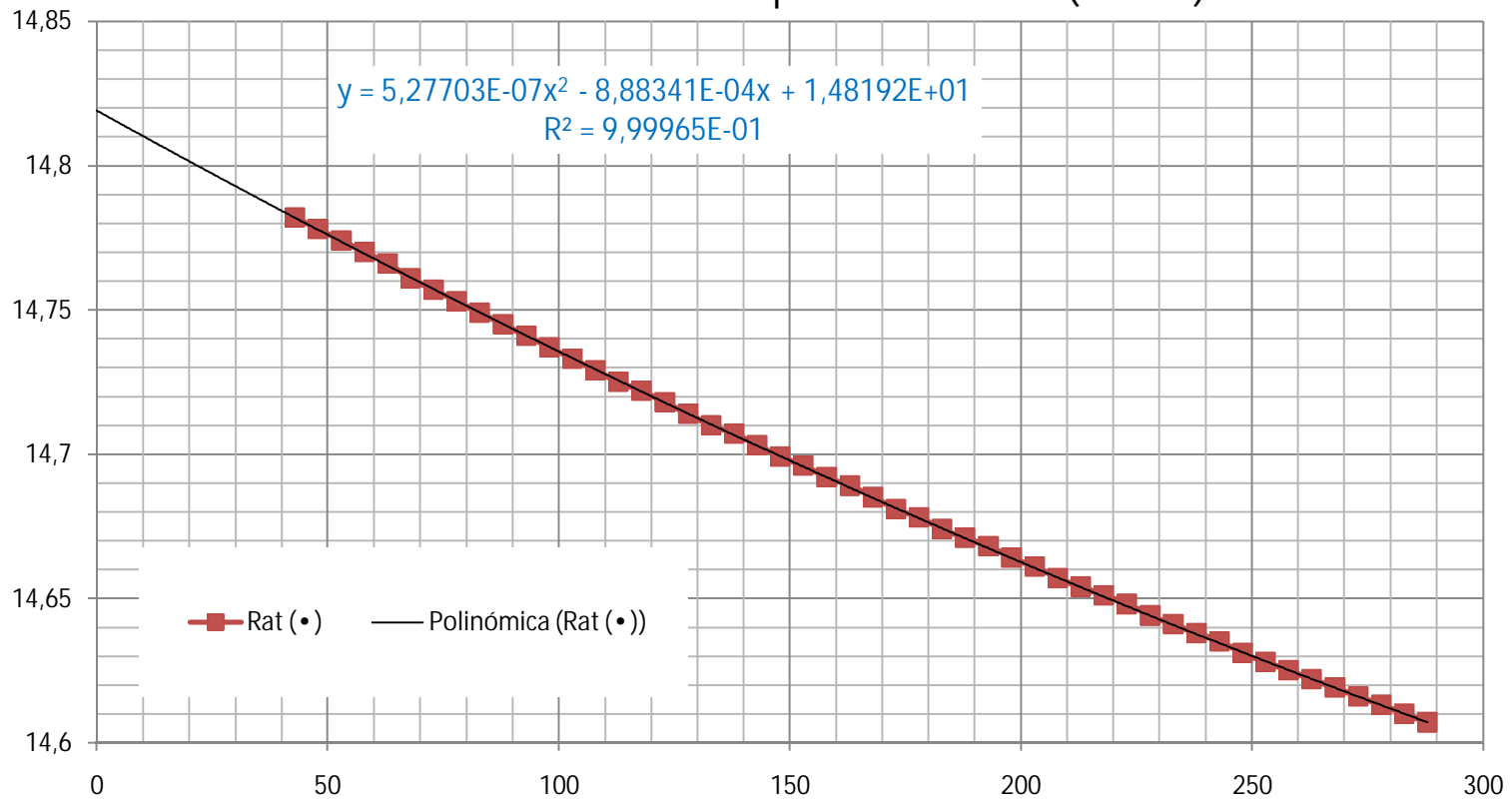
Rat [\bullet] Vs. Tiempo [s]
Transformador de 25 kVA Tipo Poste (Caso 1)



Rbt [m•] Vs. Tiempo [s]
Transformador de 25 kVA Tipo Padmounted (Caso 2)



Rat [\bullet] Vs. Tiempo [s]
Transformador de 25 kVA Tipo Padmounted (Caso 2)

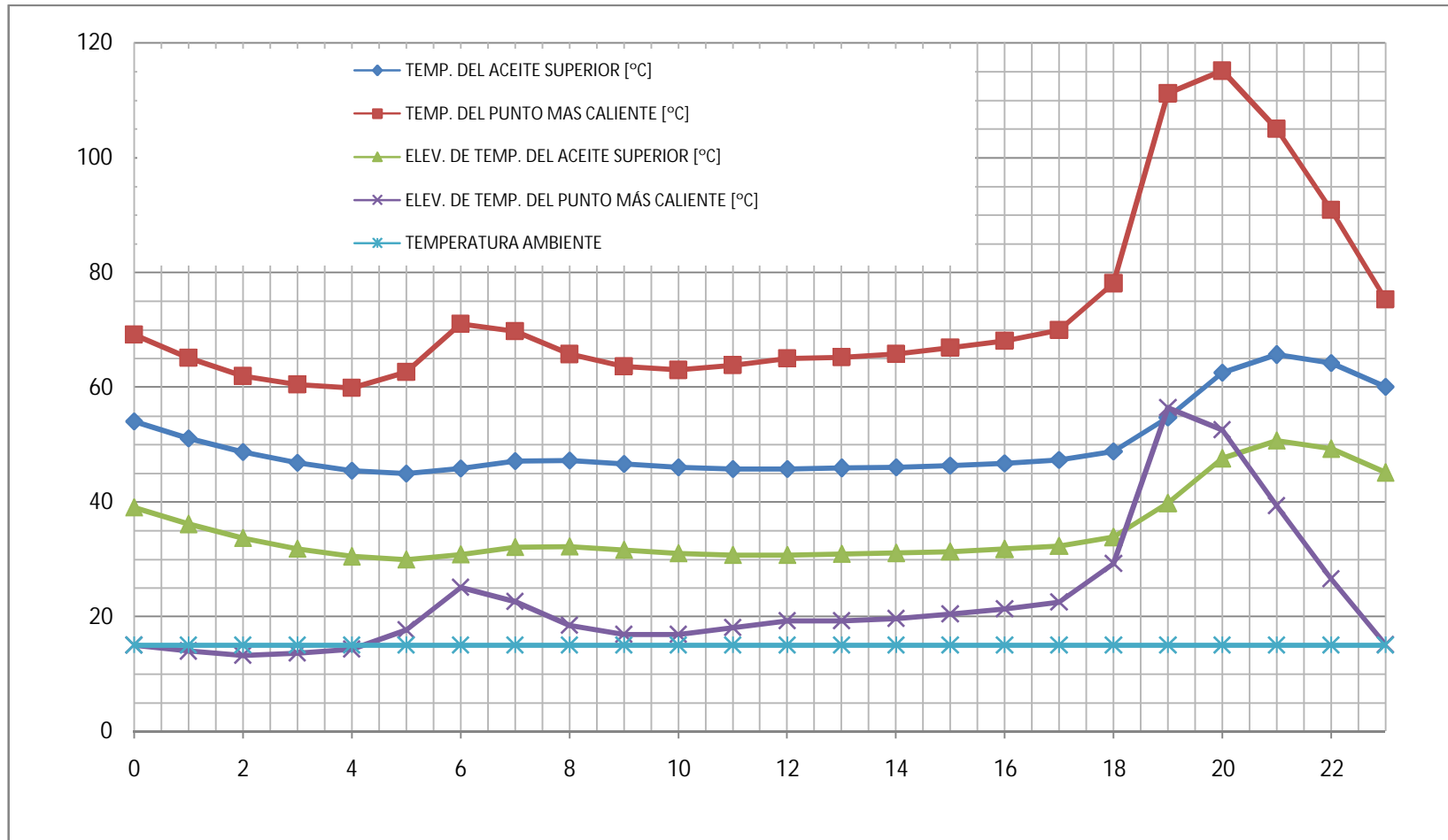


ANEXO 2

Comportamiento térmico del transformador “Caso 1”

TIEMPO [h]	CARGA [p.u.]	TEMP. AMBIENTE [°C]	ELEV. DE TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR [°C]	ELEV. DE TEMP. DEL PUNTO MAS CALIENTE [°C]	TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR [°C]	TEMP. DEL PUNTO MAS CALIENTE [°C]	ACELERACIÓN DEL ENVEJ. [h]	ENVEJ. ACUMULADO [h]
0	0,66	15	39,07174635	15,0708559	54,07174635	69,14260225	0,009308029	0,011764022
1	0,63	15	36,12360174	13,99836907	51,12360174	65,12197081	0,005526511	0,018968714
2	0,61	15	33,69454636	13,29161597	48,69454636	61,98616233	0,003648358	0,023460488
3	0,62	15	31,8130572	13,63341213	46,8130572	60,44646933	0,00296689	0,026730121
4	0,64	15	30,49502602	14,34107338	45,49502602	59,83609941	0,00273196	0,029559032
5	0,73	15	29,96028392	17,6806325	44,96028392	62,64091641	0,003981378	0,032832065
6	0,91	15	30,86934154	25,13230207	45,86934154	71,00164361	0,011796505	0,039865514
7	0,85	15	32,12480678	22,61156392	47,12480678	69,73637071	0,010042536	0,050930578
8	0,75	15	32,23455634	18,52282511	47,23455634	65,75738145	0,006006055	0,058854793
9	0,71	15	31,65853097	16,95096465	46,65853097	63,60949562	0,004527742	0,064087738
10	0,71	15	31,04612736	16,93873518	46,04612736	62,98486254	0,004167756	0,068420219
11	0,74	15	30,72036137	18,08892412	45,72036137	63,80928549	0,004649022	0,072803134
12	0,77	15	30,75027089	19,27684423	45,75027089	65,02711512	0,005458138	0,077830744
13	0,77	15	30,90900335	19,28647154	45,90900335	65,19547489	0,005580054	0,083356134
14	0,78	15	31,08172728	19,68555383	46,08172728	65,76728111	0,006013832	0,089146819
15	0,8	15	31,36428396	20,49615829	46,36428396	66,86044225	0,00693432	0,095601574
16	0,82	15	31,78158716	21,32229977	46,78158716	68,10388693	0,008144749	0,103119961
17	0,85	15	32,36196526	22,58091159	47,36196526	69,94287685	0,010310713	0,112291803
18	1	15	33,8480967	29,24370632	48,8480967	78,09180302	0,028456531	0,129871048
19	1,51	15	39,77408592	56,40904621	54,77408592	111,1831321	1,128186126	0,414672309
20	1,44	15	47,58019291	52,54338725	62,58019291	115,1235802	1,677000005	1,863849595
21	1,2	15	50,65414419	39,32508784	65,65414419	104,979232	0,594384319	2,948883699
22	0,94	15	49,25349696	26,63236411	64,25349696	90,88586107	0,127807995	3,258249386
23	0,66	15	45,11361792	15,15286761	60,11361792	75,26648552	0,020121314	3,316618211
ENVEJECIMIENTO EQUIVALENTE [horas] :								3,3166
PÉRDIDA DE VIDA UTIL [%]:								0,0018
MÁX. PÉRDIDA DE VIDA UTIL [%]:								0,0133

Gráfica del comportamiento térmico del transformador “Caso 1”

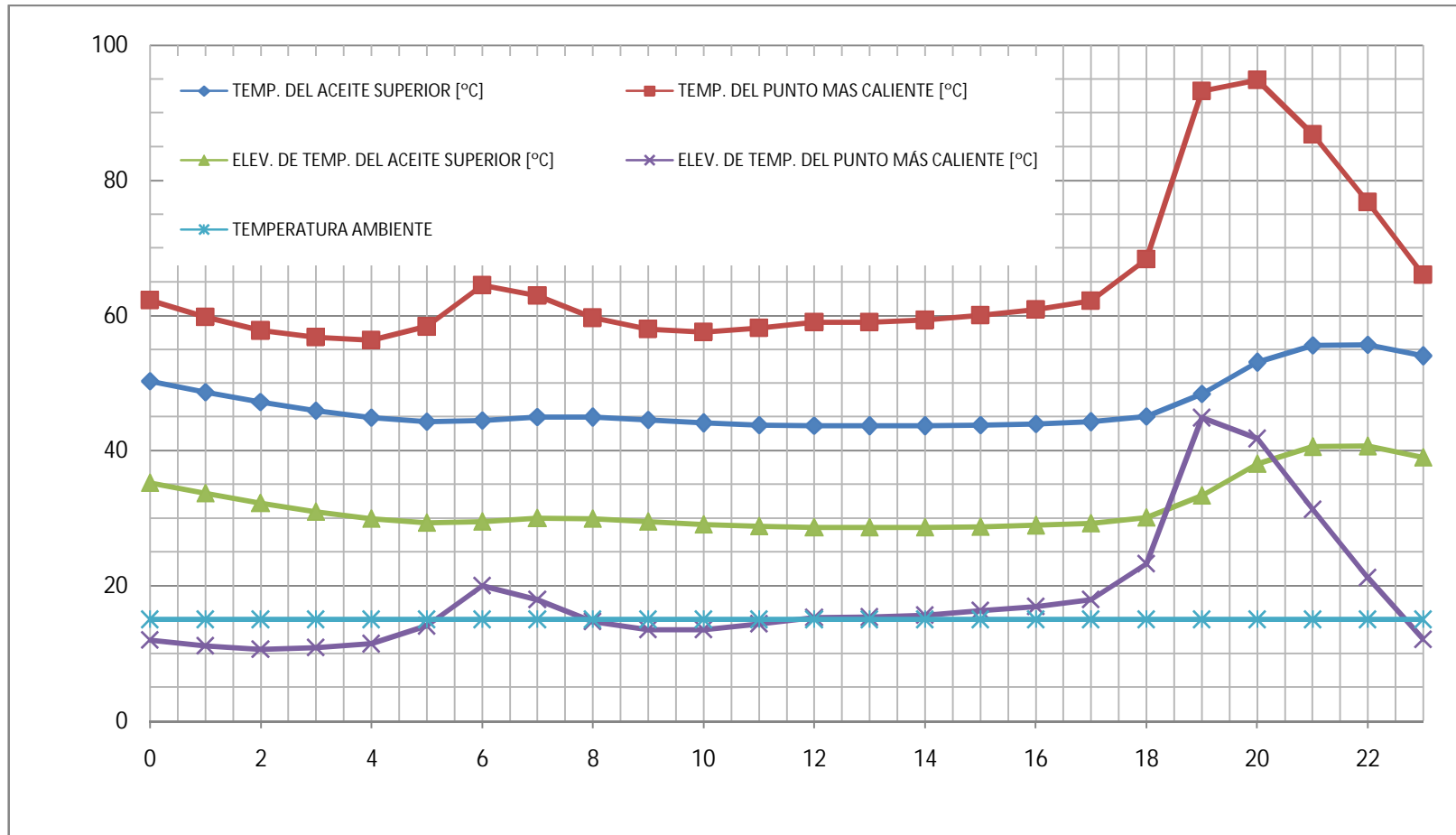


ANEXO 3

Comportamiento térmico del transformador “Caso 2”

TIEMPO [h]	CARGA [p.u.]	TEMP. AMBIENTE [°C]	ELEV. DE TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR [°C]	ELEV. DE TEMP. DEL PUNTO MÁS CALIENTE [°C]	TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR [°C]	TEMP. DEL PUNTO MÁS CALIENTE [°C]	ACELERACIÓN DEL ENVEJ. [h]	ENVEJ. ACUMULADO [h]
0	0,66	15	35,2583798	11,9846738	50,2583798	62,2430536	0,003775715	0,004243325
1	0,63	15	33,67236137	11,13173846	48,67236137	59,80409983	0,002720147	0,007456006
2	0,61	15	32,21356264	10,56973732	47,21356264	57,78329996	0,002065429	0,009827272
3	0,62	15	30,94953428	10,84161036	45,94953428	56,79114463	0,001802031	0,011750694
4	0,64	15	29,93397796	11,40438217	44,93397796	56,33836014	0,001692798	0,01349157
5	0,73	15	29,32097564	14,06025577	44,32097564	58,3812314	0,002241533	0,015429799
6	0,91	15	29,51040216	19,9862819	44,51040216	64,49668406	0,005090444	0,018849005
7	0,85	15	29,99093427	17,98104101	44,99093427	62,97197528	0,004160624	0,02349619
8	0,75	15	29,93971867	14,72949453	44,93971867	59,66921321	0,002670888	0,026868717
9	0,71	15	29,5319143	13,4796765	44,5319143	58,01159081	0,002131045	0,02925829
10	0,71	15	29,08678553	13,47005221	44,08678553	57,55683774	0,002002249	0,031320773
11	0,74	15	28,78207951	14,38478509	43,78207951	58,1668646	0,002176808	0,03340336
12	0,77	15	28,67345981	15,32944698	43,67345981	59,0029068	0,002439807	0,035704956
13	0,77	15	28,65599159	15,33702344	43,65599159	58,99301503	0,002436525	0,03814428
14	0,78	15	28,66847675	15,65440907	43,66847675	59,32288582	0,002548286	0,040634695
15	0,8	15	28,76082214	16,29904692	43,76082214	60,05986907	0,002815946	0,043311941
16	0,82	15	28,94991473	16,95601349	43,94991473	60,90592822	0,003156342	0,046293041
17	0,85	15	29,25434653	17,95691837	44,25434653	62,2112649	0,003759728	0,049738447
18	1	15	30,07832331	23,25569823	45,07832331	68,33402154	0,008389847	0,055441653
19	1,51	15	33,37725056	44,85972574	48,37725056	93,2369763	0,166527144	0,106182281
20	1,44	15	38,08155824	41,78337951	53,08155824	94,86493775	0,19961912	0,293558283
21	1,2	15	40,58084972	31,27133953	55,58084972	86,85218924	0,080516708	0,427207422
22	0,94	15	40,66429234	21,17786156	55,66429234	76,8421539	0,024428891	0,474563736
23	0,66	15	39,02213287	12,04921504	54,02213287	66,07134791	0,006257428	0,487857473
ENVEJECIMIENTO EQUIVALENTE [horas] :								0,4879
PÉRDIDA DE VIDA UTIL [%]:								0,0003
MÁX. PÉRDIDA DE VIDA UTIL [%]:								0,0133

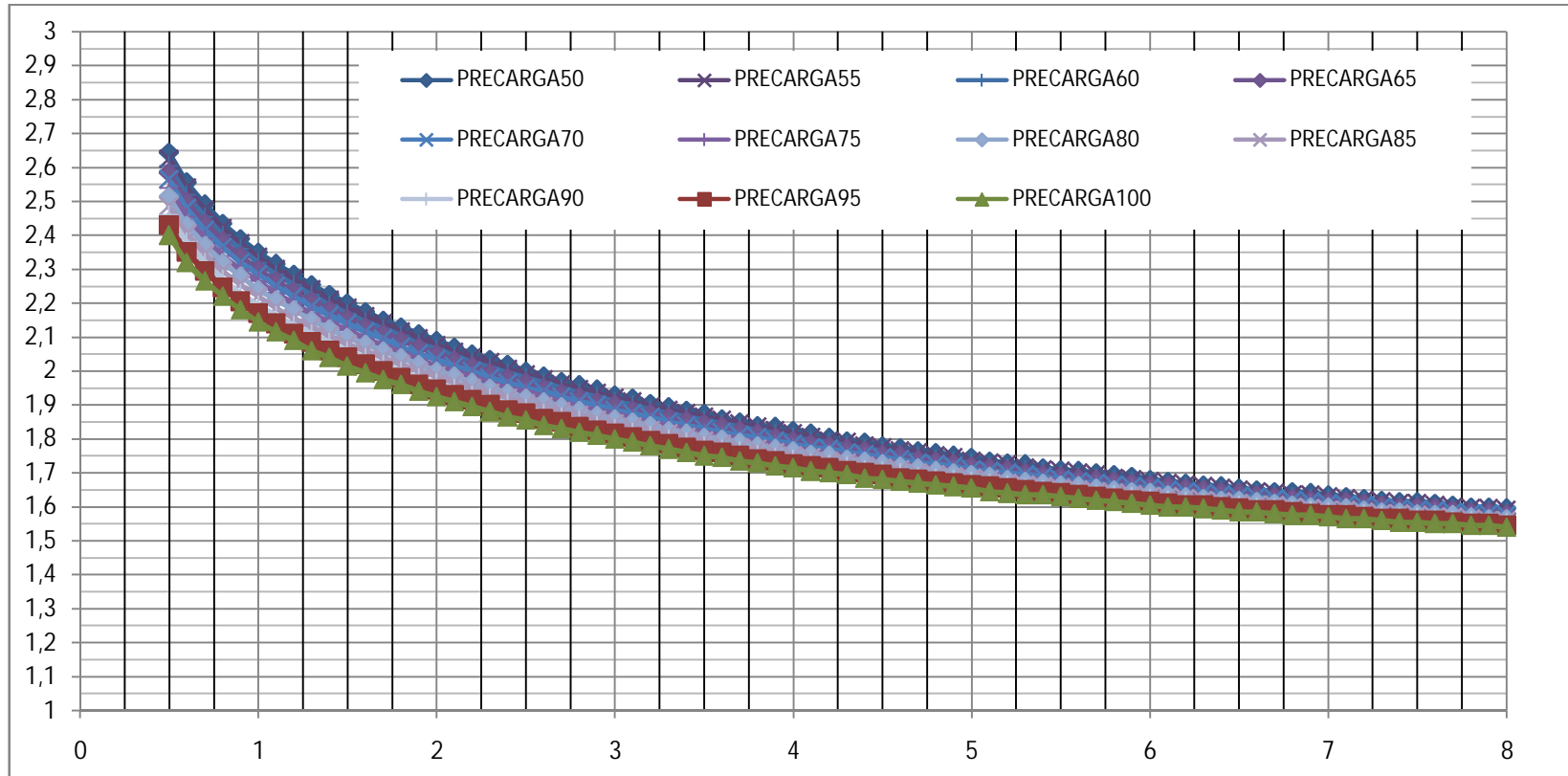
Gráfica del comportamiento térmico del transformador “Caso 2”



ANEXO 5

Curvas de capacidad de carga para "Caso 2"

Carga [P.U.] Vs. Tiempo [h]



ANEXO 6

Datos obtenidos para verificación de sobrecarga máxima permitida por el breaker seleccionado "Caso 1"

Precarga = 1,0 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	1	1,56	46,65	65,14	80,14	0,00163
1	15	1	1,46	48,7	64,67	79,67	0,00212
2	15	1	1,36	50,73	64,58	79,58	0,00257
4	15	1	1,29	52,55	64,99	79,99	0,00356
8	15	1	1,24	53,09	64,58	79,58	0,0051

Precarga = 0,9 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	0,9	1,68	43,77	65,21	80,21	0,00124
1	15	0,9	1,55	46,73	64,75	79,75	0,00192
2	15	0,9	1,42	49,77	64,87	79,87	0,00242
4	15	0,9	1,31	51,86	64,69	79,69	0,00311
8	15	0,9	1,25	53,13	64,8	79,8	0,00491

Precarga = 0,8 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	0,8	1,78	41,06	65,12	80,12	0,00131
1	15	0,8	1,63	44,91	64,85	79,85	0,00227
2	15	0,8	1,47	48,74	64,93	79,93	0,00266
4	15	0,8	1,33	51,24	64,48	79,48	0,00308
8	15	0,8	1,25	52,64	64,32	79,32	0,00454

Precarga = 0,7 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	0,7	1,87	38,61	64,17	79,17	0,00158
1	15	0,7	1,7	43,23	64,93	79,93	0,00283
2	15	0,7	1,51	47,62	64,71	79,71	0,00293
4	15	0,7	1,35	50,73	64,37	79,37	0,00321
8	15	0,7	1,26	52,7	64,57	79,57	0,00477

Precarga = 0,6 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	0,6	1,95	36,43	65,32	80,32	0,00197
1	15	0,6	1,76	41,7	64,96	79,96	0,00349
2	15	0,6	1,55	46,75	64,76	79,76	0,00338
4	15	0,6	1,37	50,33	64,38	79,38	0,00343
8	15	0,6	1,27	52,78	64,84	79,84	0,00507

ANEXO 7

Datos obtenidos para verificación de sobrecarga máxima permitida por el breaker seleccionado "Caso 2"

Precarga = 1,0 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	1	2,04	43,59	75,2	90,2	0,00208
1	15	1	1,92	46,95	74,66	89,66	0,00356
2	15	1	1,77	51,01	74,54	89,54	0,00485
4	15	1	1,62	54,82	74,51	89,51	0,00663
8	15	1	1,51	57,79	74,88	89,88	0,01044

Precarga = 0,9 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	0,9	2,14	40,33	75,12	90,12	0,00227
1	15	0,9	2,01	44,45	74,83	89,83	0,00423
2	15	0,9	1,84	49,42	74,86	89,86	0,00569
4	15	0,9	1,66	53,91	74,59	89,59	0,00718
8	15	0,9	1,52	57,08	74,4	89,4	0,01007

Precarga = 0,8 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	0,8	2,23	37,34	75,11	90,11	0,00261
1	15	0,8	2,09	42,13	75	90	0,00511
2	15	0,8	1,89	47,65	74,49	89,49	0,00613
4	15	0,8	1,7	53,17	74,87	89,87	0,00806
8	15	0,8	1,54	56,89	74,67	89,67	0,01081

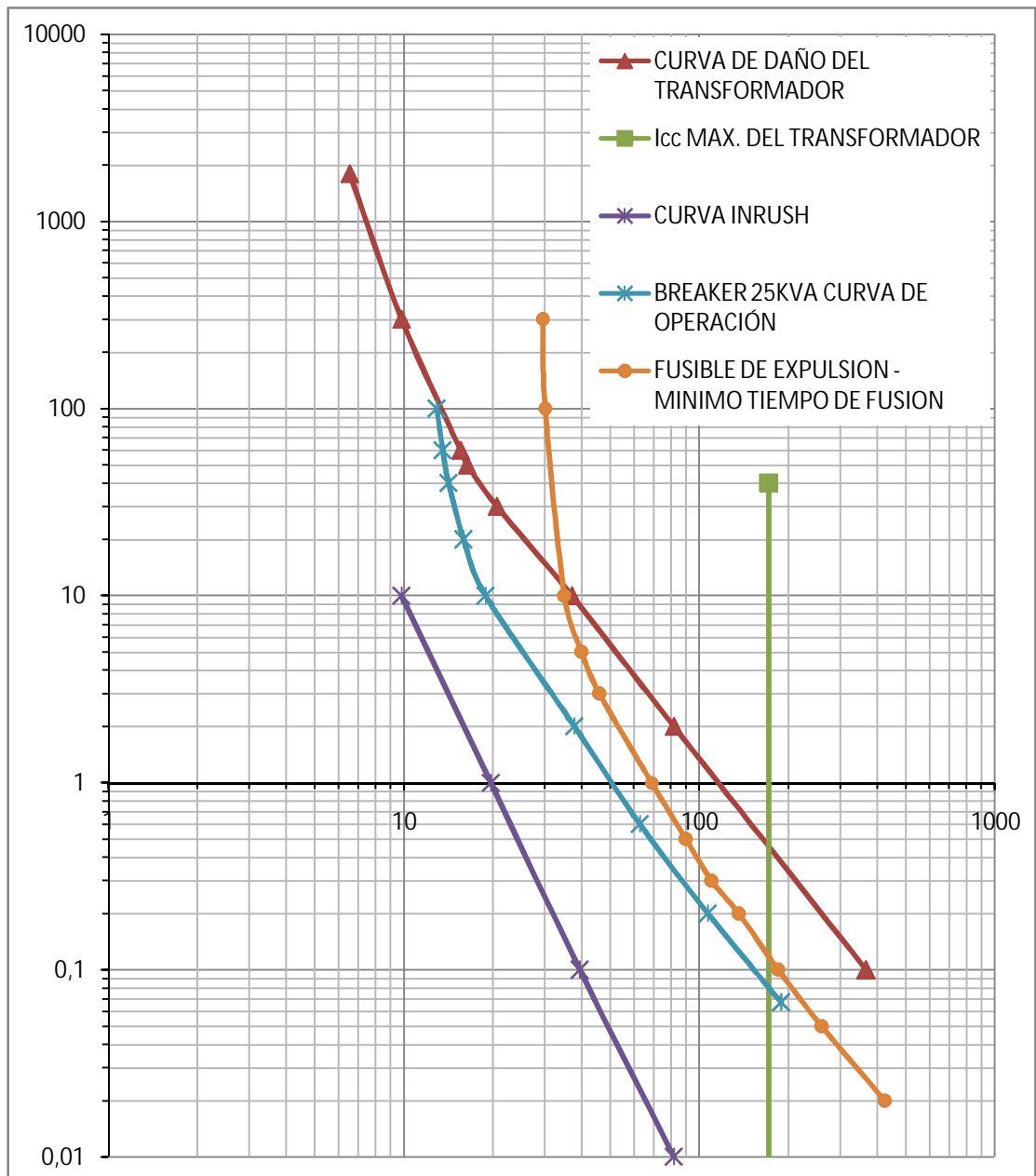
Precarga = 0,7 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	0,7	2,31	34,6	75,13	90,13	0,00303
1	15	0,7	2,15	39,86	74,64	89,64	0,00568
2	15	0,7	1,95	46,37	74,95	89,95	0,00738
4	15	0,7	1,73	52,26	74,73	89,73	0,00854
8	15	0,7	1,55	56,3	74,32	89,32	0,01068

Precarga = 0,6 [P.U.]							
Tiempo de sobrecarga [t]	Temp. Ambiente [°C]	Precarga [P.U.]	Sobrecarga [P.U.]	Elev. Temp. Aceite superior [°C]	Elev. Temp. Bimetálico [°C]	Temp. Bimetálico [°C]	Pérdida de vida útil [%]
0,5	15	0,6	2,38	32,15	75,18	90,18	0,0008
1	15	0,6	2,21	37,92	74,68	89,68	0,0015
2	15	0,6	1,99	44,9	74,68	89,68	0,00193
4	15	0,6	1,76	51,53	74,8	89,8	0,00222
8	15	0,6	1,57	56,27	74,75	89,75	0,00285

ANEXO 8

Coordinación de protecciones respecto a las curvas características del transformador "Caso 1"

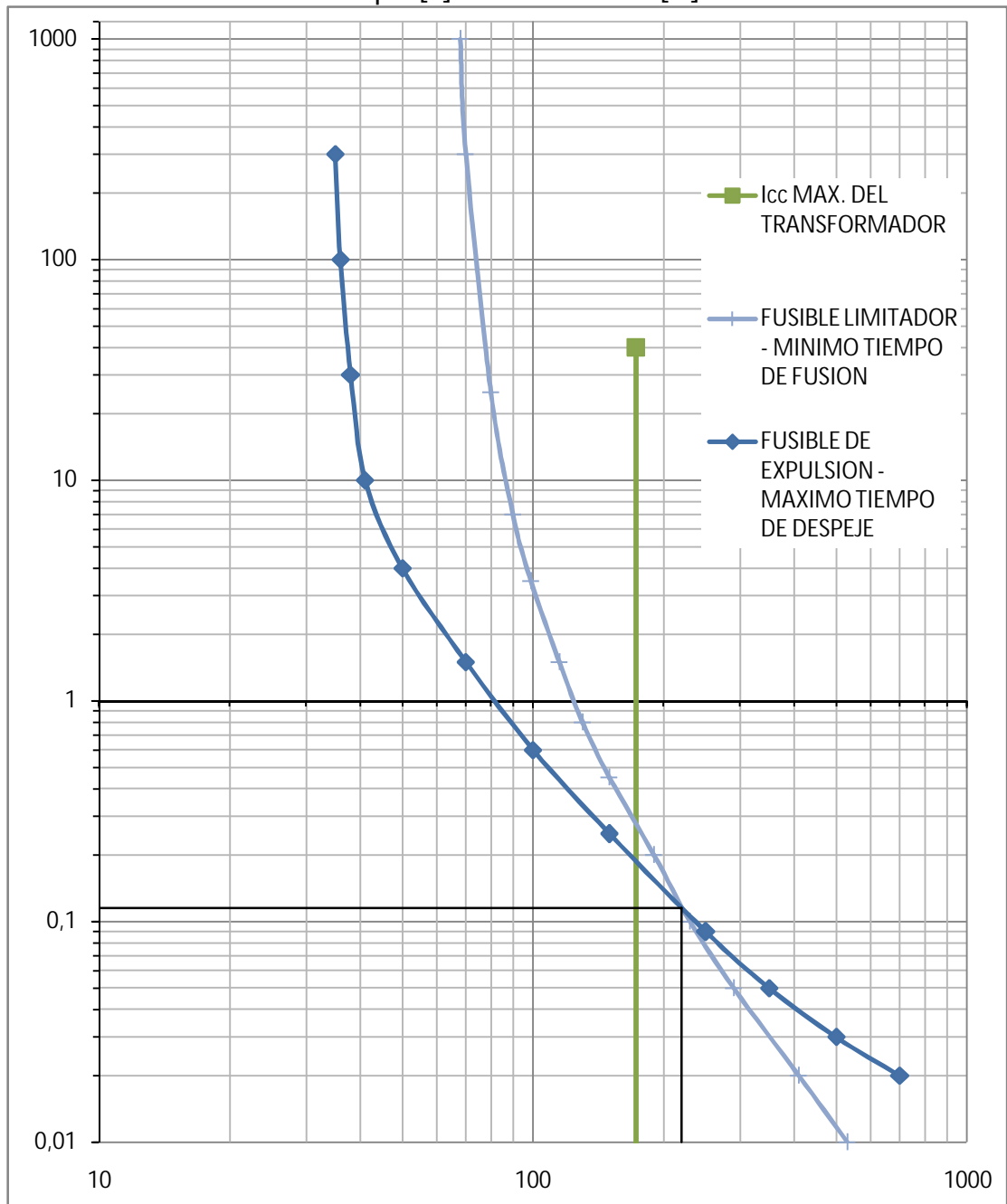
Tiempo [s] Vs. Corriente [A]



ANEXO 9

Coordinación de entre fusible de expulsión y limitador de corriente para transformador de "Caso2"

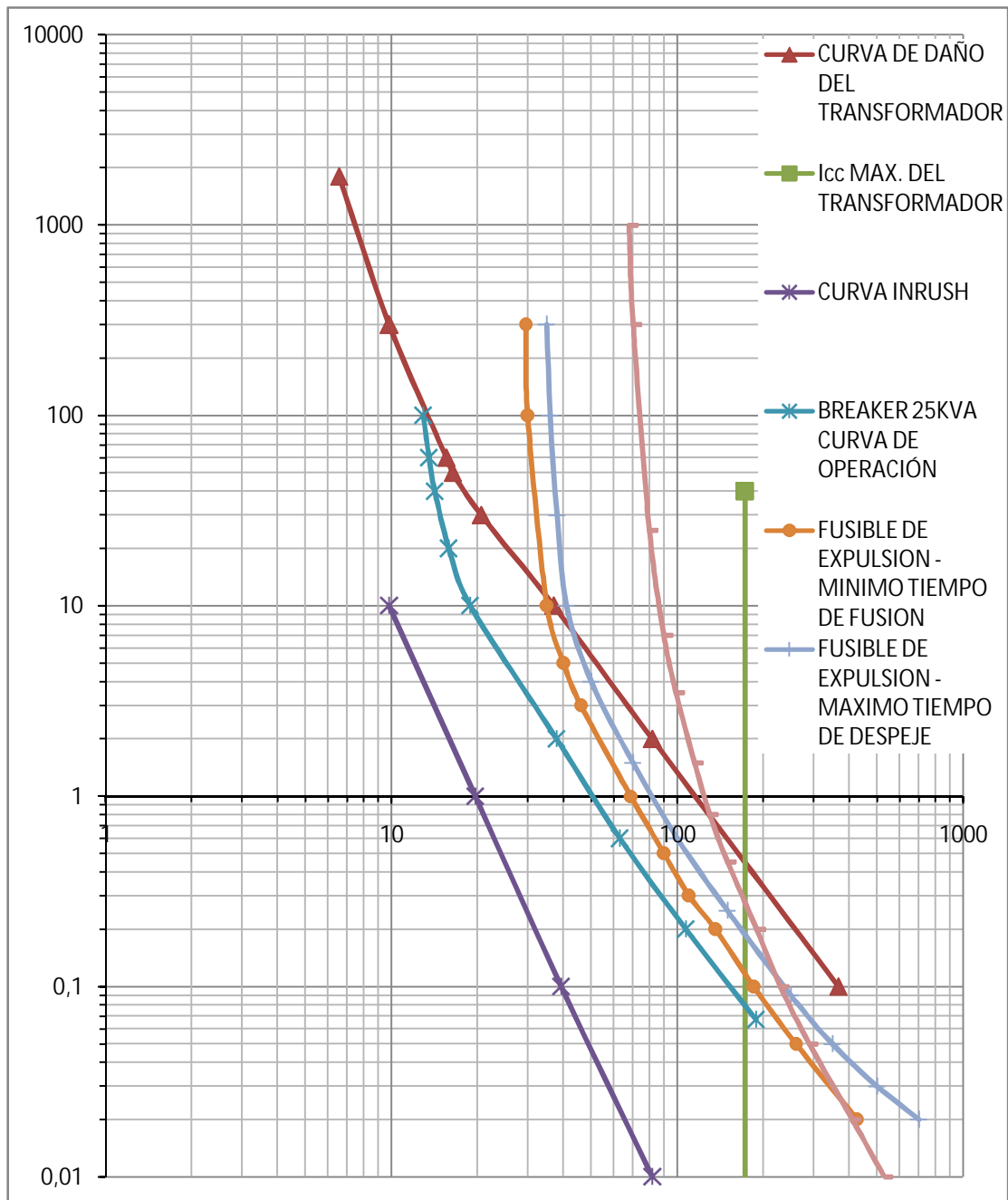
Tiempo [s] Vs. Corriente [A]



ANEXO 10

Coordinación de protecciones respecto a las curvas características del transformador "Caso 2"

Tiempo [s] Vs. Corriente [A]



ANEXO 11

Características de los breakers analizados para la coordinación de protecciones

"R" Series Breaker Frame Mounting

The R-series breakers are mounted in an upright position: traditionally, on top of the core/coil superstructure. Sufficient electrical clearance must be provided; information concerning electrical clearances is given in Dimension Sheet #44-825. The breakers are not symmetrical as far as mechanical operation is concerned. The steel operating lever, which is attached to the breaker, can be mounted on either the left hand side or the right hand side of the breaker. The hand side of the breaker must be specified at the time of ordering. It is determined by viewing the breaker from the lead end.

Wall-Mounted "R" Series Breaker

The R-series breakers are also offered in unitized wall mount configuration. The breakers are pre-assembled to the external operating mechanism and all mechanical connections, including the opening and closing mechanism and emergency control linkage (if specified), are assembled at the factory. Installation to the transformer only requires that the wall mount assembly be passed through the transformer tank mounting hole and secured in place with its mounting nut. No other mechanical assembly is required. The standard electrical connections between the winding and the breaker lead and between the low voltage bushings and the breaker leads are made to complete the basic installation into the transformer. When the signal light function is desired, the auxiliary winding connections between the signal light terminal and between the auxiliary winding and the breaker's signal contact terminal must be made.

Application Notes

CAUTION : Mounting The SQR, LQR and HQR breakers can only be mounted in the upright position because the internal magnet trip relies on the force of gravity to provide the reset action.

CAUTION : Transformer Processing If the breaker is to be fixed to the transformer and then processed along with the winding, P&A should be consulted for recommendations. In general, it is acceptable for the breaker to be subjected to processing temperatures in the range of 125°C. After processing, these should be cleaned to remove any oil residue. If a wall mounted breaker is to be processed, the signal light lens and gasket and the tank mounting gasket should be removed prior to processing. These gaskets should not be subjected to the heat of processing. All internal gasket seals are constructed of high temperature elastomers and may be processed.

CAUTION : Large Motor Loads When the CSP transformer is connected to a large dedicated motor load, special considerations must be observed if the motor horsepower is greater than or equal to 50 percent of the transformer's rated kVA, a special breaker must be used to prevent unnecessary breaker trips. Please consult P&A for further details.

2 Pole Wall Mounted Breaker



Application Data

Application information is contained in the dimension sheets which are supplied as part of this technical information. These dimension sheets should be carefully studied for details regarding mounting, electrical clearances, and linkage setups. P&A should be consulted whenever additional information is required. Thermal application of the circuit breaker to the transformer is done in accordance with the principles outlined in ANSI/IEEE Standard #C57.91-1981, *Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Overhead and Pad-Mounted Distribution Transformer*.

Bimetal Temperature

The equation governing the temperature rise in the bimetal due to the flow of load current through it is given by:

$$R\text{-series breakers : } \Theta b = JI^2$$

Where :

Θb = Bimetal temperature rise due to current in °C

J = Bimetal Ampere Response Factor in °C/A²

I = Current Flow through the Bimetal

The total temperature of the bimetal (T_b) is given by the following equation:

$$T_b = T_o + \Theta b$$

Where :

T_o = Temperature of the oil in the vicinity of the bimetal in °C

When T_b reaches the trip temperature setting of the breaker (T_B), the breaker trips.

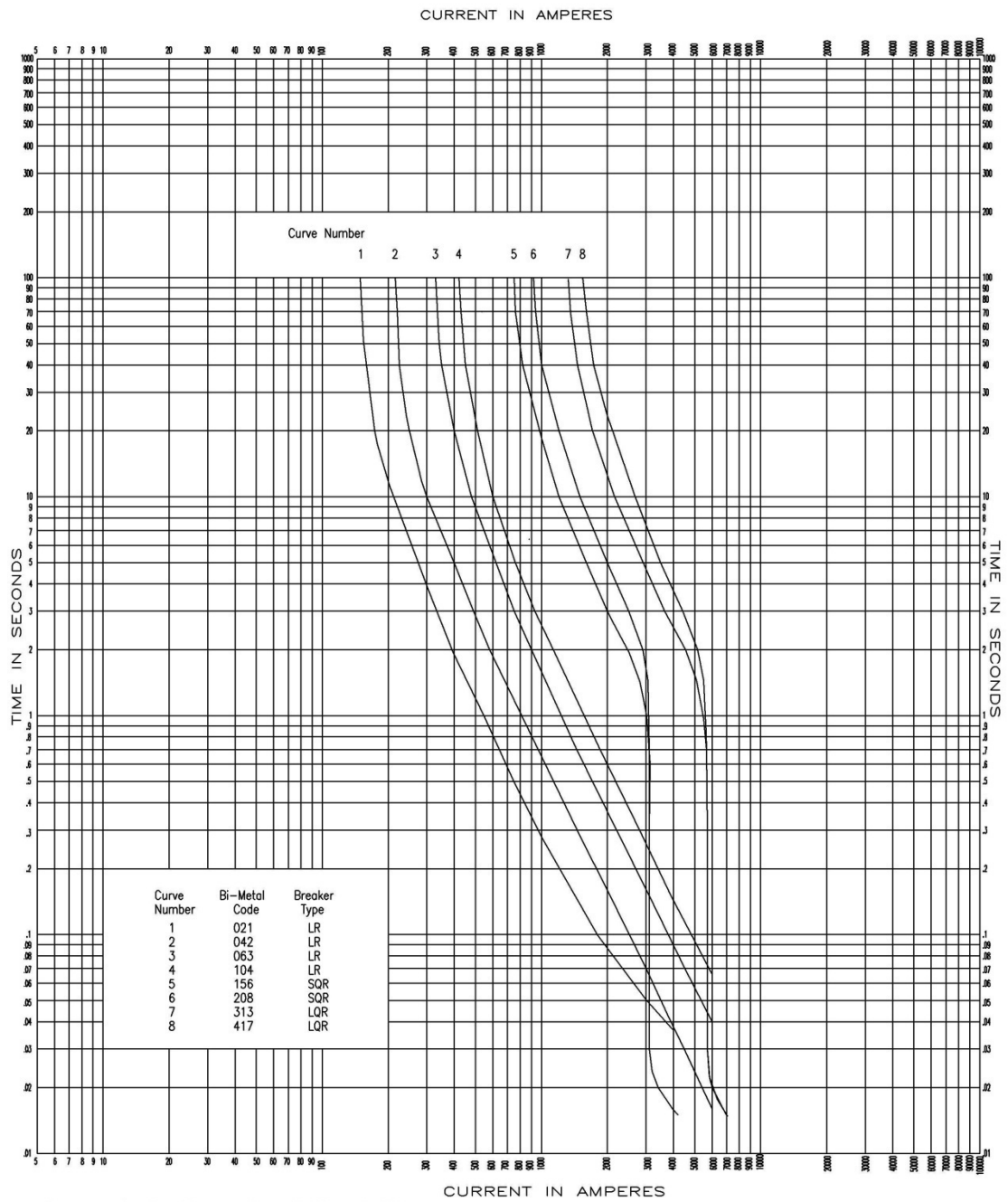
The J constants for the various bimetal are given in Table 2. Short time performances of the circuit breakers are described by various curve sets listed in Table 2.

Table 1 : Ordering Information for Wall Mounting Breaker

Parameter	LR Breaker			SQR Breaker		LQR Breaker		HQR Breaker	
	Bimetal	042	063	104	156	208	313	417	696
Nominal Current Rating	45A	65A	110A	160A	210A	350A	450A	780A	970A
Interrupting Current Rating : 5 shots (rms symmetrical)	4000A		7000A	12000A		25000A		30000A	
Volts per Pole	240V			240V		240V		240V	
Power Frequency Withstand Voltage	10KV			10KV		10KV		10KV	
Impulse Voltage Withstand	30KV			30KV		30KV		30KV	
Maximum Trip Temperature	160°C			160°C		160°C		160°C	
Trip Temperature Increment	10°C			10°C		10°C		10°C	
Signal Circuit Trip Temperature(Nominal) (degrees less than breaker trip temperature)	25°C			30°C		30°C		30°C	
Emergency Control Trip Temperature(Nominal) (degrees greater than breaker trip temperature)	25°C			25°C		25°C		25°C	

Table 2 : Ordering Information for Wall Mounting Breaker

Breaker Type	Bimetal ID	J	Shot Time Curve
LR	021	0.00650	#7357021-A
LR	042	0.00200	#7357022-A
LR	063	0.00120	#7357023-A
LR	104	0.00070	#7357024-A
SQR	156	0.00020	#7357025-A
SQR	208	0.00014	#7357026-A
LQR	313	0.00009	#7357027-A
LQR	417	0.00007	#7357028-A
HQR	696	0.000035	#7357021-C
HQR	833	0.000023	#7357022-C



Average Clearing Time – Current Characteristics

For Single Phase CSP Circuit Breakers, Type LR, SQR, LQR

Starting at 25 Degrees C with no Initial Load

ANEXO 12

Características de los fusibles de expulsión analizados para la
coordinación de protecciones

ECI EXPULSION FUSES for DISTRIBUTION TRANSFORMERS

Terminal Board and Bushing Types

Available Catalog Numbers are listed on Outline Drawings.

Catalog Number	Outline Drawing	Interrupting Ratings (a)		
		Voltage (kV)		I/C Amps.
		Maximum	Applied	RMS Asym.
Terminal Board Type				
9F54DAA---	32B548085	5.2	5.2	3500
9F54DAB---	32B548085	5.2	5.2	3500
9F54DBA---	32B548085	8.4	8.4	3500
9F54DBB---	32B548085	8.4	8.4	3500
9F54WLD---	32B548089	15.0	15.0	3000
	32B548090	15.0	8.4	3500
9F54DCA---	32B548086 Sht 1	23.0	23.0	1500
	32B548086 Sht 2	23.0	15.0	2000
9F54DCB---	32B548086 Sht 1	23.0	23.0	1500
	32B548086 Sht 2	23.0	15.0	2000
9F54DDA---	32B548092 Sht 1 & 2	15.0	15.0	2000
9F54DDB---	32B548092 Sht 1 & 2	15.0	15.0	2000
Bushing Type				
9F54VBE--1	32B548087 Sht 2	8.4	8.4	3500
9F54VBG--1	32B548087 Sht 2	8.4	8.4	3500
9F54VBE--2	32B548087 Sht 3	8.4	8.4	3500
9F54VBG--2	32B548087 Sht 3	8.4	8.4	3500
9F54VBE--3	32B548087 Sht 1	8.4	8.4	3500
9F54VBG--3	32B548087 Sht 1	8.4	8.4	3500
9F54VCE--1	32B548091 Sht 1	15.0	15.0	2000
9F54VCG--1	32B548091 Sht 1	15.0	15.0	2000
9F54VCE--2	32B548091 Sht 2	15.0	15.0	2000
9F54VCG--2	32B548091 Sht 2	15.0	15.0	2000
9F54VCE--3	32B548091 Sht 3	15.0	15.0	2000
9F54VCG--3	32B548091 Sht 3	15.0	15.0	2000
9F54VDE--4	32A548043 Sht 1	15.0	15.0	2000
		15.0	8.3	3500

(a) Fuses designed and tested for Vertical Mounting Only.

Maximum voltage listed in the table is the maximum design voltage.

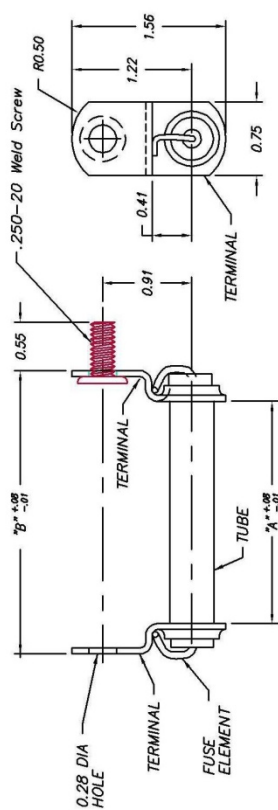
Voltages listed above are maximum voltages the fuse can withstand, whether the application is Line to Line or Line to Ground.

Interrupting ratings are based on tests made with the minimum clearances shown in the table on page B3. The interrupting rating of this device is a function of transformer tank design and the live part insulation. The interrupting rating may also vary depending on the following:

Location of ground plane, Distance top of fuse is below oil level, use of barriers, Mounting Angle, Clearance from bottom of fuse.

ERMCO COMPONENTS, INC. TITLE **32B548085** SH
 UNLESS OTHERWISE SPECIFIED, TOLERANCES ARE SURFACES ± 0.01 3 PL DEC ANGLES ± 5 DEC FIRST MADE FOR 9F54 Explosion Fuse

MODEL NUMBER	"A"	"B"	TIME CURRENT CURVE NO.	MAXIMUM DESIGN KV	AMP RATING
9F54DA101	2.25	2.88	A1 SEE NOTE 1	5.2	3
9F54DA201	2.25	2.88	A2 SEE NOTE 1	5.2	4
9F54DA301	2.25	2.88	A3 SEE NOTE 1	5.2	5
9F54DA401	2.25	2.88	A4 SEE NOTE 1	5.2	7
9F54DA4501	2.25	2.88	A5 SEE NOTE 1	5.2	9
9F54DA4601	2.25	2.88	A6 SEE NOTE 1	5.2	10
9F54DA4701	2.25	2.88	A7 SEE NOTE 1	5.2	12
9F54DA4801	2.25	2.88	A8 SEE NOTE 1	5.2	15
9F54DA4901	2.25	2.88	A9 SEE NOTE 1	5.2	19
9F54DA4001	2.25	2.88	A10 SEE NOTE 1	5.2	24
9F54DA8101	2.25	2.88	A11 SEE NOTE 1	5.2	28
9F54DA8201	2.25	2.88	A12 SEE NOTE 1	5.2	39
9F54DA8301	2.25	2.88	A13 SEE NOTE 1	5.2	45
9F54DA8401	2.25	2.88	A14 SEE NOTE 1	5.2	57
9F54DBA101	3.25	3.88	B1 SEE NOTE 2	8.4	3
9F54DBA201	3.25	3.88	B2 SEE NOTE 2	8.4	4
9F54DBA301	3.25	3.88	B3 SEE NOTE 2	8.4	5
9F54DBA401	3.25	3.88	B4 SEE NOTE 2	8.4	7
9F54DBA501	3.25	3.88	B5 SEE NOTE 2	8.4	9
9F54DBA601	3.25	3.88	B6 SEE NOTE 2	8.4	10
9F54DBA701	3.25	3.88	B7 SEE NOTE 2	8.4	12
9F54DBA801	3.25	3.88	B8 SEE NOTE 2	8.4	15
9F54DBA901	3.25	3.88	B9 SEE NOTE 2	8.4	19
9F54DBB001	3.25	3.88	B10 SEE NOTE 2	8.4	24
9F54DBB101	3.25	3.88	B11 SEE NOTE 2	8.4	28
9F54DBB201	3.25	3.88	B12 SEE NOTE 2	8.4	34
9F54DBB301	3.25	3.88	B13 SEE NOTE 2	8.4	40
9F54DBB401	3.25	3.88	B14 SEE NOTE 2	8.4	48

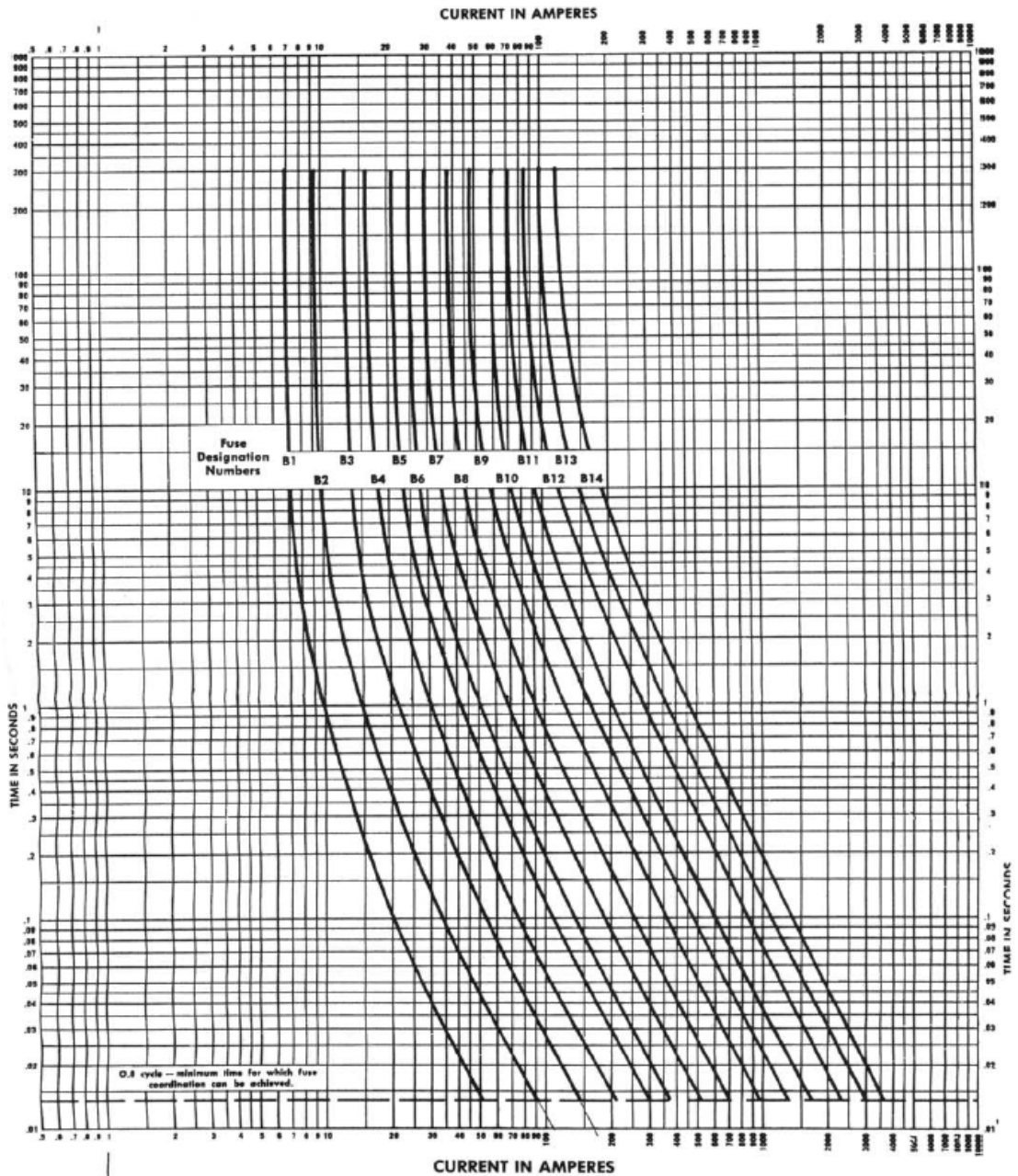


- NOTES:
1. MINIMUM MELTING T.C.C. - GES 8316
 MAXIMUM TOTAL CLEARING T.C.C. - GES 8306
 2. MINIMUM MELTING T.C.C. - GES 8317
 MAXIMUM TOTAL CLEARING T.C.C. - GES 8307
 3. FOR VERTICAL MOUNTING ONLY.

REVISIONS

0	14-Feb-1980	
1	G.Davis 15-June-89 Refocused; Updated Def'n.	
2	A. Downs 17-Mar-95 CHANGED ROUTING	
3	K. Corroll 28-Jan-96 Updated Routing; Refocused onto Outline Template; Updated Terminal per ERMCO	
4	STULPIN 11-MAR-98 CORRECTED MISSING DIM B & .56 IN DEC PLACES TO DIM	
5	STULPIN 03-FEB-99 UPDATED TEMPLATE	
6	STULPIN 20-APR-01 ADDED AMP RATING	
7	GILLAND 11/12/03 ADDED TOLERANCE	

ISSUED BY: R. GILLAND 11/12/03
 MADE BY: A. Millikan 29-Jan-1980
 APPROVAL
 HICKORY ERMCO
 32B548085 SH
 CONT ON SH



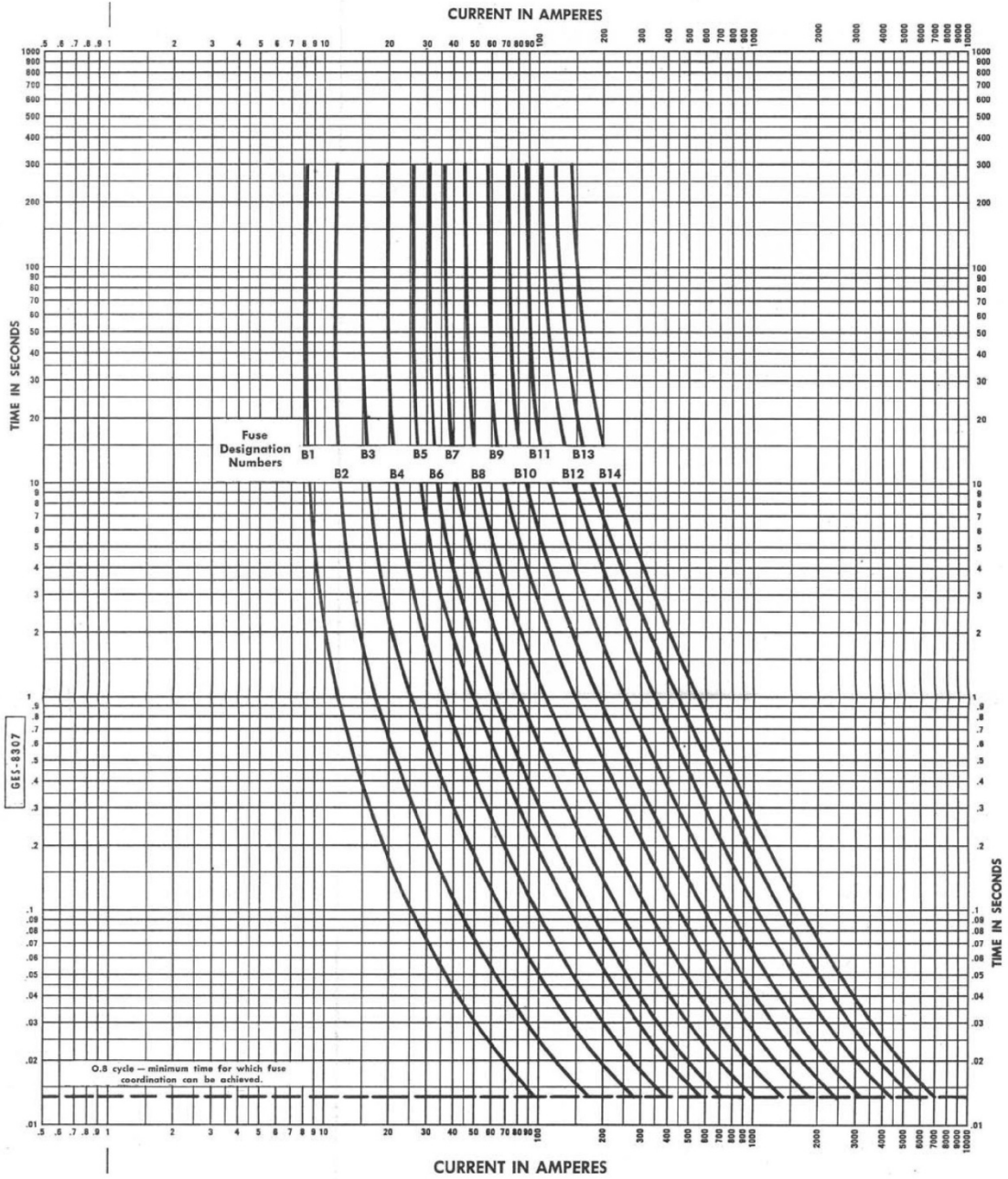
ERMCO COMPONENTS, INC.

Current ratings are not assigned to distribution transformer internal fuses.

**CONNECTION BOARD FUSES
9F54DB SERIES 8.4 KV
FUSE NUMBERS B1 TO B14
Minimum Melting Time-current Curves**

(At 60 Hertz and 25 C ambient with no initial load)

GES-8317



ERMCO COMPONENTS, INC.

Current ratings are not assigned to distribution transformer internal fuses.

CONNECTION BOARD FUSES
9F54DB SERIES 8.4 KV
FUSE NUMBERS B1 TO B14
 Maximum Total-clearing Time-current Curves

GES-8307

(At 60 Hertz and 25 C ambient with no initial load)

ANEXO 13

Características de los fusibles limitadores de corriente analizados para la coordinación de protecciones

Fusing Equipment

ELSP Current-Limiting Backup Fuse

Electrical Apparatus
240-50

GENERAL

The Cooper Power Systems ELSP Current-limiting Backup Fuse is used in series with low current primary protection devices such as a Bay-O-Net Fuse or MagneX Interrupter.

The ELSP fuse is designed for use in transformer oil, Envirotemp™ FR3™ fluid, or an approved equivalent.

The fuse's highly efficient current-limiting section minimizes the effects of high fault current stresses on equipment and the distribution system. Its minimum interrupting rating is coordinated with that of a low current interrupter to avoid undesirable low current operation; yet its maximum interrupting rating will clear the highest fault currents likely to occur. Higher continuous current ratings can be achieved by connecting two fuses in parallel.

APPLICATION

The ELSP fuse is used in transformers to protect and isolate faulted equipment. When connected in series with a low current primary protection device, the fuse becomes an element of a two-part protection system that gives a full range of fault protection.

This two-part system provides low current protection with the replaceable expulsion fuse or resettable MagneX Interrupter, and it adds the energy-limiting protection of a current-limiting fuse. Together, they coordinate easily with upstream and downstream devices.



Figure 1.
ELSP Current-Limiting Backup Fuse.

INSTALLATION

No special tools are required. The fuse is liquid immersed, mounted as near as possible to the incoming primary bushing to which it is connected. Normal liquid dielectric clearances should be used. Refer to Installation Instructions Sheet S240-50-1 for details.

PRODUCTION TESTS

Tests are conducted on 100 percent of production in accordance with Cooper Power Systems requirements.

- Physical Inspection
- I^2t Testing
- Resistance Testing
- Helium Mass Spectrometer Leak Testing

TABLE 1
Electrical Ratings and Characteristics

Fuse Type	Maximum Interrupting Current
Backup (Partial Range) "C" Rated	50,000 A rms symmetrical*

*See Table 2 for fuses with ratings other than 50,000 A rms symmetrical

ELSP Current-Limiting Backup Fuse

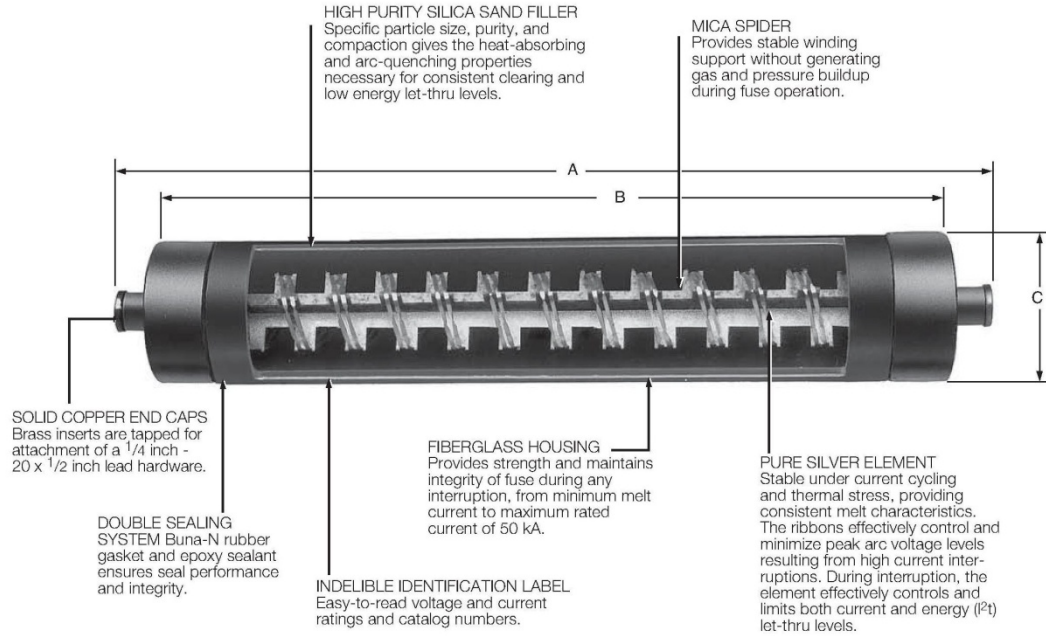


Figure 2. 2" diameter ELSP Current-Limiting Back-up Fuse cutaway shows design characteristics.

Note: Dimensions given are for reference only.

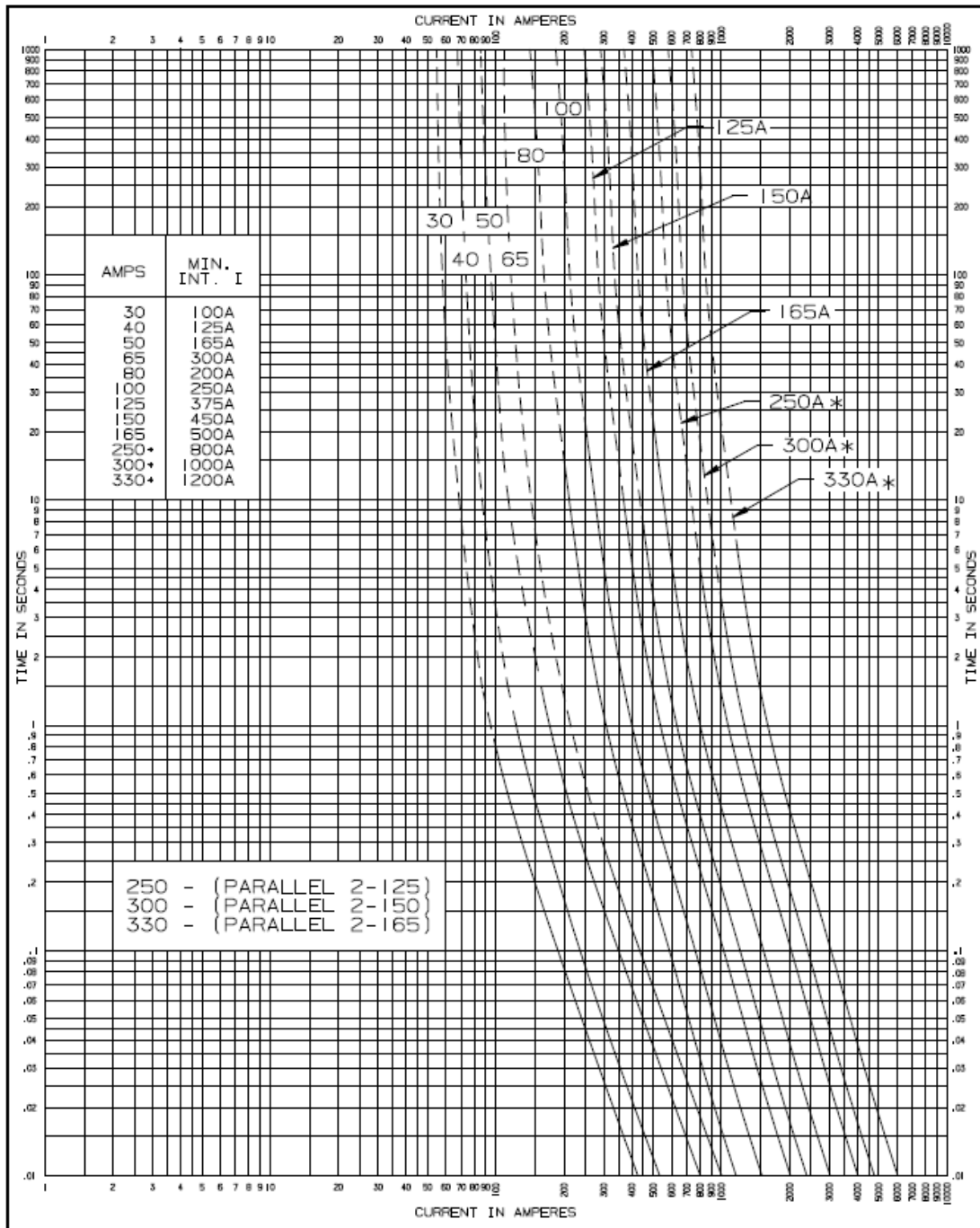
TABLE 2
Interrupting Ratings


Continuous Current Rating (A)	8.3 kV ₁			15.5 kV ₂			23 kV ₃		
	Minimum Interrupting Capacity (A)	Minimum Mejt I ² t (A ² •s)	Maximum Clear I ² t (A ² •s)	Minimum Interrupting Capacity (A)	Minimum Mejt I ² t (A ² •s)	Maximum Clear I ² t (A ² •s)	Minimum Interrupting Capacity (A)	Minimum Mejt I ² t (A ² •s)	Maximum Clear I ² t (A ² •s)
30	100	1,200	5,800	100	1,200	7,600	125	1,200	10,500
40	125	1,800	8,200	150	1,800	11,000	200	1,800	15,100
50	165	4,100	16,500	200	4,100	23,000	325	4,100	34,300
65	300	6,200	26,700	350	6,200	33,000	400	6,200	38,400
80	200	9,600	42,900	250	9,600	52,900	300	9,600	68,300
100	350	17,100	62,000	350	17,100	93,800	400	17,100	121,000
125	375	30,500	97,800	400	30,500	125,700	500	30,500	149,700
150	450	43,900	148,000	450	43,900	162,300	600	43,900	196,700
165	500	68,600	245,000	—	—	—	700	68,600	307,300
250**	800	122,000	369,000	800	122,000	408,000	900	122,000	391,100
300**	1000	175,600	566,000	1000	175,600	660,700	1200	175,600	563,000
330**	1200	274,400	875,700	—	—	—	1400	274,400	882,000

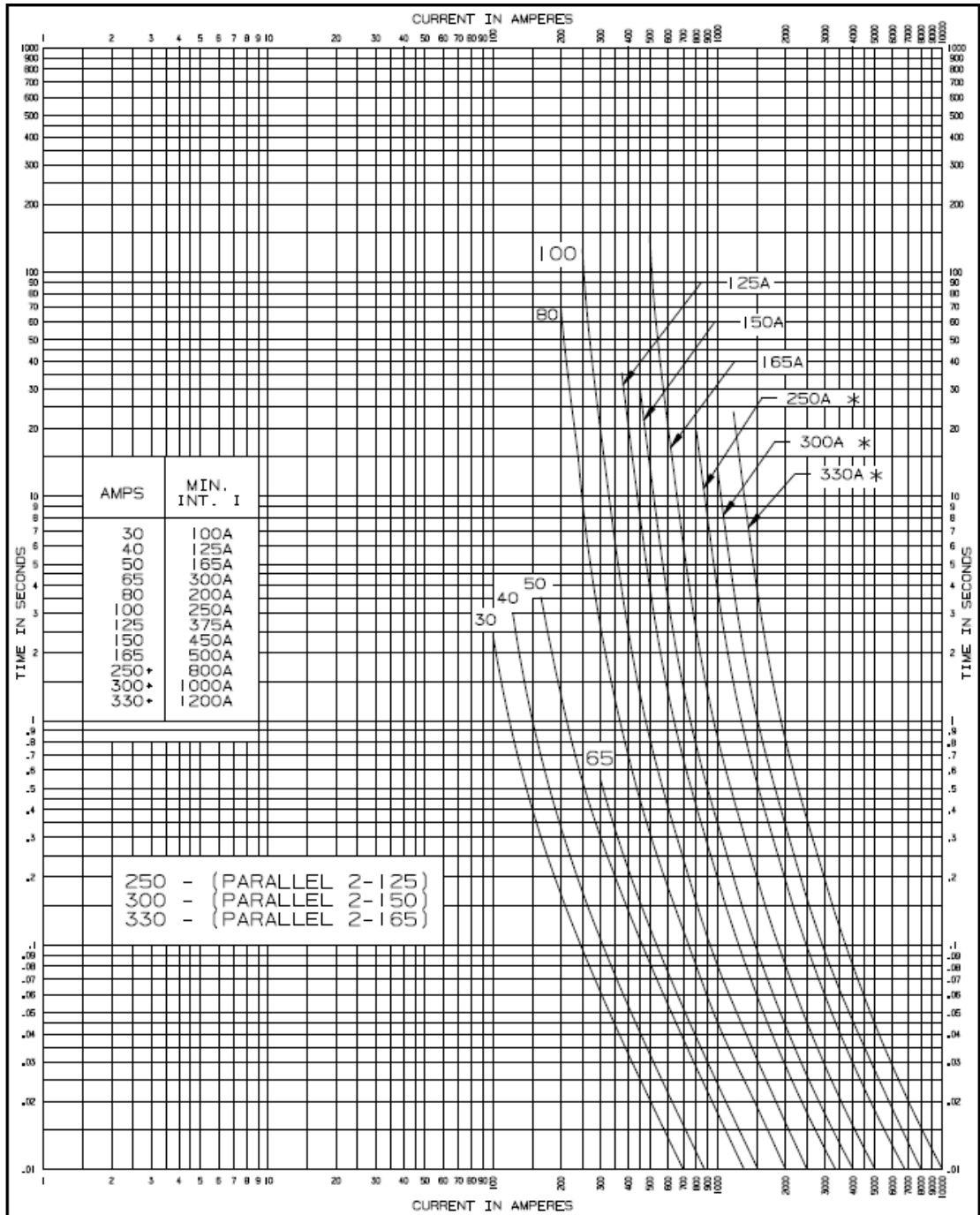
▭ Indicates parallel fuse application


Notes:

- The 8.3 kV, 30 A through 100 A ratings have been tested and approved for application at 9.9 kV. The maximum interrupting capacity for the 65 A through 100 A ratings at 9.9 kV is 18 kA.
- The 15.5 kV, 30 through 125 A and 250 A ratings have been tested and approved for application at 17.2 kV. The maximum interrupting rating for the 15.5 kV fuse, 30 A through 125 A at 17.2 kV is 43 kA. For the 15 kV, 250 A fuse at 17.2 kV the maximum interrupting rating is 12 kA.
- The maximum interrupting rating for the 23 kV fuse, 80 A through 165 A, 300 A and 330 A, is 30 kA. For the 23 kV, 250 A fuse the maximum interrupting rating is 12 kA.



 COMPONENTS AND PROTECTIVE EQUIPMENT		TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES	
		MINIMUM MELT 8.3kV MINI, MID RANGE, & MULTI-COIL ELSP BACKUP TYPE OIL IMMERSIBLE CURRENT LIMITING FUSE	
DRAWN BY ALJ	CHK'D GTB	Tests made at LOW Volts ac at HIGH pf at 25°C with no initial load	
DATE 02/14/03	DATE 02/19/03	Standards used as basis for data: ANSI C37.47-1981 (R1992)	
REPLACES 11/00 REV 03 REQ NO. 21537		MINIMUM TEST POINTS PLOTTED SO VARIATIONS SHOULD BE PLUS	
DWG NO. 42	39595 B 00	THIS DRAWING WAS PRODUCED ON A CAD SYSTEM, ANY MANUAL REVISION WILL VOID IT.	



 COMPONENTS AND PROTECTIVE EQUIPMENT		TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES	
		MAXIMUM CLEAR 8.3kV MINI, MID RANGE, & MULTI-COIL ELSP BACKUP TYPE OIL IMMERSIBLE CURRENT LIMITING FUSE	
DRAWN BY ALJ DATE 02/14/03	CHK'D GTB DATE 02/19/03	Tests made at RATED Volts ac at LOW pf at 25°C with no initial load	
REPLACES 11/00 REV 03 REQ NO. 21537		Standards used as basis for data: ANSI C37.47-1981 (R1992)	
MAXIMUM TEST POINTS PLOTTED SO VARIATIONS SHOULD BE MINUS		THIS DRAWING WAS PRODUCED ON A CAD SYSTEM, ANY MANUAL REVISION WILL VOID IT.	
DWG NO. 42	39595 B 00		

ANEXO 14

Programa de cálculo de pérdida de vida útil del transformador desarrollado en Visual Basic .Net

```
Imports System.Data
Imports System.Data.Odbc
Imports System.IO
Imports Microsoft.Office.Interop

Public Class CALCULATOR

    Inherits System.Windows.Forms.Form

    #Region "Conexion a datos"
        Dim cn As New OdbcConnection()
        Dim cmd As New OdbcCommand()
        Dim dap As New OdbcDataAdapter()
        Dim conexion As String = "Driver={Microsoft Excel Driver (*.xls)};DriverId=790;Dbq=[hoja];ReadOnly=0"
    #End Region

    Dim KVA As Decimal
    Dim VAT As Decimal
    Dim VBT As Decimal
    Dim H_DISENO As Decimal
    Dim P_FE As Decimal
    Dim P_W As Decimal
    Dim T_A As Decimal
    Dim DT_WR As Decimal
    Dim DT_HSAR As Decimal
    Dim DT_TOR As Decimal
    Dim TAO_W As Decimal
    Dim TAO_TOR As Decimal
    Dim W_CORE As Decimal
    Dim W_TANK As Decimal
    Dim V_OIL As Decimal
    Dim M As Decimal
    Dim N As Decimal
    Dim L_PRE As Decimal
    Dim L_PICO As Decimal
    Dim TIME_PICO As Decimal
    Dim H_WORK As Decimal
    Dim T_AM As Decimal
    Dim PERC_LOSS_LIFE_MAX As Decimal
    Dim CRITERIO As Decimal
    Dim TEXT_REFRIGERACION As String
    Dim TEXT_MAT_DEVANADO As String
    Dim TEXT_CRITERIO As String
    Dim IR As Decimal
    Dim KI As Decimal
    Dim KU As Decimal
    Dim R_LOSSES As Decimal
    Dim C_TRAFO As Decimal
    Dim TAO_TO As Decimal
    Dim T_H As Decimal
    Dim T_HSA As Decimal
```

Dim T_HU As Decimal
 Dim T_HI As Decimal
 Dim T_TO As Decimal
 Dim DT_H As Decimal
 Dim DT_HR As Decimal
 Dim DT_HU As Decimal
 Dim DT_HI As Decimal
 Dim DT_HSA As Decimal
 Dim DT_TO As Decimal
 Dim DT_TOI As Decimal
 Dim DT_TOU As Decimal
 Dim LIFE_ISO_PU As Decimal
 Dim FAA As Decimal
 Dim FEQA As Decimal ' ENVEJECIMIENTO ACUMULADO
 Dim TOTAL_AGING As Decimal ' FEQA PERO EN UN CICLO COMPLETO
 Dim PERC_LOSS_LIFE As Decimal
 Dim NORMAL_LIFE As Decimal
 Dim nuevoExcel As String = "resultado.xls"
 Dim nuevoExcel2 As String = "CURVASRESULTADO.xls"
 Dim tmpcnx As String
 Dim DT As Decimal
 Dim TOTAL_TIMEX As Decimal
 Dim DIFERENCIAL_TEMPERATURA As Decimal
 Dim DIFERENCIAL_CARGA As Decimal
 Dim Inc_dato_curvas As Integer
 Dim PRELOAD As Decimal
 Dim OVERLOAD As Decimal
 Dim TIMEMAX As Decimal
 Dim FEQAcurve As Decimal
 Dim PERDIDAVIDA As Decimal
 Dim DT_TOR_corregido As Decimal
 Dim DT_WR_corregido As Decimal
 Dim FactorCorrecionH As Decimal
 Dim DT_HSAR_corregido As Decimal
 Dim aumento As Integer
 Dim AVISO1 As String
 Dim TDISP As Decimal
 Dim TBIMETAL As Decimal

Private Sub LL_CALCULATOR_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles

LL_CALCULO.Click
 KVA = Val(TEXT_KVA.Text)
 VAT = Val(TEXT_VAT.Text)
 VBT = Val(TEXT_VBT.Text)
 H_DISENO = Val(TEXT_H_DISENO.Text)
 P_FE = Val(TEXT_P_FE.Text)
 P_W = Val(TEXT_P_W.Text)
 T_A = Val(TEXT_T_A.Text)
 DT_WR = Val(TEXT_DT_WR.Text)
 DT_HSAR = Val(TEXT_DT_HSAR.Text)
 TAO_W = Val(TEXT_TAO_W.Text)
 TAO_TOR = Val(TEXT_TAO_TOR.Text)
 DT_TOR = Val(TEXT_DT_TOR.Text)
 H_WORK = Val(TEXT_H_WORK.Text)
 T_AM = Val(TEXT_T_AM.Text)
 R_LOSSES = P_W / P_FE
 N = Val(TEXT_N.Text)
 M = Val(TEXT_M.Text)

```

If Me.RadioButtonCTACON.Checked = False And W_CORE > 0 And W_TANK > 0 And V_OIL > 0 And P_FE > 0 And
P_W > 0 And DT_TOR > 0 Then
    C_TRAFO = (0.1323 * W_CORE + 0.0882 * W_TANK + 0.3513 * V_OIL)
    TAO_TOR = C_TRAFO * DT_TOR / (P_FE + P_W)
    TEXT_TAO_TOR.Text = CType(TAO_TOR, String)
Else
    TAO_TOR = Val(TEXT_TAO_TOR.Text)
End If

If ComboBox_REFR.Text = "ONAN" Then
    FactorCorrecionH = 0.04
Else
    FactorCorrecionH = 0.06
End If

DT_TOR_corregido = DT_TOR 'CONSERVA VALOR INICIAL
DT_WR_corregido = DT_WR 'CONSERVA VALOR INICIAL
DT_HSAR_corregido = DT_HSAR

If DT_HSAR = 0 Then
    DT_HSAR = DT_WR + 15
End If

If H_WORK > H_DISENO Or H_WORK < H_DISENO Then
    DT_TOR = DT_TOR + DT_TOR * (H_WORK / H_DISENO - 1) * FactorCorrecionH
    DT_WR = DT_WR + DT_WR * (H_WORK / H_DISENO - 1) * FactorCorrecionH
    DT_HSAR = DT_HSAR + DT_HSAR * (H_WORK / H_DISENO - 1) * FactorCorrecionH
End If

If Me.RadioButtonOPP_S.Checked = True And (P_FE > 0 And P_W > 0 And H_DISENO > 0 And T_A > 0 And DT_WR >
0 And DT_HSAR > 0 And DT_TOR > 0 And TAO_W > 0 And TAO_TOR > 0 And M > 0 And N > 0 And H_WORK > 0 And
T_AM > 0) And (Val(TEXT_L_PRE.Text) > 0 And Val(TEXT_L_PICO.Text) > 0 And Val(TEXT_TIME_PICO.Text) > 0) Then

    L_PRE = Val(TEXT_L_PRE.Text)
    L_PICO = Val(TEXT_L_PICO.Text)
    KI = Val(TEXT_L_PRE.Text)
    KU = Val(TEXT_L_PICO.Text)
    TIME_PICO = Val(TEXT_TIME_PICO.Text)

    If L_PRE < 1 And L_PICO <= 3 And TIME_PICO <= 8 Then
        DT_HR = DT_HSAR - DT_TOR

        DT_TOI = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
        DT_TOU = DT_TOR * ((KU ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
        TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI /
DT_TOR) ^ (1 / N))
        DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / TAO_TO)) + DT_TOI
        T_TO = DT_TO + T_AM

        DT_HI = DT_HR * KI ^ (2 * M)
        DT_HU = DT_HR * KU ^ (2 * M)
        DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / (TAO_W / 60))) + DT_HI
        DT_HSA = DT_TO + DT_H
        T_H = DT_HSA + T_AM
        T_HSA = T_H

        FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

```



```

FEQA = FAA * TIME_PICO

'2da etapa
DT_TOI = DT_TO
DT_TOU = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI /
DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + T_AM

DT_HI = DT_HR * KU ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * KI ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + T_AM
T_HSA = T_H

FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

FEQA = FEQA + FAA * (24 - TIME_PICO)

PERC_LOSS_LIFE = Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5)
AVISO1 = "PÉRDIDA DE VIDA UTIL ESPERADA: " & PERC_LOSS_LIFE.ToString & " %"

MessageBox.Show(AVISO1, "RESULTADO")

Else
If L_PRE >= 1 Then
    MessageBox.Show("LA PRECARGA DEBE SER MENOR QUE 1 P.U.", "ERROR")
End If
If L_PICO > 3 Then
    MessageBox.Show("LA SOBRECARGA DEBE SER MENOR QUE 3 P.U.", "ERROR")
End If
If TIME_PICO > 8 Then
    MessageBox.Show("LA DURACIÓN DE LA SOBRECARGA DEBE SER MENOR QUE 8 HORAS", "ERROR")
End If
End If

End If
If Me.RadioButtonOPCICLO.Checked = True And (P_FE > 0 And P_W > 0 And H_DISENO > 0 And T_A > 0 And
DT_WR > 0 And DT_HSAR > 0 And DT_TOR > 0 And TAO_W > 0 And TAO_TOR > 0 And M > 0 And N > 0 And H_WORK >
0 And T_AM > 0) Then
'ARRANQUE DE CALCULO DE CICLO, PARA T=0 Y PRECARGA=0
Dim TEMPERATURA As Decimal
TEMPERATURA = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(0)("TEMPERATURA")
DT_HR = DT_HSAR - DT_TOR
DT_TO = 0
DT_H = 0
T_TO = TEMPERATURA
T_H = TEMPERATURA
FEQA = 0
Dim LAPSO As Integer = 0

'PRIMER CALCULO DE CICLO PARA ENCONTRAR CONDICION INICIAL DEL CICLO REAL
For i As Integer = 0 To 23
    DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("TIEMPO") = LAPSO
    TEMPERATURA = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("TEMPERATURA")

    If i = 0 Then

```

```

KI = 0
KU = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("CARGA")
DT_TOI = 0
Else
KI = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i - 1)("CARGA")
KU = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("CARGA")
DT_TOI = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i - 1)("DT TO")
End If

DT_TOU = DT_TOR * ((KU ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI /
DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-1 / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + TEMPERATURA

DT_HI = DT_HR * KI ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * KU ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-1 / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + TEMPERATURA
T_HSA = T_H

FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))
If i = 0 Then
FEQA = FAA * 1 'EN 1 HORA
Else
FEQA = FAA * 1 + DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i - 1)("FEQA")
End If

If i = 23 Then
PERC_LOSS_LIFE = FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO
End If

DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT TOI") = DT_TOI
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT TOU") = DT_TOU
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("TAO TO") = TAO_TO
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT HI") = DT_HI
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT HU") = DT_HU
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("T TO") = T_TO
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("T HSA") = T_HSA
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("FAA") = FAA
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("FEQA") = FEQA
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT TO") = DT_TO
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT H") = DT_H
LAPSO += 1
Next

'SEGUNDO CALCULO DEL CICLO CON CONDICION INICIAL DEL CICLO
FEQA = 0
LAPSO = 0
DT = 0.5
Do While ((TAO_W / DT) <= 9)
DT = DT / 2
Loop

TOTAL_TIMEX = 60 / DT

For i As Integer = 0 To 23

```

```

DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("TIEMPO") = LAPSO
TEMPERATURA = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("TEMPERATURA")

If i = 23 Then
    MsgBox.Show("FIN DE CÁLCULO", "AVISO")
End If

If i = 0 Then
    KI = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(23)("CARGA")
    KU = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("CARGA")
    DT_TOI = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(23)("DT TO")
    DIFERENCIAL_TEMPERATURA = (TEMPERATURA -
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(23)("TEMPERATURA")) / TOTAL_TIMEX

Else
    KI = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i - 1)("CARGA")
    KU = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("CARGA")
    DT_TOI = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i - 1)("DT TO")
    DIFERENCIAL_TEMPERATURA = (TEMPERATURA - DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i -
1)("TEMPERATURA")) / TOTAL_TIMEX
End If

DIFERENCIAL_CARGA = (KU - KI) / TOTAL_TIMEX

' COMIENZA A REALIZAR CALCULOS INTERMEDIOS CON J DESDE LAPSO+DT

For j As Integer = 0 To (TOTAL_TIMEX - 1)

    If i = 0 And j = 0 Then
        DT_TOI = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(23)("DT TO")
    Else
        If j = 0 Then
            DT_TOI = DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i - 1)("DT TO")
        Else
            DT_TOI = DATOS_CICLO.DATOSX(j - 1)("DT TOX")
        End If
    End If

    KU = KI + DIFERENCIAL_CARGA

    DT_TOU = DT_TOR * ((KU ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
    TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI
/ DT_TOR) ^ (1 / N))
    DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ ((-DT / 60) / TAO_TO)) + DT_TOI
    T_TO = DT_TO + TEMPERATURA

    DT_HI = DT_HR * KI ^ (2 * M)
    DT_HU = DT_HR * KU ^ (2 * M)
    DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ ((-DT / 60) / (TAO_W / 60))) + DT_HI
    DT_HSA = DT_TO + DT_H
    T_H = DT_HSA + TEMPERATURA
    T_HSA = T_H

    FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

    If i = 0 And j = 0 Then
        FEQA = FAA * DT / 60
    Else

```

FEQA = FEQA + FAA * DT / 60

End If

DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("DT TOIX") = DT_TOI
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("DT TOUX") = DT_TOU
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("TAO TOX") = TAO_TO
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("DT HIX") = DT_HI
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("DT HUX") = DT_HU
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("T TOX") = T_TO
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("T HSAX") = T_HSA
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("FAAX") = FAA
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("FEQAX") = FEQA
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("DT TOX") = DT_TO
DATOS_CICLO.DATOSX.Rows(i)("DT HX") = DT_H

KI = KU

TEMPERATURA = TEMPERATURA + DIFERENCIAL_TEMPERATURA

Next

If i = 23 Then

PERC_LOSS_LIFE = FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO 'PARA REPETICION DE CICLO DE CARGA SE DEBE
ENCERAR EL FEQA

End If

DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT TOI") = DT_TOI
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT TOU") = DT_TOU
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("TAO TO") = TAO_TO
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT HI") = DT_HI
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT HU") = DT_HU
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("T TO") = T_TO
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("T HSA") = T_HSA
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("FAA") = FAA
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("FEQA") = FEQA
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT TO") = DT_TO
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("DT H") = DT_H
DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("CRITERIUS") = 0

If i = 23 Then

DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("CRITERIUS") = PERC_LOSS_LIFE

Else

If i = 22 Then

DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("CRITERIUS") = PERC_LOSS_LIFE_MAX

Else

DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows(i)("CRITERIUS") = 0

End If

End If

LAPSO += 1

Next

DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.AcceptChanges()

File.Copy(Application.StartupPath + "ciclo de carga.xls", Application.StartupPath + "v" + nuevoExcel, True)

tmpcnx = conexion.Replace("[hoja]", Application.StartupPath + "v" + nuevoExcel)

cn.ConnectionString = tmpcnx

cn.Open()

```

For Each fila As DataRow In DATOS_CICLO.DATOS_PRINCIPALES.Rows
    ActualizaExcel(fila)
Next

cn.Close()
End If

' OPCION DE CONSTRUCCION DE CURVAS DE CAPACIDAD DE CARGA
If Me.RadioButtonOPCURVAS.Checked = True And (P_FE > 0 And P_W > 0 And H_DISENO > 0 And T_A > 0 And
DT_WR > 0 And DT_HSAR > 0 And DT_TOR > 0 And TAO_W > 0 And TAO_TOR > 0 And M > 0 And N > 0 And H_WORK >
0 And T_AM > 0) Then
    Inc_dato_curvas = 0
    For i As Integer = 1 To 1000
        Dim fila As Data.DataRow = DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.NewRow()
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows.Add(fila)
    Next
    For i As Integer = 1 To 192
        Dim fila As Data.DataRow = DATOS_CICLO.DATOS_TEMPORALES.NewRow()
        DATOS_CICLO.DATOS_TEMPORALES.Rows.Add(fila)
    Next
    For i As Integer = 1 To 240
        Dim fila As Data.DataRow = DATOS_CICLO.DATOSX.NewRow()
        DATOS_CICLO.DATOSX.Rows.Add(fila)
    Next

' EMPIEZA CALCULO POR PRECARGA=50 HASTA 90 A T=0,5h HASTA T=8h
Inc_dato_curvas = 0

aumento = 0
Me.ProgressBar1.Value = 0
Me.ProgressBar1.Visible = True

For PRELOAD = 0.5 To 1.0 Step 0.05
    Inc_dato_curvas = 0
    For TIMEMAX = 0.5 To 8 Step 0.1

        For OVERLOAD = 20.0 To 1.05 Step (-0.005)

            If ((aumento / 30200) = Math.Truncate(aumento / 30200)) Then
                Me.ProgressBar1.Value = aumento / 30200
            End If
            If (aumento = 3020000) Then
                aumento = 0
                Me.ProgressBar1.Value = 0
                Me.ProgressBar1.Visible = False
            End If

            aumento = aumento + 1

'ARRANQUE DE CALCULO DE CICLO, PARA T=0 Y PRECARGA=0
Dim TEMPERATURA As Decimal
PERDIDADEVIDA = 0
TEMPERATURA = T_AM
DT_HR = DT_HSAR - DT_TOR

```

```

DT_TO = 0
DT_H = 0
T_TO = TEMPERATURA
T_H = TEMPERATURA
FEQA = 0
Dim LAPSO As Integer = 0

'PRIMER CALCULO DE CICLO PARA ENCONTRAR CONDICION INICIAL DEL CICLO REAL

'parte1
DT_TOI = DT_TOR * ((PRELOAD ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
DT_TOU = DT_TOR * ((OVERLOAD ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) -
(DT_TOI / DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(TIMEMAX) / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + TEMPERATURA

DT_HI = DT_HR * PRELOAD ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * OVERLOAD ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(TIMEMAX) / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + TEMPERATURA
T_HSA = T_H

FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))
FEQA = FAA * TIMEMAX
PERDIDADEVIDA = FEQA * 100 / CRITERIO
'fin parte1
If PERDIDADEVIDA < PERC_LOSS_LIFE_MAX Then
'parte2
DT_TOI = DT_TOR * ((OVERLOAD ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
DT_TOU = DT_TOR * ((PRELOAD ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) -
(DT_TOI / DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIMEMAX) / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + TEMPERATURA

DT_HI = DT_HR * OVERLOAD ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * PRELOAD ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIMEMAX) / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + TEMPERATURA
T_HSA = T_H

FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))
FEQA = FAA * (24 - TIMEMAX) + FEQA
PERDIDADEVIDA = FEQA * 100 / CRITERIO
If OVERLOAD = 1.967 Then
PERDIDADEVIDA = FEQA * 100 / CRITERIO
End If
'finparte2
End If

0.96 Then
'almacenar datos para grafica de curvas
If PRELOAD = 0.5 Then
DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_datos_curvas)("PRELOAD50") = OVERLOAD
DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_datos_curvas)("TIME50") = TIMEMAX

```

```

        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA50") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 0.55 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD55") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME55") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA55") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 0.6 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD60") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME60") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA60") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 0.65 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD65") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME65") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA65") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 0.7 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD70") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME70") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA70") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 0.75 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD75") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME75") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA75") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 0.8 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD80") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME80") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA80") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 0.85 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD85") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME85") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA85") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 0.9 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD90") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME90") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA90") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 0.95 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD95") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME95") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA95") = PERDIDADEVIDA
    End If
    If PRELOAD = 1.0 Then
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("PRELOAD100") = OVERLOAD
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("TIME100") = TIMEMAX
        DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows(Inc_dato_curvas)("FEQA100") = PERDIDADEVIDA
    End If

    Inc_dato_curvas = Inc_dato_curvas + 1
    Exit For
End If
Next 'SALIDA DECREMENTO DE OVERLOAD
Next 'SALIDA INCREMENTO DE TIMEMAX

```

Next 'SALIDA INCREMENTO DE PRELOAD

DATOS_CICLO.DATOS_TEMPORALES.AcceptChanges()

'copiando la hoja de excel

File.Copy(Application.StartupPath + "\curvas.xls", Application.StartupPath + "\" + nuevoExcel2, True)

tmpcnx = conexion.Replace("[hoja]", Application.StartupPath + "\" + nuevoExcel2)

cn.ConnectionString = tmpcnx

cn.Open()

For Each fila As DataRow In DATOS_CICLO.DATOScargabilidad.Rows

 ActualizaExcel(fila)

Next

cn.Close()

MessageBox.Show("SE GENERÓ TABLA", "AVISO")

End If

End Sub

Private Sub CALCULAR2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles CALCULAR2.Click

 KVA = Val(TEXT_KVA.Text)

 VAT = Val(TEXT_VAT.Text)

 VBT = Val(TEXT_VBT.Text)

 H_DISENO = Val(TEXT_H_DISENO.Text)

 P_FE = Val(TEXT_P_FE.Text)

 P_W = Val(TEXT_P_W.Text)

 T_A = Val(TEXT_T_A.Text)

 DT_WR = Val(TEXT_DT_WR.Text)

 DT_HSAR = Val(TEXT_DT_HSAR.Text)

 TAO_W = Val(TEXT_TAO_W.Text)

 TAO_TOR = Val(TEXT_TAO_TOR.Text)

 DT_TOR = Val(TEXT_DT_TOR.Text)

 H_WORK = Val(TEXT_H_WORK.Text)

 T_AM = Val(TEXT_T_AM.Text)

 R_LOSSES = P_W / P_FE

 N = Val(TEXT_N.Text)

 M = Val(TEXT_M.Text)

 If Me.RadioButtonCTACON.Checked = False And W_CORE > 0 And W_TANK > 0 And V_OIL > 0 And P_FE > 0 And P_W > 0 And DT_TOR > 0 Then

 C_TRAFO = (0.1323 * W_CORE + 0.0882 * W_TANK + 0.3513 * V_OIL)

 TAO_TOR = C_TRAFO * DT_TOR / (P_FE + P_W)

 TEXT_TAO_TOR.Text = CType(TAO_TOR, String)

 Else

 TAO_TOR = Val(TEXT_TAO_TOR.Text)

 End If

 If ComboBox_REFR.Text = "ONAN" Then

 FactorCorreccionH = 0.04

 Else

 FactorCorreccionH = 0.06

 End If


```

DT_TOR_corregido = DT_TOR 'CONSERVA VALOR INICIAL
DT_WR_corregido = DT_WR 'CONSERVA VALOR INICIAL
DT_HSAR_corregido = DT_HSAR

If DT_HSAR = 0 Then
    DT_HSAR = DT_WR + 15
End If

If H_WORK > H_DISENO Or H_WORK < H_DISENO Then
    DT_TOR = DT_TOR + DT_TOR * (H_WORK / H_DISENO - 1) * FactorCorreccionH
    DT_WR = DT_WR + DT_WR * (H_WORK / H_DISENO - 1) * FactorCorreccionH
    DT_HSAR = DT_HSAR + DT_HSAR * (H_WORK / H_DISENO - 1) * FactorCorreccionH
End If

If (P_FE > 0 And P_W > 0 And H_DISENO > 0 And T_A > 0 And DT_WR > 0 And DT_HSAR > 0 And DT_TOR > 0 And
TAO_W > 0 And TAO_TOR > 0 And M > 0 And N > 0 And H_WORK > 0 And T_AM > 0) And (Val(TEXT_PRE.Text) > 0) Then

    TDISP = Val(Text_TDISP.Text)
    L_PRE = Val(TEXT_PRE.Text)
    KI = L_PRE

    ' A 0.5 HORAS
    KU = L_PRE
    TBIMETAL = 0
    Do While TBIMETAL < TDISP
        KU = KU + 0.01
        TIME_PICO = Val(TEXT_T_OVER1.Text)

        L_PICO = KU
        DT_HR = DT_HSAR - DT_TOR

        DT_TOI = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
        DT_TOU = DT_TOR * ((KU ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
        TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI /
DT_TOR) ^ (1 / N))
        DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / TAO_TO)) + DT_TOI
        T_TO = DT_TO + T_AM

        DT_HI = DT_HR * KI ^ (2 * M)
        DT_HU = DT_HR * KU ^ (2 * M)
        DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / (TAO_W / 60))) + DT_HI
        DT_HSA = DT_TO + DT_H
        T_H = DT_HSA + T_AM
        T_HSA = T_H

        TBIMETAL = (DT_TO + T_AM) + 0.0007 * (KVA / VBT * 1000 * KU) ^ 2
    If TBIMETAL >= TDISP Then
        Text_DTO1.Text = CType(Math.Round(DT_TO, 2), String)
        Text_DTBI1.Text = CType(Math.Round(TBIMETAL - T_AM, 2), String)
        FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

        FEQA = FAA * TIME_PICO

        '2da etapa
        DT_TOI = DT_TO
        DT_TOU = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
        TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI
/ DT_TOR) ^ (1 / N))
        DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-24 - TIME_PICO) / TAO_TO)) + DT_TOI

```

```

T_TO = DT_TO + T_AM

DT_HI = DT_HR * KU ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * KI ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + T_AM
T_HSA = T_H

FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

FEQA = FEQA + FAA * (24 - TIME_PICO)

PERC_LOSS_LIFE = Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5)
TEXT_LOSS1.Text = CType(Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5), String)
TEXT_OVER1.Text = CType(KU, String)

End If
Loop

'A 1.0 HORAS
KU = L_PRE
TBIMETAL = 0
Do While TBIMETAL < TDISP
    Text.DTO2.Text = CType(Math.Round(DT_TO, 2), String)
    Text.DTB12.Text = CType(Math.Round(TBIMETAL - T_AM, 2), String)
    KU = KU + 0.01
    TIME_PICO = Val(TEXT_T_OVER2.Text)

    L_PICO = KU
    DT_HR = DT_HSAR - DT_TOR

    DT_TOI = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
    DT_TOU = DT_TOR * ((KU ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
    TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI /
DT_TOR) ^ (1 / N))
    DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / TAO_TO)) + DT_TOI
    T_TO = DT_TO + T_AM

    DT_HI = DT_HR * KI ^ (2 * M)
    DT_HU = DT_HR * KU ^ (2 * M)
    DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / (TAO_W / 60))) + DT_HI
    DT_HSA = DT_TO + DT_H
    T_H = DT_HSA + T_AM
    T_HSA = T_H

    TBIMETAL = (DT_TO + T_AM) + 0.0007 * (KVA / VBT * 1000 * KU) ^ 2
    If TBIMETAL >= TDISP Then
        FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

        FEQA = FAA * TIME_PICO

'2da etapa
DT_TOI = DT_TO
DT_TOU = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI
/ DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + T_AM

```

```

DT_HI = DT_HR * KU ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * KI ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + T_AM
T_HSA = T_H

FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

FEQA = FEQA + FAA * (24 - TIME_PICO)

PERC_LOSS_LIFE = Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5)
TEXT_LOSS2.Text = CType(Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5), String)
TEXT_OVER2.Text = CType(KU, String)

End If
Loop

'A 2.0 HORAS
KU = L_PRE
TBIMETAL = 0
Do While TBIMETAL < TDISP
    Text.DTO3.Text = CType(Math.Round(DT_TO, 2), String)
    Text.DTBI3.Text = CType(Math.Round(TBIMETAL - T_AM, 2), String)
    KU = KU + 0.01
    TIME_PICO = Val(TEXT_T_OVER3.Text)

    L_PICO = KU
    DT_HR = DT_HSAR - DT_TOR

    DT_TOI = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
    DT_TOU = DT_TOR * ((KU ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
    TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI /
DT_TOR) ^ (1 / N))
    DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / TAO_TO)) + DT_TOI
    T_TO = DT_TO + T_AM

    DT_HI = DT_HR * KI ^ (2 * M)
    DT_HU = DT_HR * KU ^ (2 * M)
    DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / (TAO_W / 60))) + DT_HI
    DT_HSA = DT_TO + DT_H
    T_H = DT_HSA + T_AM
    T_HSA = T_H

    TBIMETAL = (DT_TO + T_AM) + 0.0007 * (KVA / VBT * 1000 * KU) ^ 2
    If TBIMETAL >= TDISP Then
        FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

        FEQA = FAA * TIME_PICO

'2da etapa
DT_TOI = DT_TO
DT_TOU = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI
/ DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + T_AM

```

```

DT_HI = DT_HR * KU ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * KI ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + T_AM
T_HSA = T_H

FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

FEQA = FEQA + FAA * (24 - TIME_PICO)

PERC_LOSS_LIFE = Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5)
TEXT_LOSS3.Text = CType(Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5), String)
TEXT_OVER3.Text = CType(KU, String)

End If
Loop

'A 4.0 HORAS
KU = L_PRE
TBIMETAL = 0
Do While TBIMETAL < TDISP
Text_DTO4.Text = CType(Math.Round(DT_TO, 2), String)
Text_DTBI4.Text = CType(Math.Round(TBIMETAL - T_AM, 2), String)
KU = KU + 0.01
TIME_PICO = Val(TEXT_T_OVER4.Text)

L_PICO = KU
DT_HR = DT_HSAR - DT_TOR

DT_TOI = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
DT_TOU = DT_TOR * ((KU ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI /
DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + T_AM

DT_HI = DT_HR * KI ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * KU ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + T_AM
T_HSA = T_H

TBIMETAL = (DT_TO + T_AM) + 0.0007 * (KVA / VBT * 1000 * KU) ^ 2
If TBIMETAL >= TDISP Then
FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

FEQA = FAA * TIME_PICO

'2da etapa
DT_TOI = DT_TO
DT_TOU = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI
/ DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + T_AM

DT_HI = DT_HR * KU ^ (2 * M)

```

```

DT_HU = DT_HR * KI ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + T_AM
T_HSA = T_H

FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

FEQA = FEQA + FAA * (24 - TIME_PICO)

PERC_LOSS_LIFE = Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5)
TEXT_LOSS4.Text = CType(Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5), String)
TEXT_OVER4.Text = CType(KU, String)

End If
Loop

'A 8.0 HORAS
KU = L_PRE
TBIMETAL = 0
Do While TBIMETAL < TDISP
Text_DTO5.Text = CType(Math.Round(DT_TO, 2), String)
Text_DTB15.Text = CType(Math.Round(TBIMETAL - T_AM, 2), String)
KU = KU + 0.01
TIME_PICO = Val(TEXT_T_OVER5.Text)

L_PICO = KU
DT_HR = DT_HSAR - DT_TOR

DT_TOI = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
DT_TOU = DT_TOR * ((KU ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI /
DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + T_AM

DT_HI = DT_HR * KI ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * KU ^ (2 * M)
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-TIME_PICO / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + T_AM
T_HSA = T_H

TBIMETAL = (DT_TO + T_AM) + 0.0007 * (KVA / VBT * 1000 * KU) ^ 2
If TBIMETAL >= TDISP Then
FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))

FEQA = FAA * TIME_PICO

'2da etapa
DT_TOI = DT_TO
DT_TOU = DT_TOR * ((KI ^ 2 * R_LOSSES + 1) / (R_LOSSES + 1)) ^ N
TAO_TO = TAO_TOR * ((DT_TOU / DT_TOR) - (DT_TOI / DT_TOR)) / ((DT_TOU / DT_TOR) ^ (1 / N) - (DT_TOI
/ DT_TOR) ^ (1 / N))
DT_TO = (DT_TOU - DT_TOI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / TAO_TO)) + DT_TOI
T_TO = DT_TO + T_AM

DT_HI = DT_HR * KU ^ (2 * M)
DT_HU = DT_HR * KI ^ (2 * M)

```

```
DT_H = (DT_HU - DT_HI) * (1 - 2.718281828 ^ (-(24 - TIME_PICO) / (TAO_W / 60))) + DT_HI
DT_HSA = DT_TO + DT_H
T_H = DT_HSA + T_AM
T_HSA = T_H
```

```
FAA = 2.718281828 ^ (15000 / 383 - 15000 / (T_H + 273))
```

```
FEQA = FEQA + FAA * (24 - TIME_PICO)
```

```
PERC_LOSS_LIFE = Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5)
```

```
TEXT_LOSS5.Text = CType(Math.Round(FEQA / 24 * 24 * 100 / CRITERIO, 5), String)
```

```
TEXT_OVER5.Text = CType(KU, String)
```

```
End If
```

```
Loop
```

```
End If
```

```
End Sub
```