

PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

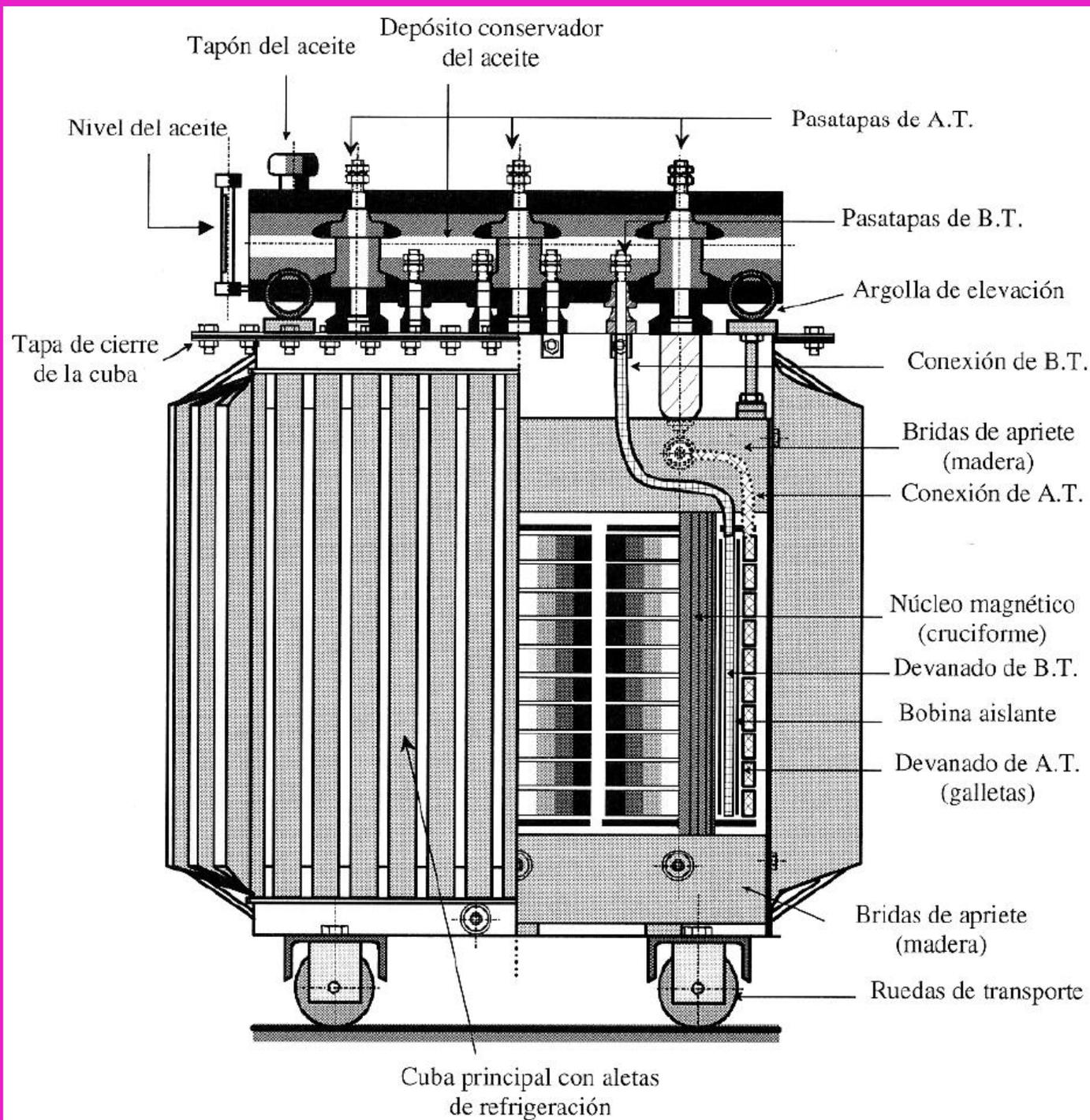
Protección de Transformadores

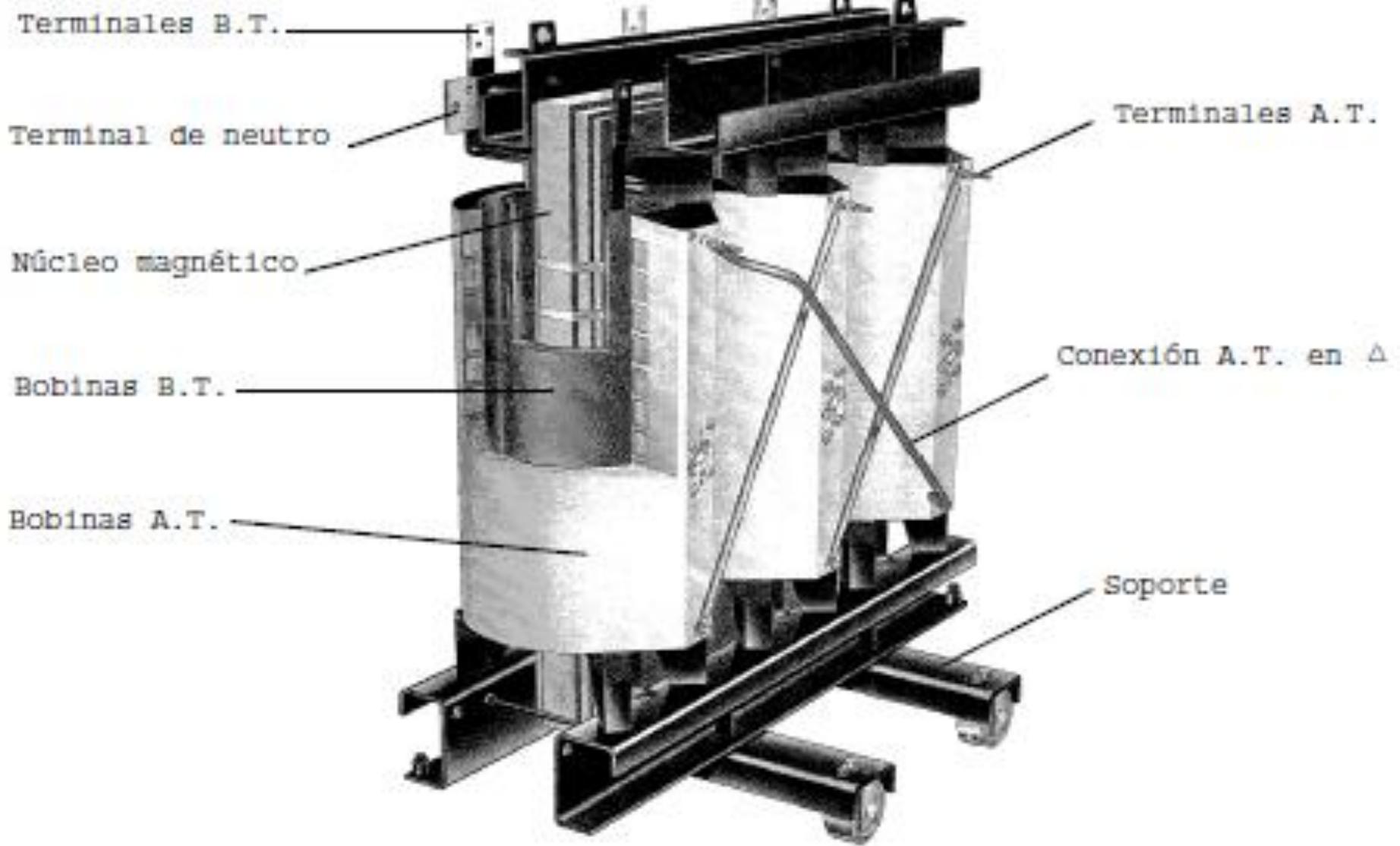


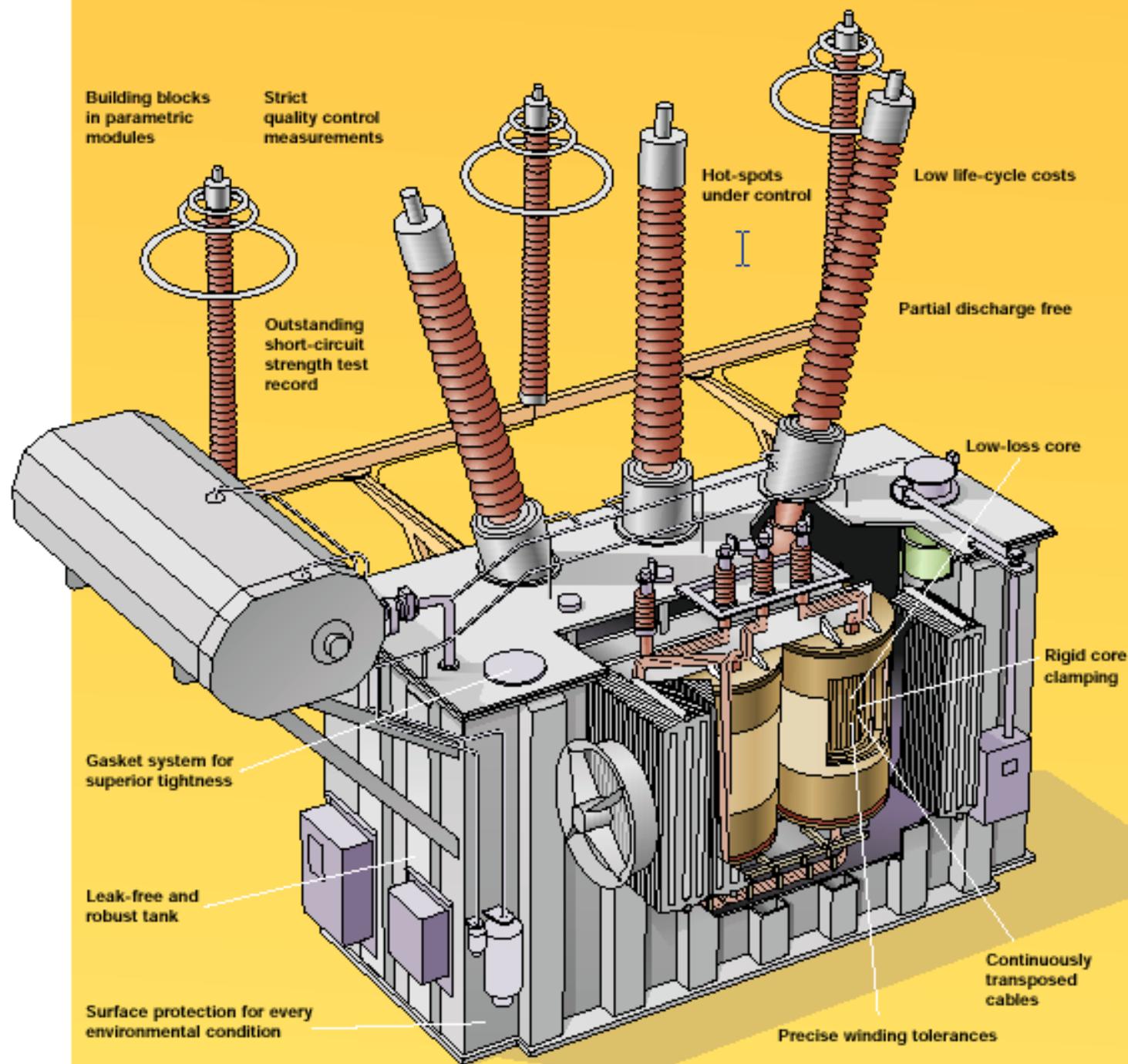
***INSTITUTO DE ENERGÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIVERSIDAD DE MENDOZA***

Prof. Ing. Roberto E. Campoy

***SUS PARTES
CONSTITUTIVAS***







TIPOS DE FALLAS

Tipos de fallas en transformadores

Incipientes Internas

Fallas de aislamiento en los tornillos de sujeción de las laminaciones de los núcleos y del aislamiento que los recubre.

Puntos calientes por conexiones defectuosas que provocan altas Resistencias localizadas.

Posibles arcos eléctricos. ENSAYOS DE ACEITE.

Arcos eléctricos entre bobinados o núcleo contra cuba por sobretensiones.

Obstrucción de los canales de enfriamiento o falta de aceite. BARROS.

Eléctricas internas y externas.

Sobretensiones atmosféricas o por maniobras.

Sobrecargas.

Corto circuito CBC. Envejecimiento.

Defecto de aislación entre dos espiras. Puede ser progresiva presentando valores de corriente de 1.2 a 1.5 veces la nominal hasta la máxima que pueda presentarse por la $S''q3$ del sistema del cual está conectado. Para cc que involucren del **2 al 4 % del total de espiras**, la corriente **en los terminales es del orden de la nominal**, mientras que en el lazo de falla interno de hasta **100 veces la nominal**. Sobrecalentamiento, arcos, descomposición del aceite.

Tipos de falla a detectar. Los fallos principales que pueden afectar a los transformadores son:

- **Sobrecargas.**
- **Cortocircuitos.**
- **Defectos a masa.**

Sobrecargas

Pueden estar provocadas por un aumento en el número de cargas alimentadas o por un aumento de la potencia solicitada por las cargas normalmente alimentadas. Las sobrecargas sostenidas en el tiempo provocan un aumento de la temperatura y consecuentemente aceleran el envejecimiento del aislamiento del transformador.

Cortocircuitos

Cortocircuitos internos:

Son fallos entre los distintos conductores de fase o entre espiras del mismo bobinado. El arco de defecto produce daños en el bobinado del transformador y puede provocar un incendio.

En los transformadores de aceite, el arco provoca la emisión de gases de descomposición. Si el fallo es leve, se emite una pequeña cantidad de gas, cuya acumulación puede ser peligrosa. Un cortocircuito violento puede provocar daños importantes capaces de destruir el bobinado y también la armadura interior fija por la propagación de aceite ardiente.

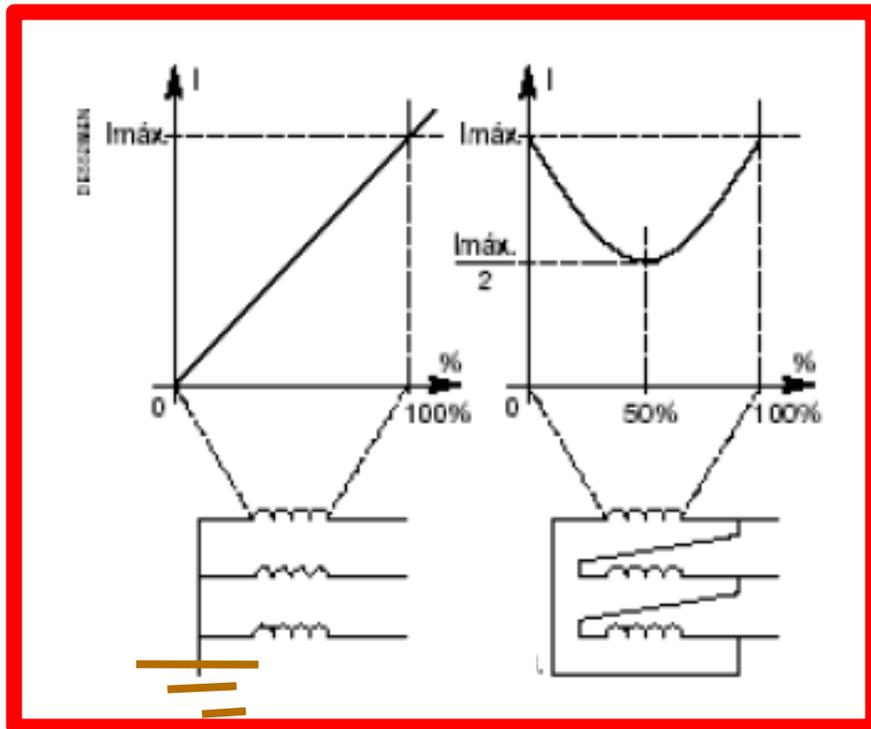
Cortocircuitos externos:

Fallos entre fases aguas abajo del transformador. La corriente de cortocircuito aguas abajo crea un esfuerzo electrodinámico en los bobinados capaz de producir un fallo interno, que en principio debe ser soportado por el transformador. El esfuerzo térmico debe ser limitado por las protecciones.

Defectos a masa

Son fallos internos que pueden producirse entre el bobinado y la armadura interior fija o entre el bobinado y el núcleo magnético, provocando los mismos efectos que los cortocircuitos internos.

La corriente de defecto depende de la puesta a tierra del neutro y de la posición del fallo en el bobinado, como se observa en la figura siguiente.



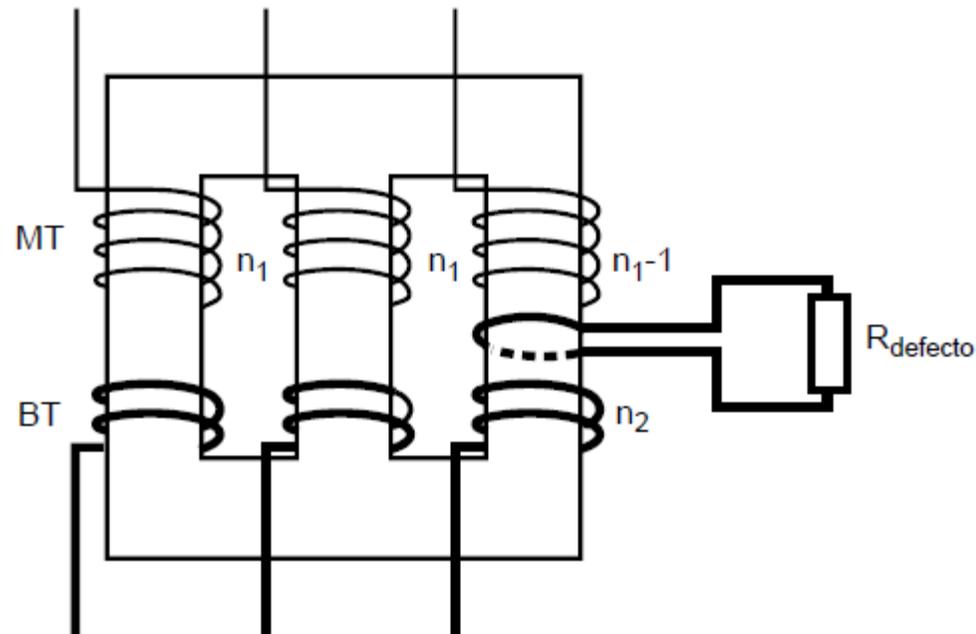
Para estrella la falla cerca del centro de estrella es de muy difícil detección, para triángulo la detección es más sencilla.

Defectos entre espiras

Los defectos entre espiras del arrollamiento MT son el defecto más frecuente y a la vez el más difícil de detectar. Son fruto de una degradación local del aislamiento del conductor, por sobreesfuerzos térmicos o dieléctricos. La manifestación inmediata se reduce a un pequeño aumento de la corriente primaria, debido por una parte a la modificación de la razón de transformación y por otra a la aparición del fenómeno de espiras en cortocircuito en el arrollamiento afectado. Esta espira con defecto se comporta como un arrollamiento secundario dando origen a una corriente que sólo está limitada por su impedancia propia y por la resistencia en el punto del defecto (Ver figura).

Según la corriente que circule por esta espira, la evolución del defecto será más o menos rápida.

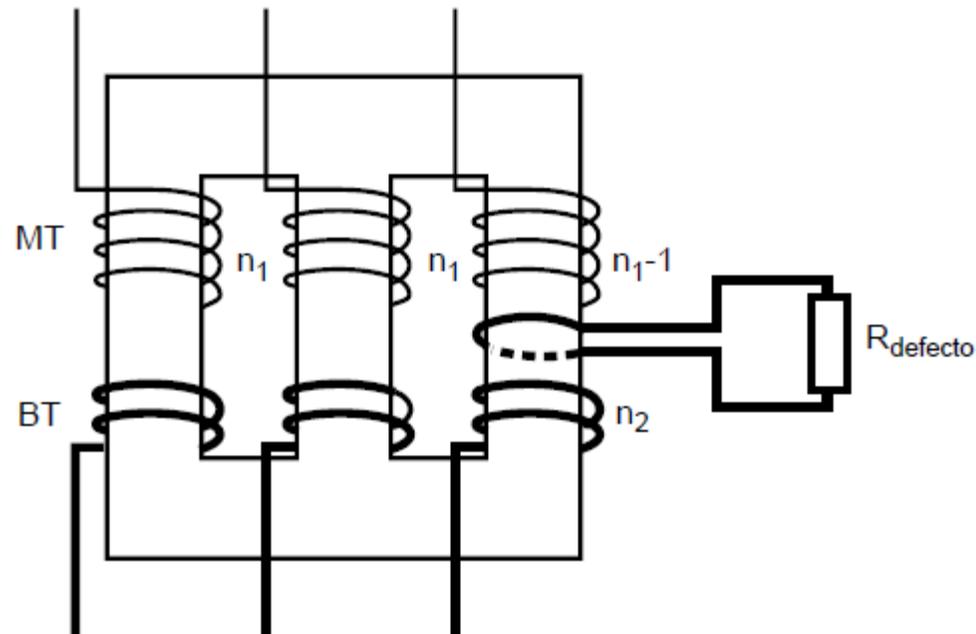
En caso de corriente importante el calentamiento local provocará el deterioro de las espiras próximas y el defecto se extenderá rápidamente.



Defectos entre espiras

El orden de magnitud corresponde aproximadamente a 100 veces la corriente asignada, o sea, aproximadamente 1 KA para el arrollamiento primario de un transformador de 400 KVA a 20 KV (CIRED 1991/1.14). En todos los casos, la presencia de un arco local provocará un desprendimiento de gases, tanto si el transformador es seco o de inmersión. Esta aparición de gases puede provocar un importante aumento de la presión, hasta la ruptura del elemento (cuba o aislante sólido).

Si el defecto provoca una corriente primaria baja, el fenómeno puede ser lento y difícilmente detectable supervisando la corriente de alimentación. Hay ensayos de laboratorio con transformadores sumergidos que han descubierto corrientes primarias entre 1 y 6 veces la corriente asignada, acompañadas de un desprendimiento importante de gases con defectos entre espiras que implican hasta un 8% de las espiras primarias (CIRED 1991/1.14). Por este motivo la vigilancia de la emisión de gases o de la presión pueden utilizarse complementariamente con las protecciones basadas en la medida de la intensidad de corriente.



CORTOCIRCUITO

***ASPECTOS
TEÓRICOS***

CORTOCIRCUITO EN UN TRANSFORMADOR

CON $U_{secundaria} = 0V$; I_{cc} 10 a 20 I NOMINAL

$$I = k\sqrt{2} I_{efcc} \text{ (CIGRE)}$$

$$I_{cc} = 100 \cdot I_n / u_{cc}$$

Corriente de cortocircuito aportada por el transformador a la falla

PRODUCE: ESFUERZOS DINAMICOS.

PRODUCE: ESFUERZOS TERMICOS.

MODO DE EVITARLO: PROTECCION ADECUADA.

NO VEMOS EL ENSAYO DE CORTOCIRCUITO PARA DETERMINAR u_{cc} y PERDIDAS

- 1) LEYES BASICAS QUE EXPLICAN EL FENOMENO.
- 2) MODELOS MATEMATICOS.
- 3) CAMPOS Y FUERZAS RESULTANTES.
- 4) METODOS DE CALCULO DE ESFUERZOS.

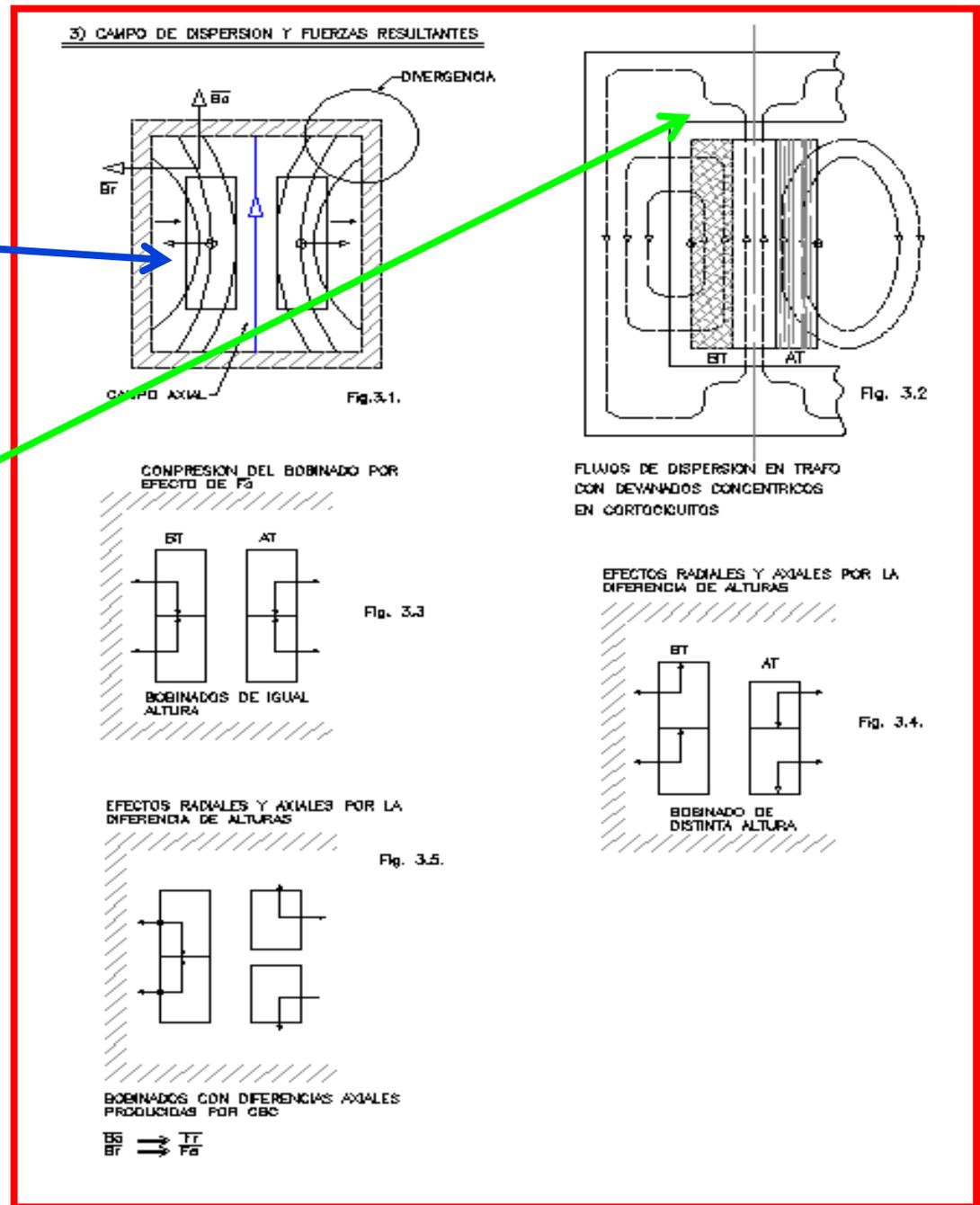
A los efectos de disminuir las pérdidas adicionales y reducir al mínimo los esfuerzos mecánicos que se pueden presentar durante un cortocircuito se requiere lograr, y mantener entre los arrollamientos y a lo largo de toda su altura, un equilibrio total de los amperios espiras.

El campo de dispersión para un trafo **Core Type** (de columnas, los acorazados son **Shell Type**) es axial en prácticamente toda la altura de los bobinados.

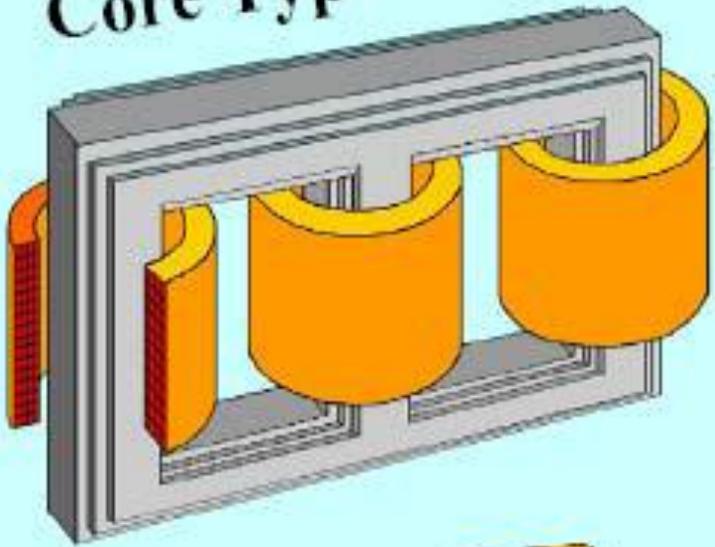
Solamente es divergente en la cabezas pudiendo descomponerse en un campo axial(B_a) y uno radial(B_r).

Si los bobinados tienen igual altura y los A-V está uniformemente repartidos, las fuerzas axiales comprimen el bobinado.

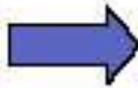
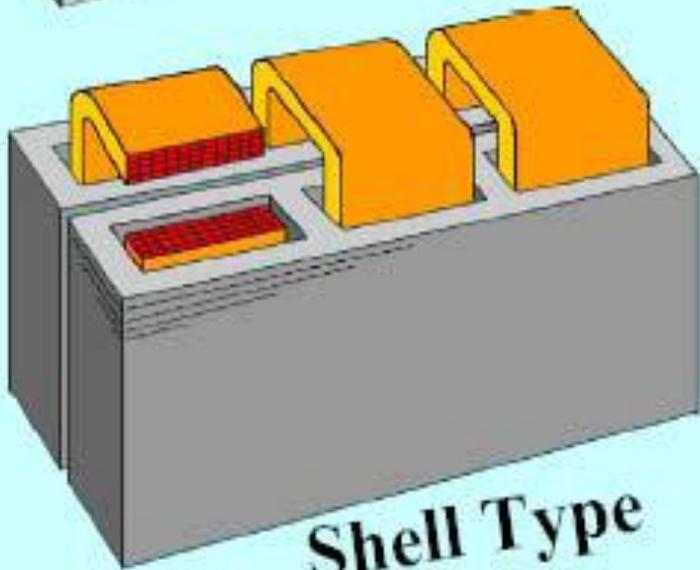
Diferencias de altura o por CBC, también distribuyen en forma no uniforme los esfuerzos axiales.



Core Type



Shell Type



Entre los conductores por los cuales circula corriente de cortocircuito, normalmente lo hacen en forma contraria; por lo que surgen esfuerzos mecánicos contrapuestos $F_1 = -F_2$, que a su vez deben descomponerse en fuerzas axiales F_{y2} y F_{y1} , y radiales F_{x2} y F_{x1} .

Las radiales estiran el bobinado exterior (AT) y comprimen el interior (BT). Las axiales desplazan el bobinado axialmente.

Los esfuerzos radiales pueden calcularse por métodos elementales con suficiente exactitud. Los arrollamientos interiores son comprimidos radialmente y fallan por pandeo, mientras que los exteriores experimentan esfuerzos tangenciales de tracción. El esfuerzo es prácticamente uniforme sobre la región central de la pila de arrollamientos y disminuye hacia los extremos.

Las fuerzas axiales son más difíciles de estimar y son calculadas en forma teórica-empírica. La dirección de la fuerza es desde los extremos de los arrollamientos hacia el centro. Estas originadas en los extremos donde el flujo de

dispersión se cierra, transmiten presiones que resultan máximas en la porción central del arrollamiento. En el caso de existir asimetrías u otros desbalances de ampere-espigas, pueden ocurrir esfuerzos axiales muy grandes.

AL CIRCULAR CORRIENTES EN SENTIDO CONTRARIO APARECEN ESFUERZOS MECANICOS ANTAGONICOS F_1 y F_2

$F_x = F_r = \text{radial}$
 $F_y = F_a = \text{axial}$
 $F_i = \text{Fuerzas internas}$

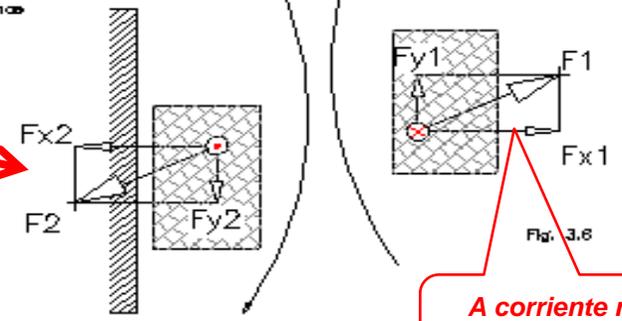
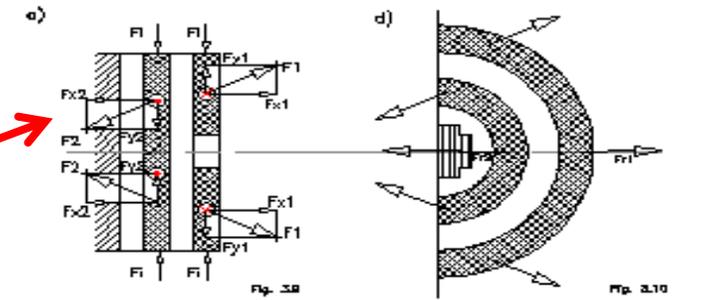
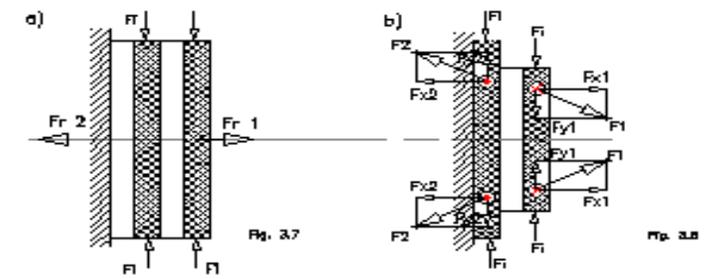


Fig. 3.6

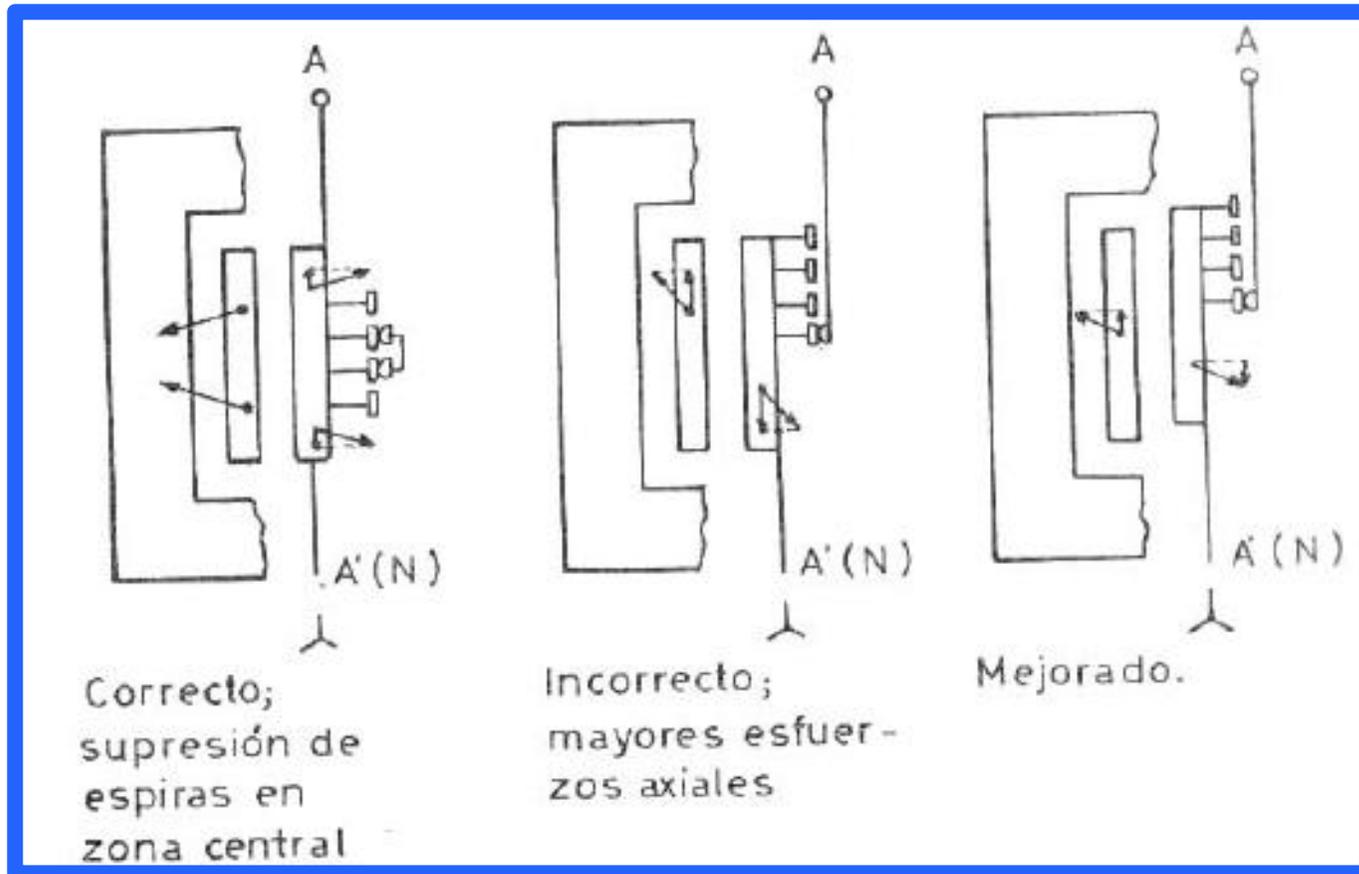
A corriente nominal no hay problemas con los esfuerzos.

ESFUERZOS RADIALES ESTIRAN EL DEVANADO EXTERIOR, ESFUERZOS AXIALES DESPLAZAN EL DEVANADO AXIALMENTE



- a) DEVANADOS DE IGUAL ALTURA
 - b) DEVANADOS ACORTADOS EN AMBOS EXTREMOS
 - c) CON DERIVACIONES REGULADORAS EN LA MITAD
 - d) SECCION TRANSVERSAL
- NOTA: PARA EL CALCULO DE LOS ESFUERZOS HACE FALTA
 I_{cc}
 L_{cc} (INDUCTANCIA DE DISPERSION)

Respecto al CBC, se aclara que los arrollamientos de una columna deben estar centrados ya que de otra forma cuando hay una falla exterior, los esfuerzos axiales ponen en peligro a la máquina. Viendo las figuras se concluye que las variaciones de números de espiras, no se realicen en los extremos de los bobinados sino en la parte media.



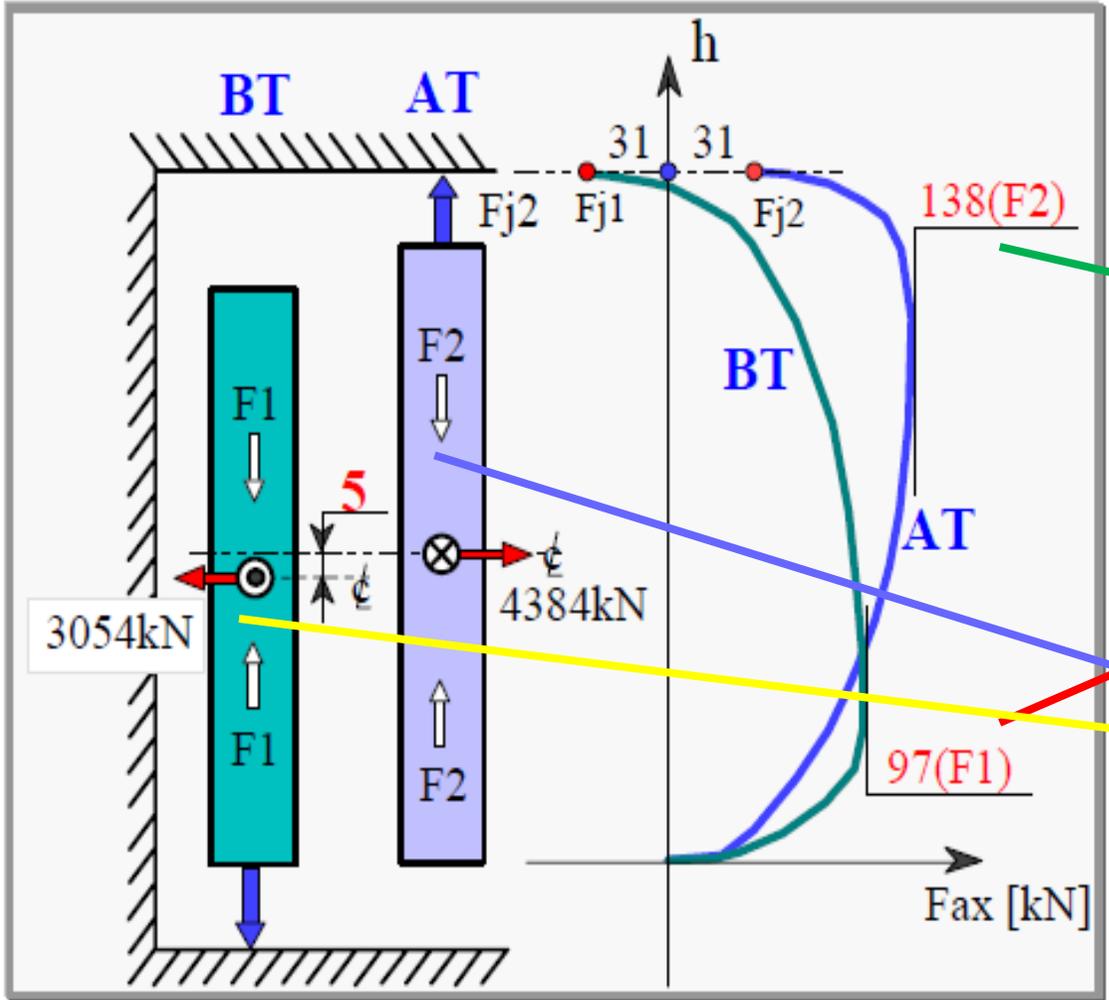
Forças de Curto Circuito: Influência de Assimetrias Axiais



**exemplo: 2 Enrolamentos
20MVA, 138/13.8kV**

curto-circuito

1 kN = 101,97 Kg



● **assimetria axial:** 5mm

● **força axial interna:**

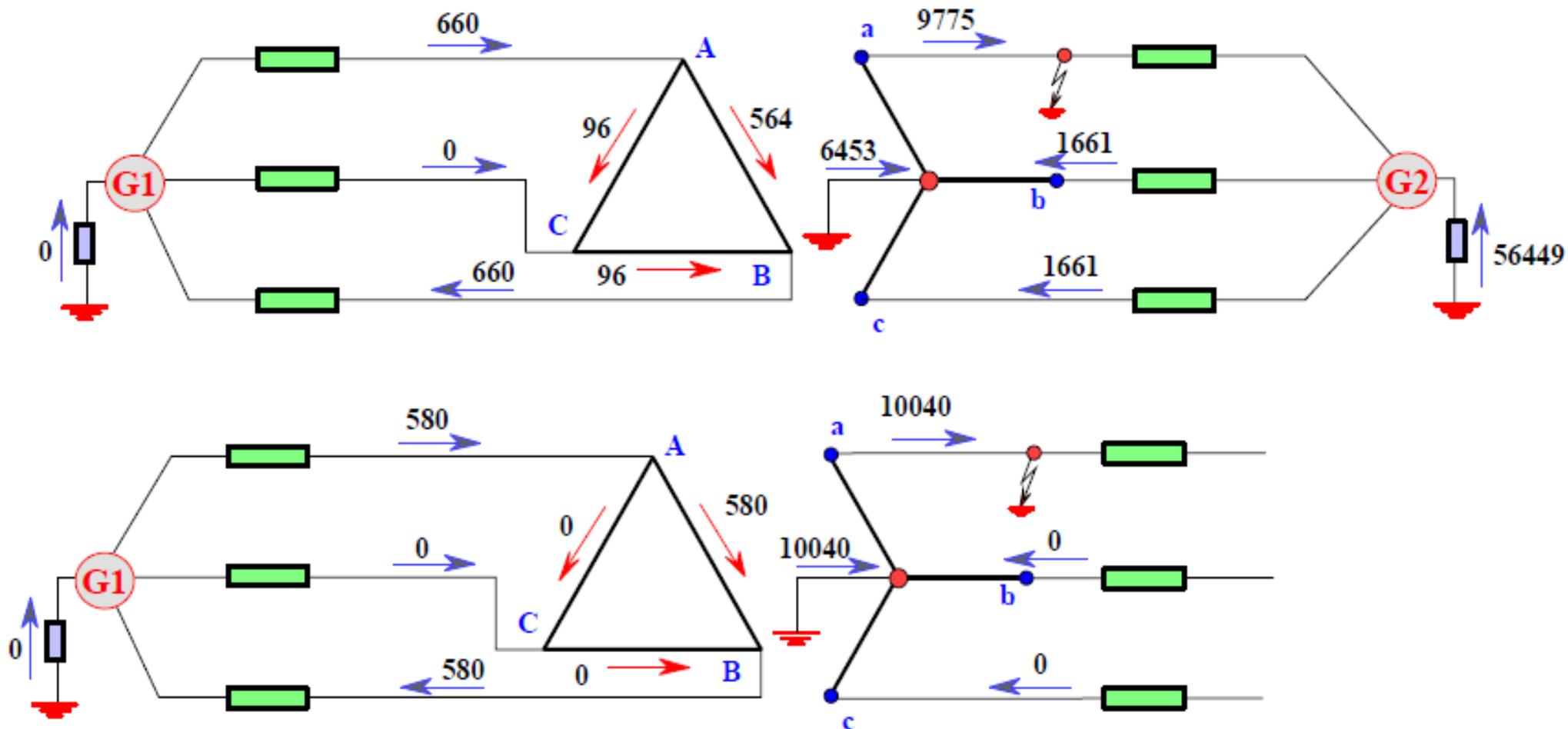
- compressão BT: 97kN
- compressão AT: 138kN
- compressão BTAT: 235kN

● **força axial para os jugos:** 31kN

● **força radial:**

- compressão BT: 3054N
- tração AT: 4384kN

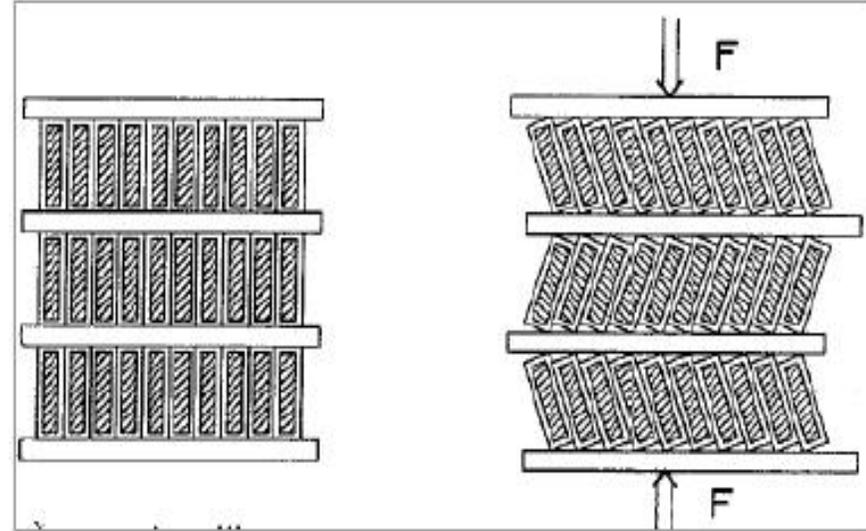
Ejemplo cortocircuito Fase-Tierra



■ 20MVA, trifásico
■ 138/13.8kV Dy1



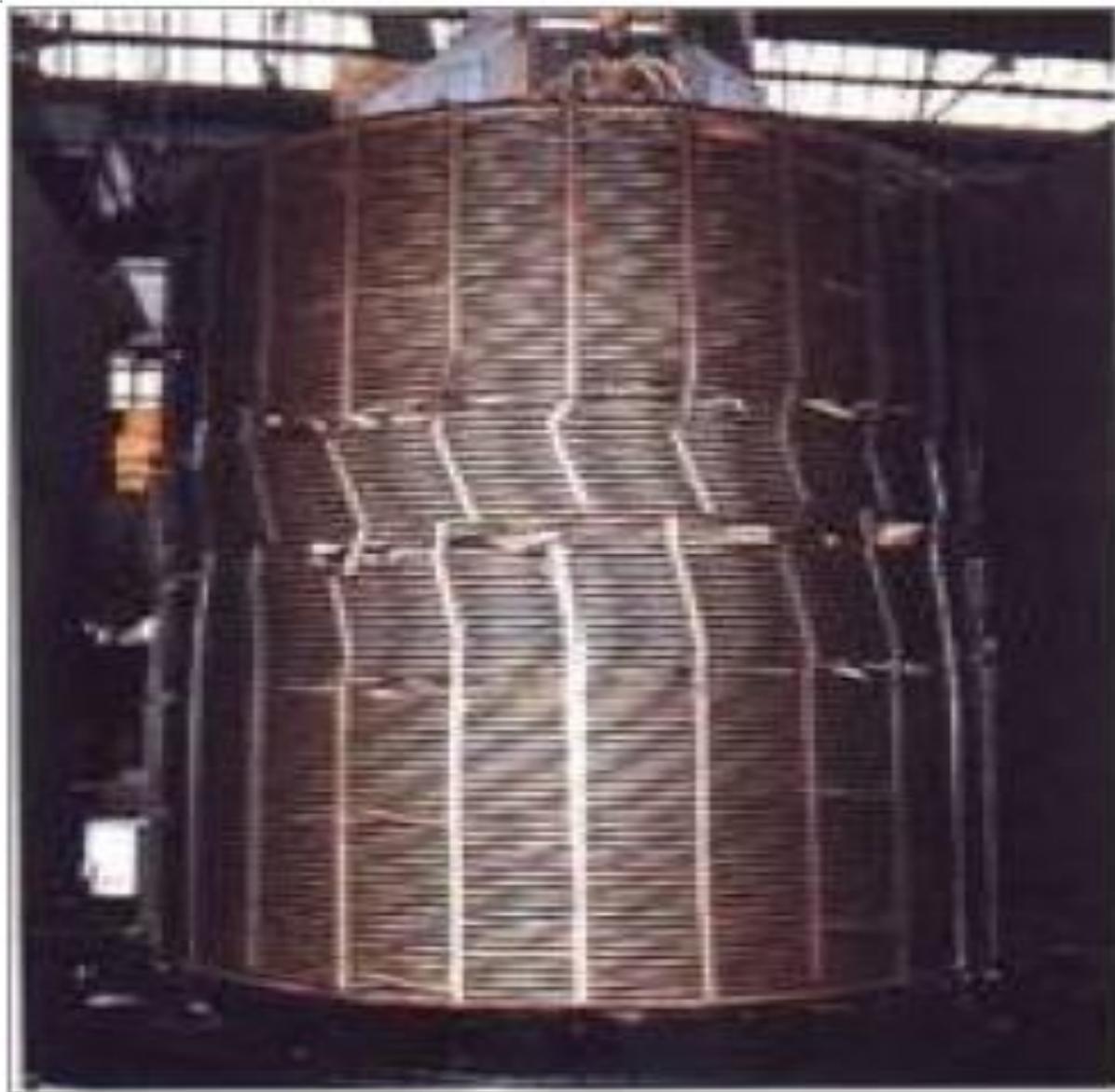
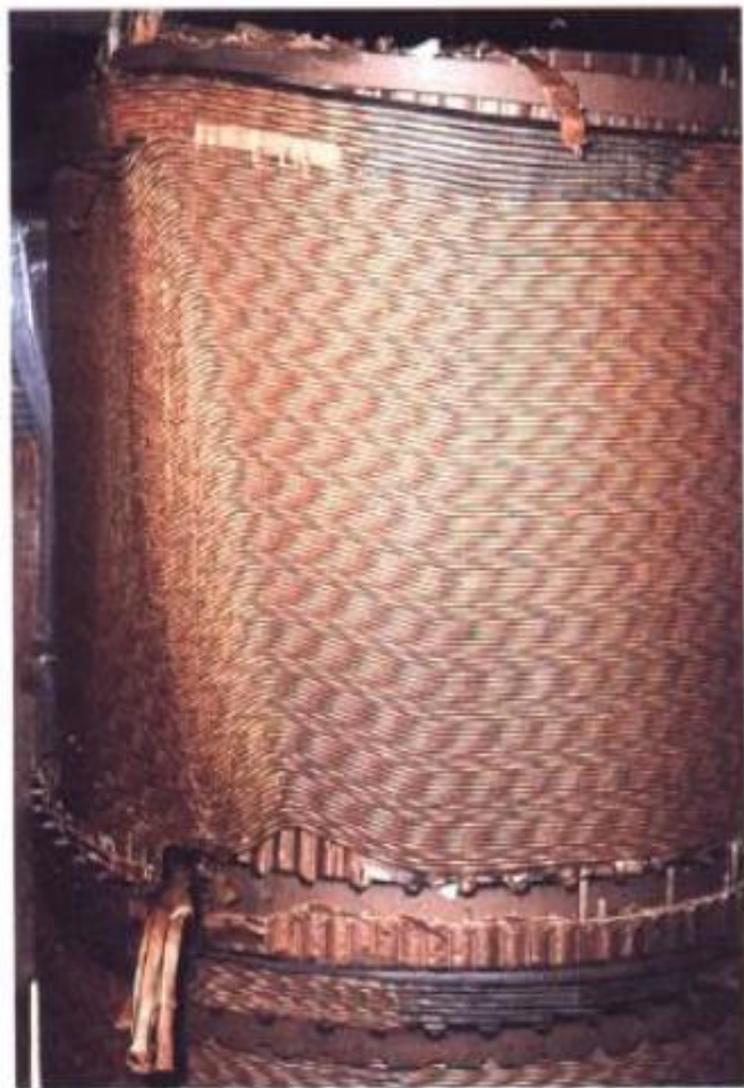
Compressão e Tombamento de Condutores



COMPRESIÓN EXCESIVA
PÉRDIDA DE ESTABILIDAD AXIAL
ROTURA DEL AISLAMIENTO
DEFORMACIÓN DE CONDUCTORES



Compressão e Colapso Axial do Enrolamento



CORTOCIRCUITO

NORMAS

IEEE Std. C57.109-1993

CATEGORY	SINGLE PHASE (Kva)	TREE PHASE (Kva)
I	5 to 500	15 to 500
II	501 to 1667	501 to 5000
III	1668 to 10.000	5001 to 30.000
IV	Above 10.000	Above 30.000

TIME	TIMES RATED CURRENT
2 s	25.0
10 s	11.3
30 s	6.3
60 s	4.75
300 s	3.0
1800 s	2.0

Solo efectos térmicos

SINGLE PHASE (KVA)	THREE PHASE (KVA)	WITHSTAND CAPABILITY PER UNIT OF BASE CURRENT (SYMMETRICAL)
5-25	15-75	40
37.5-100	112.5-300	35
167-500	500	25

MAXIMUM SYSTEM VOLTAGE (KV)	SYSTEM FAULT CAPACITY	
	(KA rms)	(MVA)
BELOW 48.3	-	4.300
48.3	54	4.300
72.5	82	9.800
121.0	126	25.100
145.0	160	38.200
169.0	100	27.900
242.0	126	50.200
362.0	84	50.200
550.0	80	69.300
800.0	80	97.000

Nota: la Sk''^3p para la IEEE, es bastante mayor que para la IEC.

IRAM 2112: 1995 ; IEC 60076-5: 1976

CAT I	< 0 =	3150 KVA
CAT II		3151 KVA a 40.000 KVA
CAT III		40001 KVA en adelante.

POTENCIA NOMINAL KVA	Ucc (%)
HASTA 630	4
631 a 1250	5
1251 a 3150	6.25
3151 a 6300	7.15
6301 a 12500	8.35
12501 a 25000	10
25001 a 200000	12.5

TENSION NOMINAL DE LA RED KV	POT. APARENTE DE CORTO EN MVA (SIMETRIA)
< 3.6	150
7.2 a 24	500
36	1000
52 A 72.5	3000
100 A 123	6000
145 A 170	10000
245	20000
300	30000
362 A 420	40000
525	50000

Para una máquina de 25 MVA, 132/13,8 KV, ucc=12 %, la diferencia de aplicar la IEEE, contra la IEC, determina una máquina para la IEEE con un, 3 % más de soportar corriente y un 9 % más en esfuerzos electrodinámicos de margen para soportar los efectos de un corto, que la de la IEC.

Capacidad técnica para soportar cortocircuito.

1.- Valor eficaz de la Icc simétrica (I).

Z_t (impedancia del trafo) y Z_s (impedancia de la red) en Ohm

$$I = \frac{U(KV)}{(Z_t + Z_s)\sqrt{3}} \text{ KA} \quad Z_s = \frac{U_s^2(V)}{Sk''(VA)} \quad Z_t = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{UN^2}{ST} \cdot \frac{(KV)}{(MVA)}$$

2.- Duración de la I

$$T = 2 \text{ seg}$$

3.- Temperatura límite correspondiente a la clase de aislación A

$$\theta_0 = 105 \text{ }^\circ\text{C}$$

4.- La temperatura límite que puede alcanzar el bobinado (Cu) después del cortocircuito es de 250 °C, θ_1 .

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2(\theta_0 + 235)}{\frac{10100}{j^2 t} - 1}$$

J = densidad de corriente de cortocircuito en A/mm² (1 a 2)

t en segundos

5.- Cálculo de θ_1

$$I_{\text{cc trafo}} = 100 I_{\text{nominal trafo}} / \text{tensión}_{\text{cc}} \text{ en } \%$$

En el país no hay laboratorios que puedan ensayar máquinas de potencia a los efectos de cortocircuito exterior, donde el ensayo especifica que debe circular la corriente de cortocircuito que aporta la máquina durante 2 segundos. Si no se conoce la potencia de cortocircuito de la red asociada se recurre a la de Norma. **Por lo tanto o el ensayo se hace fuera del país o se aplican métodos computacionales y se calculan los efectos.** Esta planilla es demostrativa.

VERIFICACION AL CORTO CIRCUITO DINAMICO

CARACTERISTICAS	UNIDADES	DATOS	
POTENCIA NOMINAL	Kva	25000.0	
CORRIENTE NOMINAL AT	Amp	109.3	
CORRIENTE NOMINAL BT	Amp	601.3	
REACTANCIA DE cc	%	12	
Nº DE ESPIRAS AT	Nº	962.0	
SECCION COBRE AT	Mm2	56.5	
ESPIRAS POR CAPA AT	Nº	16.0	
CONDUCTORES POR CAPA AT	Nº	32.0	
ALTURA EFECTIVA AT	cm	116.5	*
CONDUCTOR AT	mm	2.4	12.0
Nº SEPARADORES AT	Nº	24.0	
Nº ESPIRAS BT	Nº	175.0	
SECCION COBRE BT	Mm2	295.5	
ESPIRAS POR CAPA BT	Nº	3.0	
CONDUCTORES POR CAPA BT	Nº	6.0	
ALTURA EFECTIVA BT	cm	116.5	*
Nº DISCOS BT	Nº	62.0	
CONDUCTOR BT	mm	2.4	12.0
Nº SEPARADORES BT	Nº	24.0	
DIAM MED AT	cm	95.5	
DIAM MED BT	cm	66.5	
DIAM MED AT - BT	cm	80.0	
ESPESOR AT	cm	11.0	
DISTANCIA AT - BT	cm	4.5	
ESPESOR BT	cm	8.9	
DIAMETRO NUCLEO	cm	54.2	

CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Icc= 12526.4 Amp
(NI)2 4.81E+12

ESFUERZOS TRANVERSALES

Et AT=	272.3	Tn		
Ft AT=	250.5	Kg/cm2	Admisible	1200 Kg/cm2
Et BT=	189.7	Tn		
Ft BT=	183.5	Kg/cm2	Admisible	1200 Kg/cm2

ESFUERZOS AXIALES DE COMPRESION

Canal efectivo d1=	11.2	cm		
R=	2.15	S/D	B=	7.0
Ec=	63.2	Tn		
Ev=	6.3	Tn		
Fc AT=	47.5	Kg/cm2	Admisible	200 Kg/cm2
Fc BT=	73.8	Kg/cm2	Admisible	200 Kg/cm2

ESFUERZO DE FLEXION DEL COBRE EN EL EXTREMO DE BOBINA

Lt AT=	15.0	Tn		
Lt BT=	9.5	Tn		
L AT=	15.0	cm	250,5+441,6=692,1	
L BT=	10.5	cm		
W AT=	0.0576	cm3	(Transversales más flexión)	
W BT=	0.0625	cm3		
R AT=	441.6	Kg/cm2		
R BT=	200.4	Kg/cm2	183,5+200,4=383,8	

ESFUERZO TOTAL SOBRE EL COBRE

Ft AT=	692.1	Kg/cm2	Admisible	1200Kg/cm2
Ft bAT=	383.8	Kg/cm2	Admisible	1200Kg/cm2

IEEE Std.

57-109 1993

Propuesta

Los dispositivos de protección tales como los **relés (algoritmos)** y **fusibles (empíricos)** tienen características operativas bien definidas que presentan la magnitud de la falla en Amperios, en función del tiempo de operación. **Estas curvas características deben ser comparadas con curvas representativas de la energía específica aplicables a transformadores, que muestren la duración y la magnitud de la falla y la capacidad de resistirlas.**

Esta guía habla de cuatro recomendaciones creídas esenciales para la aplicación de dispositivos de protección de sobrecorriente para limitar el tiempo de exposición del transformador a la corriente de cortocircuito, o más claro aún a

2 A 25 VECES LA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR.

Esta guía no implica capacidad de sobrecarga.

General

La magnitud y la duración de la corriente de falla son de extrema importancia al establecer una práctica de protección coordinada para transformadores, ya que **efectos térmicos y mecánicos de la corriente de falla deben ser considerados.**

Para las magnitudes de corriente de falla cerca de la capacidad de diseño del transformador, los efectos mecánicos son más significativos que los efectos térmicos. A bajas magnitudes de corriente de falla, próximas al rango de sobrecarga, los efectos mecánicos asumen menos importancia, a menos que la frecuencia de la ocurrencia de falla sea alta. El punto de transición entre lo concerniente al efecto mecánico y a la temperatura no puede ser precisamente definido, pero los efectos mecánicos tienden a tener un rol más prominente en el orden de los kiloampere, porque las tensiones mecánicas son más altas.

Coordinación de transformadores.

Para propósitos de coordinación con dispositivos de protección de sobrecorriente para transformadores con capacidad de resistir cortocircuitos: las figuras, 1 a la 4 son presentadas para transformadores de categorías I-IV como es definido en IEEE Std C57.12. 00-1993 4 adoptado en la Tabla 1.

Para los transformadores de categorías 1 y 4, una simple curva representa ambos daños térmicos y mecánicos.

Para los transformadores de categorías 2 y 3, se requieren dos curvas. Dependiendo del número de ocurrencias de falla en el tiempo de vida del transformador y los niveles de corriente de la falla. Las consideraciones del daño mecánico podrían ser insignificantes.

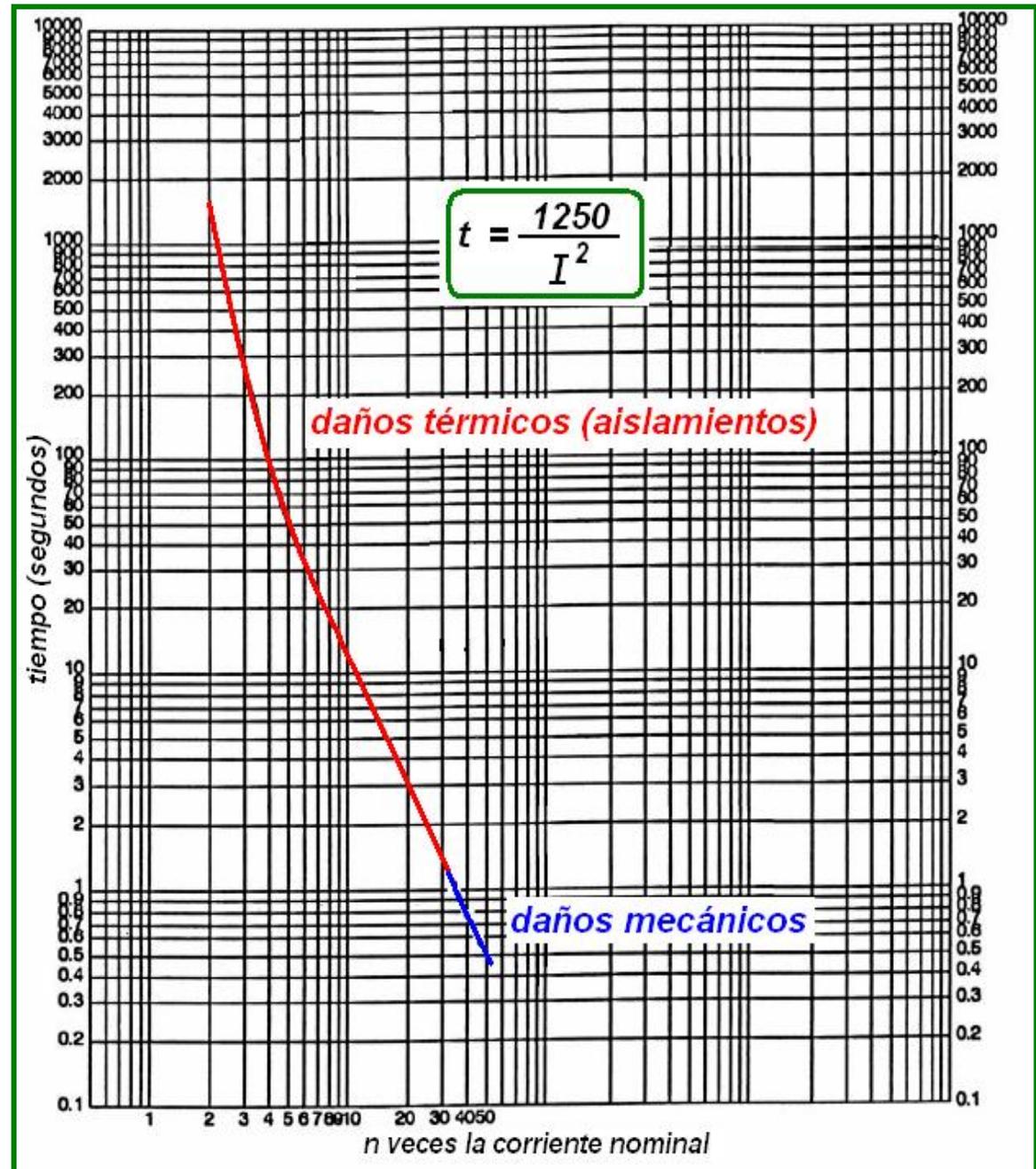
En las curvas que tienen ambas, la porción sólida representa la duración total de la falla sobre el cual puede ocurrir un daño térmico y la porción punteada representa la duración total de la falla sobre la cual puede ocurrir un daño mecánico acumulativo.

La creciente importancia de los efectos mecánicos para transformadores de alta potencia está reflejada en estas curvas.

Los transformadores sujetos a la ocurrencia frecuente de fallas deben ser representados con la combinación de las porciones térmicas y mecánicas de la curva, mientras que los transformadores sujetos a la ocurrencia no frecuente de fallas, son representados solo con la porción térmica.
FALLA EN EL SISTEMA QUE ABASTECE.

La validez de estas curvas de limitación de daños no puede ser demostrada por medio de test, ya que los efectos son acumulativos en el tiempo de vida del transformador.

**La porción
sólida indica
daño térmico
mientras que
la punteada
indica daño
mecánico y
para
distintas
tensiones de
cortocircuito
de la
máquina.**



En esta representación de la máquina se observan dos curvas producto de que la misma está sometida frecuentemente a fallas.

- 1) Se fija el valor de la corriente de cortocircuito a dos segundos con la ucc de trafo y fuente

$$I = \left(\frac{1}{0,11} \right) = 9,09$$

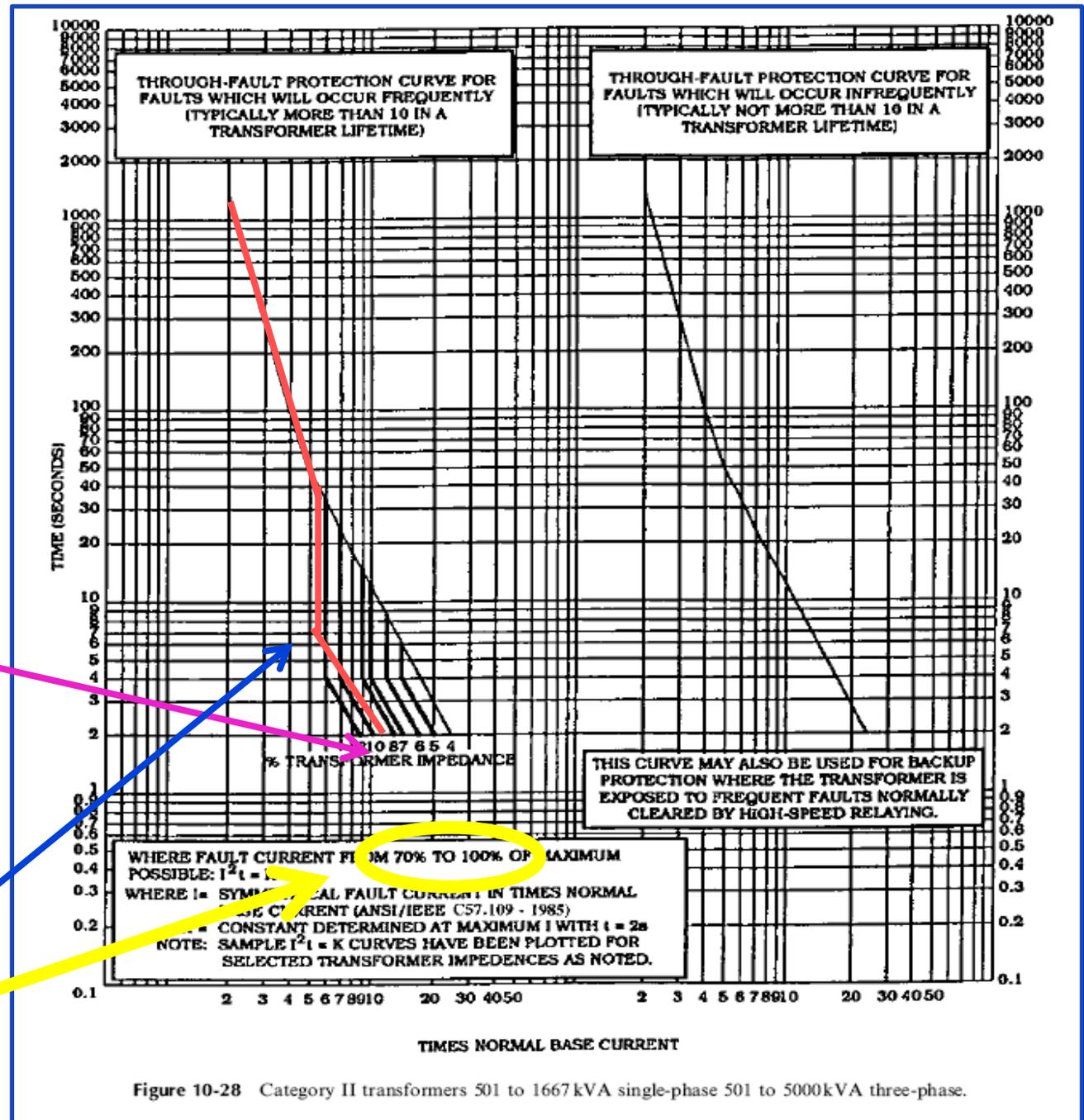
veces la corriente base a 2 seg

- 2) Se fija el valor de K

$$K = \left(\frac{1}{0,11} \right)^2 \cdot 2 \text{seg} = 165$$

- 3) Con el valor de K se fija el tiempo que será el de inflexión

$$t = \frac{K}{I^2} = \frac{165}{[0,5(9,09)]^2} = 7,98 \text{seg}$$



En esta representación de la máquina se observan dos curvas producto de que la misma está sometida frecuentemente a fallas.

- 1) Se fija el valor de la corriente de cortocircuito a dos segundos con la ucc de trafo y fuente

$$I = \left(\frac{1}{0,11} \right) = 9,09$$

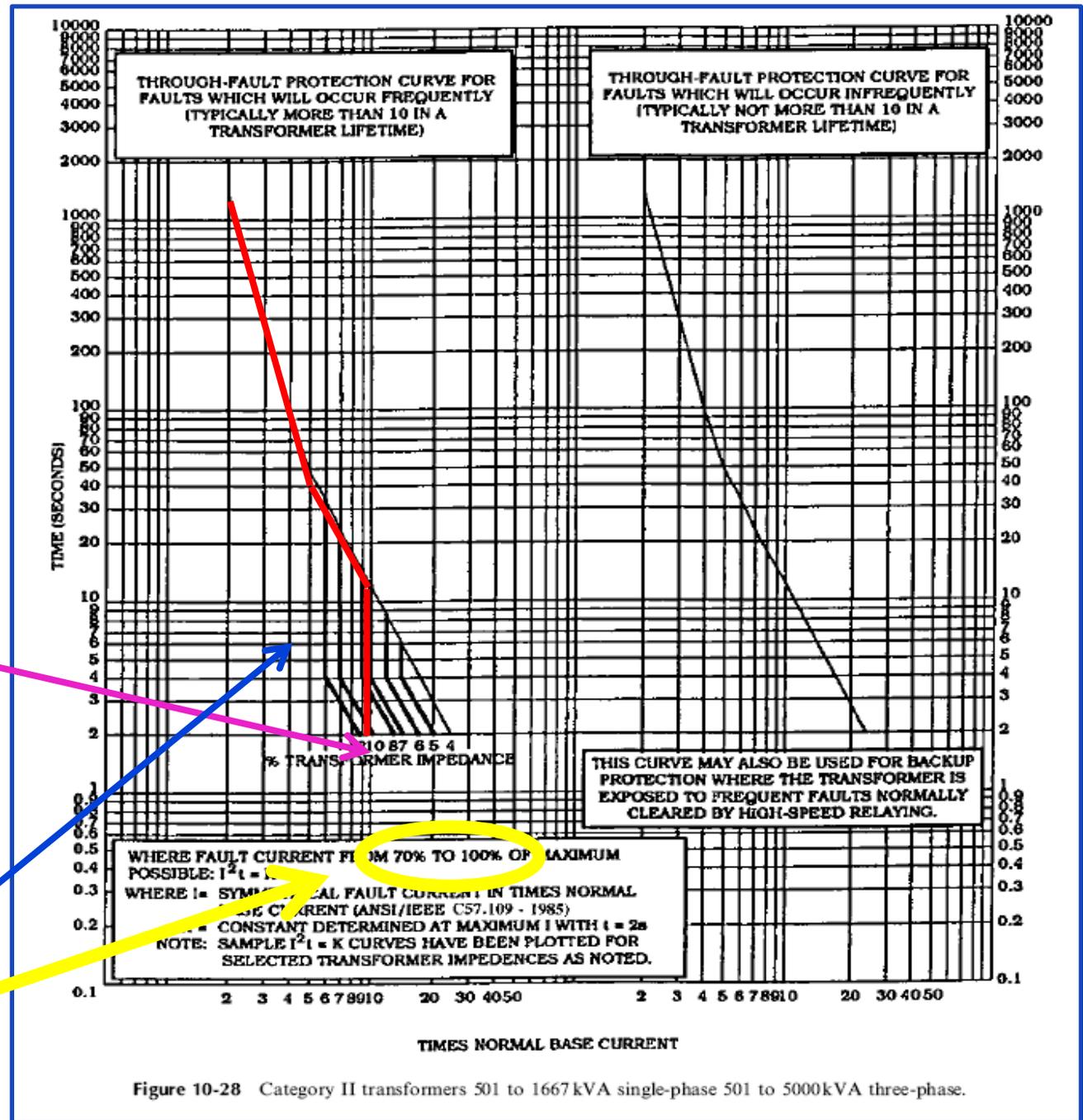
veces la corriente base a 2 seg

- 2) Se fija el valor de K

$$K = \left(\frac{1}{0,11} \right)^2 \cdot 2 \text{ seg} = 165$$

- 3) Con el valor de K se fija el tiempo que será el de inflexión

$$t = \frac{K}{I^2} = \frac{165}{(9,09)^2} = 2,03 \text{ seg}$$



Protección de Transformadores Contra Cortocircuito Externos

Por ejemplo para una máquina de 40 MVA, 132 KV/ 13,8 KV, (YD), con una tensión de cortocircuito de 11 %, la curva representativa es como la marcada en azul, en la figura de la próxima página. Y la curva del relé como la marcada en rojo. Es evidente que puede ajustarse el tiempo por arriba de los 800 mseg y hasta los 2 seg y tener la máquina bien protegida, obviamente en carácter de protección de respaldo.

Con respecto al grupo de conexión de la máquina, la norma citada no establece desplazamiento de la curva representativa si el grupo de conexión es YD.

Protección de Transformadores Contra Cortocircuito Externos

Como se puede observar en la figura, la corriente que considera es la simétrica de cortocircuito, de considerarse la asimétrica, con un pico de 2,55 veces la simétrica, estaríamos hablando de los siguientes valores:

Corriente base o nominal de la máquina

$$I_b = 1675 \text{ A}$$

Corriente de falla simétrica

$$I_{k''} = 15227 \text{ A (9,09 veces la nominal)}$$

Corriente de falla asimétrica

$$I_s = 38828 \text{ A (23,18 veces la nominal)}$$

Para calcular la corriente asimétrica, se consideró el valor pico (1,4142) y el correspondiente Factor de Choque (en este caso considerado 1,8).

Nota: Este cálculo es aproximado y considerando la impedancia de fuente más la de la máquina en el orden del 11 % (se supone potencia de cortocircuito infinita del lado fuente).

Esto determina que los tiempos de actuación de las protecciones de Máxima Corriente Instantáneas, pueden subirse conservativamente a los 1000 mseg, logrando un margen de 200 mseg más, que es bastante importante al momento de la coordinación de protecciones.

Para la protección térmica de la máquina la Imagen Térmica bien parametrizada, o sea con un ensayo de calentamiento del transformador, es una protección ideal. Además las protecciones diferenciales numéricas actuales, traen un función de Imagen Térmica, a través de un algoritmo matemático que puede reforzar la convencional con sonda y TI.

Para fallas internas el Diferencial con Tierra Restringida (REF) de alta impedancia es lo más eficaz.

APPLICATIONS TO POWER TRANSFORMERS

IEEE
Std C37.91-2000

La curva **ROJA** es la del **RELÉ**

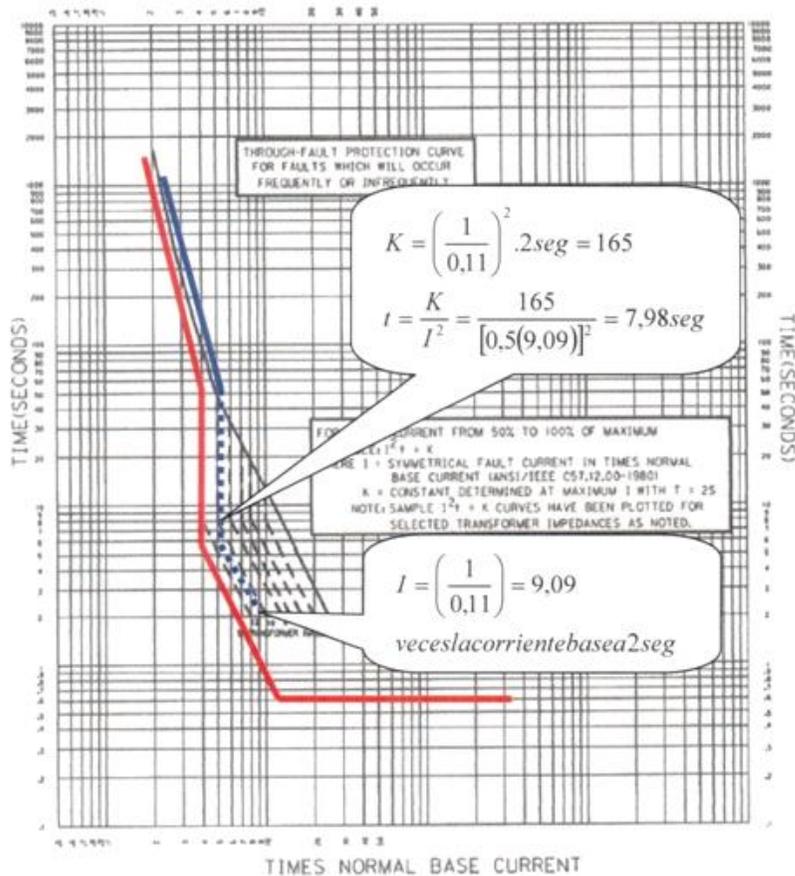


Figure A.4—Category IV transformers:
above 10 000 kVA single-phase;
above 30 000 kVA three-phase

SOBRECARGAS

ASPECTOS

TEÓRICOS

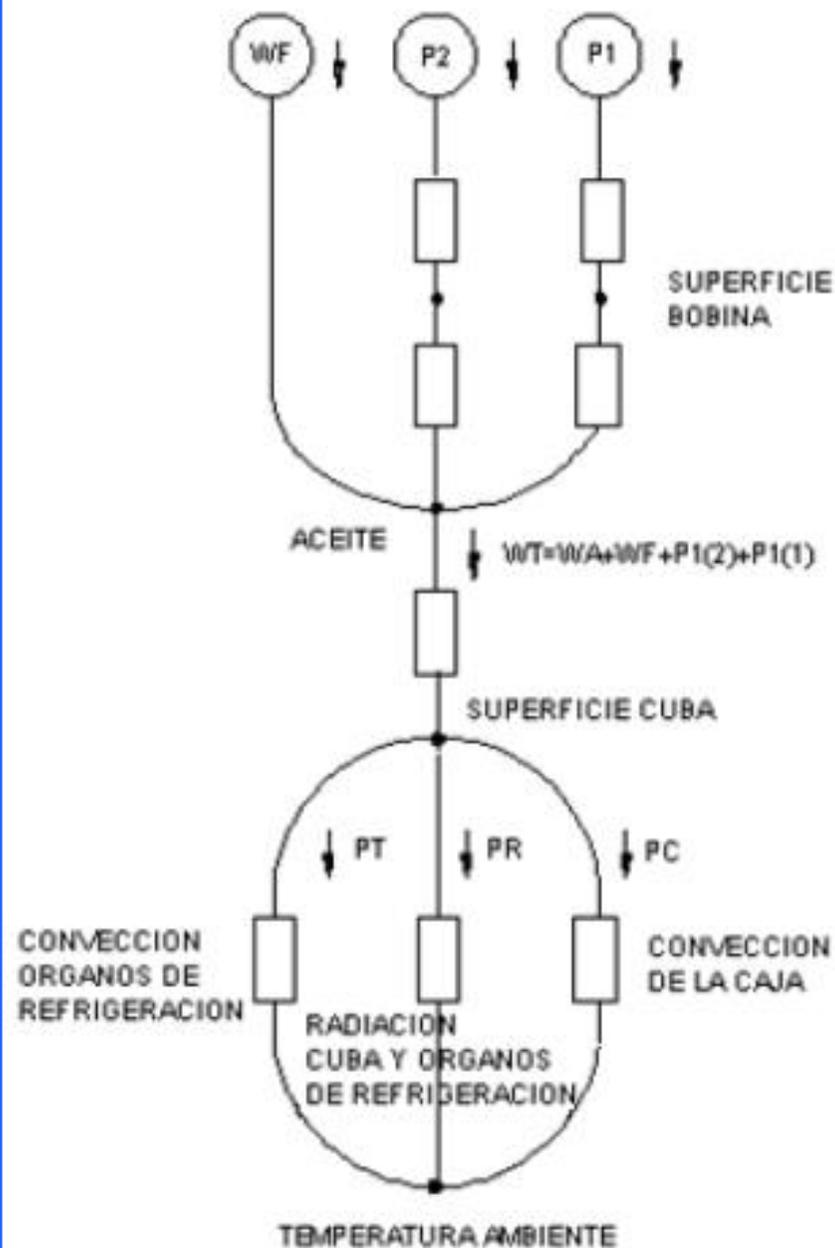
Para el estudio del comportamiento térmico del transformador, se considera:

1) Todo el proceso calórico es estable

2) Todas las partes constitutivas del transformador, núcleo, bobinados, etc; tienen una temperatura constante

3) El exceso o la sobre temperatura, del transformador y de cada una de sus partes constitutivas, mantienen una temperatura constante respecto al ambiente o al líquido refrigerante

FLUJOS DE CALOR



P1(1) PERDIDAS EN EL ARROLLAMIENTO INTERNO

P1(2) PERDIDAS EN EL ARROLLAMIENTO EXTERNO

WA PERDIDAS ADICIONALES

WF PERDIDAS EN EL HIERRO

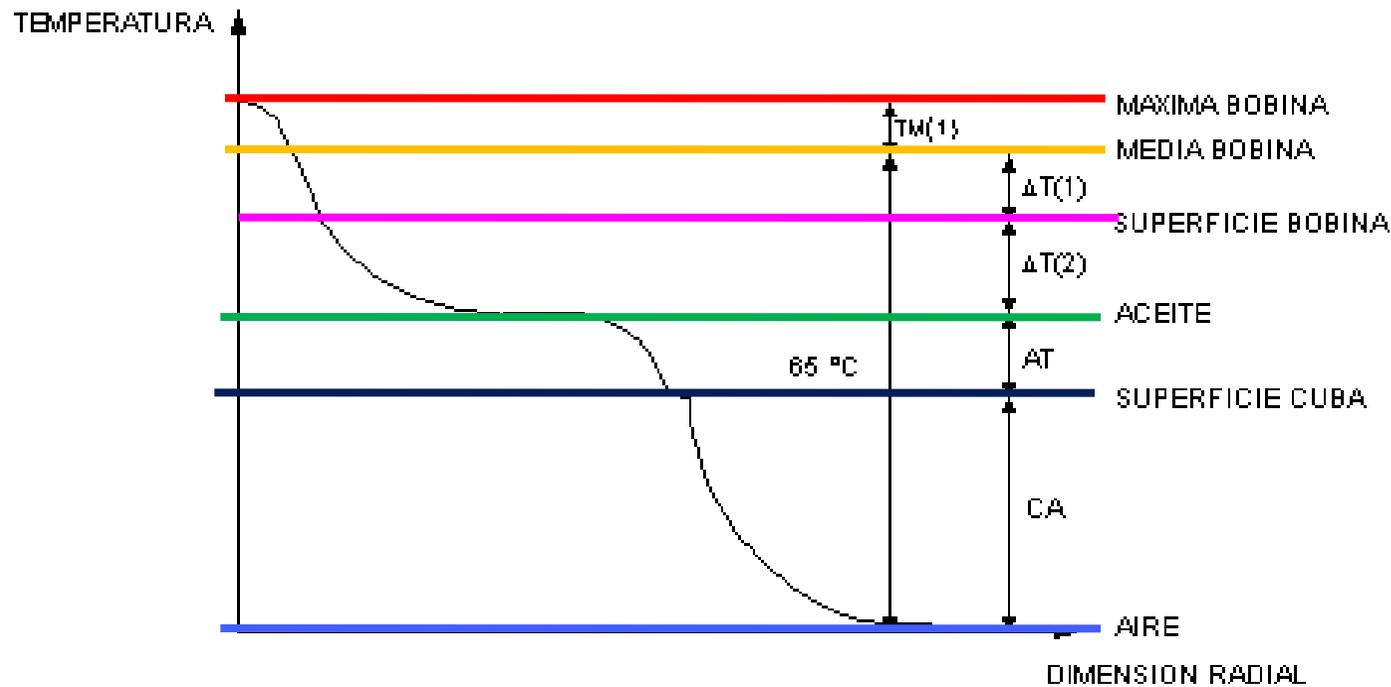
WT CALOR TOTAL A TRANSMITIR, DEBE PASAR DEL ACEITE A LAS SUPERFICIES DE DISIPACION (TODAS A IGUAL TEMPERATURA)

PC CALOR DE CONVECCION DE LA CUBA

PR CALOR DE RADIACION

PT CALOR DISIPADO POR LOS ORGANOS DE REFRIGERACION

MODELO TERMICO DEL TRANSFORMADOR



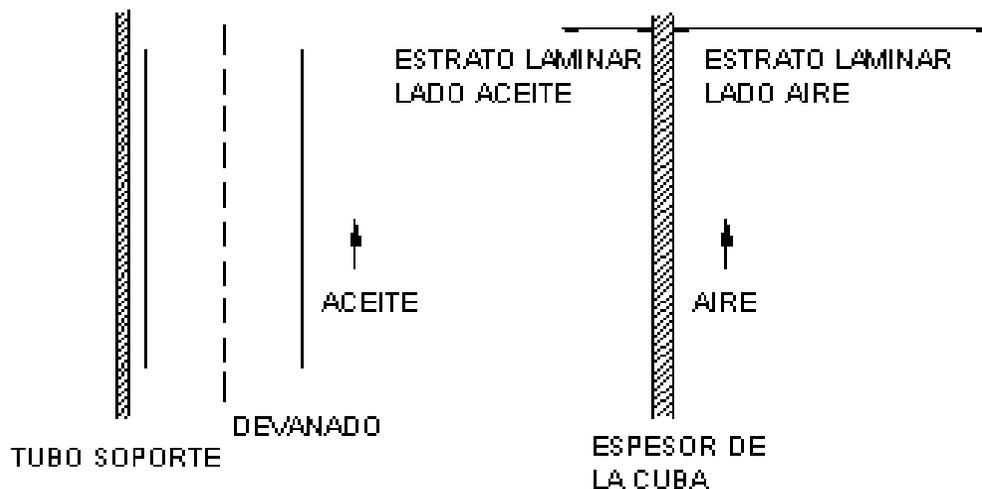
Temperatura
Máxima 98 °C

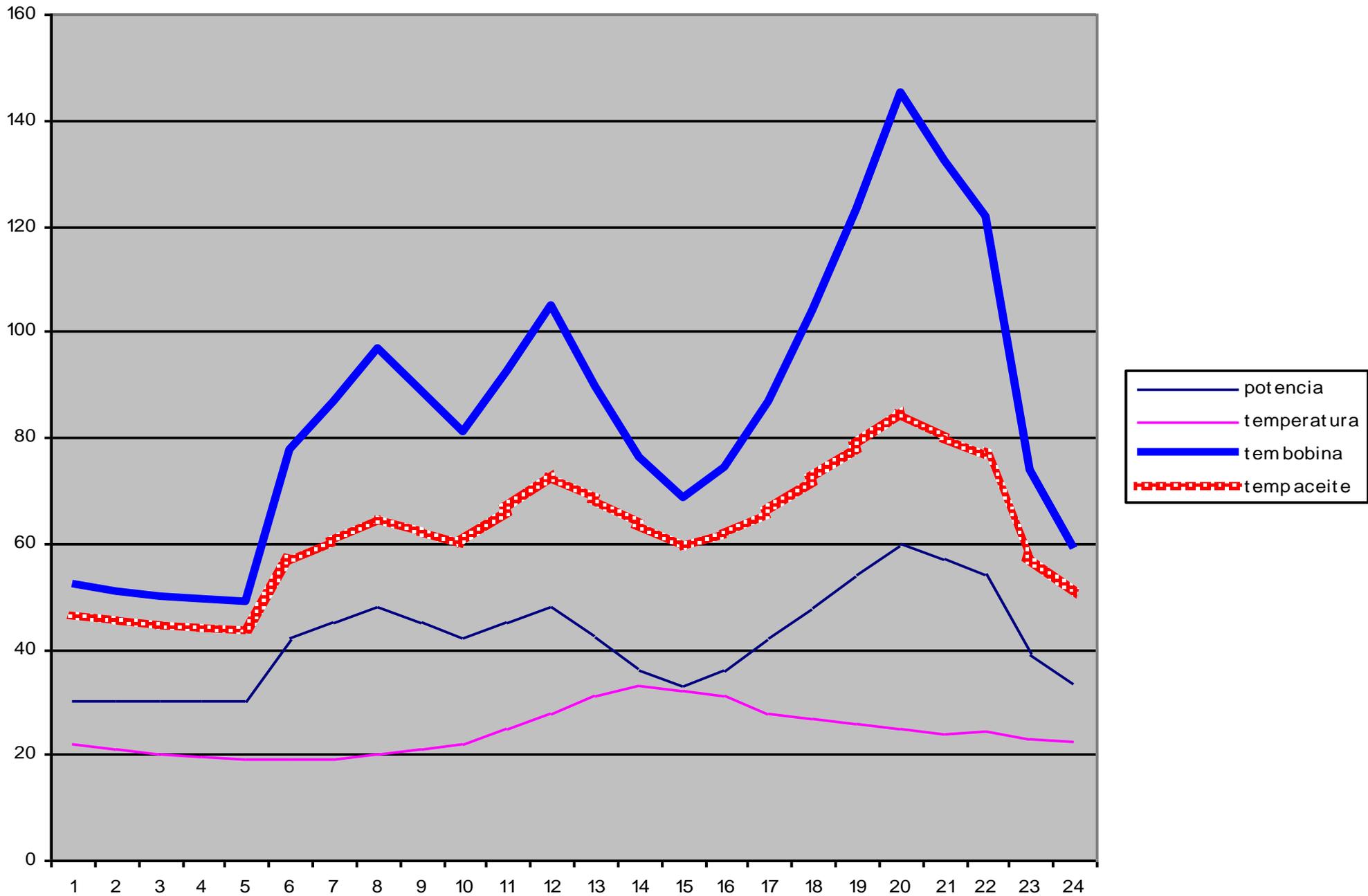
Salto max-med en bobinados 13 °C

Salto entre aceite y temp media bobinado 15 °C

Salto aire - aceite 50 °C

Temp máx del aire 20 °C

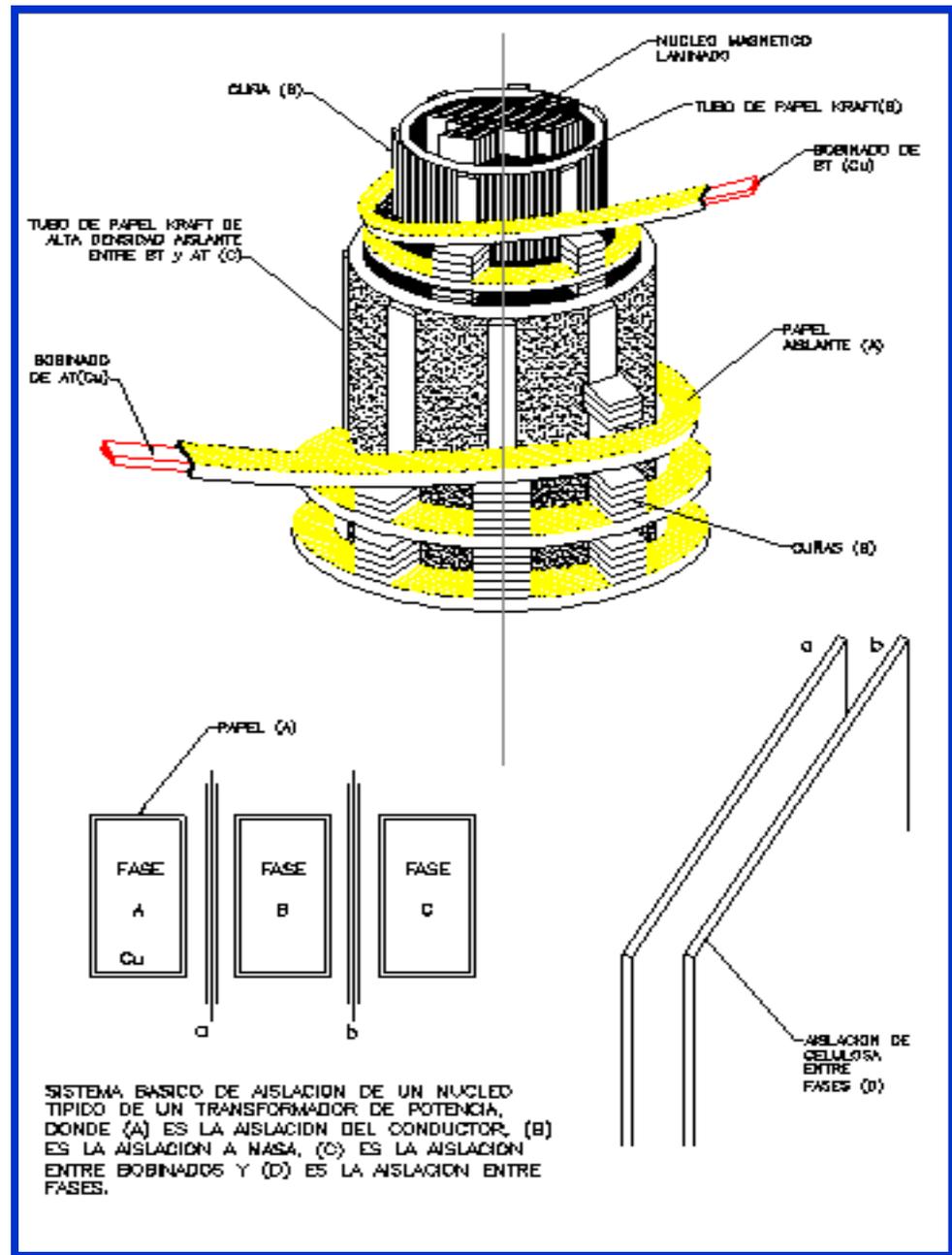




Aislación típica de un transformador desde el paquete de chapas del núcleo hacia los bobinados.

Todos los espacios que se observan, son los canales de refrigeración de la máquina, por donde circula el aceite.

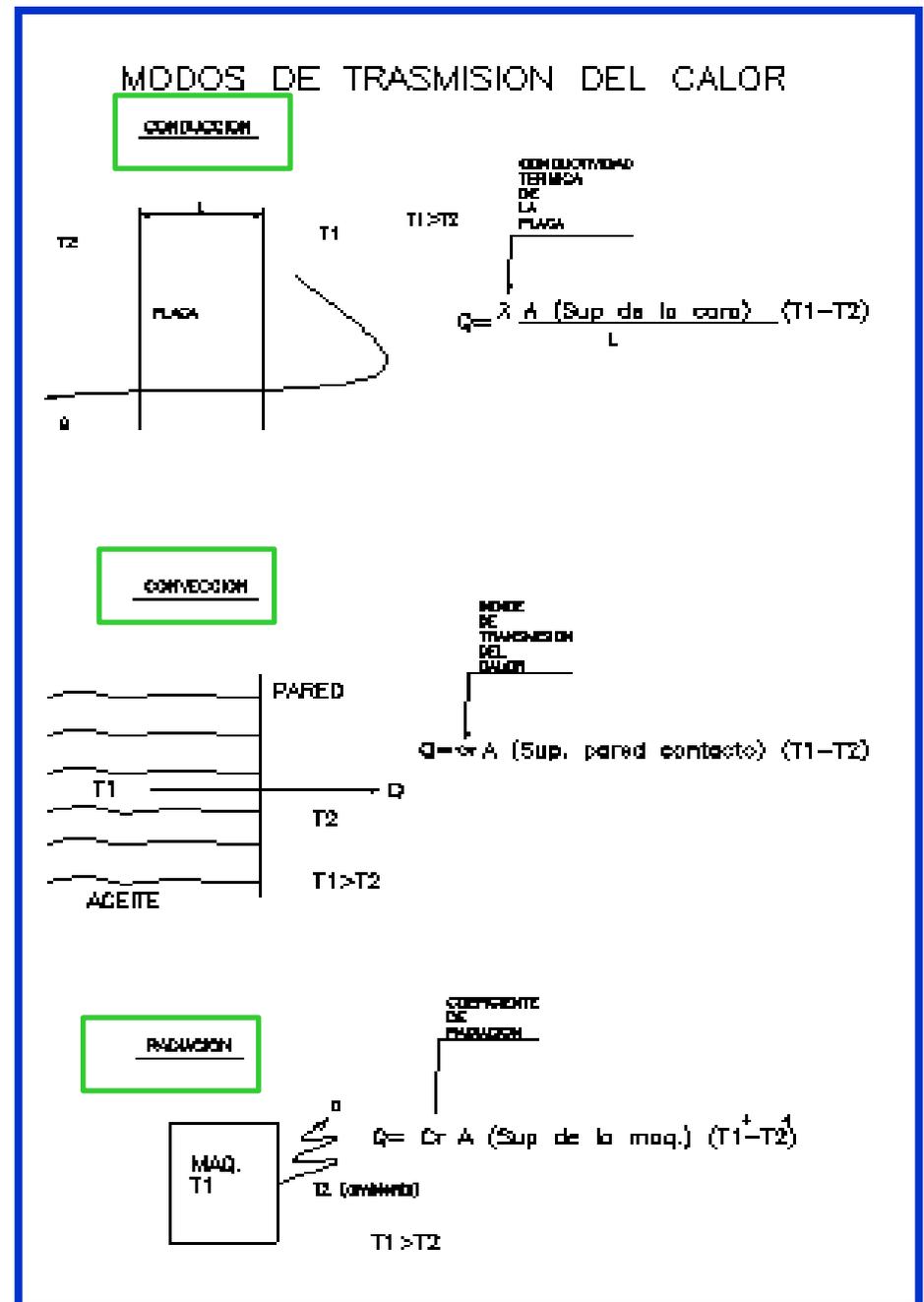
KRAFT Y KRAFT ALTA DENSIDAD



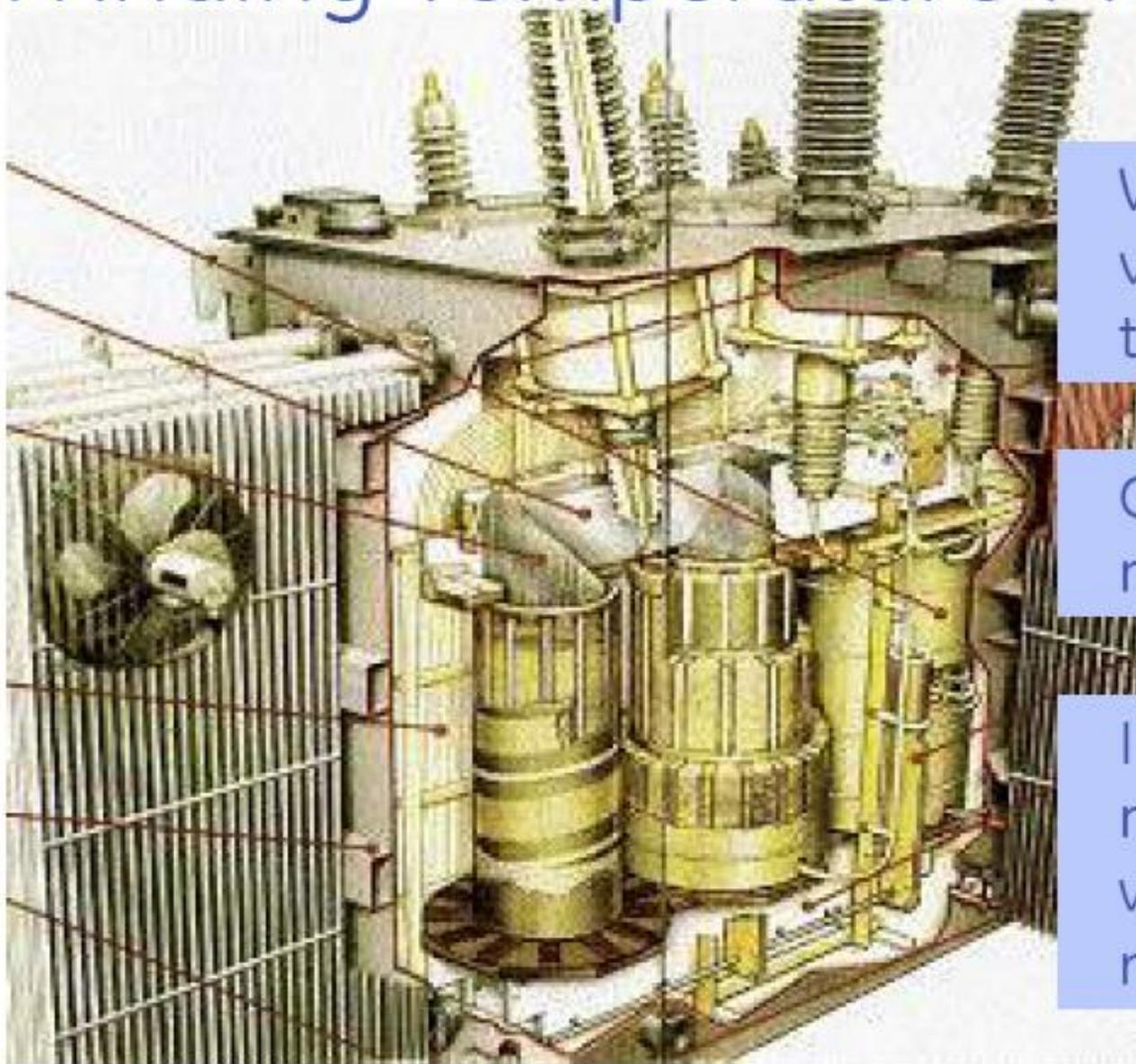
En la física elemental se estudian tres formas de transferencia del calor que migra desde la zona más caliente hacia la más fría. Conducción, Convección y Radiación.

Esto implica que todo el conjunto del transformador, núcleo, aceite, bobinados, etc; conforma con el medio ambiente un elemento de intercambio del calor

desde su interior ($>T^0$) hacia la superficie ($<T^0$).



Winding Temperature Model



Winding insulation is very sensitive to temperature

Oil temperature can be measured easily

In most cases, direct measurement of winding temperature is not feasible

A) Natural en aceite por termosifón ONAN

B) Forzada por aire ONAF

C) Forzada por agua o aceite OFWF

División del flujo calórico

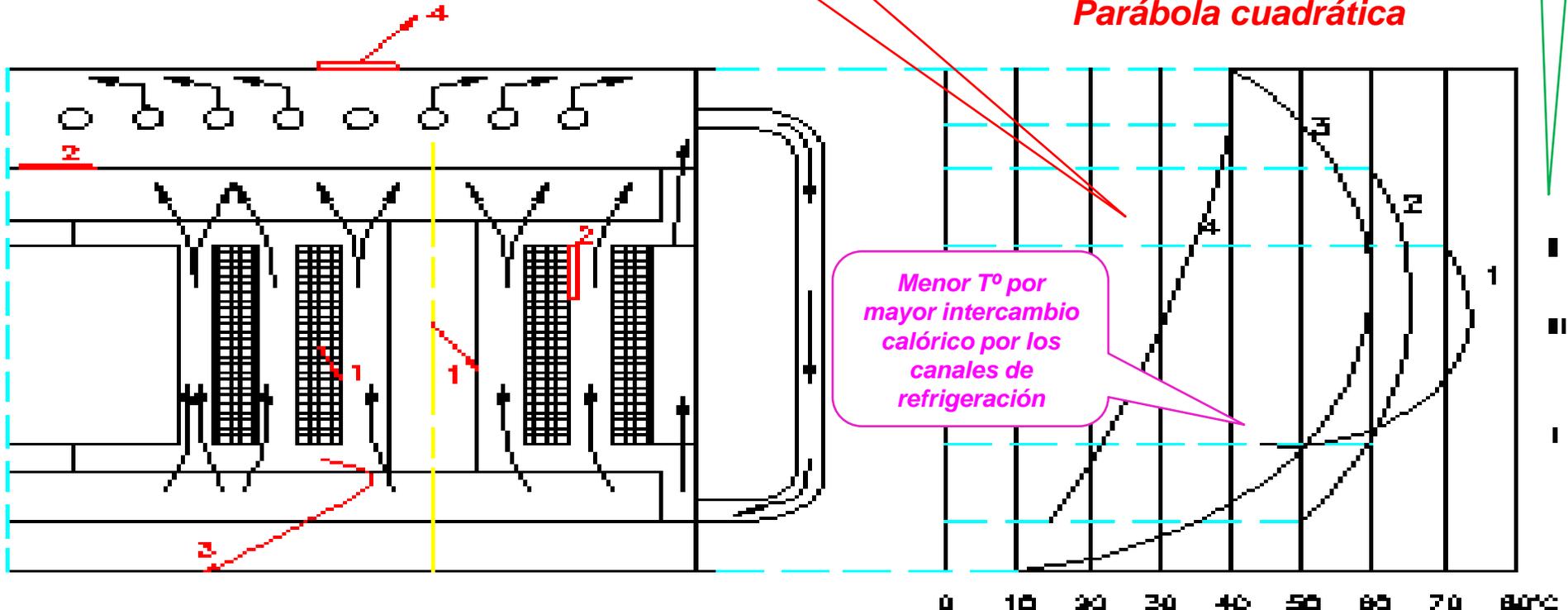
- 1) Desde los puntos interiores del núcleo o del bobinado hasta su propia superficie (conducción)
- 2) Desde cualquier superficie hasta el aceite (convección)
- 3) Desde el aceite a la cuba (convección).
- 4) Desde la cuba al medio refrigerante (radiación y convección).

- 1- Devanado 45 a 75 °C
- 2- Núcleo 50 a 65 °C
- 3- Aceite 10 a 60 °C
- 4- Radiantes 15 a 40 °C

Inercia térmica del aceite 1 h a 5 hs, Inercia térmica del bobinado 5 a 20 minutos, Inercia del acero 50 minutos y su T° igual al bobinado.

ΔT°
En I, 25°C
En II, 35°C
En III, 45°C

CURVAS DE DISTRIBUCIÓN DE LOS EXCESOS DE TEMPERATURA POR SOBRE LA T° AMBIENTE EN UN TRANSFORMADOR



Cima del arrollamiento

Representación matemática del transformador para el ensayo de calentamiento

Termosifón

$$\Delta\theta_{ha} = \Delta\theta_{oa} + H \cdot \Delta\theta_{wo}$$

Temperatura del punto más caliente del aceite por sobre la ambiente=

$\Delta_{Top\ Oil-ambiente} +$

Factor de punto más caliente (1÷1,3)*

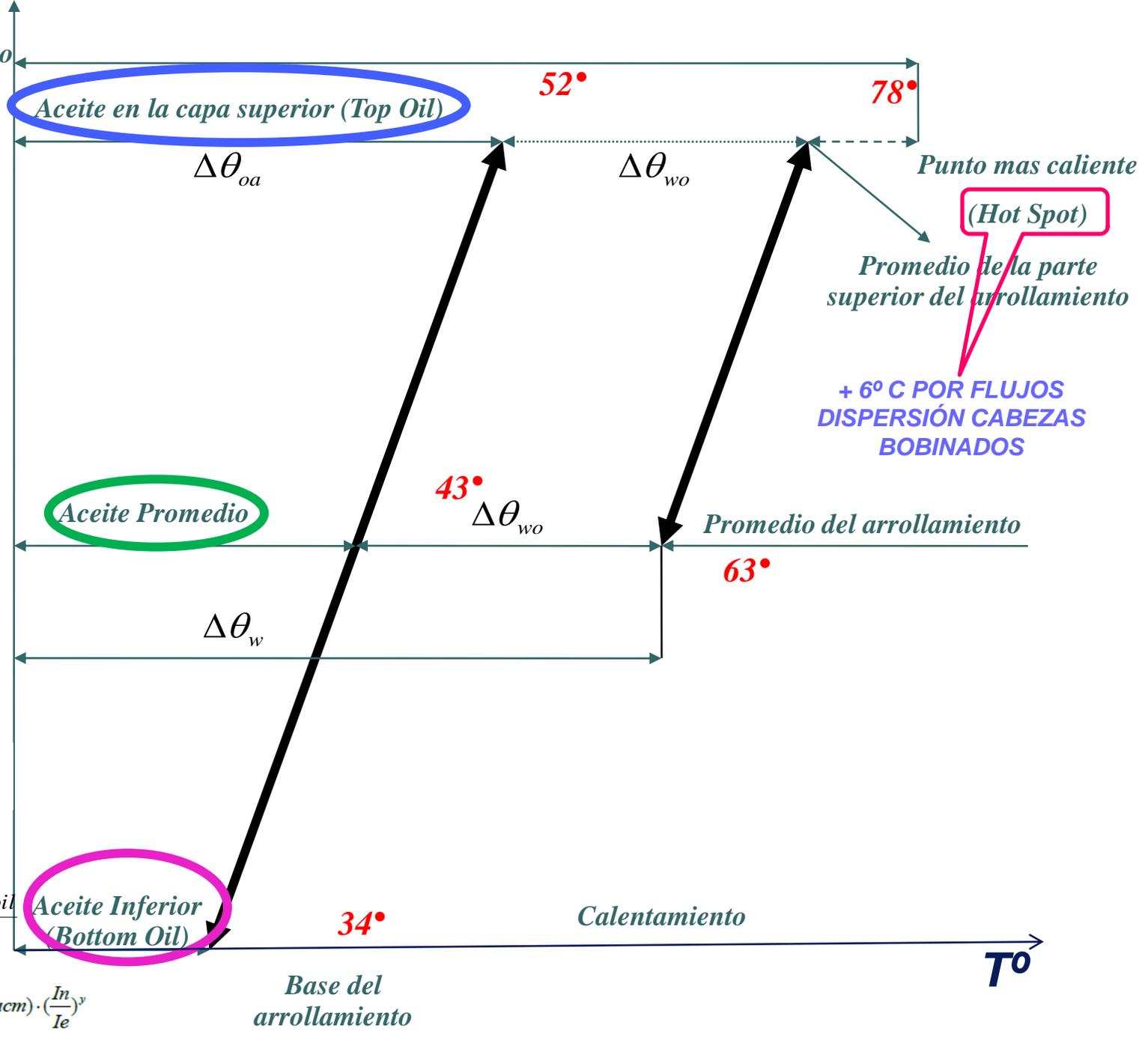
$\Delta t^o_{bobinado-aceite}$

$$\Delta\theta_{oa} = (T^o\ tapa - T_{amb}) \cdot \left(\frac{Pt}{Pe}\right)^x$$

$$T^o\ acm = T^o\ Tapa - \frac{(T^o\ rs - T^o\ ri)}{2}$$

$$T^o\ acpromedio = \frac{T^o\ top.oil + T^o\ bottom.oil}{2}$$

$$T^o\ cu_{AT/MT/BT} = \Delta_{aceitemed-ambiente} \cdot \left(\frac{Pt}{Pe}\right)^x + (\theta_2 - T^o\ acm) \cdot \left(\frac{In}{Ie}\right)^y$$



Base del arrollamiento

T^o

A) Natural en aceite por termosifón ONAN

División del flujo calórico

- 1) Desde los puntos interiores del núcleo o del bobinado hasta su propia superficie (conducción)
- 2) Desde cualquier superficie hasta el aceite (convección)
- 3) Desde el aceite a la cuba (convección).
- 4) Desde la cuba al medio refrigerante (radiación y convección).

B) Forzada por aire ONAF

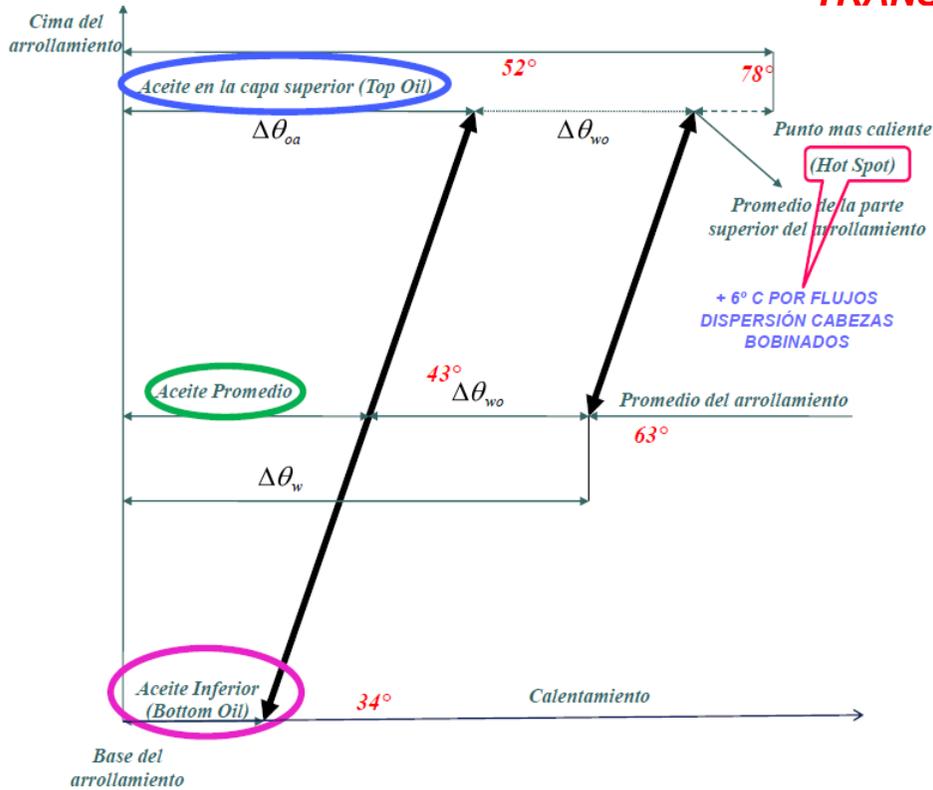
C) Forzada por agua o aceite OFWF

- 1- Devanado 45 a 75 °C
- 2- Núcleo 50 a 65 °C
- 3- Aceite 10 a 60 °C
- 4- Radiantes 15 a 40 °C

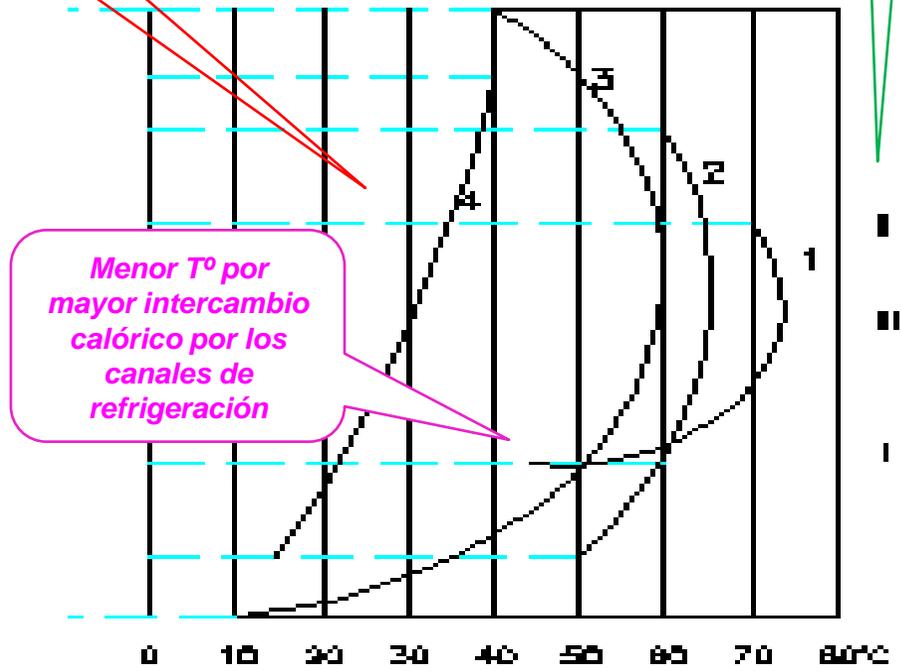
Inercia térmica del aceite 1 h a 5 hs, Inercia térmica del bobinado 5 a 20 minutos, Inercia del acero 50 minutos y su T° igual al bobinado.

ΔT°
 En I, 25°C
 En II, 35°C
 En III, 45°C

CURVAS DE DISTRIBUCIÓN DE LOS EXCESOS DE TEMPERATURA POR SOBRE LA T° AMBIENTE EN UN TRANSFORMADOR



Parábola cuadrática

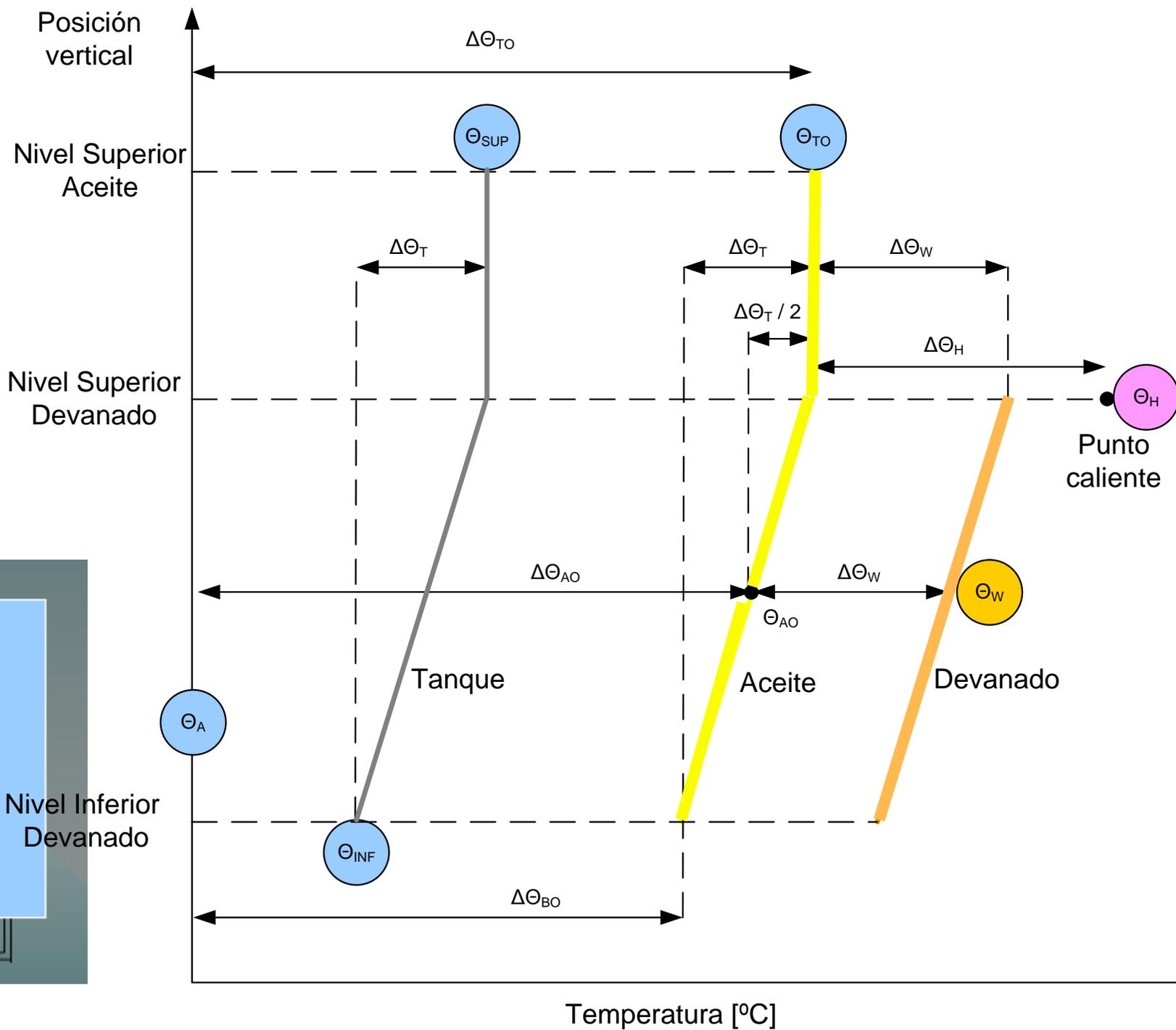
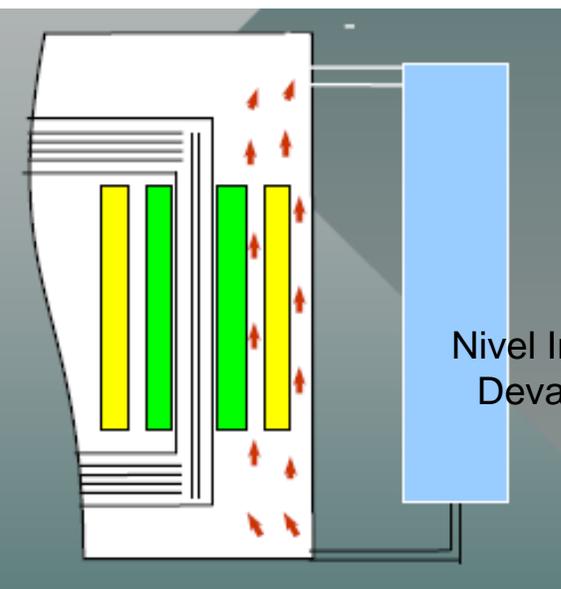


● *Medición directa (termocuplas)*

● *Medición indirecta (resistencia)*

● *Calculado (recomendaciones IEEE-IEC)*

TERMOSIFÓN



ROL DEL ACEITE Y DE LA CUBA EN LA REFRIGERACION DEL TRANSFORMADOR

En el régimen de funcionamiento estable, todo el calor desprendido en el núcleo y en los devanados P , se extrae al aire por convección del aceite a través de la superficie exterior de la cuba. Cuanto menor sea la superficie de la cuba $Scub$, tanto mayor será su carga específica térmica $Q_{cub} = P/Scub$, y tanto mayor será el exceso de temperatura del aceite con respecto a la temperatura del aire $T_{ac.air}$. Cuba chica más calor.

Según normas el exceso límite admisible de temperatura del aceite con respecto a la temperatura del aire (en las capas superiores) es $\Delta T_{ac.air.lim} = 60^{\circ}\text{C}$ a 70°C .

La tapa y el fondo de la cuba no colaboraran en la refrigeración de la máquina.

Las distintas condiciones en orden de eficiencia para disipar el calor en cuanto al tipo de cubas son:

Enfriamiento por ventilación forzada.

Cubas lisas con radiadores adicionales.

Cubas con tubos.

Cubas onduladas.

Cubas lisas.

<i>Calentamiento de la capa superior del aceite (Top Oil) 60°K</i>	
<i>Calentamiento medio de los arrollamientos</i>	<i>Para ON u OF 65°K</i>
	<i>Para OD 70°K</i>

Parte constitutiva de la máquina	T° Max. Punto más caliente	T° máx. permitida medida con		Aumento de T° permitida sobre la T° ambiente		Cte. de calentamiento
		Termómetro	Por R	Termómetro	Por R	
Aislación clase A papel, Algodón, seda esmalte (bobinado)	105°C	90°C	95°C	50°C	55°C	3' a 5'
Aceite	95°C	95°C	-	50/60°C	-	80' a 90'
Núcleo	Valores correspondientes a aislantes en contacto			70°C	-	40' a 50'

Criterio de Montsinger: la vida útil de un transformador disminuye a la mitad con $Dt^{\circ} = +8^{\circ}\text{C}$, sobre su T° normal de funcionamiento y se duplica con la disminución en el mismo valor.

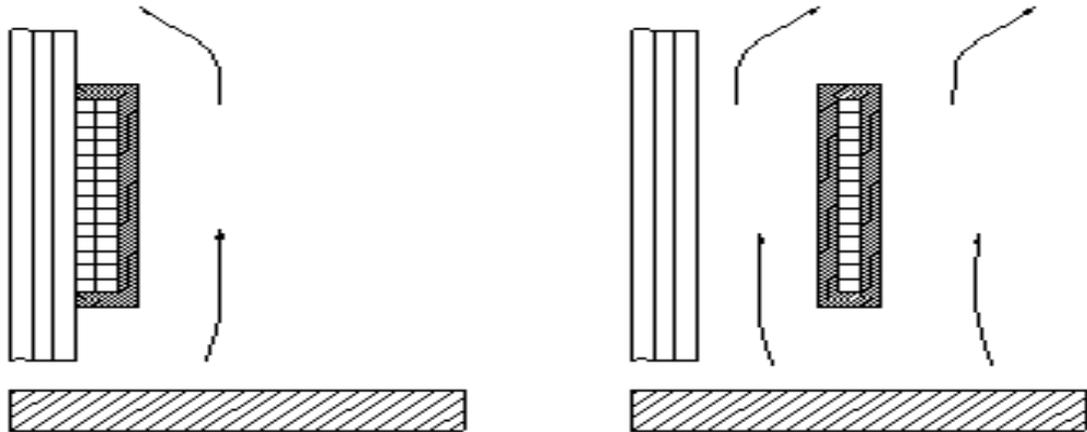
Con la temperatura ambiente por arriba de 30°C por cada grado centígrado de aumento, el porcentaje de disminución de los KVA es -1.5% en ONAN y -1% en ONAF.

La temperatura del Cu en condiciones de cortocircuito no debe superar los 250°C con T° de arranque de 90°C .

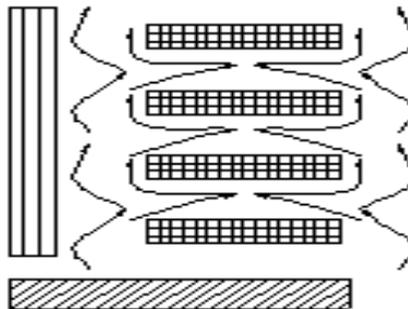
BARROS

Los barras son depósitos de los distintos tipos de materiales que conforman al transformador como acero, cobre, papel, madera, un hidrocarburo, y todos los productos de la degradación de éstos.

B) Extracción del calor de la superficie del bobinado



La superficie de enfriamiento, se determina solo por la superficie exterior del devanado y generalmente solo se consideran las superficies laterales. ADEMÁS HAY QUE TENER EN CUENTA LA REDUCCIÓN DE SUPERFICIE POR LAS PIEZAS DE SUJECIÓN DEL BOBINADO Y LOS SEPARADORES QUE CONSTITUYEN DEL 60 AL 70 % DE LA SUPERFICIE DE DISIPACIÓN.



Si el ancho del canal de refrigeración es mayor a 5 mm, se considera como superficie de disipación toda la superficie exterior de la bobina, tomando también en cuenta la superficie ocupada por las piezas de sujeción.

La distribución de la T° , por el largo y el ancho de los bobinados no es cte. Para su cálculo se define la sobre temperatura media del devanado respecto al aceite. Experimentalmente éste valor es:

$$\Delta T^{\circ}(\text{Dev-Acei}) = \text{Función de (Cantidad de calor desprendida del bobinado/Superficie de difusión)}$$

Para trafos ONAN $\Delta T^{\circ}(\text{Dev-Acei}) = 3 \text{ a } 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$, siendo la relación ;Cantidad de calor desprendida del bobinado/Superficie de difusión = 1200 a 3000 W/m²

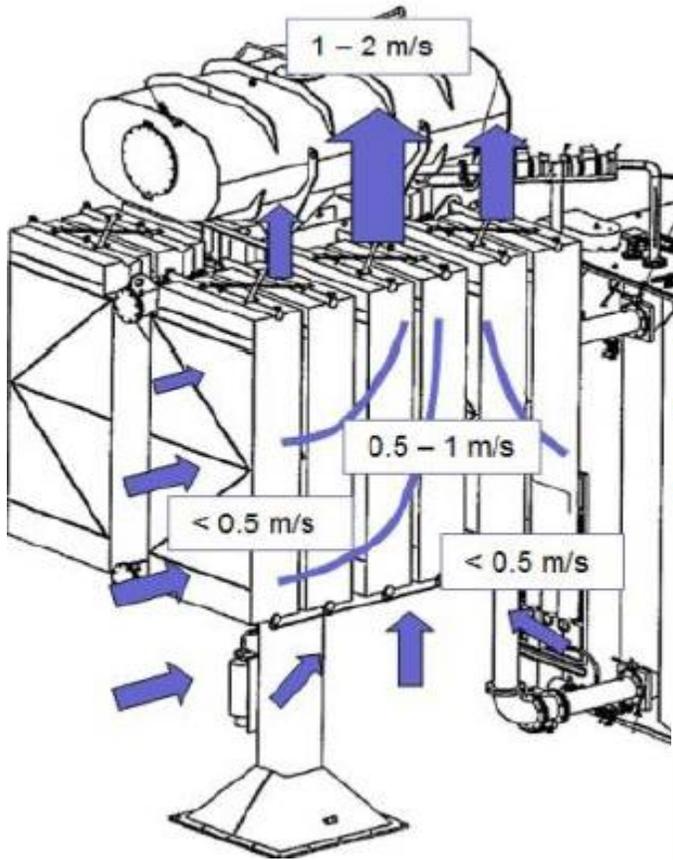
Límites normales de calentamiento para potencia nominal en régimen permanente.

Todos los límites de calentamiento son para aislación Clase “A”, temperatura de la aislación de 105°C y aceites (minerales y vegetales) con punto de inflamación menor a los 300°C.
SILICONA (130°C a 150 °C)
NOMEX (papel \$6; nomex u\$s 60)(200° C).

<i>Calentamiento de la capa superior del aceite (Top Oil) 60°K</i>	
<i>Calentamiento medio de los arrollamientos</i>	<i>Para ON u OF 65°K</i>
	<i>Para OD 70°K</i>

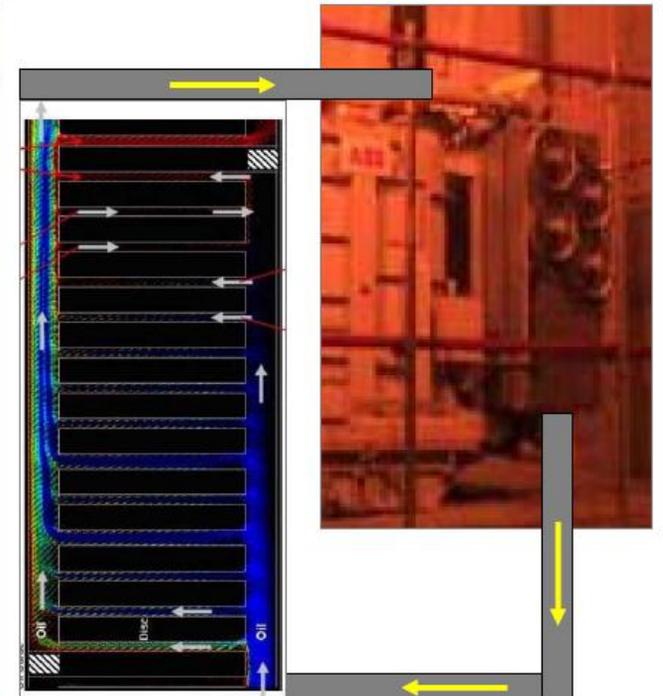
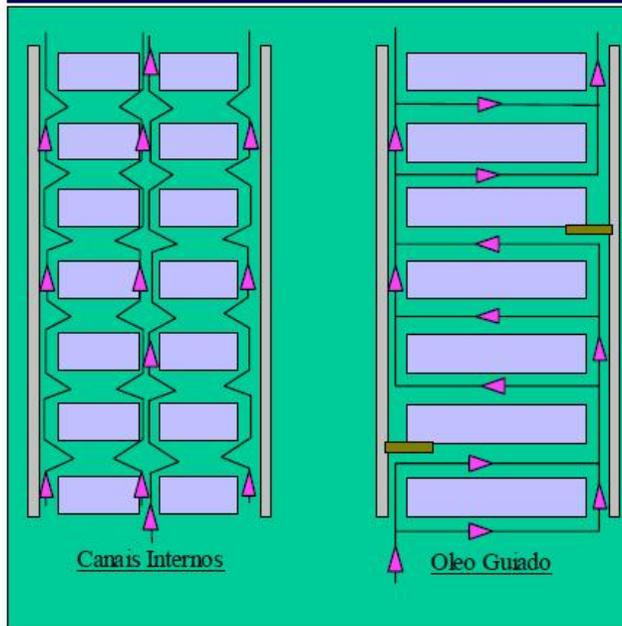
Estas temperaturas son por sobre la temperatura ambiente

DISTINTOS TIPOS DE ENFRIAMIENTO



Resfriamiento Interno e Externo

Resfriamiento Interno



✓ Refrigeración Natural en aceite (ONAN)



✓ Aceite Natural y Aire Forzado (ONAF)



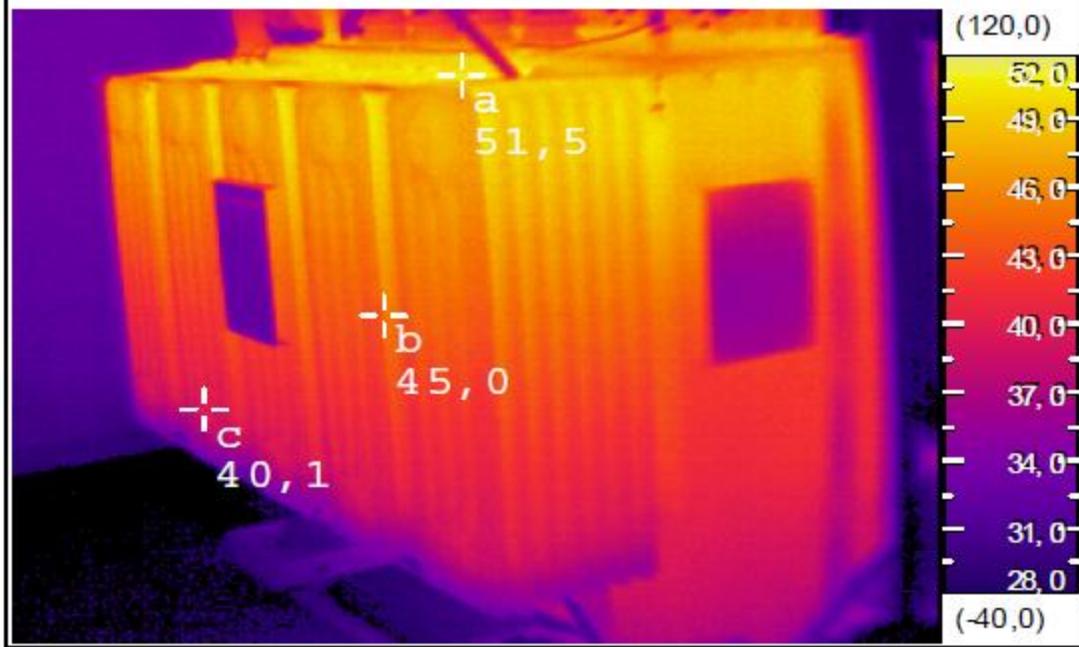
✓ **Aceite Forzado y Aire Forzado (OFAF)**

✓ **Aceite Dirigido y Aire Forzado (ODAF)**



✓ Aceite Forzado y Agua Forzada (OFWF)



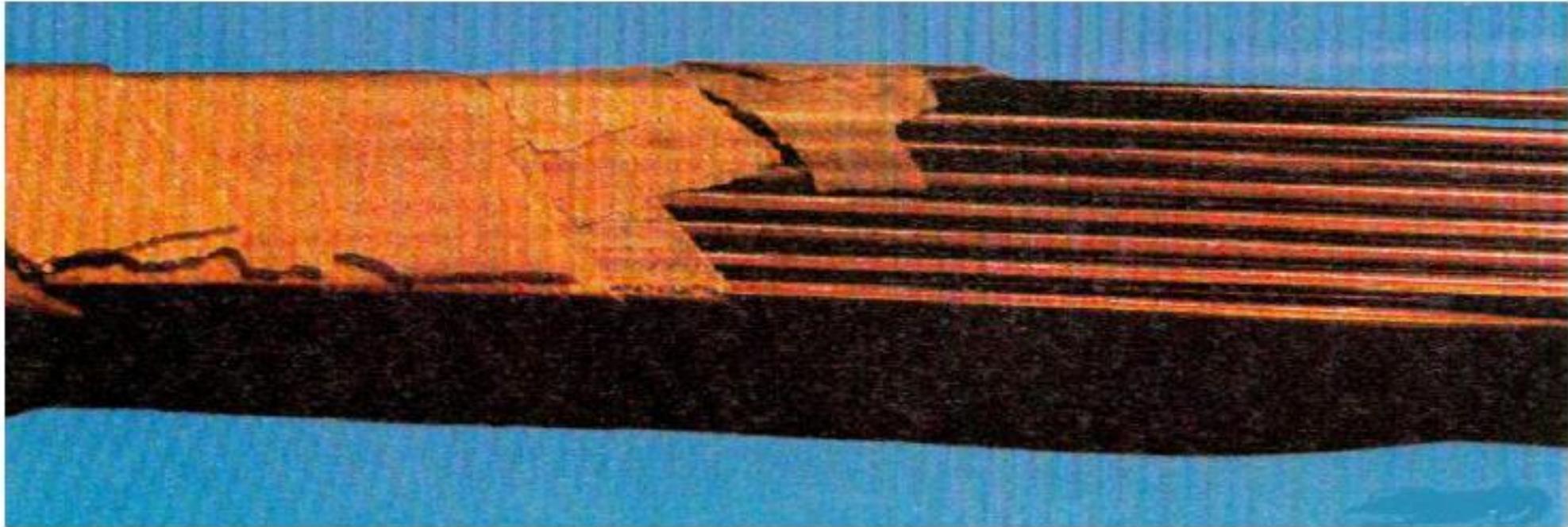


ISOTERMAS		
N°	Rango de T°.	Color:
1	52,0 °C - 48,0 °C	Rojo.
2	45,0 °C - 42,0 °C	Amarillo.
3	40,0 °C - 37,0 °C	Verde.

Detalle de Puntos:

Puntos:	Temp(°C)	Ubicación:
a	51,5	En zona central superior de cuerpo de Transformador.
b	45,0	En zona central de 2° Refrig. Norte de Transformador.
c	40,1	En zona inferior de 2° Refrig. Sur de Transformador.

Insulation Aging Model



- With time and temperature, winding insulation undergoes **depolymerisation**
- This process is irreversible and causes **insulation aging**

SOBRECARGAS NORMAS

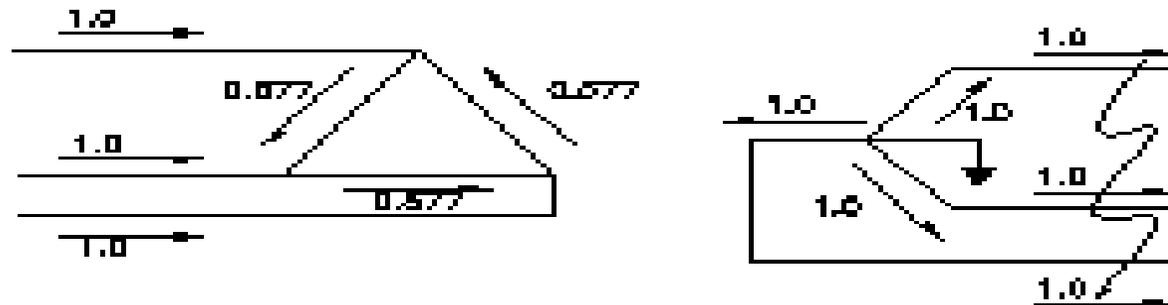
***IEEE Std. 37-91
2000***

Utilización de las distintas curvas de sobrecarga de transformadores para los tipos posibles de fallas. (IEEE Std. C37. 91-2000).

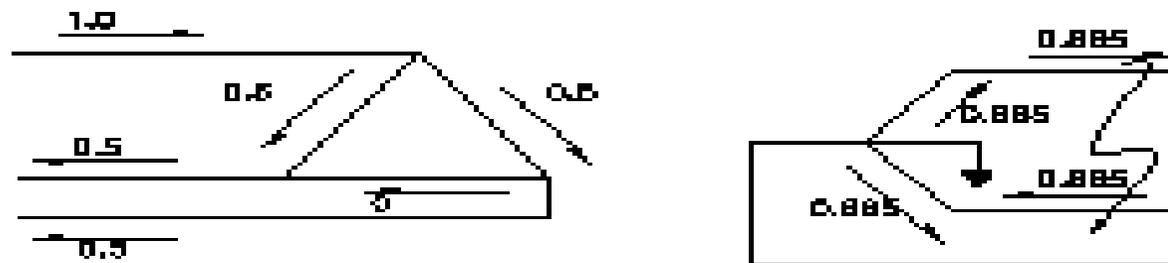
La relación entre las corrientes por la línea y por los arrollamientos varía, dependiendo esta variación del tipo de conexión (estrella o triángulo) y del tipo de falla (trifásica, bifásica o monofásica). Por lo tanto es necesario contar con las relaciones que nos permitan, en base a la corriente por las líneas primarias (donde van los fusibles o relés**) saber en que estado de sobrecarga se encuentra el arrollamiento más exigido o solicitado térmicamente del transformador. De esa manera se adopta la protección con la plena seguridad de que no resultará deteriorado el equipo. Para ello se define el factor **N**, dado en varios catálogos, de la siguiente manera.**

“Si solo una o dos fases del secundario están falladas, entonces la corriente en la línea por el primario, la cual da por resultado la misma corriente por el secundario, que se presentaría ante una falla trifásica, difiere de la corriente de línea primaria con falla trifásica en un factor N”.

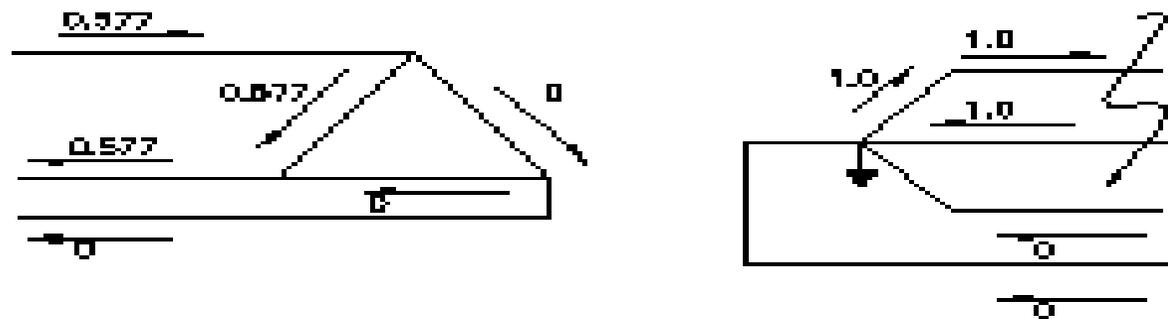
1) TRANSFORMADOR TRIANGULO-ESTRELLA, FALLA TRIFÁSICA (N=1)



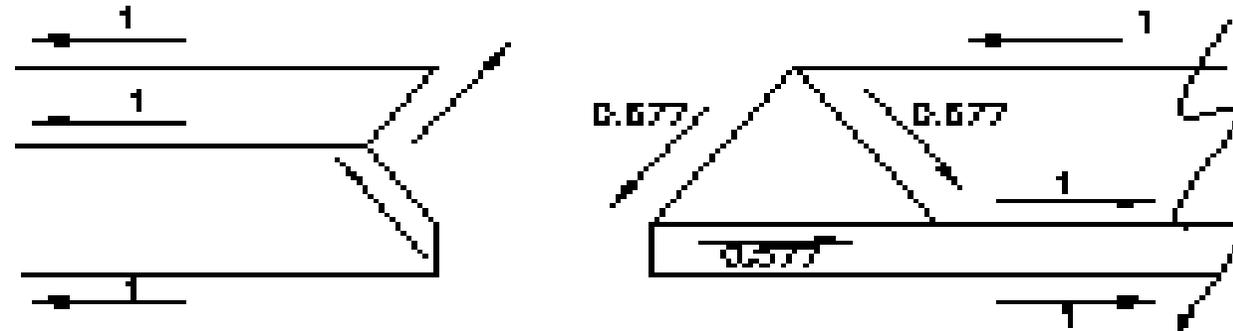
2) TRANSFORMADOR TRIANGULO-ESTRELLA, FALLA BIFÁSICA (N=2/√3)



3) TRANSFORMADOR TRIANGULO-ESTRELLA, FALLA MONOFÁSICA (N=5/√3)

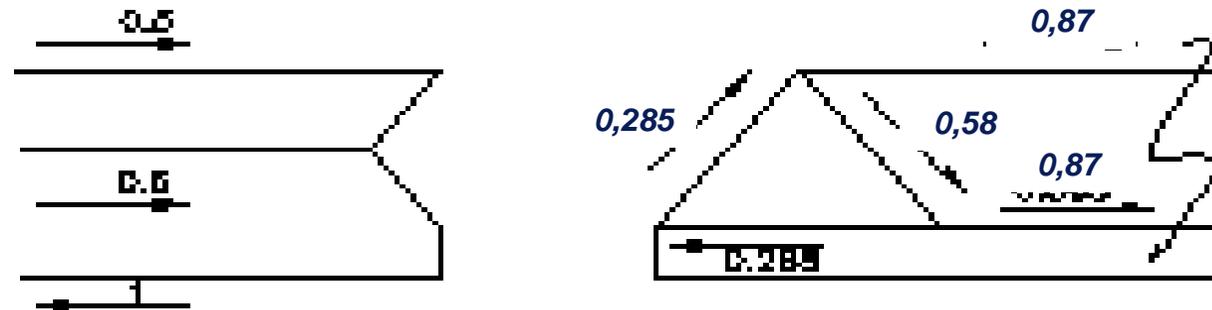


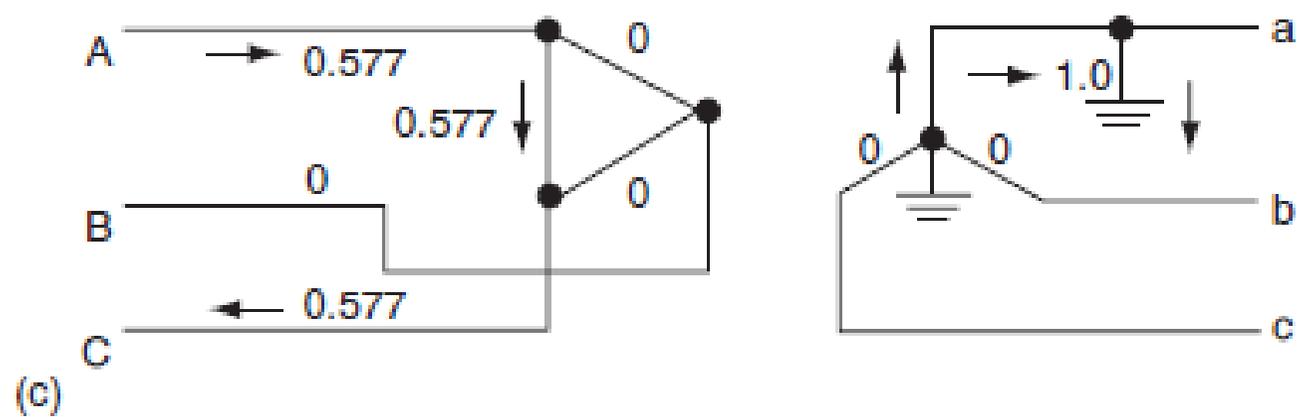
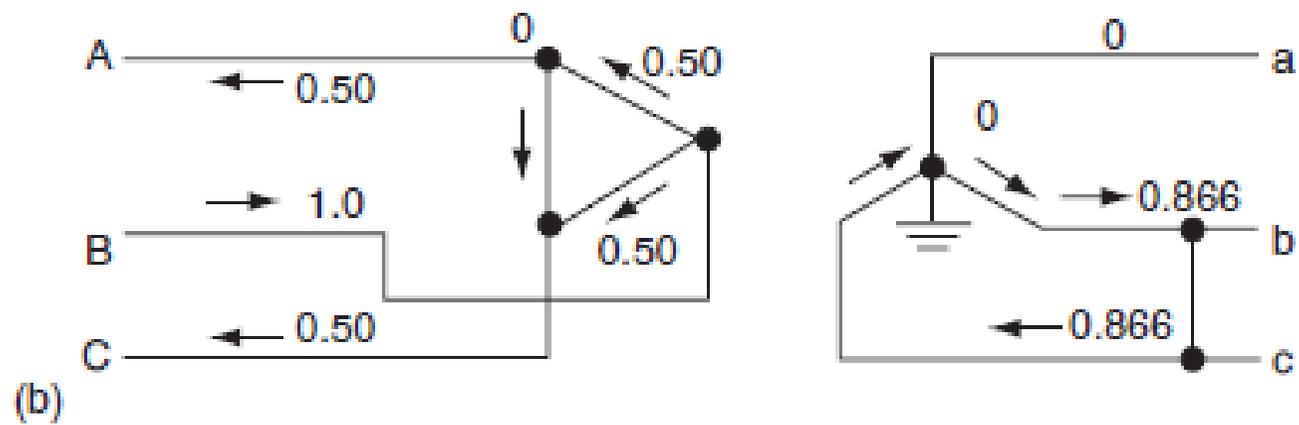
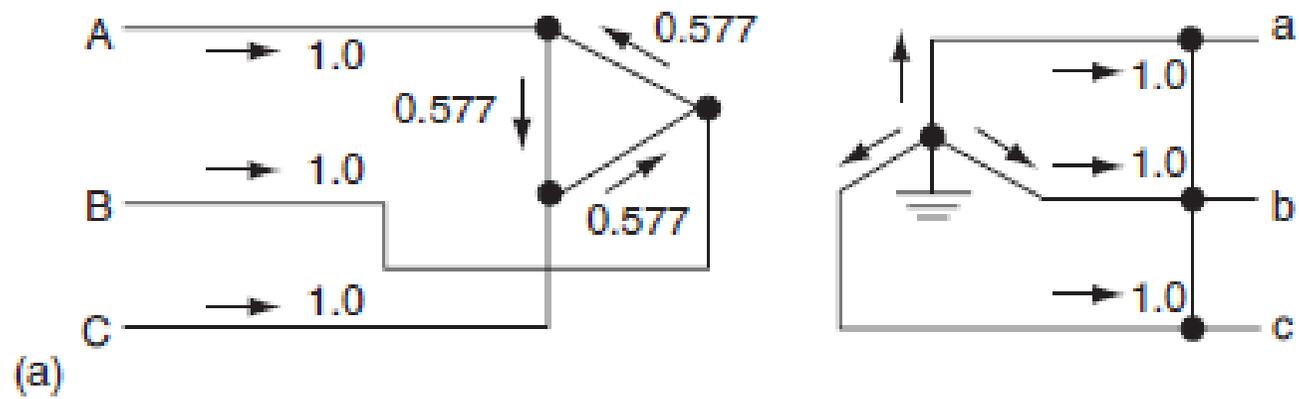
4) TRANSFORMADOR ESTRELLA-TRIANGULO, FALLA TRIFASICA (N=1)



5) TRANSFORMADOR ESTRELLA-TRIANGULO, FALLA MONOFASICA
 NO ES POSIBLE QUE SE PRESENTE ESTE TIPO DE FALLA, O SEA (N) NO EXISTE

6) TRANSFORMADOR ESTRELLA-TRIANGULO, FALLA BIFASICA (N=1)



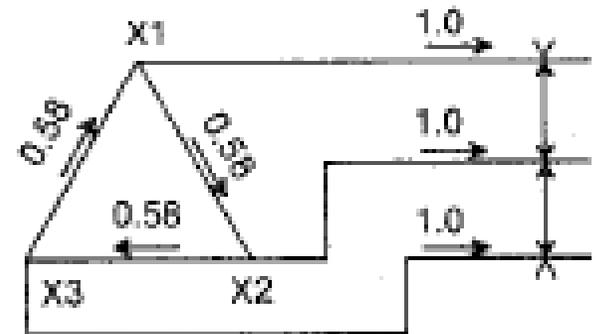
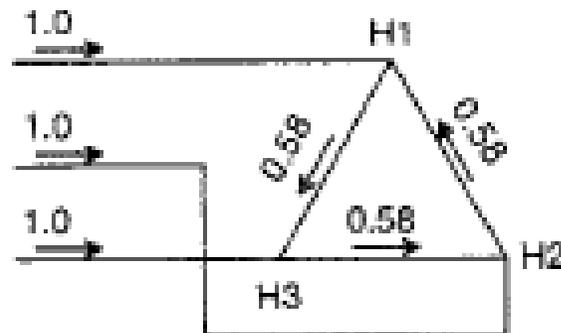


FAULT TYPE

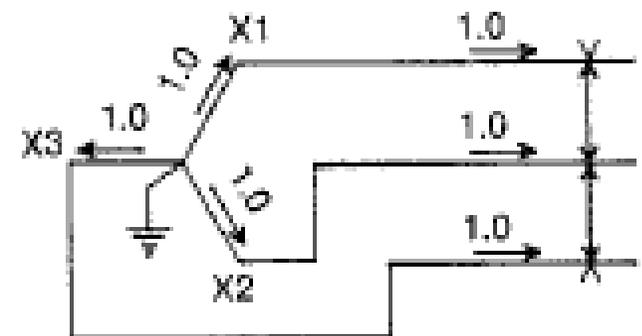
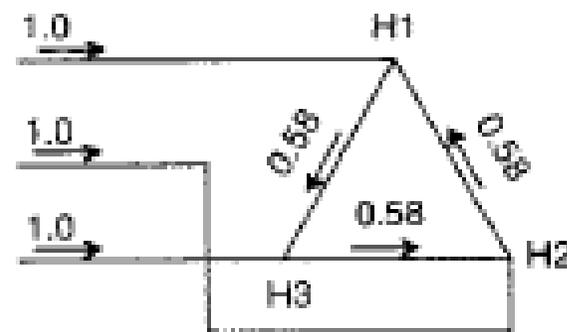
PRIMARY

SECONDARY

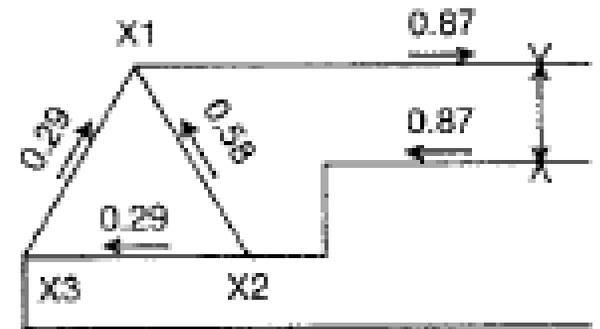
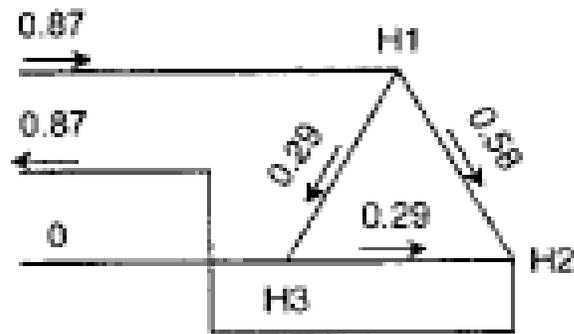
3-PHASE



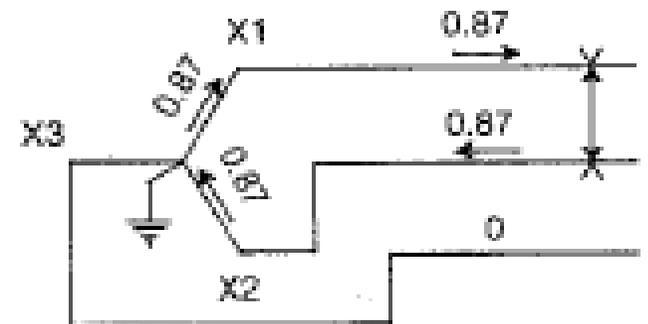
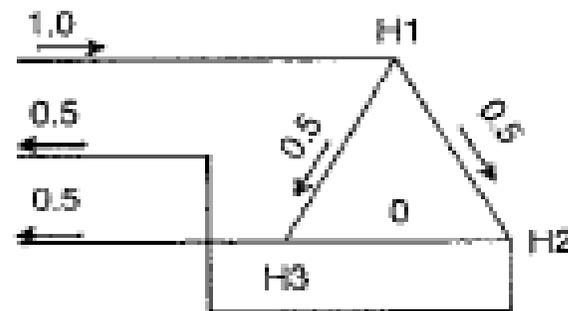
3-PHASE



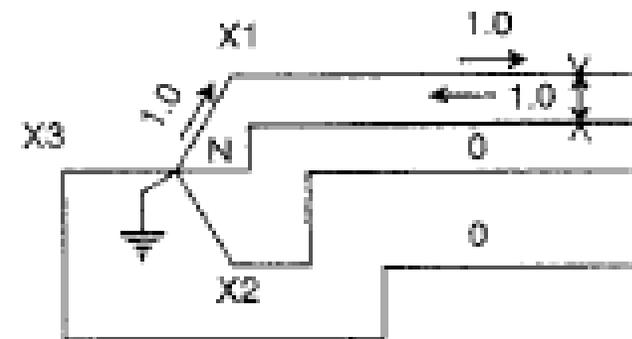
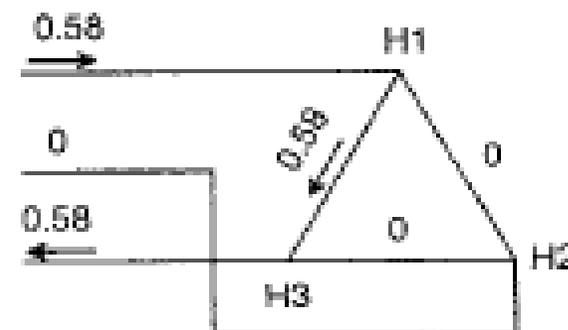
LINE-TO-LINE



LINE-TO-LINE



LINE-TO-NEUTRAL



$$3\text{-PHASE FAULT CURRENT } I_T = \frac{3\text{-PHASE FULL LOAD CURRENT } I_{FL}}{\text{TRANSFORMER PER UNIT IMPEDANCE (Z)}} = 1.0 \text{ PER UNIT}$$

En la Tabla 1 se resume lo expuesto anteriormente y en la diapositiva siguiente se grafica en forma de curvas.

Tabla 1

Conexión del transformador (neutro a tierra)		Multiplicador N, a aplicar a la I de línea primaria para tener corriente fija en el secundario.		
Primario	secundario	trif.	monof.	bif.
estrella	estrella	1	1	1
estrella	triángulo	1	-	1
triángulo	estrella	1	$1/\sqrt{3}$	$2/\sqrt{3}$
triángulo	triángulo	1	-	$\sqrt{3}/2$

Para cada tipo de conexión, el menor valor nos indica la falla mas desfavorable, pues con menor múltiplo (N) alcanzamos el valor fijado de corriente por el arrollamiento secundario. Todas estas curvas se pueden ver en la figura 11.

La curva de trazo continuo es la máquina en su condición de funcionamiento normal y las líneas de trazo representa su condición en falla.

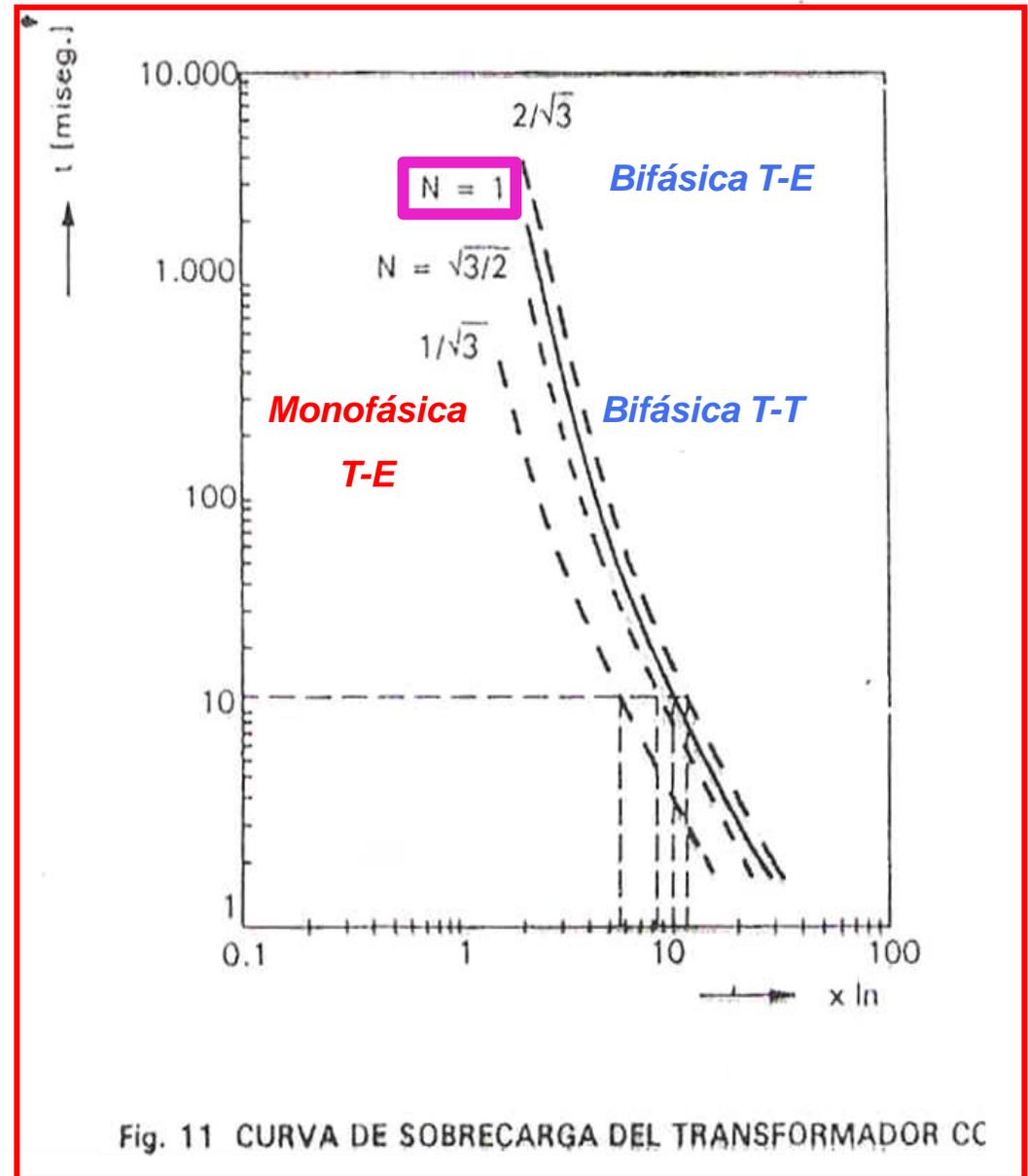


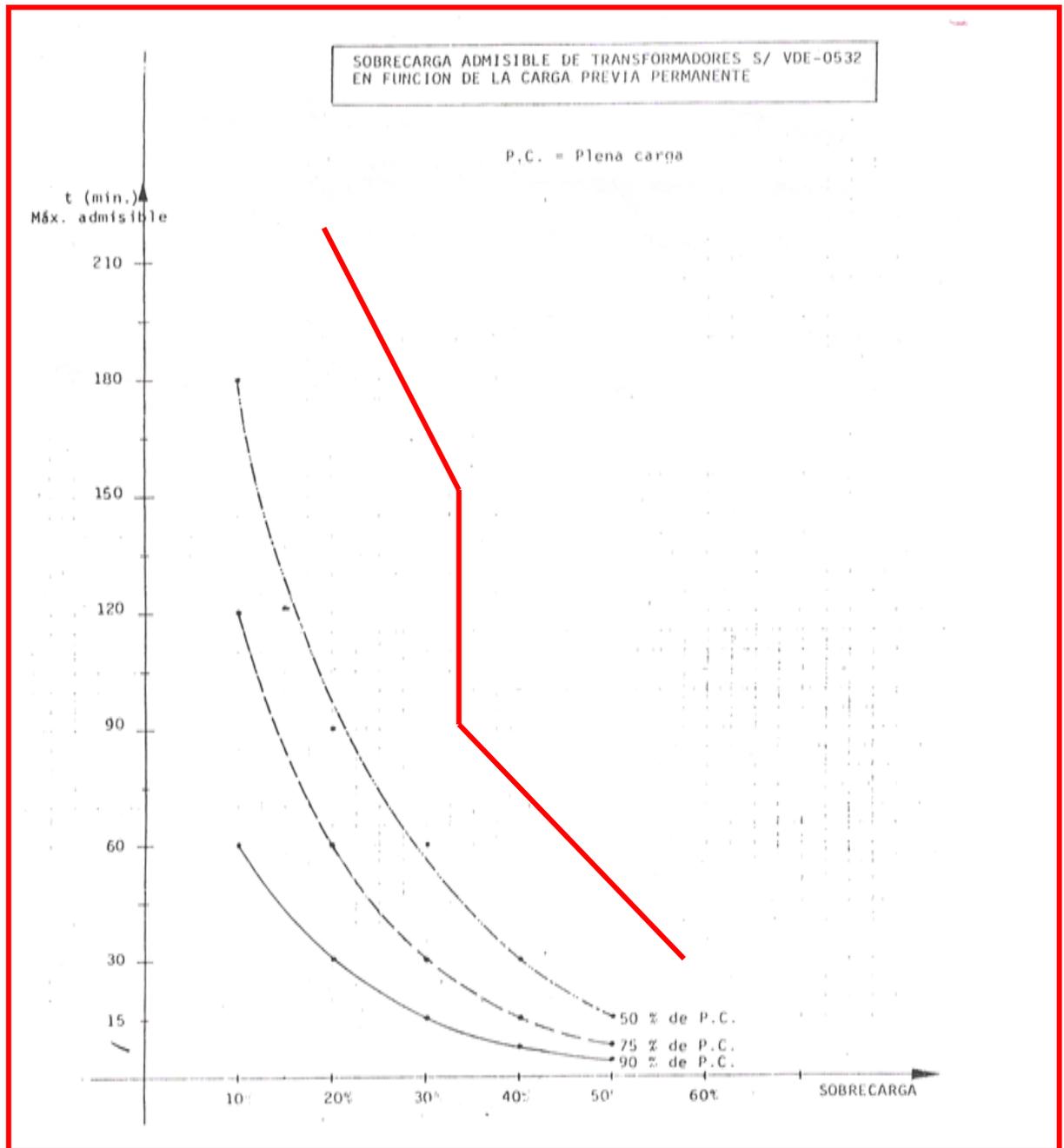
Fig. 11 CURVA DE SOBRECARGA DEL TRANSFORMADOR CC

VDE 0512

NORMA VDE 0512 DE SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES

C A R G A PREVIA CONTINUA	TEMPERATURA PREVIA DEL ACEITE	SOBRECARGA ADMISIBLE DURANTE EL TIEMPO QUE SE INDICA				
	Transformadores sin circulación forzada del aceite	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
50 % de P.C.	50 °C	180 min.	90 min.	60 min.	30 min.	15 min.
75 % de P.C.	63 °C	120 min.	60 min.	30 min.	15 min.	8 min.
90 % de P.C.	73 °C	60 min.	30 min.	15 min.	8 min.	4 min.

**Graficación
de la Norma
VDE 0512,
como
energía
específica a
fin de
superponerla
a la curva
IEEE de la
máquina.**



IEEE Std. 57.91

Para estimar la capacidad de sobrecarga de un transformador son necesarios el conocimiento de la siguiente información, las cuales pueden obtenerse durante los ensayos de recepción del transformador:

- a) Sobretemperatura de la capa superior de aceite (por sobre la temperatura ambiente) con carga nominal.
- b) Sobretemperatura de la temperatura inferior (colectores inferiores de radiadores) con carga nominal.
- c) Sobretemperatura promedio de los arrollamientos (con carga nominal medida por resistencia).
- d) Sobretemperatura del punto más caliente del bobinado a carga nominal.
- e) Pérdidas en cortocircuito a carga nominal.
- f) Pérdidas en vacío a tensión nominal.
- g) Peso del núcleo y estructura de sujeción.
- h) Peso de los bobinados.
- i) Peso de la cuba y radiadores.
- j) Volumen de aceite de la cuba y radiadores (excluido el volumen del conmutador bajo carga y del tanque de expansión).

*Por sobre la $T^{\circ}_{ambiente}$,
siendo la $T^{\circ}_{MEDIA ANUAL}=30^{\circ}C$*

5.1 Ecuaciones de 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:

$$\text{Por unidad de vida} = A \cdot \text{EXP} \frac{B}{\Theta_H + 273} \quad (1)$$

donde Θ_H es la temperatura del punto más caliente y los valores de las constantes A y B son:

a) Transformadores con temperatura de arrollamientos de 65°C:

$$\text{Por unidad de vida} = 9.8 \times 10^{-18} \cdot \text{EXP} \frac{15000}{\Theta_H + 273} \quad (2)$$

b) Transformadores con temperatura de arrollamientos de 55°C:

$$\text{Por unidad de vida} = 2 \times 10^{-8} \cdot \text{EXP} \frac{15000}{\Theta_H + 273} \quad (3)$$

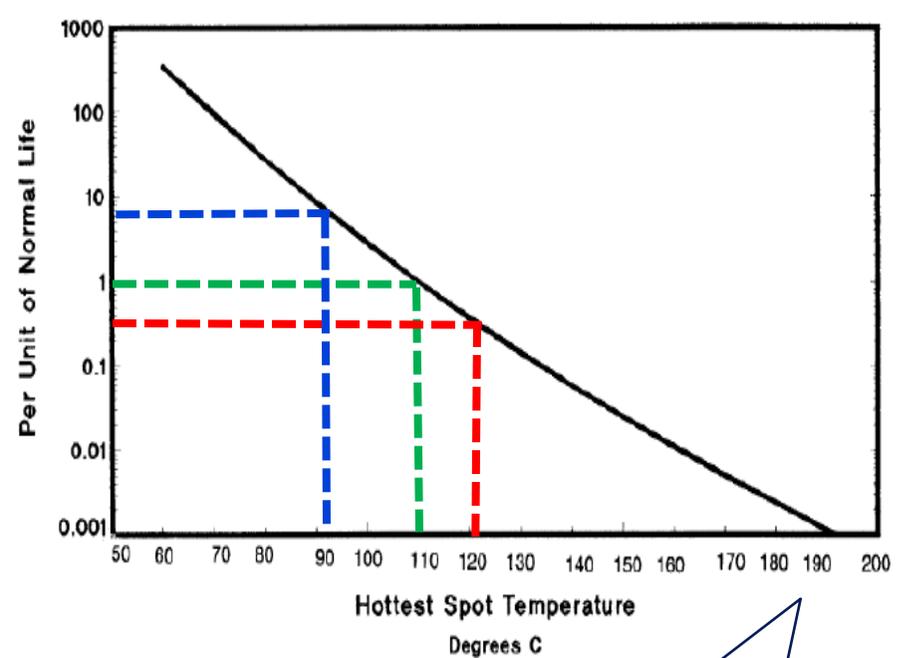


Figure 1—Transformer insulation life

La curva de vida por unidad del aislamiento del transformador de la Figura 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.

La curva de la Figura 2 muestra los valores de F_{AA} vs temperatura del punto más caliente para un sistema de aislamiento con sobret temperatura de 65°C . La expresión del factor de aceleramiento es la siguiente:

$$F_{AA} = EXP \frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273} \quad (4)$$

y para un aislante con sobret temperatura de 55°C :

$$F_{AA} = EXP \frac{15000}{368} - \frac{15000}{\Theta_H + 273} \quad (5)$$

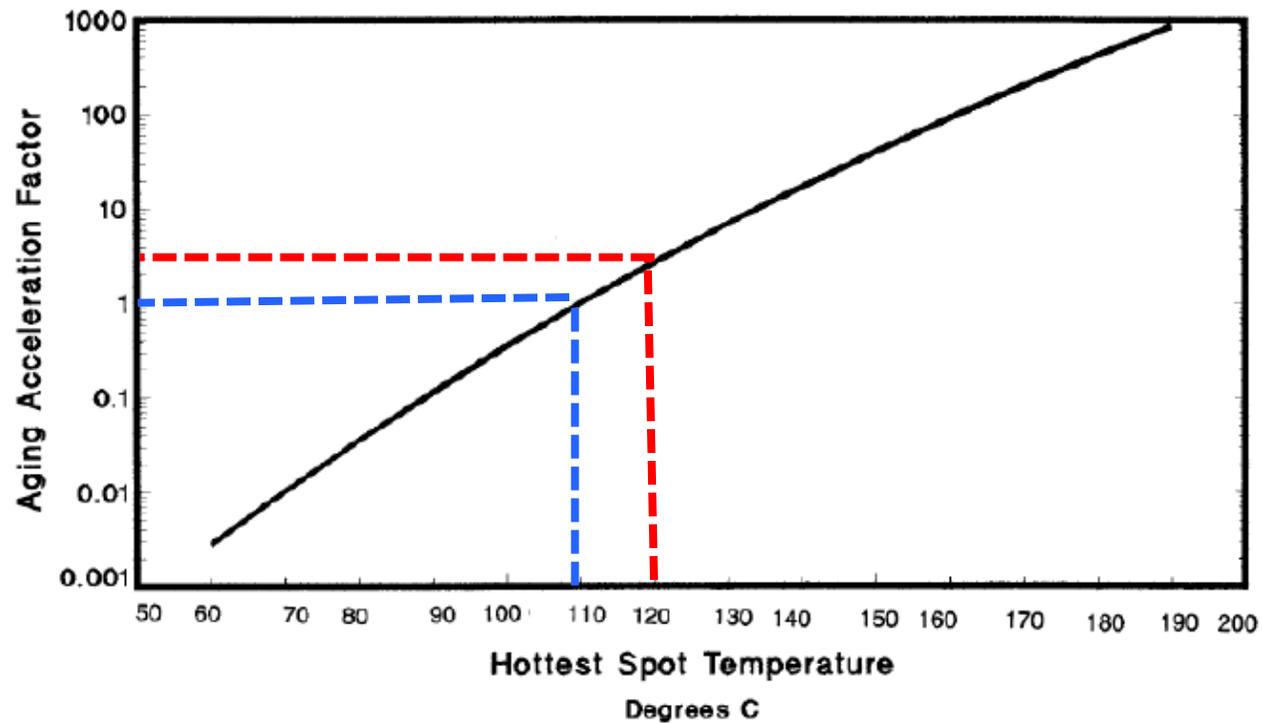


Figure 2—Aging acceleration factor (relative to 110 °C)

Las ecuaciones anteriores pueden utilizarse para calcular el envejecimiento equivalente del transformador. La vida equivalente (en horas o días) a la temperatura de referencia que se consumirá en un período de tiempo dado para el ciclo de temperatura dada es la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (6)$$

donde:

F_{EQA} factor de envejecimiento equivalente para el período total de tiempo

n es el índice del intervalo de tiempo t

N Número total de intervalos de tiempo

F_{AA_n} factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo Δt_n

Δt_n intervalo de tiempo, en horas.

Eligiendo valores normales de vida de la tabla anterior, de acuerdo a un criterio definido por nosotros, luego las horas de pérdida total de vida se determina multiplicando el envejecimiento equivalente determinado por la ecuación (6) por el período de tiempo t en horas, en porcentaje del tiempo de vida normal del aislamiento, es decir:

$$\%PérdidadeVida = \frac{F_{EQA} \cdot t \cdot 100}{Vida Normal de Aislamiento} \quad (7)$$

Un transformador que suministra una carga fluctuante genera una pérdida fluctuante y su efecto es casi el mismo como el que genera una carga constante promedio durante el mismo período de tiempo. Se supone que esta carga constante genera las mismas pérdidas totales que la carga fluctuante, con lo cual resulta una carga equivalente desde el punto de vista de la temperatura. La carga equivalente entonces, para todo un ciclo diario de carga puede expresarse por intermedio de la ecuación siguiente:

$$\text{Carga Equivalente Diaria} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N L_i^2 \cdot t_i}{\sum_{i=1}^N t_i}} \quad (8)$$

Donde:

$L_1, L_2 \dots$ son las diferentes etapas de carga en %, por unidad, kVA reales o en corriente de carga.

N es el número total de cargas consideradas en tantos períodos.

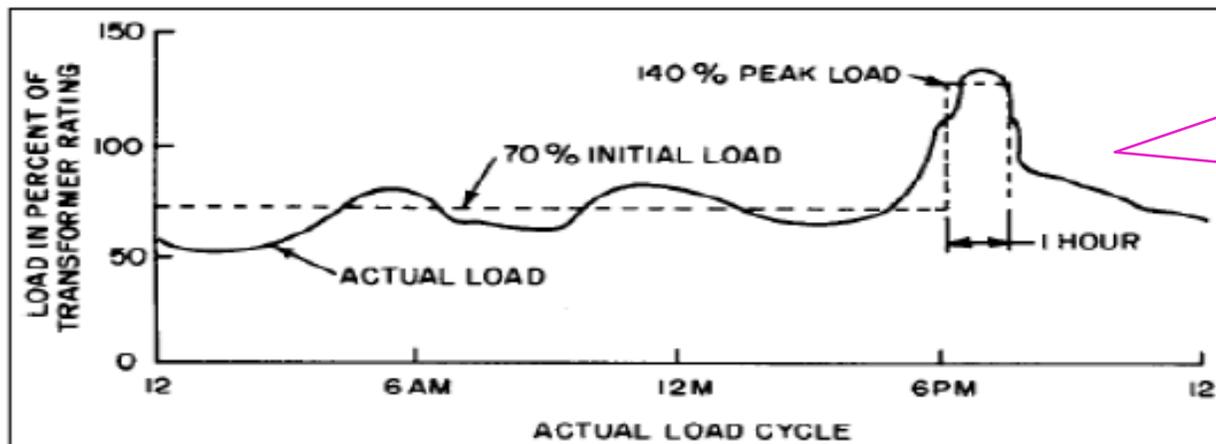
t_1, t_2, \dots son las duraciones respectivas de estas cargas en horas.

El pico de carga equivalente de un ciclo usual de carga es la carga eficaz (rms) obtenida por la ecuación 8 para el período limitado en el cual sobreviene la mayor demanda (pico irregular de la figura 3). 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 período pico de carga no debería ser menor que el 90% de la demanda máxima integral por ½ hora.

La carga previa continua equivalente es la carga eficaz obtenida por medio de la ecuación 8 en un período elegido del día. La experiencia nos dice que se obtienen buenos resultados si se toma períodos de 12 horas precedentes o siguientes al pico, seleccionándose el mayor de estos valores así obtenidos. La línea de trazos de la figura 3 muestra el ciclo el ciclo de carga construido para el ciclo de carga real (línea continua).

Carga previa equivalente continua de 12 hs =

$$= \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{12} L_i^2 \cdot t_i}{\sum_{i=1}^{12} t_i}} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{12} L_i^2}}{\sqrt{12}} = 0.29 \cdot \sqrt{L_1^2 + L_2^2 + \dots + L_{12}^2} \quad (9)$$



Lo importante es el valor eficaz

Figure 3—Example of actual load cycle and equivalent load cycle

Cálculo de la T^0

La temperatura del punto más caliente del bobinado está dada por:

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (10)$$

T° Ambiente
 HOT SPOT *s/Ta°

TOP OIL *sobre/Ta°

siendo la temperatura de aceite superior:

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\theta_{TO} \quad (11)$$

C es la capacidad térmica del transformador, W-hs/°C

EXP 2.71828 (base logaritmo natural)

I_R es la corriente nominal

K relación entre la carga L y la especificada nominal, por unidad

L es la carga en cuestión, en kVA o amperios.

m es un exponente empíricamente obtenido y utilizado para calcular la variación de $\Delta\theta$ en caso de cambios de carga. El valor de m es definido para cada modo de enfriamiento en la Tabla 6.

n es un 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 6, de modo que responda a los efectos de cambios en la resistencia en caso de cambio de carga.

$P_{T,R}$ es la pérdida total en caso de carga nominal, en vatios

R es la relación de la pérdida de carga con la pérdida en vacío en la posición del tap que se está estudiando.

t es la duración de la carga en horas.

θ es la temperatura en °C

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

$\theta_{A,R}$ es la temperatura ambiente promedio para carga nominal, en °C

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

$\theta_{H,R}$ es la temperatura en los puntos más calientes del bobinado con carga nominal en el tap que se está estudiando, en °C

$\theta_{H,U}$ es la temperatura en los puntos más calientes del bobinado con carga L, en °C

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

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

$\Delta\theta_{H,i}$ es la 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

$\Delta\theta_{H,R}$ es la elevación inicial 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

$\Delta\theta_{H,U}$ es la 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

$\Delta\theta_{H/A,U}$ es la elevación extrema de temperatura en los puntos más calientes del bobinado por encima de la temperatura ambiente para el caso de carga nominal, en °C

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

$\Delta\theta_{TO,R}$ es la 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

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

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

- τ_{TO} es la constante de tiempo del aceite del transformador para cualquier carga L y para cualquier diferencia específica de temperatura entre la elevación extrema superior del aceite y la elevación inicial superior del aceite, en horas
- $\tau_{TO,R}$ es la constante de tiempo para una carga nominal que comienza con una elevación inicial máxima del aceite de 0°C, en horas
- τ_W es la constante de tiempo del bobinado en el lugar de sobrecalentamiento, en horas

Significado de los subíndices

- A denota temperatura ambiente
- R denota nominal
- U denota valor extremo (valor final)
- I denota valor inicial
- H denota el punto más caliente del bobinado
- TO denota aceite superior
- W denota bobinado
- I denota por encima
- ([']) El superíndice ([']) indica ajustes de los datos de los protocolos de ensayo a posiciones diferentes de taps.

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

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}) \cdot \left[1 - \text{EXP}^{-t/\tau_{TO}} \right] + \Delta\Theta_{TO,i}$$

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

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

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

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

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

$\Delta\Theta_{TO,R}$ es la 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

Para el análisis de ciclos de carga múltiples etapas con una serie de intervalos de corto tiempo, se utiliza la ecuación 12 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.

K relación entre la carga L y la especificada nominal, por unidad

R es la relación de la pérdida de carga con la pérdida en vacío en la posición del tap que se está estudiando.

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

U denota valor extremo (valor final)

I denota valor inicial

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

(14)

Cálculo TOP OIL
 $\Delta\theta_{TO}$

$$\begin{aligned}
 C = & 0.0272 \text{ (peso del conjunto núcleo + bobinas en kg) +} \\
 & + 0.1814 \text{ (peso de la cuba y radiadores en kg)} \\
 & + 5.034 \text{ (litros de aceite de la cuba y radiadores)}
 \end{aligned}
 \tag{15}$$

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

$$\tau_{TO,R} = \frac{C \cdot \Delta\Theta_{TO,R}}{P_{T,R}}
 \tag{16}$$

$P_{T,R}$ es la pérdida total en caso de carga nominal, en vatios

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

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right) - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right)}{\left(\frac{\Delta\Theta_{TO,U}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\Theta_{TO,i}}{\Delta\Theta_{TO,R}}\right)^{\frac{1}{n}}}
 \tag{17}$$

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

$$\Delta\Theta_H = (\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i}) \cdot \left[1 - \text{EXP}^{-t/\tau_w} \right] + \Delta\Theta_{H,i} \quad (18)$$

U denota valor extremo (valor final)
I denota valor inicial

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

$$\Delta\Theta_{H,i} = \Delta\Theta_{H,R} \cdot K_i^{2m} \quad (19)$$

R denota nominal

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

$$\Delta\Theta_{H,U} = \Delta\Theta_{H,R} \cdot K_u^{2m} \quad (20)$$

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

$$\Delta\Theta_{H,R} = \Delta\Theta_{H/A,R} - \Delta\Theta_{TO,R}$$

**Cálculo HOT
SPOT $\Delta\theta_H$**
(21)

Sobre los límites de carga y temperatura

Para operaciones por encima de carga nominal
Según IEEE C57.91 – Tabla 6

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Temperatura en el nivel superior del aceite: 120degC

Temperatura en el punto mas caliente del conductor: 200degC

Carga de corta duración (media hora o menos): 300%

Sobre los límites de carga y temperatura

Para operaciones por encima de carga nominal
Según IEEE C57.91 – Tabla 7

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Temperatura en el nivel superior del aceite: 110degC

Temperatura en el punto mas caliente del conductor: 180degC

Carga de corta duración (media hora o menos): 200%

IEC 60354

e

IRAM 2473

GUÍA DE CARGA PARA TRANSFORMADORES

SUMERGIDOS EN ACEITE

SECCIÓN 3: TABLAS DE CARGA

3.1 LIMITACIONES APLICABLES A LAS TABLAS DE CARGA

En esta sección se suministran los regímenes de carga admisibles que son directamente aplicables a los diferentes tipos de transformadores.

No debe esperarse una gran exactitud en estas curvas y tablas en razón de las necesarias aproximaciones:

a) **La variación diaria de la carga se representa por un ciclo de carga simplificado a dos escalones (ver fig. 4).**

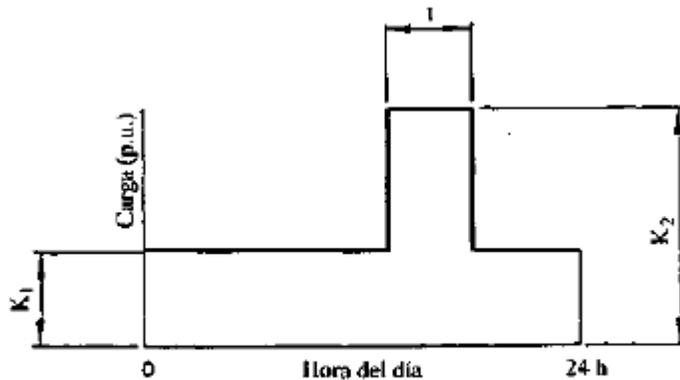


Fig. 4 - Ciclo de carga equivalente de dos escalones

		Transforma- dores de distribución	Transformadores de mediana y de gran potencia		
		ONAN	ON..	OF..	OD..
Exponente de aceite	x	0,8	0,9	1,0	1,0
Exponente del arrollamiento	y	1,6	1,6	1,6	2,0
Relación de pérdida	R	5	6	6	6
Factor de punto más caliente	H	1,1	1,3	1,3	1,3
Constante de tiempo del aceite	τ_0 (h)	3,0	2,5	1,5	1,5
Temperatura ambiente	θ_a (°C)	20	20	20	20
Calentamiento del punto caliente	$\Delta\theta_{pw}$ (K)	78	78	78	78
Calentamiento medio del arrollamiento	$\Delta\theta_{wr}$ (K)	65	63	63	68
Gradiente: punto más caliente/aceite en la cima	H.g _c (K)	23	26	22	29
Calentamiento del aceite medio	$\Delta\theta_{mw}$ (K)	44	43	46	46
Calentamiento del aceite en la cima del arrollamiento ¹⁾	$\Delta\theta_{cr}$ (K)	55	52	56	49
Calentamiento del aceite en la base	$\Delta\theta_{br}$ (K)	33	34	36	43

¹⁾ En refrigeración ON se toma $\Delta\theta_{cr}$ igual a $\Delta\theta_{br}$.

b) **Las características térmicas utilizadas en el cálculo (indicadas en el tabla 2) pueden no corresponder a las del transformador considerado.**

c) **Se considera a la temperatura ambiente como constante durante todo el ciclo de 24 h.**

d) **No es posible hacer intervenir el factor de corrección de la temperatura de los arrollamientos en las tablas que no tienen en cuenta la temperatura ambiente.**

Se recomienda encarecidamente a los usuarios efectuar sus cálculos sobre la base de características térmicas más ajustadas y utilizar un perfil de carga más realista.

3.2 MÉTODO DE REPRESENTACIÓN DE CICLOS DE CARGA REALES POR UN CICLO EQUIVALENTE RECTANGULAR DE DOS ESCALONES

3.2.1 Utilización de la guía

Para utilizar los gráficos y las tablas, el ciclo de carga diario deber ser representado por un ciclo de carga simplificado de dos escalones, tal como el de la figura 4.

Los escalones de carga son $K1$ y $K2$, donde $K2$ es la carga de punta. La duración de la carga de punta es T horas. Si la equivalencia del ciclo de carga a dos escalones no aparece como segura, conviene efectuar aproximaciones y adoptar el perfil más conservador.

3.3 RÉGIMEN CONTINUO NORMAL

Si la corriente de carga no muestra variaciones sensibles durante un cierto tiempo, se puede utilizar una corriente de carga equivalente constante. La tabla 6 da una carga (p.u) admisible $K = K_{24}$ en servicio continuo a diferentes temperaturas ambientes.

Temperatura Ambiente [°C]			-25	-20	-10	0	10	20	30	40
Calentamiento del Hot Spot [K]			123	118	108	98	88	78	68	58
K_{24}	Distribución	ONAN	1,37	1,33	1,25	1,17	1,09	1	0,91	0,81
	Transformadores de Mediana y gran Potencia	ON	1,33	1,3	1,22	1,14	1,08	1	0,92	0,82
		OF	1,31	1,28	1,21	1,15	1,08	1	0,92	0,83
		OD	1,24	1,22	1,17	1,11	1,06	1	0,94	0,87

3.4 RÉGIMEN CÍCLICO NORMAL

Las figuras 9,10,11 y 12 dan las informaciones correspondientes a cuatro tipos de transformadores y a ocho temperaturas ambientes:

Transformadores de distribución ONAN - figura 9

Transformadores de mediana y gran potencia ON - figura 10

Transformadores de mediana y gran potencia OF - figura 11

Transformadores de mediana y gran potencia OD - figura 12

Ejemplo 1: Transformador de distribución ONAN de 2 MVA;

funcionamiento previo a 1 MVA. Se quiere determinar la potencia

admisible durante 2 h a una temperatura ambiente de 20°C en la

suposición de mantenerse constantes las tensiones:

$\theta_a = 20^\circ\text{C}$ $K_1 = 0,5$ $T = 2h$

La figura 9 da $K_2 = 1,56$, pero la guía limita los valores a 1,5. Por tanto la

potencia admisible (a continuación de 1 MVA) es de 3 MVA durante 2 h,

reduciéndose luego a 1MVA.

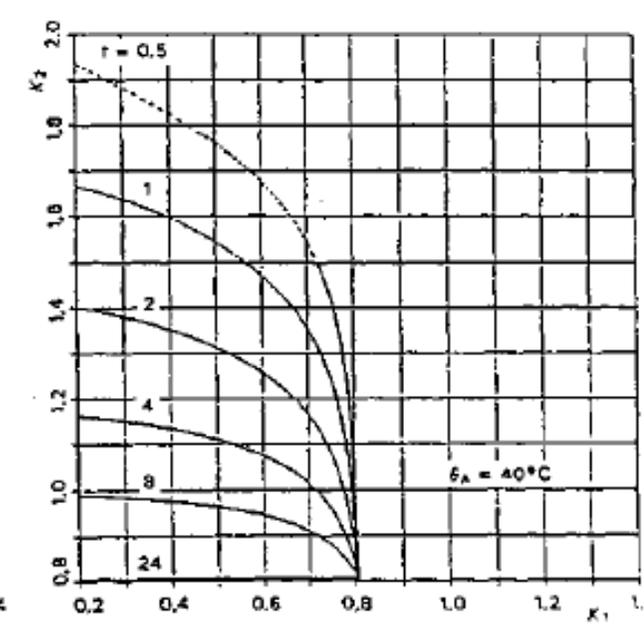
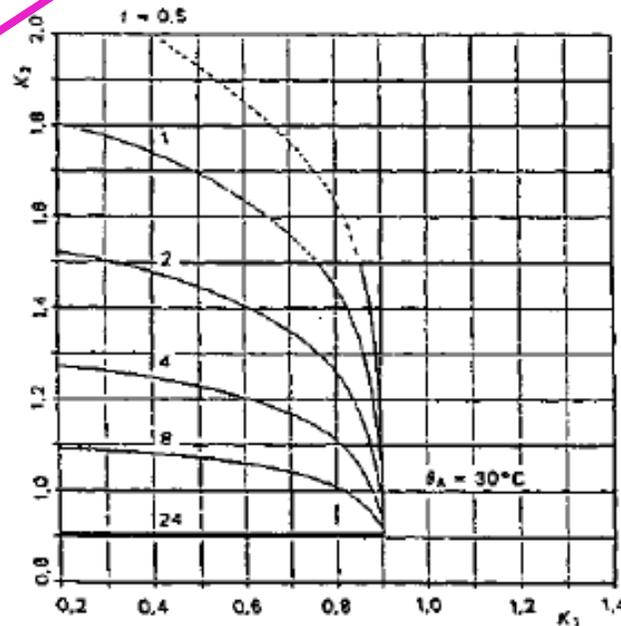
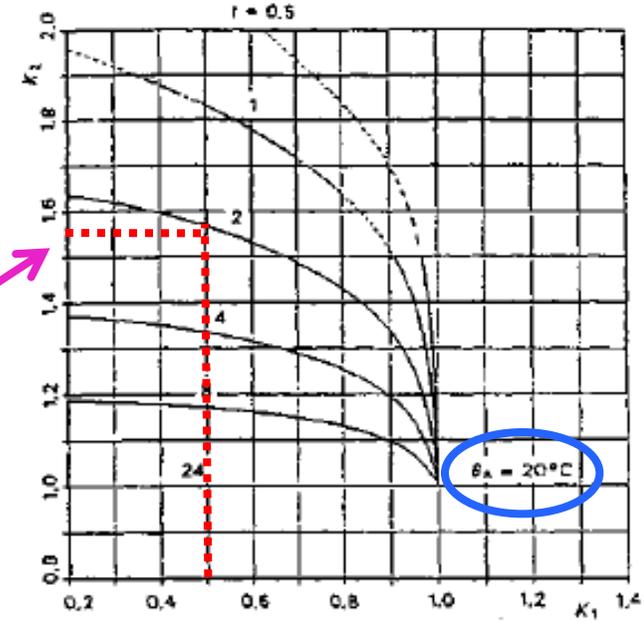
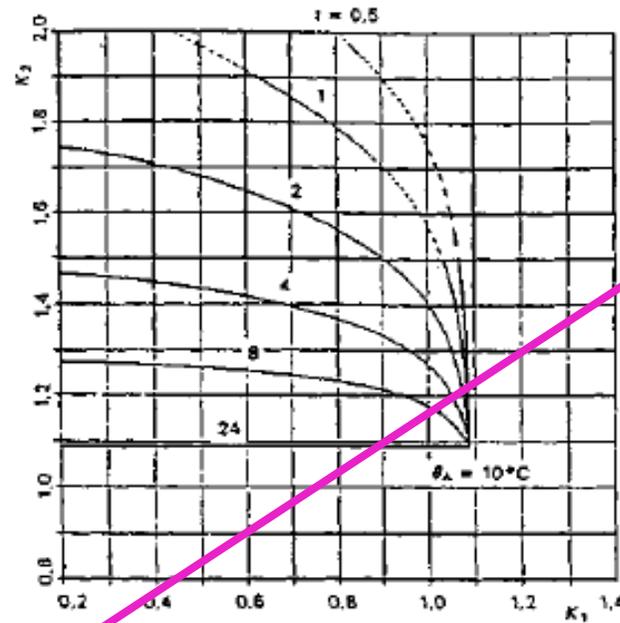


Fig. 9 - Transformadores de distribución ONAN Regímenes admisibles con un consumo de vida normal (continuación)

Ejemplo 2:

Con $\theta_a = 20^\circ\text{C}$, un transformador de distribución ONAN debe poder suministrar 1750 kVA durante 8 h y 1000 kVA durante las 16 h restantes.

Suponiendo constante la tensión, se tiene:

$$\frac{K_2}{K_1} = \frac{1750}{1000} = 1,75$$

En la figura 9, sobre la curva $T = 8$, los valores de K_1 y K_2 que dan $K_2/K_1 = 1,75$ son $K_2 = 1,15$ y $K_1 = 0,66$ (ver figura 8), lo que da una potencia nominal de:

$$S_r = \frac{1750}{1,15} = \frac{1000}{0,66} = 1520 \text{ kVA}$$

Corresponderá seleccionar un transformador de potencia nominal normalizada igual a 1600 kVA.

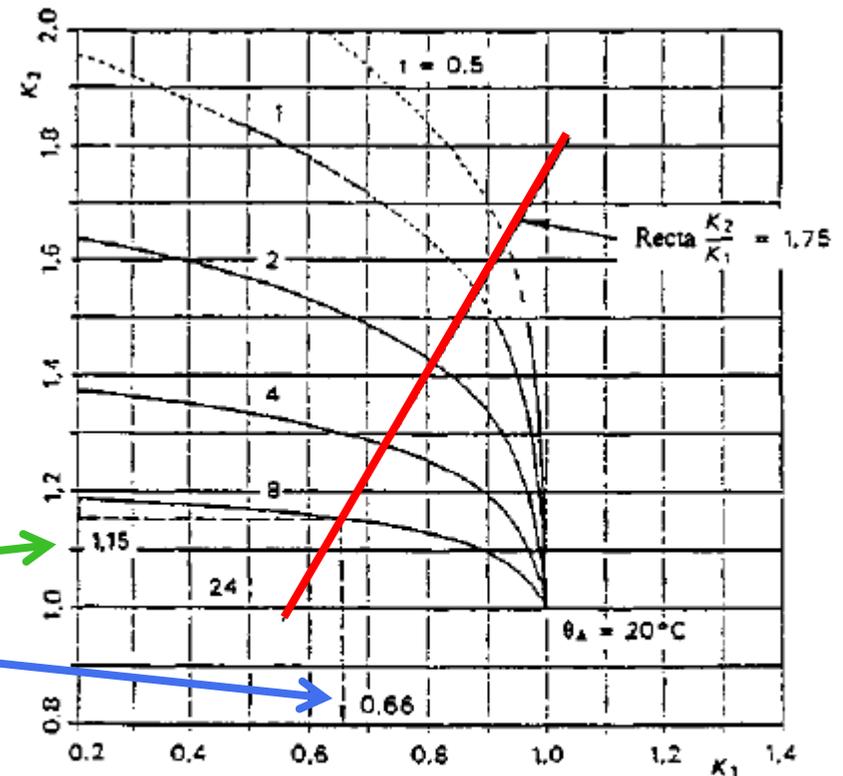


Fig. 8 - Ilustración del ejemplo 2

3.5 RÉGIMEN CÍCLICO DE EMERGENCIA

Las tablas 7 a 30 suministran al usuario una indicación sobre las cargas que pueden ser soportadas por un transformador sin sobrepasar los límites para la temperatura del punto más caliente del arrollamiento dadas en la tabla 1. También suministran información sobre el consumo de vida resultante al suponer que las características térmicas del transformador considerado son semejantes a las de la tabla 2. Estos datos son presentados en 24 tablas que corresponden a los cuatro tipos de transformadores y a seis valores de T (de 0,5 h a 24 h)

Transformadores de distribución ONAN- Tablas 7 a 12

Transformadores de mediana y gran potencia ON - Tablas 13 a 18

Transformadores de mediana y gran potencia OF - Tablas 19 a 24

Transformadores de mediana y gran potencia OD - Tablas 25 a 30

Con ayuda de estas tablas es posible verificar si un diagrama de carga, caracterizado por valores particulares de K1 y K2, es admisible para una temperatura ambiente dada. En ese caso, las tablas indican qué consumo de vida acarreará, expresado en "días normales" (días equivalentes de funcionamiento a la potencia nominal y a una temperatura ambiente de $20^{\circ}\text{C} = T^{\circ}_{\text{MEDIA ANUAL}}$).

Tipos de Carga	Transformadores de distribución	Transformadores de potencia	Transformadores de gran potencia
Cargas cíclica normal			
Corriente (p.u.)	1.5	1.5	1.3
Punto más caliente y partes metálicas en contacto con material aislante (°C)	140	140	120
Temperatura de la capa superior del aceite (°C)	105	105	105
Carga cíclica de emergencias de larga duración			
Corriente (p.u.)	1.8	1.5	1.3
Punto más caliente y partes metálicas en contacto con material aislante (°C)	150	140	130
Temperatura de la capa superior del aceite (°C)	115	115	115
Carga de emergencia de larga duración			
Corriente (p.u.)	2	1.8	1.5
Punto más caliente y partes metálicas en contacto con material aislante (°C)	No existen limitaciones ya que resulta imposible controlar las cargas	160	160
Temperatura de la capa superior del aceite (°C)		115	115

Temperatura Ambiente [°C]		-25	-20	-10	0	10	20	30	40	
Calentamiento del Hot Spot [K]		123	118	108	98	88	78	68	58	
K ₂₄	Distribución	ONAN	1,37	1,33	1,25	1,17	1,09	1	0,91	0,81
	Transformadores de Media y gran Potencia	ON	1,33	1,3	1,22	1,14	1,08	1	0,92	0,82
		OF	1,31	1,28	1,21	1,15	1,08	1	0,92	0,83
		OD	1,24	1,22	1,17	1,11	1,06	1	0,94	0,87

***COMPARATIVA
ENTRE LAS DOS
NORMAS***

COMPARATIVA

Vida normal del aislante. IEEE Std 57.91

CASO	CRITERIO	VIDA NORMAL DEL AISLAMIENTO	
		HORAS	DIAS
1	Reducción de la resistencia a la tracción del aislamiento al 50%	65.000	2.708
2	Reducción de la resistencia a la tracción del aislamiento al 25%	135.000	5.625
3	Grado de polimerización del papel retenido de 200	150.000	6.250
4	Interpretación de Datos de Test de la vida funcional del transformador de distribución (Criterio IEEE Std C57.91.1981)	180.000	7.500

DP > 1000

DP < 350

IEC 60450

Vida normal del aislante. IEC 60354

No se especifican condiciones para el papel aislante según su DP

COMPARATIVA

Variación de la Carga. IEEE Std 57.91

Tipo de Refrigeración	% de Potencia Nominal	
	Decremento de potencia para cada °C en exceso sobre la temperatura ambiente base	Incremento de potencia por cada °C por debajo de la temperatura ambiente base
Auto enfriado OA (ONAN)	1.5	1.0
Refrigerado por Agua - OW	1.5	1
Refrigerado Aire Forzado OA/FA - OA/FA1/FA2 (ONAN/ONAF- ONAN/ONAF1/ONAF2)	1	0.75

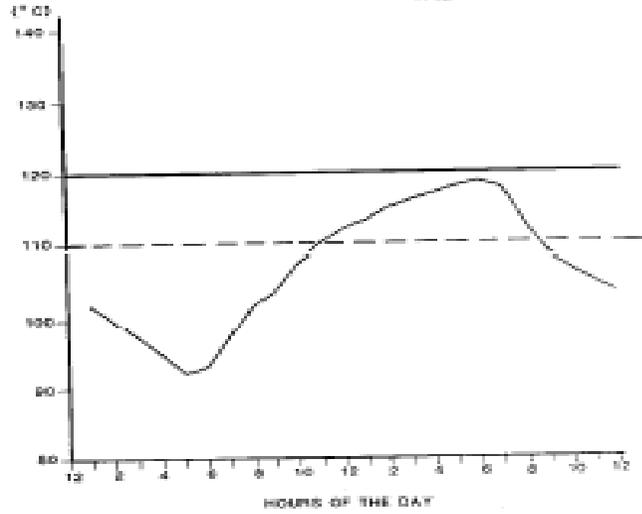
DECRECE LA POTENCIA NOMINAL EL 1,5%, POR CADA GRADO DE AUMENTO DE LA T° AMBIENTE POR SOBRE LA AMBIENTE BASE

Variación de la Carga. IEC 354

Temperatura Ambiente [°C]		-25	-20	-10	0	10	20	30	40	
Calentamiento del Hot Spot [K]		123	118	108	98	88	78	68	58	
K ₂₄	Distribución	ONAN	1,37	1,33	1,25	1,17	1,09	1	0,91	0,81
	Transformadores de Media y gran Potencia	ON	1,33	1,3	1,22	1,14	1,08	1	0,92	0,82
		OF	1,31	1,28	1,21	1,15	1,08	1	0,92	0,83
		OD	1,24	1,22	1,17	1,11	1,06	1	0,94	0,87

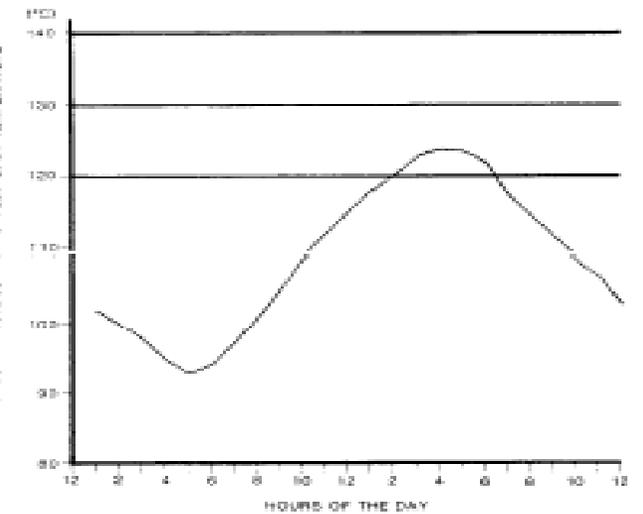
Carga admisible en servicio continuo

INSULATED CONDUCTOR HOTTEST-SPOT TEMPERATURE



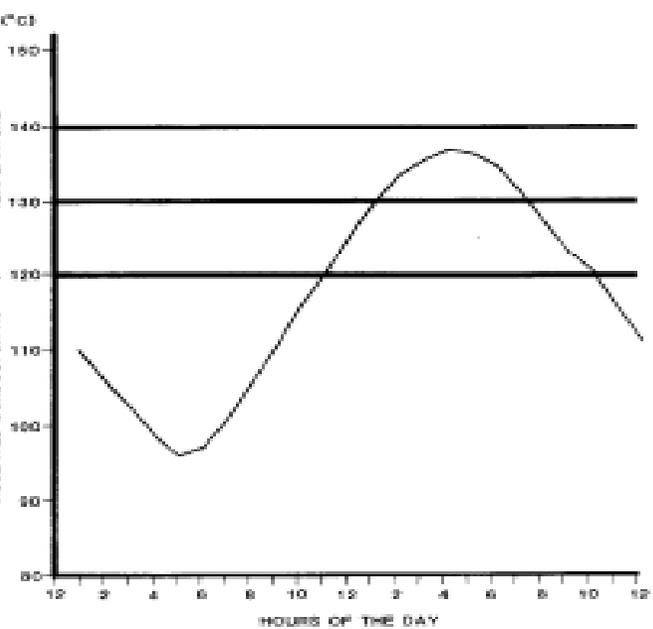
a) Normal life expectancy loading

INSULATED CONDUCTOR HOTTEST-SPOT TEMPERATURE



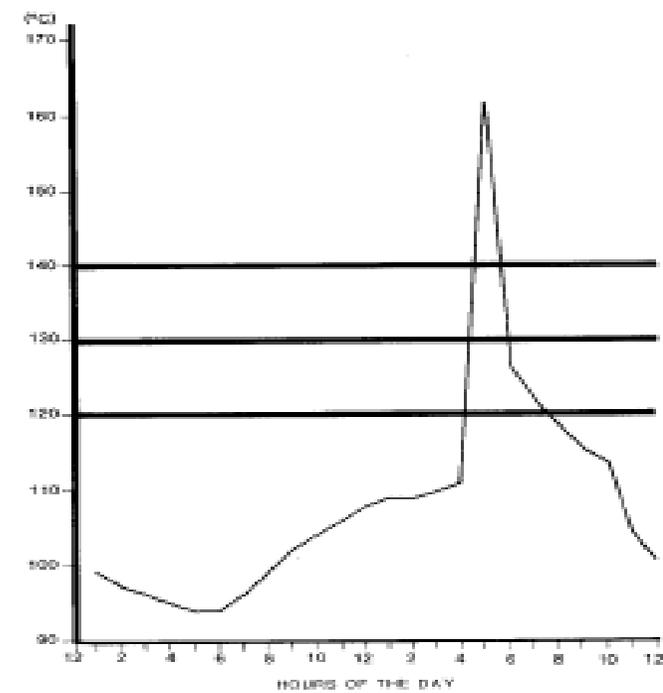
b) Planned loading beyond nameplate rating

INSULATED CONDUCTOR HOTTEST-SPOT TEMPERATURE



c) Long-time emergency loading

INSULATED CONDUCTOR HOTTEST-SPOT TEMPERATURE



d) Short-term emergency loading

COMPARATIVA

IEEE Std57.91

IEC 60354

Límites de Temperatura

110°C+∅_{DISPERSOS}	Carga con expectativa de vida normal	Carga planificada por encima de las especific. de placa	Carga de emergencia de largo tiempo	Carga de emergencia de corto tiempo
Temperatura en los puntos más calientes del conductor aislado, en °C	120°C (*)	130°C	140°C	180°C (#)
Otra temperatura en puntos calientes metálicos (en contacto o no en contacto con el aislamiento, en °C	140°C	150°C	160°C	200°C
Temperatura del aceite superior, en °C	105°C	110°C	110°C	110°C

Tipos de Carga	Transformadores de distribución	Transformadores de potencia	Transformadores de gran potencia
Cargas cíclica normal			
Corriente (p.u.)	1.5	1.5	1.3
Punto más caliente y partes metálicas en contacto con material aislante (°C)	140	140	120
Temperatura de la capa superior del aceite (°C)	105	105	105
Carga cíclica de emergencias de larga duración			
Corriente (p.u.)	1.8	1.5	1.3
Punto más caliente y partes metálicas en contacto con material aislante (°C)	150	140	130
Temperatura de la capa superior del aceite (°C)	115	115	115
Carga de emergencia de larga duración			
Corriente (p.u.)	2	1.8	1.5
Punto más caliente y partes metálicas en contacto con material aislante (°C)	No existen limitaciones ya que resulta imposible controlar las cargas	160	160
Temperatura de la capa superior del aceite (°C)		115	115

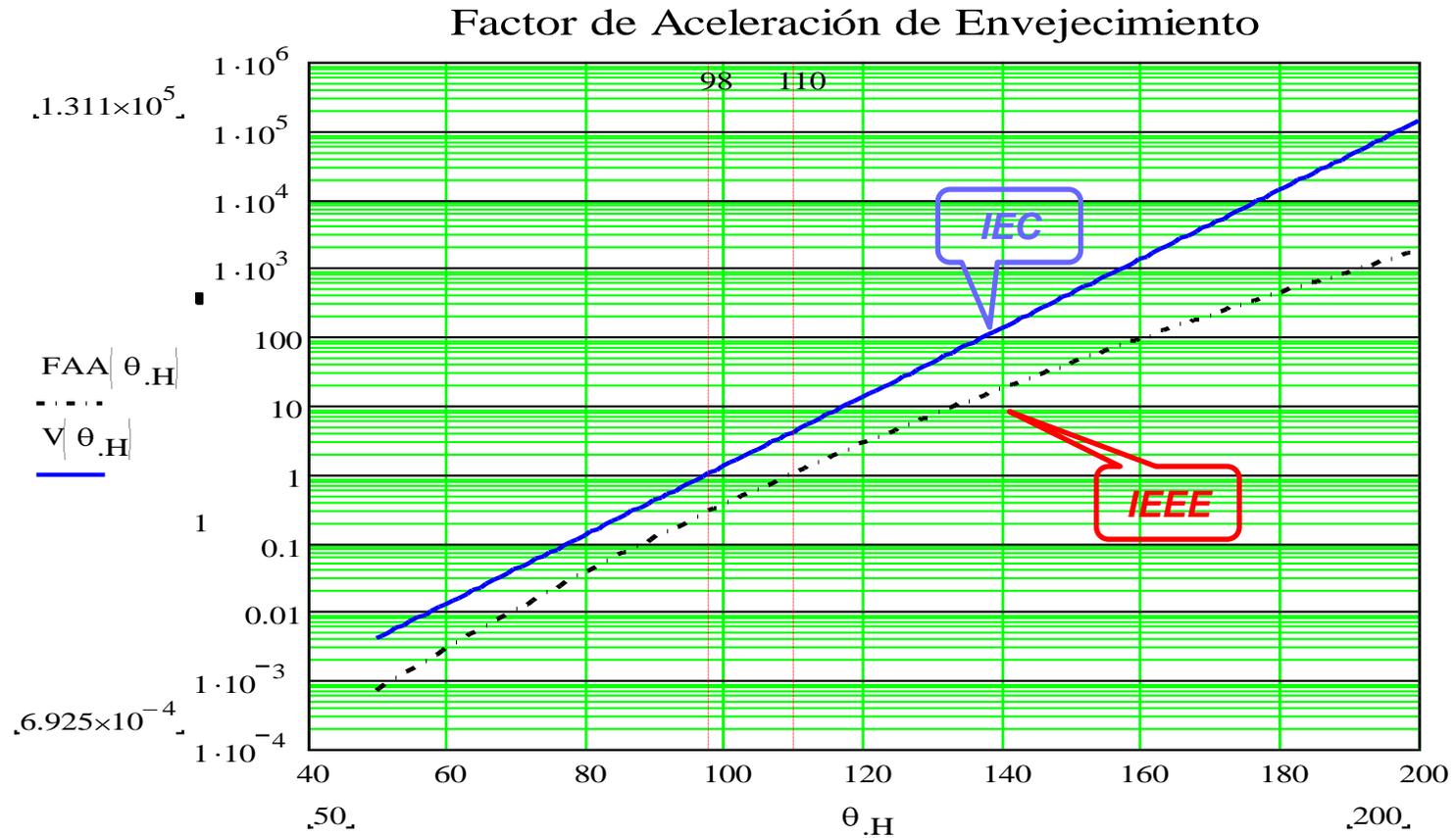
La temperatura máxima del *Top Oil* es 110°C, la del *Hot Spot* 180°C y la carga máxima es 200%

(*) Es por el tipo de curva, eficaz.

La temp. máxima del *Top Oil* es 98°C (si los papeles están actualizados, puede ser de 115°C), la del *Hot Spot* 160°C y la carga máxima es 200%

COMPARATIVA

En la Grafica se puede ver como es la variación del factor de aceleración en ambas normas



Temperatura del Bobinado

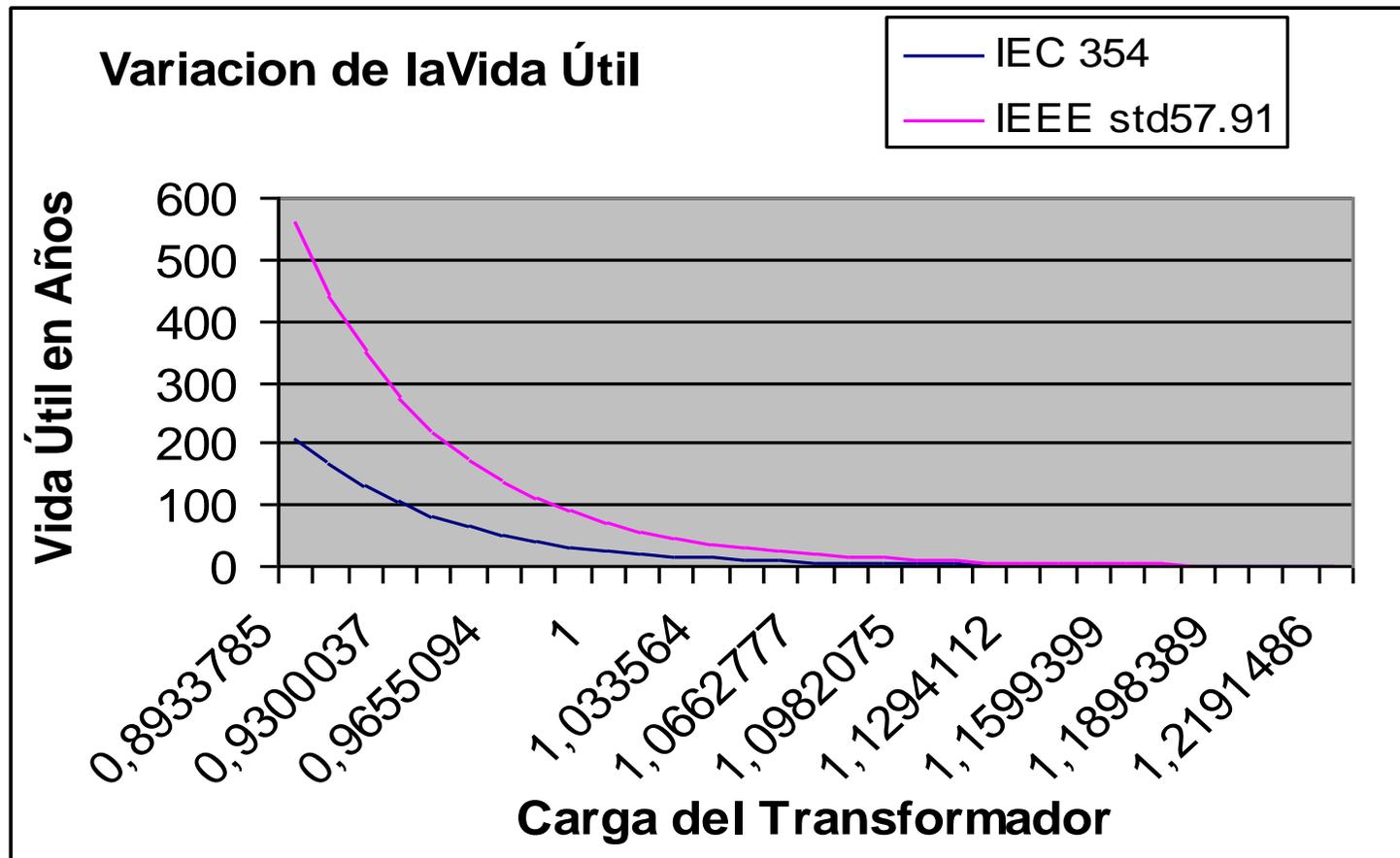
COMPARATIVA

A continuación se darán ejemplos de resultados de vida útil para distintos valores de temperatura

	<i>IEEE Std57.91</i>		<i>IEC 354</i>	
<i>Temperatura</i>	<i>FAA</i>	<i>AÑOS DE VIDA</i>	<i>V</i>	<i>AÑOS DE VIDA</i>
<i>60</i>	<i>0.0028</i>	<i>7160.152</i>	<i>0.0124</i>	<i>2096.509</i>
<i>70</i>	<i>0.0104</i>	<i>1925.652</i>	<i>0.0394</i>	<i>660.359</i>
<i>80</i>	<i>0.0358</i>	<i>557.889</i>	<i>0.125</i>	<i>208</i>
<i>90</i>	<i>0.1156</i>	<i>173.046</i>	<i>0.3969</i>	<i>65.516</i>
<i>98</i>	<i>0.2817</i>	<i>70.988</i>	<i>1</i>	<i>26</i>
<i>110</i>	<i>1</i>	<i>20</i>	<i>4</i>	<i>6.5</i>
<i>120</i>	<i>2.7089</i>	<i>7.383</i>	<i>12.6992</i>	<i>2.047</i>
<i>130</i>	<i>6.9842</i>	<i>2.864</i>	<i>40.3175</i>	<i>0.645</i>
<i>150 (PELIGRO DE GASES)</i>	<i>40.589</i>	<i>0.493</i>	<i>406.3747</i>	<i>0.064</i>

COMPARATIVA

A continuación se darán ejemplos de resultados de vida útil para distintos valores de carga del transformador



FÓRMULA EMPÍRICA QUE LIGA LA T° AMBIENTE CON LA $I_{NOMINAL}$

$$I_{a \text{ la } T^{\circ}a} = I_{NOMINAL} \left(1,3 - \frac{T^{\circ}a}{100} \right) \text{ Siendo } T^{\circ}A \text{ la temperatura ambiente}$$

$$I_{a \text{ la } T^{\circ}a} = I_{NOMINAL} \left(1,3 - \frac{40^{\circ}C}{100} \right) = I_{NOMINAL} * 0,90$$

$$I_{a \text{ la } T^{\circ}a} = I_{NOMINAL} \left(1,3 - \frac{25^{\circ}C}{100} \right) = I_{NOMINAL} * 1,05$$

***PROTECCIÓN DE
TRANSFORMADORES
DE POTENCIA***

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- Protección de transformadores de potencia de dos devanados.
- **Protecciones propias.**
- Termómetro de cuadrante.
- Imagen Térmica.
- Relé de Bucholz
- Nivel de aceite
- Relé de flujo de Conmutador Bajo Carga
- Protección de cuba
- Relé de presión
- Diferencial
- **Protección de respaldo**
- Relé de sobrecorriente

Protección de transformadores.

El objeto de una protección para transformadores es desconectar la máquina de la red antes que la falla que pueda tener lo destruya o lo deteriore y además pueda afectar otros componentes de la red.

Algunos tipos de falla.

- **Fallas fase-fase en devanados o conexiones en AT – MT- BT.**
- **Fallas a tierra en devanados.**
- **Fallas en el CBC. (fase-fase/ fase-tierra).**
- **Cortocircuito entre espiras de devanado.**
- **Falla en núcleo. Deterioro de aislación entre chapas, chapas y bulones o piezas de sujeción.**
- **Fallas en sistema refrigerante.**
 - **Sobrecargas.**
 - **Cortocircuitos.**

Causas más comunes que provocan fallas.

- **Sobreexcitación, saturación del circuito magnético y aparición de puntos calientes.**
 - **Armónicos.**
- **Deterioro de aislamiento por sobrecargas prolongadas.**
 - **Deformación de los devanados por efecto de cortocircuito.**
 - **Perforación de aislantes por s. e.**
 - **Contaminación en los aisladores.**
- **Pérdida de las condiciones de NORMAS del aceite aislante.**
- **Defecto en sistema de refrigeración.**

Clasificación de las protecciones.

Protección principal.

Es el conjunto de protecciones que permiten desconectar rápidamente a la máquina ante un defecto interno.

Protección de Respaldo.

Es menos selectiva normalmente temporizada pues debe coordinar con la de aguas abajo.

PROTECCIONES PRINCIPALES.

Relé Buchholz (97).

Termómetro de cuadrante (26).

Imagen Térmica (49).

Nivel de aceite (99).

Válvula de presión (63).

Diferencial (87).

Cuba (50 c).

Relé flujo CBC (97R).

Deshidratador de aire.

PROTECCIONES DE RESPALDO.

Relé de sobrecorriente de fase (50-51).

Relé de sobrecorriente de neutro (50N-51N).

Direccionales (67) (67N).

Cuba (50C).

Protección de impedancia (27)

IEEE Std C37.91-2000

Guide for Protective Relay. Application to Power Transformer

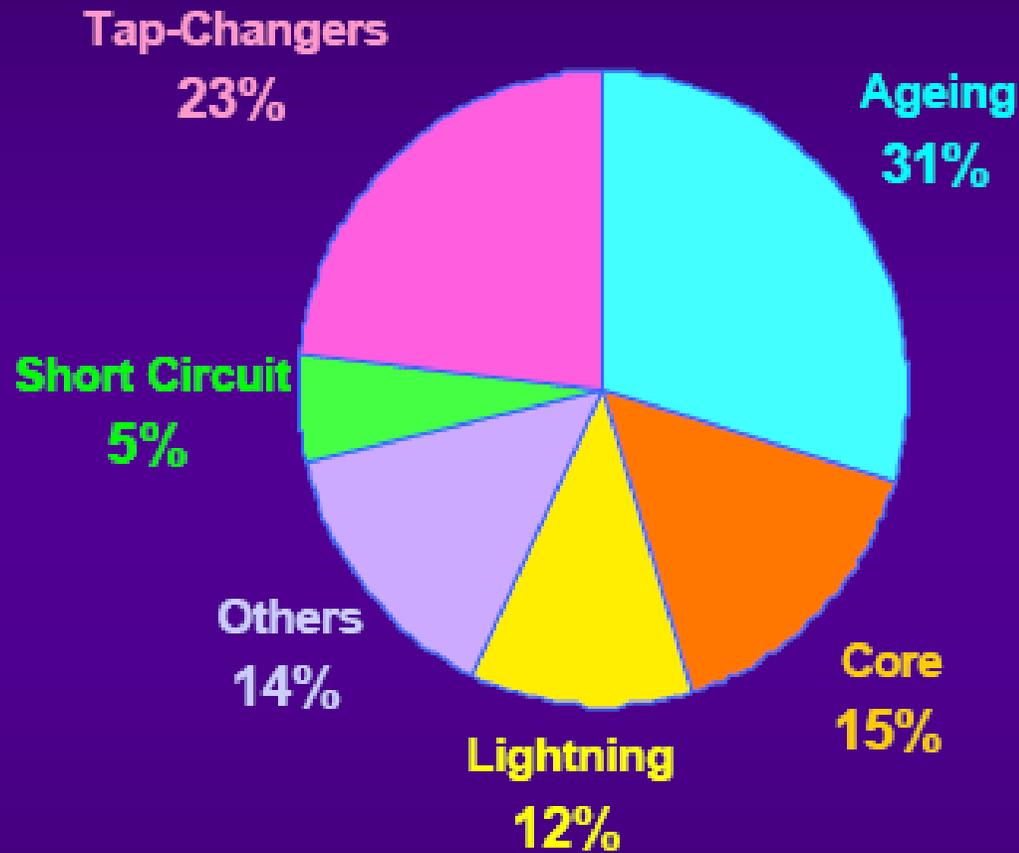
Table 1—Failure statistics for three time periods

	1955–1965		1975–1982		1983–1988	
	Number	Percent of total	Number	Percent of total	Number	Percent of total
Winding failures	134	51	615	55	144	37
Tap changer failures	49	19	231	21	85	22
Bushing failures	41	15	114	10	42	11
Terminal board failures	19	7	71	6	13	3
Core failures	7	3	24	2	4	1
Miscellaneous failures	12	5	72	6	101	26
Total	262	100	1127	100	389	100

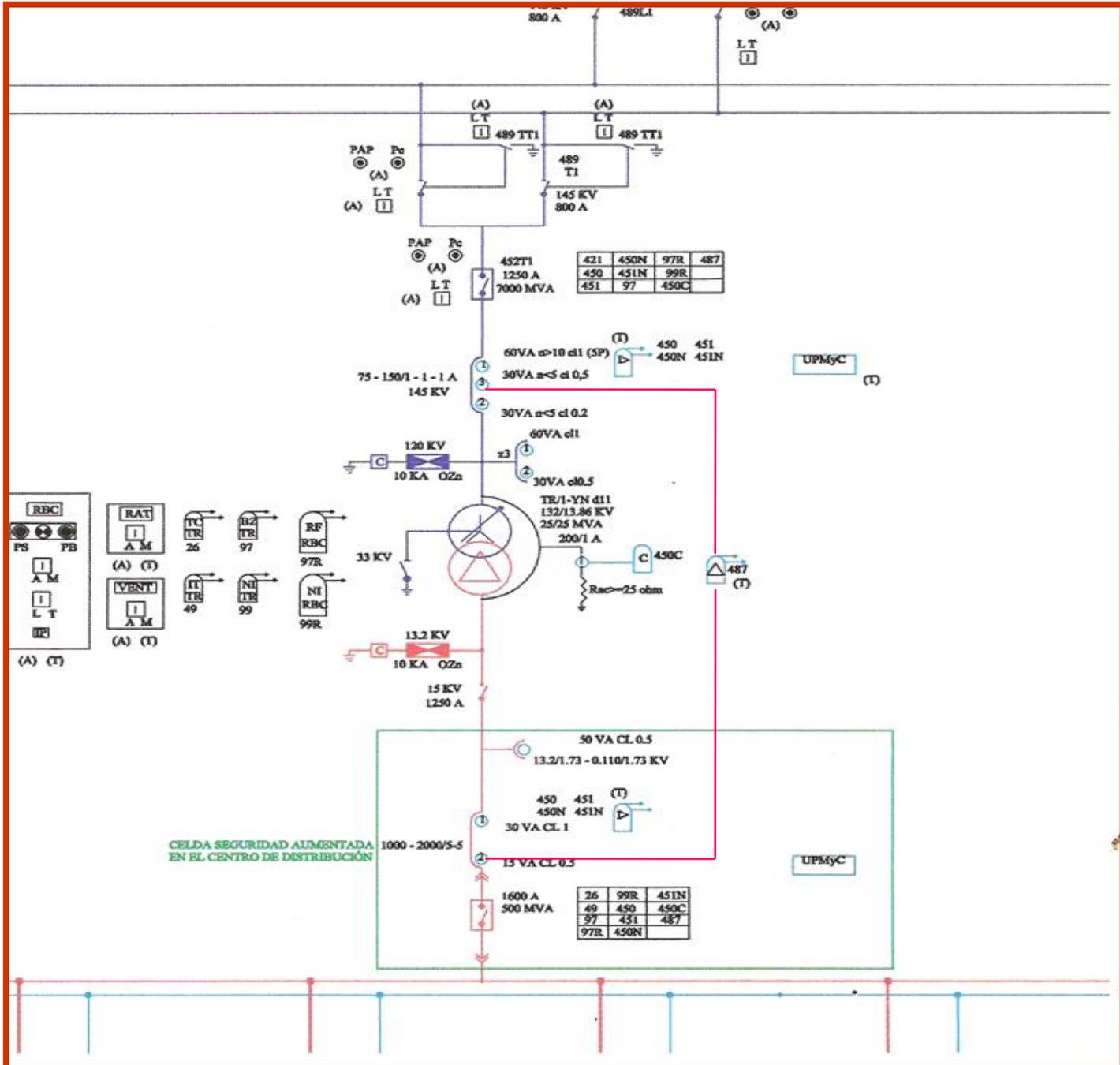


FAILURE MODE	NUMBER OF TRANSFORMERS			TOTAL	%
	20 – 100 MVA	100 – 400 MVA	>400 MVA		
Ageing	37	15	4	56	31
Core	18	8	3	29	15
Lightning	10	2	10	22	12
Others	12	15	0	27	14
Short Circuit	9	1	0	10	5
Tap-Changers	36	5	3	44	23
TOTAL	122	46	20	188	100

Transformer Failure Modes



Percentage Transformer Failure Modes



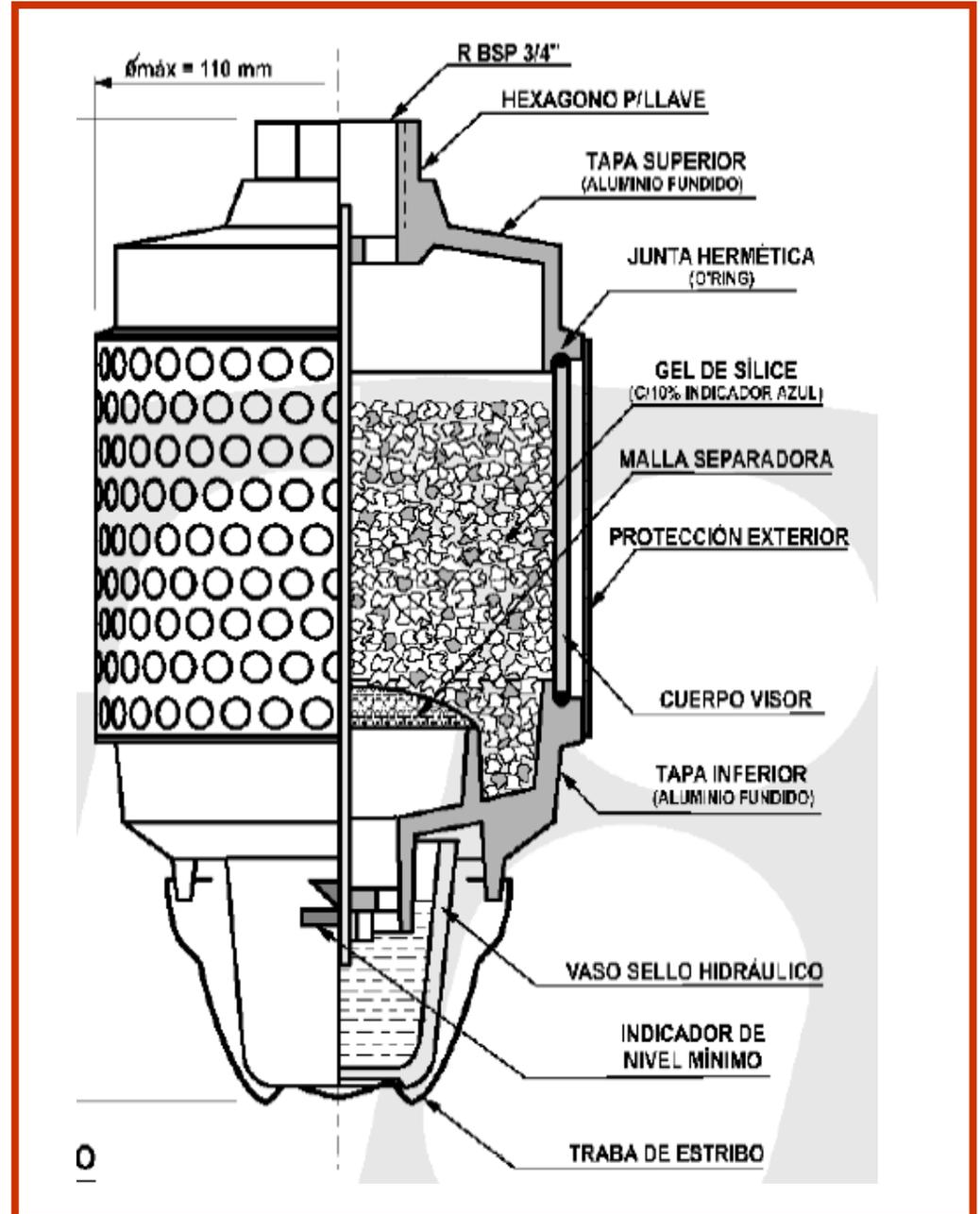
421	450N	97R	487
450	451N	99R	
451	97	450C	

26	99R	451N
49	450	450C
97	451	487
97R	450N	

CELDA SEGURIDAD AUMENTADA EN EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN

DESHIDRATADOR

Completar nivel de la trampa de aceite , verificando en este momento que el transformador, respire a través del aceite (Si permanecemos delante de la trampa de aceite unos instantes debemos observar que las burbujas de aire que intercambia el conjunto pasan a través del aceite de la misma).



DESHIDRATADOR

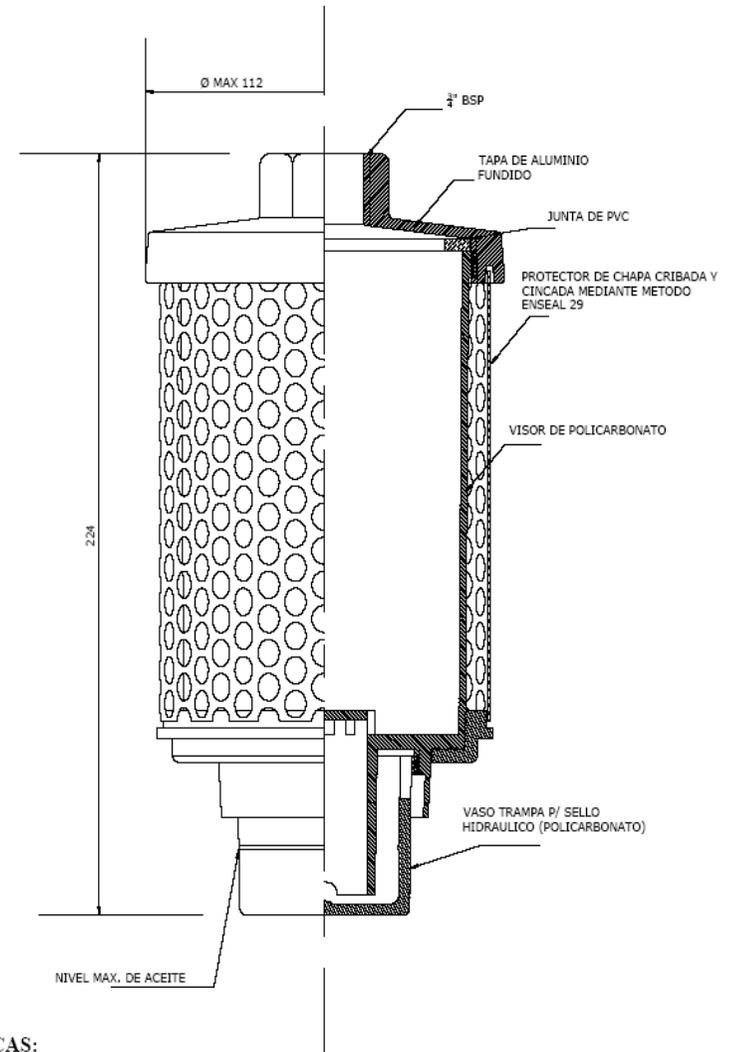
ALBÚMINA

Revisar mensualmente

**Cada 10.000 litros 5 Kg
de silicagel**

**En los climas con gran
amplitud térmica, se da
a veces el caso de una
respiración tan
profunda de la
máquina, que se
produce una succión
del aceite que impregna
al silicagel.**

DESHIDRATADOR PARA TRANSFORMADOR MODELO T-01ACC



CARACTERISTICAS:

- Tapa de aluminio fundido (recubierta con pintura epoxi), con rosca ¼" BSP.
- Visor de policarbonato LEXAN® de GE, resistente al UV.
- Junta de PVC resistente a los aceites minerales.
- Vaso trampa de policarbonato LEXAN® de GE, resistente al UV.
- Protector de chapa perforada Ø8 en tres bolillos, cincada mediante ENSEAL 29

IMAGEN TÉRMICA (IT)

ANSI IEEE 49

Para la calibración de la Imagen Térmica es imprescindible conocer la diferencia

entre la T°_{ACEITE} y la $T^{\circ}_{BOBINADO}$,

$$[\Delta T^{\circ} = (T^{\circ}_{Aceite} - T^{\circ}_{Bobinado})] = K$$

dato solo obtenible del

Ensayo de Calentamiento.

$$\Delta T_{Ter} = \Delta TM + \left[\frac{R. cal.}{R. frio} (235 + T.I) - 235 \right] - \left[\frac{T CAP S + Ti}{2} \right] \times \left[\frac{I. nom.}{I. ens.} \right]^{1,5}$$

Por sobre la Ta
Solo la del bobinado

$T^{\circ}_{Bobinado AT \acute{o} BT}$

$$= (\Delta T^{\circ}_{maceite-ambiente} * FCP_{BT \acute{o} AT}) + (\theta T^{\circ}_{Entre aceite y bobinado} * FCC_{BT \acute{o} AT})$$

Este ensayo se realiza según la

IRAM 2018

Calibración IT T1

Según ensayo de calentamiento;

$$T_{m\acute{a}x\ aceite} = 58,12\ ^{\circ}C; T_{med\ aceite} = 40,20\ ^{\circ}C;$$

$$T_{1/2Cuprim} = 64,41\ ^{\circ}C; T_{1/2Cusec} = 67,44\ ^{\circ}C;$$

$$\Delta T_{prim} = 5,96\ ^{\circ}C; \Delta T_{sec} = 6,76\ ^{\circ}C$$

Con $K \approx 9^{\circ}C$, 100 A Prim y TI=200/5, 100 A corresponden a 50 %,

con lo cual $I_1 = 2,5$ A e $I_2 = 0,75$ A que se deben calibrar con la Unidad Adaptadora (UA).

Calibración IT T3

Según ensayo de calentamiento;

$$T_{m\acute{a}x\ aceite} = 80,77\ ^{\circ}C; T_{med\ aceite} = 50,40\ ^{\circ}C;$$

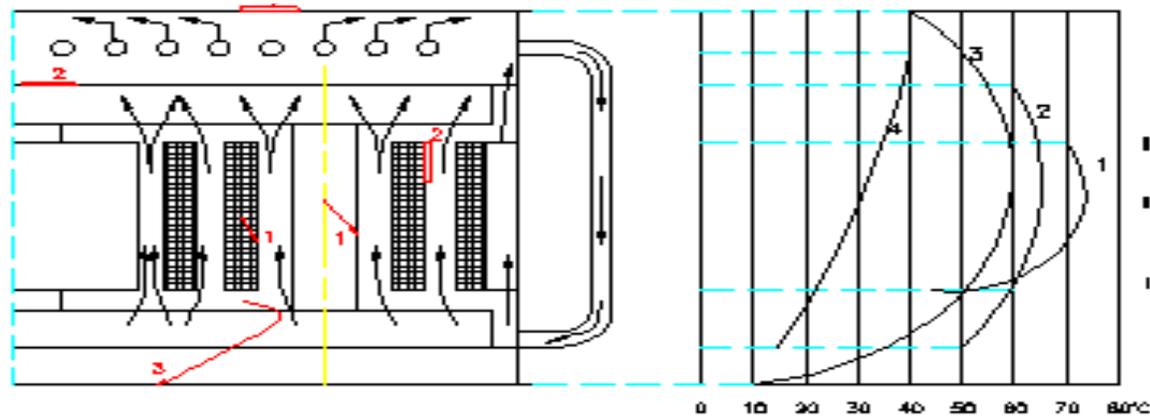
$$T_{1/2Cuprim} = 64,54\ ^{\circ}C; T_{1/2Cusec} = 93,73\ ^{\circ}C;$$

$$\Delta T_{prim} = 1,48\ ^{\circ}C; \Delta T_{sec} = 7,97\ ^{\circ}C$$

Con $K \approx 13^{\circ}C$, 88 A Prim y TI=200/5, 88 A corresponden a 44 %,

con lo cual $I_1 = 2,2$ A e $I_2 = 0,85$ A que se deben calibrar con la UA.

18/07/2004: TRANSENER, fija disparo de los dos IAP, solo para Bucholz e Imagen Térmica.



1- DEVANADO 45°C a 75°C 2- NUCLEO 50°C a 60°C
 3- ACEITE 10°C a 55°C 4- SUP. DEL TUBO 10°C a 40°C

TRANSF.	MARCA	IMAGEN TERMICA			Nº SERIE	Ucc%	TERMOMETRO DE CUADRANTE	
		ARRANQUE VENTILADORES	ALARMA	DISPARO			ALARMA	DISPARO
1	TTE	70 °C	95 °C	105 °C	14000	9,33%	80 °C	90 °C
2	TTE	70 °C	95 °C	105 °C	13998	9,417%	80 °C	90 °C
3	CEGELEC	70 °C	95 °C	105 °C	6842	10%	80 °C	90 °C
4	CEGELEC	70 °C	95 °C	105 °C	5386	10%	80 °C	90 °C
5	ARTRANS	60 °C	95 °C	105 °C	92011862	11,216%	80 °C	90 °C

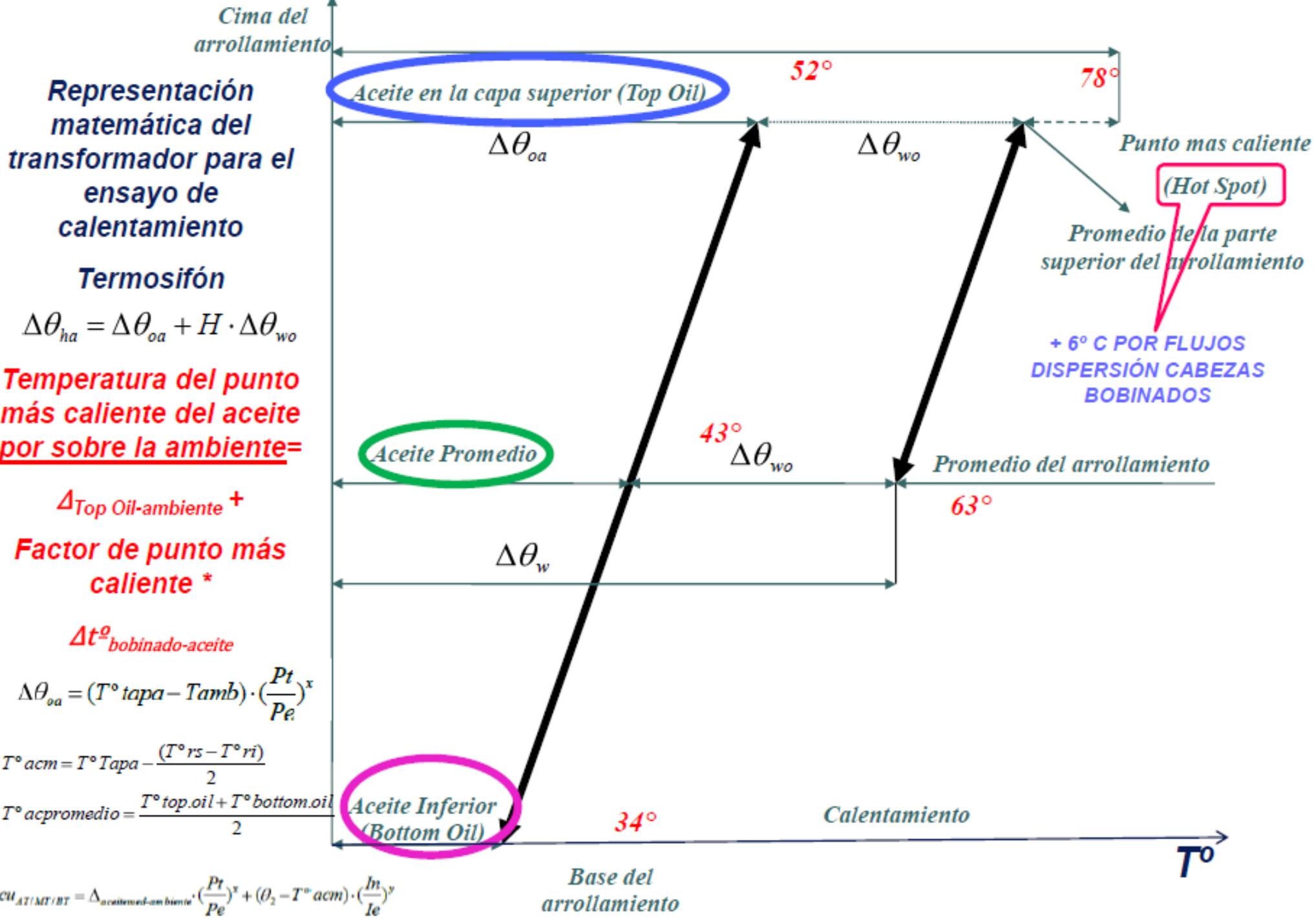
27/12/2003: Tº arranque ventiladores 55 °C

Límites normales de calentamiento para potencia nominal en régimen permanente.

Todos los límites de calentamiento son para aislación Clase "A", temperatura de la aislación de 105°C y aceites (minerales y vegetales) con punto de inflamación menor a los 300°C. SILICONA (130°C a 150 °C)
NOMEX (papel \$6; nomex u\$s 60)(200° C).

<i>Calentamiento de la capa superior del aceite (Top Oil) 60°K</i>	
<i>Calentamiento medio de los arrollamientos</i>	<i>Para ON u OF 65°K</i>
	<i>Para OD 70°K</i>

Estas temperaturas son por sobre la temperatura ambiente



PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

La temperatura de los devanados depende de la carga del transformador y de la temperatura del medio de refrigeración – el aceite. Se miden estos dos parámetros y se interrelacionan en el instrumento.

La temperatura del aceite es medida con el método usual, cuyo sistema de medición está compuesto por:

-bulbo, capilar y cilindro de medición – el que contienen un líquido que se expande con el aumento de la temperatura.

- Además se dispone en el interior del cilindro de medición una **resistencia de calentamiento** diseñada en forma especial.

-Al alimentar dicha resistencia con una corriente que sea proporcional a la corriente de carga del transformador (suministrada por el TI) se estará generando, en el cilindro de medición, una energía térmica proporcional a la energía térmica que la corriente de carga genera en el devanado del transformador de potencia por efecto de las pérdidas.

La resistencia de calentamiento se conecta al transformador de intensidad (CT) a través de una

Unidad Adaptadora 44677 o una Resistencia adaptadora TD 50 (o TD 66).

Pueden o no tener compensación de la T° ambiente

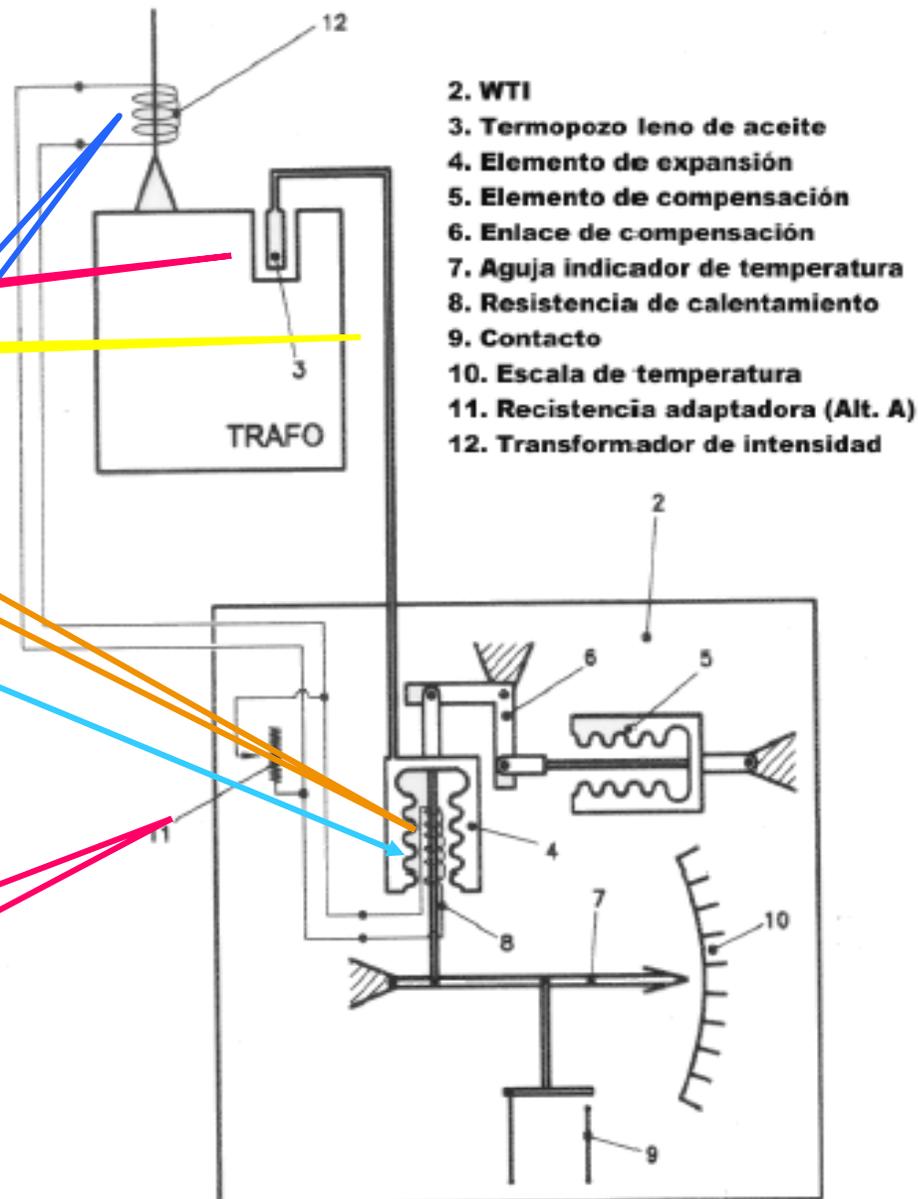


IMAGEN TÉRMICA EJEMPLO T3

El Indicador Remoto de la IT, indica el **Top Oil** o lo que es lo mismo la **Temperatura del Bobinado**.

Esta T^0 , no debe superarse, porque está indicando para **Arranque Ventiladores**:

1. Si la $T^0_a = 40\text{ }^\circ\text{C}$; implica que la $T^0_{\text{Bobinado}} \leq 40 + 65 = 105\text{ }^\circ\text{C}$. Si del ensayo de calentamiento $\Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 13\text{ }^\circ\text{C}$ y la $T^0_{\text{Top Oil}} = 41\text{ }^\circ\text{C}$; entonces $T^0_{\text{Bobinado}} = 41\text{ }^\circ\text{C} + \Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 41\text{ }^\circ\text{C} + 13\text{ }^\circ\text{C} = 54\text{ }^\circ\text{C} < 55\text{ }^\circ\text{C}$ y **NO hay Arranque**

2. Si la $T^0_a = 40\text{ }^\circ\text{C}$; implica que la $T^0_{\text{Bobinado}} \leq 40 + 65 = 105\text{ }^\circ\text{C}$. Si del ensayo de calentamiento $\Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 13\text{ }^\circ\text{C}$ y la $T^0_{\text{Top Oil}} = 45\text{ }^\circ\text{C}$; entonces $T^0_{\text{Bobinado}} = 45\text{ }^\circ\text{C} + \Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 45\text{ }^\circ\text{C} + 13\text{ }^\circ\text{C} = 58\text{ }^\circ\text{C} > 55\text{ }^\circ\text{C}$ y **SI hay Arranque**

LA T^0_{BOBINADO} , si la IT tiene compensación de T^0_a , ES INDEPENDIENTE DE LA T^0_{AMBIENTE}

Además $H=1$. ¡Cuidado con esto!



TUBOS TRANS
ELECTRIC

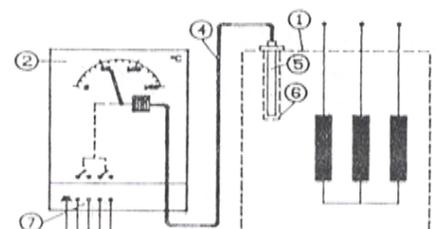
TERMOMETRO KIHLSTROMS AKM 34
RELE INDICADOR DE TEMPERATURA DE ACEITE

N-404-010

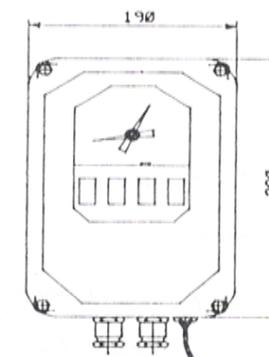
EL TERMOMETRO DE CONTACTO AKM SERIE 34 MIDE LA TEMPERATURA DE LA CAPA SUPERIOR DEL ACEITE DE TRANSFORMADORES. ES UN INSTRUMENTO APTO PARA TRABAJAR A LA INTemperIE BAJO CUALQUIER CLIMA, MONTADO SOBRE EL TRANSFORMADOR.

SE COMPONE DE UN INSTRUMENTO INDICADOR, CON UNA AGUJA DE MAXIMA Y HASTA CUATRO MICROCONTACTOS DE SALIDA, CONECTADO A UN BULBO-SENSOR MEDIANTE UN TUBO CAPILAR PROTEGIDO. EL BULBO-SENSOR SE COLOCA EN UNA VAINA ESTANCA, LLENA DE ACEITE, UBICADA SOBRE LA TAPA DEL TRANSFORMADOR.

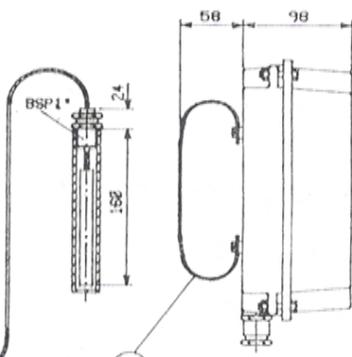
DATOS TECNICOS	
ESCALA	0 - 150 C
ERROR	± 3 C
CONTACTOS	30 - 150 C
HISTERESIS	10 - 14 C



1- TAPA DEL TRANSFORMADOR
2- INSTRUMENTO HERMETICO
3- MONTAJE ANTIVIBRATORIO
4- TUBO CAPILAR PROTEGIDO
5- BULBO SENSOR TERMICO
6- VAINA INMERSA EN ACEITE
7- CONTACTOS DE SALIDA



190
282

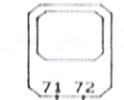


58 98
24
187

DIMENSIONES GENERALES

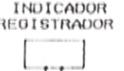
ELEMENTOS OPCIONALES:
LOS AKM SERIE 34 PUEDEN SER PROVISTOS CON UN TRANSMISOR INCORPORADO PARA INDICACION O REGISTRO A DISTANCIA. EL TRANSMISOR PUEDE SER TIPO PT100, CU 10 O LAZO DE CORRIENTE 20 MA. ESTO BRINDA MULTIPLES VENTAJAS SOBRE LOS METODOS CONVENCIONALES CON ELEMENTOS SEPARADOS: MENOR COSTO, NO HAY ERRORES POR DIFERENTES CONSTANTES DE TIEMPO, ETC.

TERMOMETRO



71 72

INDICADOR REGISTRADOR



FUENTE ALIM.



24VDC

INDICADOR REMOTO 96 X 96 MM
CON LAZO DE CORRIENTE 4-20 MA
Y FUENTE DE ALIMENTACION.



IMAGEN TÉRMICA

El Indicador Remoto de la IT, indica el **Top Oil** o lo que es lo mismo la **Temperatura del Bobinado**.

Esta T^0 , no debe superarse, porque está indicando para **Disparo de Alarma**:

1. Si la $T^0_a = 40\text{ }^\circ\text{C}$; implica que la $T^0_{\text{Bobinado}} \leq 40 + 65 = 105\text{ }^\circ\text{C}$. Si del ensayo de calentamiento $\Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 13\text{ }^\circ\text{C}$ y la $T^0_{\text{Top Oil}} = 75\text{ }^\circ\text{C}$; entonces $T^0_{\text{Bobinado}} = 75\text{ }^\circ\text{C} + \Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 75\text{ }^\circ\text{C} + 13\text{ }^\circ\text{C} = 88\text{ }^\circ\text{C} < 95\text{ }^\circ\text{C}$ y **NO hay Alarma**

2. Si la $T^0_a = 40\text{ }^\circ\text{C}$; implica que la $T^0_{\text{Bobinado}} \leq 40 + 65 = 105\text{ }^\circ\text{C}$. Si del ensayo de calentamiento $\Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 13\text{ }^\circ\text{C}$ y la $T^0_{\text{Top Oil}} = 85\text{ }^\circ\text{C}$; entonces $T^0_{\text{Bobinado}} = 85\text{ }^\circ\text{C} + \Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 85\text{ }^\circ\text{C} + 13\text{ }^\circ\text{C} = 98\text{ }^\circ\text{C} > 95\text{ }^\circ\text{C}$ y **SI hay Alarma**



TUBOS TRANS
ELECTRIC

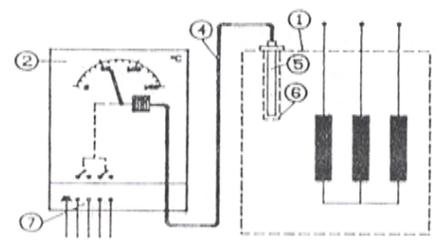
TERMOMETRO KIHLSTROMS AKM 34
RELE INDICADOR DE TEMPERATURA DE ACEITE

N-404-010

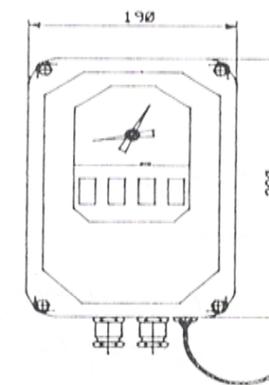
EL TERMOMETRO DE CONTACTO AKM SERIE 34 MIDE LA TEMPERATURA DE LA CAPA SUPERIOR DEL ACEITE DE TRANSFORMADORES. ES UN INSTRUMENTO APTO PARA TRABAJAR A LA INTemperIE BAJO CUALQUIER CLIMA, MONTADO SOBRE EL TRANSFORMADOR.

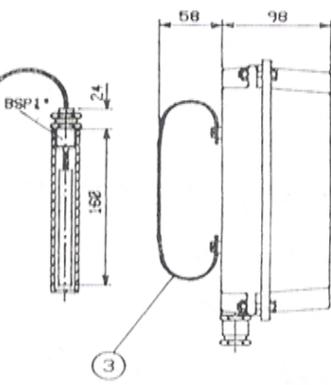
SE COMPONE DE UN INSTRUMENTO INDICADOR, CON UNA AGUJA DE MAXIMA Y HASTA CUATRO MICROCONTACTOS DE SALIDA, CONECTADO A UN BULBO-SENSOR MEDIANTE UN TUBO CAPILAR PROTEGIDO. EL BULBO-SENSOR SE COLOCA EN UNA VAINA ESTANCA, LLENA DE ACEITE, UBICADA SOBRE LA TAPA DEL TRANSFORMADOR.

DATOS TECNICOS	
ESCALA	0 - 150 C
ERROR	± 3 C
CONTACTOS	30 - 150 C
HISTERESIS	10 - 14 C



1- TAPA DEL TRANSFORMADOR
2- INSTRUMENTO HERMETICO
3- MONTAJE ANTIVIBRATORIO
4- TUBO CAPILAR PROTEGIDO
5- BULBO SENSOR TERMICO
6- VAINA INMERSA EN ACEITE
7- CONTACTOS DE SALIDA



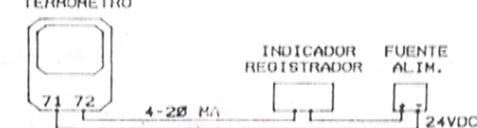


DIMENSIONES GENERALES

ELEMENTOS OPCIONALES:

LOS AKM SERIE 34 PUEDEN SER PROVISTOS CON UN TRANSMISOR INCORPORADO PARA INDICACION O REGISTRO A DISTANCIA. EL TRANSMISOR PUEDE SER TIPO PT100, CU 10 O LAZO DE CORRIENTE 2-20 MA. ESTO BRINDA MULTIPLES VENTAJAS SOBRE LOS METODOS CONVENCIONALES CON ELEMENTOS SEPARADOS: MENOR COSTO, NO HAY ERRORES POR DIFERENTES CONSTANTES DE TIEMPO, ETC.

TERMOMETRO



INDICADOR REMOTO 96 X 96 MM
CON LAZO DE CORRIENTE 4-20 MA
Y FUENTE DE ALIMENTACION.



IMAGEN TÉRMICA

El Indicador Remoto de la IT, indica el **Top Oil** o lo que es lo mismo la **Temperatura del Bobinado**.

Esta T^0 , no debe superarse, porque está indicando para **Disparos IAPs en Bloque**:

Si la $T^0_a = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$; implica que la $T^0_{\text{Bobinado}} \leq 40 + 65 = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$. Si del ensayo de calentamiento $\Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 13\text{ }^{\circ}\text{C}$ y la $T^0_{\text{Top Oil}} = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$; entonces $T^0_{\text{Bobinado}} = 100\text{ }^{\circ}\text{C} + \Delta T^0 (T^0_{\text{Aceite}} - T^0_{\text{Bobinado}}) = 100\text{ }^{\circ}\text{C} + 13\text{ }^{\circ}\text{C} =$

$113\text{ }^{\circ}\text{C} > 105\text{ }^{\circ}\text{C}$ Si Hay Disparo de IAP en Bloque

TE TUBOS TRANS ELECTRIC	TERMOMETRO KIHLSTROMS AKM 34 RELE INDICADOR DE TEMPERATURA DE ACEITE	N-404-010
--------------------------------------	---	-----------

EL TERMOMETRO DE CONTACTO AKM SERIE 34 MIDE LA TEMPERATURA DE LA CAPA SUPERIOR DEL ACEITE DE TRANSFORMADORES. ES UN INSTRUMENTO APTO PARA TRABAJAR A LA INTemperIE BAJO CUALQUIER CLIMA, MONTADO SOBRE EL TRANSFORMADOR.

SE COMPONE DE UN INSTRUMENTO INDICADOR, CON UNA AGUJA DE MAXIMA Y HASTA CUATRO MICROCONTACTOS DE SALIDA, CONECTADO A UN BULBO-SENSOR MEDIANTE UN TUBO CAPILAR PROTEGIDO. EL BULBO-SENSOR SE COLOCA EN UNA VAINA ESTANCA, LLENA DE ACEITE, UBICADA SOBRE LA TAPA DEL TRANSFORMADOR.

DATOS TECNICOS	
ESCALA	0 - 150 C
ERROR	± 3 C
CONTACTOS	30 - 150 C
HISTERESIS	10 - 14 C

- 1- TAPA DEL TRANSFORMADOR
- 2- INSTRUMENTO HERMETICO
- 3- MONTAJE ANTIVIBRATORIO
- 4- TUBO CAPILAR PROTEGIDO
- 5- BULBO SENSOR TERMICO
- 6- VAINA INMERSA EN ACEITE
- 7- CONTACTOS DE SALIDA

DIMENSIONES GENERALES

ELEMENTOS OPCIONALES:

LOS AKM SERIE 34 PUEDEN SER PROVISTOS CON UN TRANSMISOR INCORPORADO PARA INDICACION O REGISTRO A DISTANCIA. EL TRANSMISOR PUEDE SER TIPO PT100, CU 10 O LAZO DE CORRIENTE 4-20 MA. ESTO BRINDA MULTIPLES VENTAJAS SOBRE LOS METODOS CONVENCIONALES CON ELEMENTOS SEPARADOS: MENOR COSTO, NO HAY ERRORES POR DIFERENTES CONSTANTES DE TIEMPO, ETC.

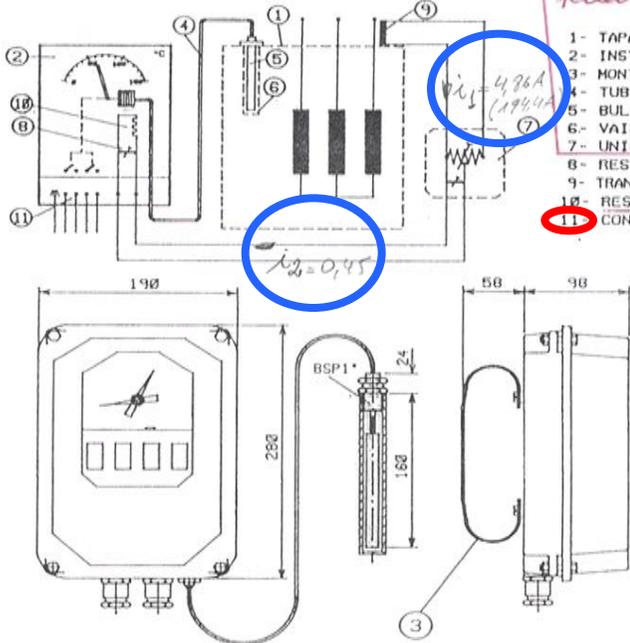
INDICADOR REMOTO 96 X 96 MM
CON LAZO DE CORRIENTE 4-20 MA
Y FUENTE DE ALIMENTACION.

EL RELE INDICADOR DE TEMPERATURA DE DEVANADOS KIHLSTROMS SERIE 35 MIDE INDIRECTAMENTE, MEDIANTE UNA "IMAGEN TERMICA", LA TEMPERATURA DE LA PARTE MAS CALIENTE DE LOS ARROLLAMIENTOS DE TRANSFORMADORES. ES UN INSTRUMENTO APTO PARA TRABAJAR A LA INTERPERIE BAJO CUALQUIER CLIMA. MONTADO SOBRE EL TRANSFORMADOR.

AKM SERIE 35 CONSISTE EN UN TERMOMETRO DE CONTACTO COMO EL AKM 34, SUPLEMENTADO CON UN ELEMENTO CALEFACTOR QUE ES ALIMENTADO POR UNA CORRIENTE PROPORCIONAL A LA CORRIENTE DE CARGA DEL ARROLLAMIENTO QUE PROTEGE. TIENE UN BULBO SENSOR, CONECTADO A UN TUBO CAPILAR, UNA AGUJA DE MAXIMA Y HASTA CINCO MICROCONTACTOS DE SALIDA. TAMBIEN DISPONE UNA UNIDAD ADAPTADORA O UN RESISTOR INCORPORADO PARA CALIBRAR LA CORRIENTE CALEFACTORA Y DE ESTE MODO SIMULAR LA TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DE LOS DEVANADOS.

DATOS TECNICOS

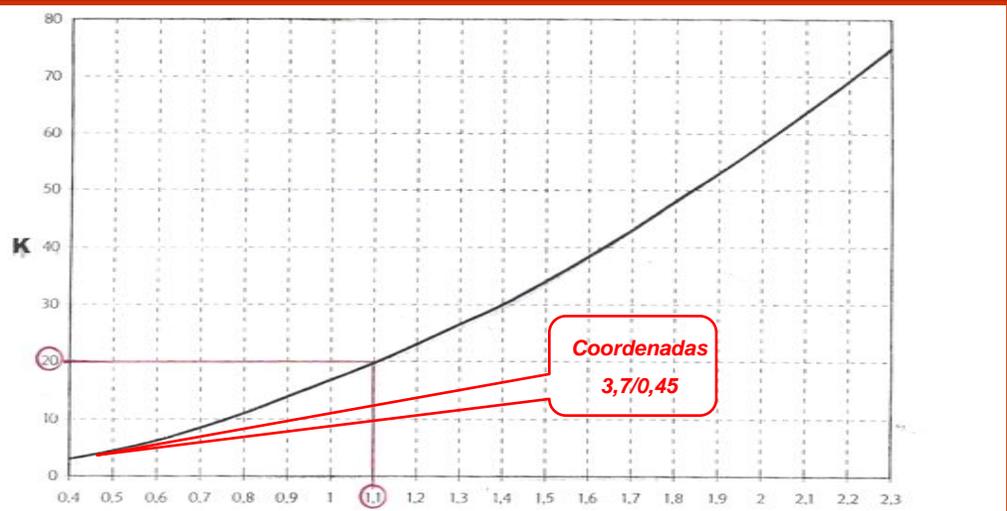
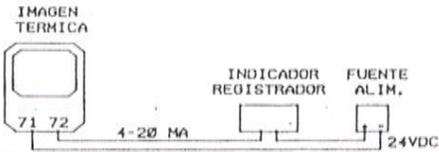
ESCALA	0 - 150 C
ERROR	± 3 C
CONTACTOS	30 - 150 C
HISTERESIS	10 - 14 C



DIMENSIONES GENERALES

ELEMENTOS OPCIONALES:

LOS AKM SERIE 35 PUEDEN SER PROVISTOS CON UN TRANSMISOR INCORPORADO PARA INDICACION O REGISTRO A DISTANCIA. EL TRANSMISOR PUEDE SER TIPO PT100, CU 10 O LAZO DE CORRIENTE 4-20 MA. ESTO BRINDA MULTIPLES VENTAJAS SOBRE LOS METODOS CONVENCIONALES CON ELEMENTOS SEPARADOS: MENOR COSTO, NO HAY ERRORES POR DIFERENTES CONSTANTES DE TIEMPO, ETC.



Cliente: Coop. Eléctrica Godoy Cruz
Transformador: 14/20 MVA
NV: 3325 Ref. 66/13,8kV

AJUSTES DE TEMPERATURAS Y CORRIENTES

Características de ajuste del relé WTl. S.35 - AKM

DT Cu-Ac (°C)	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
I calef. (A)	0,71	0,78	0,85	0,91	0,97	1,03	1,08	1,14	1,19	1,24	1,29

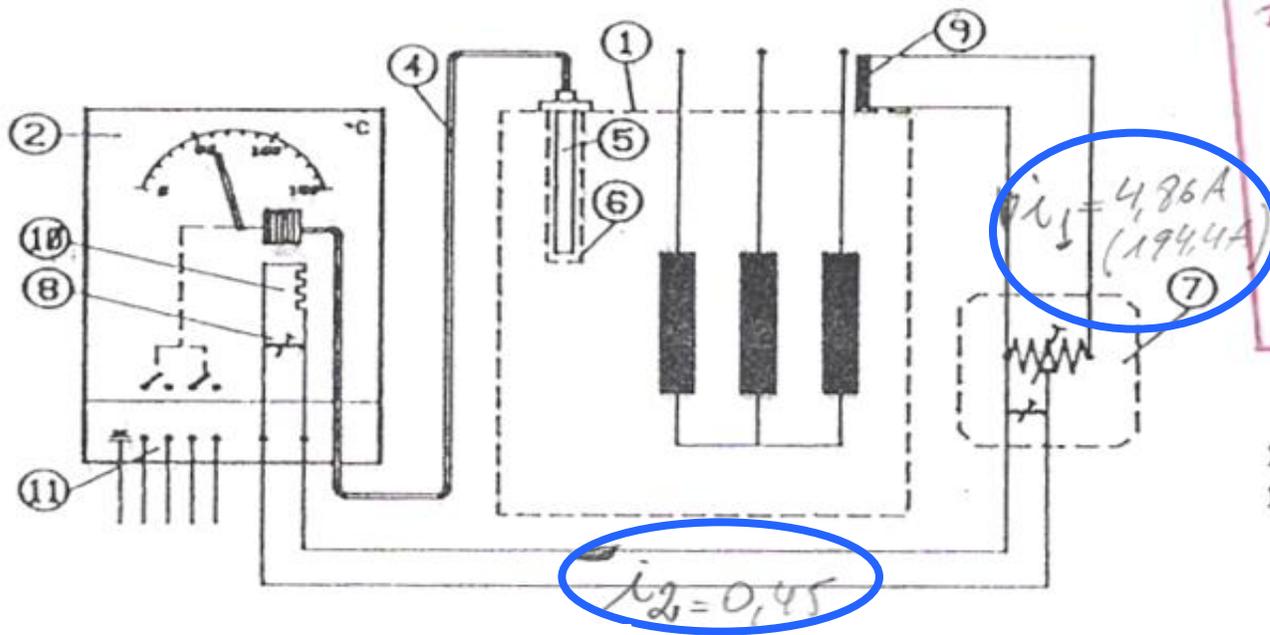
Relé de Imégen Térmica N°	281166-14	Arrollamiento:	AT
Corriente Máxima ONAF	194,4 A	Relación de transf. de IT:	200 5 A
Corriente en el la U.A	4,86 A	Mod. UA	
DT Cu-Aceite	MEDIO 3,7 °C	Corriente de Calefacción:	0,45 A
Relé de Imégen Térmica N°	-	Arrollamiento:	MT
Corriente Máxima	- A	Relación de transf. de IT:	- A
Corriente en el la U.A	- A	Mod. UA	-
DT Cu-Aceite	- °C	Corriente de Calefacción:	- A
Relé de Imégen Térmica N°	-	Arrollamiento:	BT
Corriente Máxima	- A	Relación de transf. de IT:	- A
Corriente en el la U.A	- A	Mod. UA	-
DT Cu-Aceite	- °C	Corriente de Calefacción:	- A

Ajuste de Relé IT:	Alarma:	110 °C	Desenganche:	115 °C
	1er. Grupo Vent.	70 °C	2er. Grupo Vent.	N/A °C

Ajuste del Termómetro de cuadrante marca Termorreg.

Ajuste Termómetro:	Alarma:	85 °C	Desenganche:	90 °C
--------------------	---------	-------	--------------	-------

Observaciones:



Con este repórtale i puez ferren el KI.

- 1- TAPA DEL TRANSFORMADOR
- 2- INSTRUMENTO HERMETICO
- 3- MONTAJE ANTIVIBRATORIO
- 4- TUBO CAPILAR PROTEGIDO
- 5- BULBO SENSOR TERMICO
- 6- VAINA INMERSA EN ACEITE
- 7- UNIDAD ADAPTADORA
- 8- RESISTOR INCORPORADO
- 9- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
- 10- RESISTENCIA CALEFACTORA
- 11- CONTACTOS DE SALIDA

Características de ajuste del relé WT! S.35 - AKM

DT Cu-Ac (°C)	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
I caléf. (A)	0,71	0,78	0,85	0,91	0,97	1,03	1,08	1,14	1,19	1,24	1,29
Relé de Imégen Térmica N°	281166-14		Arrollamiento:		AT						
Corriente Máxima ONAF	194,4		A		Relación de transf. de IT:		200		5		A
Corriente en el la U.A	4,86		A		Mod. UA						
DT Cu-Aceite	3,7		°C		Corriente de Calefacción:		0,45		A		
Relé de Imégen Térmica N°	-		Arrollamiento:		MT						
Corriente Máxima	-		A		Relación de transf. de IT:				A		
Corriente en el la U.A	-		A		Mod. UA						
DT Cu-Aceite	-		°C		Corriente de Calefacción:		A				
Relé de Imégen Térmica N°	-		Arrollamiento:		BT						
Corriente Máxima	-		A		Relación de transf. de IT:				A		
Corriente en el la U.A	-		A		Mod. UA						
DT Cu-Aceite	-		°C		Corriente de Calefacción:		A				
Ajuste de Relé IT:	Alarma:		110		°C		Desenganche:		115 °C		
	1er. Grupo Vent.		70		°C		2er. Grupo Vent.		N/A °C		

Ajuste del Termómetro de cuadrante marca Termorreg.

Ajuste Termómetro:	Alarma:	85	°C	Desenganche:	90	°C
--------------------	---------	----	----	--------------	----	----

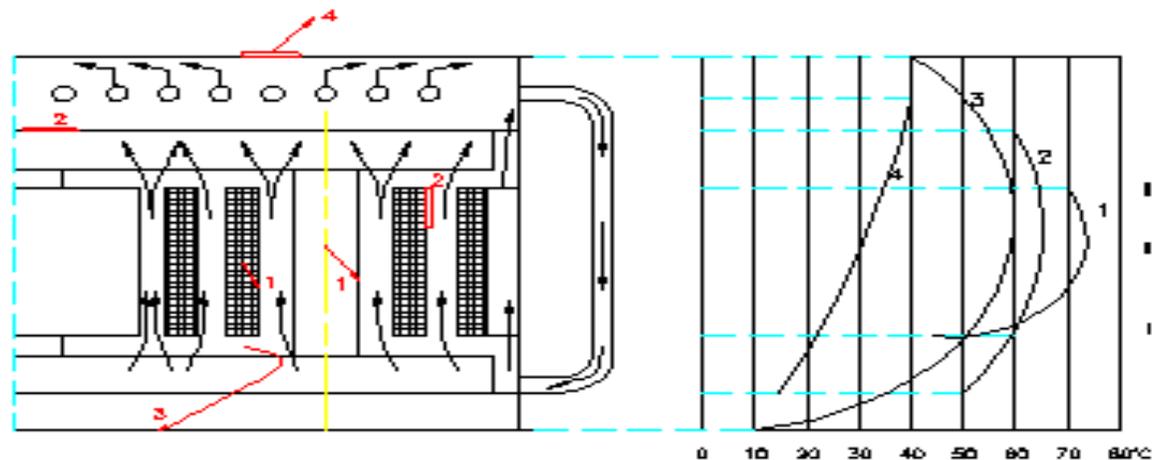
Observaciones:

Sinuda
cruza del
100

***TERMÓMETRO DE
CUADRANTE (TC)***

ANSI IEEE 26

18/07/2004: TRANSENER, fija disparo de los dos IAP, solo para Bucholz e Imagen Térmica.



1- DEVANADO 45°C a 75°C 2- NUCLEO 50°C a 60°C
 3- ACEITE 10°C a 55°C 4- SUP. DEL TUBO 10°C a 40°C

TRANSF.	MARCA	IMAGEN TERMICA			Nº SERIE	Ucc%	TERMOMETRO DE CUADRANTE	
		ARRANQUE VENTILADORES	ALARMA	DISPARO			ALARMA	DISPARO
1	TTE	70 °C	95 °C	105 °C	14000	9,33%	80 °C	90 °C
2	TTE	70 °C	95 °C	105 °C	13998	9,417%	80 °C	90 °C
3	CEGELEC	70 °C	95 °C	105 °C	6842	10%	80 °C	90 °C
4	CEGELEC	70 °C	95 °C	105 °C	5386	10%	80 °C	90 °C
5	ARTRANS	60 °C	95 °C	105 °C	92011862	11,216%	80 °C	90 °C

27/12/2003: Tº arranque ventiladores 55 °C

TERMÓMETRO DE CUADRANTE

1. **Adoptar las medidas de seguridad para liberar el transformador, puesta a tierra del mismo.**
2. **Eliminar depósitos de suciedad, polvo o sustancias grasas, gotas de agua u otro líquido sobre el aparato.**
3. **Verificar libertad de movimiento en las partes móviles girando lentamente hasta que la aguja indicadora alcance los distintos valores de regulación verificando arranque de ventiladores alarma y disparo de interruptores.**
4. **Verificar estado de las conexiones eléctricas en las borneras y correcto montaje del tubo capilar sobre la cuba.**
5. **Retirar el bulbo del alojamiento, sobre la tapa del transformador, limpiar e introducir el mismo dentro de un recipiente con agua hirviendo a 100 °C comprobando la indicación en el instrumento. En este punto se puede calentar lentamente aceite y realizar el contraste de la indicación contra un termómetro patrón. En caso de divergencias en la lectura corregir según manual.**
6. **Rearmar el conjunto verificando la junta de la tapa y sellar con elastómero.**
7. **Verificar que la posición del instrumento de temperatura sea perfectamente vertical, como así también la correcta fijación del mismo y del sistema de suspensión (tacos de goma o zunchos para absorber las vibraciones de la cuba), corregir de ser necesario.**
8. **Verificar el estado del cableado. Protocolizar las mediciones**
9. **Verificar que los valores de regulación del equipo sean los adoptados por nuestra Empresa.**
10. **Eliminar filtraciones de agua y verificar la existencia de ventilación en las diferentes cajas de conexionado y realizarlas de ser necesario. Reponer juntas de tapas y sellar con elastómero.**

Termómetro de cuadrante 0-150 °C

INDICADOR DE TEMPERATURA CON CONTACTOS

Es un instrumento con caja y tapa estancas especialmente diseñado para ser instalado a la intemperie o en ambientes con grandes concentraciones de polvo y humedad.

Posee un sistema de ventilación especial que evita el empañamiento de los visores y la condensación de agua en su interior debido a los cambios de temperatura y humedad ambiente. Viene provisto de contactos eléctricos regulables desde el frente por medio de una perilla, y los distintos tipos que se fabrican cubren prácticamente todas las necesidades técnicas, como ser: contactos de máxima y mínima, máxima y máxima, y máxima y desenganche, etc.



Ind. de temp. Máx. con reposición ext., con doble contacto, con bulbo a distancia.

Dim. Cuadrante 6", largo vaina 150mm, rosca 3/4"

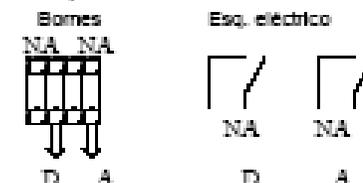
El uso más generalizado de este instrumento es el de medir la temperatura del aceite de los grandes transformadores eléctrico y por medio de los contactos puede accionar sistemas de alarma cuando la temperatura del aceite se eleve más allá de los límites prefijados.

Con contactos adecuados puede trabajar como termostato regulador de temperatura, o sea que cuando la temperatura del aceite sobrepase los límites de seguridad, pone automáticamente en marcha los equipos adicionales de refrigeración, hasta lograr que la temperatura descienda a los valores normales.

La simple instalación del instrumento en un transformador, puede evitarle al mismo daños parciales o totales debido a la alta temperatura que puede alcanzar el aceite por distintas causas.

Las características más sobresalientes son: sistema térmico accionado a tensión de mercurio, compensación bimetálica de las variaciones de la temperatura ambiente, tornillo micrométrico para corrección de temperatura desde el exterior de la caja, tapa abisagrada para facilitar el acceso a la perilla de los contacto, cierre a palanca apto para colocar un pequeño candado. El instrumento se fabrica en modelos con bulbos rígidos o a distancia. El largo del capilar, tipo de bulbo, material del mismo y tipo de contactos eléctricos son fabricados a pedido.

Bornes
NA NA
Capacidad de Contactos: 0,5 A - 250 Vac
Alarma "A": color verde
Desenganche "D": color rojo



TERMÓMETRO DE CUADRANTE

Indica el Top Oil.

Esta T^o, no debe superar los 60°C por sobre la temperatura ambiente y normalmente está indicando

Alarma y Disparo:

$$T^o_a = 40 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ y } T^o_{\text{Top Oil}} = 80 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\text{indica } T^o_{\text{Bobinado}} = T^o_{\text{Top Oil}} + \Delta T^o (T^o_{\text{Aceite}} - T^o_{\text{Bobinado}}) =$$

$$T^o_{\text{Bobinado}} = 80 + 13 = 93^\circ\text{C}$$

Que es < a 105 °C y > 90°C por lo tanto manda Disparo

$$\Delta\theta_{ha} = \Delta\theta_{oa} + H \cdot \Delta\theta_{wo}$$

$$\Delta\theta_{ha} = \Delta\theta_{oa} (80) + H(1,3) \cdot \Delta\theta_{wo} (13) = 96,9^\circ\text{C}$$



TUBOS TRANS
ELECTRIC

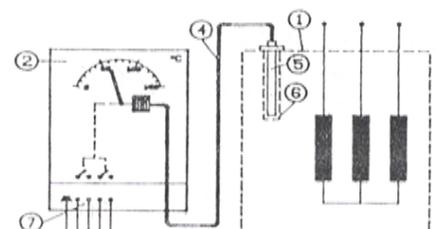
TERMOMETRO KIHLSTROMS AKM 34
RELE INDICADOR DE TEMPERATURA DE ACEITE

N-404-010

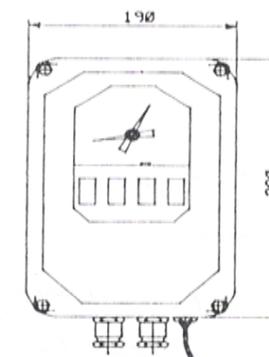
EL TERMOMETRO DE CONTACTO AKM SERIE 34 MIDE LA TEMPERATURA DE LA CAPA SUPERIOR DEL ACEITE DE TRANSFORMADORES. ES UN INSTRUMENTO APTO PARA TRABAJAR A LA INTemperIE BAJO CUALQUIER CLIMA, MONTADO SOBRE EL TRANSFORMADOR.

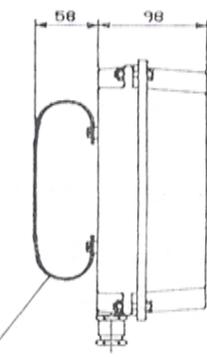
SE COMPONE DE UN INSTRUMENTO INDICADOR, CON UNA AGUJA DE MAXIMA Y HASTA CUATRO MICROCONTACTOS DE SALIDA, CONECTADO A UN BULBO-SENSOR MEDIANTE UN TUBO CAPILAR PROTEGIDO. EL BULBO-SENSOR SE COLOCA EN UNA VAINA ESTANCA, LLENA DE ACEITE, UBICADA SOBRE LA TAPA DEL TRANSFORMADOR.

DATOS TECNICOS	
ESCALA	0 - 150 C
ERROR	± 3 C
CONTACTOS	30 - 150 C
HISTERESIS	10 - 14 C



1- TAPA DEL TRANSFORMADOR
2- INSTRUMENTO HERMETICO
3- MONTAJE ANTIVIBRATORIO
4- TUBO CAPILAR PROTEGIDO
5- BULBO SENSOR TERMICO
6- VAINA INMERSA EN ACEITE
7- CONTACTOS DE SALIDA





DIMENSIONES GENERALES

ELEMENTOS OPCIONALES:

LOS AKM SERIE 34 PUEDEN SER PROVISTOS CON UN TRANSMISOR INCORPORADO PARA INDICACION O REGISTRO A DISTANCIA. EL TRANSMISOR PUEDE SER TIPO PT100, CU 10 O LAZO DE CORRIENTE 20 MA. ESTO BRINDA MULTIPLES VENTAJAS SOBRE LOS METODOS CONVENCIONALES CON ELEMENTOS SEPARADOS: MENOR COSTO, NO HAY ERRORES POR DIFERENTES CONSTANTES DE TIEMPO, ETC.

TERMOMETRO



INDICADOR REGISTRADOR



FUENTE ALIM.



4-20 MA 24VDC

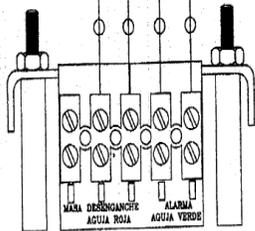
INDICADOR REMOTO 96 X 96 MM
CON LAZO DE CORRIENTE 4-20 MA
Y FUENTE DE ALIMENTACION.



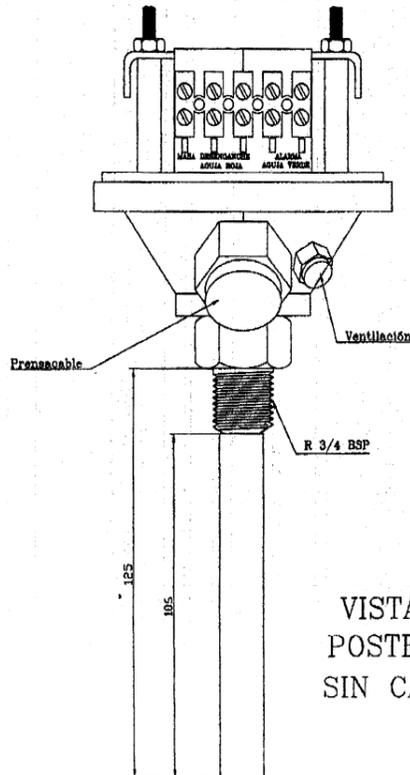
INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE

Contacto normal abierto
Desenganche (temperatura mas alta)

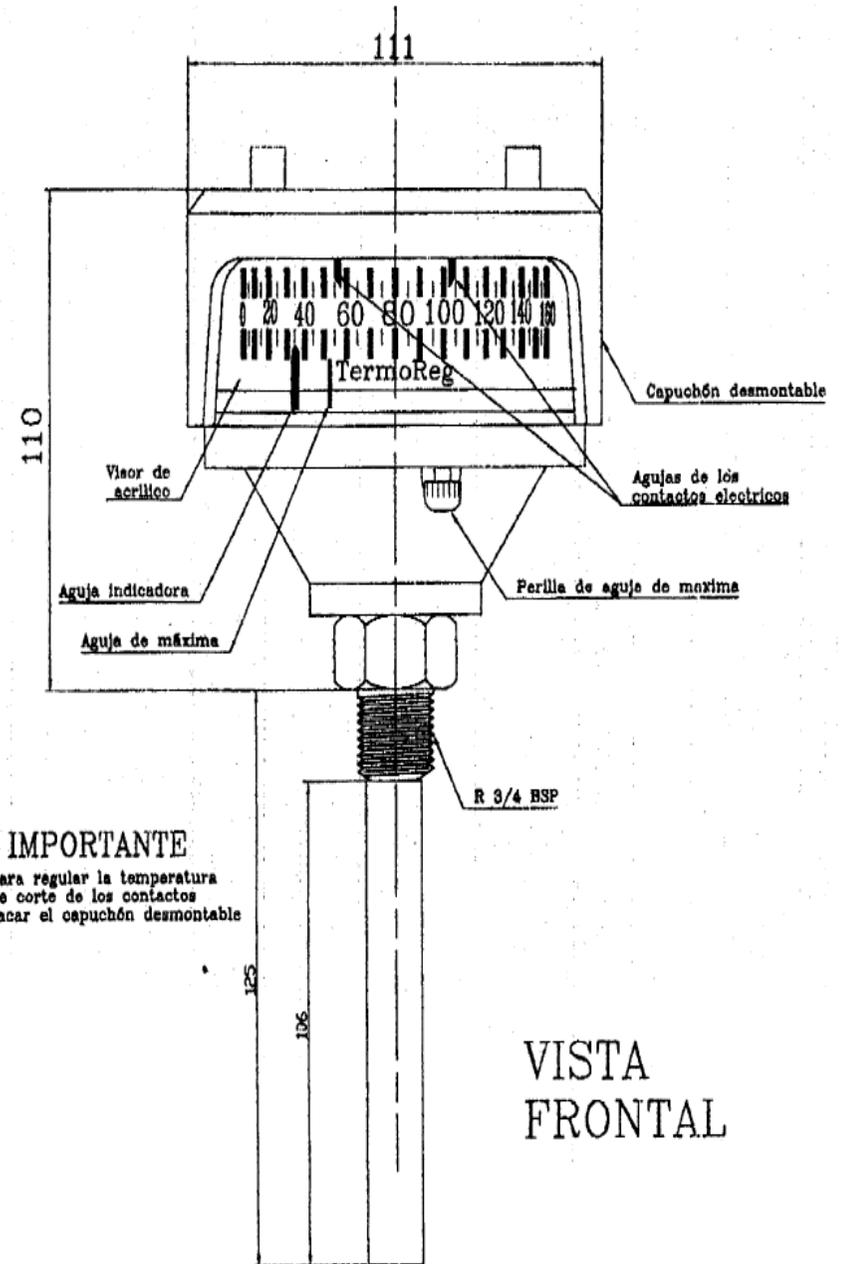
Contacto normal abierto
Alarma (temperatura mas baja)



VISTA BORNERA CON CONEXION



VISTA POSTERIOR SIN CAPUCHON



IMPORTANTE

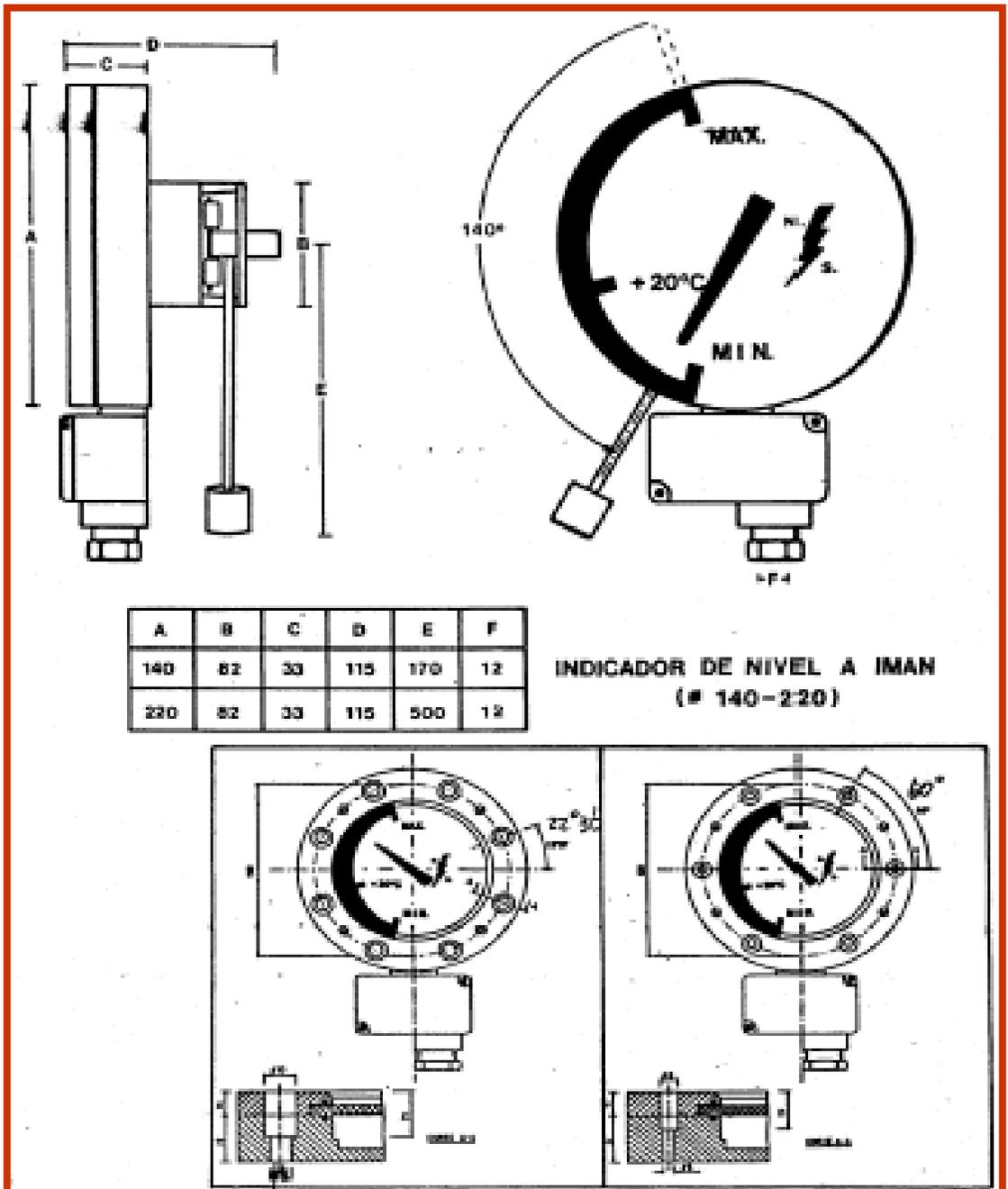
Para regular la temperatura de corte de los contactos sacar el capuchón desmontable

VISTA FRONTAL

INDICADOR DE NIVEL MAGNÉTICO

99

*Se los instala
en los
tanques de
expansión*



RELÉ BUCHHOLZ 97

Para transformadores de potencias mayores a los 10 MVA, la velocidad del desplazamiento del flujo de aceite es de 110 cm/seg, con un tiempo de disparo de 1000 mseg.

Tiempo de disparo mínimo

100 mili segundos

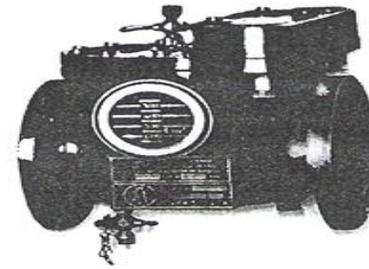


Fig. 348. — Aspecto exterior de un relé Buchholz (ACEC).

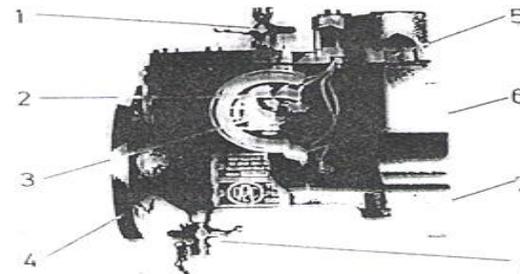
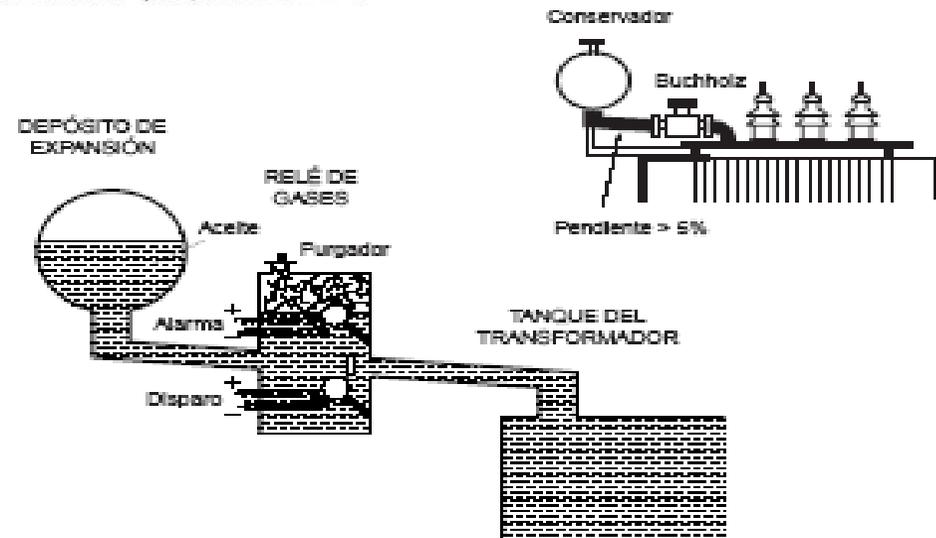


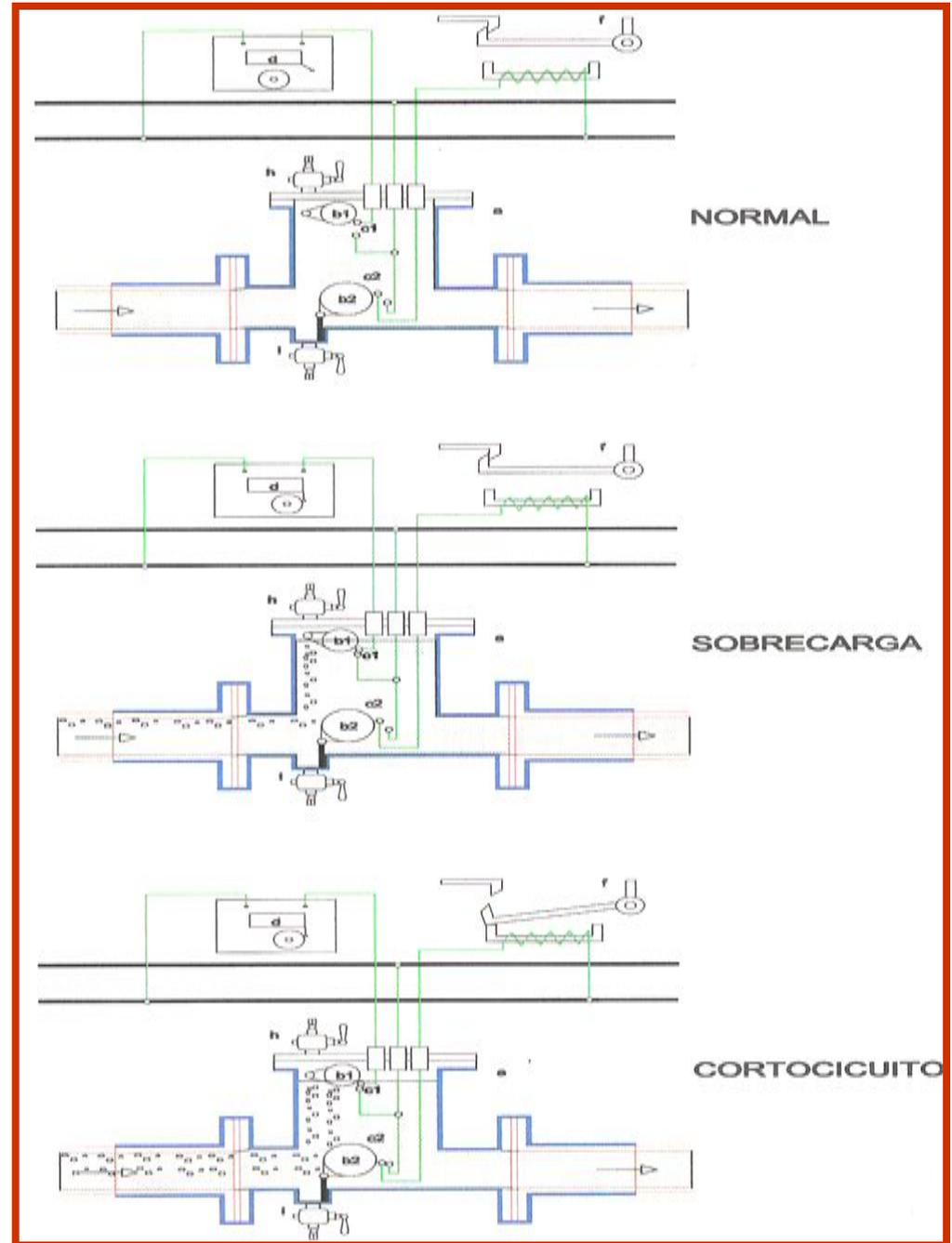
Fig. 349. — Corte parcial de un relé Buchholz (ACEC): 1—Llave de evacuación de los gases, que puede servir para el control de alarma y de desconexión. 2—Flotador de alarma. 3—Mirilla graduada de vidrio. 4—Brida de unión al transformador. 5—Agujeros roscados para circuitos controlados. 6—Flotador de desconexión. 7—Brida de unión al depósito conservador de aceite. 8—Llave de vaciado, que pueden servir para el control de desconexión.



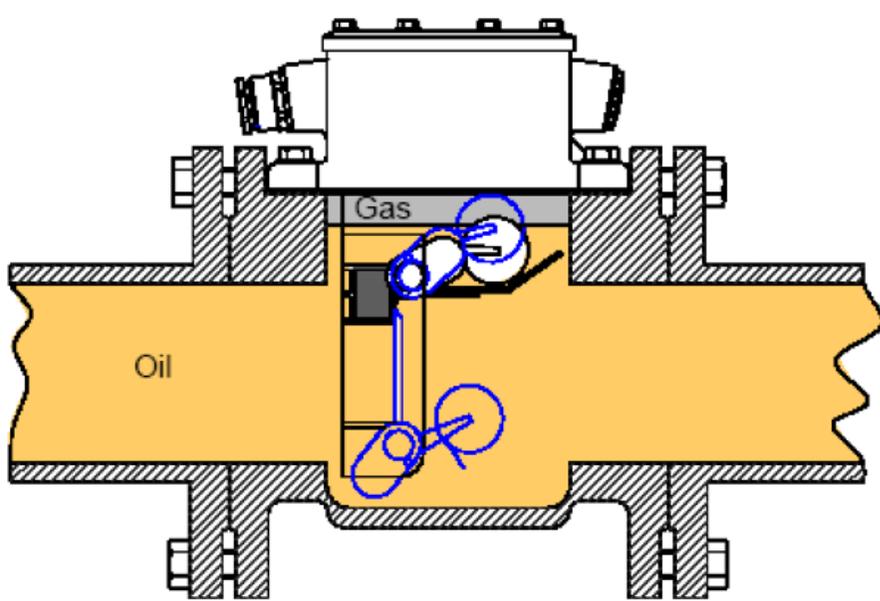
RELÉ BUCHOLZ

En las figuras se ha representado el efecto de una sobrecarga, que son pocas burbujas, y de un cortocircuito, a través de gran cantidad de burbujas.

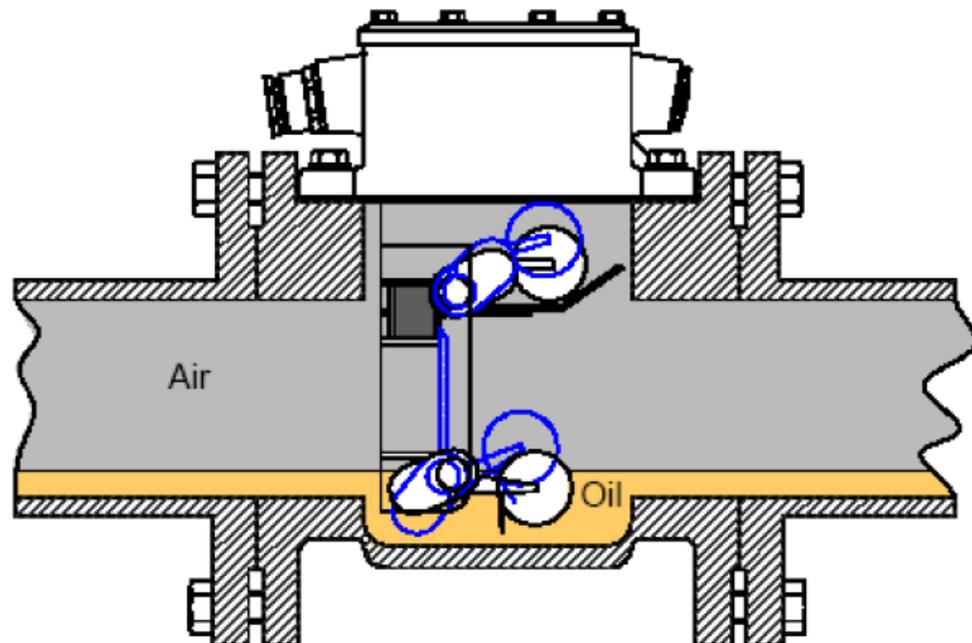
Cantidad de gas acumulado para el disparo 250 cm^3 , velocidad de circulación del fluido 110 cm/seg



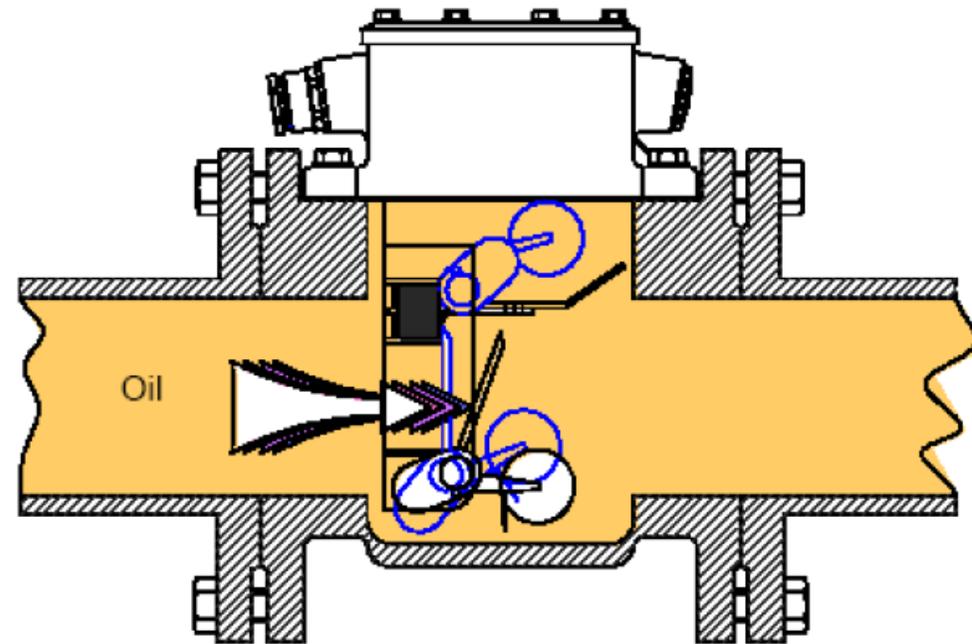
DISTINTAS CONDICIONES DE FALLA



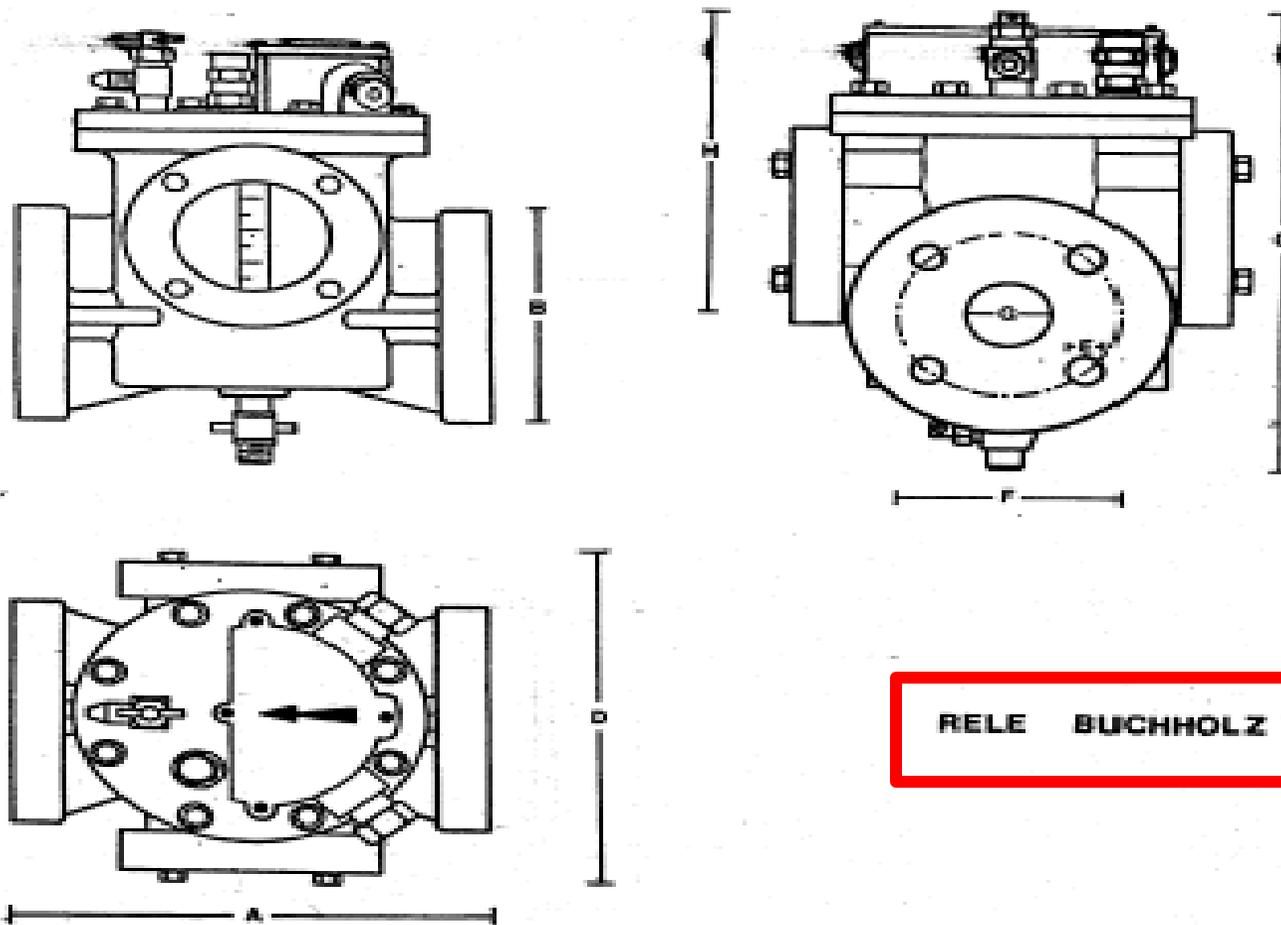
a) Acumulación de Gas



b) Pérdida de aceite en el tanque



c) Flujo de aceite hacia el conservador



RELE BUCHHOLZ

TIPO	CAPACIDAD DEL TRANSF EN KVA	A	B	C	D	E	F	G	H
1"	1000 2000	160	115	235	170	14	85	254	150
2"	2000 10000	210	155	270	200	18	117	508	175
3"	10000 35000	215	190	295	200	18	150	762	195
4	Más de 35000	230	210	320	200	18	170	1015	195

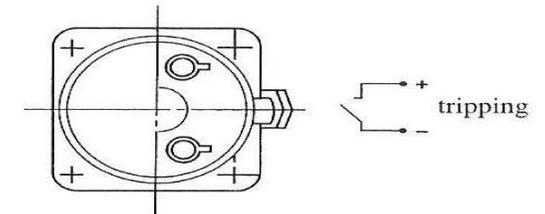
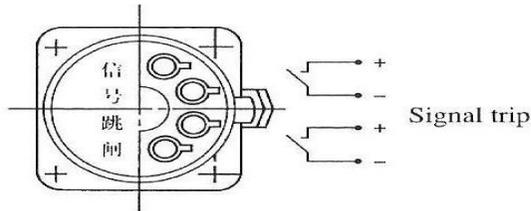
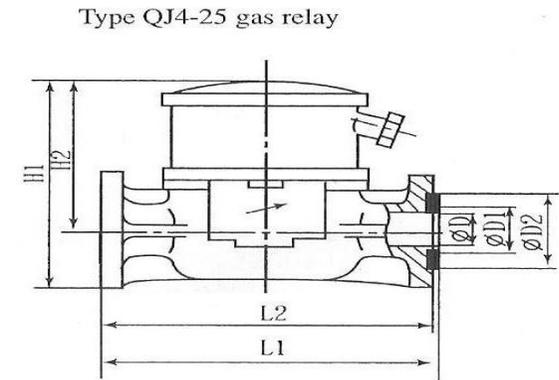
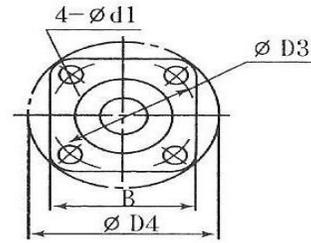
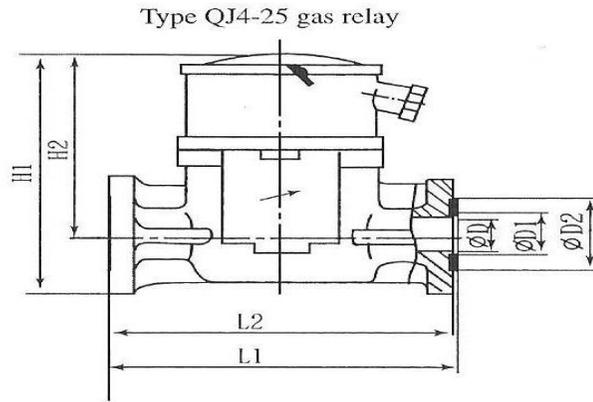
RELÉ BUCHOLZ

Modelo	Evento	Alarma	Desconexión
R25A	Volumen de gas acumulado	$(170 \pm 20)\text{cm}^3$	$(380 \pm 20)\text{cm}^3$
R25B	Velocidad del flujo de aceite	—	$(1 \pm 0,15)\text{m/s}$
R50A	Volumen de gas acumulado	$(350 \pm 20)\text{cm}^3$	$(870 \pm 20)\text{cm}^3$
R50B	Velocidad del flujo de aceite	—	$(1 \pm 0,15)\text{m/s}$
R80A	Volumen de gas acumulado	$(350 \pm 20)\text{cm}^3$	$(920 \pm 20)\text{cm}^3$
R80B	Velocidad del flujo de aceite	—	$(1 \pm 0,15)\text{m/s}$

RELÉ DE FLUJO DEL CONMUTADOR BAJO CARGA (CBC)

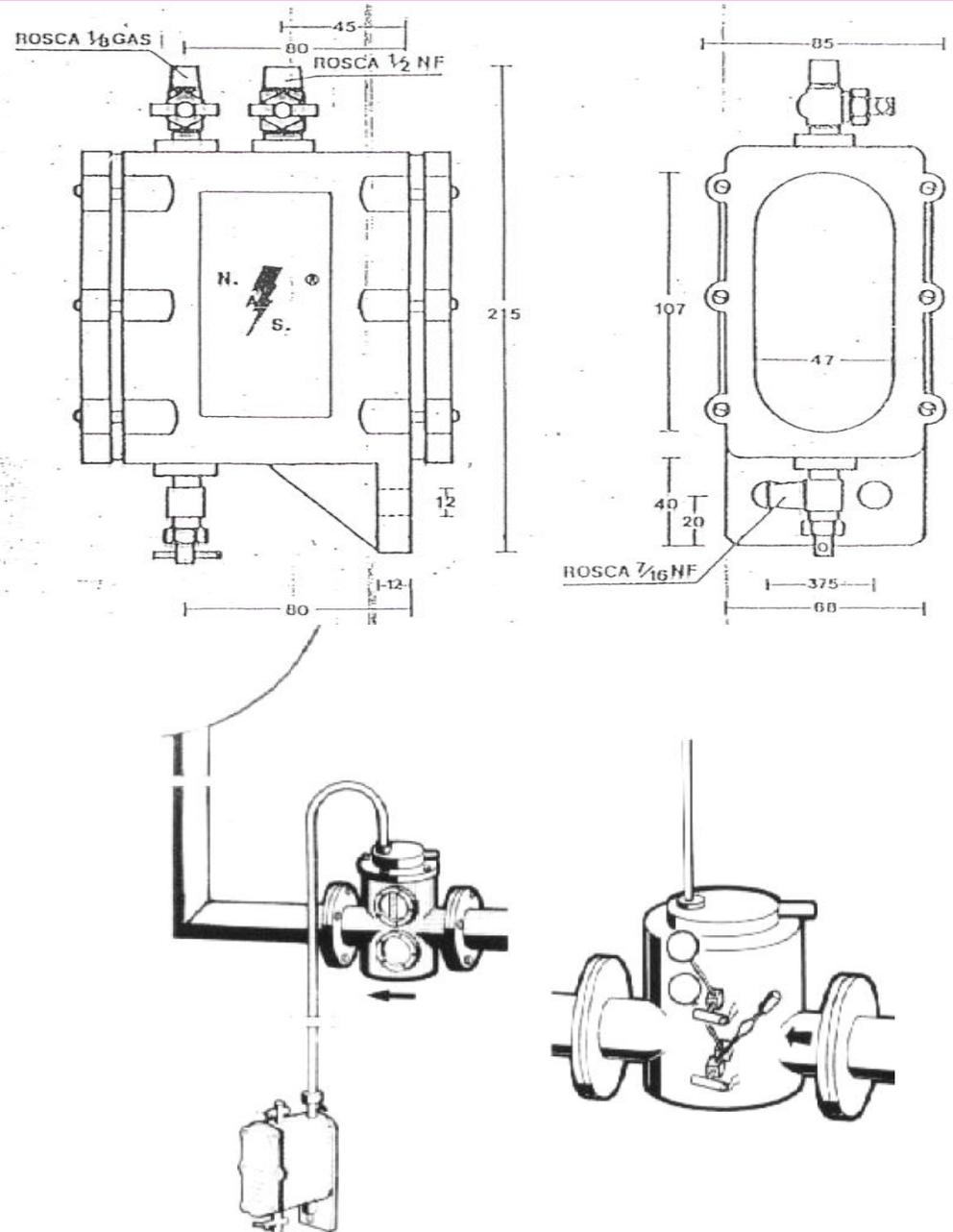
Actuación con una velocidad del aceite de entre 0,65 y 4,80 m/seg

Overall and mounting dimension of gas relay



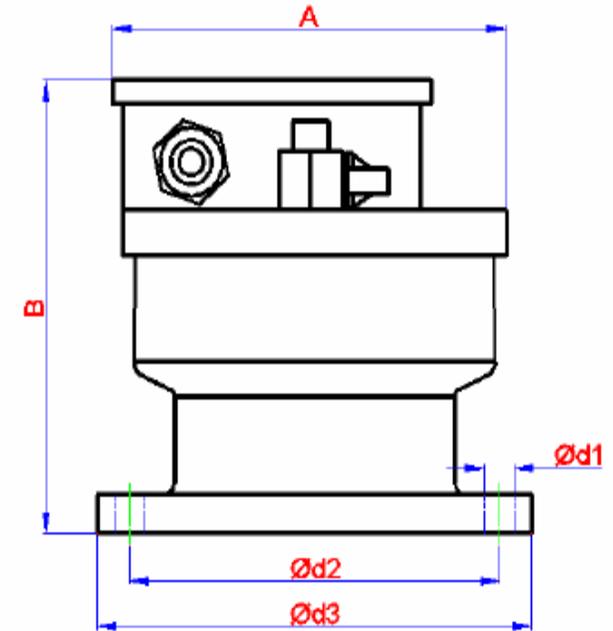
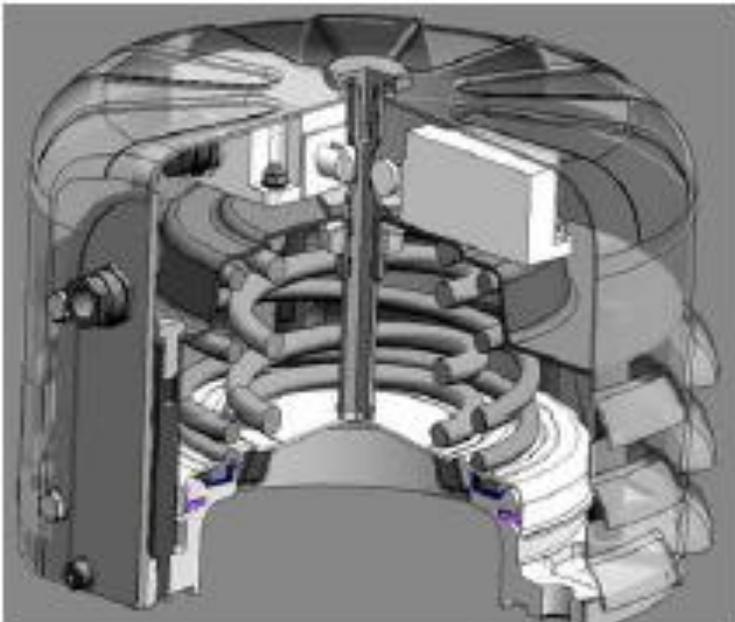
Model	Code number	D	D1	D2	D3	Md	d1	H1	H2	L1	L2	B	h	Remarks
QJ4-25	SXJ, 236, 1(2)	25	31	56	85	—	14	186	141	204	200	90 × 90	≥ 250	4 terminal polar with light float for on-load tap changer
QJ4G-25	6ET, 236, 106, 1(2)	25						154	109				≥ 190	2 terminal polar without light float for on-load tap changer

Recolector de gases



Protección de sobrepresión

63



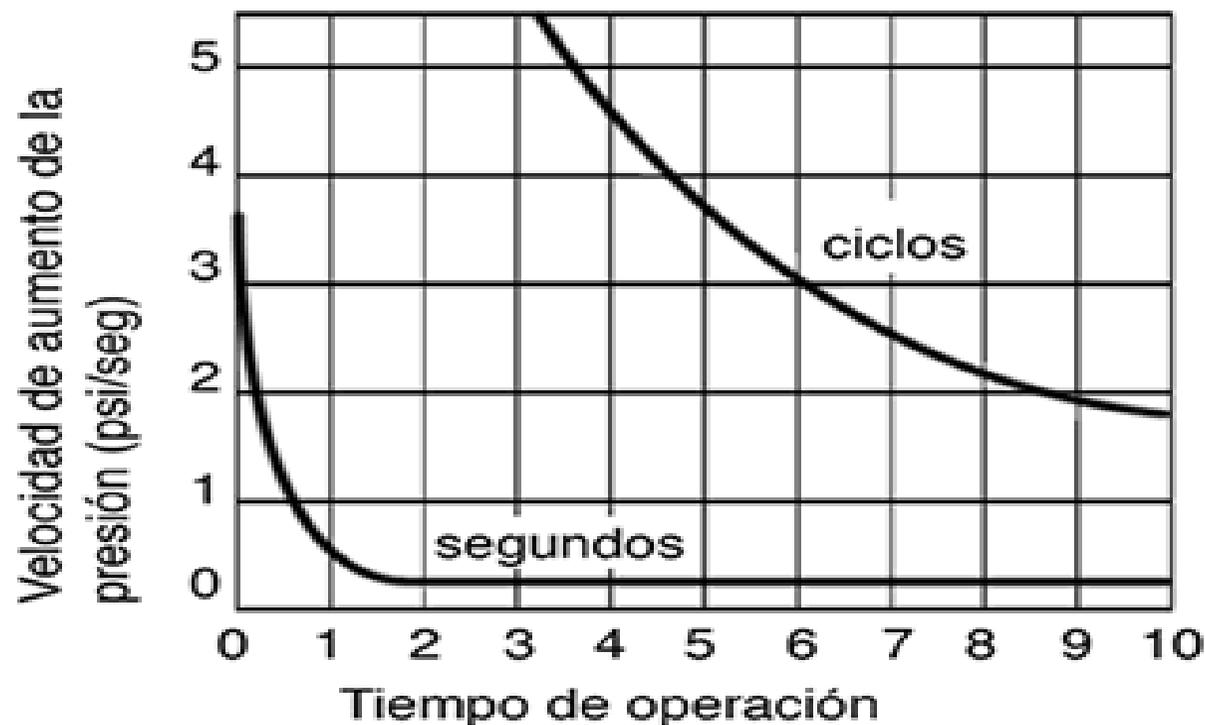
A(mm)	B(mm)	d1(mm)	d2(mm)	d3(mm)
145	160	11	136	160

1.2 Características eléctricas de los contactos:

Tipo de contacto	Corriente de trabajo	Tensión de trabajo
Normal abierto y Normal cerrado	7A	250V

Protección de sobrepresión (63). En transformadores sin tanque de expansión es posible utilizar esta protección, para detectar fallas internas. Su funcionamiento se basa en la velocidad de aumento de presión del gas dentro de la cuba, directamente proporcional a la potencia disipada en el arco eléctrico. **Un diafragma entre dos compartimentos deflexiona con la diferencia de presión entre ambos, y produce la acción de disparo sobre los interruptores del transformador.** Tiene una característica de tiempo inverso, en función de la velocidad de aumento de presión, lo que evita operaciones incorrectas debidas a vibraciones mecánicas.

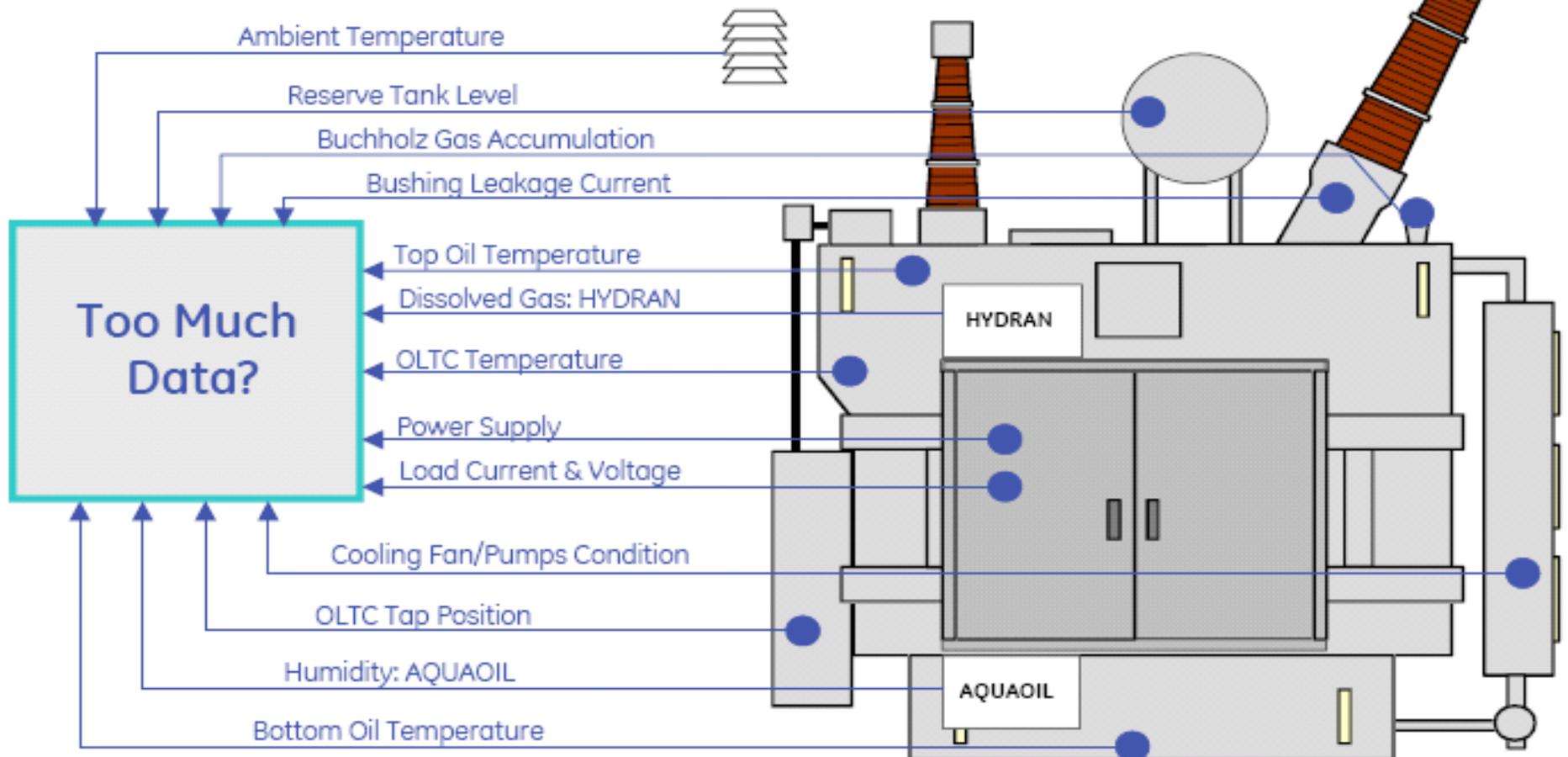
El diafragma no está directamente sumergido en el aceite del transformador, sino dentro de un fuelle metálico lleno de un aceite especial. Este último tiene una variación muy pequeña de la viscosidad con la temperatura y además ayuda a obtener una curva inversa en el plano tiempo vs. velocidad de aumento de la presión, lo que evita operaciones incorrectas debidas a vibraciones mecánicas.

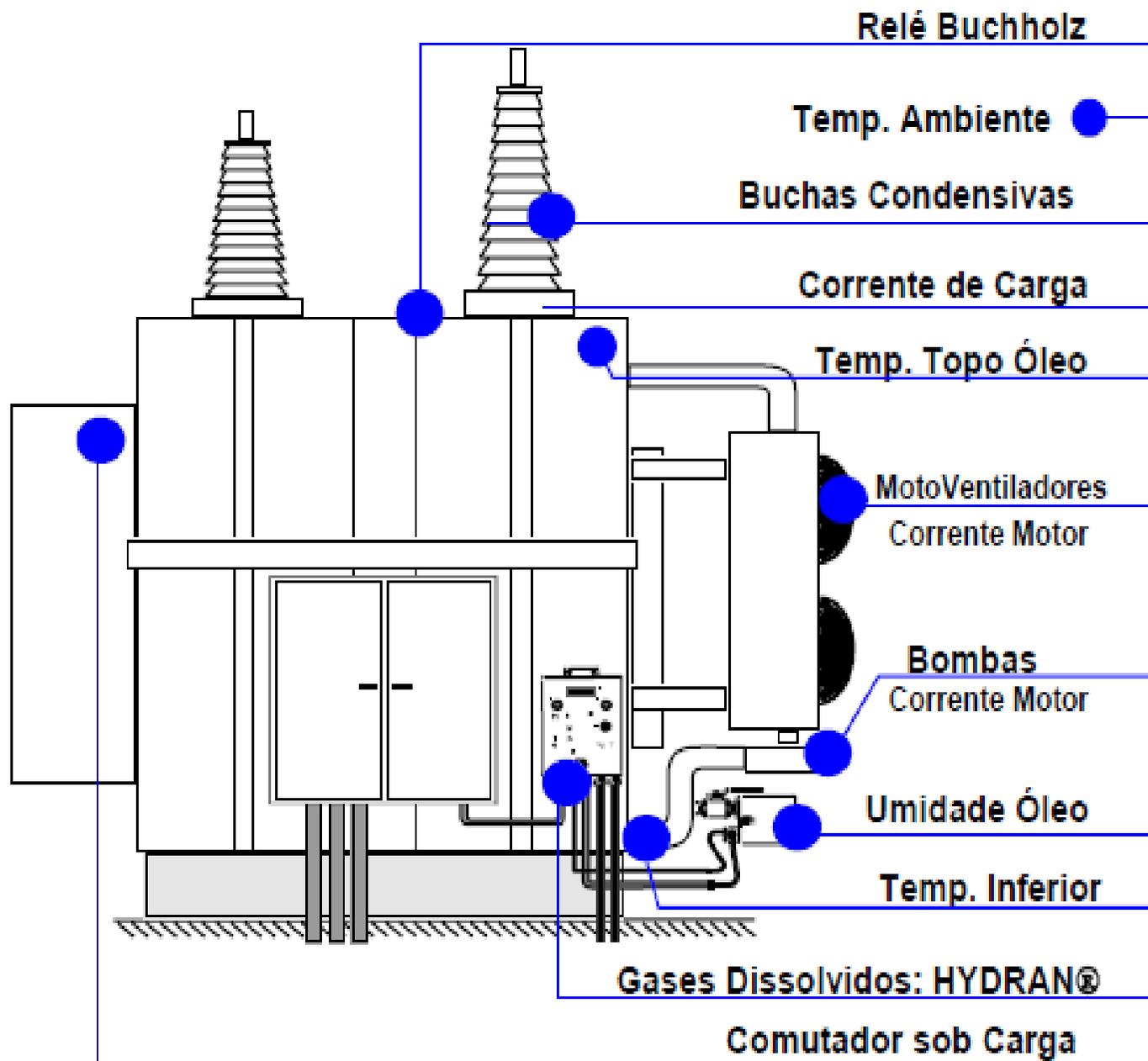


***SISTEMAS MODERNOS DE
PROTECCIÓN Y
SUPERVISIÓN***

SISTEMA DE PROTECCION

On-line "Models" are used to present essential information to the operator





PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y DISTRIBUCIÓN

- **Las perturbaciones armónicas.**
 - **Desclasificación de transformadores**
 - **INRUSH**

***ARMÓNICOS-
DESCLASIFICACIÓN DEL
TRANSFORMADOR***

Factor de potencia

El factor de potencia se define como la relación entre la potencia activa P y la potencia aparente S.

$$PF = \frac{P}{S}$$

En la jerga eléctrica, el factor de potencia es frecuentemente confundido con el coseno phi ($\cos \varphi$), cuya definición es :

$$\cos \varphi = \frac{P_1}{S_1}$$

P1 = Potencia activa del fundamental.

S1 = Potencia aparente del fundamental.

Por tanto, el « $\cos \varphi$ » se refiere únicamente a la frecuencia fundamental, y, en presencia de armónicos, es diferente del factor de potencia PF .

NOMBRE	F	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°
Frecuencia	50	100	150	200	250	300	350	400	450
Secuencia	+	-	0	+	-	0	+	-	0

La mayoría de los transformadores están diseñados para operar con corriente alterna a una *frecuencia fundamental* , lo que implica que trabajando en condiciones de carga nominal y con una temperatura no mayor a la ambiente especificada, el transformador *debe ser capaz de disipar el calor producido por sus pérdidas sin sobrecalentarse ni deteriorar su vida útil.*

Las pérdidas en los transformadores consisten en *pérdidas sin carga o de núcleo* y *pérdidas con carga*, que incluyen las *pérdidas I^2R* , *pérdidas por corrientes de Eddy* y *pérdidas adicionales en el tanque, soportes, u otras partes metálicas.*

El efecto particular de los armónicos en estas pérdidas se explica a continuación:

• **Pérdidas sin carga o de núcleo:** producidas por el tensión de excitación en el núcleo. La forma de onda de tensión en el primario es considerada sinusoidal independientemente de la corriente de carga, por lo que no se considera que aumentan para corrientes de carga no sinusoidales.

Aunque la corriente de magnetización contiene armónicos, éstos son muy pequeños comparados con las de la corriente de carga, por lo que sus efectos en las pérdidas totales son mínimos.

• **Pérdidas I^2R :** si la corriente de carga contiene armónicos, entonces estas pérdidas también aumentarán por el efecto piel.

• **Pérdidas por corrientes de Eddy (P_{EC}):** estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, razón por la cual se puede tener un aumento excesivo de éstas en los devanados que conducen corrientes de carga no sinusoidal (y por lo tanto también de su temperatura).

• **Pérdidas adicionales (P_{OSL}):** estas pérdidas aumentan la temperatura en las partes estructurales del transformador, y dependiendo del tipo contribuirán o no en la temperatura más caliente del devanado. Se considera que varían con el exponente 1,8 de la corriente y la frecuencia al exponente 0,8.

Tres efectos producen calentamiento adicional por corrientes no sinusoidales.

1) Incremento en el valor eficaz de la corriente.

2) Pérdidas totales como suma de las P_{cu} , Pérdidas por corrientes parásitas y Pérdidas adicionales.

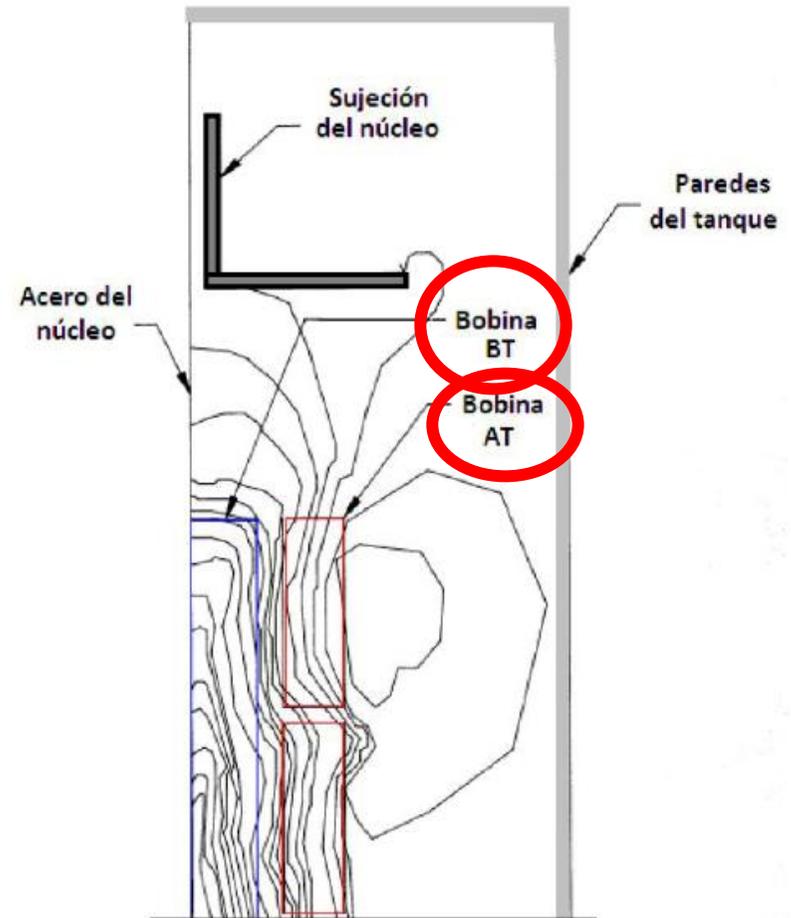
3) Pérdidas en el núcleo que dependen de la calidad de la tensión aplicada (poca relevancia) del espesor del laminado y de la calidad del acero.

TRANSFORMADORES: "IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents", IEEE C57.110-1998

$$P_{EC} : \propto I^2 \text{ y } \propto f^2$$

$$P_{OSL} : \propto I^2 \text{ y } \propto f^{0.8}$$

**Pérdidas
(adicionales o
parásitas Eddy
Current + Other
Sum Losses)**



EFEECTO DE LOS ARMONICOS

DERATING DE TRANSFORMADORES: IEEE C57.110-1998

Se trata de prevenir de calentamientos por encima de los de diseño, especialmente en los bobinados, cuando la corriente de carga contiene distorsión (las pérdidas en estas condiciones no deberían exceder las pérdidas nominales).

Los mayores calentamientos se producen en el bobinado interno y en los extremos, superior e inferior.

El método propuesto se basa en el cálculo de una "capacidad equivalente del transformador" el cual establece un factor de desclasificación de corriente para corrientes de carga que tengan una composición armónica dada.

Las formas de onda distorsionada de la tensión también produce pérdidas extras en el núcleo. Sin embargo la experiencia práctica ha mostrado que este es un parámetro poco significativo.

- Pérdidas en vacío
- Pérdidas en carga = $I^2R + \text{pérdidas dispersas} = I^2R + P_{EC} + P_{OSL} = P + P_{EC} + P_{OSL}$ (1)
(R es el valor medido)
- Pérdidas totales = Pérdidas en vacío + Pérdidas en carga

EFECTO DE LOS ARMÓNICOS

DERATING DE TRANSFORMADORES: IEEE C57.110-1998

FACTOR DE PÉRDIDAS PARA CORRIENTES PARÁSITAS DE BOBINADOS (similar pero no igual al factor k)

Se relacionan las pérdidas por corrientes parásitas totales debido a los armónicos, P_{EC} , con las pérdidas por corrientes parásitas a frecuencia como si no existiesen las corrientes armónicas, P_{EC-O} :

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2}$$

Corriente fundamental o de primer armónico

Valor eficaz de la corriente de carga

EFECTO DE LOS ARMÓNICOS

DERATING DE TRANSFORMADORES: IEEE C57.110-1998

FACTOR DE PÉRDIDAS PARA OTRAS PÉRDIDAS DISPERSAS

Existe una relación:

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^{0,8}$$

Corriente de carga

A 50 Hz

De la cual puede determinarse este nuevo factor:

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^{0,8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 h^{0,8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2}$$

El factor de pérdidas por armónicos F_{HL} (ya sea con pérdidas por parásitas y además por pérdidas dispersas), representa el exceso de pérdidas por la cantidad de armónicos, ya que es 1 para onda pura, y aumenta con el contenido de distorsión en corriente.

EJEMPLO DE CÁLCULO DE F_{HL}

EFICAZ DE LA CORRIENTE DE CARGA

h	I_h	$\frac{I_h}{I}$	$\left(\frac{I_h}{I}\right)^2$	h^2	$\left(\frac{I_h}{I}\right)^2 h^2$
1	1764	0,978	0,9570	1	0,957
5	308,5	0,171	0,0290	25	0,731
7	194,9	0,108	0,0120	47	0,571
11	79,39	0,044	0,0020	121	0,234
13	50,52	0,028	0,0078	169	0,133
17	27,06	0,015	0,00023	289	0,065
19	17,68	0,0098	0,00010	361	0,035
Σ		-	1,000	-	2,726

$$F_{HL} = (2,726/1) = 2,726$$

1804 A

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2}$$

La densidad de pérdidas p.u. por corrientes parásitas con una corriente determinada puede calcularse como:

$$P_{LL}(pu) = I^2(pu) \times (1 + F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)) pu$$

A partir de la anterior es posible determinar el valor de corriente, para determinada composición armónica, que no afectará la vida útil de la máquina:

$$I_{max}(pu) = \sqrt{\frac{P_{LL-R}(pu)}{1 + F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)}}$$

Son por ciento de pérdidas totales (I^2R) a carga nominal

Para un transformador en aislamiento seco con P_{EC-R} del 15% de las totales I^2R , con un F_{HL} como el determinado anteriormente:

1804 A

$$I_{max}(pu) = \sqrt{\frac{1,15}{1 + 2,726 \times 0,15}} = 0,903 pu$$

$$I_{m\acute{a}x} = 1804 * 0,903 = 1629 A$$

La $I_{m\acute{a}x}(pu)$ determina la cantidad de sobrecarga que debe soportar el transformador si no lo desclasificamos, o sea que tenemos con el ejemplo un 2,726 % de sobrecarga adicional a la de carga normal, por producto de los armónicos.

EDDY

TABLE 5.3 Typical Values of P_{EC-R}

Type	MVA	Voltage	% P_{EC-R}
Dry	≤ 1		3-8
	≥ 1.5	5 kV HV	12-20
	≤ 1.5	15 kV HV	9-15
Oil-filled	≤ 2.5	480 V LV	1
	2.5 to 5	480 V LV	1-5
	>5	480 V LV	9-15

SOURCE: D. E. Rice, "Adjustable-Speed Drive and Power Rectifier Harmonics: Their Effects on Power System Components," in *Proceedings of the IEEE PCIC Conference*, No. PCIC-84-52.

$$I_{max}(pu) = \left[\frac{P_{LL-R}(pu)}{1 + \left[\left(\frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} f_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} f_h^2} \right) \cdot P_{EC-R}(pu) \right]} \right]^2$$

Imax(pu): Corriente RMS máxima de carga, en por unidad, de la corriente nominal

PLL-R(pu): Pérdidas con carga para condiciones nominales, en por unidad, de las pérdidas en el cobre (I^2R)

fh: Corriente del armónico h , en por unidad

h: Número del armónico

PEC-R: Pérdidas por corrientes de Eddy en los devanados, en por unidad, de las pérdidas en el cobre (I^2R)

El Factor K.

En EEUU, en 1989, se pensó en cuantificar el calentamiento producido en los transformadores cuando se presentan armónicos. En esta situación el transformador no debe funcionar a su potencia nominal y debe o cambiarse por otro de mayor potencia o disminuirse la carga.

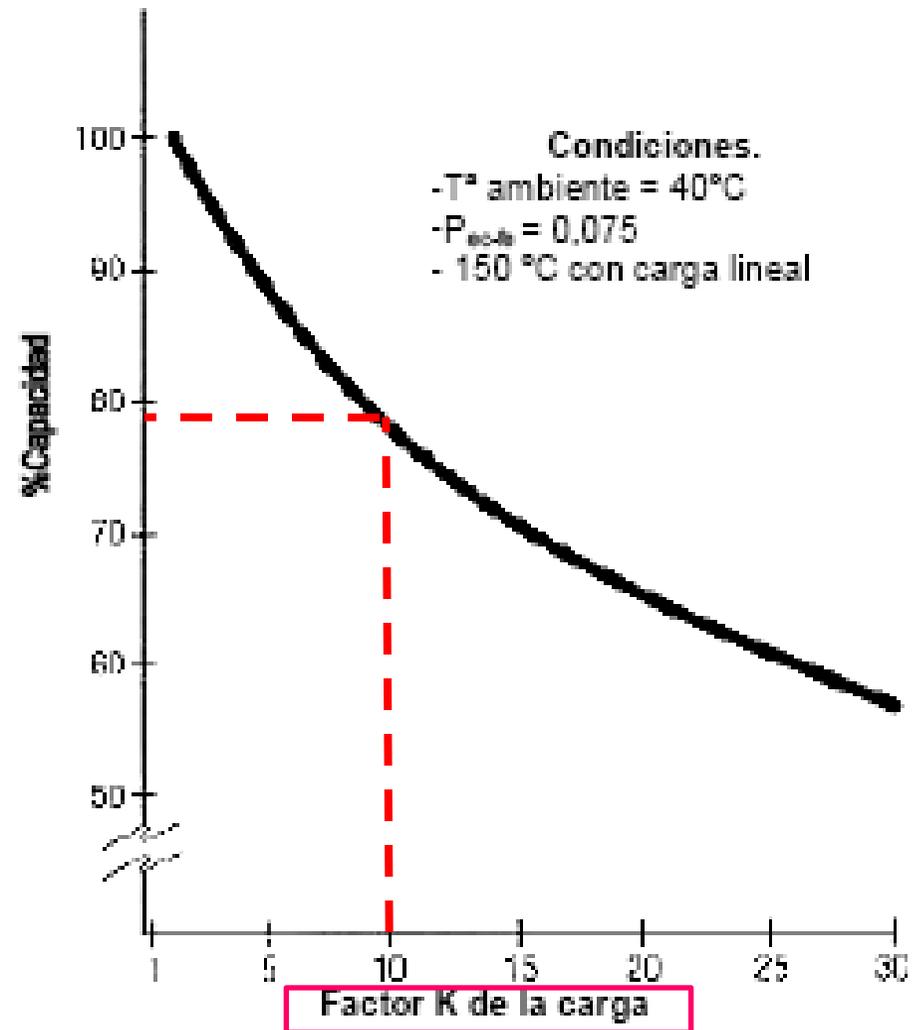
El transformador se “desclasifica” asociándole una potencia equivalente.

La potencia equivalente de un transformador es la correspondiente a la sinusoidal que provoque las mismas pérdidas que las producidas con la corriente no sinusoidal aplicada. Esta potencia equivalente es igual a la potencia basada en el valor eficaz de la corriente no sinusoidal multiplicada por el factor “K”.

Este factor “K” se define como aquel valor numérico que representa los posibles efectos de calentamiento de una carga no lineal sobre el transformador. Inicialmente se consideró llamar este número “C”, de constante, pero se temió que hubiese confusión con la unidad grado centígrado y se optó por utilizar la letra “K”.

La potencia asignada del transformador que se use debe ser igual o mayor que la potencia equivalente. En el caso en que un transformador en servicio se desee cargar posteriormente con corrientes armónicas un factor reductor de $1/K$ debe ser aplicado a la potencia asignada.

Desclasificación típica de transformador.
(Para cargas no lineales)



Donde:

e - Pérdidas por corrientes de Foucault debidas a la corriente sinusoidal a la frecuencia fundamental, divididas por las pérdidas debidas a una corriente continua igual al valor eficaz de la corriente sinusoidal, ambas a la temperatura de referencia. Este valor lo proporciona el fabricante del transformador y suele valer 0,3.

n - Orden del armónico

$$K = \sqrt{1 + \frac{e}{1+e} \left(\frac{I_1}{I}\right)^2 \sum_{n=2}^{n=N} n^q \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2}$$

I - Valor eficaz de la corriente sinusoidal, o la corriente no sinusoidal, conteniendo todos los armónicos.

I_n - Es la corriente del enésimo armónico (amplitud o valor eficaz).

I₁ - Es la corriente fundamental (amplitud o valor eficaz).

Q - Es una constante exponencial que depende de los arrollamientos y de la frecuencia. Pueden usarse los siguientes valores:

1,7 para transformadores con conductores redondos o rectangulares en los arrollamientos de baja y alta tensión;

1,5 para transformadores con conductores de lámina en baja tensión.

A veces distintas distribuciones de carga llevan a idénticos factores K.

Existen en el mercado analizadores de armónicos que proporcionan tanto la distorsión armónica como el factor K.

Diferencias entre transformadores convencionales y transformadores con factor K:

a. El tamaño del conductor primario se incrementa para soportar las corrientes armónicas “triplen” circulantes por desequilibrios de carga. Por la misma razón se duplica la sección del conductor de neutro.

b. Se diseña el núcleo magnético con una menor densidad de flujo normal, utilizando acero de mayor grado, y

c. Utilizando conductores secundarios aislados de menor calibre, devanados en paralelo y transpuestos para reducir el calentamiento por el efecto piel.

• Transformadores con factor K disponibles comercialmente

K- 4 K- 9

K- 13 K- 20

K- 30 K- 40

El factor K de las cargas

Habitualmente los transformadores se desclasifican o se eligen con un factor K correspondiente a la media ponderada del factor K de los distintos receptores. Dicho valor suele valer entre 14 y 20. La práctica ha demostrado que al medir la K de varias ramas en paralelo el valor total de K se reduce considerablemente. En una oficina se midió el factor K de la instalación variando el número de ordenadores conectados en varias configuraciones de carga. Un solo ordenador con monitor tiene una K de 13,9. AL conectar 26 ordenadores iguales, conectados en 4 ramas dan un valor de K del conjunto de 4,6. Esto se debe a la cancelación de armónicos entre sí, especialmente los de elevadas frecuencias por los ángulos de desfase que hay entre ellos.

Determinar un factor K de los receptores realista es importante, porque, si no aparecen problemas similares a los conocidos por sobredimensionar el transformador.

Aunque algunos comerciales aconsejen transformadores de factor $K=20$ e incluso 30 en aplicaciones de oficina, los valores más recomendables después de experiencias en las que se mide el verdadero valor eficaz son de $K=13$ para baja tensión y de $K=9$ ó 4 para media tensión. Un transformador con una K superior a la necesaria sólo beneficia al vendedor.

El FHL, es el mismo para cualquier condición de carga si la composición armónica es la misma.

En cuanto al K, cambia con el valor de la corriente de carga.

$$K = \left[\frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2}{I_R^2} \right] F_{HL}$$

De esta expresión se concluye que conociendo cualquiera de los dos factores y la composición armónica de la corriente, se conoce el otro.

Tal factor K esta definido como:

$$K = \sum_{h=1}^{\infty} I_h (pi)^2 h^2$$

Empleando la corriente nominal de un transformador en tal expresión:

$$K = \sum_{h=1}^{\infty} \left[\frac{I_h}{I_R} \right]^2 h^2 = \frac{1}{I_R^2} \sum_{h=1}^{\infty} I_h^2 h^2$$

El Factor de Perdidas Armónicas esta definido como:

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2} \quad \text{que puede escribirse como:} \quad F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} I_h^2}$$

h	h^2	I_h	$\frac{I_h}{I_R}$	$\left[\frac{I_h}{I_R} \right]^2$	$\left[\frac{I_h}{I_R} \right]^2 h^2$
1	1	1764	0,5866117	0,3441133	0,3441133
5	25	308,5	0,1025905	0,0105248	0,2631205
7	49	194,9	0,0648133	0,0042008	0,2058373
11	121	79,39	0,0264009	0,0006970	0,0843376
13	169	50,52	0,0168002	0,0002822	0,0476999
17	289	27,06	0,0089987	0,0000810	0,0234023
19	361	17,68	0,0058794	0,0000346	0,0124789
$\Sigma = K =$					0,9810

Corriente nominal I_R	Factor K	F_{HL}
1804,0	2,726	2,726
2405,7	1,533	2,726
3007,1	0,981	2,726

En los transformadores triángulo-estrella

las corrientes “triplen”

se suman en el conductor neutro. En el primario, los “triplen” de las cargas desequilibradas salen por los conductores y los de las cargas equilibradas

quedan atrapados en los bobinados del triángulo. Aunque esto podría utilizarse para eliminar los “triplen” equilibrados, solo es válido en determinadas aplicaciones por los problemas que genera la recirculación por el triángulo de dichas corrientes.

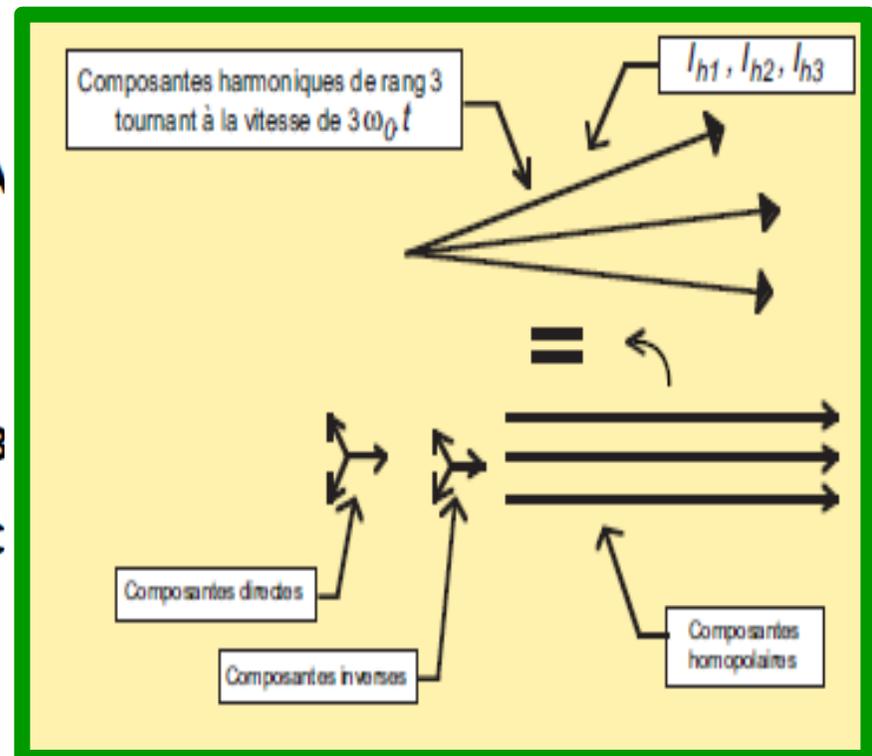
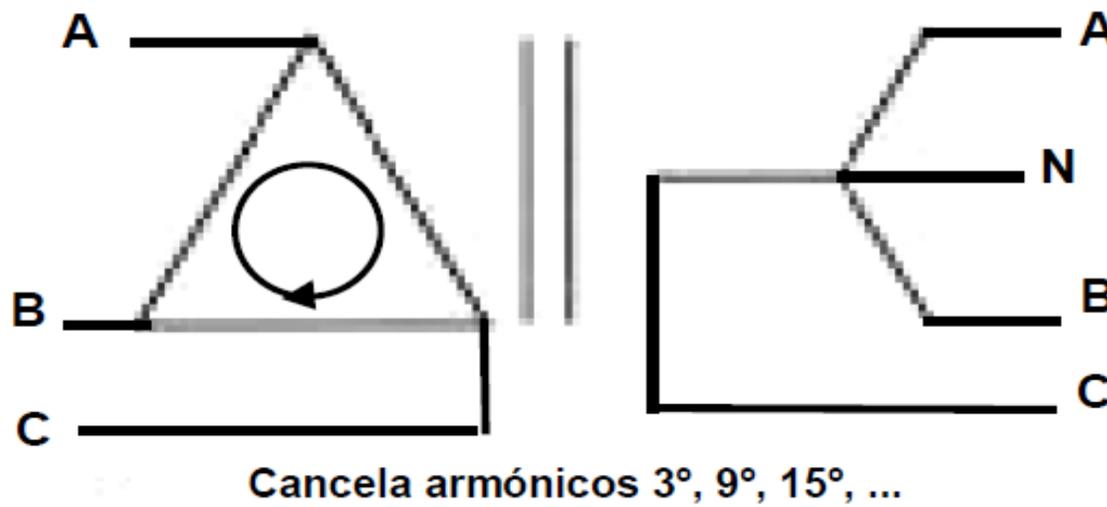
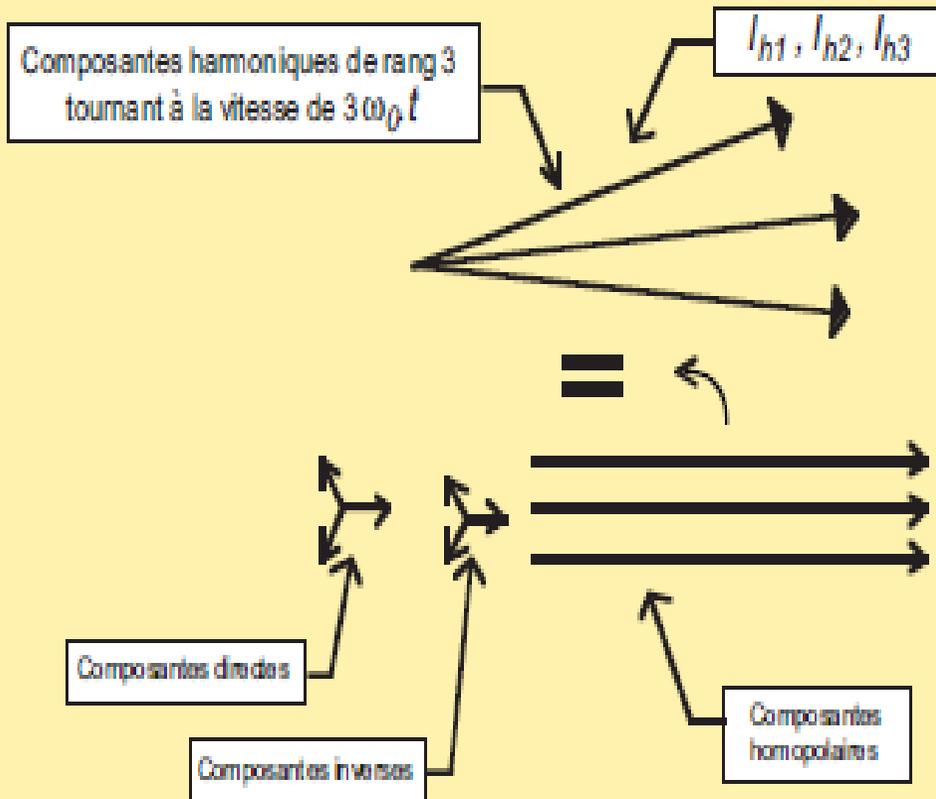


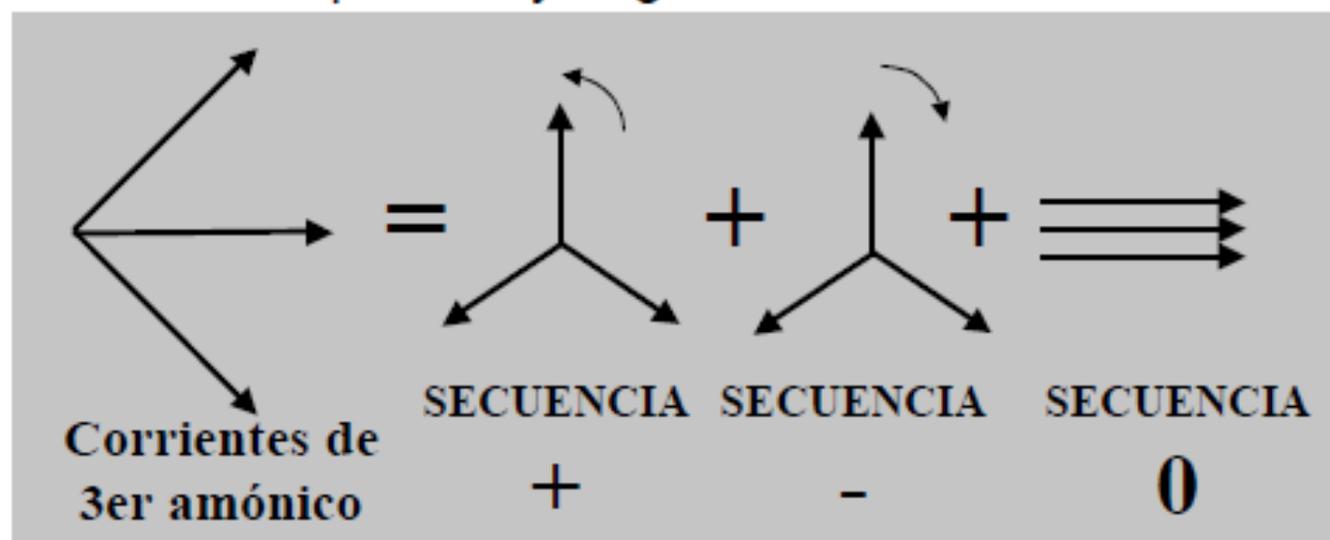
Figure IV.20. : Décomposition d'un courant harmonique 3 en composantes symétriques



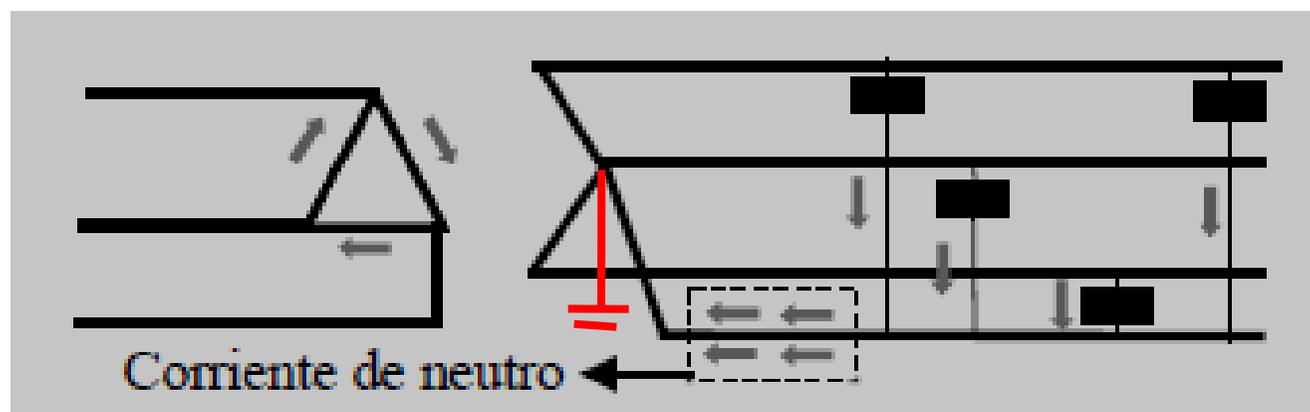
Cuando hay desequilibrios de cargas, por cargas monofásicas por ejemplo, las terceras armónicas se representan por sus componentes de secuencia directa, inversa y homopolar.

Entonces existe la posibilidad de aparición de armónica de tercer orden (pasando a través del triángulo del primario hacia la red) descompuesta en sus componentes de secuencia, pero efectivamente presentes.

- En sistemas equilibrados los armónicos de tercer orden y sus múltiplos son de secuencia cero.
- Por lo tanto, su circulación por el sistema eléctrico depende de la malla de secuencia cero.
- Los puentes rectificadores trifásicos, operando equilibradamente, no producen corrientes de tercera armónica ni sus múltiplos.
- Si el sistema está desequilibrado, pueden generarse componentes de tercera armónica de secuencia positiva y negativa que circulan por las correspondientes redes de secuencia positiva y negativa.



- En sistemas de distribución con cargas monofásicas que se alimentan desde la red tetrafilar con el conductor del neutro conectado al neutro del transformador,



las corrientes de 3ª armónica, al sumarse en el neutro, pueden dar un valor MAYOR que la corriente nominal de las fases. El calentamiento en la delta puede ser importante.

Table 10-3—Current Distortion Limits for General Distribution Systems (120 V Through 69 000 V)

Maximum Harmonic Current Distortion in Percent of I_L						
Individual Harmonic Order (Odd Harmonics)						
I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Even harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

Current distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

* All power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L .

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC.

I_L = maximum demand load current (fundamental frequency component) at PCC.

**Factor de
Distorsión
de la
Demanda**

ESTIMADOS:

Tal como me comprometí les aclaro mi posición respecto al PCA, o PAC, o PCC (Point of Common Coupling).

point of common coupling
PCC (abbreviation)

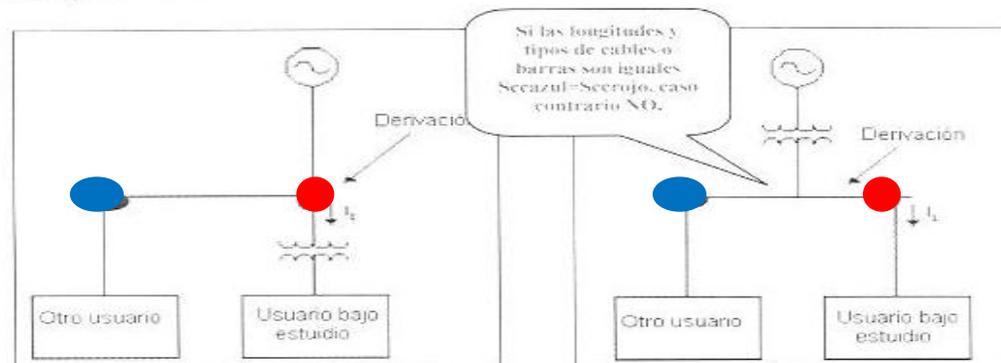
point of a power supply network, electrically nearest to a particular load, at which other loads are, or may be, connected

NOTE 1 – These loads can be either devices, equipment or systems, or distinct customer's installations.

NOTE 2 – In some applications, the term "point of common coupling" is restricted to public networks.

Consultado el Diccionario Electrotécnico Internacional, en Internet, dice claramente que **es el punto eléctricamente más cercano a la red de distribución de la carga bajo estudio o de la carga particular, a esa red donde además se conecten otras cargas.**

Dibujado sería:



En la figura de la izquierda se visualiza lo expresado y el PAC es el **rojo** no el azul, además es claro que la potencia de cortocircuito en ambos casos es distinta, ya que si para el rojo tiene un valor X, para el azul obviamente tendrá un valor menor por la impedancia entre los dos puntos.

Recordemos que para todos los estudios, se contempla la potencia de cortocircuito (Sec) en el PAC, de ahí esta aclaración y que además demuestra claramente que es el punto más cercano a la red, de la carga bajo estudio.

Notar que en la figura, los usuarios son de distintas tensiones y el concepto no varía.

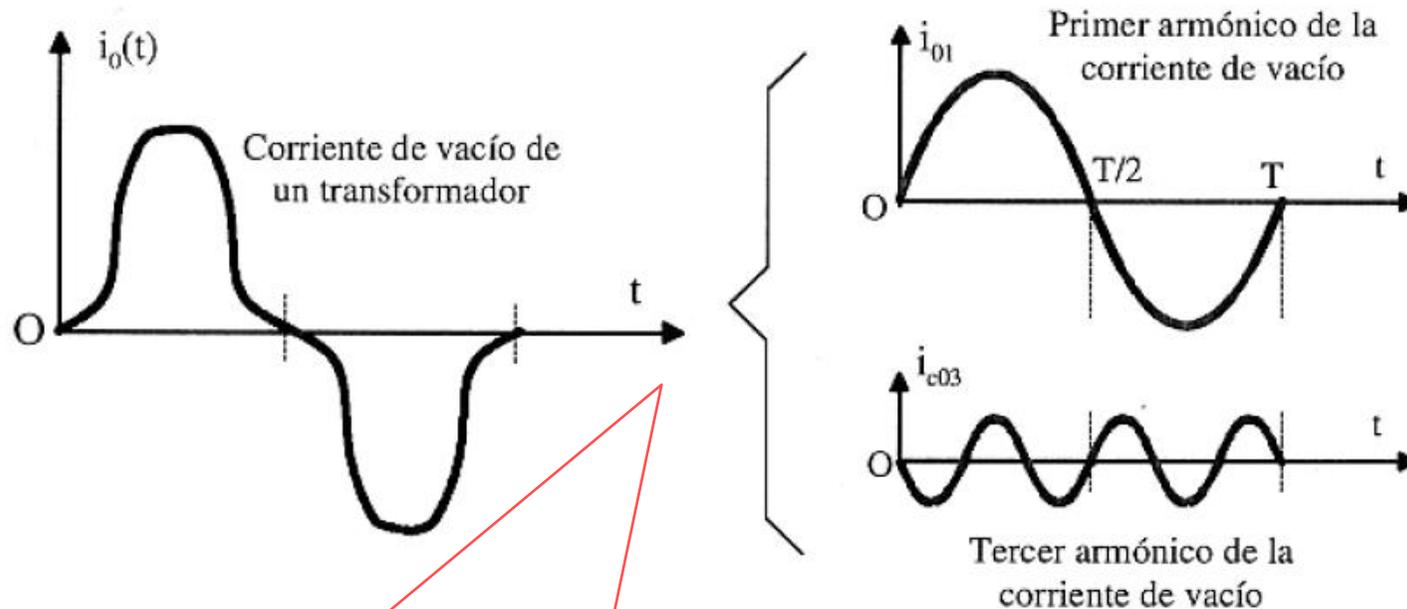
En la figura de la derecha el caso es el mismo.

Notar que en la figura, los usuarios son de iguales tensiones y el concepto no varía.

***INRUSH – CORRIENTES DE
INSERCIÓN***

- **CORRIENTES DE INSERCIÓN (INRUSH)**
- ***La protección diferencial la ve como una falla porque entra por primario y no sale por el secundario y se manifiesta por***
- ***1) Conexión inicial***
- ***2) Recuperación posterior a la eliminación de una falla (caída de tensión transitoria)***
- ***3) Sympathetic in-rush***

Corriente de vacío del orden de **2% a 8%** de la nominal del transformador



45 % de tercer armónico, 15 % del quinto y 3 % del séptimo. Mientras más saturado esté el Fe, menos senoidal será la onda

La corriente de vacío i_0 analizada en el epígrafe anterior representa en **régimen permanente** un valor del orden de **5% a 8%** de la corriente nominal del transformador, con una inducción máxima que se sitúa en el **codo** de la curva de imanación del material magnético con el que está construido el núcleo y que hoy día para chapas de grano orientado se sitúa en un valor cercano a 1,4 Teslas (14.000 gauss).

Hay que tener en cuenta sin embargo que la aplicación brusca de la tensión nominal V_{In} a un transformador da lugar a un periodo transitorio en el que la corriente **(supóngase por sencillez que el transformador está en vacío)** puede alcanzar varias veces la nominal y que por ello en ocasiones se ha confundido incluso con una corriente de cortocircuito. Vamos a analizar este fenómeno en el que influye tanto el instante de la conexión, como el flujo remanente existente en el núcleo.

Vamos a considerar una tensión aplicada al transformador de la forma:

$$v_1(t) = \sqrt{2}V_1 \cos(\omega t + \alpha) \quad (3.85)$$

la magnitud máxima a la que llegará el flujo en el primer semiciclo de la tensión aplicada dependerá del ángulo de fase de la misma en el instante de la conexión. Si la tensión inicial es por ejemplo de la forma:

$$v_1(t) = \sqrt{2} V_1 \cos \omega t \quad \alpha = 0^\circ \quad (3.86)$$

y se considera el transformador ideal, se cumplirá:

$$v_1(t) = N_1 \frac{d\Phi_1}{dt} = \sqrt{2}V_1 \cos \omega t \quad (3.87)$$

que al integrar nos da:

$$\Phi(t) = \sqrt{2} \frac{V_1 \operatorname{sen} \omega t}{N_1 \omega} + C_1 \quad (3.88)$$

donde C_1 indica la constante de integración. Si se supone en un principio que el flujo inicial es cero, la constante anterior será igual a cero, por lo que según (3.88) el flujo correspondiente será ya el de régimen permanente y no causará problemas.

Sin embargo si el instante de la conexión corresponde al momento en el que la tensión aplicada (3.85) tenga una fase $\alpha = -90^\circ$, es decir:

$$v_1(t) = \sqrt{2} V_1 \cos (\omega t - 90^\circ) = \sqrt{2} V_1 \operatorname{sen} \omega t \quad (3.89)$$

el flujo resultante será ahora igual a:

$$\Phi(t) = -\sqrt{2} \frac{V_1}{N_1 \omega} \cos \omega t + C_2 = -\Phi_m \cos \omega t + C_2 \quad (3.90)$$

si en $t = 0$, se tiene un flujo nulo, la ecuación anterior nos indica que $C_2 = \Phi_m$ por lo que el flujo instantáneo valdrá:

$$\Phi(t) = \Phi_m (1 - \cos \omega t) \quad (3.91)$$

lo cual indica que para $\omega t = 180^\circ$ (final del primer semiciclo) se obtiene un flujo:

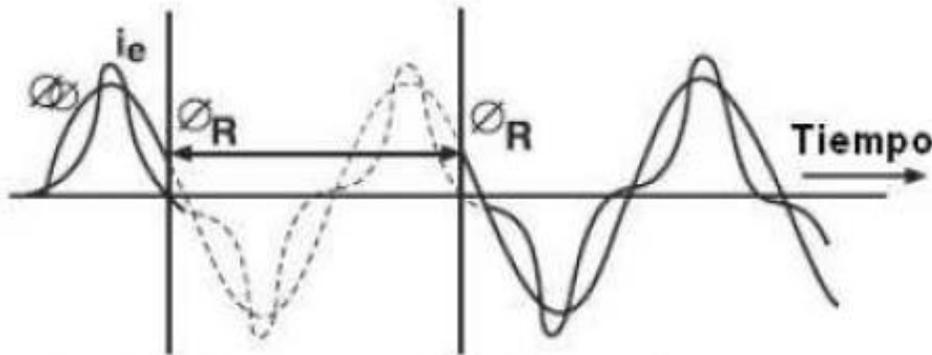
$$\Phi = \Phi_m (1 - \cos 180^\circ) = 2 \Phi_m \quad (3.92)$$

que es doble que el flujo máximo de régimen permanente. En la práctica si se considera un flujo remanente en el núcleo que puede llegar a $0,5 \Phi_m$ se puede alcanzar flujos instantáneos:

$$2\Phi_m + \Phi_r = 2,5 \Phi_m \quad (3.93)$$

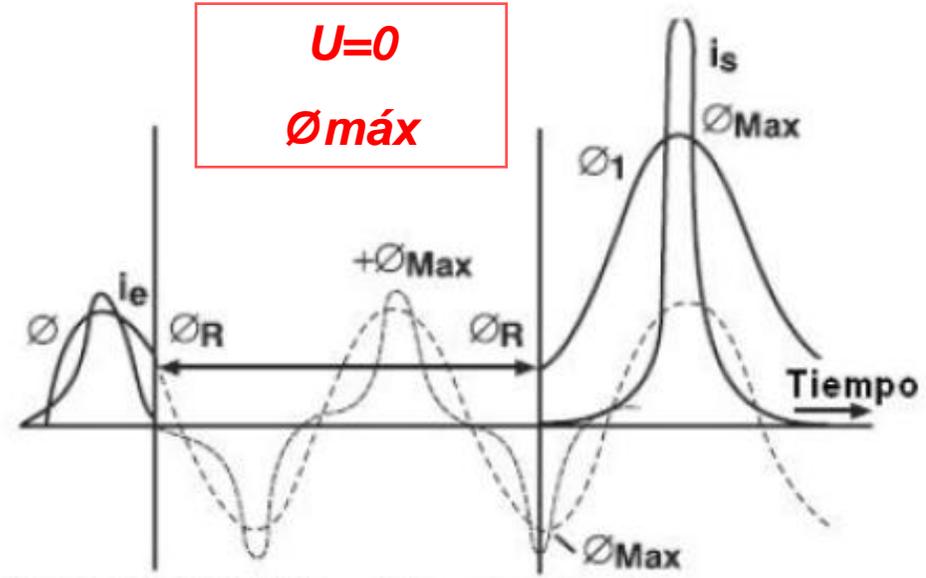
lo que se traduce si se tiene en cuenta la curva de imanación del material, en una corriente de excitación que puede llegar a valer 100 veces la corriente de vacío de régimen permanente. Si se considera que esta última corriente es del orden del 5 al 8% de la corriente nominal, se alcanzarán corrientes instantáneas de 5 a 8 veces la nominal, lo que provocará fuerzas electromagnéticas en los devanados del orden de 5^2 a 8^2 es decir de 25 a 64 veces las del régimen de plena carga. Debido al valor no nulo de la resistencia del devanado primario, la corriente transitoria de conexión se amortigua rápidamente al cabo de unos pocos ciclos (*) y es por ello que al tratarse de corrientes de poca duración se tengan que utilizar protecciones que no actúen rápidamente, evitando la desconexión del disyuntor o interruptor automático principal.

Efecto del Flujo Remanente e instante de conexión entre tensión y flujo



Desenergización del transformador

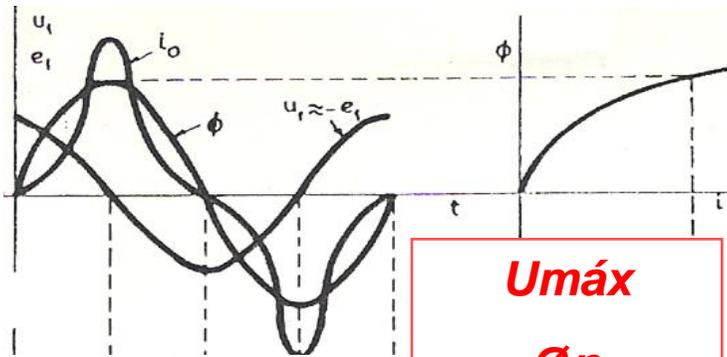
Re-energización del transformador



$U=0$
 $\phi_{\text{máx}}$

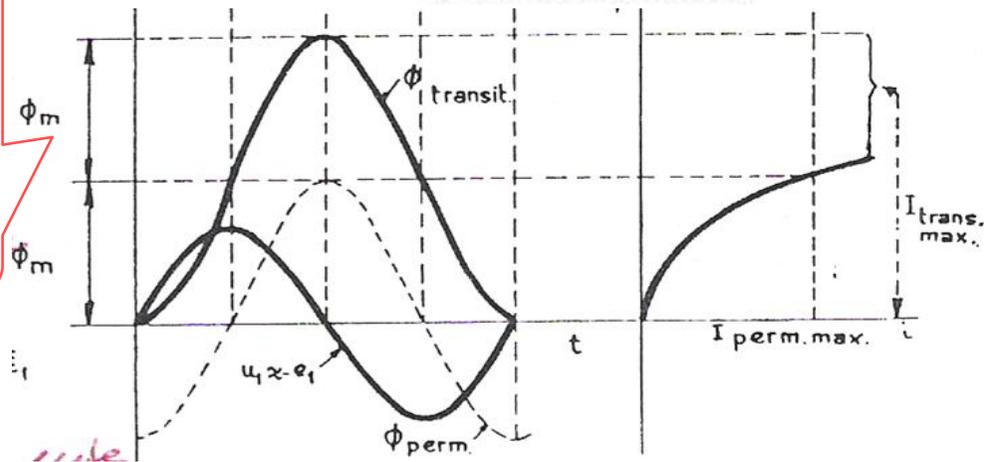
Desenergización del transformador

Re-energización del transformador



$U_{\text{máx}}$
 ϕ_n

En este instante hay $2\phi_{\text{máx}}$, y si hay flujo residual se suma

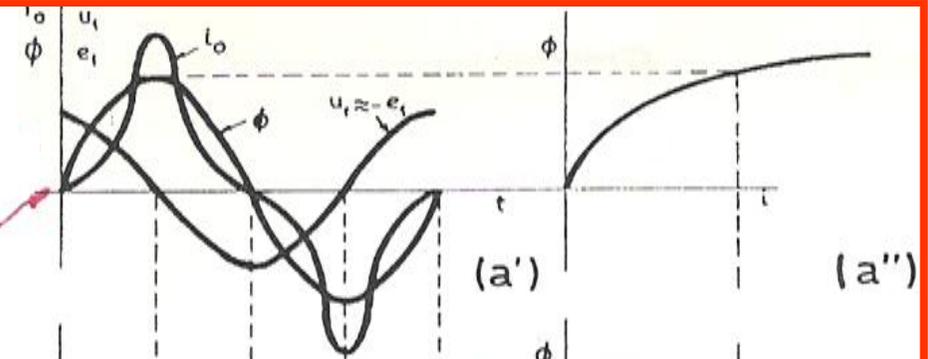
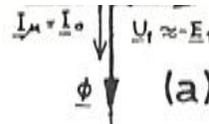


1) **CONEXIÓN INICIAL:** La relación L/R del sistema transformador red, determina el tiempo que va de los 10 seg (distribución) a los 60 seg. Esto último para los de potencia y cerca de las centrales, no en las centrales pues son puesto bajo tensión en forma paulatina.

Corrientes hasta 20 In.
Energizando de AT a MT,
 5 a 10 $I_{NOMINAL}$.
Energizando de MT a AT
 10 a 20 $I_{NOMINAL}$.

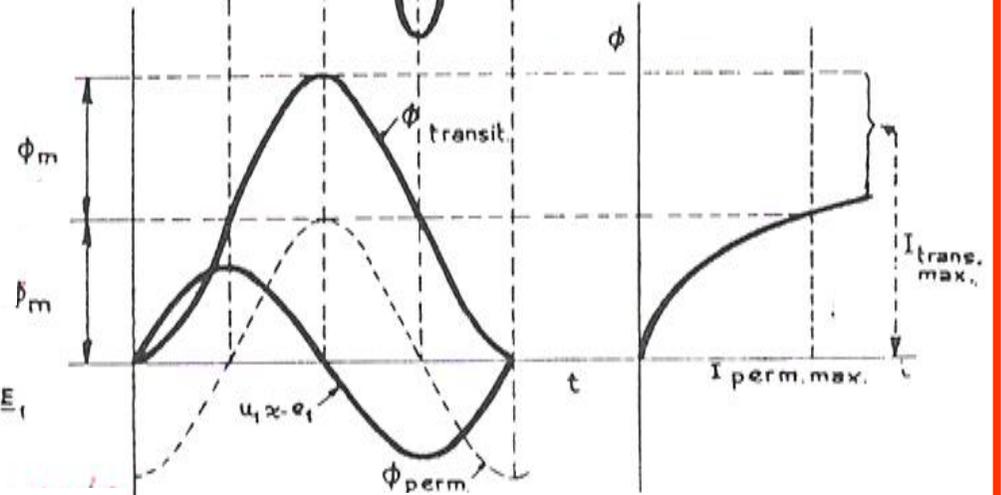
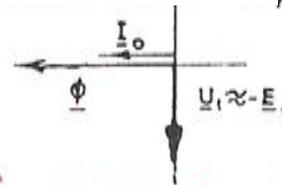
2) **RECUPARACIÓN POSTERIOR A UNA FALLA:** Se produce para falla trifásica limpia cerca del transformador con $e=0$. En este caso las corrientes son menores al caso anterior.

Si se conecta cuando la $U_{m\acute{a}x.}$, entra en servicio en régimen permanente con lo cual $i_0=0$ y el flujo el NOMINAL



Si $U=0$, el flujo, que en principio es cero debera ser creciente en la primera semi onda $\phi_{m\acute{a}x.}$

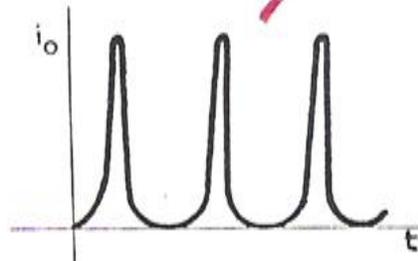
Con magnetismo remante el problema es mayor.



lo crece abruptamente

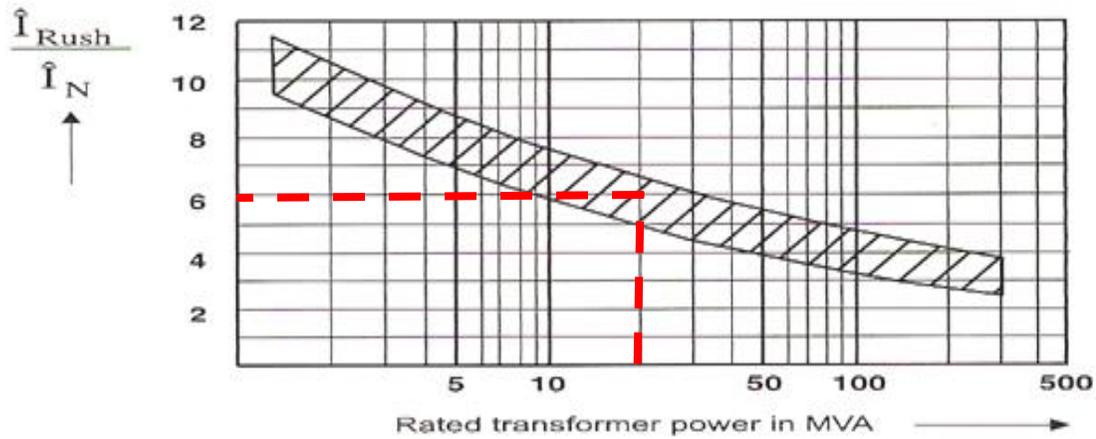
La variación del flujo establece la tensión,

y la variación de corriente el flujo, y como éste crece la corriente debe crecer.



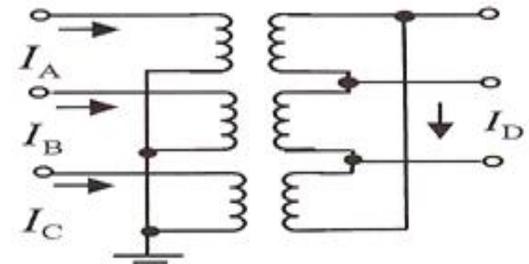
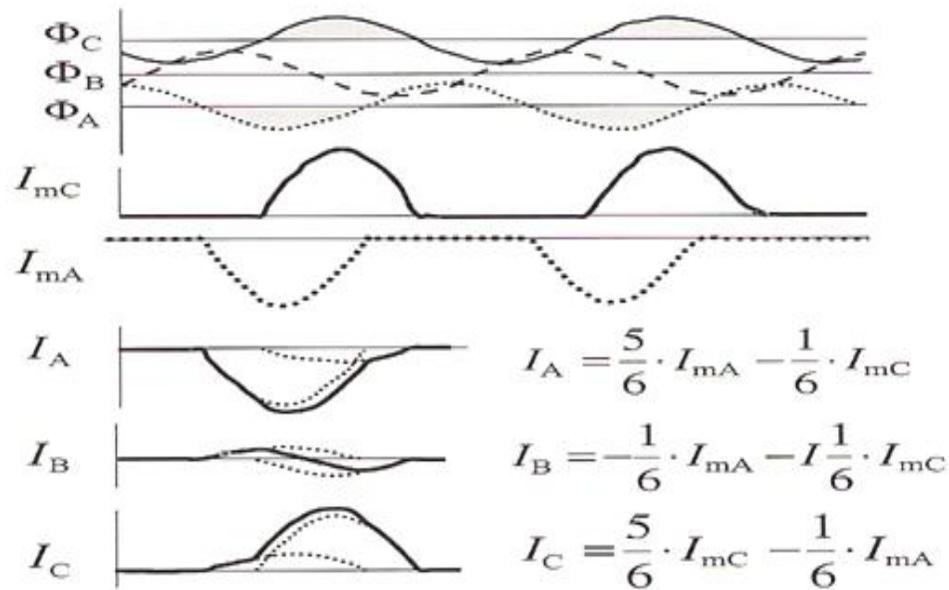
Fuera de escala





Rated power in MVA	Time constant in seconds
0.5...1.0	0.16...0.2
1.0 10	0.2 1.2
>10	1.2 ...720

Figure 8.4 Typical rush current of a star delta transformer



Oscillogram:

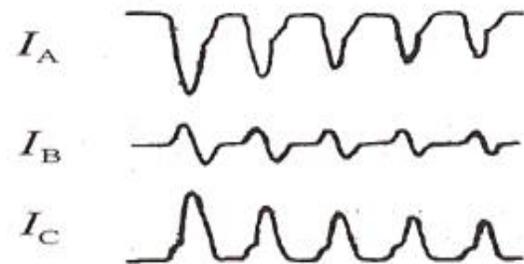
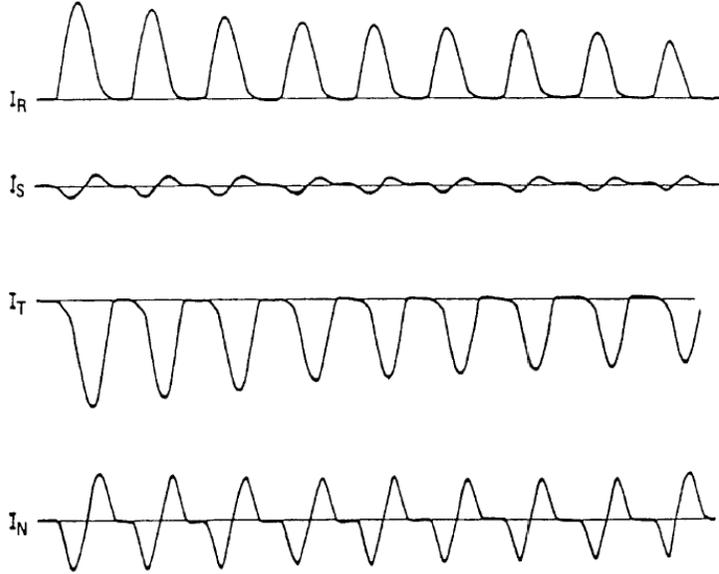
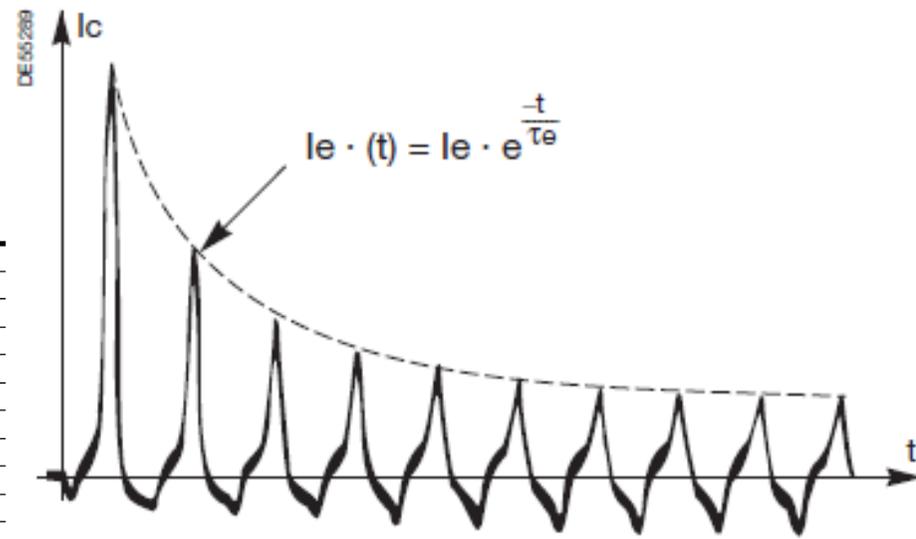


Figure 8.5 Typical in-rush current data



P (kVA)	I_{cresta}/I_n	Cte. de tiempo (ms)
50	15	100
100	14	150
160	12	200
250	12	220
400	12	250
630	11	300
800	10	300
1000	10	350
1250	9	350
1600	9	400
2000	8	450



Ie: envolvente de corriente de entrada.

Te: constante de tiempo.

Figure 1. Recorded inrush current for a 60MVA transformer 140/40/6,6kV, connected YNyd

La corriente magnetizante del transformador contendrá una tercera armónica y, progresivamente, proporciones menores de quinta, séptima, etc. Si el grado de saturación va en aumento, no sólo se incrementará el total de armónicas, sino que la proporción relativa de la quinta aumentará y eventualmente superará a la tercera armónica. A un grado mayor, la séptima armónica superará a la quinta, pero esto significa un grado de saturación tal, que no se dará en la práctica en un transformador. Las condiciones de conexión que den como resultado una corriente de inrush desplazada, producen una forma de onda que no es simétrica respecto al eje horizontal, pero que es simétrica, con despreciable disminución de amplitud, respecto a otras ordenadas. Tal tipo de ondas contienen armónicas tanto pares como impares. Una típica onda de corriente de inrush contiene cantidades importantes de segunda y tercera armónica, y cantidades decrecientes de las de orden superior.

Aún la corriente de inrush que no está desplazada, no es simétrica respecto al eje horizontal, pero tiene una simetría espejo alrededor de la ordenada elegida. Esta onda, por lo tanto, tiene armónicas pares e impares.

3) CORRIENTES SIMPÁTICAS:

Se produce con uno en funcionamiento y el ingreso del segundo.

Al conectarse el T1 la componente aperiódica crea una caída de tensión que el T2 lo ve como una puesta en marcha normal.

Las tau de cada máquina son casi iguales por lo que la I_C (circulando entre los trafos) es bastante simétrica y con pocos armónicos. El tau de la I_C es bastante grande porque corresponde solo a los trafos y no al sistema.

Cuando hay un neutro a tierra aparece la lo cerrándose por todas las tierras del sistema.

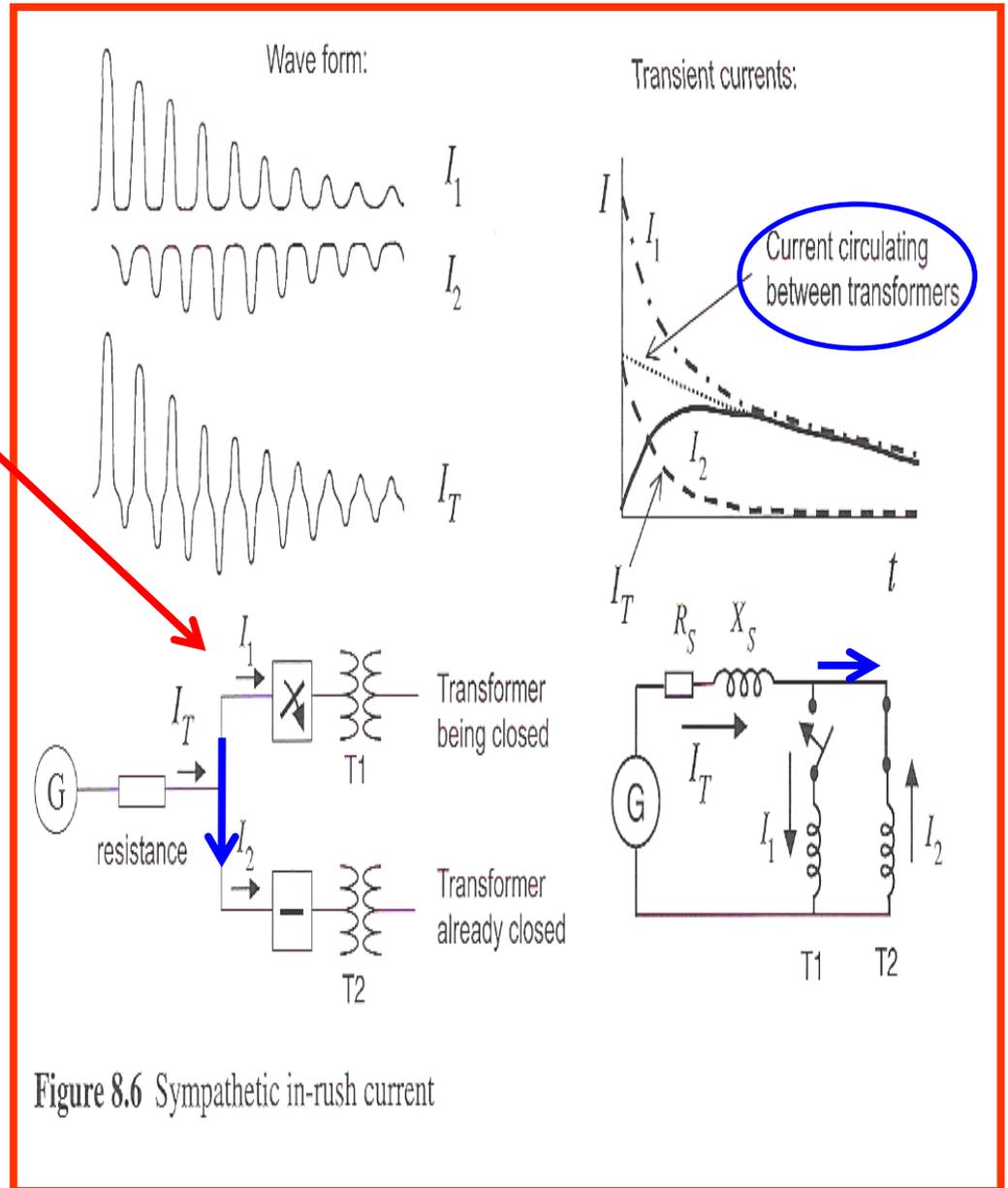


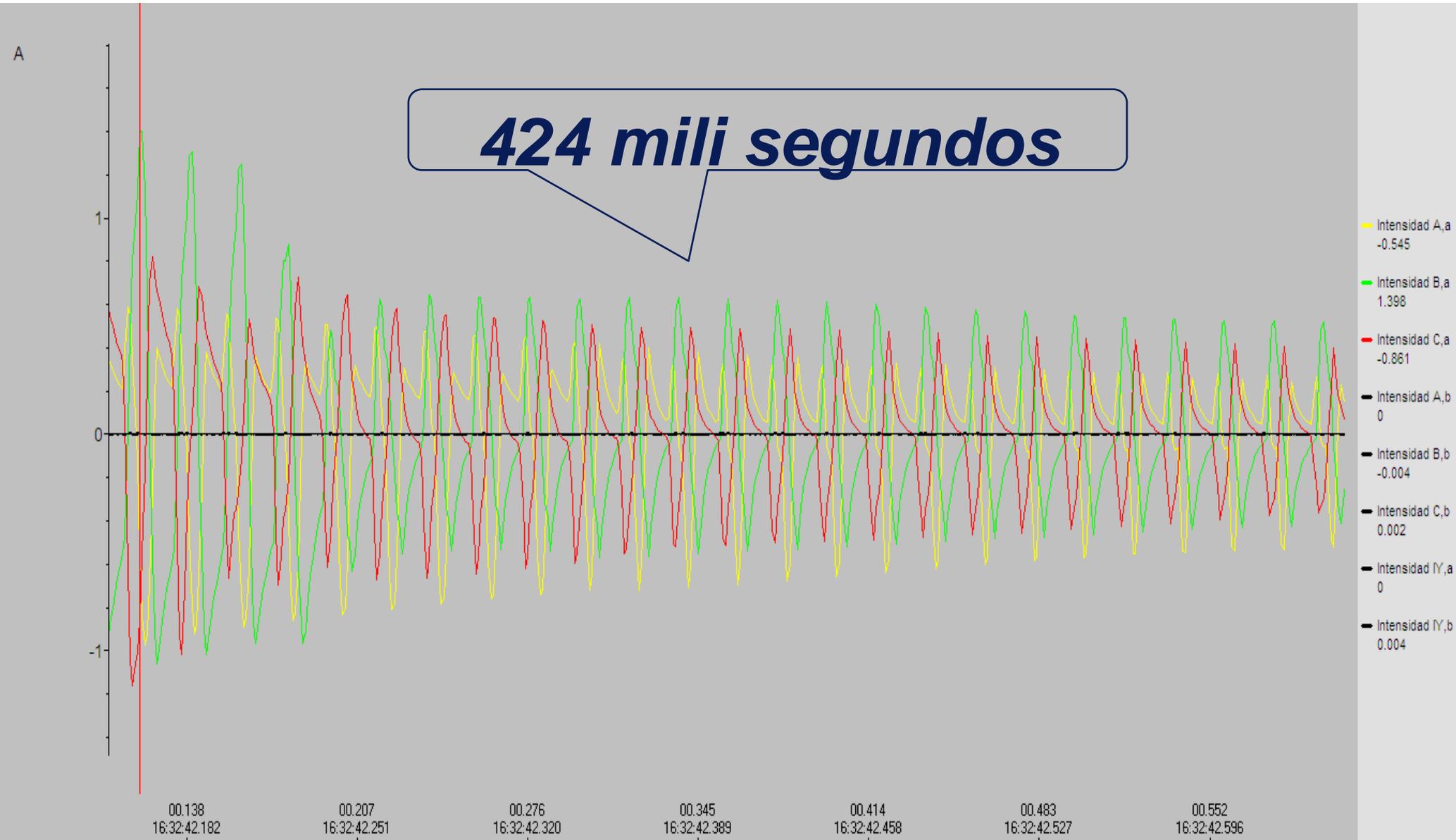
Figure 8.6 Sympathetic in-rush current

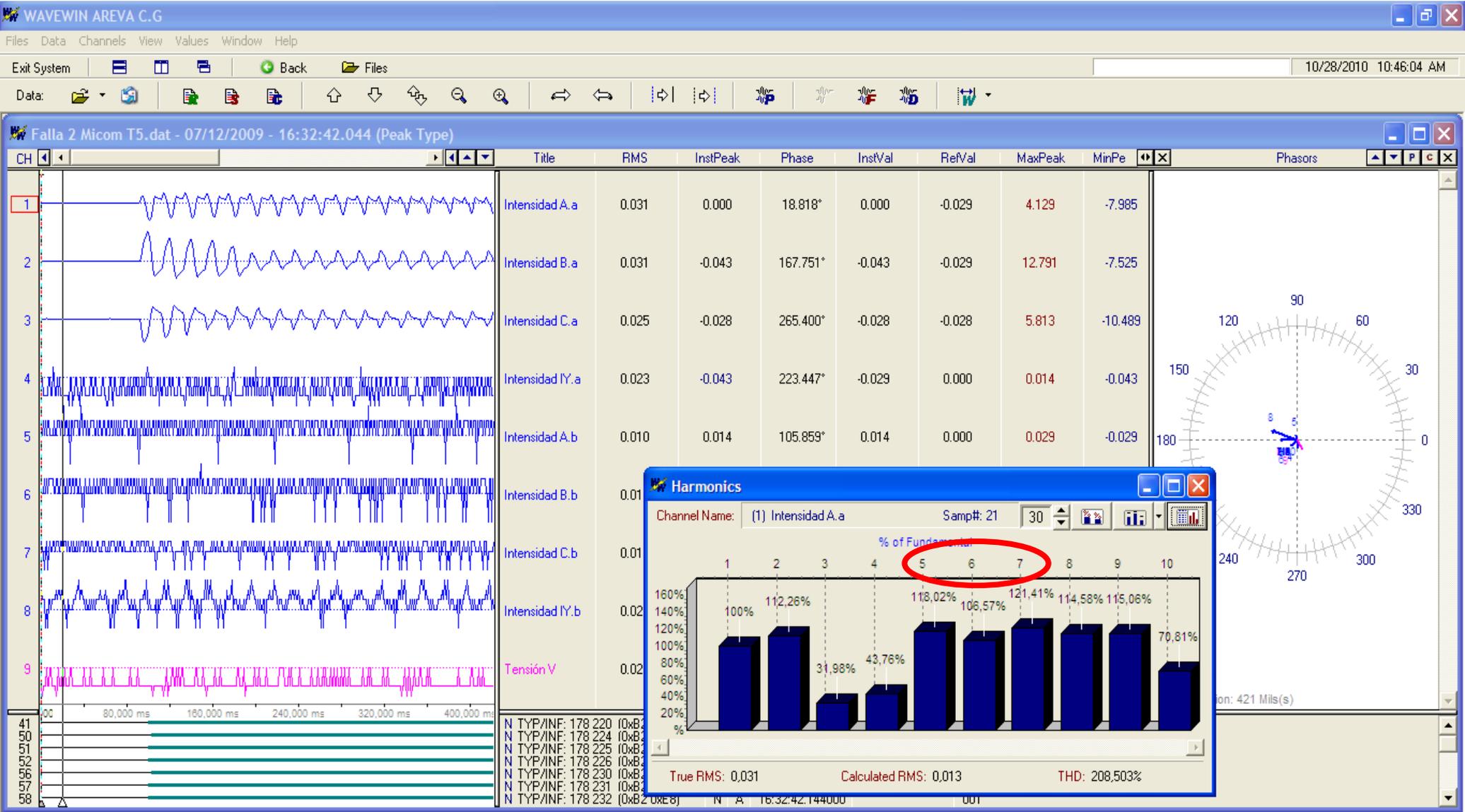
INRUSH

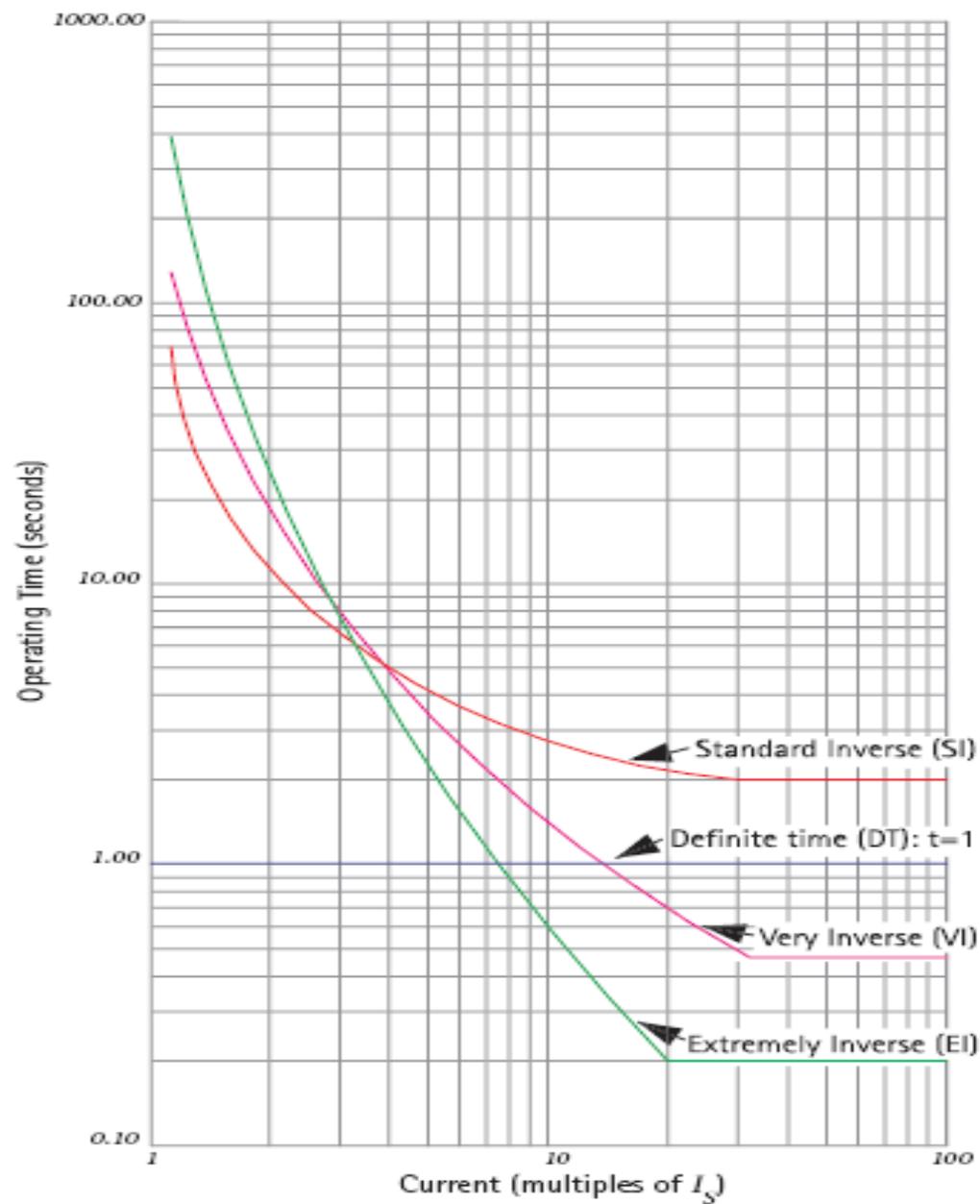
PRODUCIDA EN UN TRANSFORMADOR

66KV/13,2 KV; 20 MV; $\Delta Yn11$

REGISTRO OSCILOGRÁFICO MICOM P 632







(a) IEC 60255 characteristics ; TMS=1.0

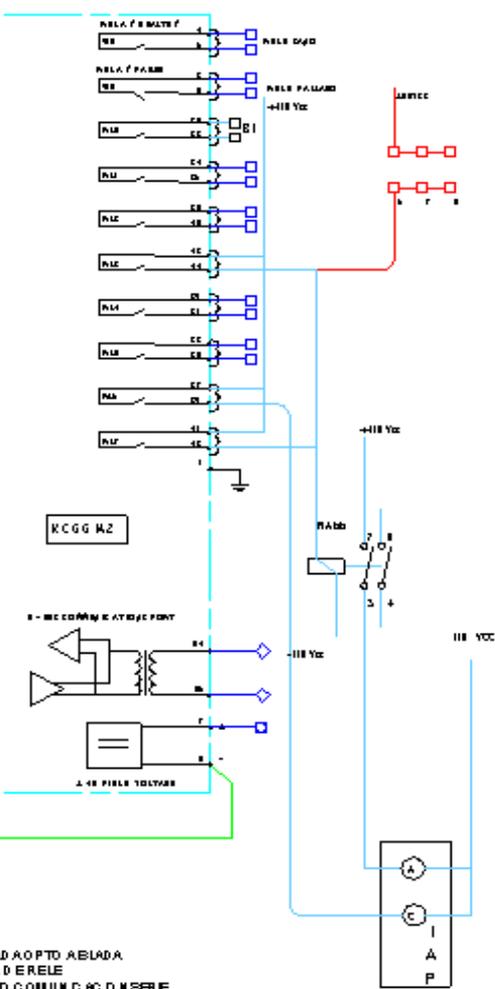
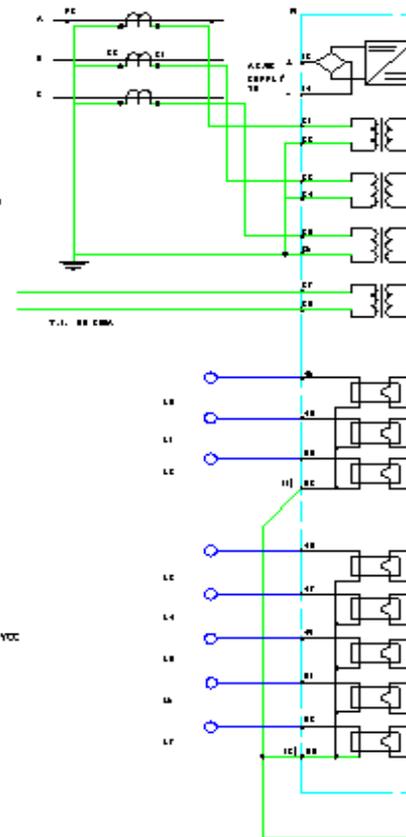
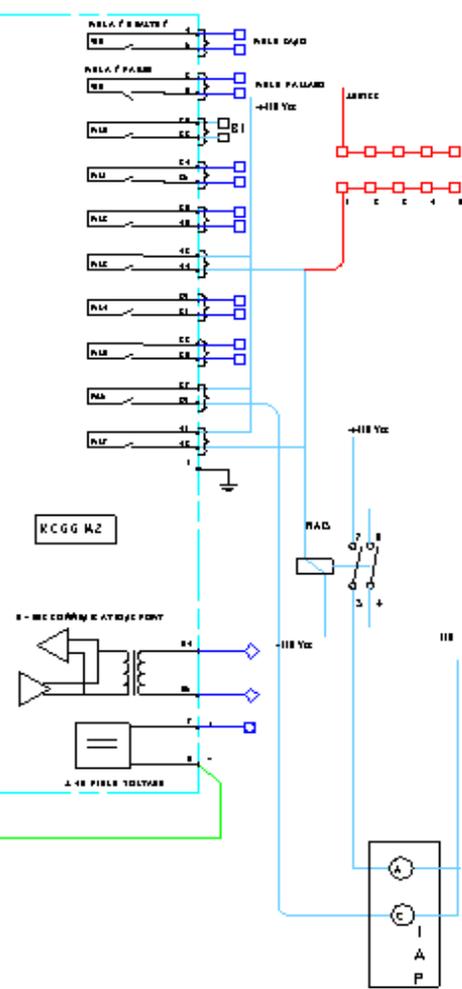
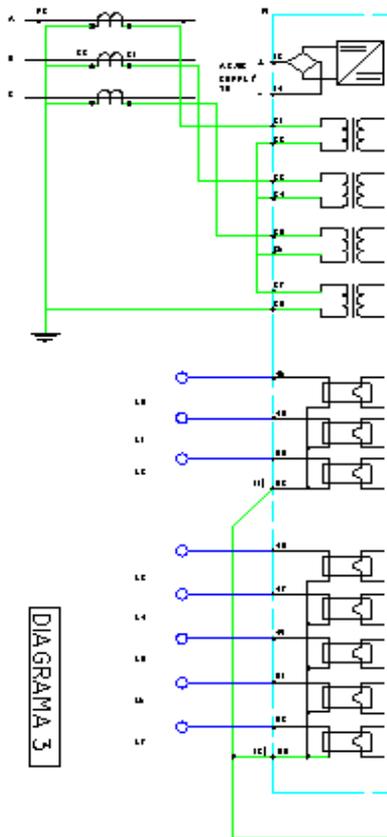
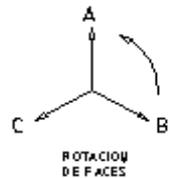


DIAGRAMA 3

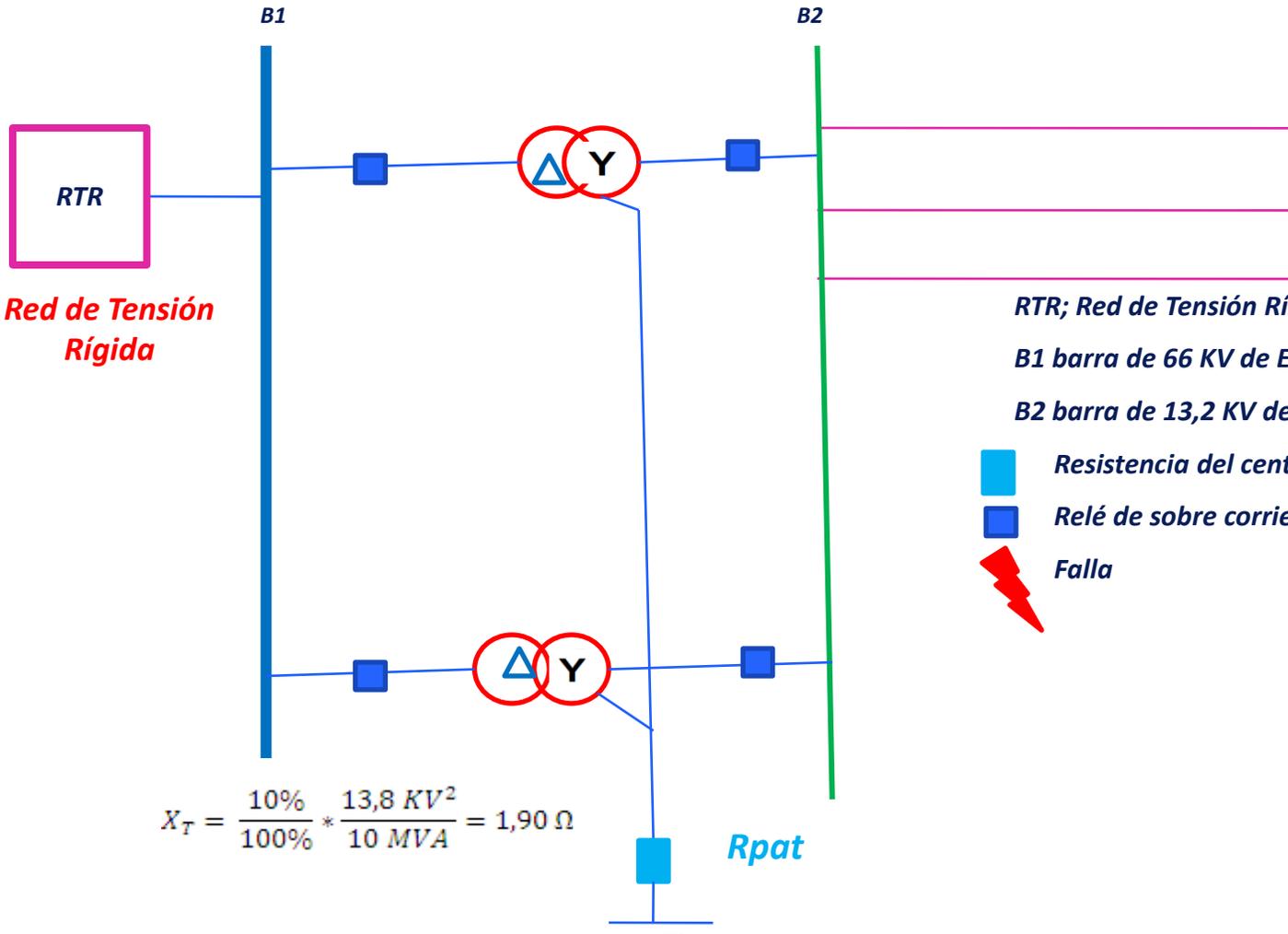


- BORNERA FRO NTERA EN TRAD AO PTO ABLADA
- BORNERA FRO NTERA SAUDA DERELE
- ◇ BORNERA FRO NTERA PU ERTO COM UN D AC D N SERE
- BORNERA FRO NTERA TENSD N M TER N A DEL RELE

REFERENCIAS

<u>DESCRIPCION</u>	<u>CRONOPOTENCIA</u>
1	TERMOMETRO DE CUADRANTE
2	IMAGEN TERMICA
3	BUCHOLZ
4	NIVEL DE ACEITE RBC
5	RELE FLUJO RBC
6	BZ
7	NIVEL DE ACÉITE RBC
8	RELE FLUJO RBC

***PROTECCIÓN DE
TRANSFORMADORES
EN PARALELO***



Red de Tensión Rígida

RTR; Red de Tensión Rígida equivalente red de 66 KV aguas arriba

B1 barra de 66 KV de ETGC

B2 barra de 13,2 KV de ETGC

-  Resistencia del centro de estrella
-  Relé de sobre corriente
-  Falla

$$X_T = \frac{10\%}{100\%} * \frac{13,8 \text{ KV}^2}{10 \text{ MVA}} = 1,90 \Omega$$

DATOS DE CADA MÁQUINA

S = 10 MVA

Tensiones = 66 KV – 13,8 KV

I_{66KV} = 87 A

I_{13,2KV} = 419 A

Grupo = ΔYn 11

P_o = 11 KW

P_{cu} = 66 KW

U_{CC}% = 10

R_{PAT} = 6 Ω

Transformador 1 10MVA Protec. Cuba TI 200/5 66 kV I_o= 60 A To= 50 ms	66 kV 200/5 2(3x150 Cu)	GA KCGG 142 EI 10XDT	G1:120 <i>l></i>	G1:K=1 <i>t></i>	G1:1800 <i>l>></i>	G1:50 <i>t>></i>
	13,2 kV 500/5 30VA 500-1000/5-5	GA KCGG142 SI30XDT	G1:600	G1:K=1	G1:4000	G1:1000

Calibración IT

Según ensayo de calentamiento; $T_{\text{máx aceite}} = 58,12 \text{ }^\circ\text{C}$; $T_{\text{med aceite}} = 40,20 \text{ }^\circ\text{C}$;

$T_{1/2\text{Cu prim}} = 64,41 \text{ }^\circ\text{C}$; $T_{1/2\text{Cu sec}} = 67,44 \text{ }^\circ\text{C}$; $DT_{\text{prim}} = 5,96 \text{ }^\circ\text{C}$; $DT_{\text{sec}} = 6,76 \text{ }^\circ\text{C}$

Con $K = 9 \text{ }^\circ\text{C}$, 100 A Prim y TI=200/5, 100 A corresponden a 50 %, con lo cual $I_1 = 2,5 \text{ A}$ e $I_2 = 0,75 \text{ A}$ que se deben calibrar con la unidad adaptadora.

		G1:30	G1:1,2 NOTA 1	G1:300	G1:3000	G1:800	G1:1000
--	--	--------------	--------------------------------	---------------	----------------	---------------	----------------

l>

t>

l>>

t>>

l>>>

t>>>

TRANSFORMADOR

66 KV; 10 MVA – 87 A

Curva de Fases lado

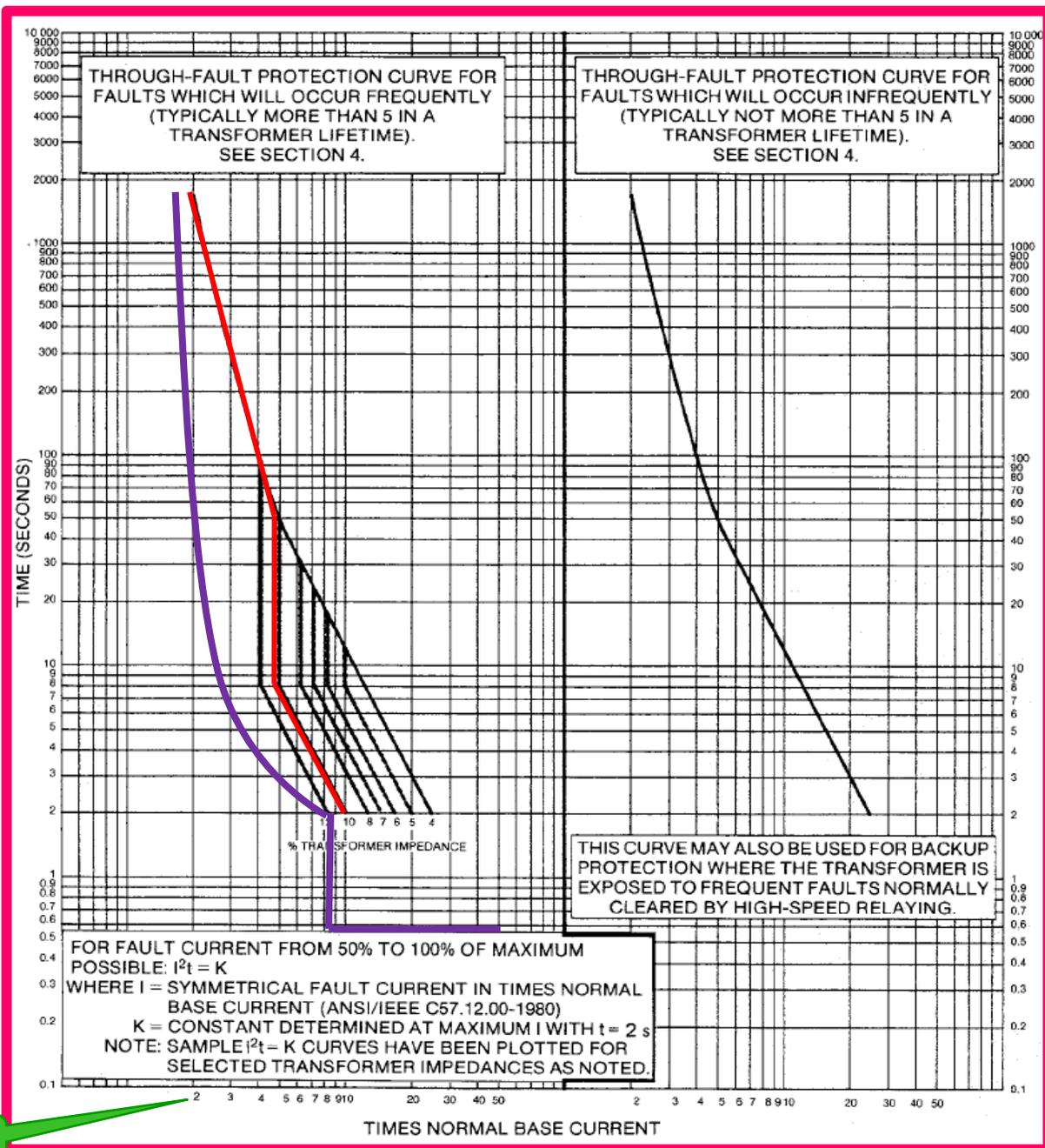
66 KV

$I > 120 A$

$EI TMS=1$

$I >> 1800 A$

$t >> 50 msec$



180 A

TRANSFORMADOR

13,2 KV; 10 MVA - 434 A

Curva de Fases y Tierra lado 13,2 KV

$I > 600 A$

$EI TMS = 1$

$I \gg 4000 A$

$t \gg 1 \text{ seg}$

$I_o > 30 A$

$t_o > 1,2 \text{ seg}$

$I_o \gg 300 A$

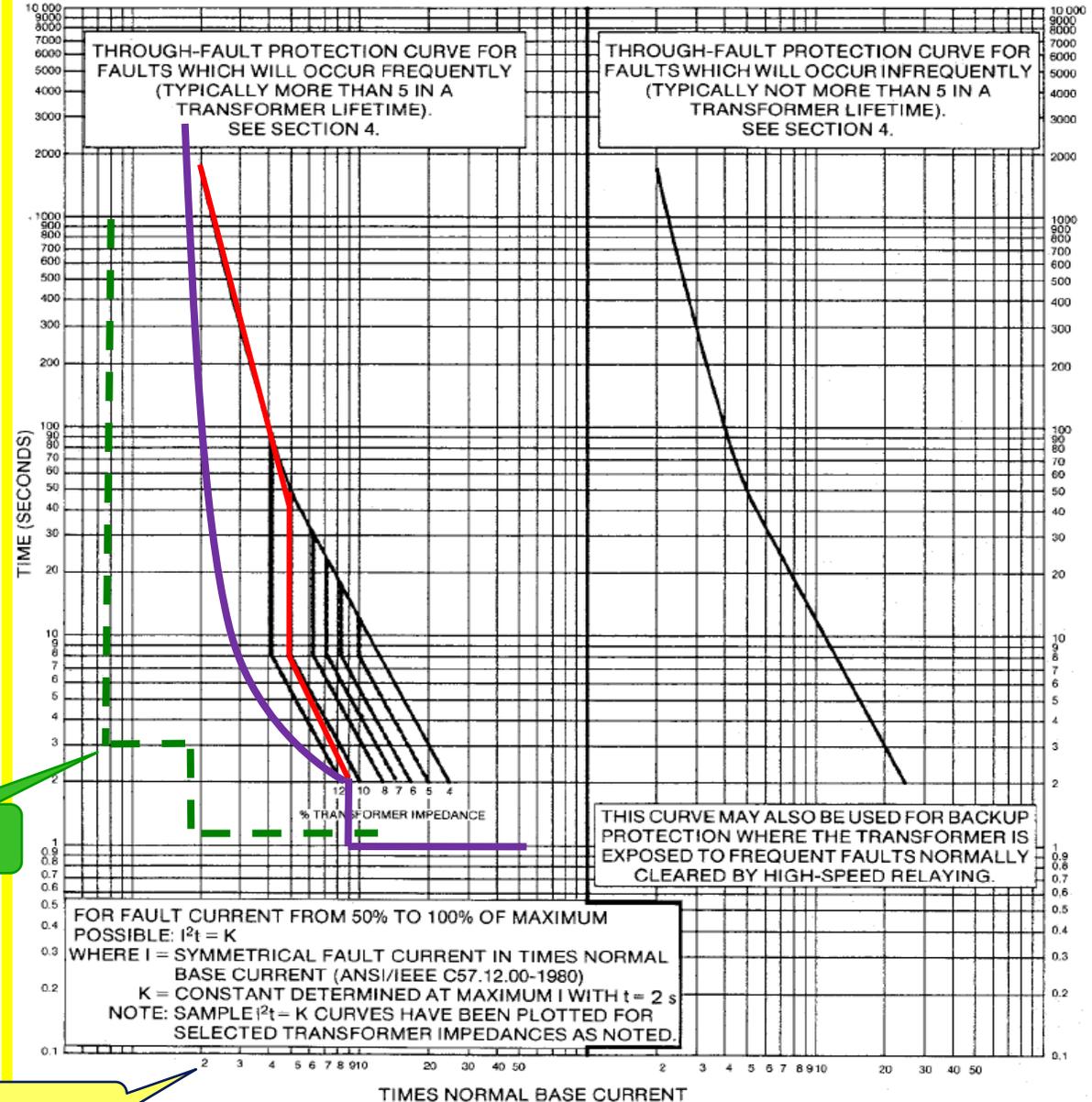
$t_o \gg 3 \text{ seg}$

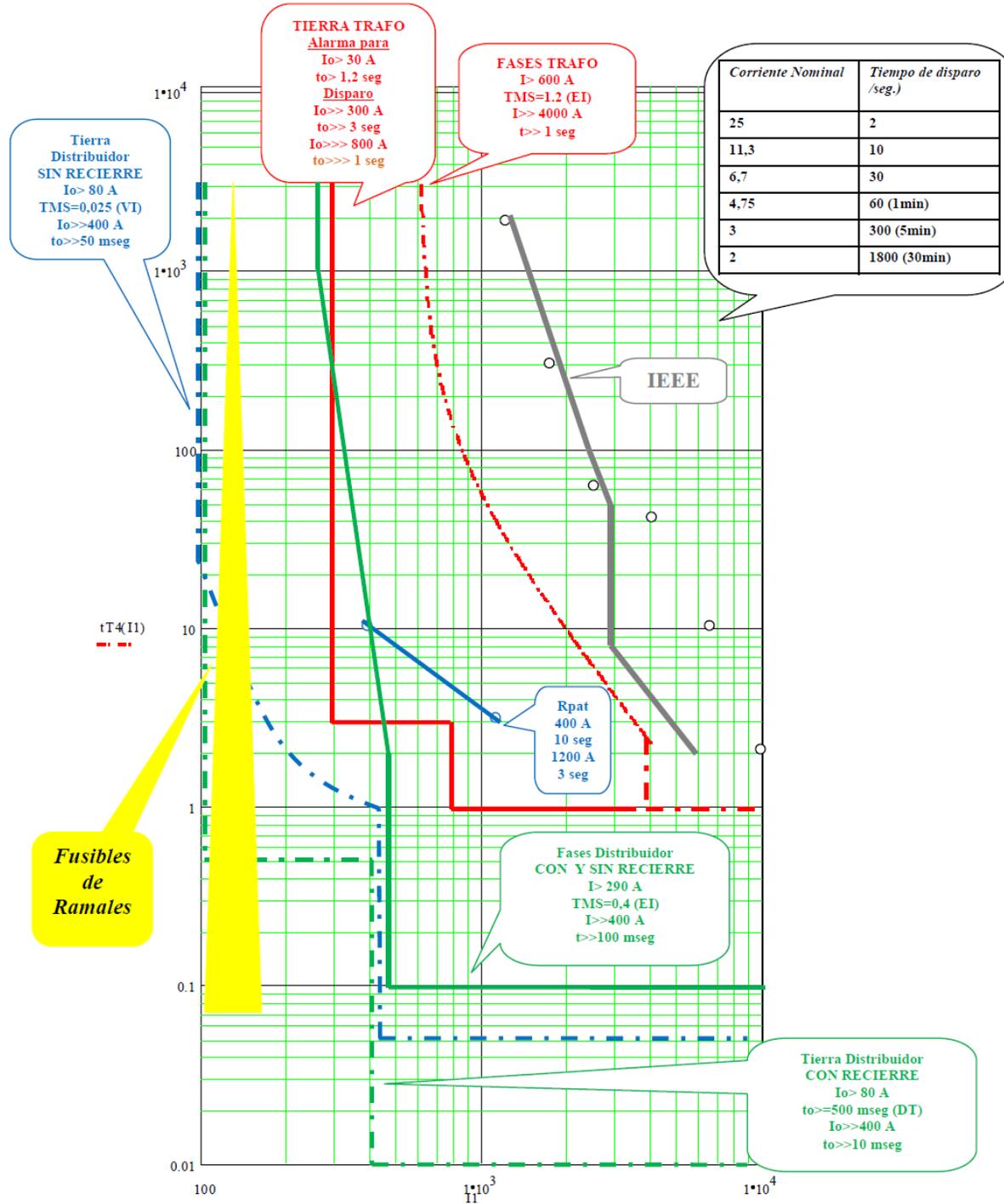
$I_o \gg \gg 800 A$

$t_o \gg \gg 1 \text{ seg}$

ALARMA

Rpat





***FALLA
TRIFÁSICA***

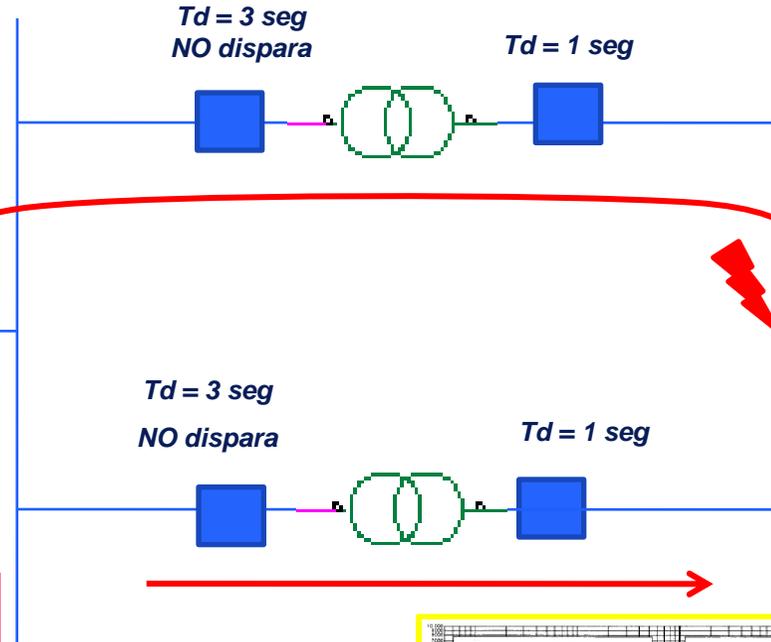
FALLA EN LA BARRA DE 13,2 KV

- 1) Solamente abren sendos IAP de 13,2 KV en 1 segundo
- 2) No abren los IAP de 66 KV

Del lado de 66KV = $\frac{4618}{5} = 923 A$

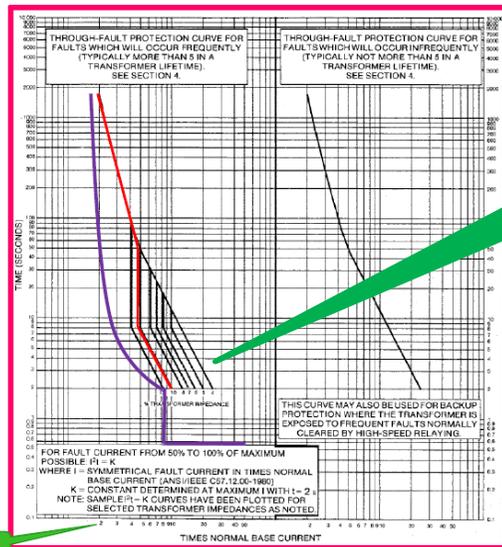


Del lado de 66KV = $\frac{4618}{5} = 923 A$

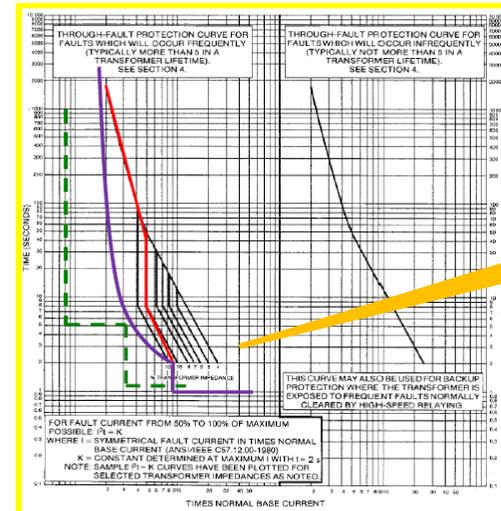


$I_{K^{*}3P} = \frac{1,1 * 13,8}{1,73 * 1,9} = 4618 A$

$I_{K^{*}3P} = \frac{1,1 * 13,8}{1,73 * 1,9} = 4618 A$



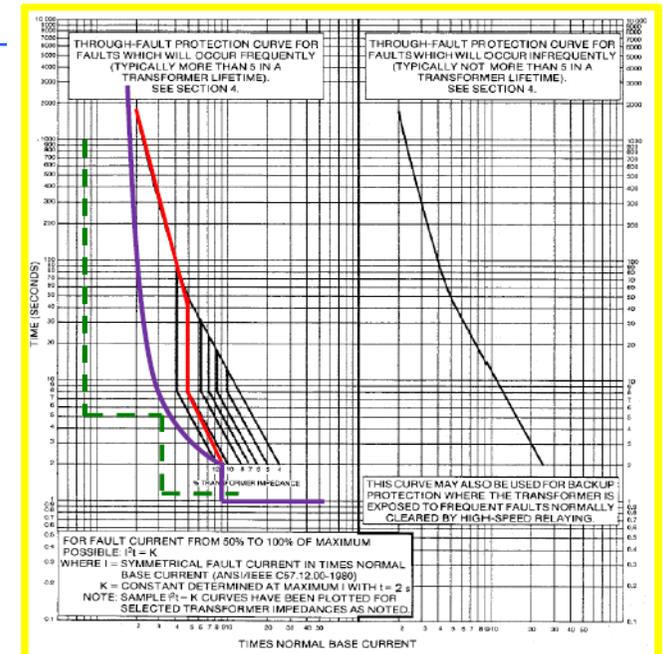
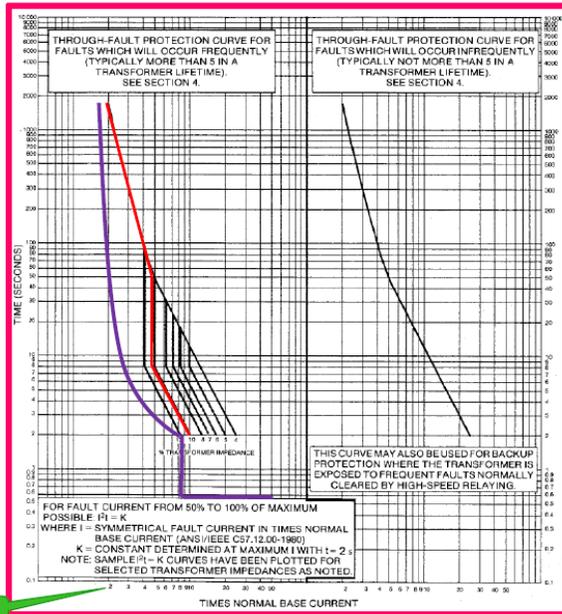
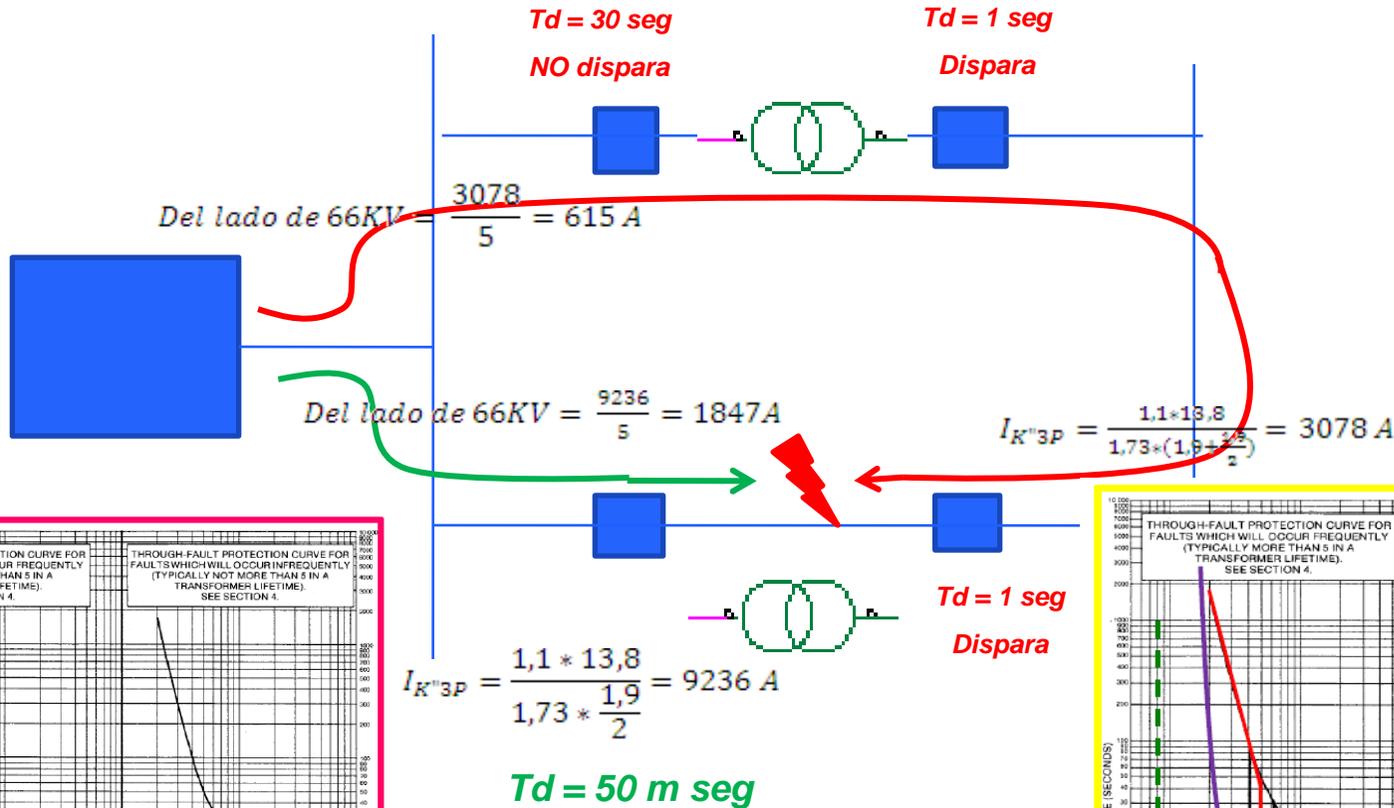
Con 923 A
 $T_{DISPARO} = 3 \text{ seg}$



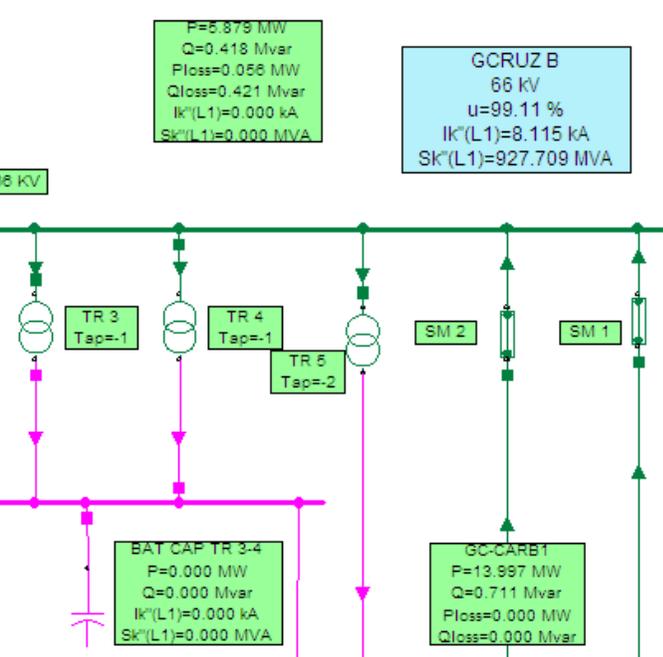
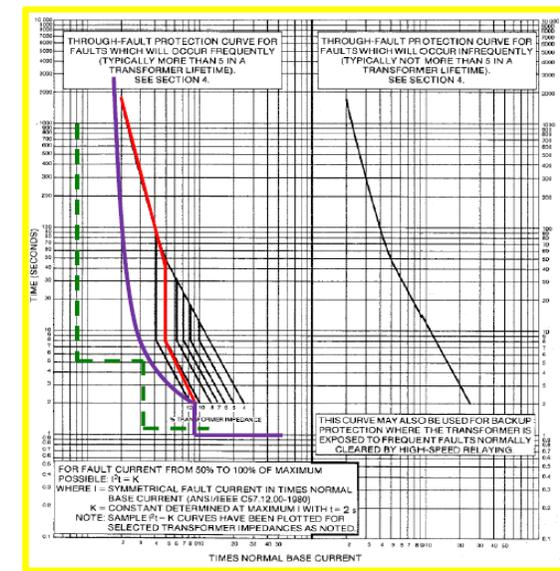
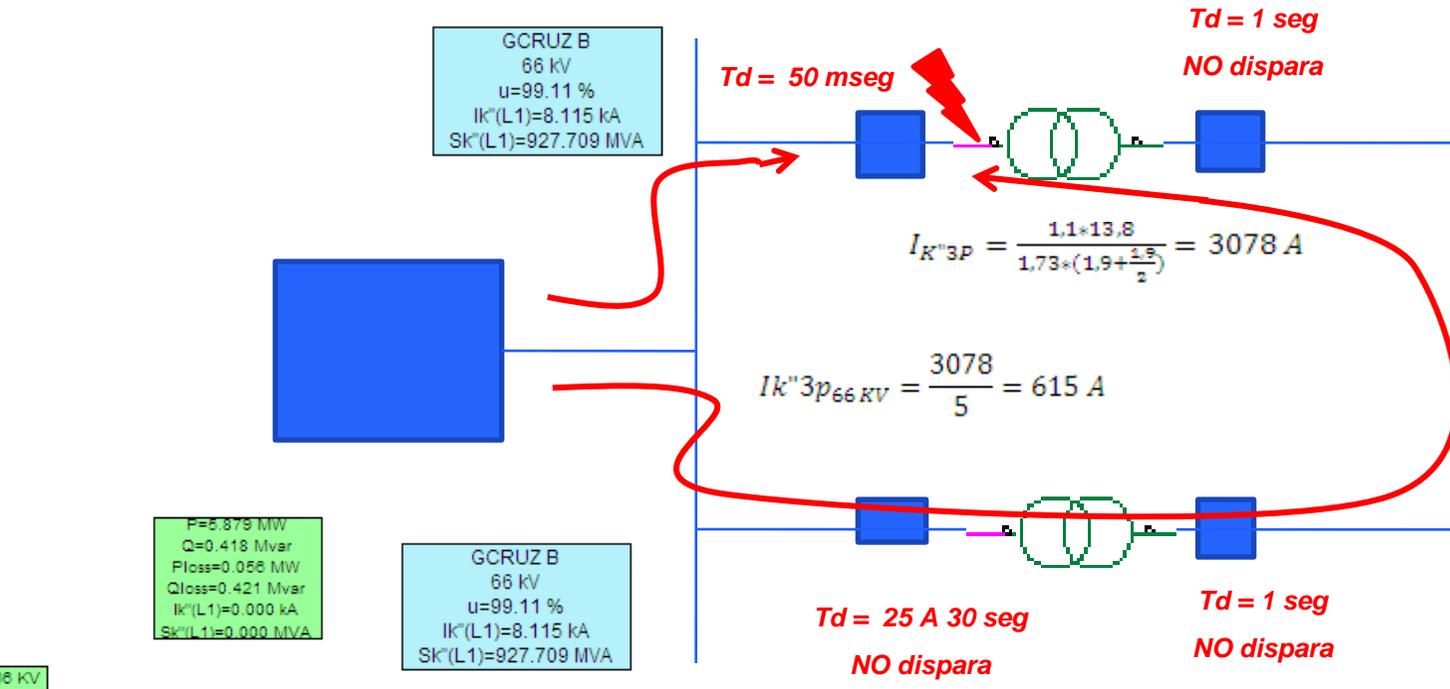
Con 4618 A
 $T_{DISPARO} = 1 \text{ seg}$

FALLA EN EL BOBINADO DE 66 KV DE UNA DE LAS MÁQUINAS Ó CBC (COLAPSO INTERNO)

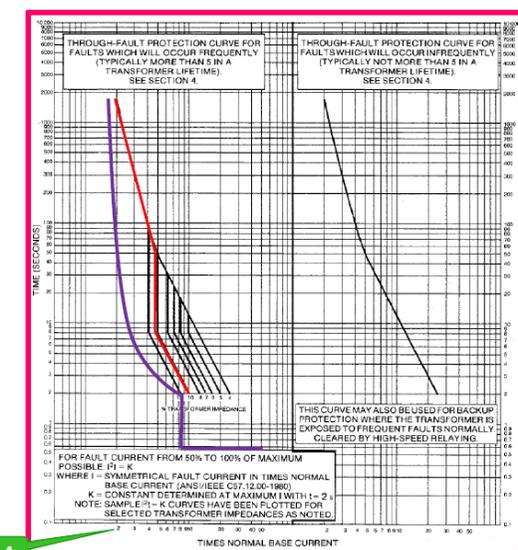
- 1) Abre primero el IAP de 66 KV de la máquina en falla en 50 mili segundos
- 2) Abren sendos IAP en 13,2 KV en 1 segundo (PROBABLE Y SEGÚN PROTECCIONES PRINCIPALES)
- 3) No abre el IAP de 66 KV de la máquina sin falla



FALLA EN BORNES DE 66 KV DE UNA DE LAS MÁQUINAS



- 1) Abre primero EL IAP de 66 KV de la MÁQUINA EN FALLA en 50 mili segundos
- 2) No deberían abrir los otros tres IAP , SI LA FALLA DESAPARECE



FALLA EN BARRAS DE 13,2 KV

***Disparan los dos IAP de 13,2 KV en 1 segundo.
Debería setearse el disparo en BLOQUE, con
los IAP de 66KV?***

COLAPSO INTERNO

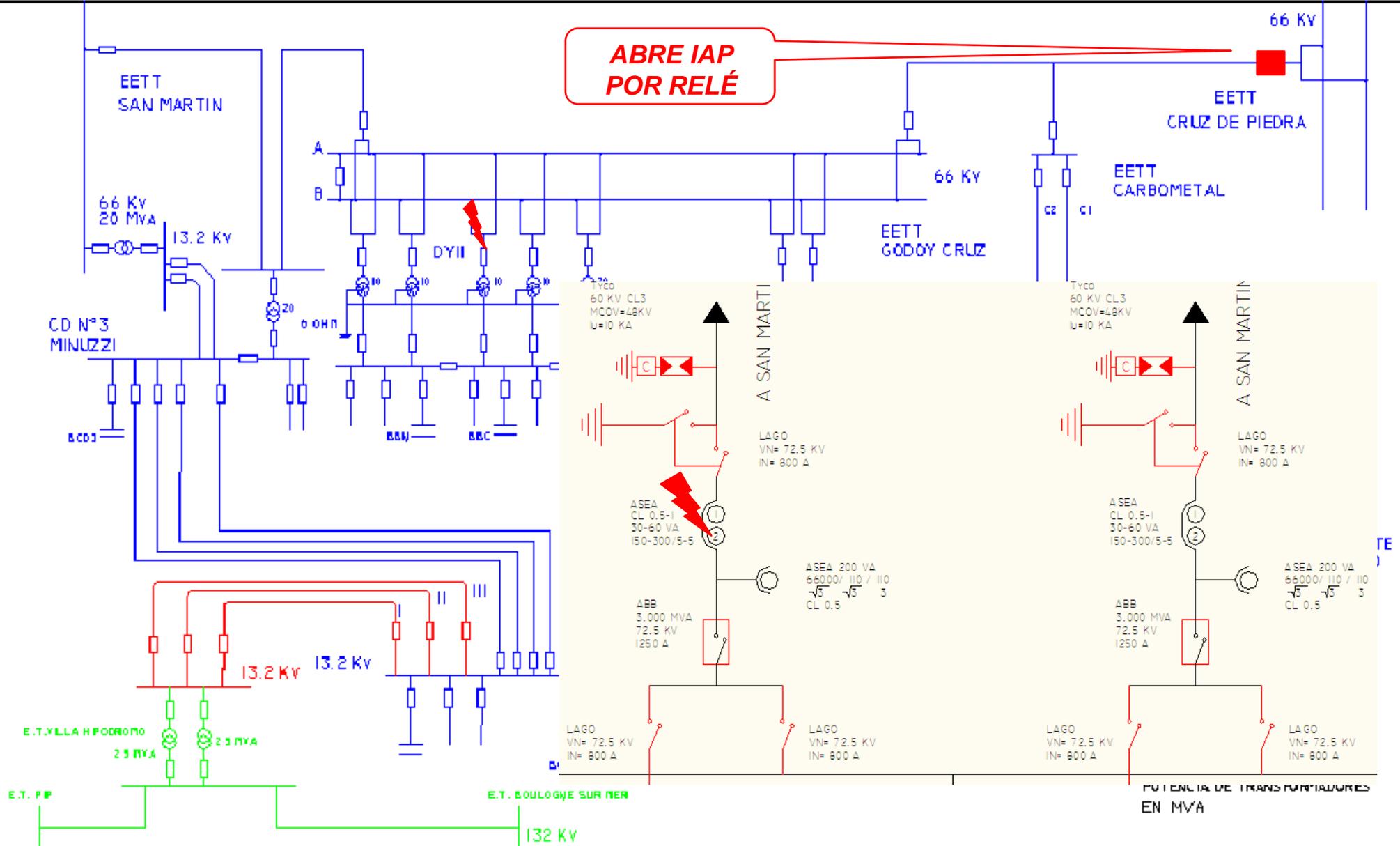
***Dispara solamente el IAP de 66 KV, de la
máquina afectada en 50 mili segundos.***

FALLA EN BORNES DE 66 KV

Dispara el IAP de 66 KV de la máquina en falla

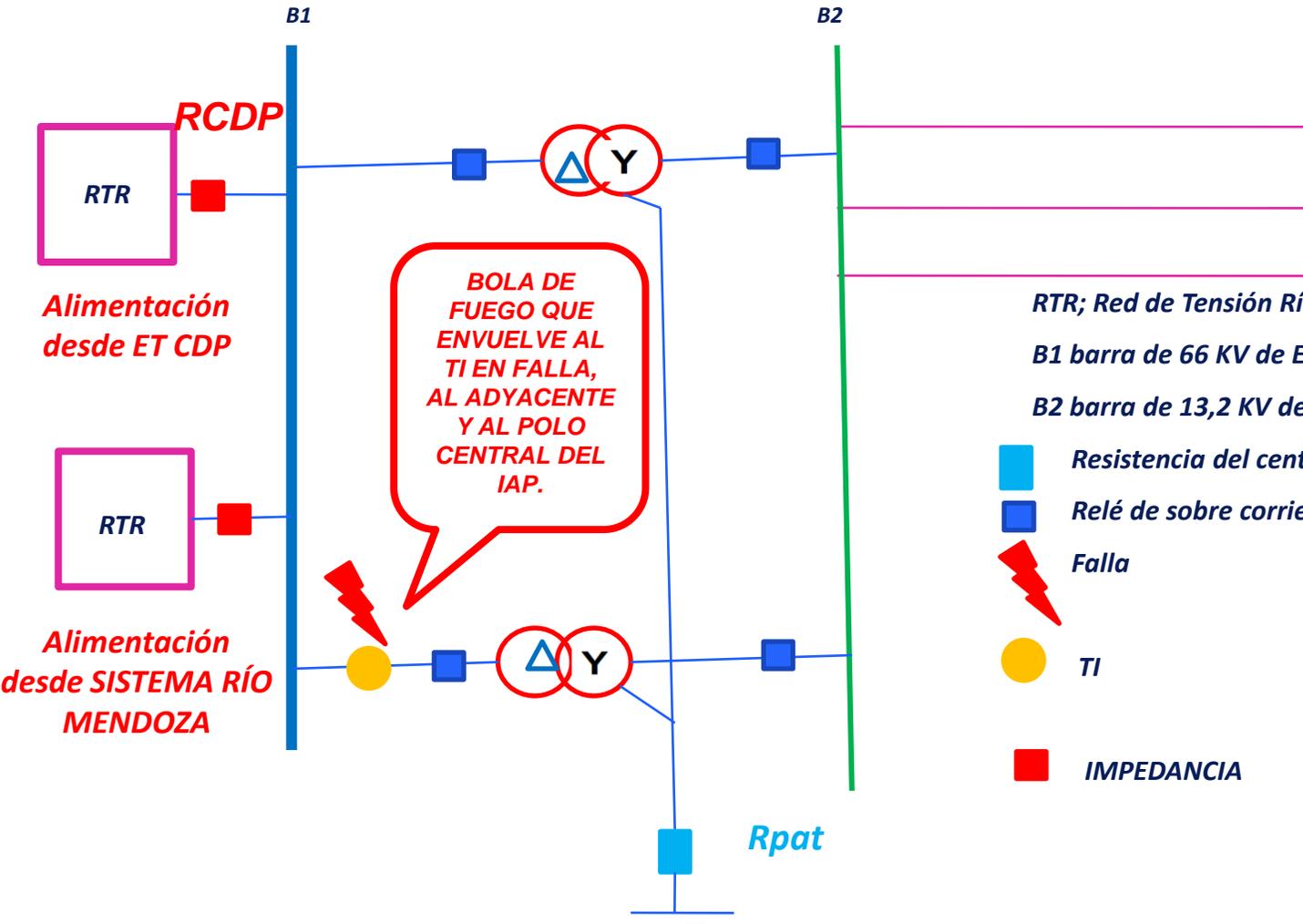
El disparo es conveniente que sea en bloque

FALLA DEL 6 DE
NOVIEMBRE DE 2011



COOPERATIVA ELECTRICA DE GODOY CRUZ EDIFICACION, SERVICIOS PUBLICOS Y CONSUMO LTDA. DEPARTAMENTO DE INGENIERIA

OBRA: ESQUEMA ELECT. PARA ESTUDIO PROTECCIONES	PROYECTO DEPARTAMENTO INGENIERIA	DIBUJO M.A.L.V.	Y°B°	APROBACION	ESCALA: GRAFICA
	FECHA: MAY/2001	ARCHIVADO EN AUTOCAD 14 D/P/CIRCUITOS/MINUZZI			PLANO N° 9



BOLA DE FUEGO QUE ENVUELVE AL TI EN FALLA, AL ADYACENTE Y AL POLO CENTRAL DEL IAP.

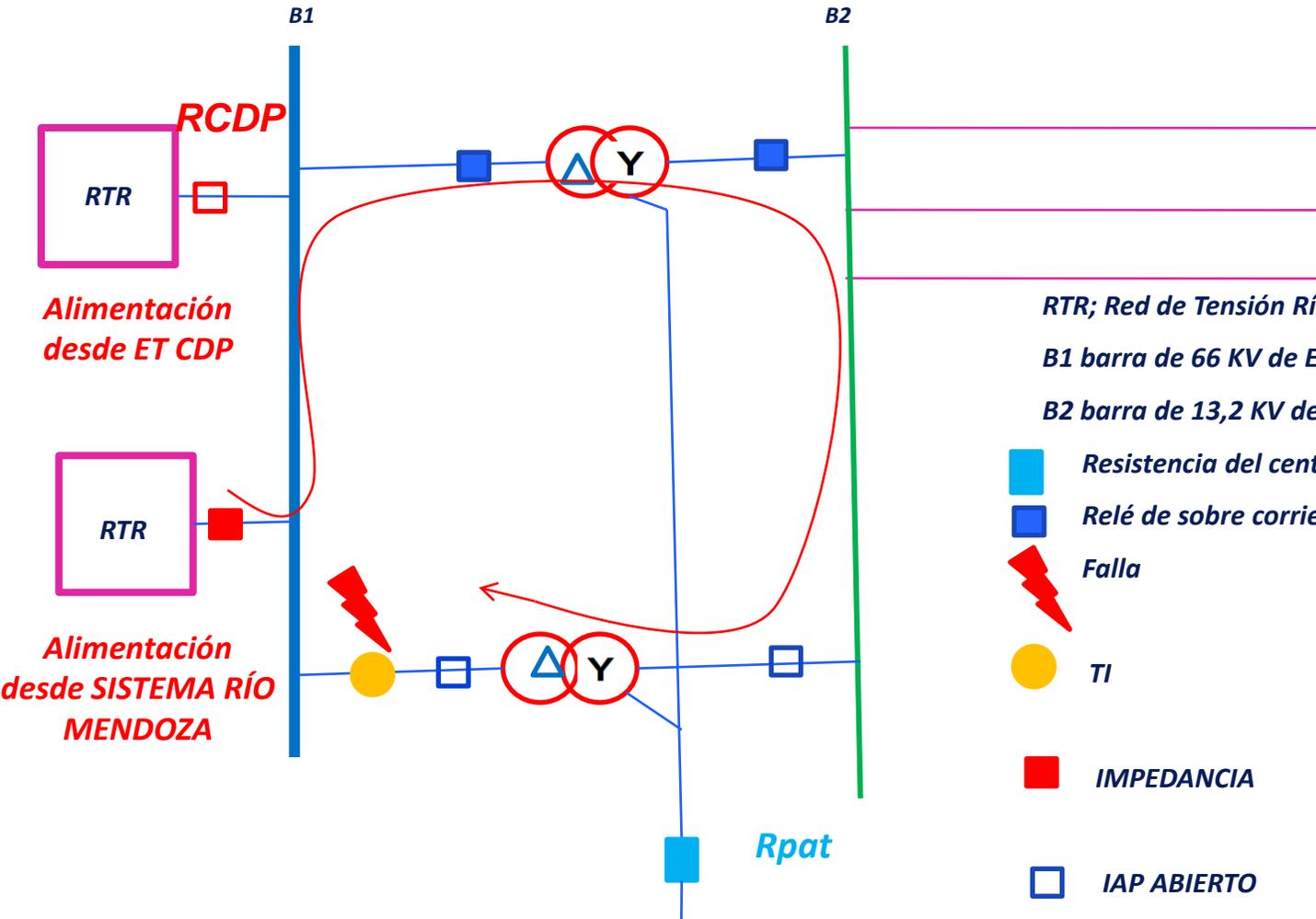
RTR; Red de Tensión Rígida equivalente red de 66 KV aguas arriba
B1 barra de 66 KV de ETGC
B2 barra de 13,2 KV de ETGC

- Resistencia del centro de estrella
- Relé de sobre corriente
- ⚡ Falla
- TI
- IMPEDANCIA

DATOS DE CADA MÁQUINA

- S = 10 MVA**
- Tensiones = 66 KV – 13,8 KV**
- $I_{66KV} = 87 A$**
- $I_{13,2KV} = 419 A$**
- Grupo = $\Delta Yn 11$**
- $P_o = 11 KW$**
- $P_{cu} = 66 KW$**
- $U_{CC}\% = 10$**
- $R_{PAT} = 6 \Omega$**

ESQUEMA DEL SISTEMA



RTR; Red de Tensión Rígida equivalente red de 66 KV aguas arriba
 B1 barra de 66 KV de ETGC
 B2 barra de 13,2 KV de ETGC

Resistencia del centro de estrella
 Relé de sobre corriente
 Falla

TI

IMPEDANCIA

IAP ABIERTO
 POST FALLA
 DISPARO POR
 IAP DE 66 KV
 DISPARO EN BLOQUE

CRONOGRAFÍA DE EVENTOS

- 1) Desengancha RCDP
- 2) Continúa el aporte por el Sistema Río Mendoza
- 3) Abre el IAP de 66 KV
- 4) Abre el IAP de 13,2 KV
- 5) No abre los IAP de la máquina que está en paralelo
- 6) Deja de aportar el Sistema Río Mendoza

ESQUEMA DEL SISTEMA

FALLA DEL 6 DE NOVIEMBRE DE 2011

Se produce una avería en uno de los TI de 66 KV, del Transformador N° 3 de ETGC.

Disparan los dos IAP del T3, o sea en 66 KV y 13,2 KV.

Dispara el relé de ET CRUZ DE PIEDRA (RCDP) con los siguientes valores y características (DATOS DISTROCUYO):

1) La falla comienza con Fase T = 2851 A; Residual = 2195 A.

2) Esto acontece durante 100 mili segundos.

3) A partir de los 100 mili segundos la falla se hace bifásica con valores Fase T = 3221 A; Fase S = 3374 A y Residual = 1777 A.

4) Tiempo de despeje de la falla 641 mili segundos indicando Zona 2.

Empresa:	CEMPPSA – Central H. Á. Condarco.		Falla: 019/11
Fecha:	<i>Domingo 06 de noviembre 2011</i>	Hora:	<i>20:59 hs</i>
Perturbación	Desenganche de Unidades N° 1 y 2		
Config. Prefalla	<i>Unidad N° 1 – en paralelo con el sistema 11,4 MW. Unidad N° 2 – en paralelo con el sistema 11,4 MW. Unidad N° 3 – fuera de servicio disponible</i>		
Descripción cronológica de eventos	C. H. Á. Condarco: <i>20:59 hs. Desengancha Unidad N°1 y 2 por sobretensión. Salidas N°1 y 2 de 66 KV CH Condarco – CH San Martín quedan cerradas sin tensión de retorno.</i>		
CAUSAS	<i>Por falla de TI en ET Godoy Cruz, desengancha la doble terna 66 KV CH San Martín – ET Godoy Cruz en Central San Martín por máxima corriente.</i>		
Pérdida aporte	<i>222,8 MW</i>		
Configuración Postfalla	<i>Central H. Á. Condarco: Salida N°1 y N°2 en 66KV.cerradas sin tensión de retorno. Unidad N° 1 – en secuencia de parada. Unidad N° 2 – en secuencia de parada. Unidad N° 3 – fuera de servicio disponible. Servicio auxiliares alimentados desde Cacheuta.</i>		
Normalización	<i>Fecha: Domingo 06 de noviembre de 2011</i>	<i>Hora 21:30</i>	
	<i>Se coordina maniobra con C.T.R y COD EDEMSA C. H. A. Condarco: 21:12 hs se recibe tensión por ternas N° 1 Y N° 2. 21:16 hs se normalizan servicios auxiliares. 21:25 hs. Unidad N° 2 – en paralelo con el sistema – 11,4 MW. 21:30 hs. Unidad N° 1 – en paralelo con el sistema – 11,4 MW.</i>		
Potencia Cortada (MW)	<i>22,8 MW.</i>		
E.N.S. (MWh)	<i>10,86 MWh</i>		
Medidas adoptadas o a adoptar	<i>No corresponde.</i>		

FALLA DEL 6 DE NOVIEMBRE DE 2011

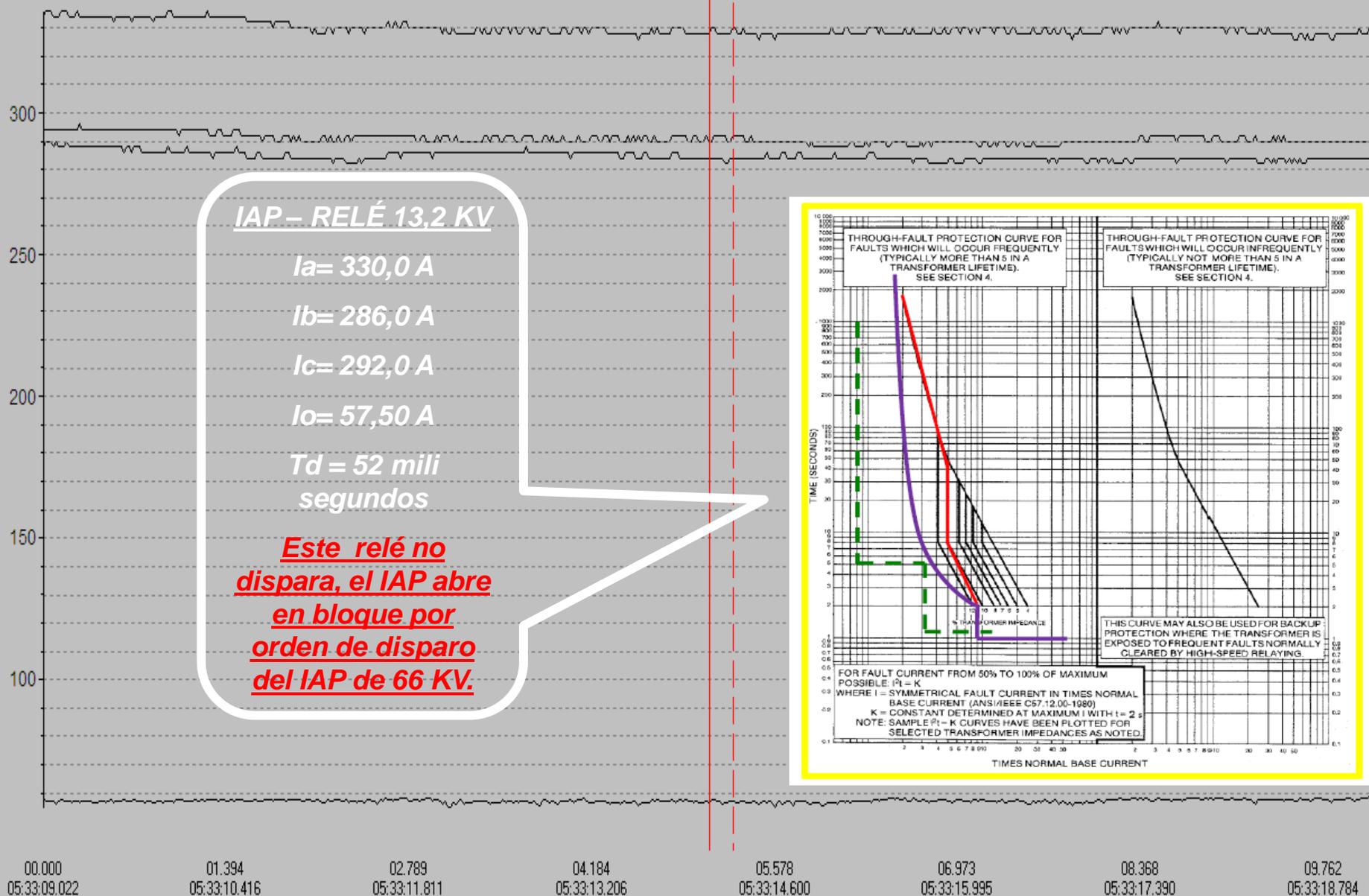
Aporte del Sistema del Río Mendoza.

Sigue aportando a la falla después del disparo del relé de CDP (RCDP), hasta que al haber perdido 10 MVA, de la máquina T3, el Sistema, se queda sin carga, se embala o embalan los generadores y despejan las protecciones.



LADO 13,2 KV

A



IAP – RELÉ 13,2 KV

$I_a = 330,0 \text{ A}$

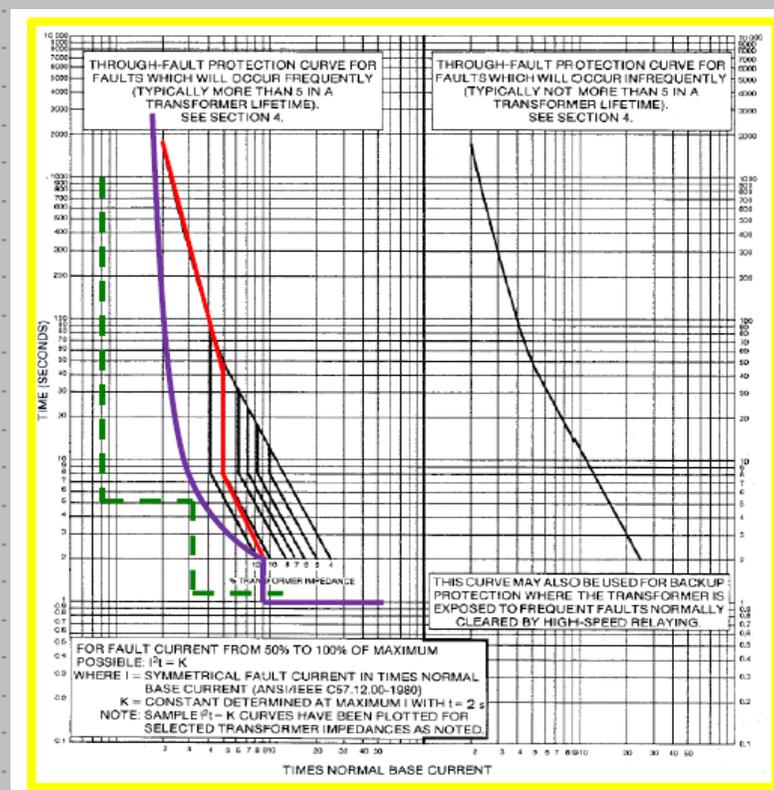
$I_b = 286,0 \text{ A}$

$I_c = 292,0 \text{ A}$

$I_o = 57,50 \text{ A}$

$T_d = 52 \text{ mili segundos}$

Este relé no dispara, el IAP abre en bloque por orden de disparo del IAP de 66 KV.

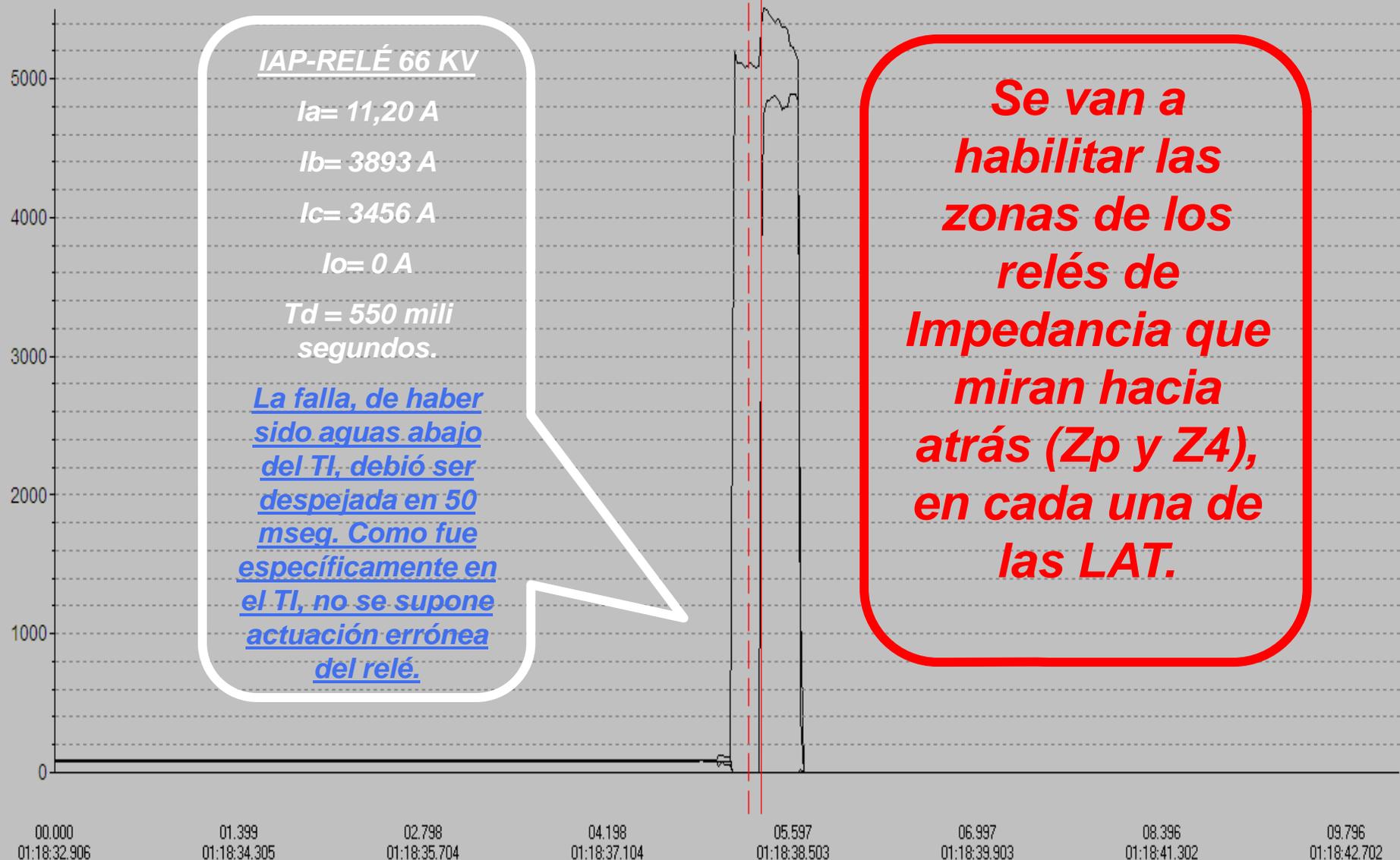


**LADO 66 KV**

F:\06-11-11 TRAF0 3.CFG



A



**Relacion TI 200/1
(1000/5)**

Caract.	DT
Io>	30,00 A
to> DT	1,200 s

Alarma Rpat

Io>>	300,0 A
to>>	3,000 s
Io>>>	500,0 A
to>>>	1,000 s

**Relacion TI 200/1
(1000/5)**

Caract.	SI30XDT
I>	600,0 A
t> TMS	1,0
I>>	4000 A
t>>	1,000 s

CT Ratio

40/1 (200/5)

Curve	DT
Io>	60,00 A
to> /TMS	25,00e-3-

Cuba

Ratio 40/1

(200/5)

Curve	EI10XDT
I>	120,0 A
t> /TMS	250,0e-3-
I>>	1800 A
t>>	50,00ms

	I1	I1 real	I1 lma	I2	I2 real	I2 lma	Componente				Ia	a		Sen (a)	Cos (a)	Co	
							Real		Imaginaria			Rad	Real				
							Idir x Ia A	Inv x Ia A	Idir x Ia A	Inv x Ia A			Idir x Ib A			Inv x Ib A	
6	19.342	19.167	-2.598	19.342	19.167	2.598	154.333	154.333	0.000	0.000	463	0	0	0	1	-66.833	-66.8
7	1724.812	-1716.667	167.432	1724.812	-1716.667	-167.432	0.000	0.000	0.000	0.000	0	0	0	0	1	-906.667	-906.6

	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB												
																		Componente				Ib	b		Sen (b)	Cos (b)	Componente		
																		Real		Imaginaria			Rad	Real			Im		
6	463	0	0	0	1	-66.833	-66.833	115.759	-115.759	401	0	0	0	1	-68.333	-68.333	-118.3												
7	0	0	0	0	1	-906.667	-906.667	1570.393	-1570.393	5440	0	0	0	1	0.000	0.000	0.0												

	Componente				Ib	b		Sen (b)	Cos (b)	Componente				Ic	c	
	Real		Imaginaria			Rad	Real			Imaginaria						
	Idir x Ib A	Inv x Ib A	Idir x Ib A	Inv x Ib A			Idir x Ib A			Inv x Ib A	Idir x Ib A	Inv x Ib A	Rad			
6	-66.833	-66.833	115.759	-115.759	401	0	0	0	1	-68.333	-68.333	-118.357	118.357	410	0	0
7	-906.667	-906.667	1570.393	-1570.393	5440	0	0	0	1	-810.000	-810.000	-1402.961	1402.961	4860	0	0

I2/I1

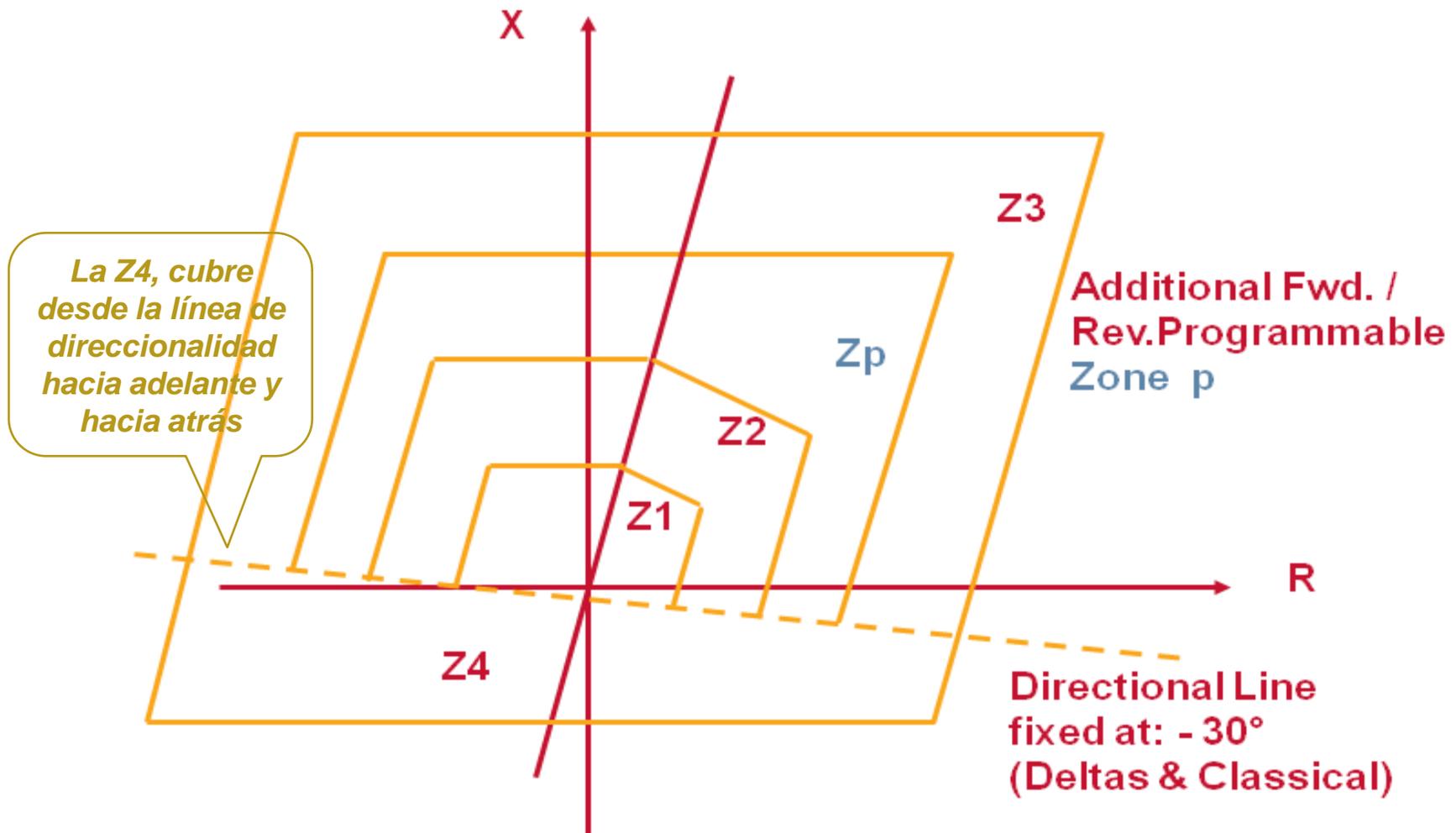
100%
100%

***AJUSTE DE Z_4 y Z_p COMO
PROTECCIÓN DE
BARRAS Y RESPALDO
DE TRANSFORMADOR***

***CARACTERÍSTICA
CUADRILATERAL DEL
RELÉ DE IMPEDANCIA***

CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL RELÉ DE IMPEDANCIA O DISTANCIA

Five Quadrilateral Zones (Tilt in option)

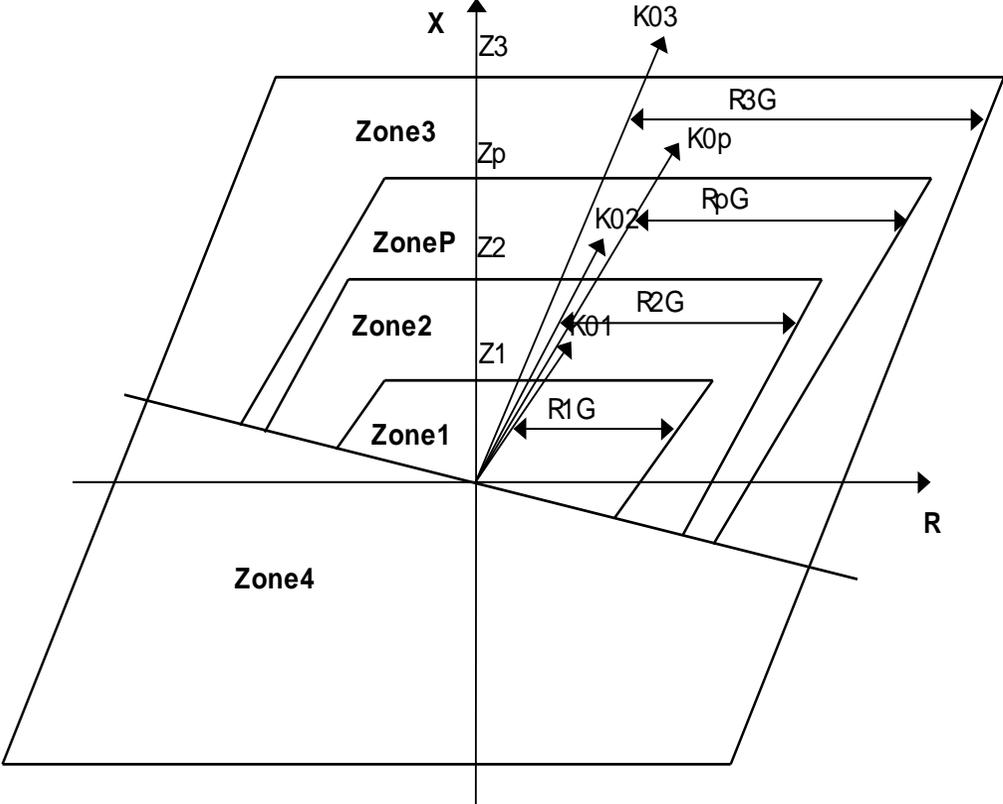


CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL RELÉ DE IMPEDANCIA O DISTANCIA



- ▶ Two backup elements, IDMT and/or DT
- ▶ Typical application shown above
- ▶ DT delays can be reduced during VTS pickup, with overcurrent elements mimicking distance zone reaches
- ▶ $I > 3$ used for close-up fault (and SOTF/TOR)

CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL RELÉ DE IMPEDANCIA O DISTANCIA



Z1, Z2, Z3, Zp, Z4
 R1G, R2G, R3G, RpG

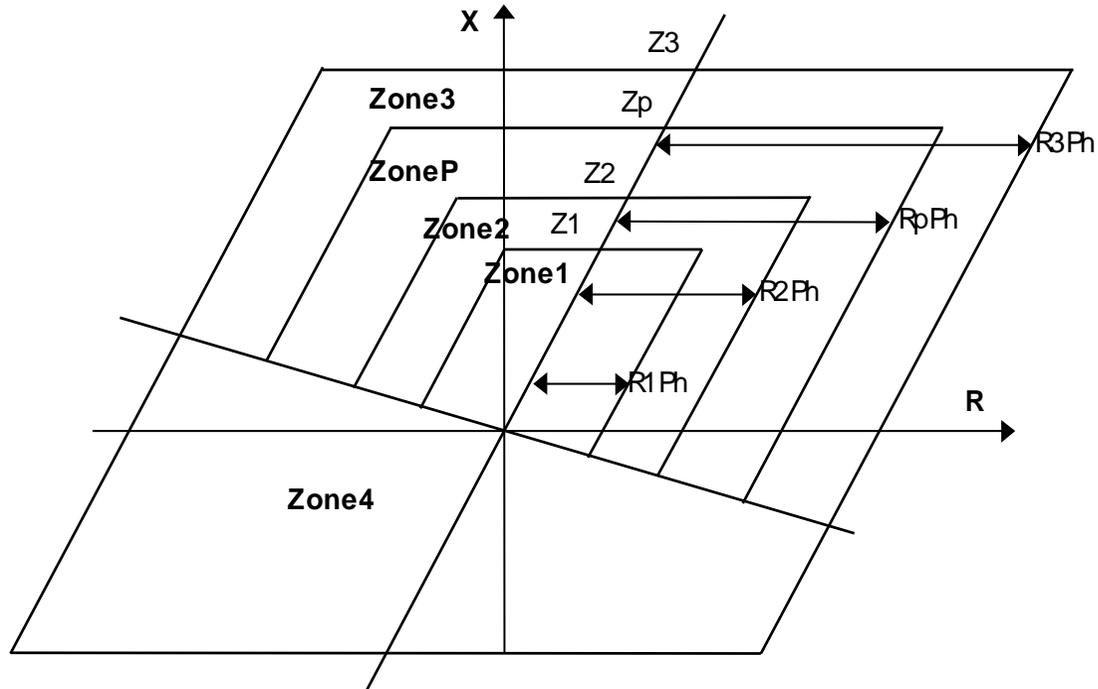
: limites des zones 1, 2, 3, p, 4
 : portée en résistance des zones 1, 2, 3, p, 4 pour les défauts monophasés.
 : coefficient de compensation résiduelle des zones 1, 2, 3, p

K01, K02, K03, K0p

Les zones 1, 2, 3 et P peuvent avoir des portées en résistances et des coefficients de compensation résiduelle différents. **Les zones 3 et 4 ont les mêmes portées en résistances et coefficients de compensation résiduelle.** Les coefficients de compensation résiduelle dépendent de la caractéristique de la ligne sur chaque zone.

angle de ligne : $\vartheta_{pg} = \text{Arg}\left(\frac{2 * Z_1 + Z_{x_0}}{3}\right)$ où Z_{x_0} est l'impédance homopolaire pour la zone x et Z_1 est l'impédance directe.

CARACTERÍSTICA CUADRILATERAL RELÉ DE IMPEDANCIA O DISTANCIA



Z_1, Z_2, Z_3, Z_p, Z_4
 $R_{1Ph}, R_{2Ph}, R_{3Ph}, R_{pPh}$

: limites des zones 1, 2, 3, p, 4
: portée en résistance des zones 1, 2, 3, p pour les défauts biphasés.

Dans le cas d'une caractéristique biphasée, toutes les zones ont le même angle de ligne : l'argument de Z_1 (impédance directe).

***AJUSTE DE Z_4 y Z_p COMO
PROTECCIÓN DE BARRAS
Y RESPALDO DE
TRANSFORMADOR***

**AJUSTE DE LAS ZONAS: Zp (como Respaldo de Barras y Transformador) y Z4 (como Respaldo de Barras).
ESPECIFICADAS POR AREVA Y AJUSTES DECIDIDOS. LAT ET GC – ET CDP.**

Si la Zp, se ajusta Reverse, entonces debe considerarse lo siguiente:

Zp > Z4. Se respeta esta condición.

RpG < R3G-R4G, para las residuales y RpPH < R3PH-R4PH, para las fases de la Zp. Se respeta esta condición.

Z4 = 25% de Z1 para líneas de menos de 30 Km.

Z4 = 10% de Z1 para líneas largas

Se adopta Z4 = 10 % de Z1 ; Z4 = 44 mili Ω . Ajuste conservativo.

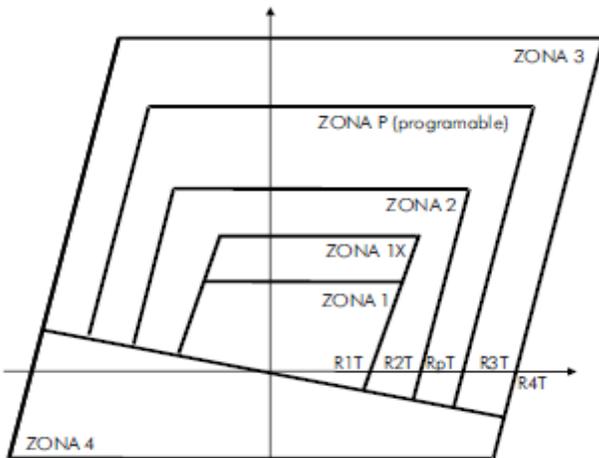
Se adopta tz4 = 100 mili segundos.

Se adopta Zp = 20 % de Z1 ; Zp = 88 mili Ω

RpG = 3 Ω

RpPH = 1,5 Ω

tzp = 100 mili segundos



kZ3/4 Res Comp
kZ3/4 Angle
Z3
R3G-R4G
R3Ph-R4Ph
tZ3
Z4
tZ4
ZoneP - Direct
kZp Res Comp
kZp Angle
Zp
RpG
RpPh
tzp

Lugar	Línea 66 kV	Tipo de línea	TI 66 kV	Tipo de Relé	Protección de distancia	Sobrecorriente de fases	Conductor cortado	Sobrecorriente de tierra
ETGC	ETGC-ETCP $Z_+ = 0.133 + j 0.38$ $Z_+ = 541,6 \text{ m}\Omega$ $Z_+ = (185,2 + j508,9) \text{ m}\Omega$ $\angle = 70^\circ$ $Z_0 = 0.66 + j 1.29$ 240/40	Aérea Abierta Al-Ac 240/40 Simple terna c/hilo de guardia	800/5	MICON P 440	$Z_1 = 433,2 \text{ m}\Omega$	$I > 1 - \text{DT} - \text{FWD}$	$I_2 / I_1 = 200 * 10^{-3}$	$I_N > 1 - \text{DT} - \text{FWD}$
					$R_{1G} = 5.5 \Omega$	20 A VER NOTA (1)	60 seg	12,5 A ang (-45)
					$R_{1ph} = 500 \text{ m}\Omega$	400 mseg		400 mseg
					$K_{z1} = 900 * 10^{-3} \text{ ang } (-10)$	$I > 2 - \text{DT} - \text{FWD}$		$I_N > 2 - \text{DT} - \text{FWD}$
					$t_{z1} = 20 \text{ mseg}$	20 A		12,5 A ang (-45)
					$Z_2 = 1,02 \Omega$	800 mseg		800 mseg
					$R_{2G} = 6 \Omega$			VER NOTA (2)
					$R_{2ph} = 2,4 \Omega$			
					$K_{z2} = 841 * 10^{-3} \text{ ang } (-11)$		(1)	
					$t_{z2} = 20 \text{ mseg}$		Estos , salen de setear 4xIn que es lo máximo que admite	
					$Z_3 = 1.429 \Omega$			
					$R_{3G} = 6.5 \Omega$		Si el TI es de 300/5 son 4X5=20; 4X300=1200 A	
					$R_{3ph} = 3 \Omega$			
					$K_{z3} = 195 * 10^{-3} \text{ ang } (4)$		(2)	
					$t_{z3} = 800 \text{ mseg}$		Estos , salen de setear en lugar de 4xIn, 2,5 x In	
$R_{pG} = 5,5 \Omega$								
$R_{pPH} = 0,5 \Omega$								
$t_{Zp} = 400 \text{ mseg}$		Si el TI es de 300/5 son 2,5X5=12,5; 2,5X300=700 A						

AJUSTE ACTUAL DE LAS PROTECCIONES DE IMPEDANCIA

Lugar	Línea 66 kV	Tipo de línea	TI 66 kV	Tipo de Relé	Protección de distancia	Sobrecorriente de fases	Conductor cortado	Sobrecorriente de tierra
ETGC	ETGC-ETCP $Z_+ = 0.133 + j 0.38$ $Z_+ = 541,6 \text{ m}\Omega$ $Z_+ = (185,2 + j508,9) \text{ m}\Omega$ $\angle = 70^\circ$ $Z_0 = 0.66 + j 1.29$ 240/40	Aérea Abierta Al-Ac 240/40 Simple terna c/hilo de guardia	800/5	MICON P 440	$Z_1 = 433,2 \text{ m}\Omega$	$I > 1 - \text{DT} - \text{FWD}$	$I_2 / I_1 = 200 * 10^{-3}$	$I_N > 1 - \text{DT} - \text{FWD}$
					$R_{1G} = 5.5 \Omega$	20 A	60 seg	12,5 A ang (-45)
					$R_{1ph} = 500 \text{ m}\Omega$			
					$K_{z1} = 900 * 10^{-3} \text{ ang } (-10)$	$I > 2 - \text{DT} - \text{FWD}$		$I_N > 2 - \text{DT} - \text{FWD}$
					$t_{z1} = 20 \text{ mseg}$	20 A		12,5 A ang (-45)
					$Z_2 = 1,02 \Omega$			
					$R_{2G} = 6 \Omega$			1000 mseg
					$R_{2ph} = 2,4 \Omega$			
					$K_{z2} = 841 * 10^{-3} \text{ ang } (-11)$			
					$t_{z2} = 20 \text{ mseg}$			
					$Z_3 = 1.429 \Omega$ $Z_4 = 44 \text{ m}\Omega$			
					$R_{3G} = 6.5 \Omega$			
					$R_{3ph} = 3 \Omega$			
					$K_{z3} = 195 * 10^{-3} \text{ ang } (4)$			
					$t_{z3} = 800 \text{ mseg}$ $t_{z4} = 100 \text{ m seg}$			
					$Z_p = 44 \text{ m}\Omega$			
					$R_{pG} = 3 \Omega$			
$R_{pPH} = 1,5 \Omega$								
$t_{Zp} = 100 \text{ mseg}$								

**HABILITACIÓN DE Z_4 y Z_p y
 NUEVO AJUSTE DE
 PROTECCIONES
 DE IMPEDANCIA**

**AJUSTE DE LAS ZONAS: Zp (como Respaldo de Barras y Transformador) y Z4 (como Respaldo de Barras).
ESPECIFICADAS POR AREVA Y AJUSTES DECIDIDOS. LAT ET GC – ET SAN MARTÍN.**

Si la Zp, se ajusta Reverse, entonces debe considerarse lo siguiente:

Zp > Z4. Se respeta esta condición.

RpG < R3G-R4G, para las residuales y RpPH < R3PH-R4PH, para las fases de la Zp. Se respeta esta condición.

Z4 = 25% de Z1 para líneas de menos de 30 Km.

Z4 = 10% de Z1 para líneas largas

Se adopta Z4 = 10 % de Z1 ; Z4 = 37 mili Ω . Ajuste conservativo.

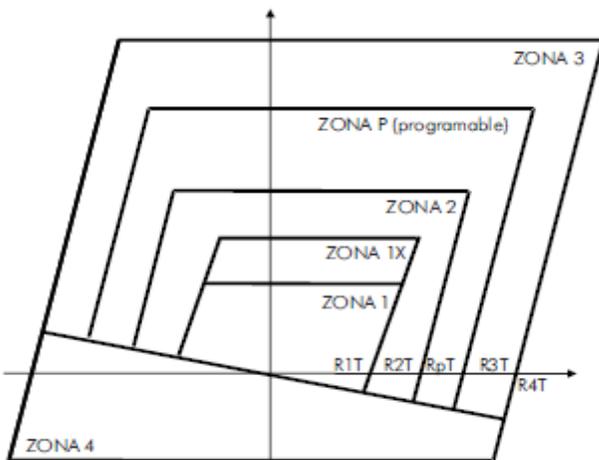
Se adopta tz4 = 100 mili segundos.

Se adopta Zp = 20 % de Z1 ; Zp = 74 mili Ω

RpG = 4 Ω

RpPH = 3 Ω

tzp = 100 mili segundos



kZ3/4 Res Comp
kZ3/4 Angle
Z3
R3G-R4G
R3Ph-R4Ph
tZ3
Z4
tZ4
ZoneP - Direct
kZp Res Comp
kZp Angle
Zp
RpG
RpPh
tzp

Lugar	Línea 66 kV	Tipo de línea	TI 66 kV	Tipo de Relé	Protección de distancia	Sobrecorriente de fases	Conductor cortado	Sobrecorriente de tierra
ETGC	ETGC-ETSM $Z_+ = 0.099 + j 0.2134$ $Z_+ = 377,4 \text{ m}\Omega$ $\angle = 65^\circ$ $Z_+ = (159,5 + j342,0) \text{ m}\Omega$ $Z_0 = 0.3284 + j 0.7736$ <u>Valores medidos por</u> <u>Distrocuyo</u> 120/20 300/50 CAS 240 Cu	de doble terna, de simple terna y de CAS.	800/5	MICON P 440	$Z_1 = 377,4 \text{ m}\Omega$	$I > 1 - DT - FWD$	$I_2 / I_1 = 200 * 10^{-3}$	$I_N > 1 - DT - FWD$
					$R_{1G} = 6 \Omega$		60 seg	ang (-45)
					$R_{1ph} = 1 \Omega$	400 mseg		400 mseg
					$K_{z1} = 857 * 10^{-3} \text{ ang } (2)$	$I > 2 - DT - FWD$		$I_N > 2 - DT - FWD$
					$t_{z1} = 10 \text{ mseg}$			
					$Z_2 = 491,4 \text{ m}\Omega$	800 mseg		800 mseg
					$R_{2G} = 7 \Omega$			
					$R_{2ph} = 3 \Omega$			
					$K_{z2} = 921 * 10^{-3} \text{ ang } (5)$			
					$t_{z2} = 250 \text{ mseg}$			
					$Z_3 = 2.574 \Omega$			
					$R_{3G} = 8 \Omega$			
					$R_{3ph} = 6 \Omega$			
					$K_{z3} = 17 * 10^{-3} \text{ ang } (-1)$			
					$t_{z3} = 800 \text{ mseg}$			
					$Z_p = 84,6 \text{ m}\Omega$			
$R_{pG} = 5,5 \Omega$								
$R_{pPH} = 0,5 \Omega$								
$tZ_p = 400 \text{ mseg}$								

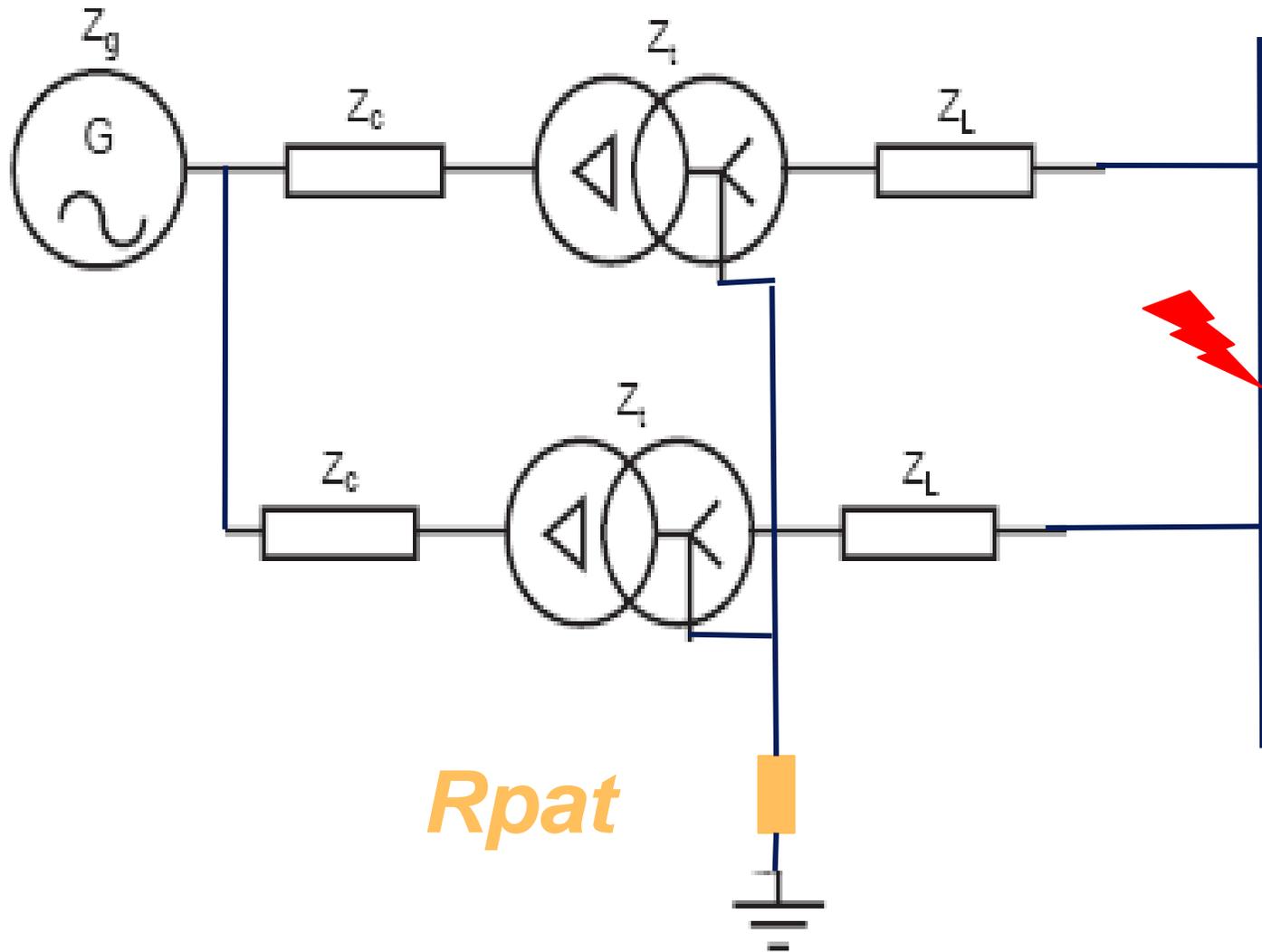
**AJUSTE ACTUAL
DE LAS
PROTECCIONES
DE IMPEDANCIA**

Lugar	Línea 66 kV	Tipo de línea	TI 66 kV	Tipo de Relé	Protección de distancia	Sobrecorriente de fases	Conductor cortado	Sobrecorriente de tierra
ETGC	ETGC-ETSM $Z_+ = 0.099 + j 0.2134$ $Z_+ = 377,4 \text{ m}\Omega$ $\angle = 65^\circ$ $Z_+ = (159,5 + j342,0) \text{ m}\Omega$ $Z_0 = 0.3284 + j 0.7736$ <u>Valores medidos por</u> <u>Distrocuyo</u> 120/20 300/50 CAS 240 Cu	de doble terna, de simple terna y de CAS.	800/5	MICON P 440	$Z_1 = 377,4 \text{ m}\Omega$	$I > 1 - DT - FWD$	$I_2 / I_1 = 200 * 10^{-3}$	$I_N > 1 - DT - FWD$
					$R_{1G} = 6 \Omega$		60 seg	ang (-45)
					$R_{1ph} = 1 \Omega$		800 mseg	800 mseg
					$K_{z1} = 857 * 10^{-3} \text{ ang} (2)$	$I > 2 - DT - FWD$		$I_N > 2 - DT - FWD$
					$t_{z1} = 10 \text{ mseg}$			
					$Z_2 = 491,4 \text{ m}\Omega$		1000 mseg	1000 mseg
					$R_{2G} = 7 \Omega$			
					$R_{2ph} = 3 \Omega$			
					$K_{z2} = 921 * 10^{-3} \text{ ang} (5)$			
					$t_{z2} = 250 \text{ mseg}$			
					$Z_3 = 2.574 \Omega$ $Z_4 = 37 \text{ m}\Omega$			
					$R_{3G} = 8 \Omega$			
					$R_{3ph} = 6 \Omega$			
					$K_{z3} = 17 * 10^{-3} \text{ ang} (-1)$			
					$t_{z3} = 800 \text{ mseg}$ $t_{z4} = 100 \text{ mseg}$			
					$Z_p = 74 \text{ m}\Omega$			
					$R_{pG} = 4 \Omega$			
$R_{pPH} = 3 \Omega$								
$tZ_p = 100 \text{ mseg}$								

**HABILITACIÓN DE Z_4 y Z_p y
 NUEVO AJUSTE DE
 PROTECCIONES
 DE IMPEDANCIA**

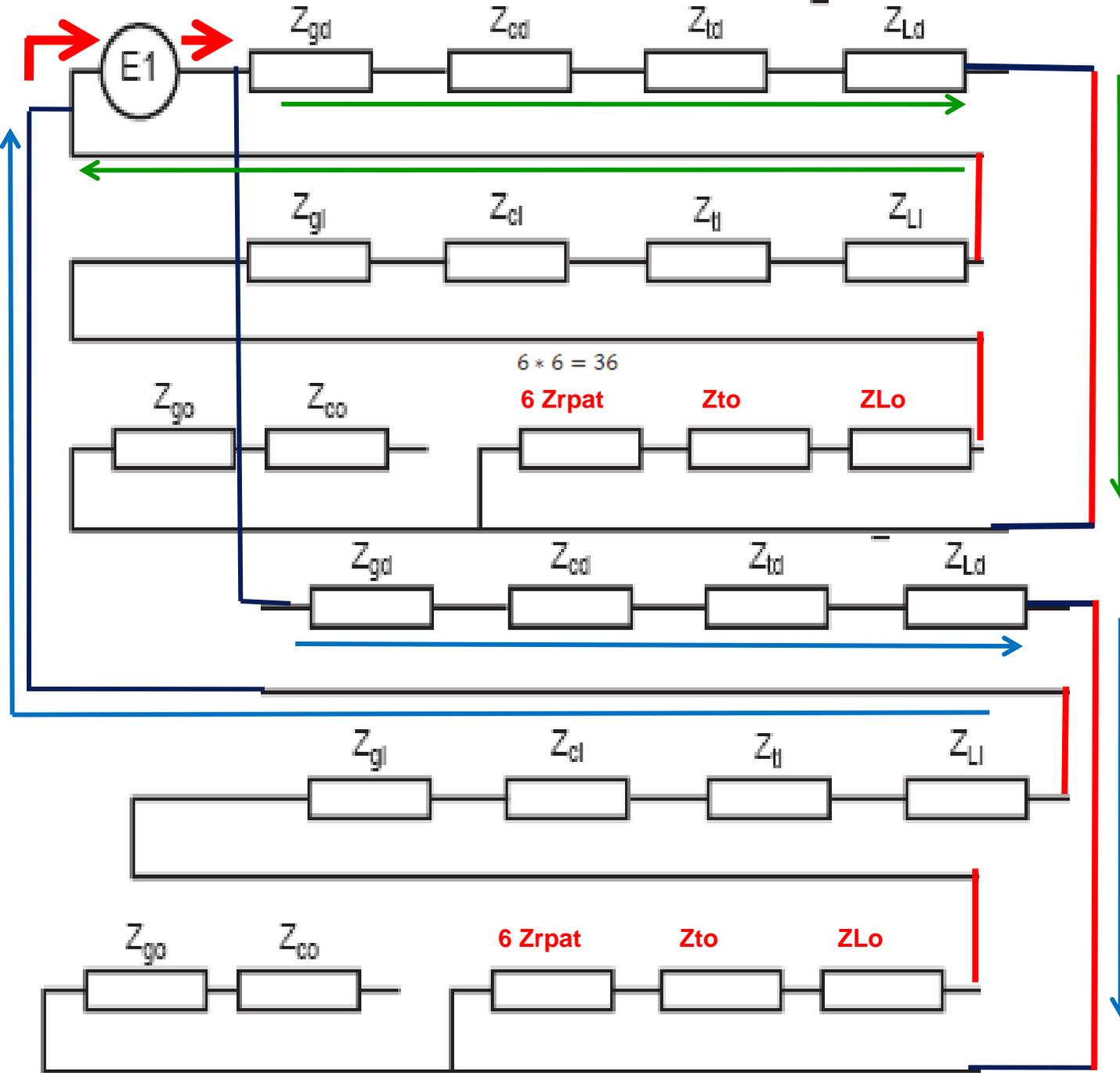
***FALLA
MONOFÁSICA
EXTERNA***

Falla en barras de 13,2 KV



$$3 * Z_{pat} = 18$$

$$\frac{36 * 36}{36 + 36} = 18$$



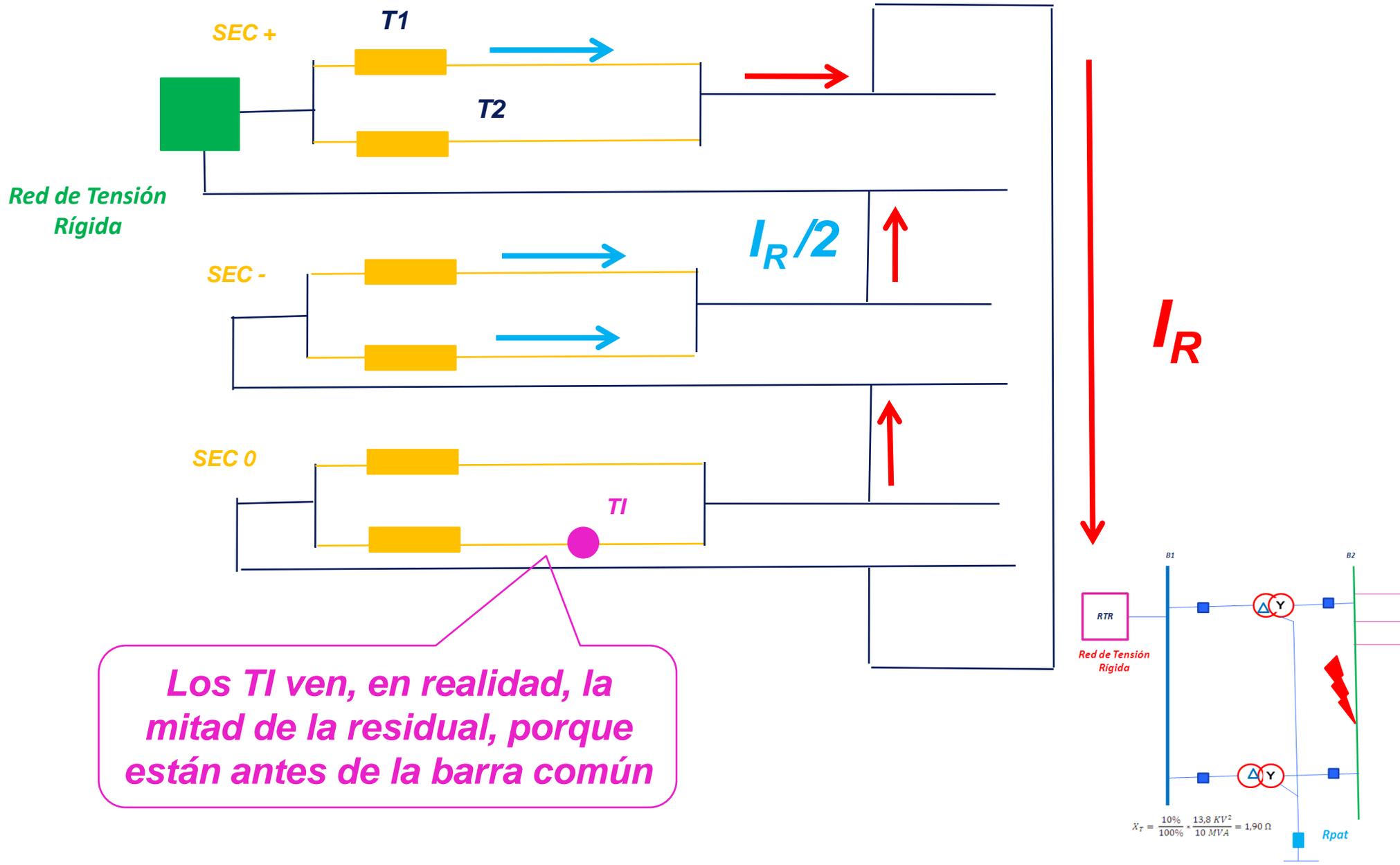
EL GENERADOR APORTA LAS CORRIENTES

VERDES Y AZULES,

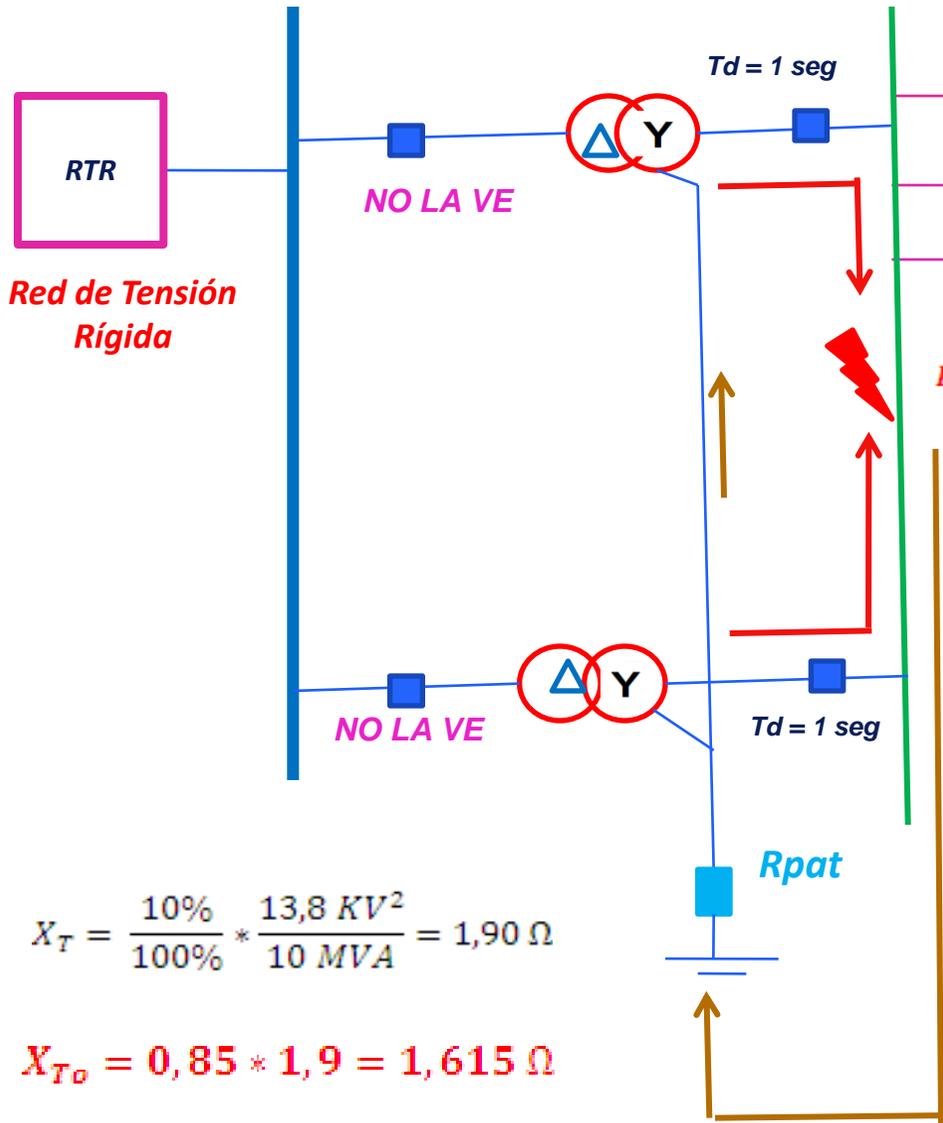
SUMÁNDOSE AMBAS EN LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

MARCADA CON ROJO

EQUIVALENTE SEGÚN LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS



FALLA EN LA BARRA DE 13,2 KV



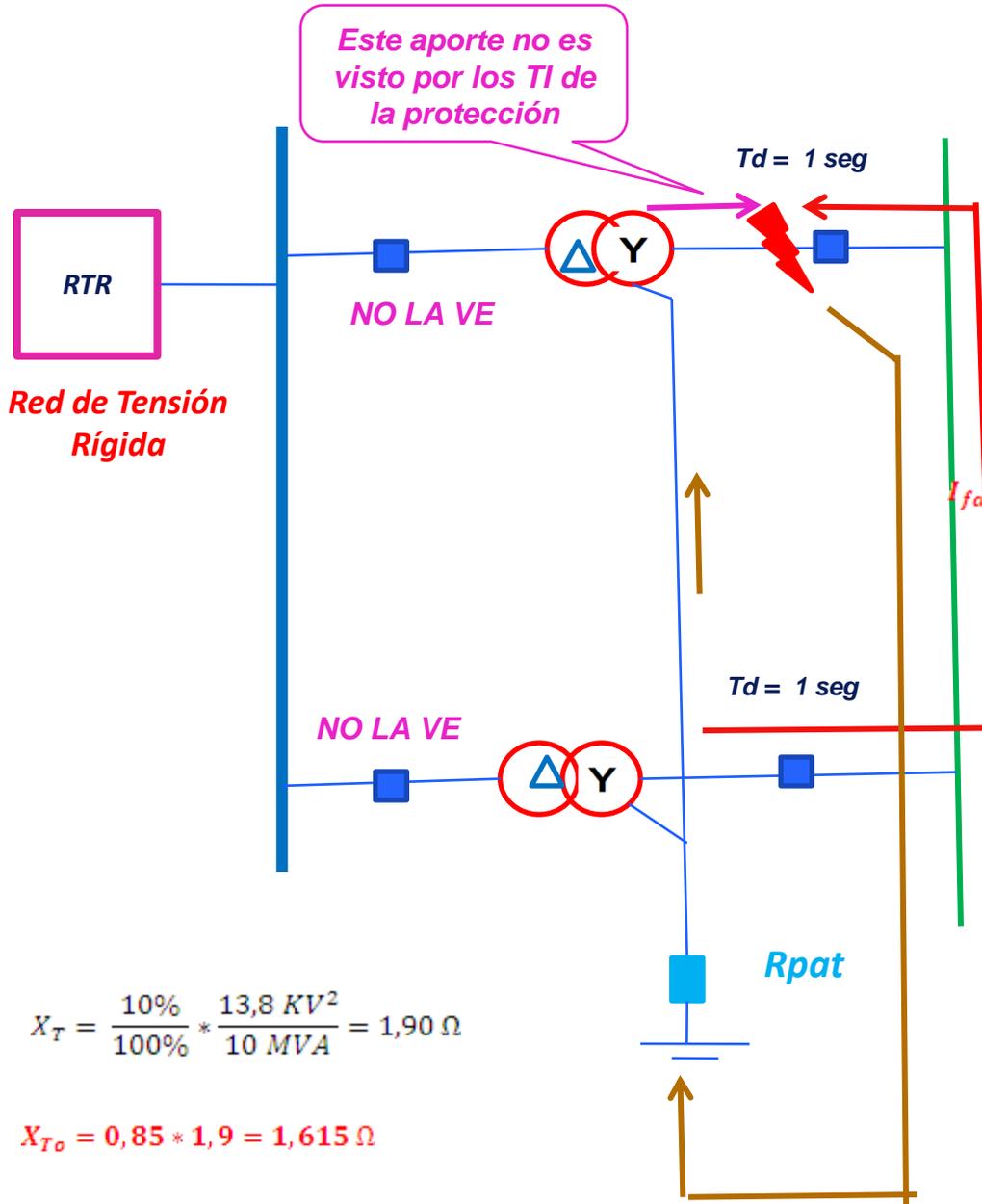
$$I_{\text{falla a tierra}} = 3 * \frac{1,1 * 13,8}{1,73 * (2 * 1,9 + (0,85 * 1,9) + 3 * 6)} = \frac{1075}{2} \text{ A} = 500 \text{ A}$$

Disparan los dos IAP de 13,2 KV, en 1 segundo, cambiando

lo >> de 800 A a lo >> 500 A

$$X_T = \frac{10\%}{100\%} * \frac{13,8 \text{ KV}^2}{10 \text{ MVA}} = 1,90 \Omega$$

$$X_{T0} = 0,85 * 1,9 = 1,615 \Omega$$

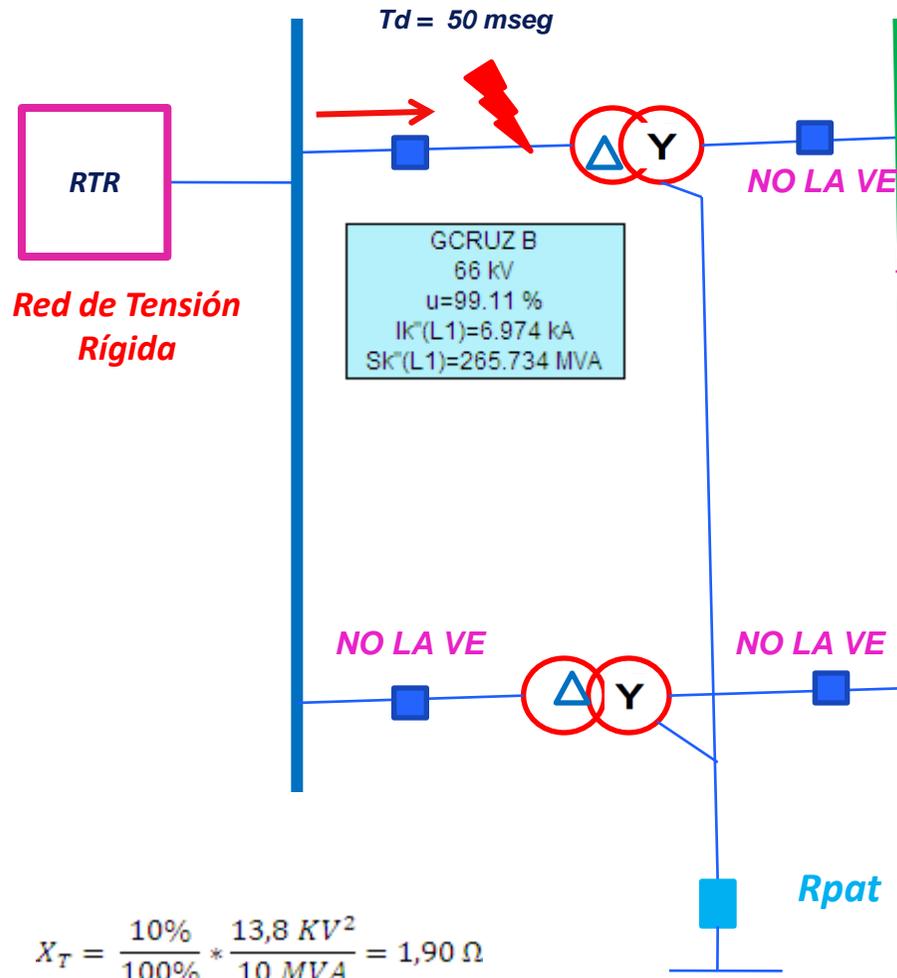


FALLA EN TERMINALES DE 13,2 KV DE UNA DE LAS MÁQUINAS

Disparan los dos IAP de 13,2 KV, en 1 segundo, cambiando

$I_{o \gg}$ de 800 A a $I_{o \gg}$ 500 A

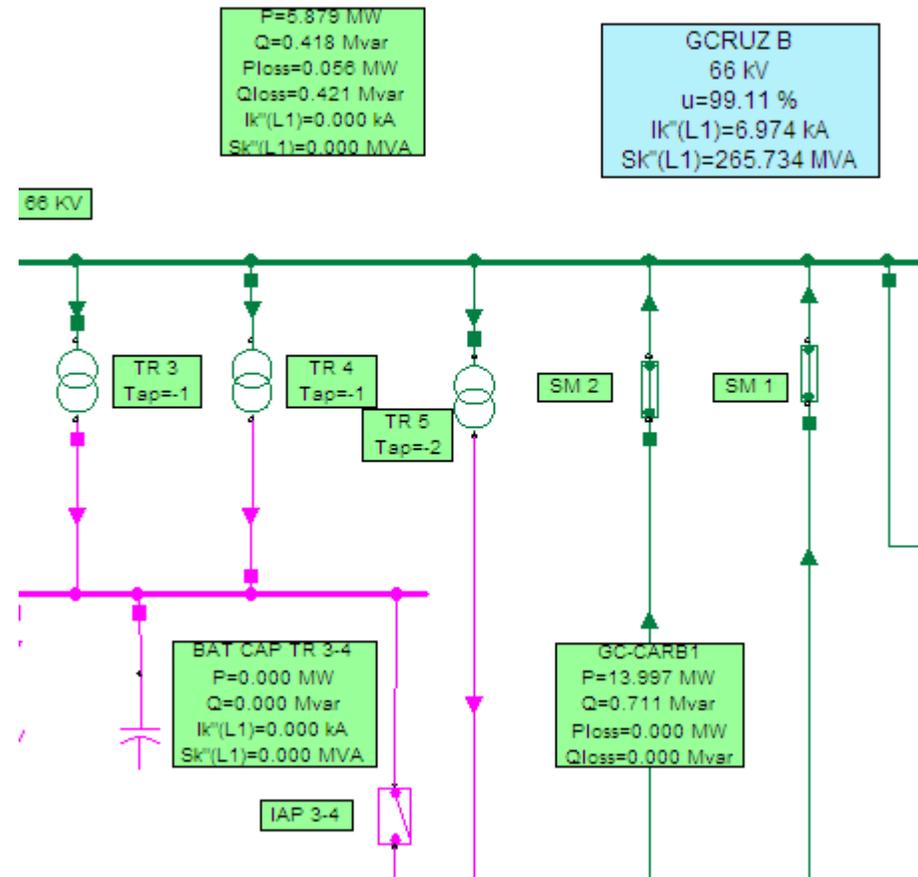
FALLA EN EL LADO DE 66 KV DE UNA DE LAS MÁQUINAS



$$X_T = \frac{10\%}{100\%} * \frac{13,8 \text{ KV}^2}{10 \text{ MVA}} = 1,90 \Omega$$

$$X_{T0} = 0,85 * 1,9 = 1,615 \Omega$$

Dispara solamente el IAP de 66 KV, de la máquina afectada en 50 mili segundos

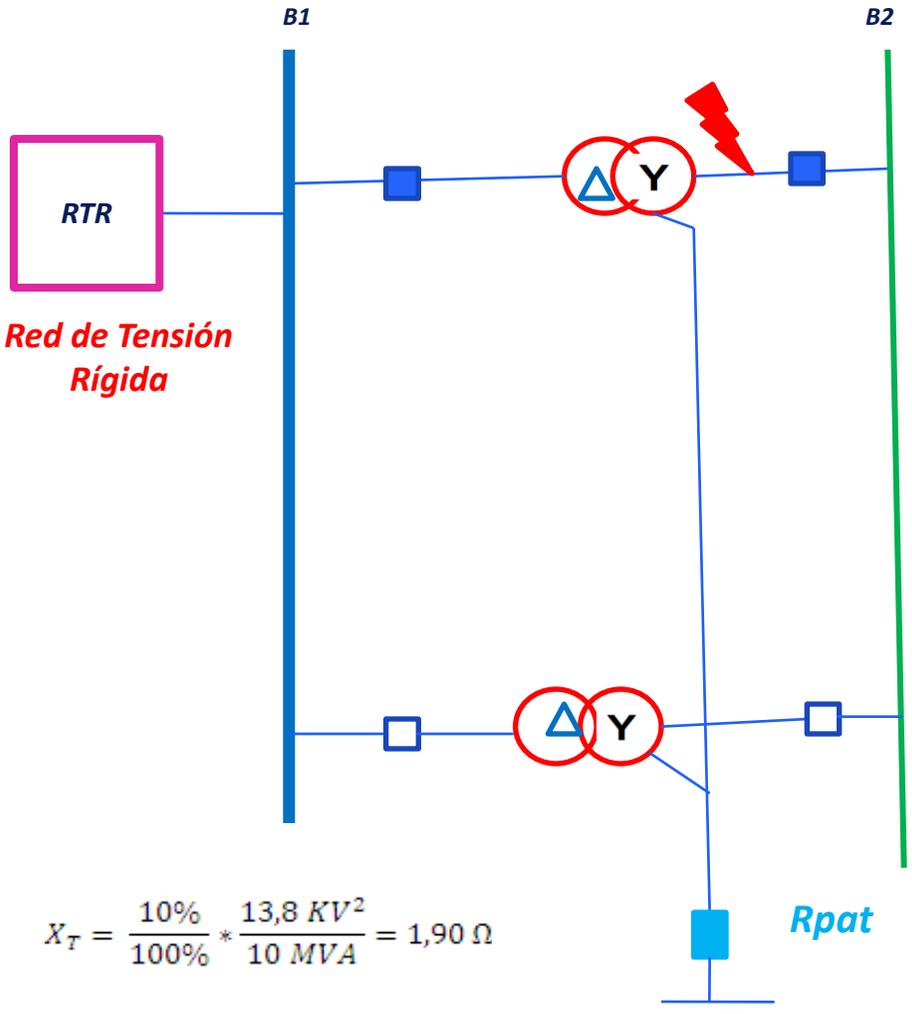


***FALLA MONOFÁSICA
INTERNA***

***BOBINADO ESTRELLA EN
13,2 KV***

***UNA SOLA MÁQUINA EN
SERVICIO***

Qué ve la protección de la máquina en falla



$$X_T = \frac{10\%}{100\%} * \frac{13,8 \text{ KV}^2}{10 \text{ MVA}} = 1,90 \Omega$$

$$X_{T0} = 0,85 * 1,9 = 1,615 \Omega$$

$$t = T \times \left(\frac{K}{(I / I_s)^a - 1} + L \right)$$

En el caso de la figura, la $I_{\text{falla a tierra}}$ es proporcional a la resistencia de puesta a tierra, y tiene una inclinación de 45° para una corriente de falla a tierra igual a la nominal del transformador I_N . En nuestro caso esa corriente tiene un valor de aproximadamente 1100 A, calculada de la siguiente manera:

$$I_{\text{falla a tierra}} = 3 * \frac{1,1 * 13,8}{1,73 * (2 * 1,9 + (0,85 * 1,9) + 3 * 6)} = 1075 \text{ A}$$

Del lado primario I_B :

con falla al 100% del bobinado $I_{f1} = I_{f2} / 1,73$, y con falla al 20% del bobinado $I_{f1} = (20/100)^2 * I_{f2} / 1,73$

Arrojando los siguientes valores para falla al 100 % y al 20 % del bobinado

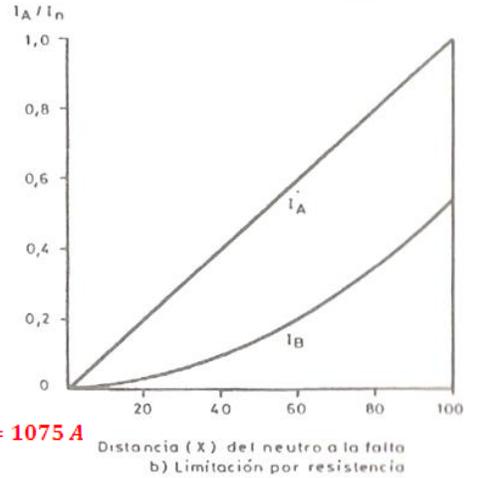
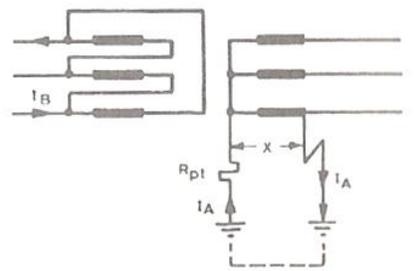
$$I_{100\%} = 620 \text{ A}$$

$$I_{20\%} = 25 \text{ A}$$

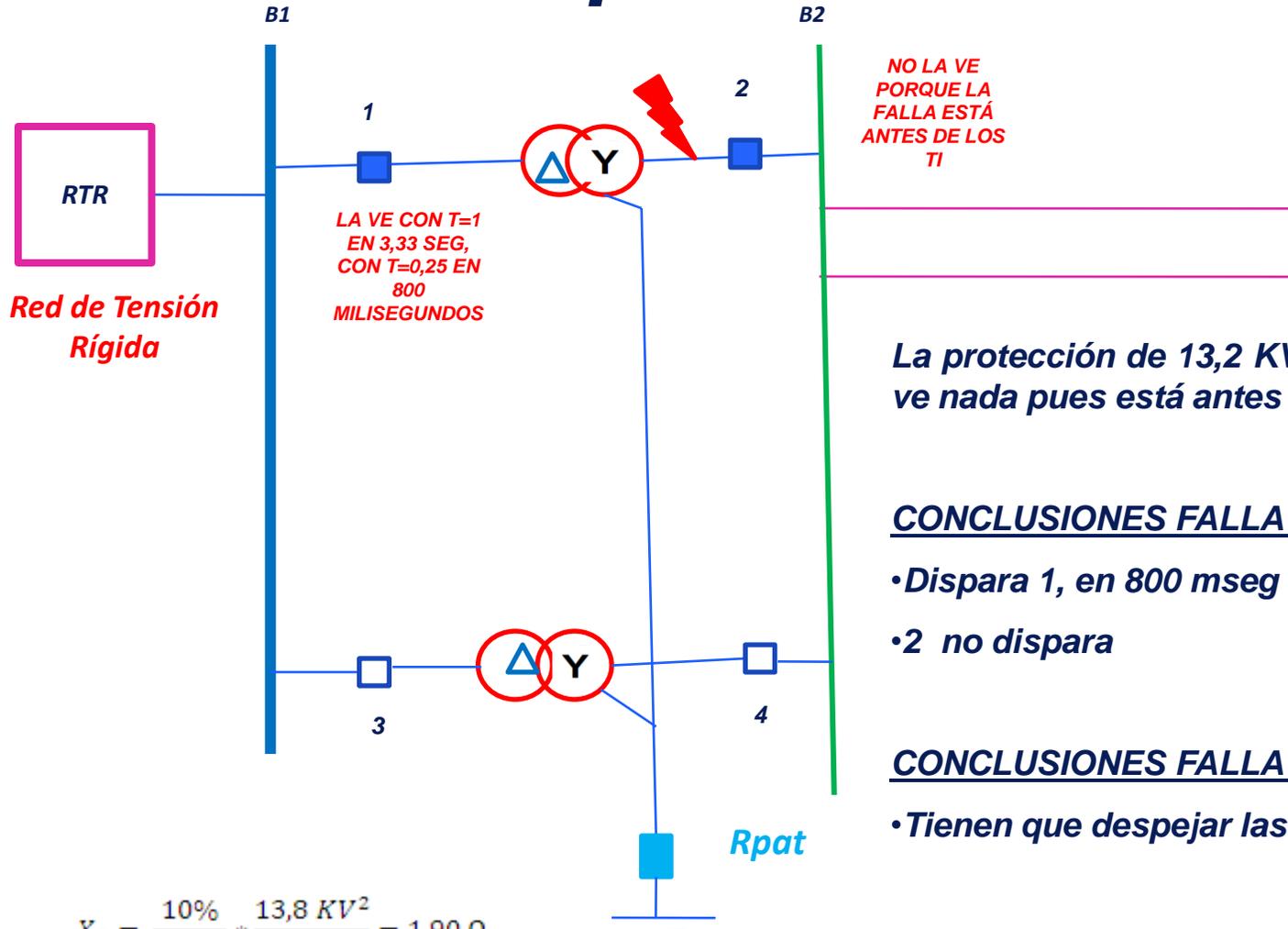
La falla solo es detectada por la protección del lado de 66 KV, o por alguna de las protecciones principales de la máquina.

La de 66 KV despeja en 3,33 seg, y para que realmente proteja adecuadamente el $T = 0,25$, DISPARANDO ENTONCES EN

800 mili segundos.



Qué ve la protección de la máquina



La protección de 13,2 KV, propia de la máquina en falla no ve nada pues está antes de los TI.

CONCLUSIONES FALLA 100 % BOBINADO:

- Dispara 1, en 800 msec
- 2 no dispara

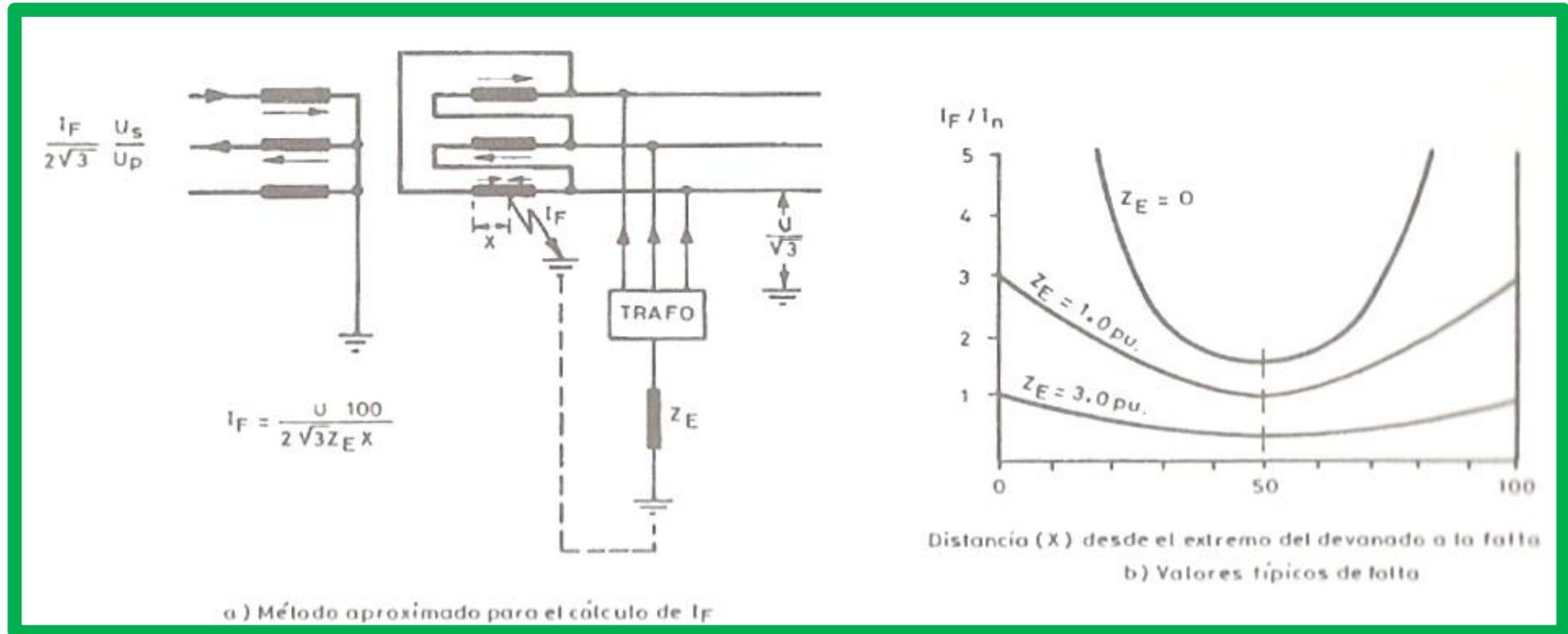
CONCLUSIONES FALLA 20 % BOBINADO:

- Tienen que despejar las protecciones principales

$$X_T = \frac{10\%}{100\%} * \frac{13,8 \text{ KV}^2}{10 \text{ MVA}} = 1,90 \Omega$$

$$X_{T0} = 0,85 * 1,9 = 1,615 \Omega$$

Con falla en el bobinado triángulo 66 KV



Como no se cuenta con el Reactor de Neutro, la falla solo puede ser despejada por las Protecciones Principales de la Maquina

TRANSFORMADOR

66 KV; 10 MVA – 87 A

Curva de Fases lado

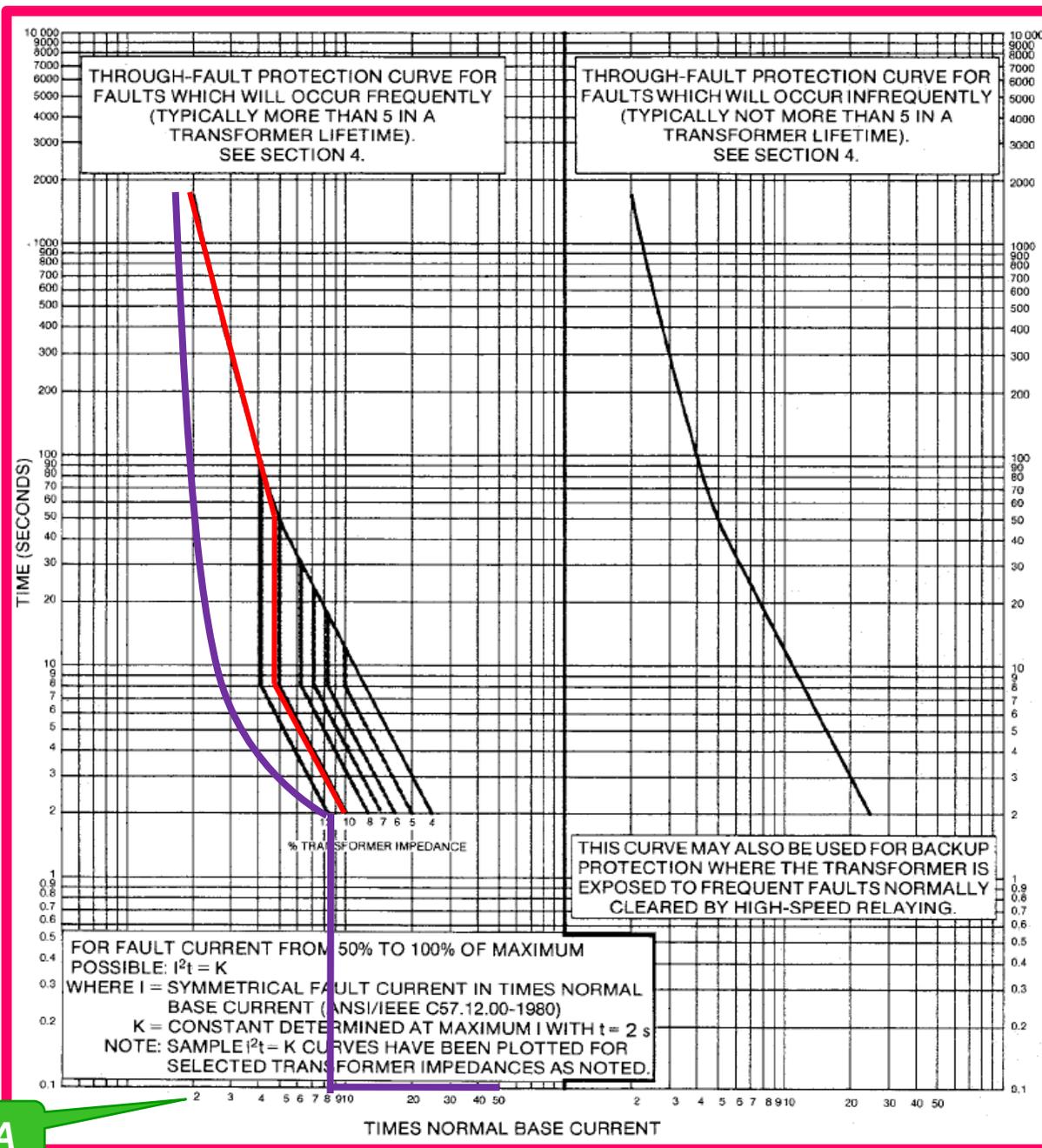
66 KV

$I > 120 A$

$EI TMS = 0,25$

$I >> 1800 A$

$t >> 50 msec$



TRANSFORMADOR

66 KV; 10 MVA - 434 A

Curva de Fases y Tierra
lado 13,2 KV

$I > 600 A$

$EI TMS = 1$

$I \gg 4000 A$

$t \gg 1 \text{ seg}$

$I_o > 30 A$

$t_o > 1,2 \text{ seg}$

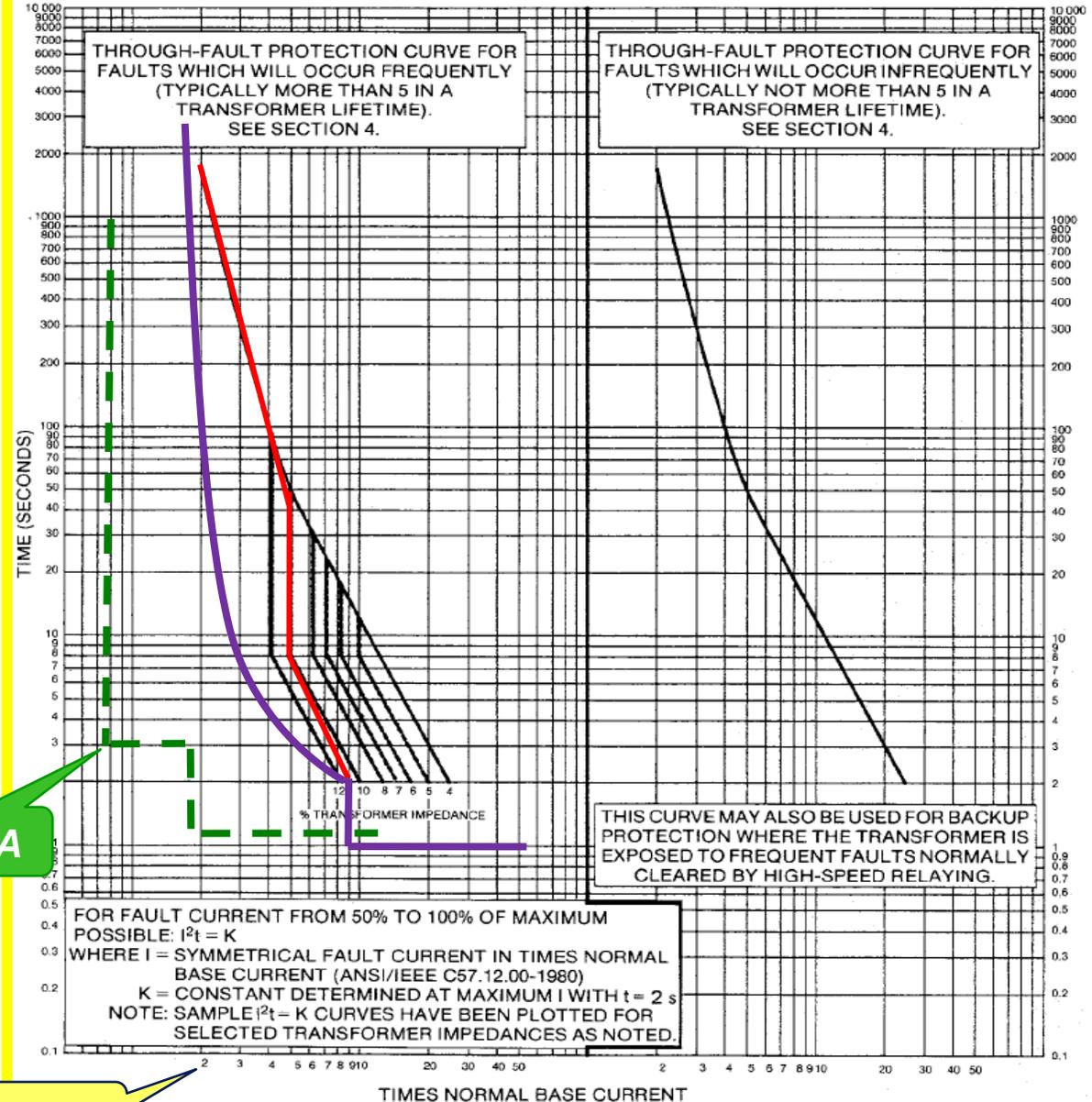
$I_o \gg 300 A$

$t_o \gg 3 \text{ seg}$

$I_o \gg \gg 500 A$

$t_o \gg \gg 1 \text{ seg}$

ALARMA



NUEVO SETEO

Transformador 1 10MVA/88 A-430 A Protec. Cuba TI 200/5 66 kV I_o= 60 A To= 50 ms	66 kV 200/5 2(3x150 Cu)	GA KCGG 142 EI 10XDT	G1:120	G1: K=0,25	G1:1800	G1:50
	13,2 kV 500/5 30VA 500-1000/5-5	GA KCGG142 SI30XDT	G1:600	G1:K=1	G1:4000	G1:1000

Calibración IT

Según ensayo de calentamiento; $T_{\text{máx aceite}} = 58,12 \text{ }^\circ\text{C}$; $T_{\text{med aceite}} = 40,20 \text{ }^\circ\text{C}$;

$T_{1/2\text{Cu prim}} = 64,41 \text{ }^\circ\text{C}$; $T_{1/2\text{Cu sec}} = 67,44 \text{ }^\circ\text{C}$; $DT_{\text{prim}} = 5,96 \text{ }^\circ\text{C}$; $DT_{\text{sec}} = 6,76 \text{ }^\circ\text{C}$

Con $K = 9 \text{ }^\circ\text{C}$, 100 A Prim y TI=200/5, 100 A corresponden a 50 %, con lo cual $I_1 = 2,5 \text{ A}$ e $I_2 = 0,75 \text{ A}$ que se deben calibrar con la unidad adaptadora.

	G1:30	G1:1,2 NOTA 1	G1:300	G1:3000	G1:500	G1:1000
--	--------------	--------------------------------	---------------	----------------	---------------	----------------

CORRECCIONES

$I_{o>>>}$ de 800 A

A

$I_{o>>}$ >de 500 A

TMS ó K de 66 KV

De K=1

A

K=0,25

FALLA EN	TRIFÁSICA	MONOFÁSICA
<u>BARRAS DE 13,2 KV</u>	Abren los 2 IAP de 13,2 KV en 1 segundo. No abren IAP 66 KV, Td= 3 segundos.	Abren los 2 IAP de 13,2 KV en 1 segundo. No abren IAP 66 KV, NO LA VEN.
<u>BORNES DE 13,2 KV DE UNA MÁQUINA</u>	Abre el 2 IAP de 13,2 KV en 1 segundo. No abren IAP 66 KV, Td= 3 segundos.	Abren los 2 IAP de 13,2 KV en 1 segundo. No abren IAP 66 KV, NO LA VEN.
<u>INTERNO Ó FALLA CBC (COLAPSO)</u>	Abre solamente el IAP de 66 KV de la máquina en falla en 50 mili segundos.	VER FALLA MONOFÁSICA INTERNA BOBINADO ESTRELLA
<u>BORNES DE 66 KV O FALLA EN CBC</u>	Abre el IAP de 66 KV de la máquina en falla en 50 mili segundos. El otro IAP de 66 KV, de 25 a 30 segundos. No abren en 13,2 KV, Td=1 segundo.	Dispara el IAP de 66 KV, de la máquina en falla, en 50 mili segundos.
<u>FALLA MONOFÁSICA INTERNA EN BOBINADO ESTRELLA</u>		En este caso se evalúa solamente el funcionamiento de una sola máquina, pues si estuvieran las dos la condición es de <u>FALLA EN BORNES DE 13,2 KV DE UNA MÁQUINA.</u> Abre el IAP de 66 KV en 800 mili segundos

MEJORA DE LA PRESTACIÓN

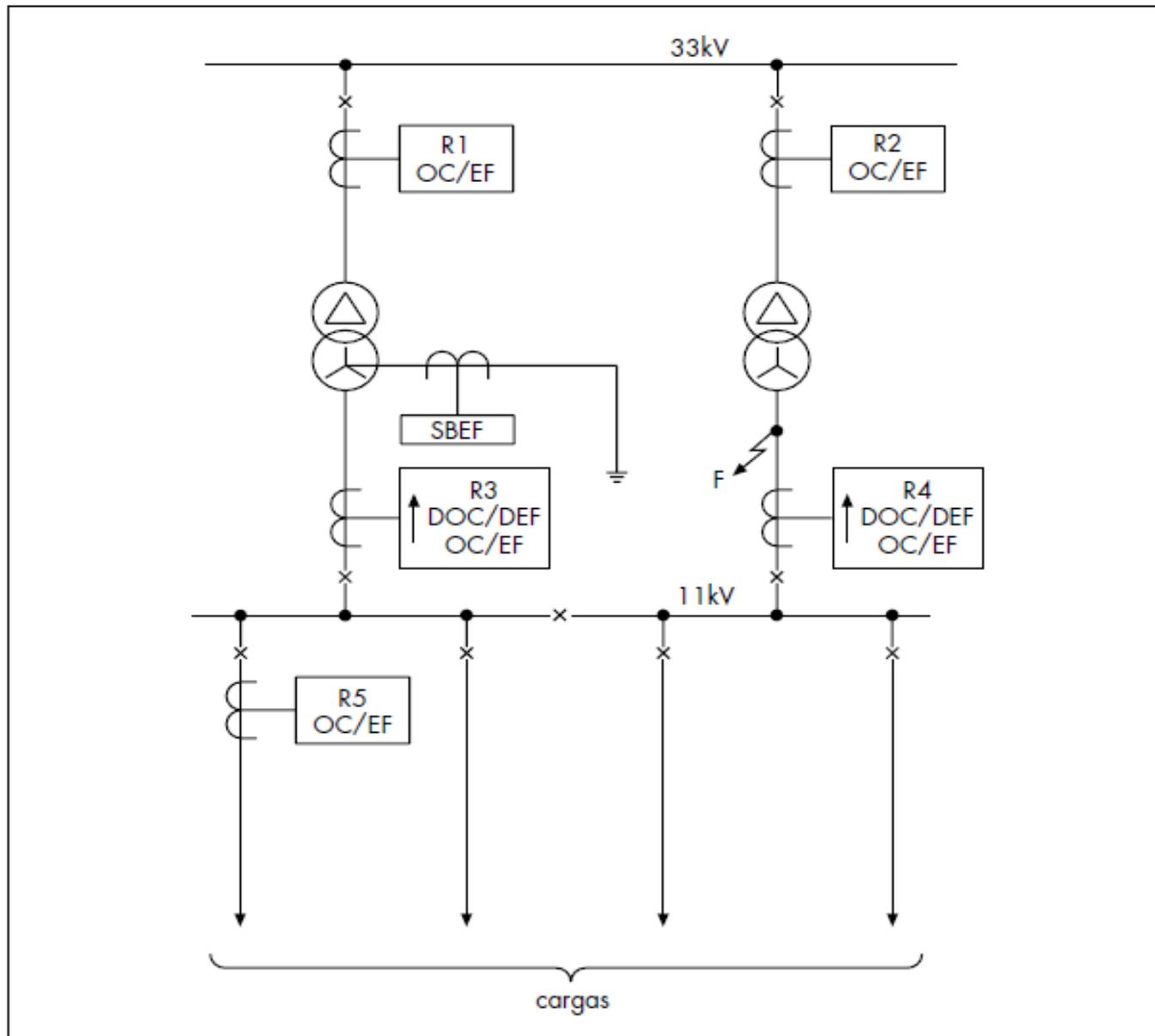
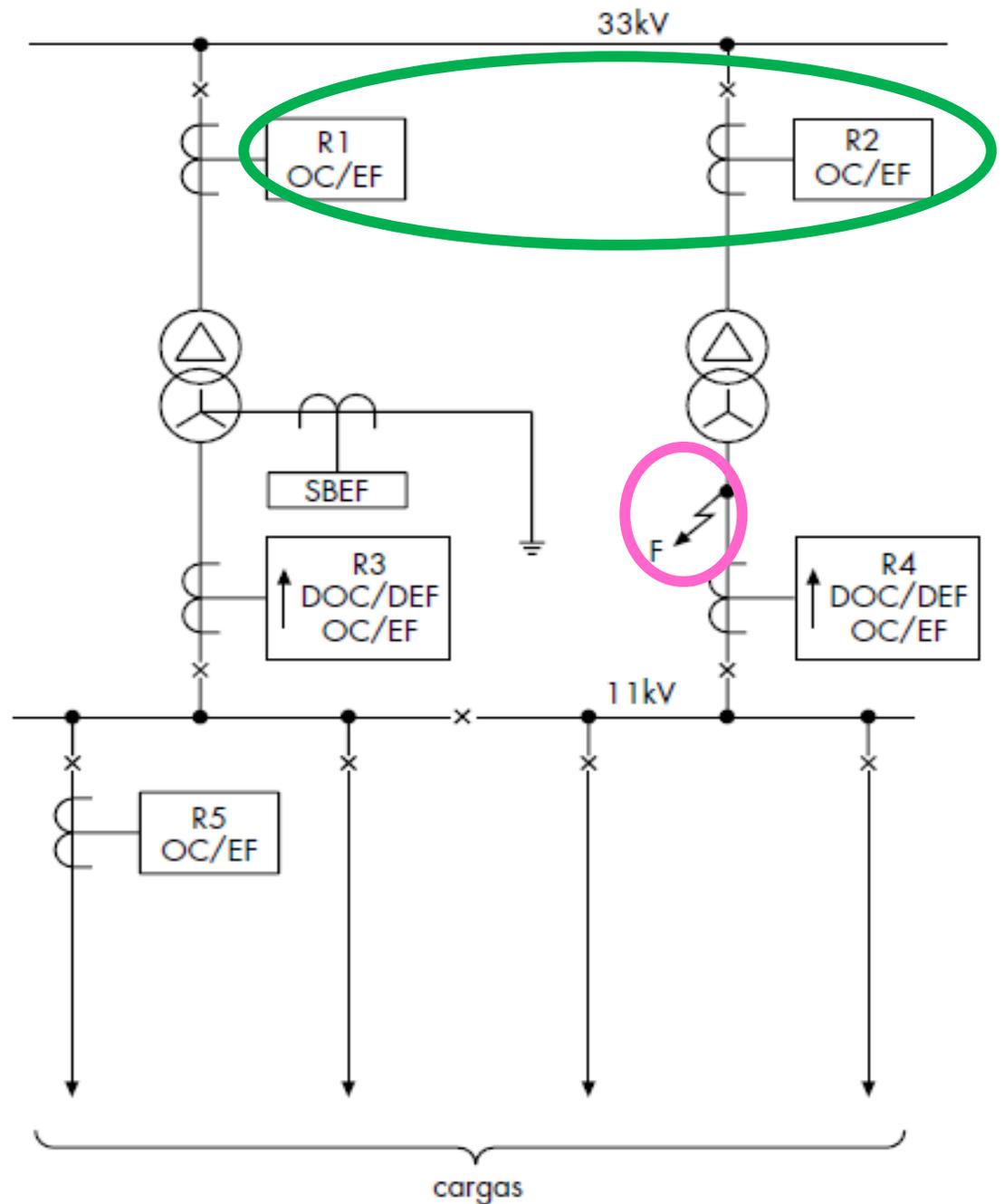


Figura 1: Sistema típico de distribución empleando dos transformadores en paralelo.

La Figura 1 muestra un sistema típico de distribución que emplea dos transformadores de potencia en paralelo.

En una aplicación de este tipo, una falta en 'F' resultaría en la actuación de los relés R3 y R4 con la consiguiente pérdida de alimentación en la barra de 11 KV. Por tanto, con esta configuración del sistema, se hace necesario aplicar relés direccionales en esas posiciones para que "miren" a sus respectivos transformadores.

Estos relés deberían coordinar con los relés no direccionales, R1 y R2; asegurando por tanto una operación selectiva de los relés en estas condiciones de falta.

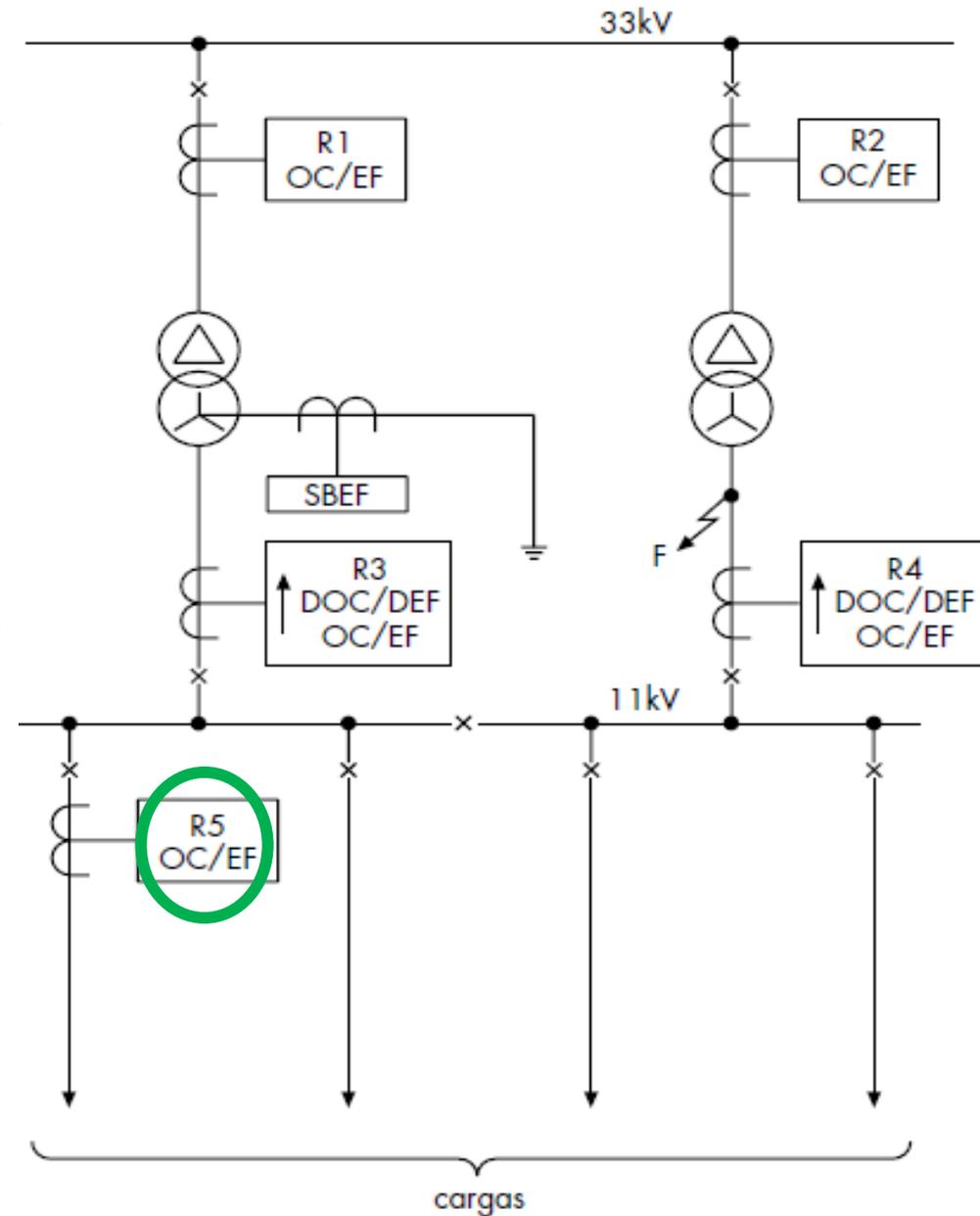


Los relés R3 y R4 pueden además incorporar elementos de protección no direccionales para proporcionar protección adicional en las barras de 11 KV además de proporcionar protección de respaldo a los relés de sobreintensidad de las posiciones de salida de barras de 11 KV.

Cuando se utilicen relés direccionales en la aplicación anterior, el nivel 1 de la protección de sobreintensidad de los relés R3 y R4 se ajustaría como no direccional y coordinada en tiempos con R5, empleando para ello la característica apropiada de tiempos.

El nivel 2 podría ajustarse en modo direccional, mirando hacia el transformador, y con una característica que proporcione una correcta coordinación con R1 y R2.

Tanto la características IDMT o DT pueden seleccionarse para ambos niveles 1 y 2.



PROTECCIÓN DE
TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCIÓN

FUSIBLES

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

- 1- Para la protección contra las corrientes de conexión se recomienda, tanto para los fusibles de expulsión como para los HH, cumplir con los puntos fijados en la tabla siguiente.

Nº veces la corriente Nominal del Trafo	Tiempo de disparo Del Fusible	Tipo de Corriente de Conexión
3	10 seg.	Arranque con carga fría
6	1 seg.	Ídem más Recierre
12	100 mseg.	Inrush
25	10 mseg.	Inrush
(7 Bil. In)/Un	20 mseg.	Zaborszky

El punto de **ZABORSKY**, tiene en cuenta los efectos de sobreexcitación y saturación del núcleo (**inrush current**) de los transformadores de distribución y las **tensiones de cebado y la residual de los DSE**. Es un número empírico.

Nº veces la corriente Nominal del Trafo	Tiempo de disparo Del Fusible	Tipo de Corriente de Conexión
1,4	∞	Funcionamiento normal
12	100 mseg.	Inrush

- 1.1- Frente a estos valores para transformadores de potencia, tendrían que instalarse **Fusibles de Expulsión** de los siguientes calibres:

Potencia Transformador KVA	Fusible Tipo K (rápido)	Fusible Tipo I (lentos)	Corriente Nominal M.T.
100	6	6	4,35
160	10	8	7
200	15	12	8,7
250	20	12	10,9
315	20	15	13,7
500	25	20	21,9
630	40	30	27,6

Nota: En fusibles de expulsión recién se asegura su función en un $t = 3$ minutos cuando $I = 2 I_n$, o sea el de 100 A abre a los 200 A en 3 minutos.

- 1.2- Los fusibles **HH**, de respaldo de transformadores de distribución, deben responder a:

Potencia KVA	Fusible Semikron	Fusible AEG A
100	10	10
160	16	16
200	16	20
250	16	20
315	25	25
400	25	31,5
500	32	40
630	40	63
800	63	63
1000	100	100

Nota: Para selectivizar con el cliente debe respetarse la relación ideal 2:1, o sea, por ejemplo:

El fusible de 40 A selectiviza con el de 80 A.

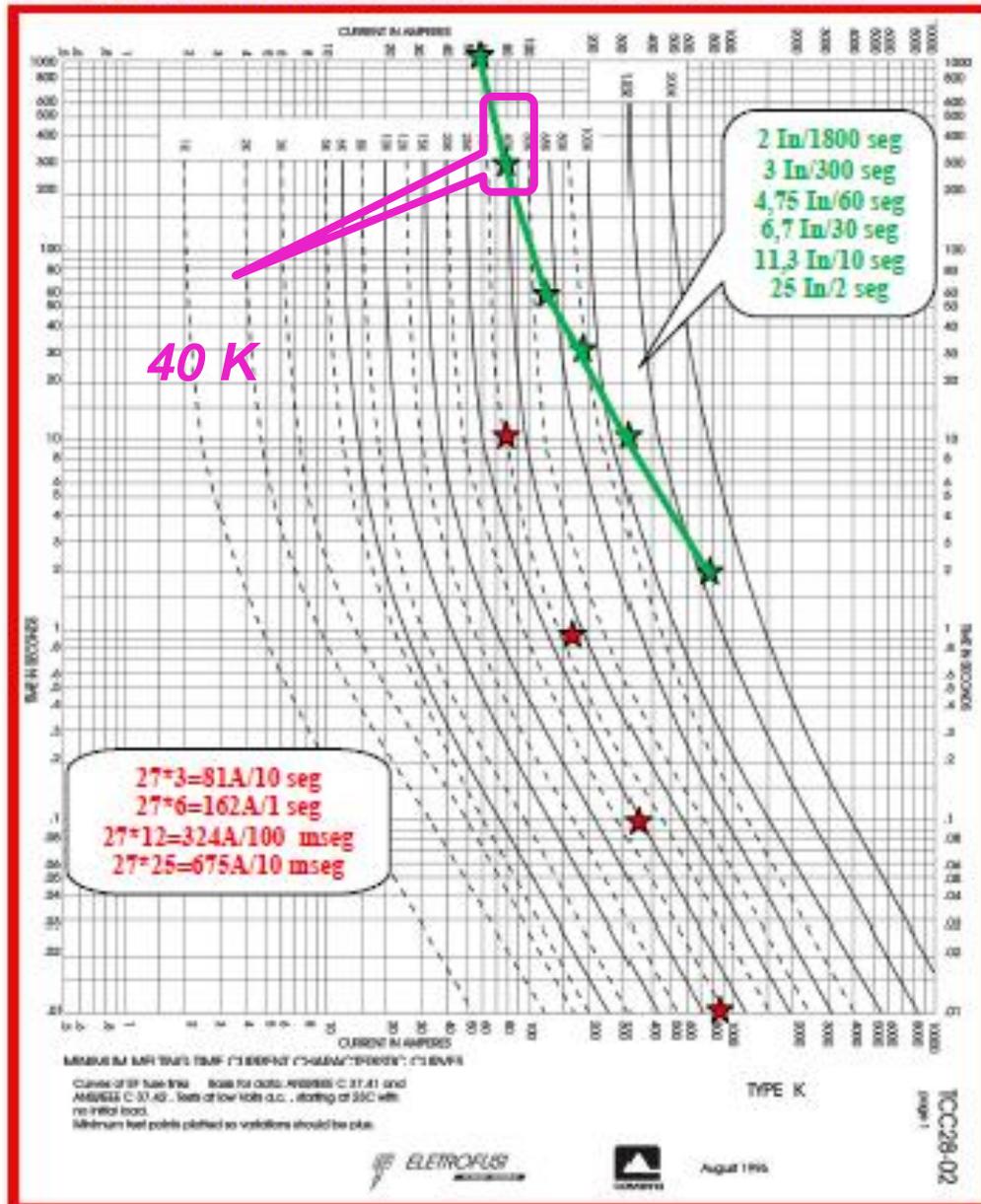
- 1.3- Para la protección contra sobrecargas mayores a **2 In** y cortocircuitos aguas abajo, según lo que establece la **IEEE Std. C57.109-1993**, las condiciones que deben cumplirse son:

Corriente Nominal	Tiempo de disparo /seg.)
25	2
11,3	10
6,7	30
4,75	60 (1Minuto)
3	300 (5Minutos)
2	1800 (30Minutos)

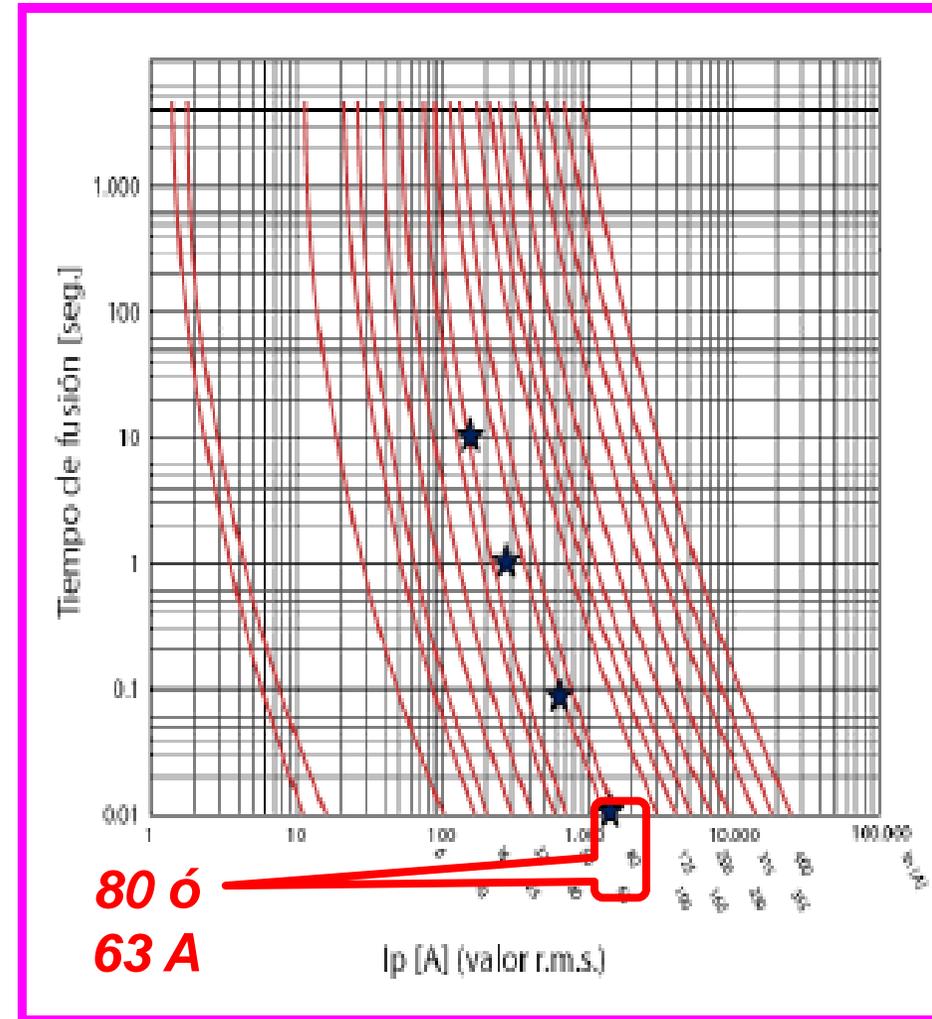
Estas condiciones se cumplen perfectamente con fusibles tipo **NH gTr (Propósitos Generales)** de los siguientes calibres.-

Potencia Transformador KVA	NH gTr (KVA)	Corriente Nominal BT
100	100	150
160	160	240
200	200	300
250	250	375
315	315	470

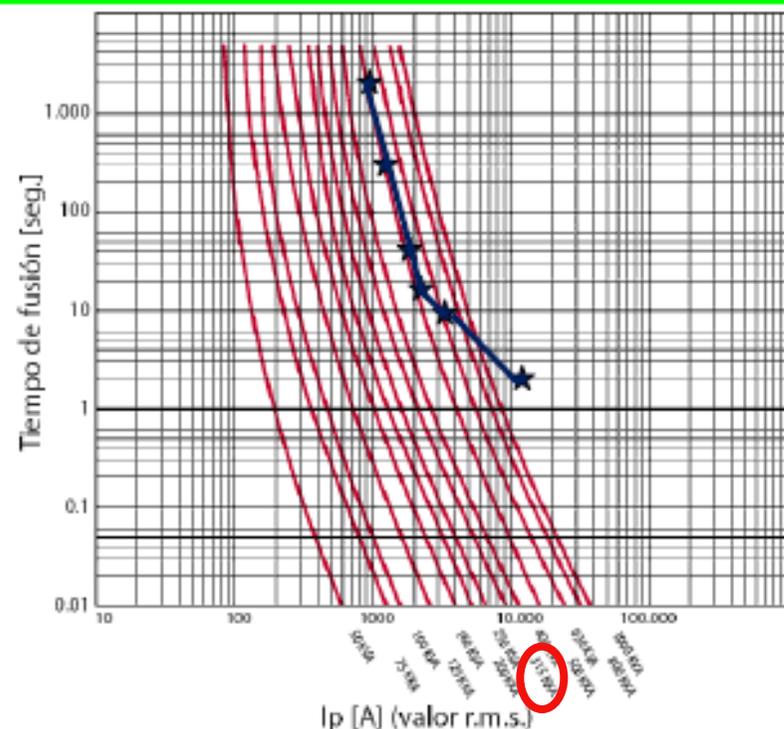
Curvas de tiempo mínimo de fusión en función de la corriente, de un fusible de expulsión, para un transformador de 630 KVA, $I_{n\text{primaria}}=27\text{ A}$.



Curvas de tiempo mínimo de fusión en función de la corriente, de un fusible HH, para dos transformadores de 630 KVA.



En la gráfica siguiente se observa la protección de un Transformador de 315 KVA, en el lado de BT, con fusibles NH gTr. La azul responde a lo establecido por la IEEE.

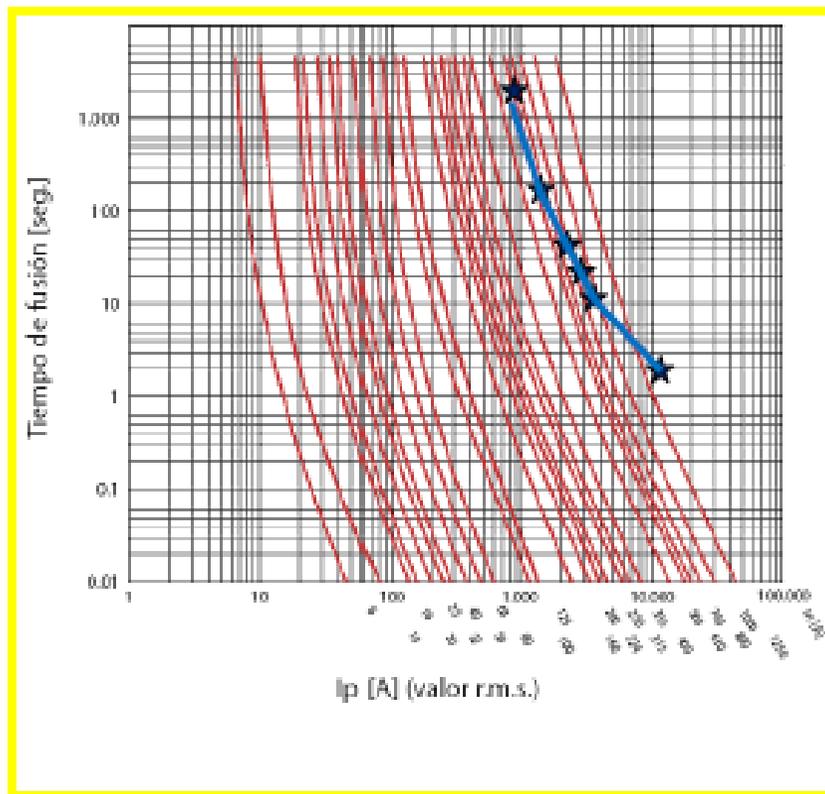


TIPO NH-00 gTr		TIPO NH-2 gTr	
Código	KVA	Código	KVA
F0T0005	5	F2T0005	5
F0T0010	10	F2T0010	10
F0T0016	16	F2T0016	16
F0T0025	25	F2T0025	25
F0T0040	40	F2T0040	40
F0T0050	50	F2T0050	50
F0T0063	63	F2T0063	63

TIPO NH-3 gTr		TIPO NH-4 gTr		TIPO NH-4a gTr	
Código	KVA	Código	KVA	Código	KVA
F3T0315	315	F4T0400	400	F5T0400	400
F3T0355	355	F4T0500	500	F5T0500	500
F3T0400	400	F4T0630	630	F5T0630	630
		F4T0800	800	F5T0800	800
		F4T1000	1000	F5T1000	1000

Características de fusión para los fusibles NH gL, ejemplificado para un transformador de 100 KVA.

Las siguientes curvas características representan el tiempo de fusión en función de la sobrecorriente (o de la corriente de cortocircuito) en el lugar de montaje. Para fusibles de una misma intensidad nominal pero distinto tamaño se establecen características idénticas.



Los retardos en la desconexión con intensidades de hasta 6 veces la intensidad nominal, corresponden a las tolerancias de fusión prescritas por VDE 0660 para fusibles NH de característica lenta. En el ámbito de las corrientes de cortocircuito, en cambio, los fusibles desconectan con característica rápida.

Los fusibles pueden soportar ilimitado número de veces, sin que se altere su característica, una sobrecarga cuya duración no exceda el 75% de su tiempo de fusión.

***AEA 95401 VS
ELECCIÓN
HISTÓRICA DEL
FUSIBLE***

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

- 1- Para la protección contra las corrientes de conexión se recomienda, tanto para los fusibles de expulsión como para los HH, cumplir con los puntos fijados en la tabla siguiente.

<i>Nº veces la corriente Nominal del Trafo</i>	<i>Tiempo de disparo Del Fusible</i>	<i>Tipo de Corriente de Conexión</i>
3	10 seg.	Arranque con carga fría
6	1 seg.	Idem más Recierre
12	100 mseg.	Inrush
25	10 mseg.	Inrush
(7 Bil. In)/Un	20 mseg.	Zaborszky

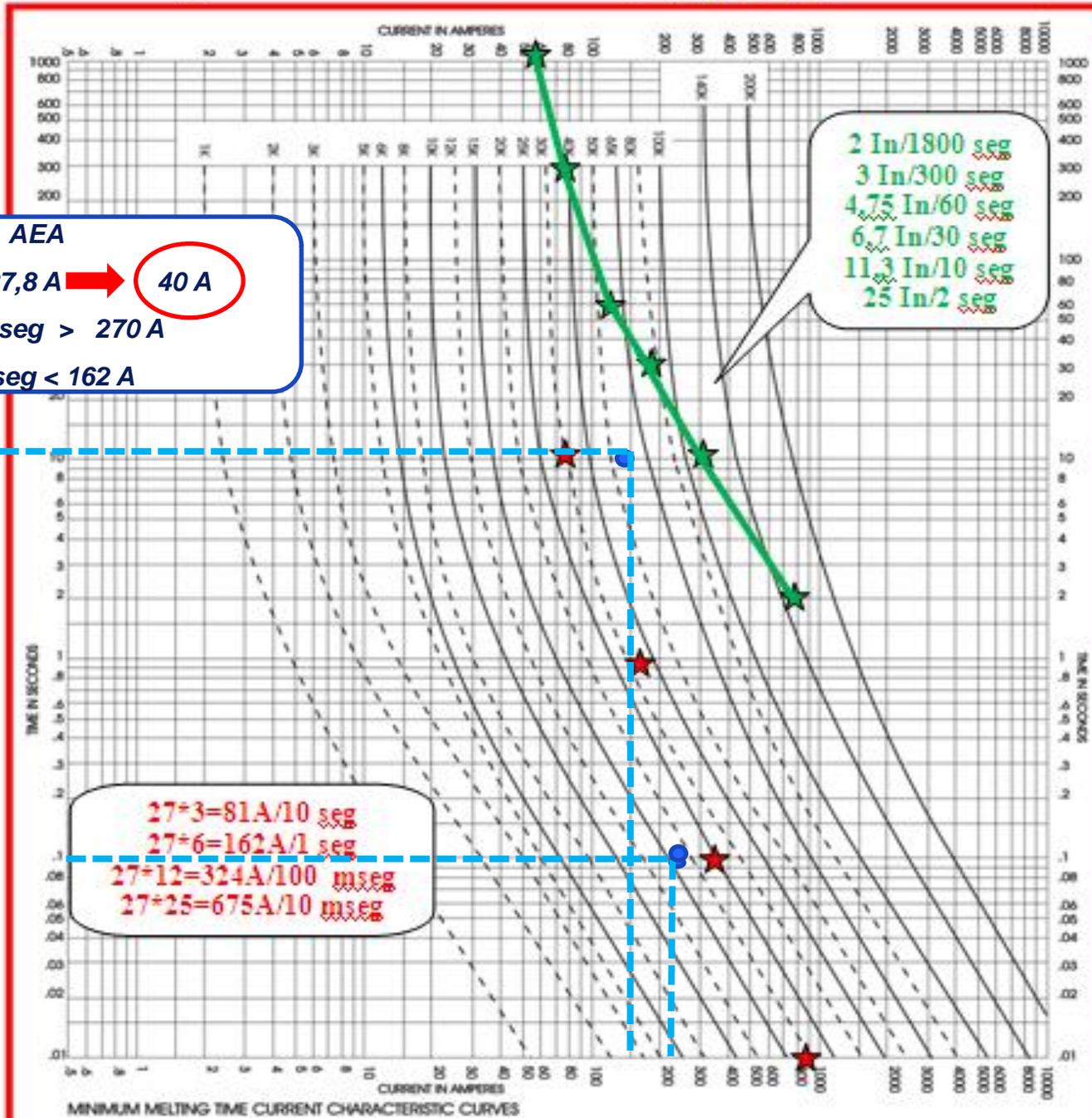
El punto de **ZABORSKY**, tiene en cuenta los efectos de sobreexcitación y saturación del núcleo (**inrush current**) de los transformadores de distribución y las **tensiones de cebado y la residual de los DSE**. Es un número empírico.

<i>Nº veces la corriente Nominal del Trafo</i>	<i>Tiempo de disparo Del Fusible</i>	<i>Tipo de Corriente de Conexión</i>
1,4	∞	Funcionamiento normal
12	100 mseg.	Inrush

Qué dice la AEA 95401:

- 1) $I_{FUSIBLE} = 1,4 I_{NOMINAL\ TRAFO}$
- 2) $I_{PREARCO\ FUS\ PARA\ 100\ mseg} > 10 I_{NOMINAL\ TRAFO}$
- 3) $I_{PREARCO\ FUS\ PARA\ 10\ seg} < 6 I_{NOMINAL\ TRAFO}$

transformador de 630 KVA, $I_{nprimaria} = 27 \text{ A}$.



AEA
 $1,4 * 27 \text{ A} = 37,8 \text{ A} \rightarrow 40 \text{ A}$
 $I/100 \text{ msec} > 270 \text{ A}$
 $I/10 \text{ seg} < 162 \text{ A}$

2 In/1800 seg
 3 In/300 seg
 4,75 In/60 seg
 6,7 In/30 seg
 11,3 In/10 seg
 25 In/2 seg

$27 * 3 = 81 \text{ A} / 10 \text{ seg}$
 $27 * 6 = 162 \text{ A} / 1 \text{ seg}$
 $27 * 12 = 324 \text{ A} / 100 \text{ msec}$
 $27 * 25 = 675 \text{ A} / 10 \text{ msec}$

MINIMUM MELTING TIME CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

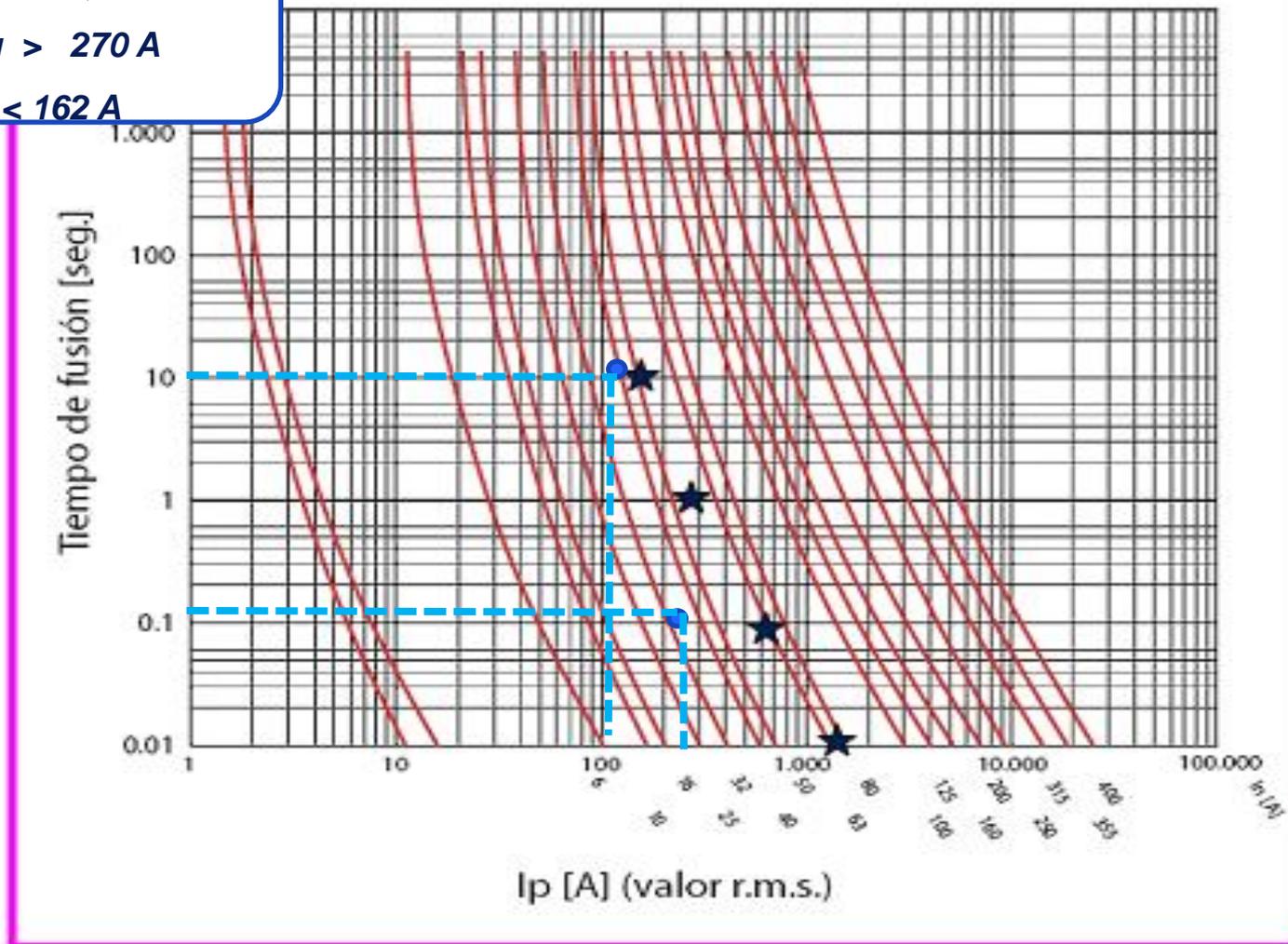
transformadores de 630 KVA.

AEA

$$1,4 \cdot 27 \text{ A} = 37,8 \text{ A} \rightarrow 40 \text{ A}$$

$$I/100 \text{ msec} > 270 \text{ A}$$

$$I/10 \text{ seg} < 162 \text{ A}$$



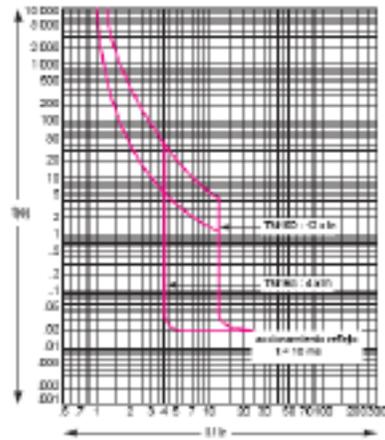
En la figura se observa que los cuatro puntos determinan que debería ser o un fusible HH, de **80 A** o uno de **100 A**.

Los interruptores automáticos de BT, son también sumamente adecuados para proteger transformadores de distribución en el lado de BT.

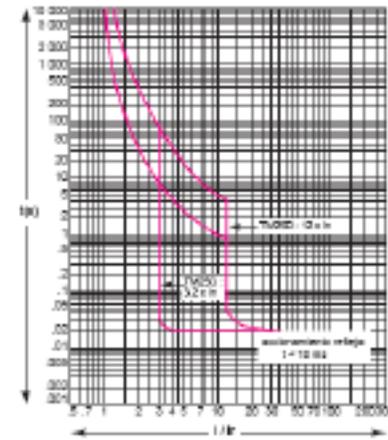
En las figuras se ve que no todos responden de la misma manera ante la solicitud, unos se adaptan mejor que otros.

unidades de disparo para Compact NS100...NS250

TM16D / TM16G



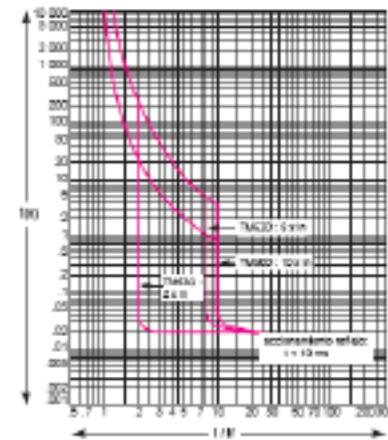
TM25D / TM25G



TM32D / TM40D / TM40G

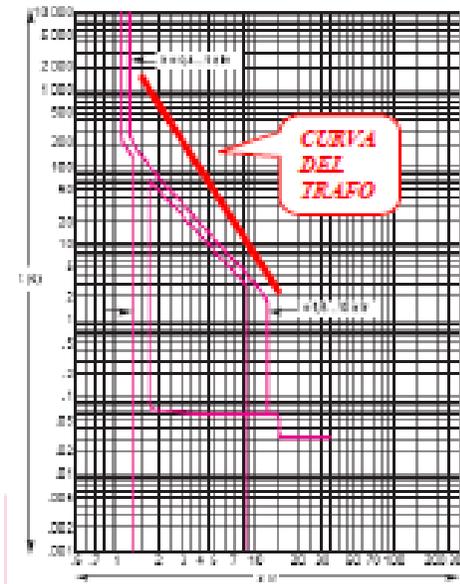


TM50D / TM63D / TM63G

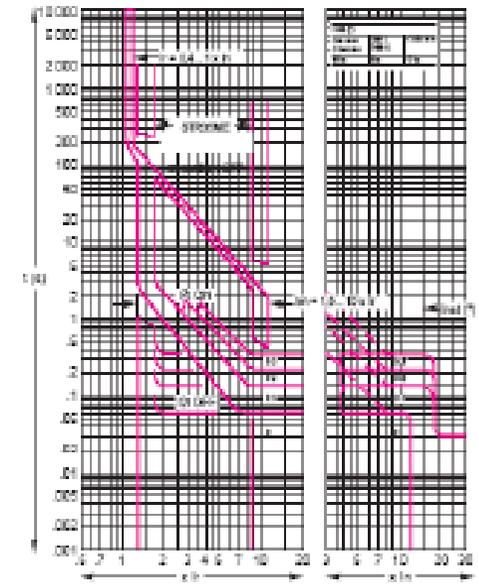


unidades de disparo para Compact G801...G1251

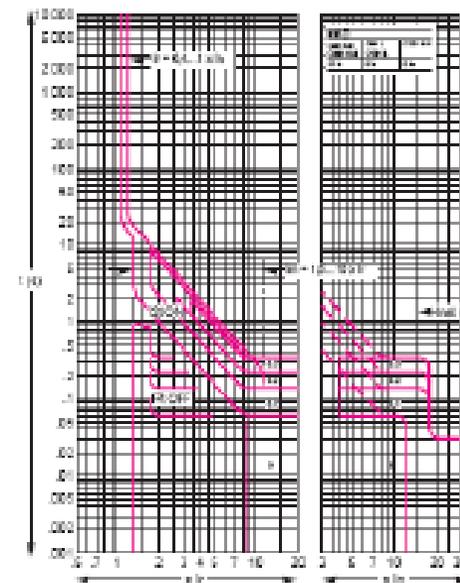
STR25DE



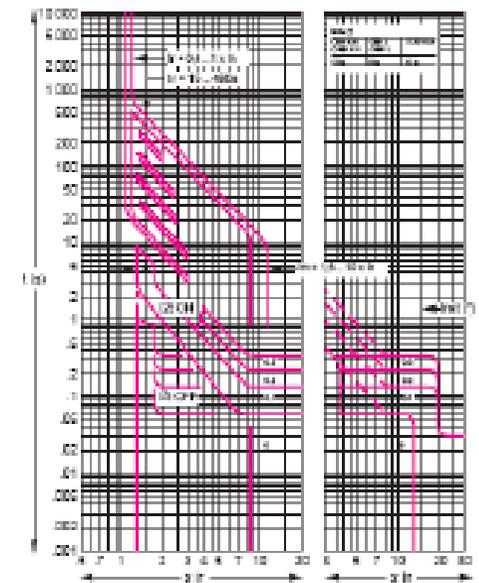
STR35E / ME



STR35GE



STR55UE



EJEMPLO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA CUATRO TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN MT/BT.

1).- Cantidad de transformadores

Cuatro transformadores de 630 KVA, tipo de distribución y con refrigeración en baño de aceite.

2).- Forma de instalación.

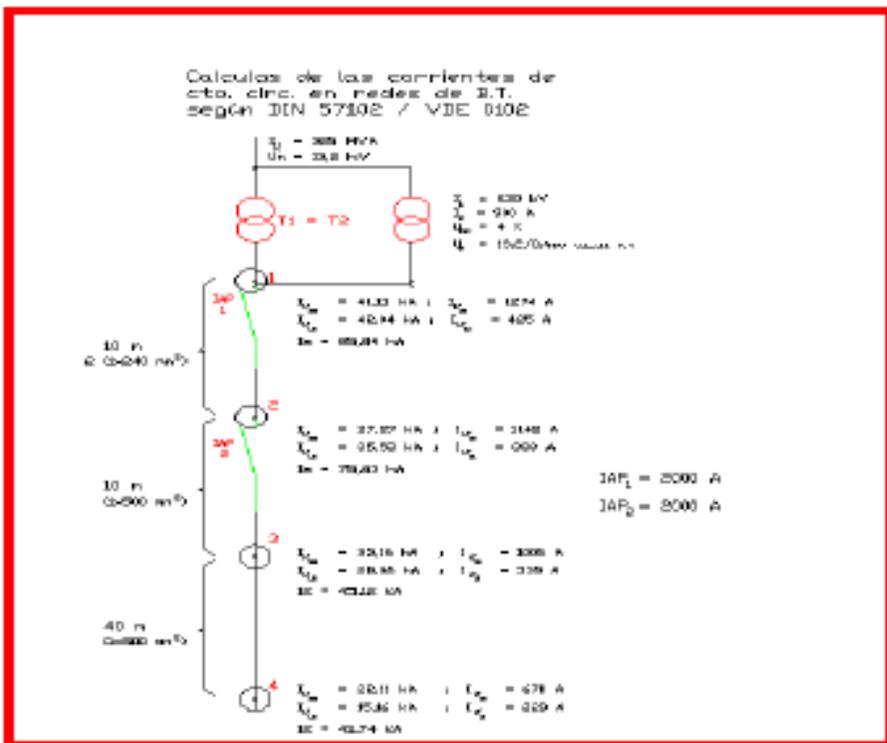
Dos grupos de dos transformadores en paralelo cada grupo.

3).- Corrientes nominales de cada grupo.

• En MT $I_n = 54 \text{ A}$.

• En BT $I_n = 1800 \text{ A}$.

4).- Corrientes de cortocircuitos en cada uno de los grupos.



Se han calculado en los puntos indicados en el croquis adjunto, considerando una potencia de cortocircuito de **325 MVA**, dato obtenido de La Cooperativa, Empresa Eléctrica de Godoy Cruz.

Los valores obtenidos se resumen en la siguiente tabla donde:

$I_k''_{31}$ = Corriente alterna inicial de cortocircuito tripolar en MT.

$I_k''_{32}$ = Corriente alterna inicial de cortocircuito tripolar en BT.

$I_k''_{11}$ = Corriente alterna inicial de cortocircuito unipolar en MT.

$I_k''_{12}$ = Corriente alterna inicial de cortocircuito unipolar en BT.

r_t = Relación de Transformación ($13.200/400 = 33$).

Además por la forma de conexión de triángulo estrella del transformador las corrientes se calculan según las siguientes fórmulas:

$$I_k''_{31} = \frac{I_k''_{32}}{r_t} \qquad I_k''_{11} = \frac{I_k''_{12}}{1,73 r_t} / 1,73$$

Nota: Divido por 1,73 según lo de Norma IEEE, grupos de conexión.

PUNTO	$I_k''_{32}$ (KA).	$I_k''_{12}$ (KA).	$I_k''_{31}$ (A).	$I_k''_{11}$ (A).
1	41,13	42,04	1274	425
2	37,87	35,58	1148	383
3	33,16	28,06	1005	335
4	22,11	15,16	670	223

5).- Condiciones de corrientes Inrush al conectar los transformadores.

Quando un transformador es conectado a la red el efecto térmico de la corriente de conexión es equivalente a una intensidad de:

12 In durante 100 mseg.

25 In durante 10 mseg.

Esto significa que la curva del fusible limitador, en este caso HH de respaldo, debe quedar a la derecha de estos dos puntos para que en la conexión el mismo no se funda.

Estas condiciones de corriente Inrush para la planta son:

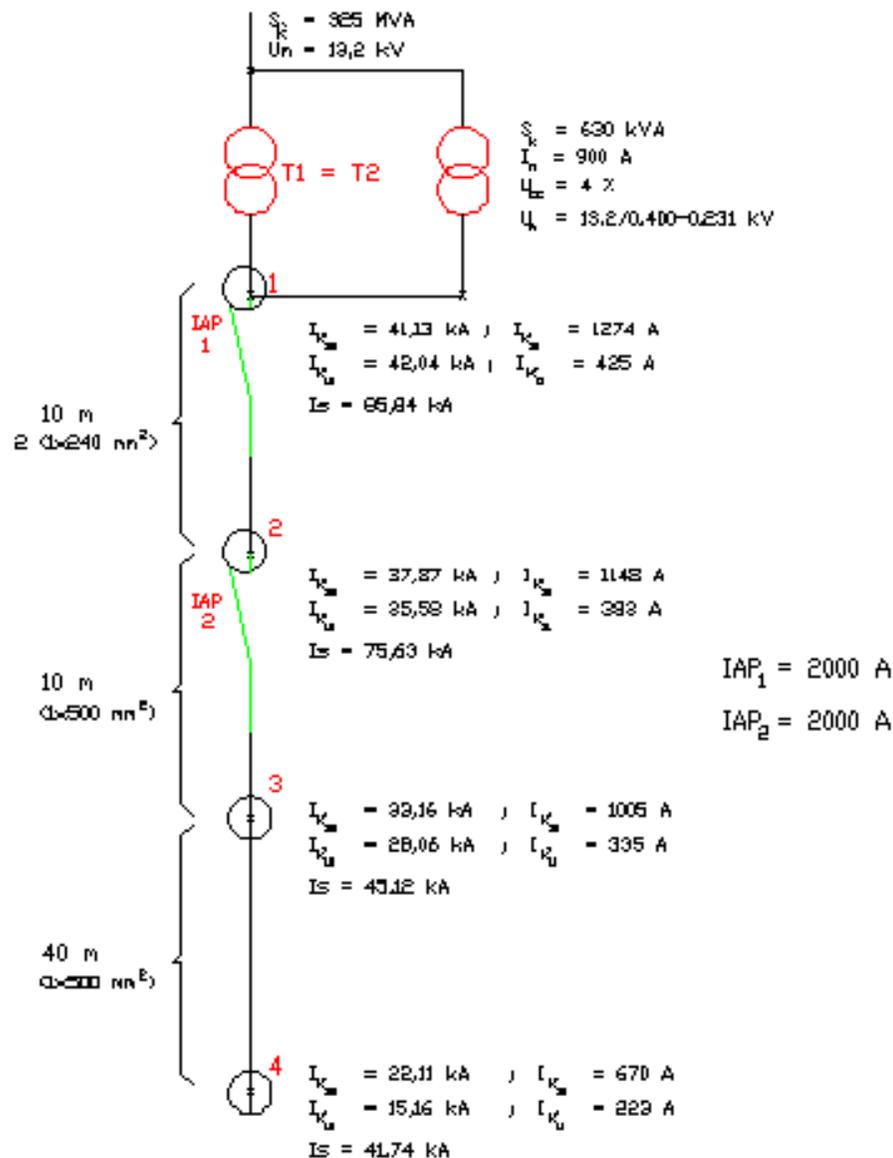
12 In = 648 A 25 In = 1350 A.

El fusible por ser limitador genera al fundirse por efecto de un cortocircuito, una gran sobretensión durante 100 a 500 μ seg., que se denomina tensión de arco.

$$e = L \frac{di}{dt}$$

L = inductancia del sistema.

Calculos de las corrientes de cto. circ. en redes de B.T. según DIN 57102 / VDE 0102



Los valores obtenidos se resumen en la siguiente tabla donde:

I_k^{*31} = Corriente alterna inicial de cortocircuito tripolar en MT.

I_k^{*32} = Corriente alterna inicial de cortocircuito tripolar en BT.

I_k^{*11} = Corriente alterna inicial de cortocircuito unipolar en MT.

I_k^{*12} = Corriente alterna inicial de cortocircuito unipolar en BT.

π = Relación de Transformación (13.200/400 = 33).

Además por la forma de conexión de triángulo estrella del transformador las corrientes se calculan según las siguientes fórmulas:

$$I_k^{*31} = \frac{I_k^{*32}}{\pi} \quad I_k^{*11} = \frac{I_k^{*12}}{1,73 \cdot \pi} / 1,73$$

Nota: Divido por 1,73 según lo de Norma IEEE, grupos de conexión.

PUNTO	I_k^{*32} (KA).	I_k^{*12} (KA).	I_k^{*31} (A).	I_k^{*11} (A).
1	41,13	42,04	1274	425
2	37,87	35,58	1148	383
3	33,16	28,06	1005	335
4	22,11	15,16	670	223

5).- Condiciones de corrientes Inrush al conectar los transformadores.

Cuando un transformador es conectado a la red el efecto térmico de la corriente de conexión es equivalente a una intensidad de:

12 In durante 100 mseg.

25 In durante 10 mseg.

Esto significa que la curva del fusible limitador, en este caso HH de respaldo, debe quedar a la derecha de estos dos puntos para que en la conexión el mismo no se funda.

Estas condiciones de corriente Inrush para la planta son:

12 In = 648 A

25 In = 1350 A.

El fusible por ser limitador genera al fundirse por efecto de un cortocircuito, una gran sobretensión durante 100 a 500 μ seg., que se denomina tensión de arco.

$$e = L \frac{di}{dt}$$

L = inductancia del sistema.

En el caso de usar **IAP en MT**, la curva del relé de Sobre Corriente, debe adaptarse como la azul y además selectivizar con la de BT según quiera disparo único en BT o disparo en bloque del sistema de protección MT/BT.

Se debe controlar la corriente residual?

NO Hay un Δ

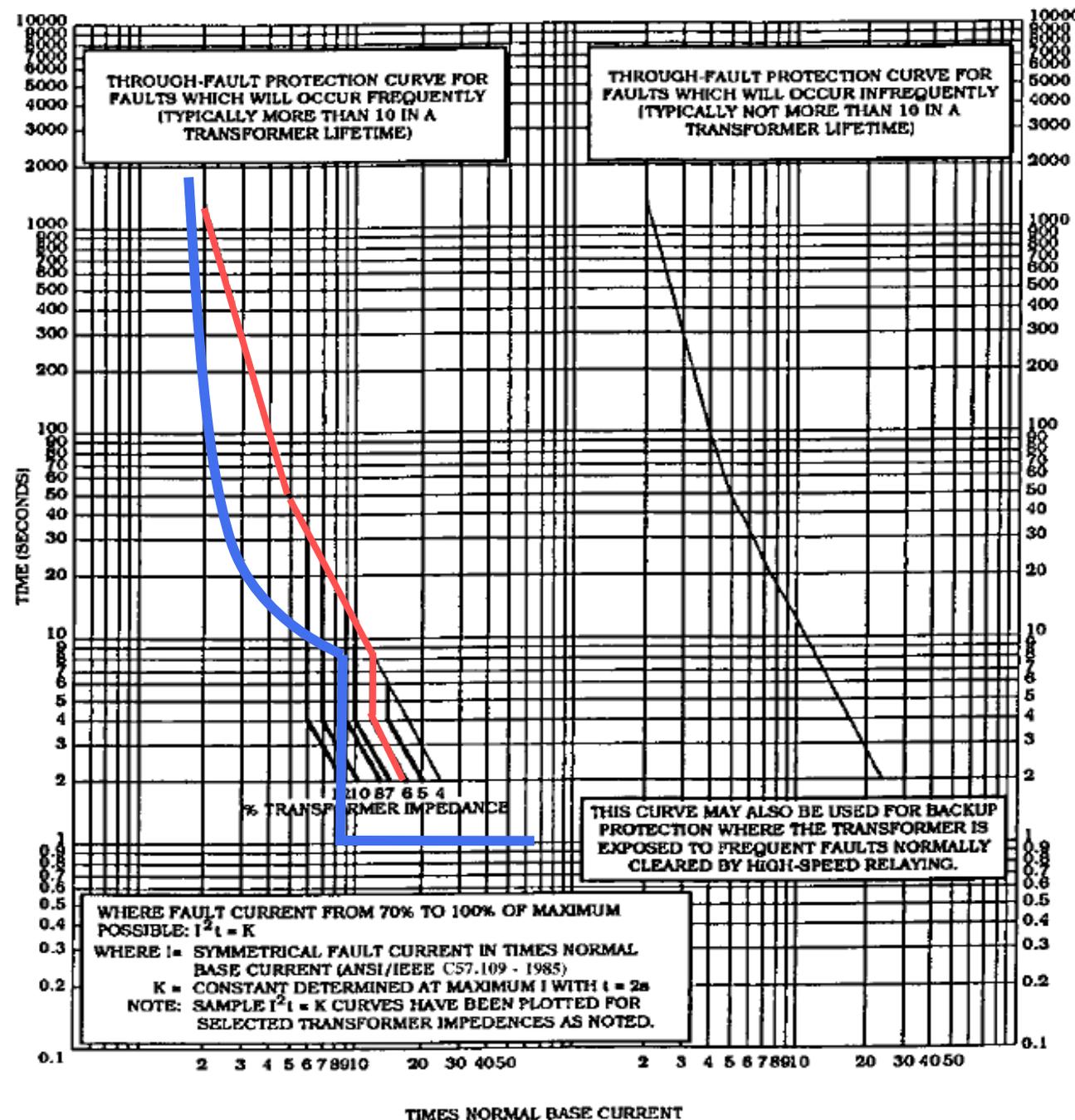
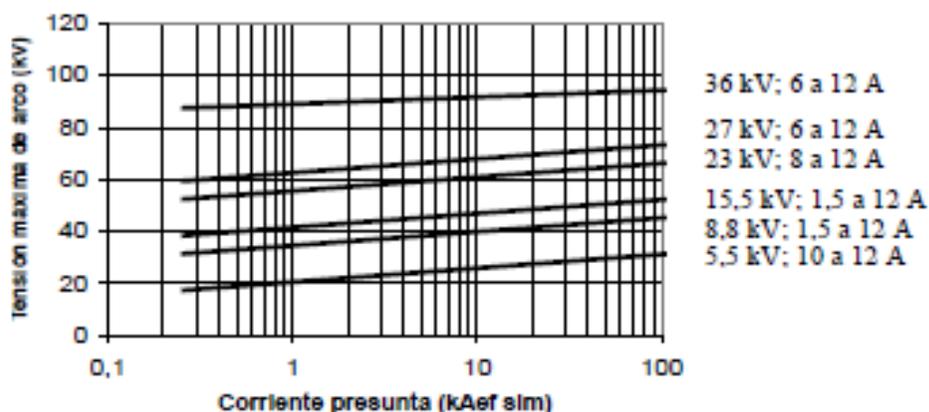


Figure 10-28 Category II transformers 501 to 1667 kVA single-phase 501 to 5000 kVA three-phase.

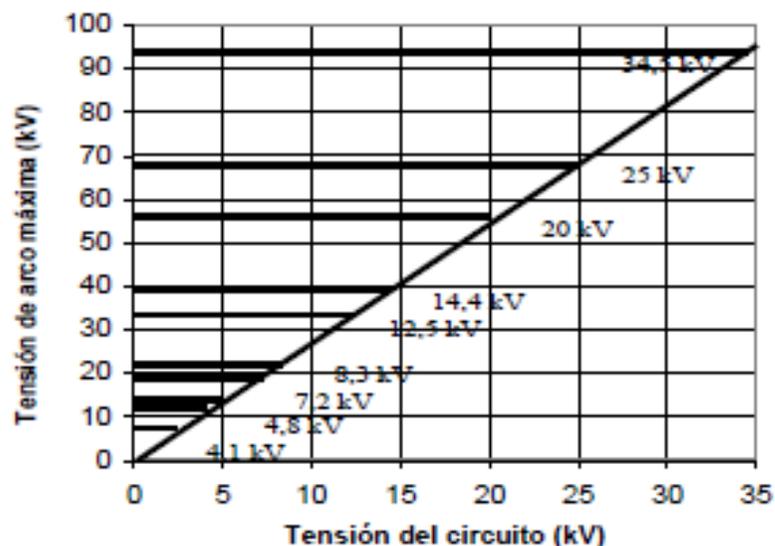
Esta fórmula establece que a mayor velocidad de corte mayor es la sobretensión.

Las normas de fabricación de los HH establecen, según la forma de fabricación del elemento fusible que puede ser de **sección uniforme o tener reducciones**, que para distintos valores de la corriente de cortocircuito presenta y distintas tensiones, las tensiones picos no deben superar ciertos valores.



Para el caso de la planta, la corriente presunta es $I_{presunta} = 2000 \text{ A}$ y $13,2 \text{ KV}$, con lo que la tensión de arco no superará los 40 KV .

También establecen las normas lo representado en esta otra figura, donde para el caso de la planta la tensión de arco no superará, efectivamente, los 40 KV .



El peligro radica en que con la tensión de arco, el descargador que en este caso está para proteger los cables subterráneos y los transformadores, se cebe con lo cual existe la posibilidad de que se destruya el descargador y por lo tanto no cumpla su función en el momento de ser requerido.

Una forma de prevenir esta situación, es elegir un descargador de mayor tensión nominal que el fusible y que el nivel de cebado al choque del descargador sea mayor que la tensión de arco. Esto es así porque a **menor tensión del descargador, menor es su impedancia transitoria, menor es su tensión de cebado al choque** y por lo tanto mayor la posibilidad de que se cebe ante el despeje de una falla por parte del HH.

Para el caso de la planta está correctamente elegido, pues los HH son de $13,2 \text{ KV}$, y los descargadores de 15 KV , 5 KA y Tensión de cebado al choque de 50 KV .

6).- Sistema de protección utilizado para cada grupo.

Media tensión (En el caso de usar IAP, en MT, el procedimiento de lección es igual al usado en BT)

Es un juego de fusibles HH de:

$I_n = 100 \text{ A}$

Tensión nominal = $13,2 \text{ Kv}$.

Estos fusibles son denominados de respaldo pues protegen a los transformadores solamente contra cortocircuitos internos o a sus bornes de salida de baja tensión.

El tiempo de despeje de falla de estos fusibles puede estar en el orden de los 7 msec , pues son limitadores, dependiendo del valor de la corriente de cortocircuito presunta y del calibre del fusible.

La parte de sobrecarga de los transformadores se le deja al I.A.P (Interrupor Automático de Potencia) de baja tensión el cual cumple también la función de proteger a los HH de las sobrecargas de larga duración pues **un HH por el cual circule una corriente de $1,5 I_n$ durante una hora puede explotar**. Por esto los fabricantes dan curvas donde el sector punteado indica esta condición, o sea la zona de no utilización con sobrecargas.

Baja tensión

Es un I.A.P de 2000 A .

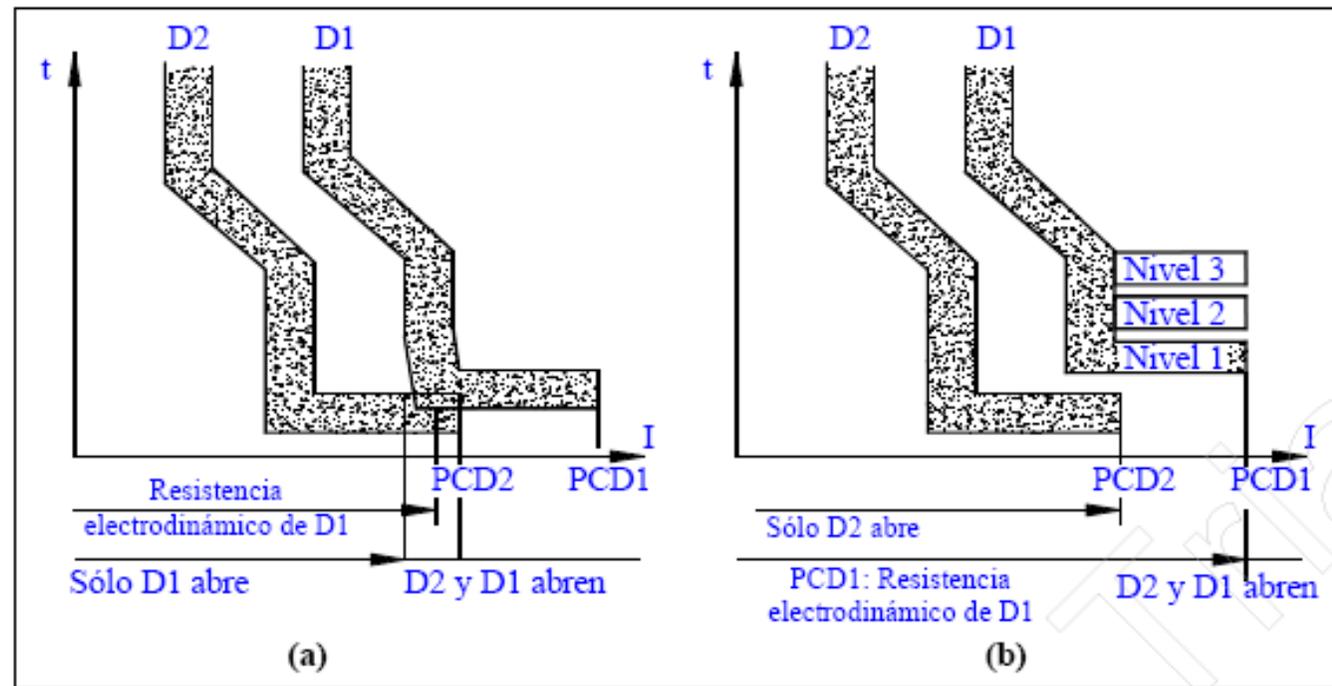
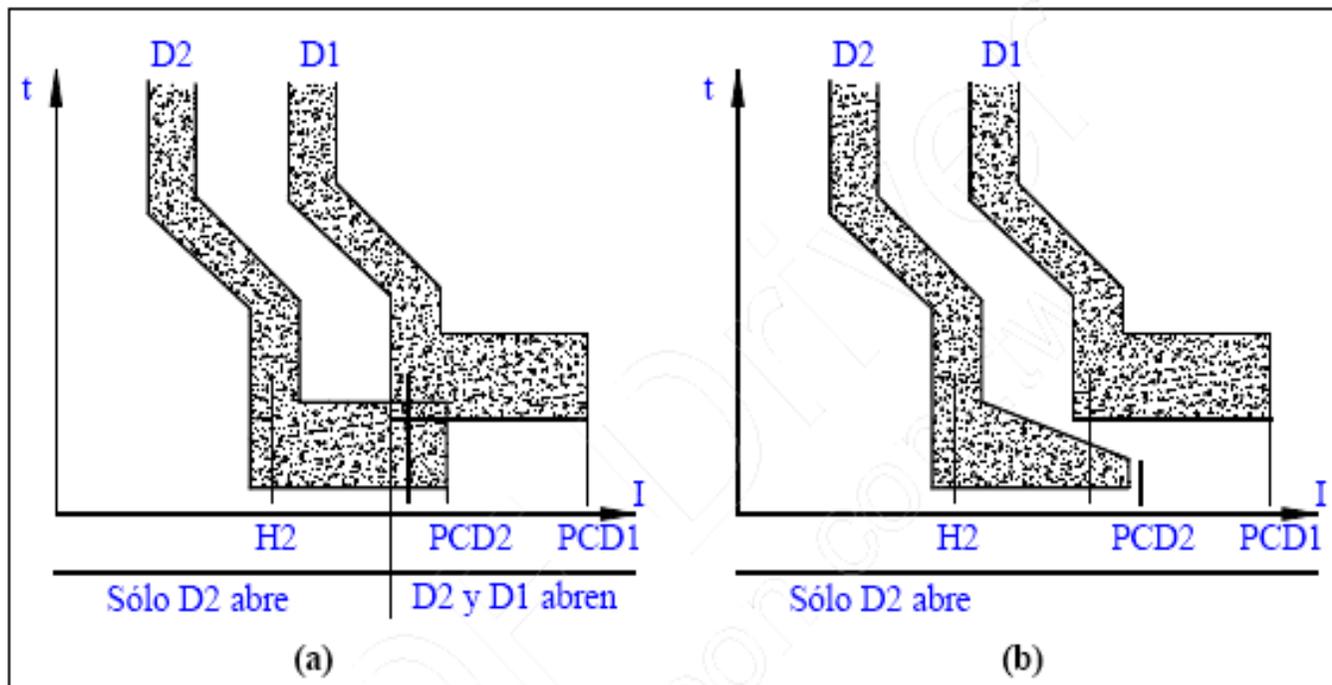
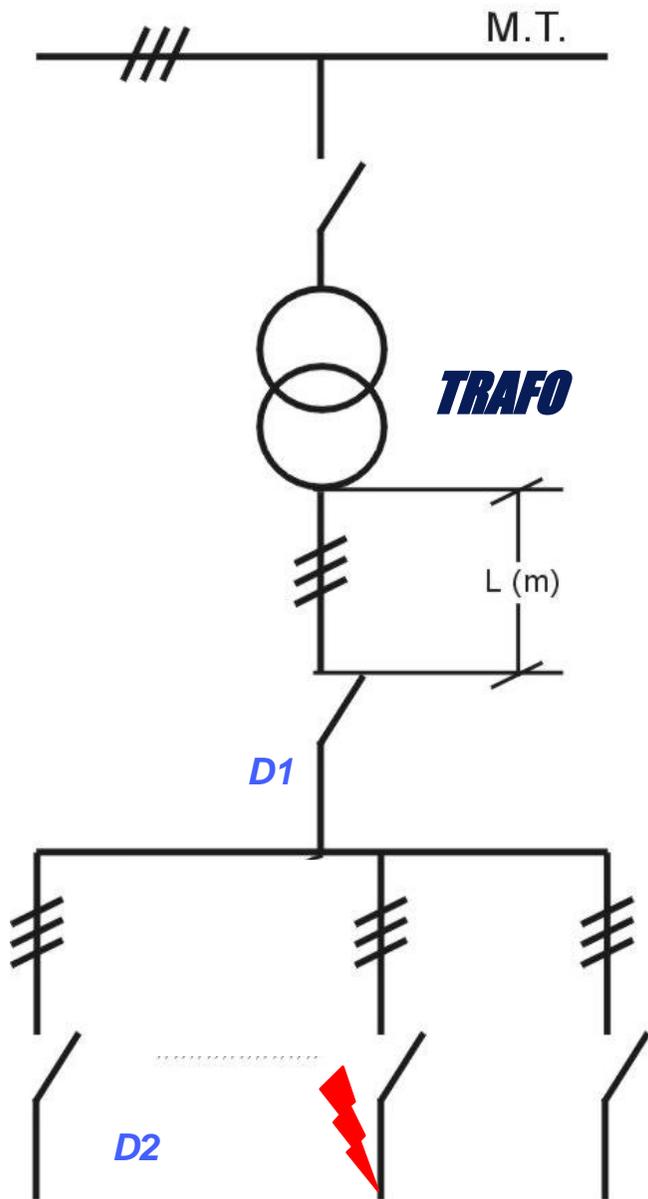
Este protege a los transformadores contra sobrecargas y cortocircuitos del lado de la carga.

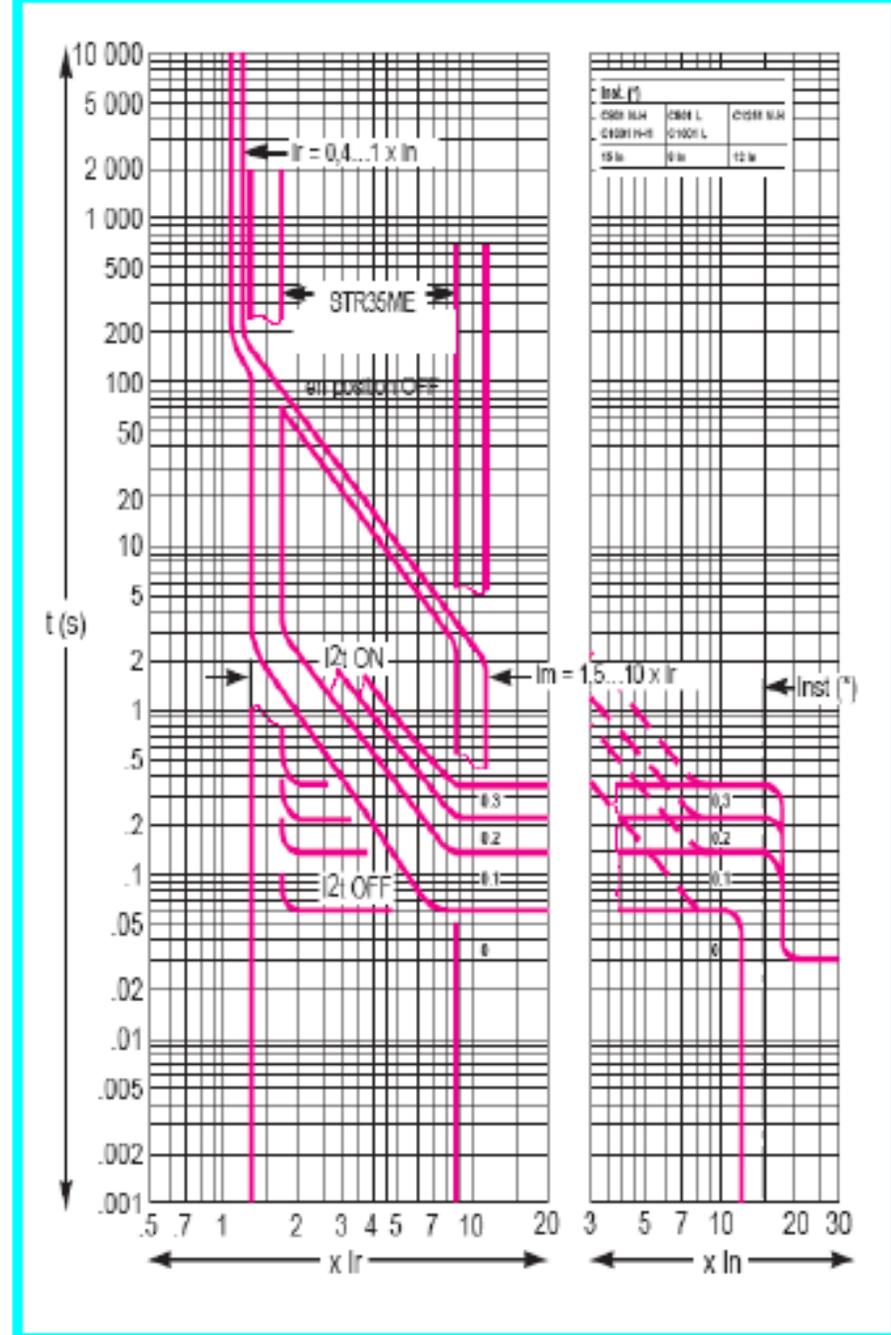
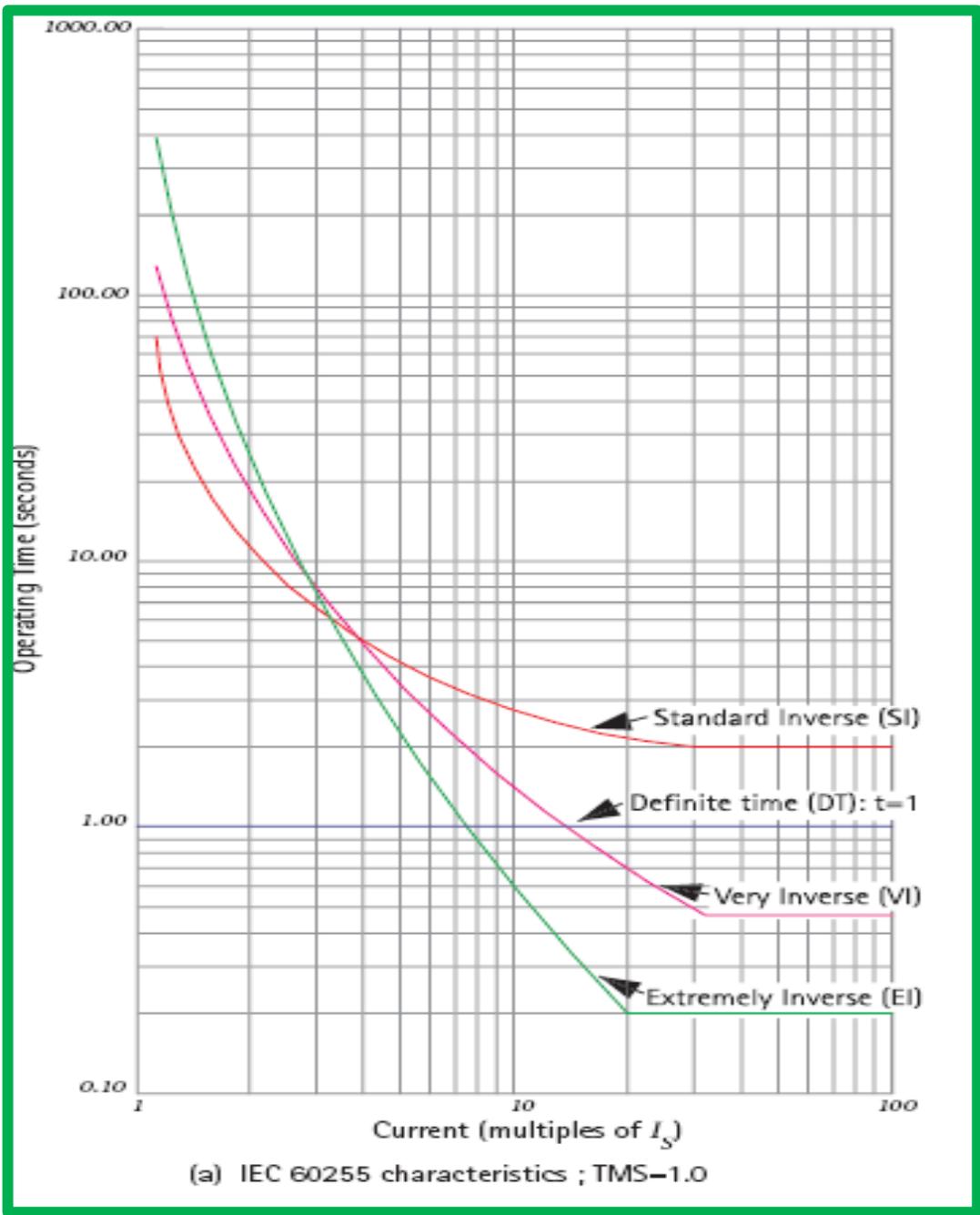
La regulación de estos I.A. es:

$I_r = 0,9 I_n$

$I_m = 10 I_r$. (Luego veremos que hay una modificación de este valor)

SELECTIVIDAD



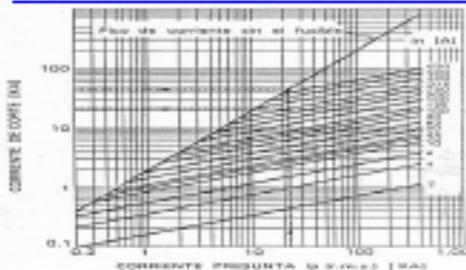


a- Condiciones de sobrecarga de cada uno de los grupos.

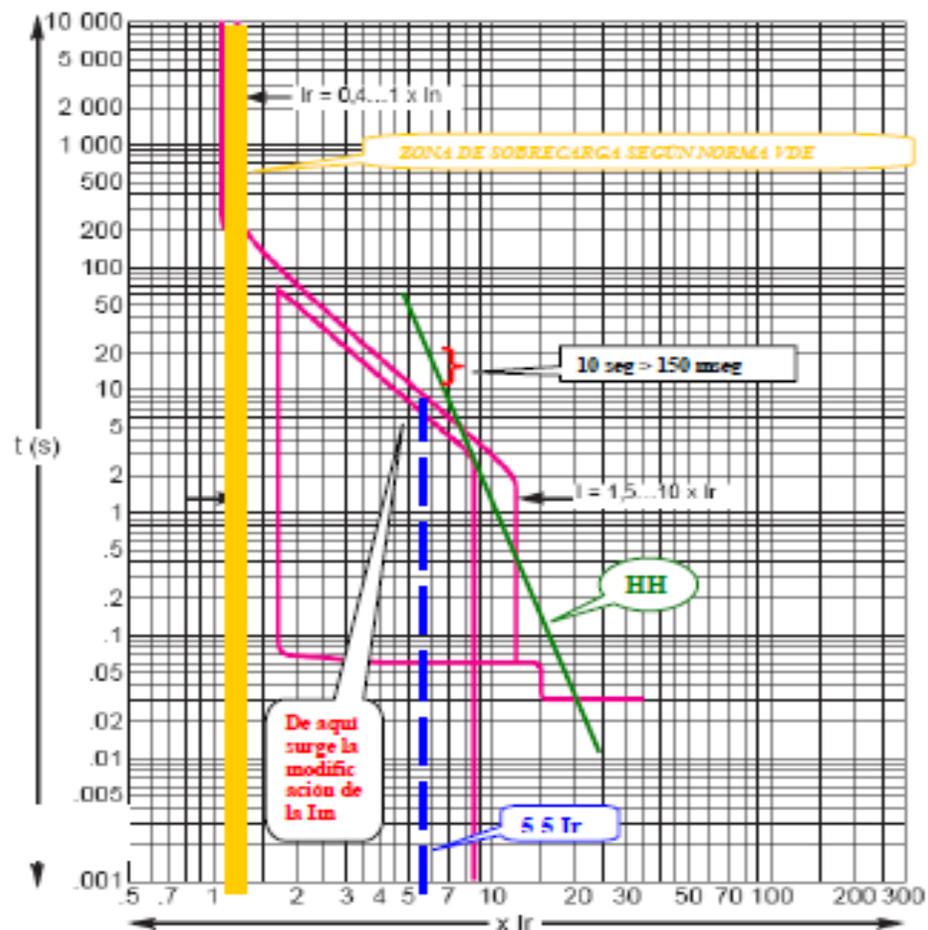
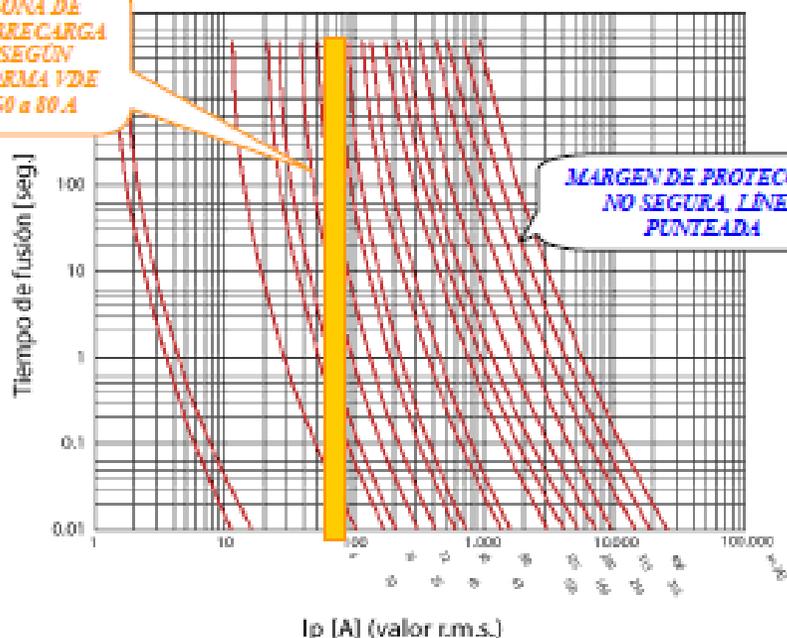
Según la Tabla 1 estos valores serán (suponiendo las peores condiciones, o sea 90% de plana carga y con una temperatura del aceite de 73°C).

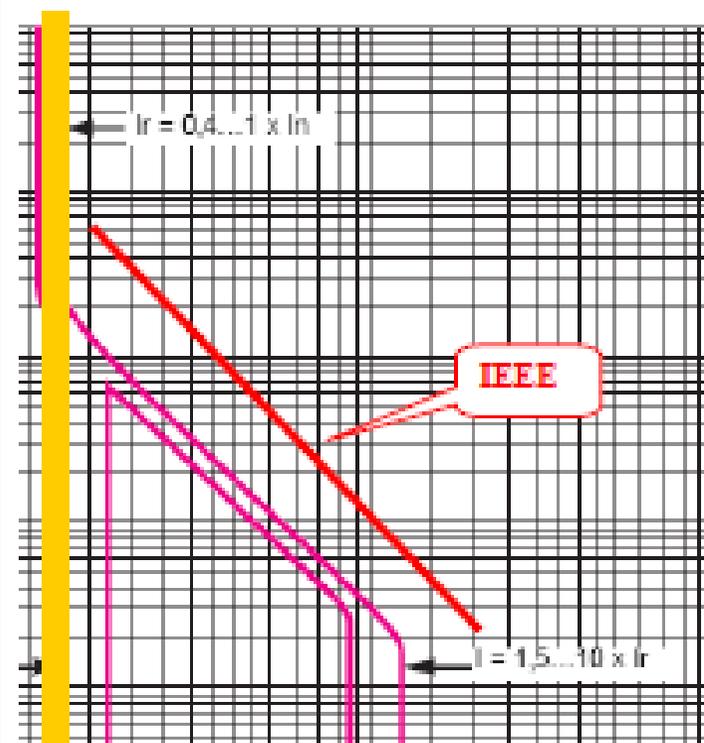
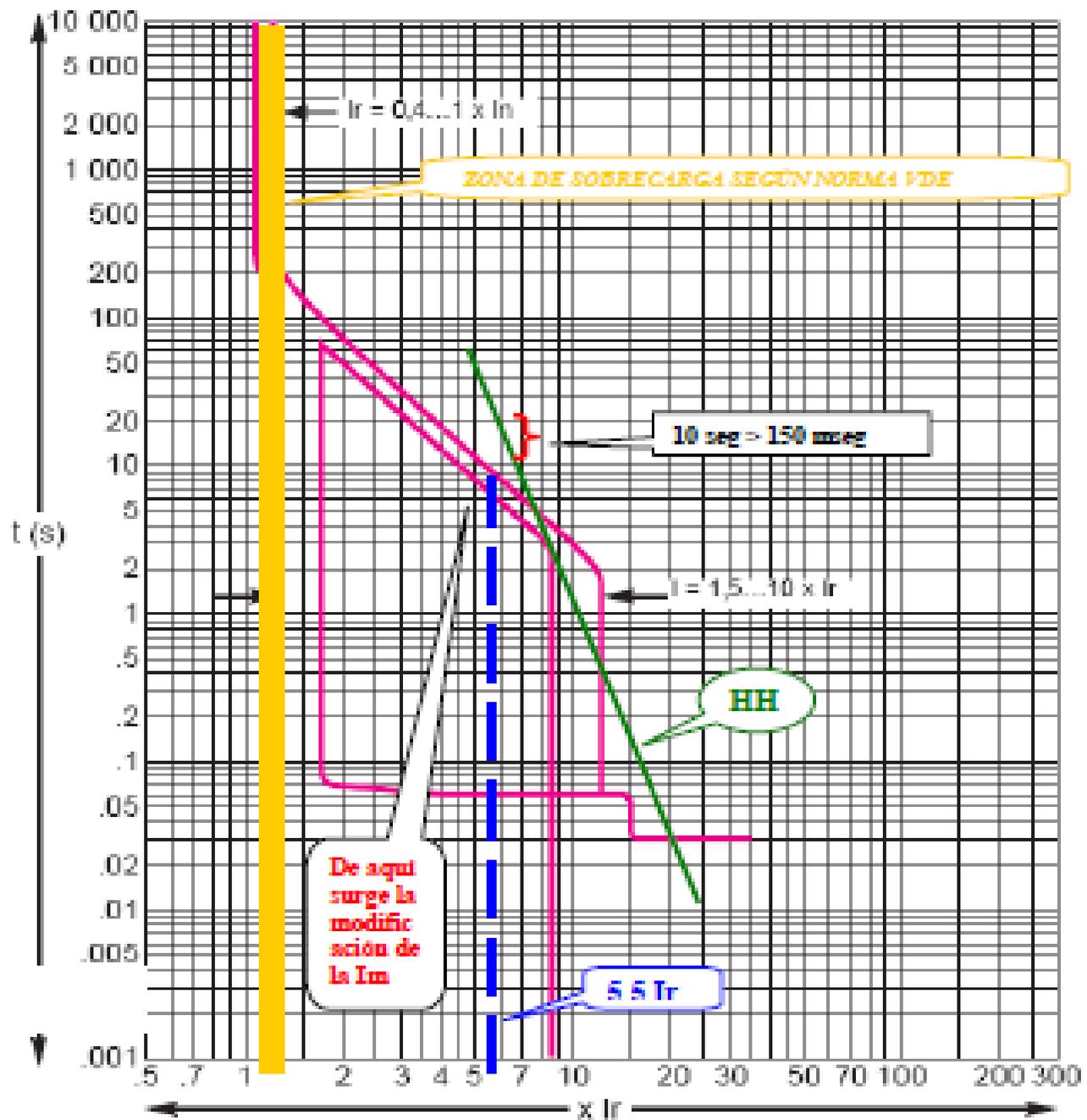
SOBRECARGA	T DE DISPARO DEL HH	T DE DISPARO DEL I.A.
1,1 In I2 = 1980 A. I1 = 60 A.	Infinito.	8 minutos.
1,2 In I2 = 2160 A. I1 = 65 A.	Infinito.	5 minutos.
1,3 In I2 = 2340 A. I1 = 70 A.	Infinito.	3 minutos.
1,4 In I2 = 2520 A. I1 = 76 A.	Infinito.	1,5 minutos.
1,5 In I2 = 2700 A. I1 = 81 A.	Infinito.	1 minuto.

Característica de limitación de corriente de cortocircuito

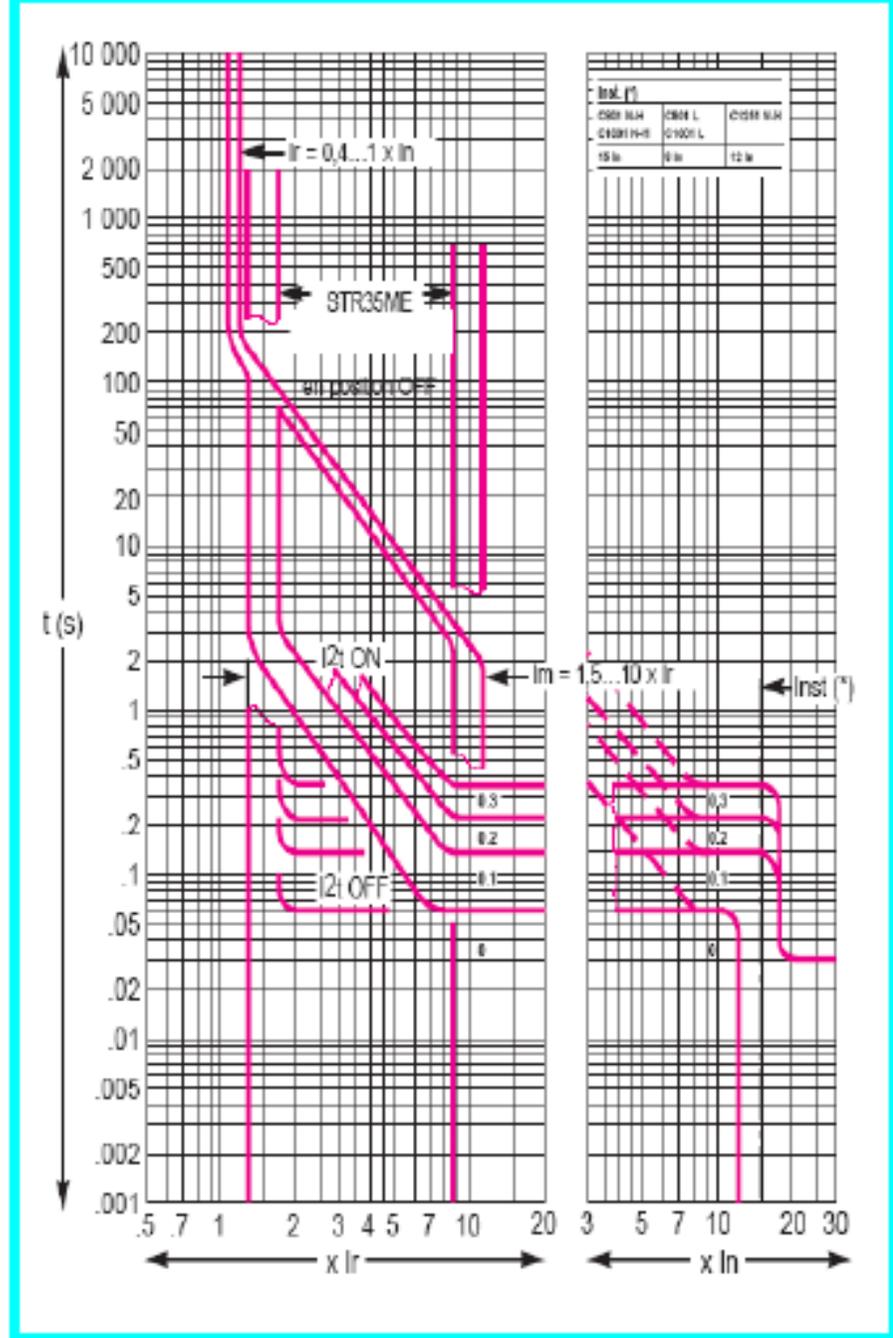
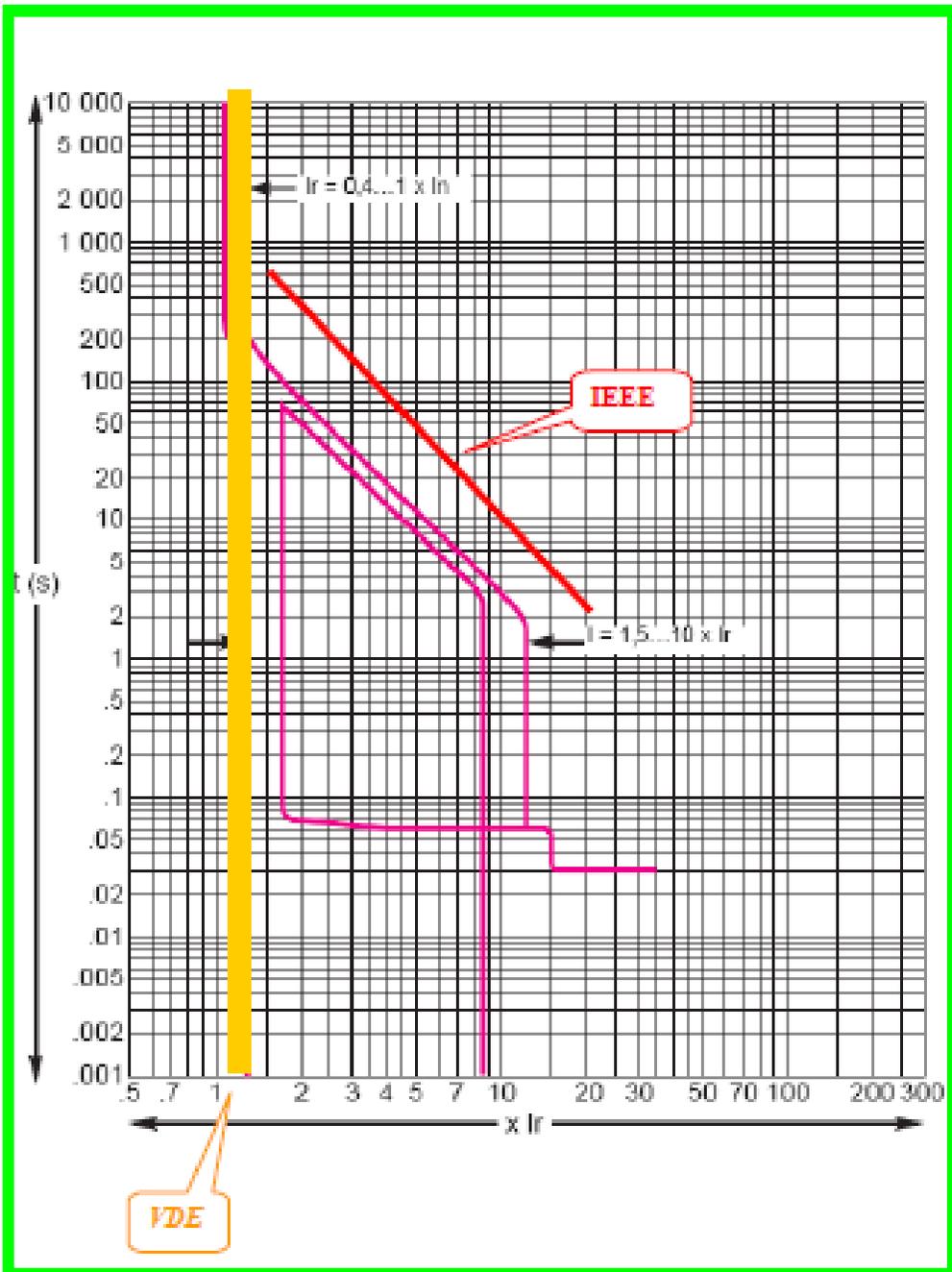


ZONA DE SOBRECARGA SEGUN NORMA IVE 60 a 80 A





Con el agregado de la curva del transformador según IEEE, se completa la información



Evidentemente el HH no protege contra sobrecargas pero si el I.A.P.

El I.A.P, también cumple con la NORMA ANSI-IEEE, que establece:

25	In	durante	2 seg.
11,3	In	durante	10 seg.
6,7	In	durante	30 seg.
4,75	In	durante	60 seg.
3	In	durante	300 seg. (5 minutos)
2	In	durante	1800 seg. (30 minutos)

b- Condiciones de cortocircuito de cada uno de los grupos.

El aporte de la I_k^{*3} de la planta hacia el punto 1 se calcula de la siguiente manera:

$$x = \frac{U_n}{6.173 \cdot I_n} = \frac{380}{6.173 \cdot 1800} = 0,02\Omega$$

$$I_k^{*3} = \frac{11 U_n}{1,73 \cdot x} = \frac{11 \cdot 380}{1,73 \cdot 0,02} = 12.000 A$$

Del cuadro que se expone a continuación surge que primero salta el HH para un cortocircuito interno o en bornes de baja del transformador, y para cortocircuitos aguas abajo de los I.A.P, actúan estos primeros que los HH.

PUNTO N°	T DE DISPARO DEL HH	T DE DISPARO DEL I.A.
1	60 mseg.	8 mseg.
2	80 mseg.	30 mseg.
3	90 mseg.	30 mseg.
4	300 mseg.	40 mseg.

Generalidades sobre los HH:

Los fusibles de alta tensión y alta capacidad de ruptura se fabrican según las normas VDE 06070, parte IV, IEC 282 del 7 de agosto de 1968 y DIN 43625 para instalaciones interiores. Sirven para las protecciones de las instalaciones de alta tensión contra cortocircuitos. Todos los fusibles tienen como indicador un percutor. Pueden usarse en bases portafusibles de alta tensión o en combinación con desconectadores bajo carga y seccionadores fusibles.

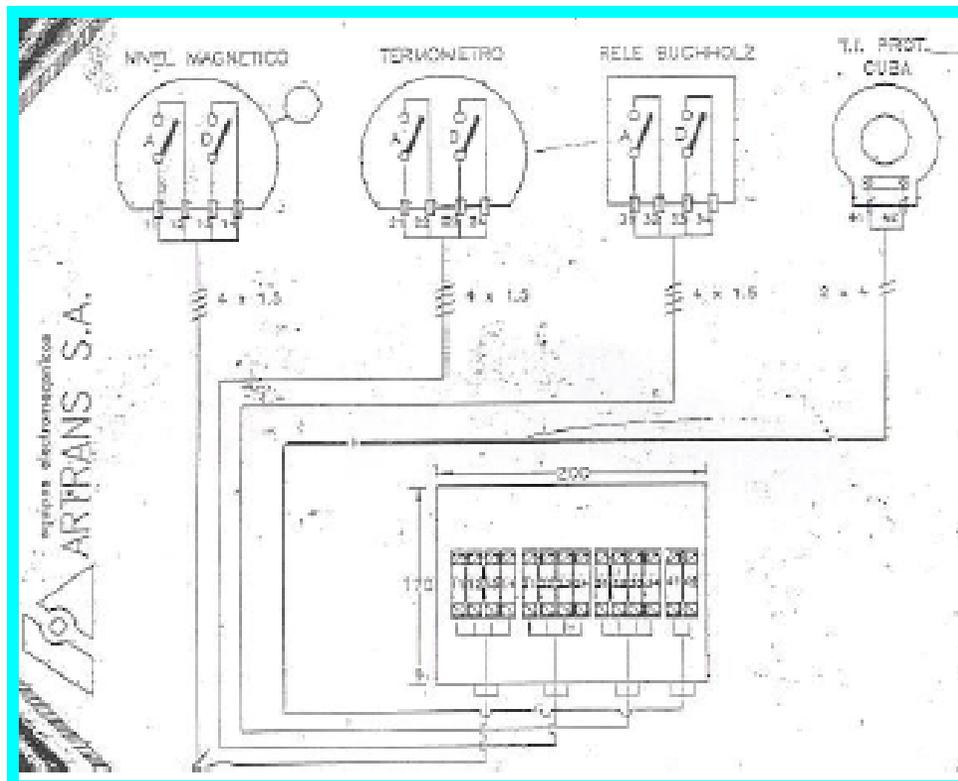
Construcción y funcionamiento:

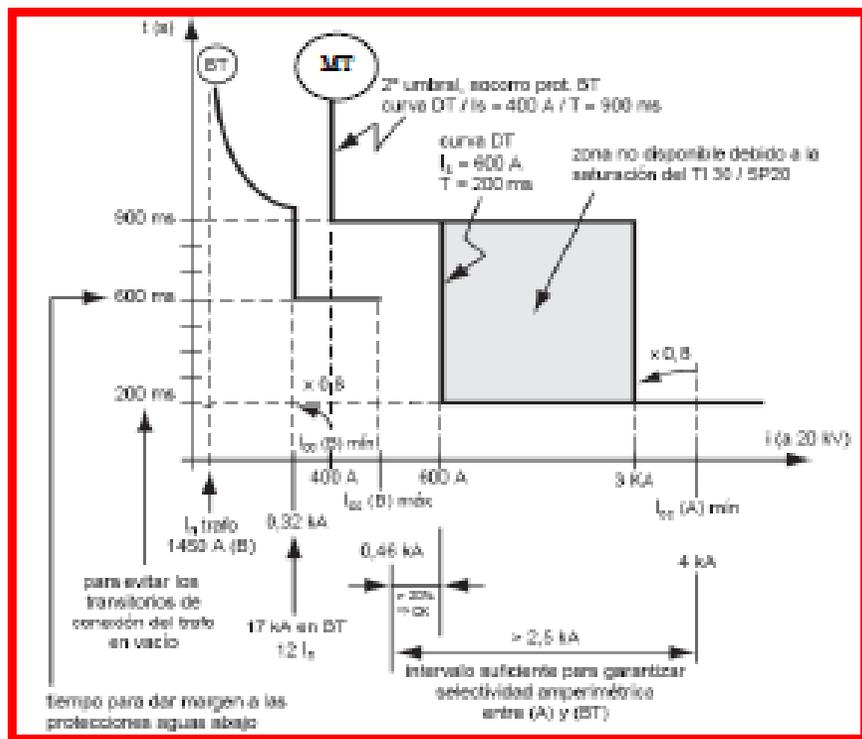
El tubo de porcelana vitrificada es de color blanco.

Los casquetes de contacto son plateados y los conductores fusibles son de plata pura. Su forma especial, determinada a través de un sinnúmero de ensayos, en combinación con la arena de cuarzo preparada especialmente como medio de extinción, garantiza una alta capacidad de ruptura como así también una interrupción sin fallas de pequeñas sobrintensidades, corriente mínima hasta un tiempo de fusión de 1 minuto.

Los fusibles tienen una fuerte acción limitadora de la corriente. Cortan la corriente de cortocircuito antes que llegue a su valor cresta. El tiempo de corte total es menor a 10 milisegundos. El valor de la intensidad de paso I_d es función de la intensidad nominal I_n , del instante del corte (ángulo de conexión) y de la corriente disponible. La acción limitadora de la corriente de cortocircuito más elevadas; permite proteger los aparatos e instalaciones contra las sollicitaciones térmicas y dinámicas demasiado elevadas.

Después del corte de la lámina fusible el percutor perfora una lámina colocada en uno de los casquetes de contacto. La fuerza del percutor es de 5 ± 1 kg.





Punta transitoria de conexión del transformador

Este fenómeno se produce a la hora de la puesta en tensión del transformador, y es función de la inductancia remanente del circuito magnético del transformador.

Las tablas prácticas (figuras 196 y 197) resumen el valor de la punta de conexión y del tiempo de duración de esta punta en función de la potencia y del tipo de transformador.

Así pues desde el punto de vista de la protección, la única forma de evitar disparos intempestivos a la hora de la conexión del trafo, es temporizar la protección de Máximo de Intensidad Instantánea (cortocircuito), para dejar pasar esta corriente sin que dispare el disyuntor. Como la inrush es rica en segundo armónico, se usa la protección con esta restricción.

Potencia (kVA)	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	>3150
punta ($\times I_n$)	14	12	12	12	12	12	11	10	10	9	9	8	8	8
tiempo (s)	0,15	0,20	0,22	0,24	0,25	0,27	0,30	0,30	0,35	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55

Fig. 171: Punta de conexión en el lado MT para trafos MT / BT con aislamiento líquido.

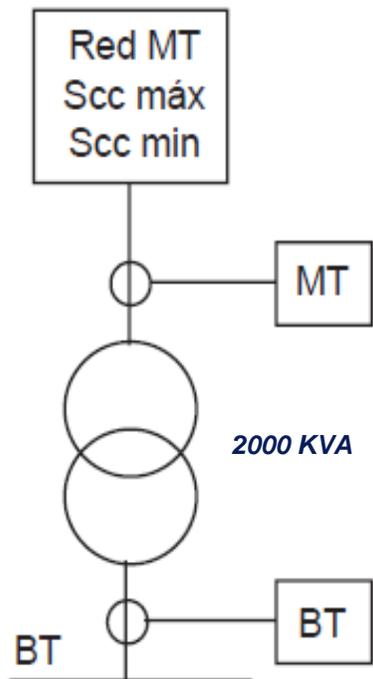
Potencia (kVA)	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
punta ($\times I_n$)	10,5	10,5	10	10	10	10	10	10	9,5
tiempo (s)	0,13	0,18	0,25	0,26	0,30	0,30	0,35	0,40	0,40

Fig. 172: Punta de conexión en el lado MT para transformadores con aislamiento seco (tipo Trifa).

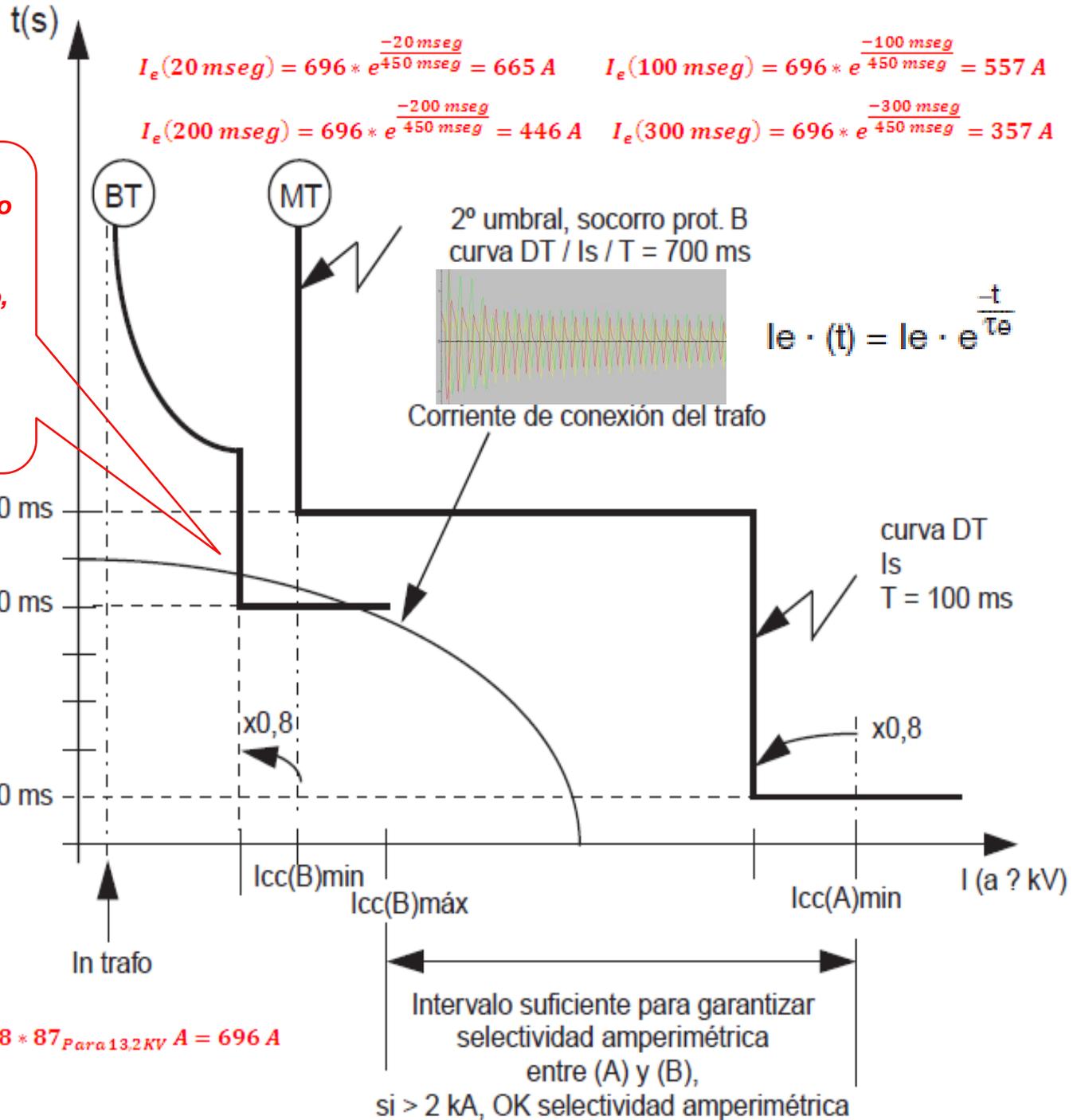
Protección de transformadores

Tipo de defecto		Potencia AT / MT $S_n > 10 - 15$ MVA	Distribución MT / BT	
			sumergido	seco
Sobrecarga	base	imagen térmica	imagen térmica	imagen térmica
	opción	termosato	termosato (DGPT2)	sondas Pt100
Cortocircuito externo	base	2 Max de I (*)	2 Max de I (*) o fusibles	2 Max de I (*) o fusibles
	opción	luchholz	DGPT2	
Cortocircuito interno	base	luchholz	DGPT2	
	opción	diferencial		
Defecto a tierra	base	Máx de I homopolar aguas arriba y aguas abajo	Máx. I homopolar aguas arriba y aguas abajo	Máx. I homopolar aguas arriba y aguas abajo
	opción	masa cuba	masa cuba	

(*) = Selectividad amperimétrica entre aguas y aguas abajo.

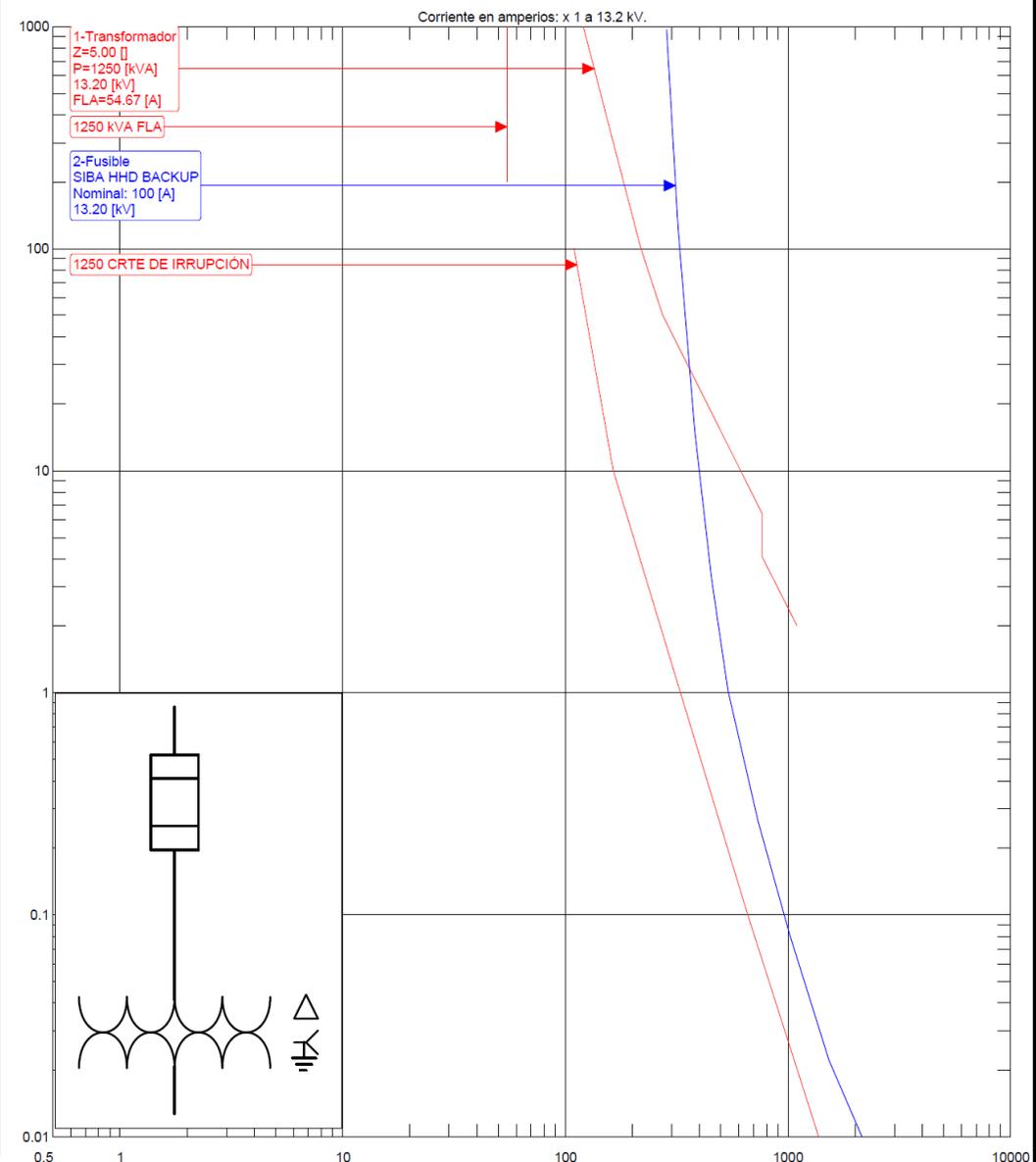
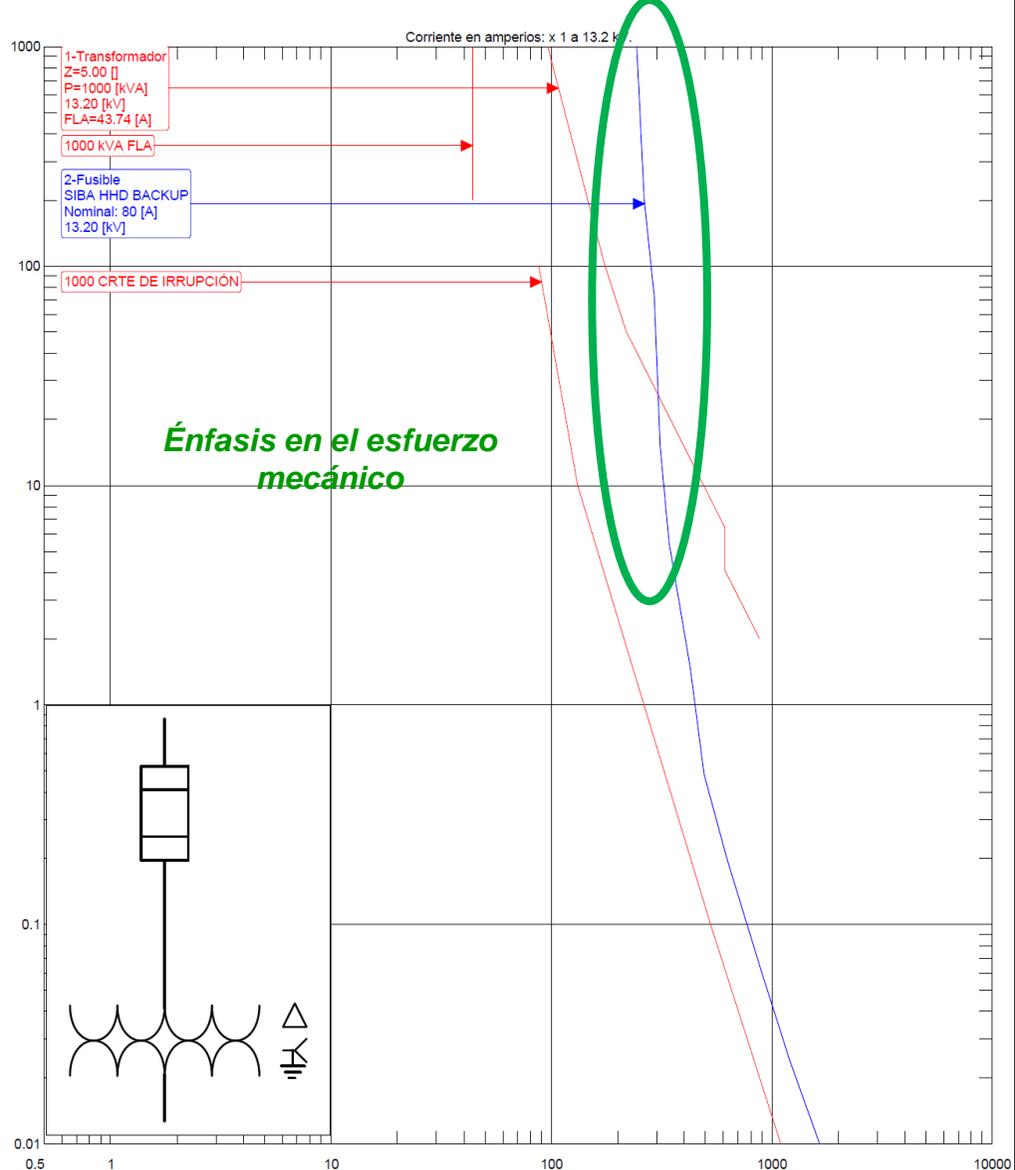


Este cruzamiento no es real para el secundario, pues la Inrush aparece solo en el Primario



P (kVA)	I _{cresta} /I _n	Cte. de tiempo (ms)
50	15	100
100	14	150
160	12	200
250	12	220
400	12	250
630	11	300
800	10	300
1000	10	350
1250	9	350
1600	9	400
2000	8	450

$8 * 87_{\text{Para } 13,2 \text{KV}} A = 696 A$

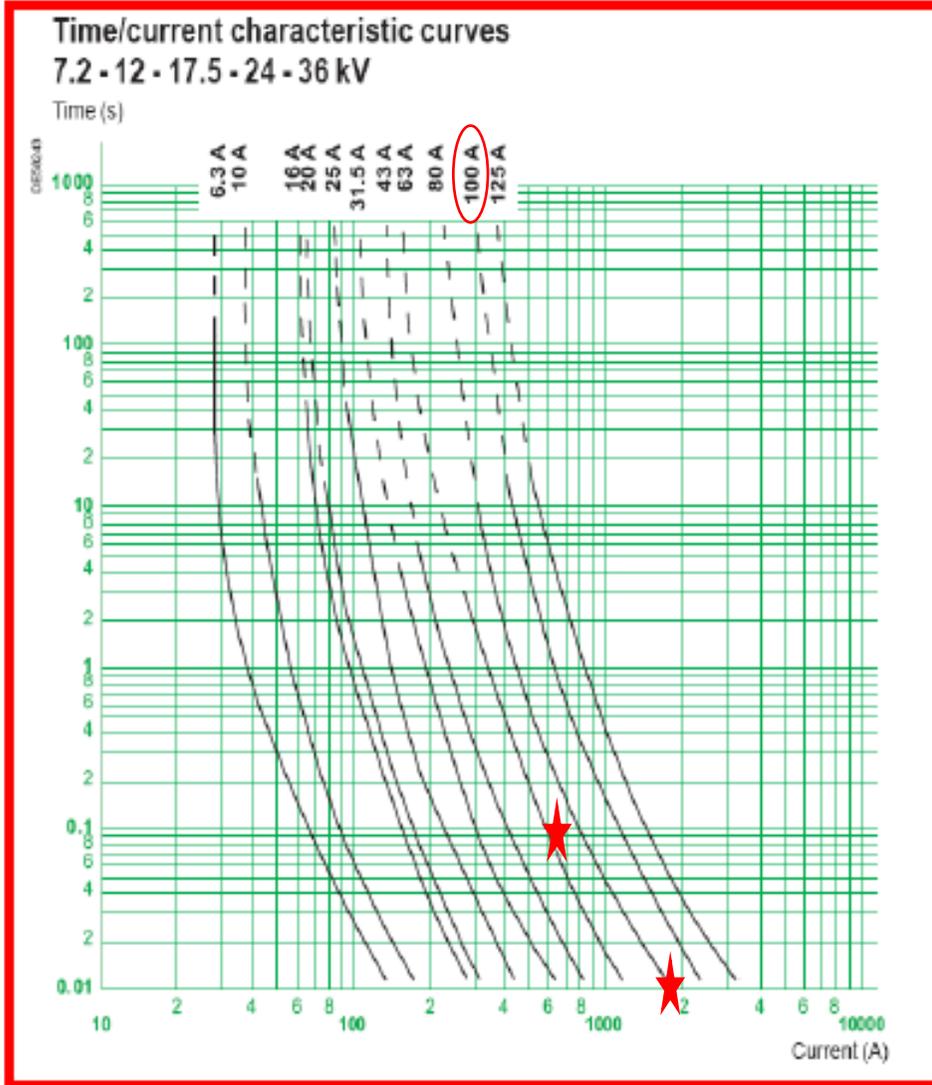
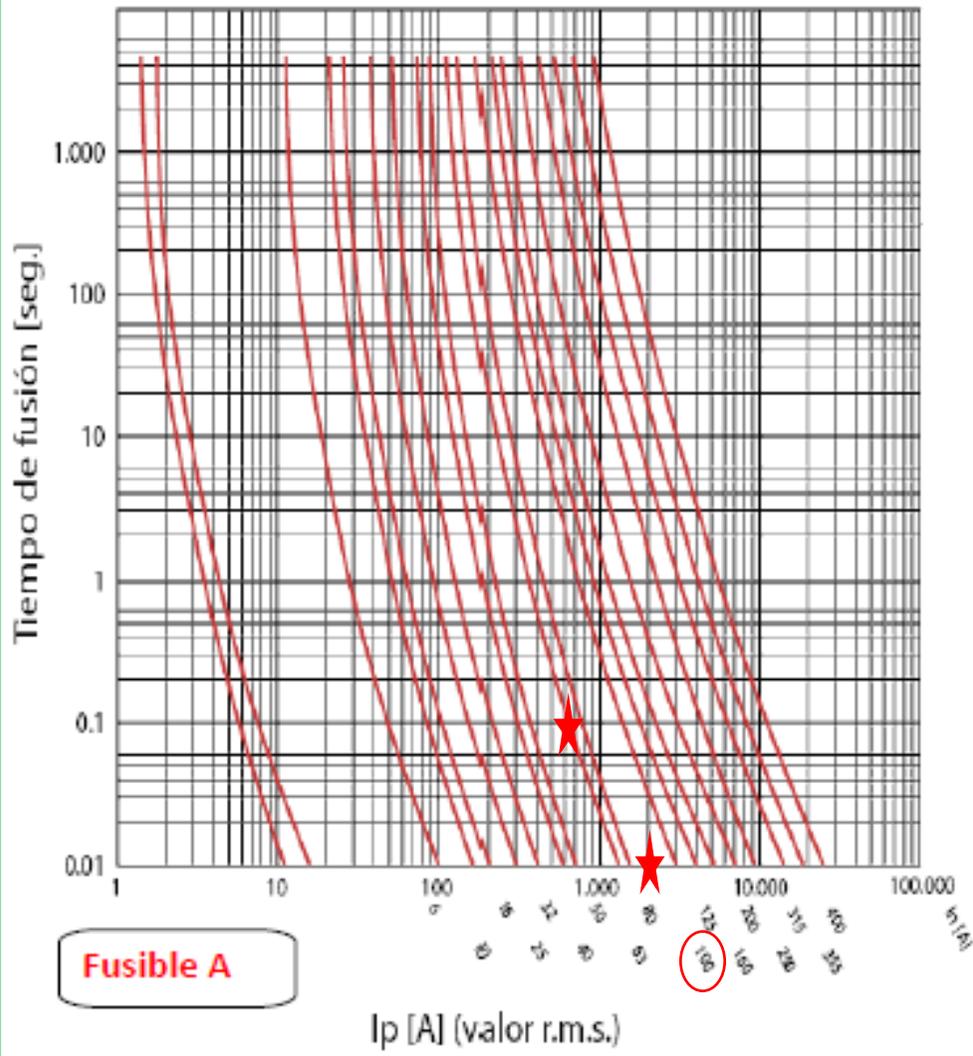


FUSIBLES HHC

PROTECCIÓN DE
TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCIÓN CON
SBC Y FUSIBLES
IEC 62271-105

1.1- Los fusibles **HH**, de respaldo de transformadores de distribución 13,2 KV, deben responder a:

<i>Potencia KVA</i>	<i>3 in</i> <i>10 seg</i>	<i>6 in</i> <i>1 seg</i>	<i>12 in</i> <i>100 mseg</i>	<i>25 in</i> <i>10 mseg</i>	<i>Fusible</i> <i>A</i>	<i>Fusible</i> <i>B</i>
800 (In = 35 A)	105	210	420	875	63	63
1000 (In = 43 A)	129	258	516	1075	80	63
1250 (In = 55 A)	165	330	660	1375	80	80
1600 (In = 70 A)	210	420	840	1750	100	100
2000 (In = 88 A)	264	528	1056	2200	100	125
2500 (In = 109 A)	327	654	1308	2725	125	125



Celdas Secundarias con Seccionador Bajo Carga (SBC) y Fusibles HH (COMBINADO)

Una vez determinado el calibre del fusible, Para la operación conjunta y satisfactoria del COMBINADO, es necesario tener en cuenta ciertas premisas, según [IEC 62271-105, ex IEC 60420](#).

El corte monofásico de la fase en falla, se evita utilizando el Combinado SBC-Fusibles, en el que los fusibles que se instalan, ya sean de Respaldo, de Propósito General o de Rango Total, tienen un percutor que se activa con la fusión. Con este tipo de aparato el primer fusible que funde acciona mediante su percutor el mecanismo del SBC y provoca la apertura de éste. Por tanto el corte de la alimentación es tripolar, independientemente de la razón de fusión del fusible.

Este modo de funcionamiento permite también cortar mediante el SBC las corrientes de defecto de valores bajos, situadas en la zona prohibida del fusible, entre la corriente mínima de fusión y la corriente mínima de corte I_3 , para los de Respaldo y que son los más comunes en nuestro mercado. Así se suprime el riesgo asociado de no corte y posible explosión del fusible.

Por el contrario, puesto que el SBC del «Combinado» no tiene Capacidad de Ruptura, hasta la corriente de cortocircuito, la selección de la pareja «SBC-Fusibles» debe respetar las reglas de coordinación impuestas por la IEC 62271-105.

Con el uso del «Combinado», se busca el reparto de la protección de las corrientes de falla, según las siguientes condiciones:

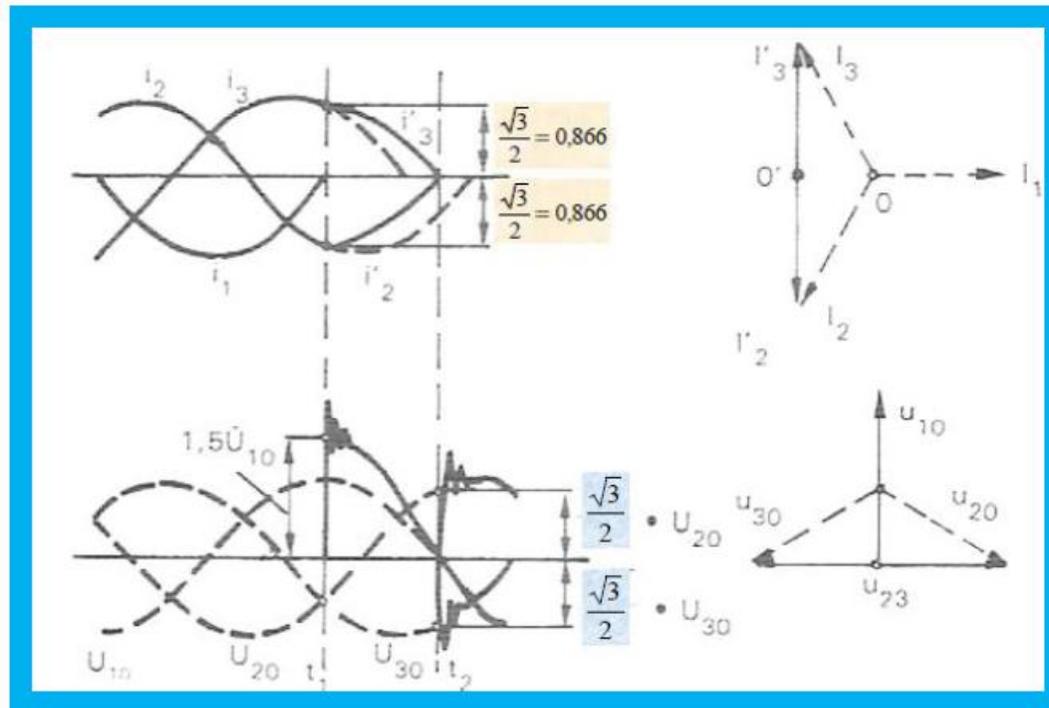
- 1) Las grandes intensidades de falla son eliminadas por los fusibles aprovechando su Capacidad de Ruptura y su efecto limitador.
- 2) Las intensidades de falla menores, son eliminadas por una orden del Percutor Térmico o una orden externa, proveniente por ejemplo, de una protección de imagen térmica, activando una bobina de apertura del SBC. Esta bobina de apertura no todos los fabricantes la proveen en el equipamiento estándar.

Consideraciones

Entre los parámetros que se deben considerar para determinar un Combinado SBC-Fusibles está la capacidad del SBC para interrumpir las Corrientes de Transición ($I_{transfer}$) ó I_4 .

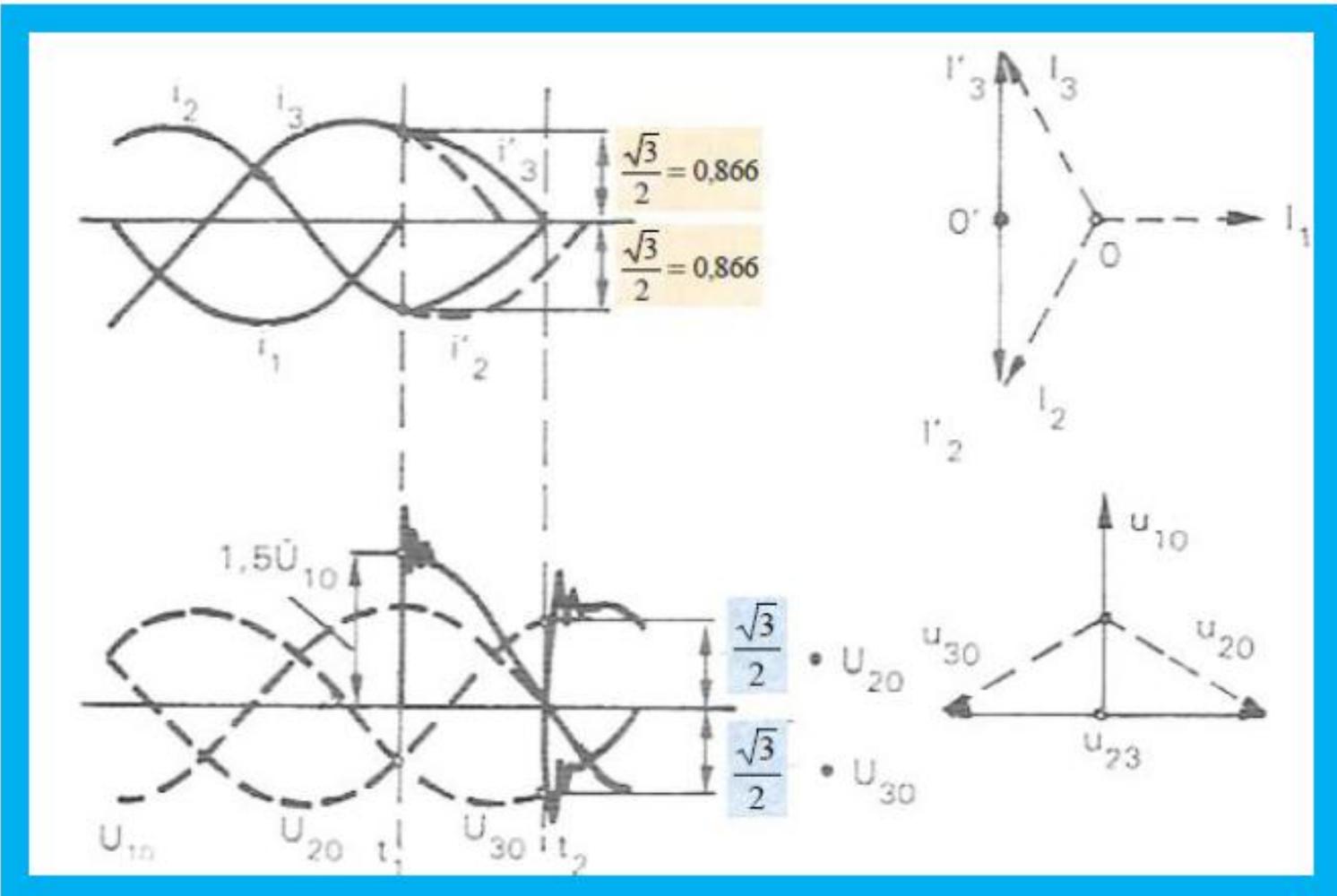
La Corriente de Transición, es definida como la corriente a la cual, bajo la acción del percutor del Fusible, la Capacidad de Ruptura es transferida desde los Fusibles al SBC, que obviamente debe resistirla sin inconvenientes. Esto significa que por ejemplo el Fusible de 63 A del Fabricante A puede transferir menos corriente al SBC, que el Fusible de 63 A del Fabricante B. Por ejemplo el Fusible A transfiere 800 A y el Fusible B 900 A. Si se cuenta entonces con un SBC cuya $I_4 \text{ ASIGNADA} = 850 \text{ A}$, debo usar indefectiblemente, el Fusible del Fabricante A.

El valor de la Corriente de Transición se define como el valor de la Corriente Trifásica, en condición de falla, para la que los fusibles y el SBC se complementan para la función de corte: inmediatamente por debajo de este valor, la corriente en el primer polo que corta es interrumpida por el percutor del fusible, ya sea Percutor Térmico o por efecto M, y la corriente en los otros dos polos por el SBC; inmediatamente por encima de ese valor, la corriente en las tres fases es interrumpida por los fusibles.



Quando el primer fusible abre una corriente de falla I_1 , en el tiempo T_1 , los otros dos fusibles ven corrientes de falla de $0,87 I_1$. Esto hay que tenerlo muy presente porque, la transferencia de la capacidad de ruptura del fusible al SBC, ocurre cuando, después de la fusión del primer fusible (I_1), el SBC abre bajo la acción del percutor, antes o al mismo tiempo en el cual funde el segundo fusible ($0,87 I_1$), habiendo una inevitable diferencia entre los tiempos de fusión de los dos fusibles.

En la figura a continuación, se observa la relación de corrientes y tensiones al momento del corte en el tiempo T_1 , para el corte de una carga inductiva. El conocimiento previo de esta diferencia de tiempos, entre los tiempos de fusión de los fusibles, permite la comparación de este tiempo con el de apertura del SBC.



Seccionador Bajo Carga. Corriente de Transición ($I_{transfer}$) ó I_4 .

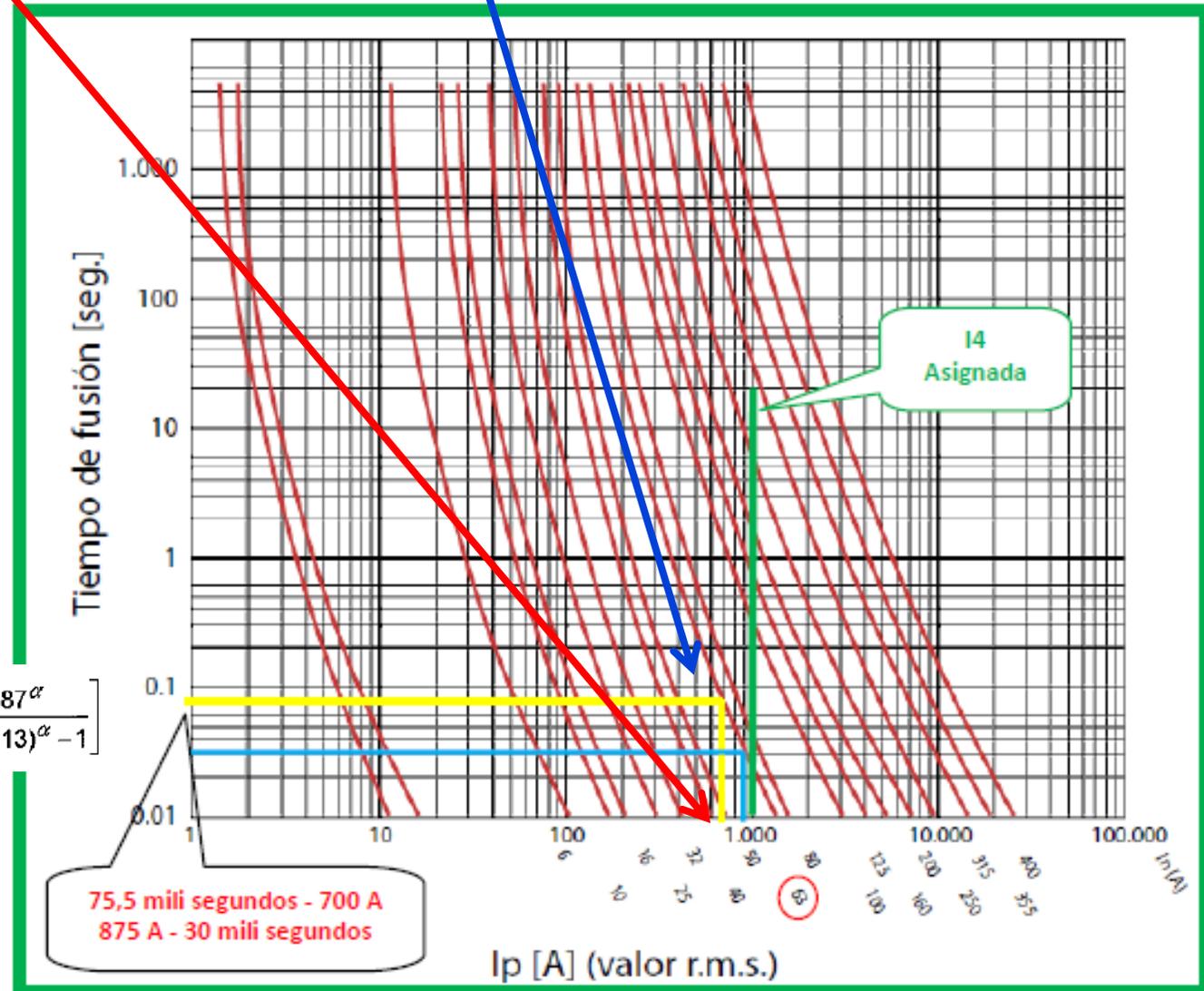
Para determinar las características de los límites de funcionamiento del Combinado, la Norma IEC 60420, que fue reemplazada por la IEC 62271-105, propone un cálculo de $I_{transfer}$ ó I_4 que se resume en los siguientes pasos:

- a) Elección del Fusible de protección del transformador
- b) Del fabricante de la Celda y su correspondiente SBC, solicitar el T_0 ó t_s que es el tiempo de apertura del SBC bajo la acción del percutor. Esto es fácil decirlo o expresarlo, lo difícil, que en nuestro caso nos llevó meses de insistencia, es conseguir de los fabricantes, T_0 ó t_s , que surge de los Ensayos de Tipo.
- c) Calcular t_{It} ó T_{m1} según la siguiente expresión

$$t_{It} = \frac{0,87^\alpha t_s}{1,13^\alpha - 1} \quad T_{m1} = T_0 \left[\frac{0,87^\alpha}{(1+0,13)^\alpha - 1} \right]$$

- d) La Corriente de Transición ó de Transferencia es la corriente que corresponde a una duración de la fusión del fusible, sobre su característica tiempo – corriente igual a t_{It} ó T_{m1} , o sea que trazando una horizontal desde el eje de tiempos con este valor, hasta cortar a la característica del fusible, y desde este punto una vertical hasta el eje de corrientes, se obtiene la Corriente de Transición I_4 . A menor I_4 , menor sollicitación para el SBC.
- e) Resta ahora conseguir del fabricante el valor de la I_4 para su SBC, lo que también surge de los Ensayos de Tipo, y que debe ser mayor que la calculada.

d) La Corriente de Transición ó de Transferencia es la corriente que corresponde a una duración de la fusión del fusible, sobre su característica tiempo – corriente igual a t_{It} ó T_{m1} , o sea que trazando una horizontal desde el eje de tiempos con este valor, hasta cortar a la característica del fusible, y desde este punto una vertical hasta el eje de corrientes, se obtiene la Corriente de Transición I_4 . A menor I_4 , menor sollicitación para el SBC.



$$t_{It} = \frac{0,87^\alpha t_s}{1,13^\alpha - 1}$$

$$T_{m1} = T_0 \left[\frac{0,87^\alpha}{(1+0,13)^\alpha - 1} \right]$$

75,5 mili segundos - 700 A
875 A - 30 mili segundos

I_p [A] (valor r.m.s.)

Valor de α (Pendiente del Fusible)

Para el cálculo de α , generalmente es necesario un cálculo repetitivo en varios pasos, debido a la variación de la pendiente a lo largo de la característica del fusible. Los parámetros constructivos de los fusibles pueden variar de un calibre a otro en un mismo tipo de producto, por lo que el coeficiente α varía entre $\alpha = 2,2$ y $\alpha = 5,2$.

Tiempo de Apertura T_0 ó t_s y Corriente de Transición ($I_{transfer}$) ó I_4 , de equipos disponibles en el mercado

Los tiempos de apertura de los SBC, bajo la acción del percutor, van de 60 mili segundos a 90 mili segundos, tanto para tensiones de 33 KV como para 13,2 KV.

Las corrientes de transición son de alrededor de 700 A para los 33 KV, y del orden de los 800 a los 1200 A para los 13,2 KV.

La Norma IEC 62271-105 impone dos condiciones referida a la ($I_{transfer}$) ó I_4

- 1) **No solicitar al SBC más allá de sus prestaciones: Corriente de Transición Calculada inferior al valor Asignado. $I_{transfer} < I_4$ Asignada**
- 2) **No solicitar al SBC más allá de sus prestaciones: Corriente de Transición Calculada inferior a la corriente en caso de defecto en los bornes BT. $I_{transfer} < ICC_{BT}$**

Puntos de ocurrencia de falla y tipo de falla

Antes de continuar con el análisis de la situación del Combinado para eliminar una falla, es necesario considerar: a) los puntos donde se produce eventualmente una falla; b) qué tipo de falla es: unipolar a tierra, bipolar, tripolar limpia, etc.

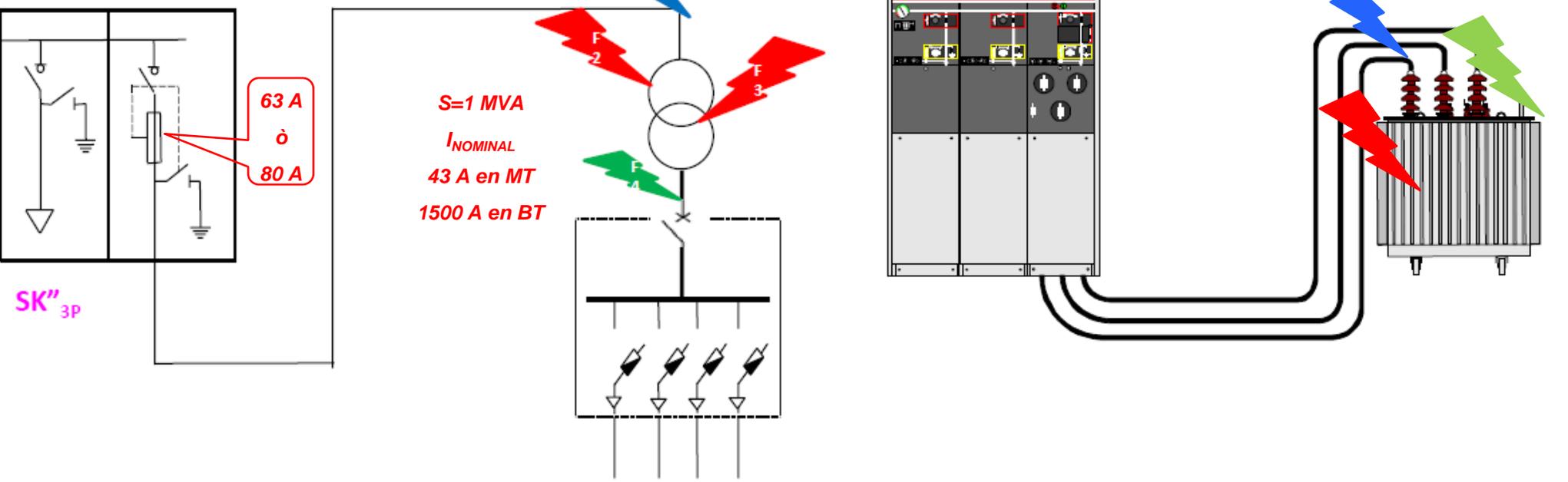
Muy importante, la Norma hace todo el desarrollo solamente para corriente de falla tripolar limpia.

Se analizan distintas ubicaciones teniendo en cuenta la producción por efectos de la falla, de los valores máximos de corriente de cortocircuito, aplicando el método de las componentes simétricas y en el caso de los puntos de falla F2 y F3, se tiene en cuenta además que la tensión mínima en el bobinado en triángulo, es la mitad de la tensión entre fase y tierra ($U_{NOMINAL}/2*1,73$) y es justo en el punto medio de la fase.

Además se puede visualizar que la impedancia del bobinado en triángulo, es máxima en su centro (por efecto de la reactancia de fuga de un 25% a 50% mayor), de ahí el valor mínimo de la corriente de falla en ese punto. También se ve que para fallas cercanas a los extremos del bobinado, los valores de corriente de falla respecto a la nominal, dependiendo del valor de Z_E , pueden hasta triplicarse.

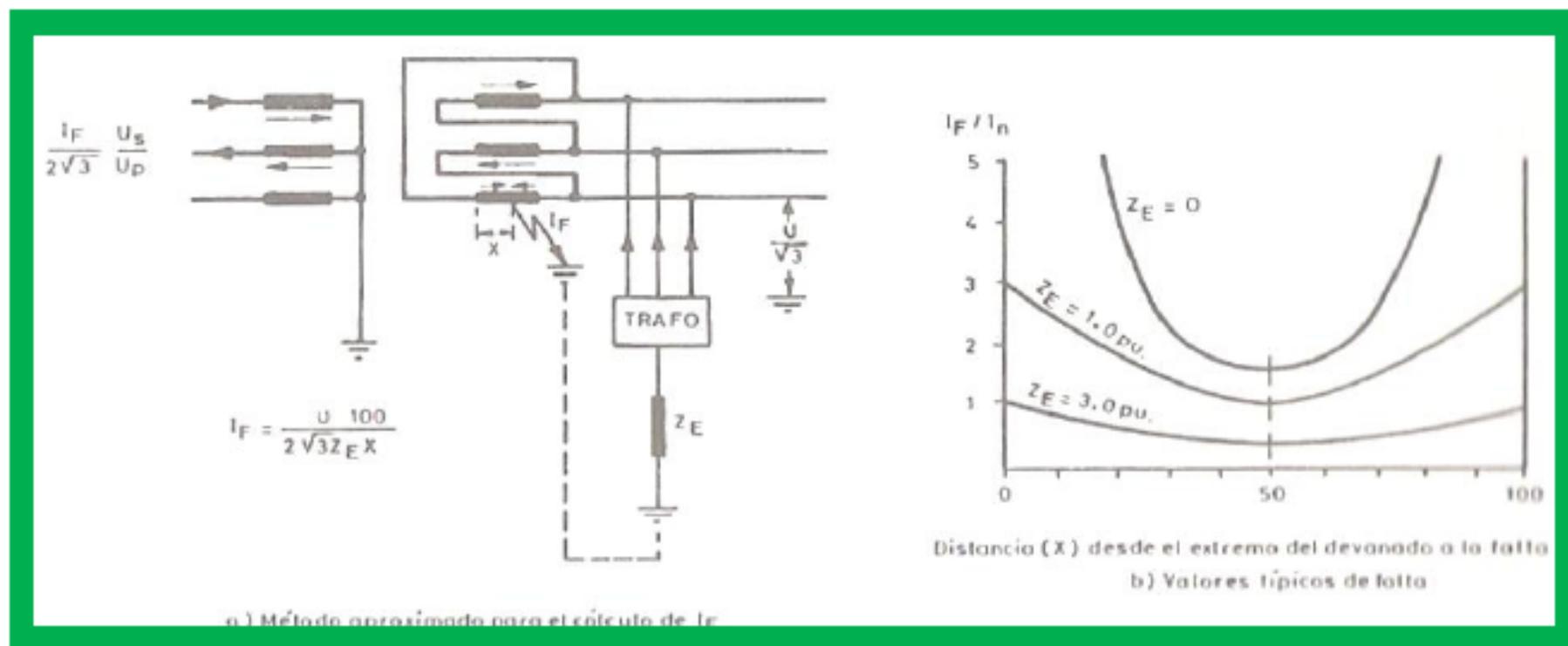
Con $Z_E=0$ en la figura del Reactor de Neutro los valores son excesivamente grandes. Esta corriente de falla se divide en partes iguales en las otras dos fases no falladas del Δ .

$$I_{\text{fase no fallada}} = I_{\text{fase fallada}}/2$$



1) Falla F1, en los terminales de 13,2 KV ó 33 KV del transformador. Lo más común, es que esta falla aparezca como consecuencia de la intromisión de un animal, gato o pericote. Puede ser unipolar a tierra y tripolar o bipolar; con o sin contacto a tierra.

2) Falla F2, a masa en el arrollamiento de MT. La corriente de falla unipolar a tierra, se cerrará por el centro estrella de la ET, y su valor, como en todos los casos, dependerá del tipo de aterramiento según el Transformador de Potencia de la ET: a) $Y\Delta$; reactor de neutro, o resistencia de neutro y reactor de neutro como lo indicado en la siguiente figura, b) ΔY ; solamente resistencia de neutro. La tripolar y la bipolar se calculan suponiendo falla a la mitad del bobinado.



3) Falla F3 - F4, en los terminales de BT, antes de la protección de BT

Ejemplo numérico

Designación	Elemento	Datos Característicos
SK"3P	Red de Tensión Rígida	$U_n = 13,2 \text{ KV}$ $S_K = 300 \text{ MVA}$
T	Transformador de Distribución	$u = 13,2 \text{ KV}/0,40 \text{ KV}$ $S_n = 1 \text{ MVA}$ $u_k = 5 \%$
CAS (Cable MT)	Cable Armado Subterráneo de MT $3 \times 35 \text{ mm}^2$	$L = 10 \text{ metros}$ $r = 0,668 \Omega/\text{Km}$, $x = 0,122 \Omega/\text{Km}$
CAB (Cable de BT)	Cable Subterráneo de BT $3(3 \times 1 \times 185) \text{ mm}^2$	$L = 10 \text{ metros}$ $r = 0,126 \Omega/\text{Km}$, $x = 0,188 \Omega/\text{Km}$

Elemento	Cálculo	X (Ω)	R (Ω)
SK"3P	$X_\varnothing = 1,1 \frac{(13,2 \text{KV})^2}{300 \text{MVA}}$ $R/X = 0,1$	0,638	0,0638
T	$X_T = \frac{5\%}{100\%} \frac{(13,20 \text{KV})^2}{1 \text{MVA}}$ $R/X = 0,031$	8,71	0,27
CAS	$L = 10 \text{ metros}$ $r = 0,668 \Omega/\text{Km}$, $x = 0,122 \Omega/\text{Km}$	0,0012	0,0066
CAB	$L = 10 \text{ metros}$ $r = 0,126 \Omega/\text{Km}$, $x = 0,188 \Omega/\text{Km}$	$0,0007 \Omega / 0,7623 \Omega$ $Z_{\text{PRIMARIO}} = \frac{Z_{\text{SECUNDARIO}}}{\left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} = \Omega$	

FALLA EN F1

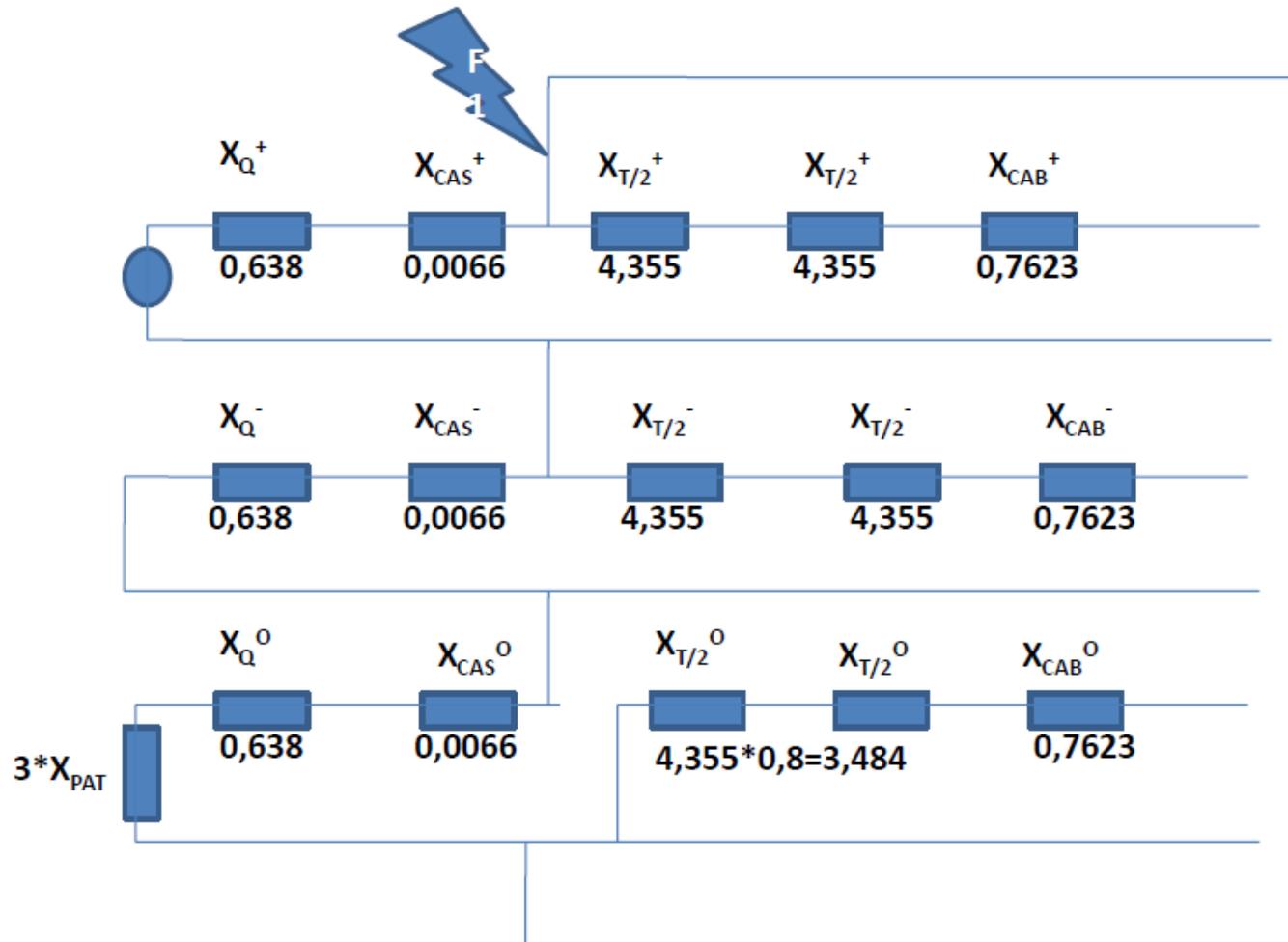
$$I_{K''3P} = \frac{1,1 \cdot \text{Uno min alKV}}{(X_{CC})\Omega\sqrt{3}} = KA$$

$$I_{K''3P} = \frac{1,1 \cdot 13,20KV}{(0,638 + 0,0066)\Omega\sqrt{3}} = 13KA$$

$$I_{K''2P} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{K''3P} = 11,25KA$$

$$I_{k''1} = 3 \cdot \frac{13,2KV / \sqrt{3}}{\left(\frac{1}{3} * X_{Directa} + 3 * X_{Homopolar} \right) \Omega} = KA$$

$$I_{k''1} = \frac{3 * 13,2KV}{(2 * (0,638 + 0,0066) + 3 * 6R_{patEETT})\Omega\sqrt{3}} = 1,18KA$$



FALLA EN F2

$$I_{K''3P} = \frac{1,1.13,20KV}{(0,638 + 0,0066 + (8,71/2))\Omega\sqrt{3}} = 1,67 KA$$

$$I_{K''2P} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{K''3P} = 1,44 KA$$

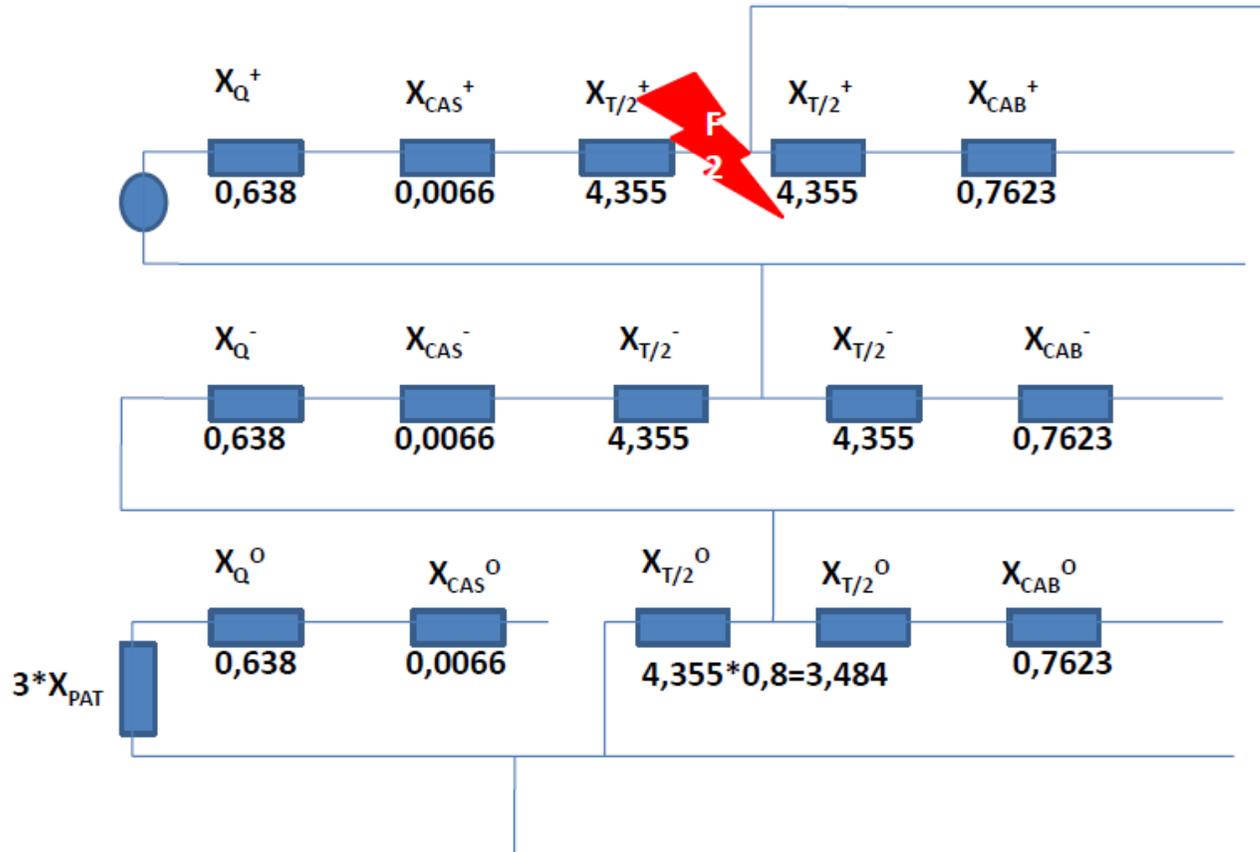
$$I_{K''1} = \frac{3 * 13,2KV}{(2 * (0,638 + 0,0066 + 4,355) + 3,484)\Omega\sqrt{3}} = 1,69 KA$$

$$I_F = 100 * \frac{U_{NOMINAL}}{2 * \sqrt{3} * R_{PAT} * 50\% \text{bobinado en falla}}$$

$$I_F = 100 * \frac{U_{NOMINAL}}{2 * \sqrt{3} * 6 * (8,71 + 4,355)} = 4,8 KA / 2 = 2,4 KA$$

$$I_F = 100 * \frac{13,2KV}{2 * \sqrt{3} * 6\Omega * 100\% \text{bobinado en falla}}$$

$$I_F = 100 * \frac{U_{NOMINAL}}{2 * \sqrt{3} * R_{PAT} * 8,71} = 7,3 KA / 2 = 3,65 KA$$

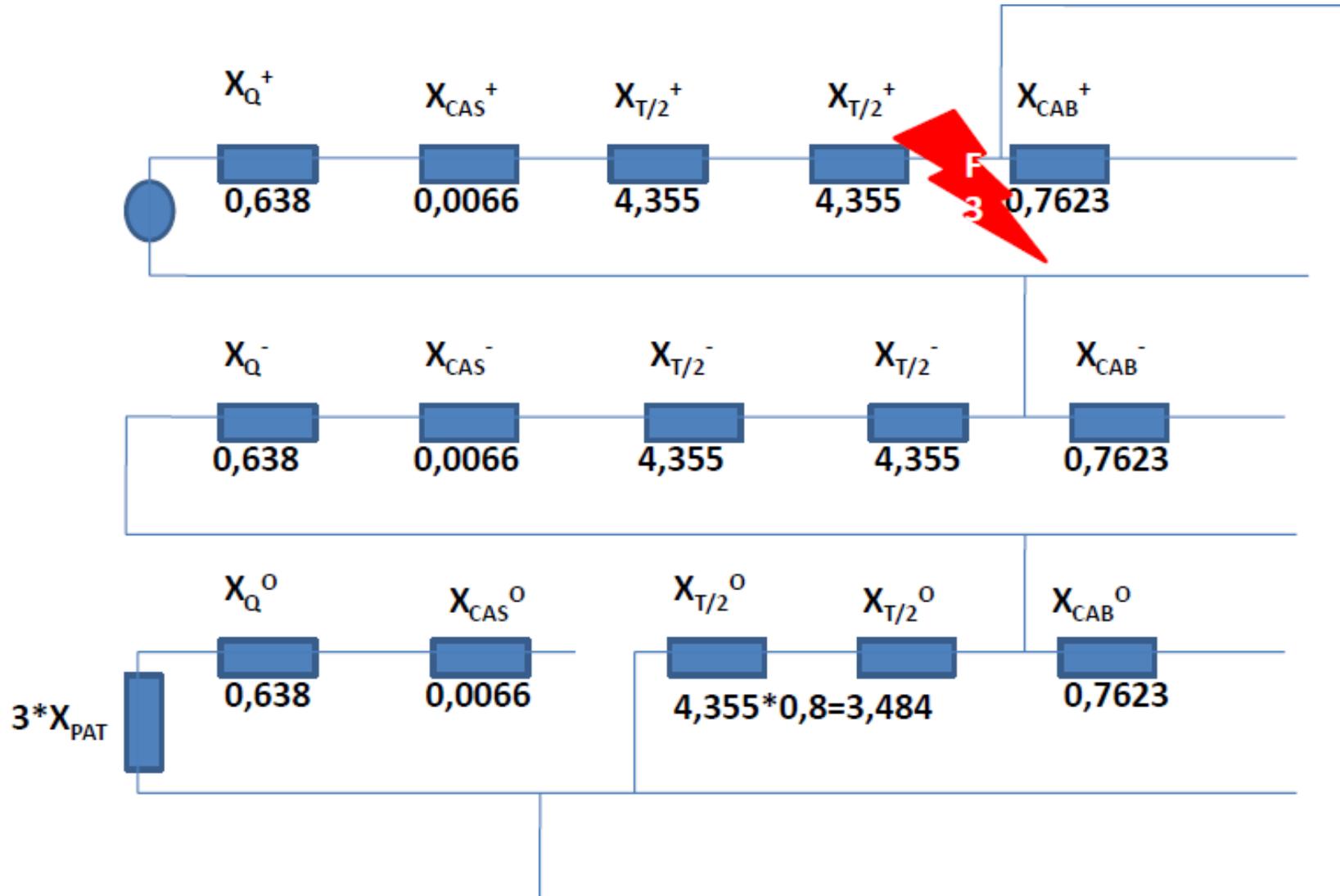


FALLA EN F3

$$I_{K''3P} = \frac{1,1 \cdot 13,2 \text{KV}}{(0,638 + 0,0066 + 8,71) \Omega \sqrt{3}} = 0,897 \text{KA}$$

$$I_{K''2P} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{K''3P} = 0,776 \text{KA}$$

$$I_{K''1} = \frac{3 * 13,2 \text{KV}}{(2 * (0,638 + 0,0066 + 8,71) + 6,968) \Omega \sqrt{3}} = 0,891 \text{KA}$$

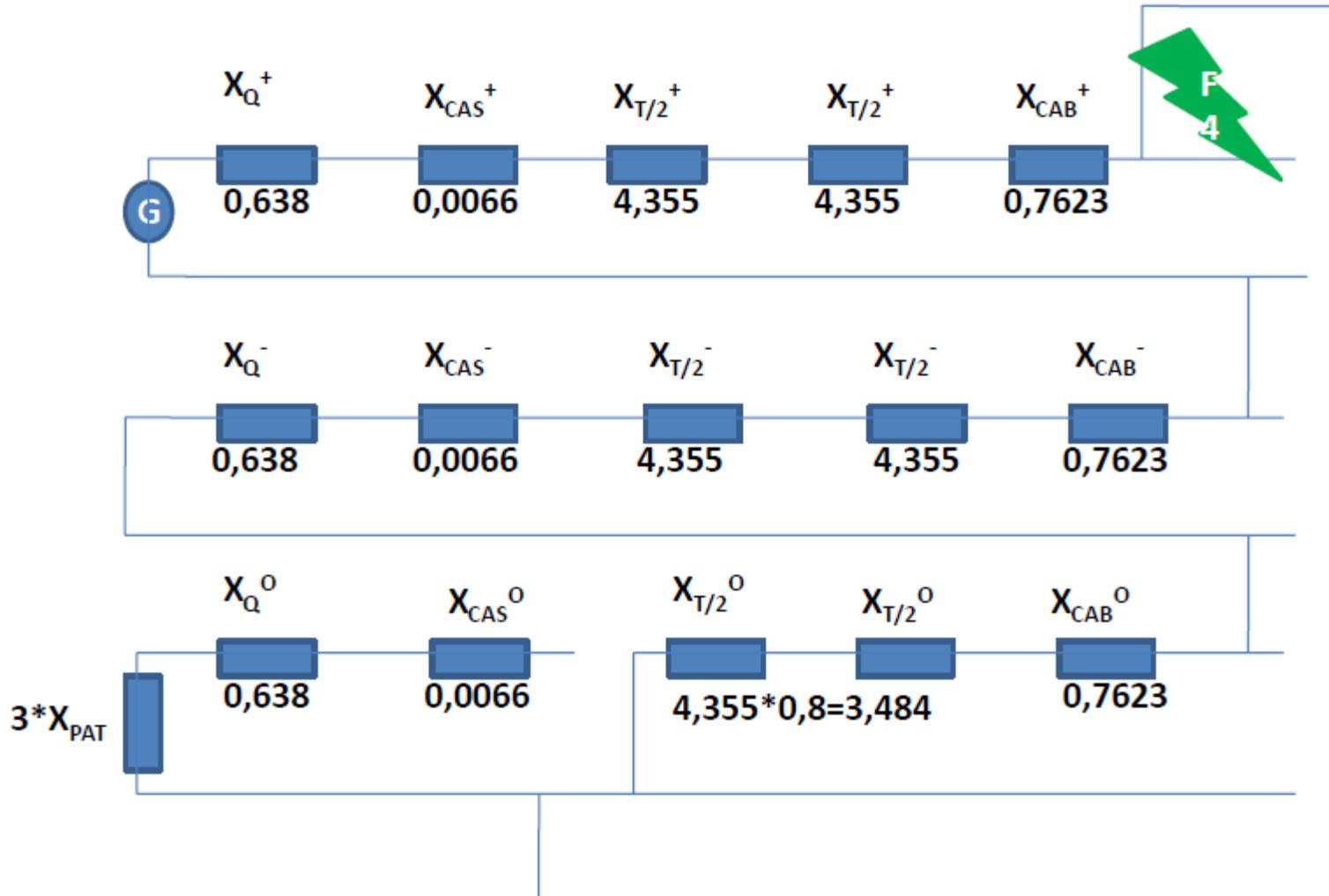


FALLA EN F4

$$I_{K''3P} = \frac{1,1.13,20KV}{(0,638 + 0,0066 + 8,71 + 0,7623)\Omega\sqrt{3}} = 0,829KA$$

$$I_{K''2P} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{K''3P} = 0,717KA$$

$$I_{K''1} = \frac{3 * 13,2KV}{(2 * (0,638 + 0,0066 + 8,71 + 0,7623) + (6,968 + 0,7623))\Omega\sqrt{3}} = 0,818KA$$



RESUMEN DE VALORES DE FALLA

Punto de ubicación de la falla	IK''_{3P} KA	IK''_{2P} KA	IK''_{1P} KA
F1 externa en 13,2 KV	13	11,25	1,18
F2 interna lado 13,2 KV	1,67	1,44	1,69
F3 externa 0,400 KV	0,897	0,766	0,891
F4 externa con cable de BT	0,829	0,717	0,818

VALORES DE FALLA F2 PARA FALLA EN EL TRIÁNGULO (UNIPOLAR A TIERRA)

Fase	I_{falla} 50 % del bobinado	I_{falla} 100 % del bobinado
R sana	2,4	3,65
S sana	2,4	3,65
T con falla	4,8	7,30

Se puede hacer también un análisis por cada una de las fallas de la siguiente manera:

F1	$IK^{*}3P = 13 \text{ KA}$	Estos dos valores de corriente de falla son tan grandes que la acción de despeje de falla es exclusiva de los fusibles y con tiempos menores a 10 mili segundos.
	$IK^{*}2P = 11,2 \text{ KA}$	
	$IK^{*}1P = 1,18 \text{ KA}$	En este caso el fusible en falla abre a los 50 mili segundos, y si el SBC, debe interrumpir las otras dos fases, la corriente homopolar que debe cortar es de $= 1,18 \text{ KA}(I_{RESIDUAL}) / 3 = 393 \text{ A}$, valor menor a su corriente nominal que es de 400 A.
F2	$IK^{*}3P = 1,67 \text{ KA}$	Estos valores de corriente de falla son suficientemente grandes como para asegurar que la acción de despeje de falla es exclusiva de los fusibles y con tiempos menores a 10 mili segundos.
	$IK^{*}2P = 1,44 \text{ KA}$	
	$IK^{*}1P = 1,69 \text{ KA}$	
F2 FALLA EN EL TRIÁNGULO 2,4 – 4,8 KA 3,65 – 7,30 KA		Estos valores de corriente de falla son tan grandes que la acción de despeje de falla es exclusiva de los fusibles y con tiempos menores a 10 mili segundos.
F3 y F4	$IK^{*}3P = 897 \text{ A}$	Para esta falla, las corrientes que ven los polos del SBC son: un polo ve 897 A y los otros dos ven 780 A. Ésta es la situación más delicada.
	$IK^{*}2P = 776 \text{ A}$	En estas dos situaciones puede haber problemas en el corte del SBC por el nivel de corriente cercano a la corriente de transición.
	$IK^{*}1P = 891 \text{ A}$	

Retomando el ejemplo

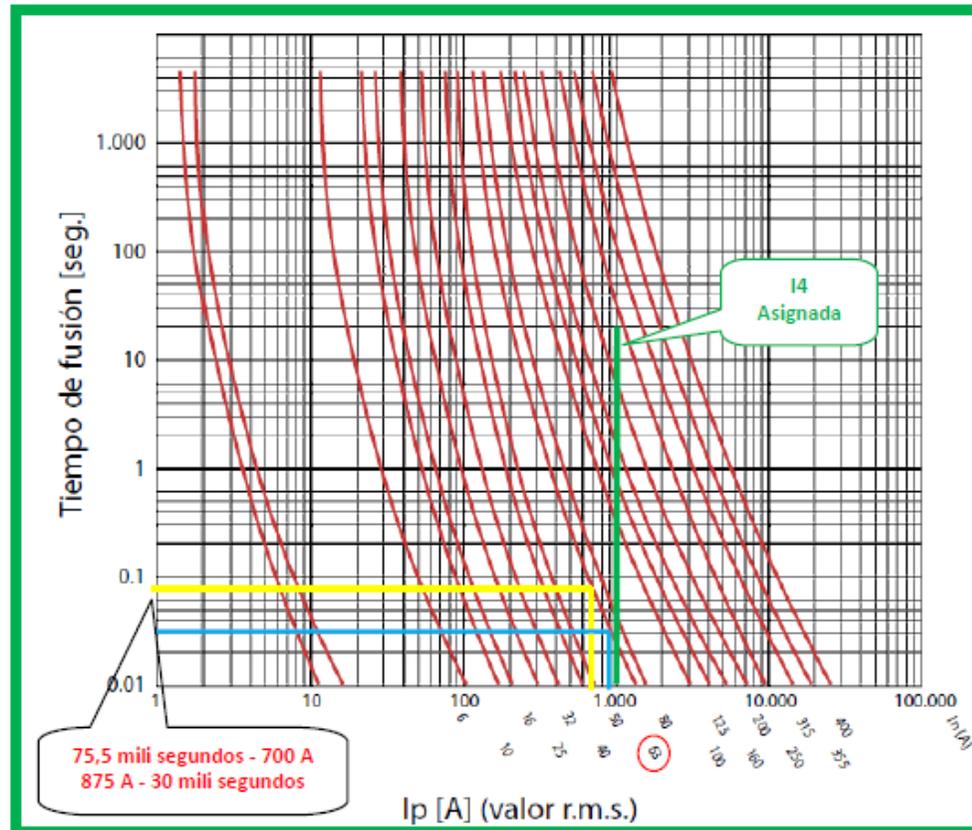
Primera Condición. Valor de $I_{transición}$

Volviendo sobre el ejemplo: 1) con una Celda con un Combinado SBC-Fusibles equipado con fusibles de **63 A**, con una pendiente $\alpha = 3,32$; 2) con un Tiempo de Apertura por la acción del percutor es de **60 ms (ts)**, se obtiene así una duración de fusión a la transición igual a:

$$t_{I_t} = \frac{0,87^{3,32} \times 60}{(1,13^{3,32} - 1)} = 75,5 \text{ ms}$$

Con las curvas tiempo-corriente se determina:

$$I_{transfer} = 700 \text{ A} < I_4 \text{ Asignada} = 1000 \text{ A}$$



Segunda condición. Verificación del otro punto que fija la Norma y que es:

$$I_{\text{transición}} = 700 \text{ A} < I_{\text{cc BT}} = 875 \text{ A}$$

Para ello, la corriente de corto circuito en BT, para una máquina de 1000 KVA, considerando potencia infinita en 13,2 KV, es:

$$I_{\text{CCBT}} = 100 * I_{\text{NOMINAL TRAFO}} * (1/U_{\text{CC}}) = 100 * 1445 * (1/5) = 28900 \text{ A}$$

Que vistos desde el primario son:

$$875 \text{ A,}$$

Que responde **A LO DISPUESTO POR LA NORMA**, y estableciendo como peor condición no una falla en MT, sino una falla en BT en bornes antes de la protección de BT.

Cabe aclarar que si la I_4 del SBC, fuera de 800 A, no se podría usar con fusibles de 63 A del tipo elegido. Además el contemplar la norma que $I_{\text{transición}} < I_{\text{cc BT}}$, asegura la actuación del fusible antes que la actuación del SBC.

Conclusiones y recomendaciones

El correcto uso del Combinado asegura la protección de los fusibles por el SBC, y la protección del SBC por los fusibles.

Este estudio confirma que para máquinas de distribución la protección con SBC y fusibles HH, solo es segura hasta los 800 KVA.

En la tabla a continuación, se observa que para transformadores de 1000 KVA y 1250 KVA, y con distintos fusibles, y con distintos SBC, la situación es crítica y debe analizarse particularmente en cada caso.

Si bien para tiempos de apertura del SBC entre los 70 y los 100 mili segundos, en 33 KV, las corrientes I_4 que se obtienen están en los límites de aceptación, para potencias superiores de los 1000 KVA, existe la limitación, al igual que para máquinas de 13,2 KV, en la apertura con falla en Baja Tensión. Por este motivo no deben protegerse máquinas de 33 KV/0,400 – 0,231 KV, con fusible HH y SBC, sino con Interruptor de Potencia.

Otro aspecto importante es la potencia de pérdidas, que se traduce en calor dentro de la celda. Un fusible de 100 A de corriente nominal tiene 210 W, que para los tres fusibles llega a 630 W lo cual es muy grande. Algunos fabricantes escriben en letra chica, "Máxima Potencia del Fusible 75 W", lo que implica que normalmente los HH no pueden trabajar más allá del 60 % de su corriente nominal.

Potencia de la máquina en KVA	I_4		Observaciones
	$t_{it} = 75$ mseg	$t_{it} = 100$ mseg	
1000	Fusible 63 A $I_4 = 700$ A Fusible 80 A $I_4 = 900$ A	Fusible 63 A $I_4 = 600$ A Fusible 80 A $I_4 = 800$ A	Como los SBC, tienen una $I_4 = 2$ a $2,5 I_n$, y la I_n de los SBC es de 400 A, LA RESPUESTA DEL COMBINADO ES DUDOSA
1250	Fusible 80 A $I_4 = 900$ A	Fusible 80 A $I_4 = 800$ A	La corriente de falla en BT, trasladada al primario es de 1100 A por lo cual se considera INADMISIBLE EL USO DEL COMBINADO

OBSERVACIONES:

Si bien para tiempos de apertura del SBC entre los 70 y los 100 mili segundos, en 33 KV, las corrientes I_4 que se obtienen andan en los límites de aceptación, para potencias superiores de los 1000 KVA, existe la limitación, al igual que para máquinas de 13,2 KV, en la apertura con falla en Baja Tensión. Por este motivo no deben protegerse máquinas de 33 KV/0,400 – 0,231 KV, con fusible HH y SBC, sino con Interruptor de Potencia.

Otro aspecto importante es la potencia de pérdidas. Un fusible de 100 A de corriente nominal tiene 210 W, que para los tres fusibles llega a 630 W lo cual es muy grande. Algunos fabricantes escriben en letra chica, “Máxima Potencia del Fusible 75 W”, lo que implica que normalmente los HH no pueden trabajar más allá del 60 % de su corriente nominal.

ORMAZABAL

		Función Lineal		Función Protección Fusible		Función Protección IAP	
Tensión nominal	KV	12	24	12	24	12	24
Frecuencia	H ₂	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50/ 60
Intensidad nominal							
En Barras e interconexión celda	A	400 / 630	400 / 630	400 / 630	400 / 630	400 / 630	400 / 630
Cometida Línea	A	400 / 630	400 / 630			400 / 630	400 / 630
Bajante Transformador	A			200	200		
Tensión soportada nominal a Frecuencia industrial durante 1 minuto.							
A tierra entre polos y entre bornes del seccionador abierto	KV	28	50	28	50	28	50
A la distancia de Seccionamiento	KV	32	60	32	60	32	60
Tensión soportada a impulso de tipo rayo							
A tierra entre polo y entre bornes del seccionador abierto	KV	75	125	75	125	75	125
A la Distancia de seccionamiento	KV	85	145	85	145	85	145
Intensidad de corta duración del circuito principal							
Valor eficaz 1 segundo	KA	16/21/25	16/21	16/21/25	16/21	16/20/25	16/20
Valor eficaz 3 segundos	KA	16	16	16	16	16/20	16/20
Valor pico	KA	40/52.5/62.5	40/52.5	40/52.5/62.5	40/52.5	40/50/62.5	40/50
Intensidad de coste de corriente principalmente activa (1)							
Poder de corte cables en vacío (4a)	A	400/ 630	400/ 630	200	200	400/ 630	400/ 630
Poder de corte líneas en vacío(4b)	A	50	50	-	-		
Poder de corte bucle cerrado (2a)	A	1.5	1.5	-	-		
Poder de corte de falla a tierra(6a)	A	400/630	400/ 630	-	-		
Poder de corte de falla a tierra $\sqrt{3}$ (6b)	A	300	300	-	-		
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	KV	40/52.5/62.5	40/52.5	40/52.5/62.5	40/52.5	40/52.5/62.5	40/50
Categoría de interruptor s/CEI 60265-1							
"E2"	A/KA	630 / 62.5	- -	- -		-	-
"E3"	A/KA	400/40*	400/ 40	400 /40	400/ 40	-	-
"E3"	A/KA	630 /52.5	630/ 52.5	- -		-	-
Poder de apertura de CO CO	kA	-	-	16/21/25	16/21	16/ 20	16/20
Intensidad de corta duración (Circuito de tierra)							
Valor eficaz 1s	kA	16/ 21/ 25	16/21	1/3	1/3	16/ 20/ 25	16/20
Valor eficaz 3s	kA	16	16	1/3	1/3	16/20	16/20
Valor de pico	kA	40/52.5/62.5	40/52.5	2.5 / 7.5	2.5/ 7.5	40/50/62.5	40/50
Poder de cierre del Secc. De Tierra (Valor de pico)	kA	40/52.5/62.5	40/52.5	2.5/ 7.5	2.5/7.5	-	-
Categoría del Secc. De Tierra CEI 60129"B"							
Nº de cierres CO - CO		5	5	5	5	-	-
Corriente de Intersección Combinando Interruptor- Rele (Rele EKO-P) (I máxima de corte según TD5 CEI 60420)							
	A	-	-	1.250	1.250	-	-
Corriente de Transición Combinando Interruptores- Fusibles (I máxima de corte según TD 4 CEI 60420)							
	A	-	-	1.500	1.300	-	-

BAUEN EFACEC

Under test: Switch-fuse combination 3

Rated normal current of the fuse link : 50 A

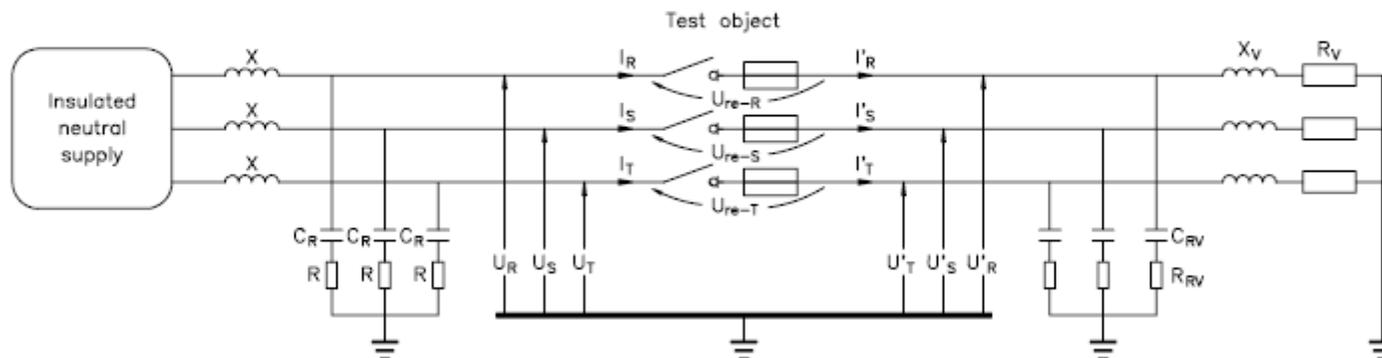
Condition of the apparatus before the tests: as after the test No.2 Supply side of the test circuit connected to : see test arrangement D8057

Date: July 13, 2009

Test No.	Oscillogram		Operating sequence	Number	Fuse Resistance mΩ	Placed on Phase	Voltage with open apparatus		Breaking current of		Maximum opening overvoltage		Pre-arcing time of fuse ms	Arcing time of fuse ms	Opening time ms	Arcing time of switch ms	Break time (Total) ms
	No.	Sheets					Phase to earth kV	Phase to phase kV	Fuse (Cut-off) A	Switch (rms) A	Supply side kV	Load side kV					
3	255	1	O	9	37,1	R	20,9 20,9 20,9	36,2	804 - 700 700	- 700 700	44,8 35,4	40,1	7,0	-	-	99,5	
4	256	1	O	10	37,0	S	20,9 20,9 20,9	36,2	804 - 700	- 700	44,7 31,9	14,6	6,3	-	-	74,6	
5	257	1	O	11	37,2	T	20,9 20,9 20,9	36,2	- 700 700 804	- 700	45,7 31,6	33,7	6,7	-	-	93,1	

Condition of the apparatus after the tests: after the tests the switch operated properly.

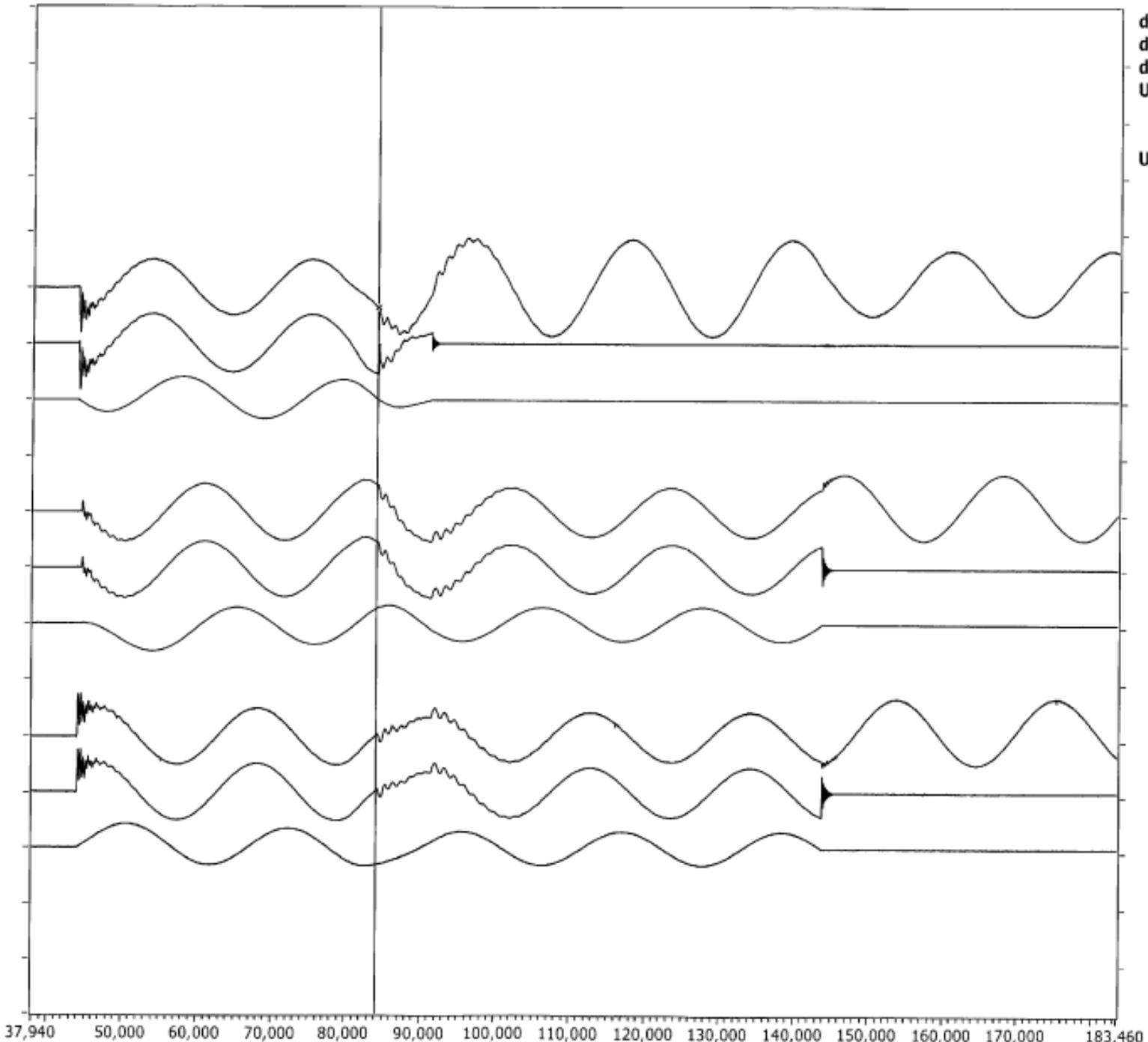
Test circuit D0061



Symbols used in this diagram are the same as those on the oscillograms.

UR 50 kV
U'R 50 kV
I'R 3 kA

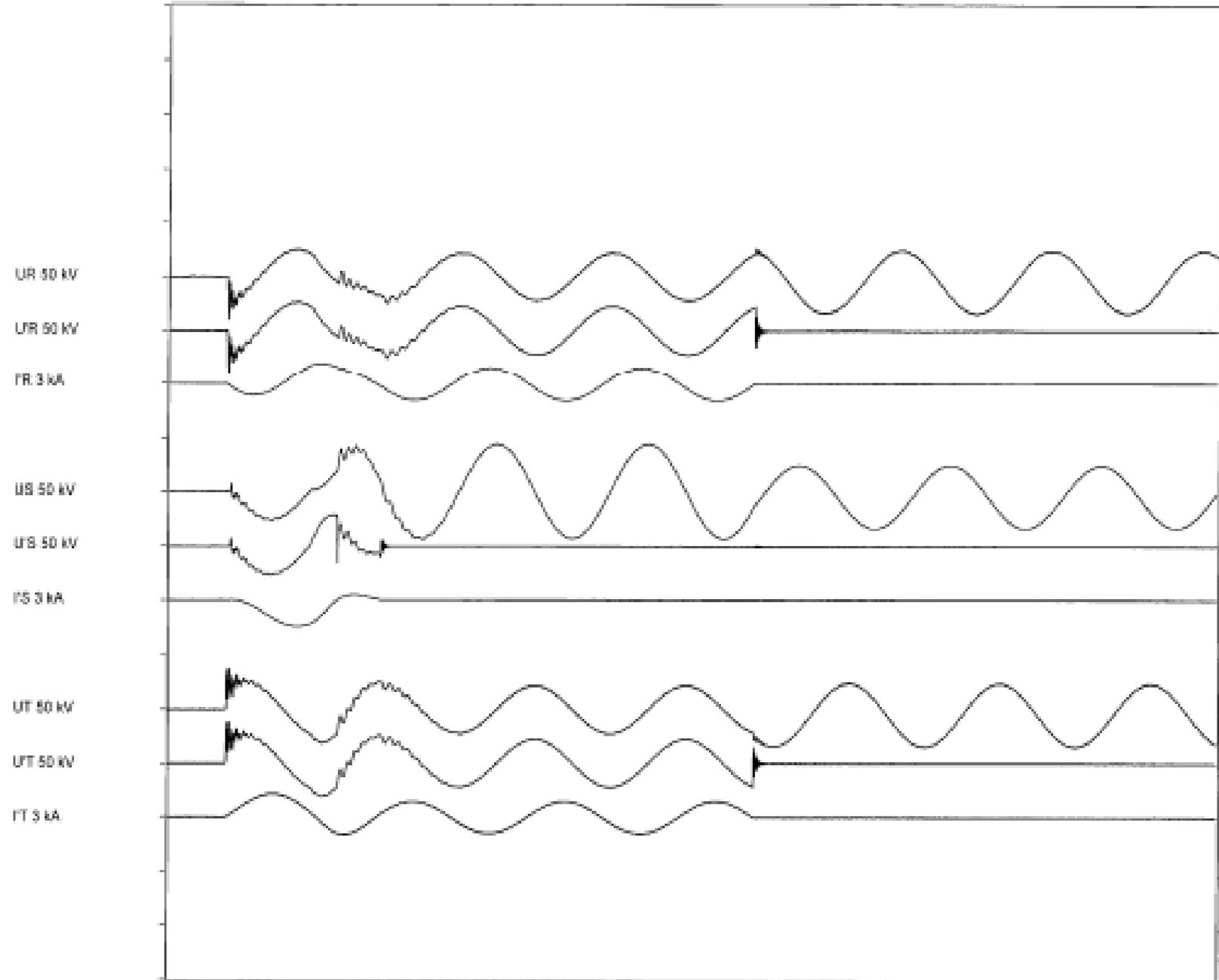
US 50 kV
U'S 50 kV
I'S 3 kA
UT 50 kV
U'T 50 kV
I'T 3 kA



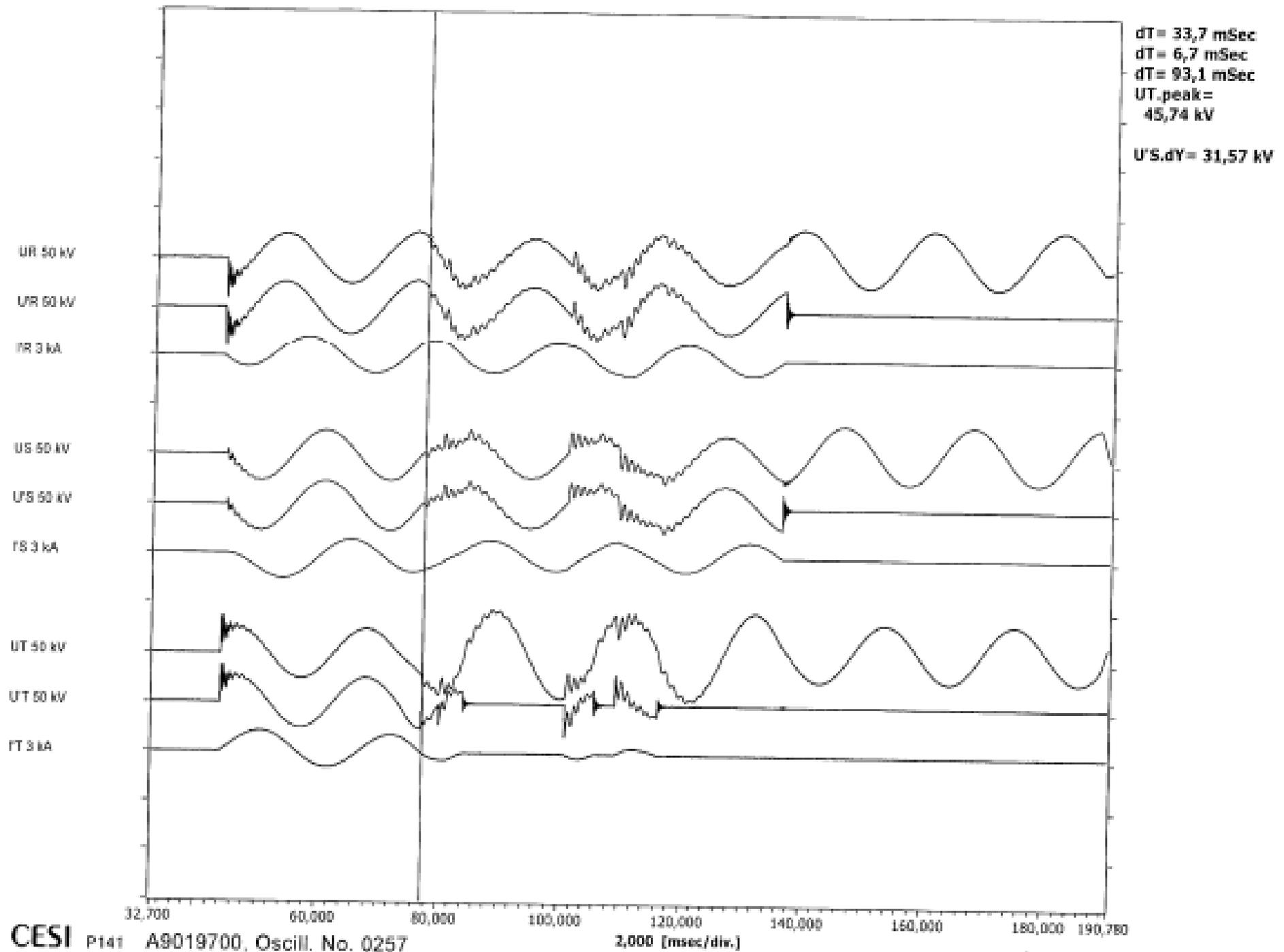
dT= 40,1 mSec
dT= 7,0 mSec
dT= 99,5 mSec
UR.peak=
44,76 kV
U'T.dY= 35,44 kV

dT= 14,6 mSec
dT= 6,3 mSec
dT= 74,6 mSec
US_{peak}=
44,66 kV

U'T_{dY}= 31,87 kV



35,840 50,000 60,000 70,000 80,000 90,000 100,000 110,000 120,000 130,000 140,000 150,000 160,000 170,000 184,500



Verificación Celdas Bauen Efacec

$$Tt = \frac{0,87^\alpha * T_{SBC}}{1,13^\alpha - 1}$$

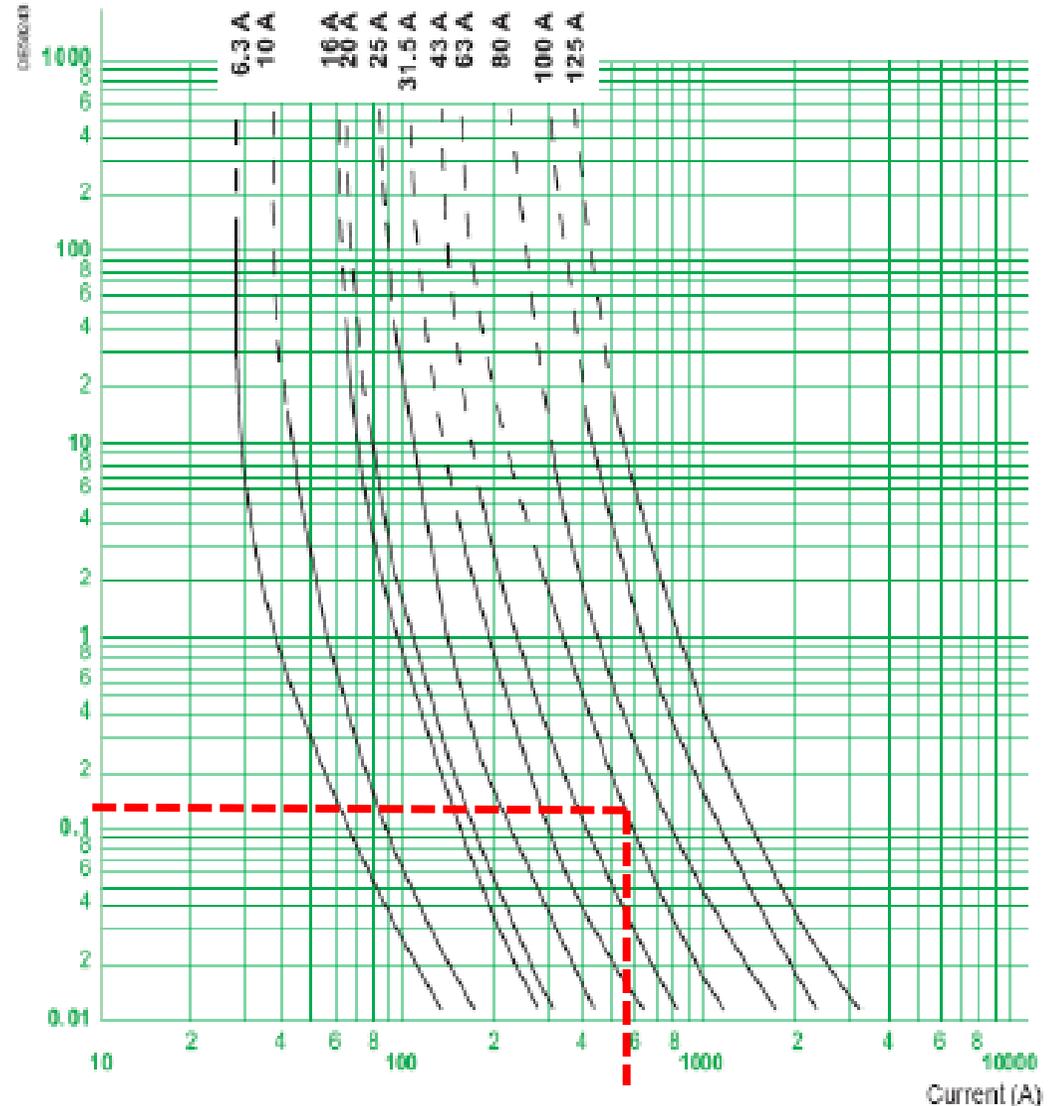
$$Tt = \frac{0,87^{3,32} * 99,5}{1,13^{3,32} - 1} = 126 \text{ msec}$$

Éste es el tiempo de transición que fija la I4, que en este caso es MENOR de 600 A, con lo cual NO HAY INCONVENIENTE en su uso.

Time/current characteristic curves

7.2 - 12 - 17.5 - 24 - 36 kV

Time (s)



FUSIBLE B

SCHNEIDER

rated characteristics of the tested object assigned by the client

voltage

24 kV

frequency

50 Hz

normal current

200 A

short-circuit making current

50 kA

short-time withstand current

20 kA

short-circuit duration

1 s

rated transfer current of the switch-fuse combination

1400 A

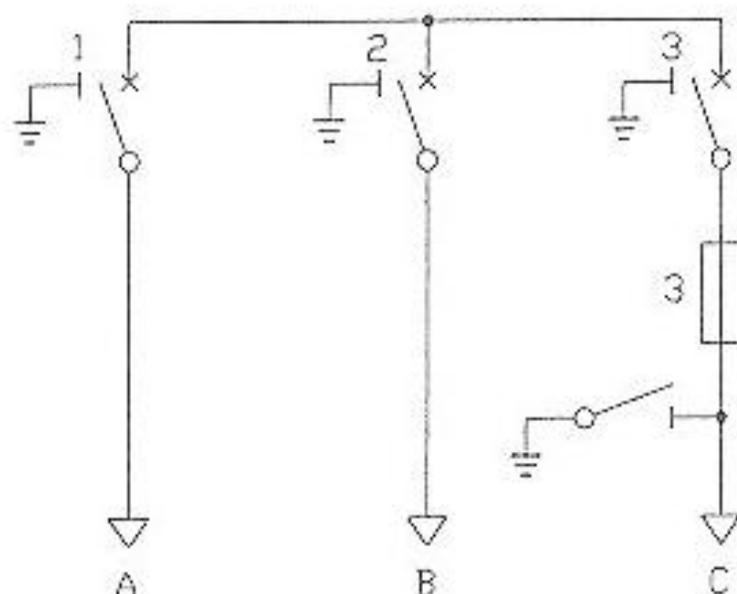
gas pressure for interruption

1.4 bar abs.

table of tests performed

date	type of test	see page
June 25th 1991	BREAKING TESTS AT THE RATED TRANSFER CURRENT No.3 tests with 1400 A at 24 kV	5

The tested apparatus was assembled with two other apparatus of SM6 system (see photo on page 7).
The figure below shows the electric diagram of the complete setting (single phase diagram of a three phase circuit) :



3 : switch-fuse combination under test

1-2 : auxiliary switches

A-B-C : cables

three-phase breaking tests at the rated transfer current

test duty with 1400 A at 24.0 kV

test circuit conditions

circuit diagram see page: 6

supply circuit

power factor: < 0.1 impedance 1.5 Ω
 frequency: 50 Hz [15 % of the total impedance of the circuit]
 neutral condition: insulated

TRV : uc 41 kV t3 88 μ s

load circuit

power factor: 0.27
 neutral condition: earthed

TRV : uc 42 kV t3 175 μ s

conditions of the apparatus before the tests : new

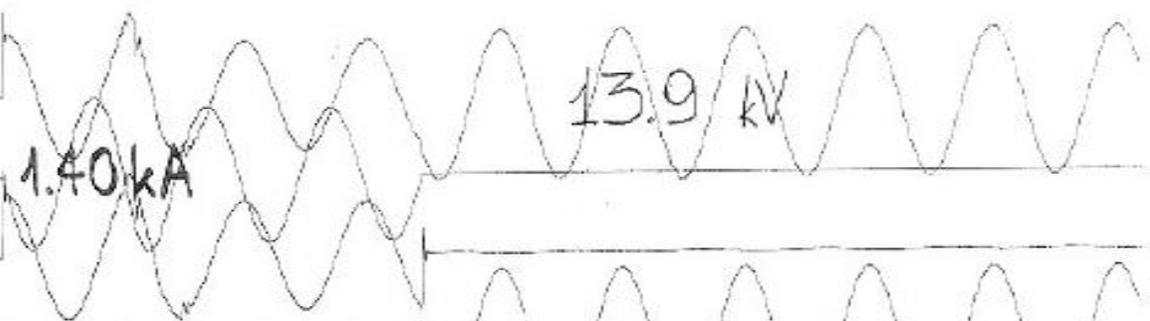
test	no.	1	2	3		
oscillograms	no.	135	136	137		
operating duty		0	0	0		
recovery voltage (phase value)	kV	13.9 13.9 13.9	13.9 13.9 13.9	13.9 13.9 13.9		
phase-to-phase voltage	kV	24.0	24.0	24.0		
prospective current	A	1400 1400 1400	1400 1400 1400	1400 1400 1400		
fuse link size	A	80	80	80		
phase with the fuse		T	S	R		
duration of interruption	by the fuse	ms	27	23	55	
	by the switch	ms	38	37	37	
gas operating pressure for	operation	bar	-	-	-	
	interruption	bar	1.4	1.4	1.4	

conditions of the apparatus after the tests: external parts as before the tests,
 internal parts not inspected.

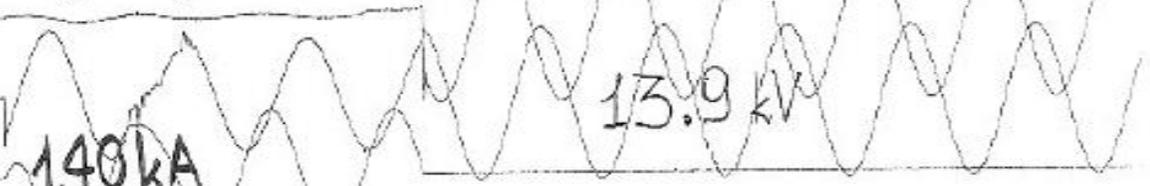
note after the tests : the performance of the apparatus is considered
 satisfactory for the tests performed.

dt=27.375 nsec
D=38.125 nsec
URET(mv)=
20.21 KV

UR
20. KV
IR
2. KA
U'R
20. KV



URER
20. KV



US
20. KV
IS
2. KA



U'S
20. KV
URES
20. KV



UT
20. KV
IT
2. KA



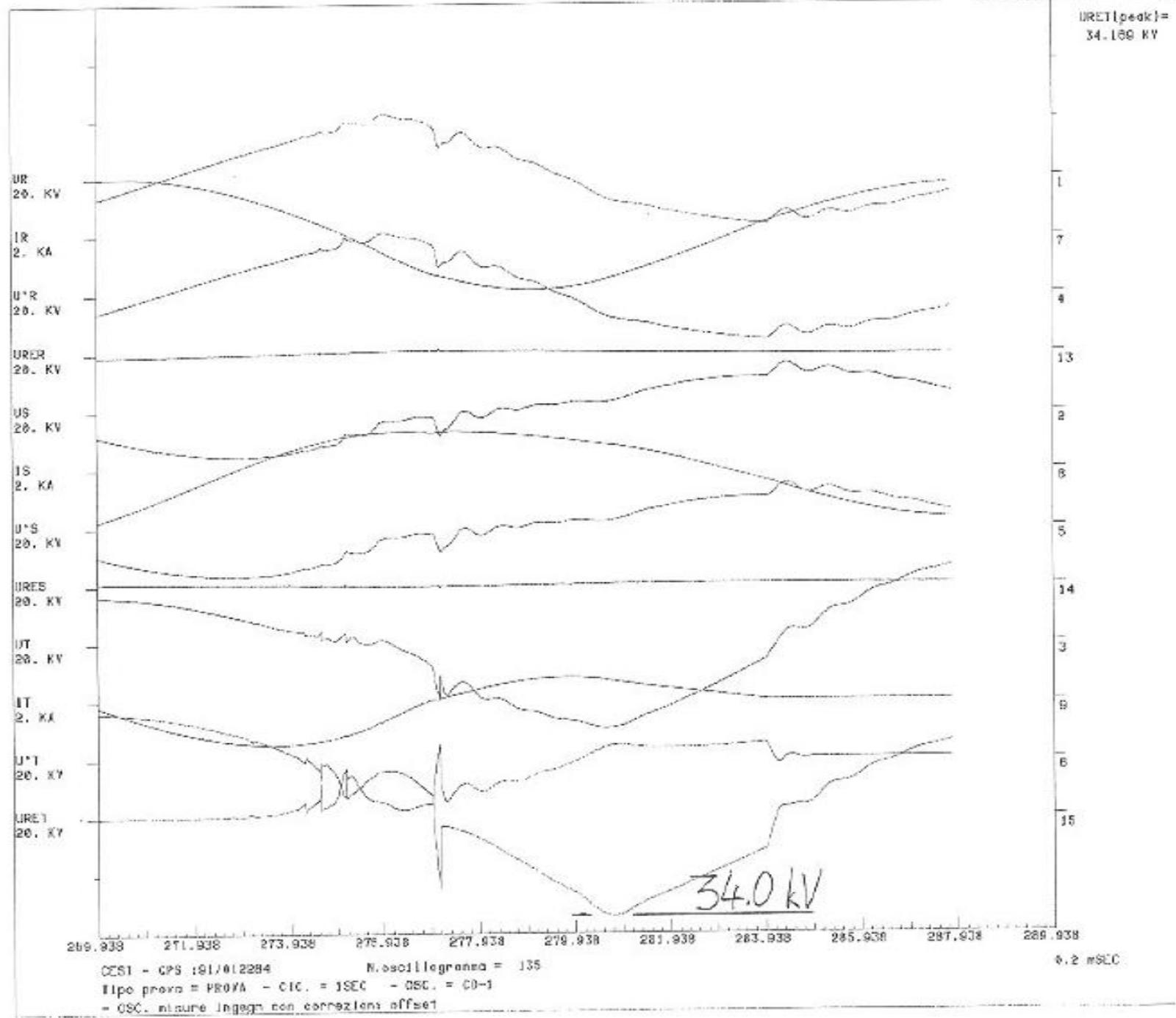
U'T
20. KV
URET
20. KV



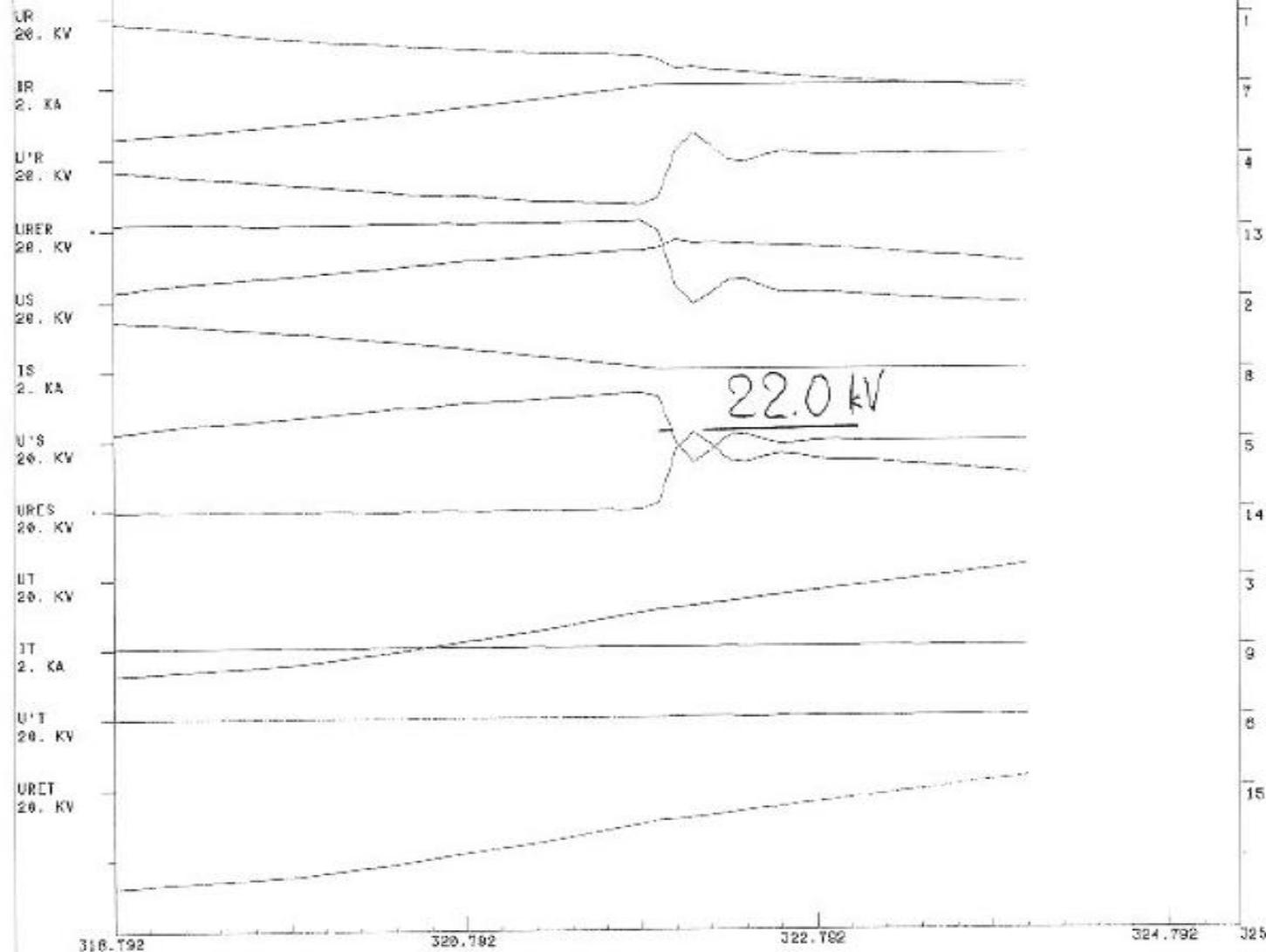
244.688 264.688 284.688 304.688 324.688 344.688 364.688 384.688 404.688 424.688 444.688

CES1 - CP6 :91/012204 N.pocillogramma = 135
Tipo prova = PRDVA - CIC. = ISEC - OSC. = CO-1
- OSC. misure inppqh con correzione offset

2. nSEC



URER | peak | =
21.474 KV
URES | peak | =
22.109 KV



DEST = CPS 191/012284 N.oscilloscopio = 135
Tipo prova = PROVA - CIC. = 1SEC - OSC. = CO-1
- OSC. misure ingegn con correzione offset

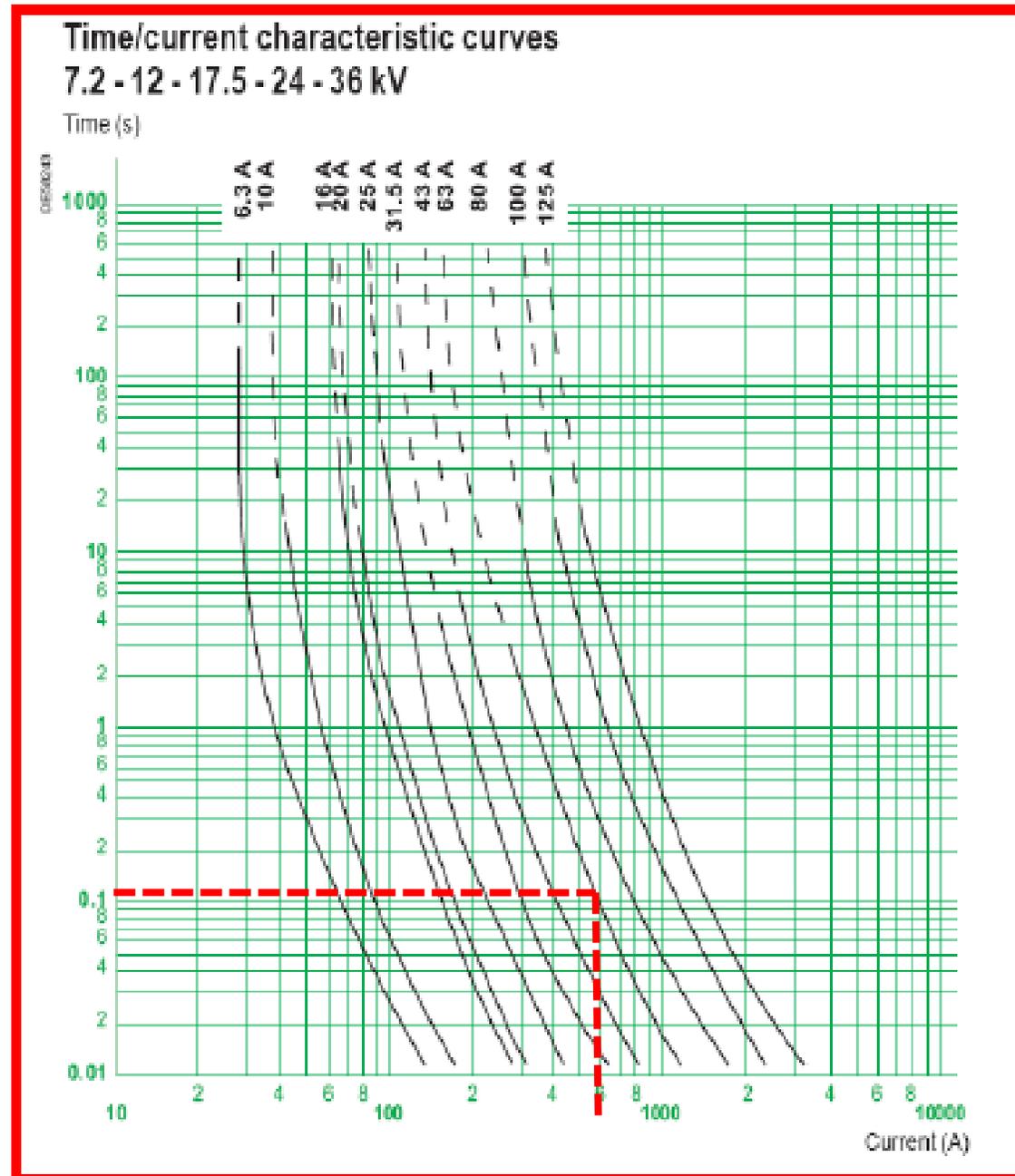
9.2 nSEC

Verificación Celdas Schneider

$$Tt = \frac{0,87^\alpha * T_{SBC}}{1,13^\alpha - 1}$$

$$Tt = \frac{0,87^{3,32} * 92}{1,13^{3,32} - 1} = 116 \text{ mseg}$$

Éste es el tiempo de transición que fija la I4, que en este caso es de 600 A, con lo cual NO HAY INCONVENIENTE en su uso.



FUSIBLE B

***MUCHAS
GRACIAS***

***Prof. Ing. Roberto
Campoy***