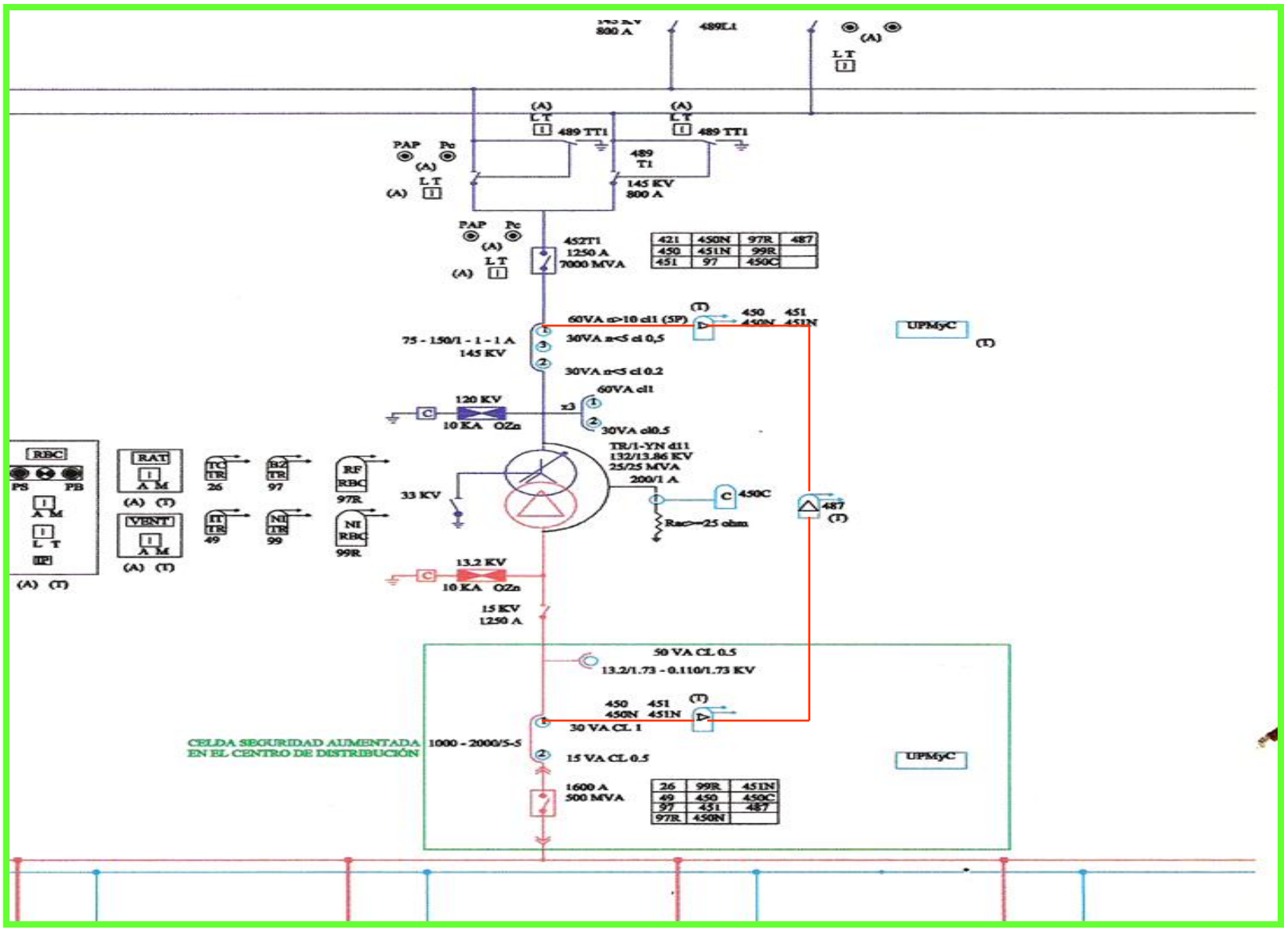
# *PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE MEDIA TENSIÓN*

## Protección Diferencial de Transformadores

- INSTITUTO DE ENERGÍA
- FACULTAD DE INGENIERÍA
- UNIVERSIDAD DE MENDOZA

Prof. Ing. Roberto E. Campoy

# Protecciones principales y de respaldo de los transformadores de potencia.



**HAY QUE DIFERENCIAR CLARAMENTE LO QUE ES LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL TOTAL, DE LA DE TIERRA RESTRINGIDA Y DE LA PROTECCIÓN DE NEUTRO.**

**LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL TOTAL, ES LA QUE TOMA LOS TI DE AT Y LOS TI DE MT (200/5 Y 1000/5). ESTA ES DIFF.**

**LA PROTECCIÓN REF, VIGILA EN FORMA DIFERENCIAL EL BOBINADO DE ESTRELLA DE AT Ó MT, CONSIDERANDO POR EJEMPLO LOS TI DE FASES EN 1000/5 Y EL TI TOROIDAL EN 200/5. ÉSTE TOROIDAL ESTÁ ANTES DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA, POR LO QUE LA REF NO LA CONTEMPLA. ESTA ES FTR-2.**

**LA PROTECCIÓN DE NEUTRO, CALCULA O MIDE, SEGÚN EL SETEO DEL RELÉ, LA CORRIENTE DE NEUTRO O RESIDUAL CON SOLO LOS TI DE FASES O SEA 1000/5. ESTA ES PSTD.**

# *Protección Diferencial*

- ***Protección Diferencial Total DIFF***

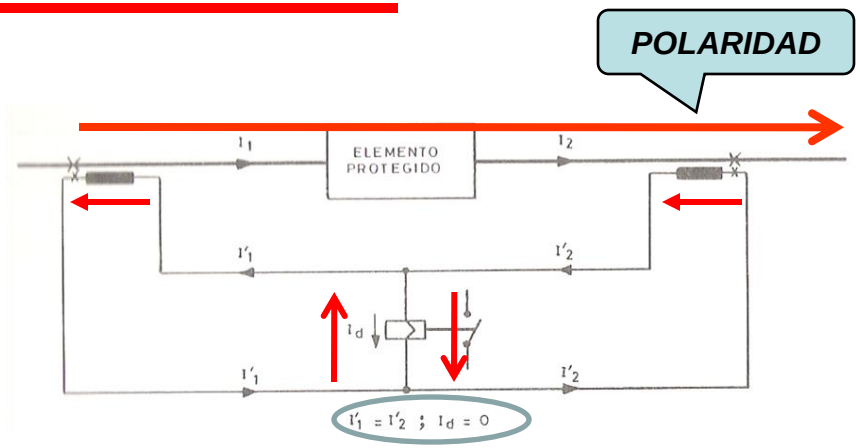
- ***Principio de funcionamiento***

# Protección Diferencial Total DIFF.

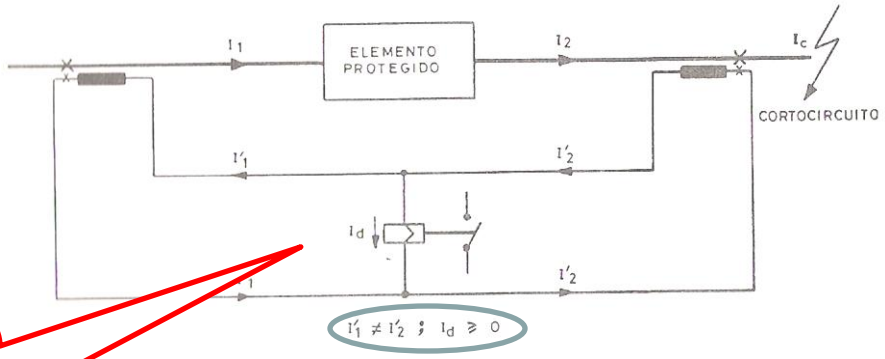
## ***Principios básicos***

- Primera Ley de Kirchoff. La suma de las corrientes en el nodo debe ser cero. Como son Vectores, deben ser cero en argumento y módulo. Para que en argumento sean cero deben estar desplazadas 180º
- Errores de TI de módulo y argumento.
- A mayor ***I***, mayores errores.
- Saturación, nivel de ***I*** y asimetría.

**Hay que cuidar mucho la polaridad de los TI, pues si está invertida, ante una falla externa donde las corrientes estarán desfasadas 180º(o ≈) aparecerá como una interna con un desfasaje menor y además la corriente diferencial más grande en módulo.**




***Condición funcionamiento normal***

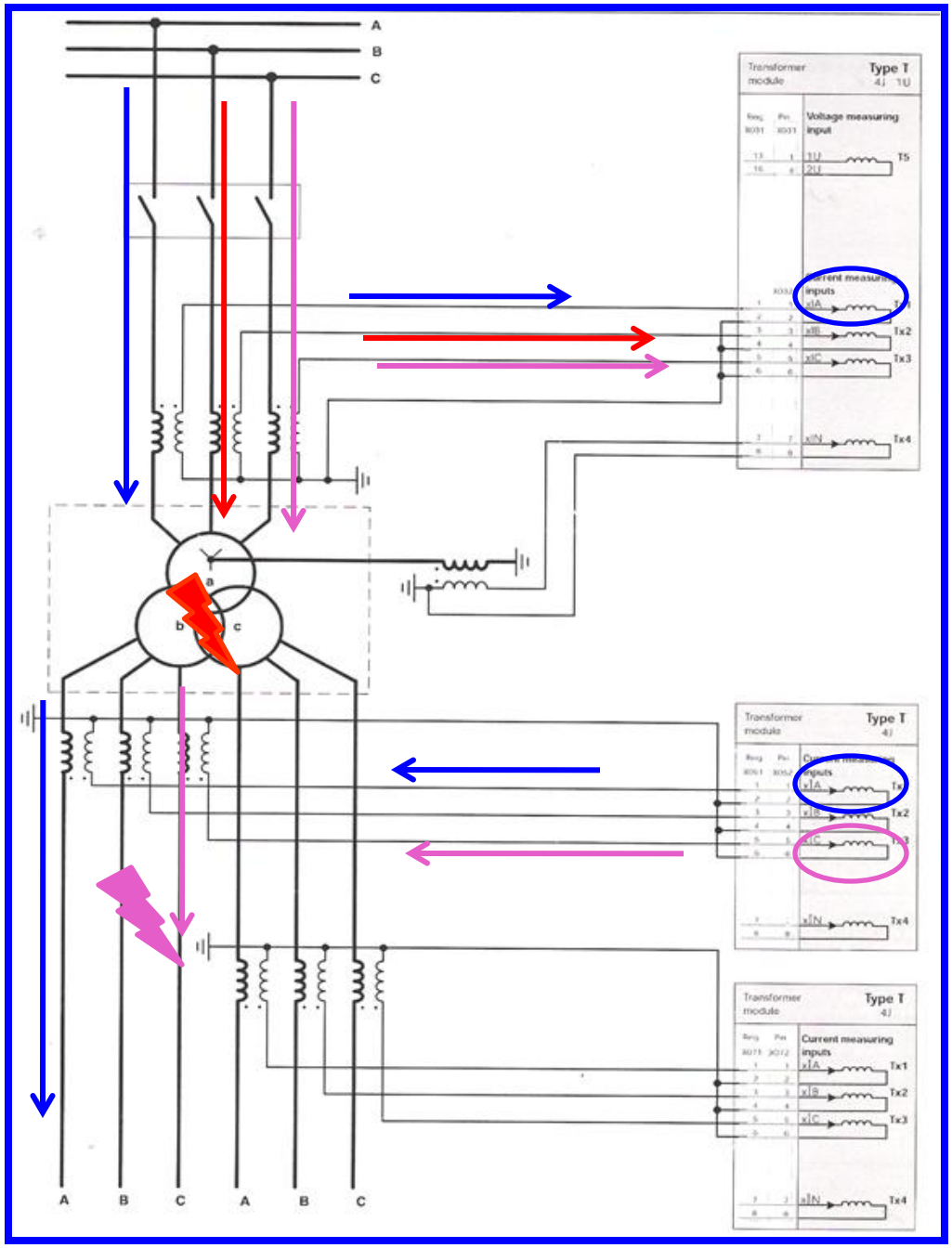



***Condición de falla externa***

**En condiciones normales sin falla las corrientes son opuestas en la bobina correspondiente.**

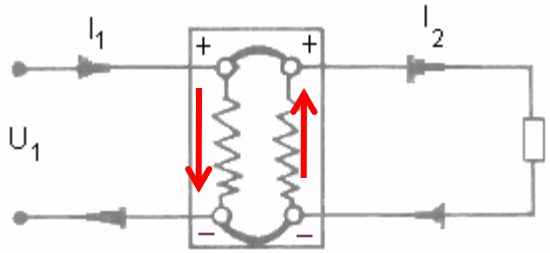
**En condición de falla interna, por la fase en falla no hay circulación de corriente, no hay circulación en la bobina y entonces el relé opera por diferencias de corriente.**

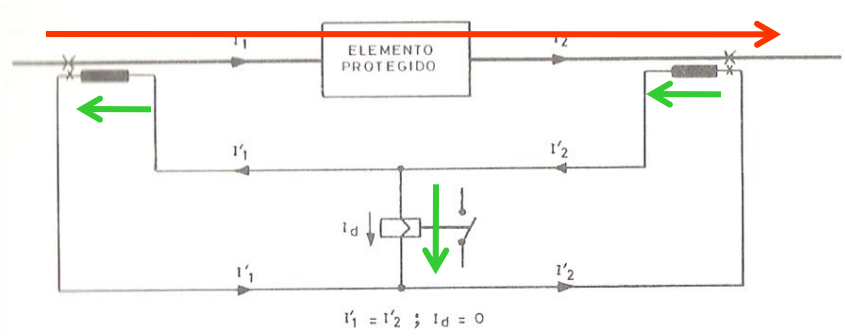
**En condición de falla externa, también hay oposición de corrientes en la bobinas y no opera.**

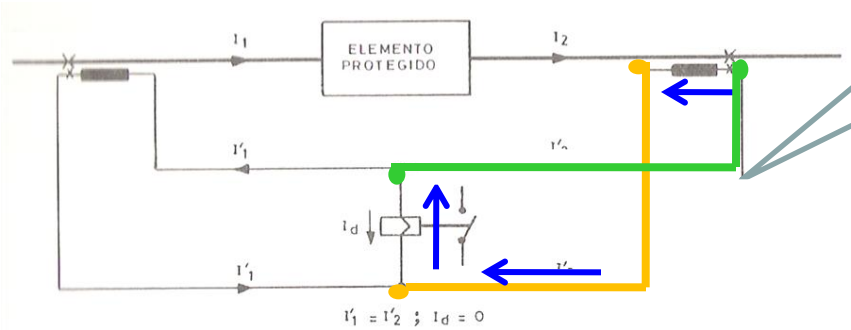


# Polaridad de un arrollamiento

**La propiedad fundamental que caracteriza la polaridad relativa es la que, suponiendo un transformador monofásico e imaginando unidos por un puente los terminales de igual polaridad, hace que la corriente de carga circule en cada instante en coincidencia de fase por las líneas primarias y secundarias, es decir, supuesto de relación 1:1, como sí el mismo no existiese. Las flechas en las líneas indican el sentido real, físico de las corrientes y se ve claramente que en el bobinado circulan en dirección opuesta o sea en oposición de fase.**



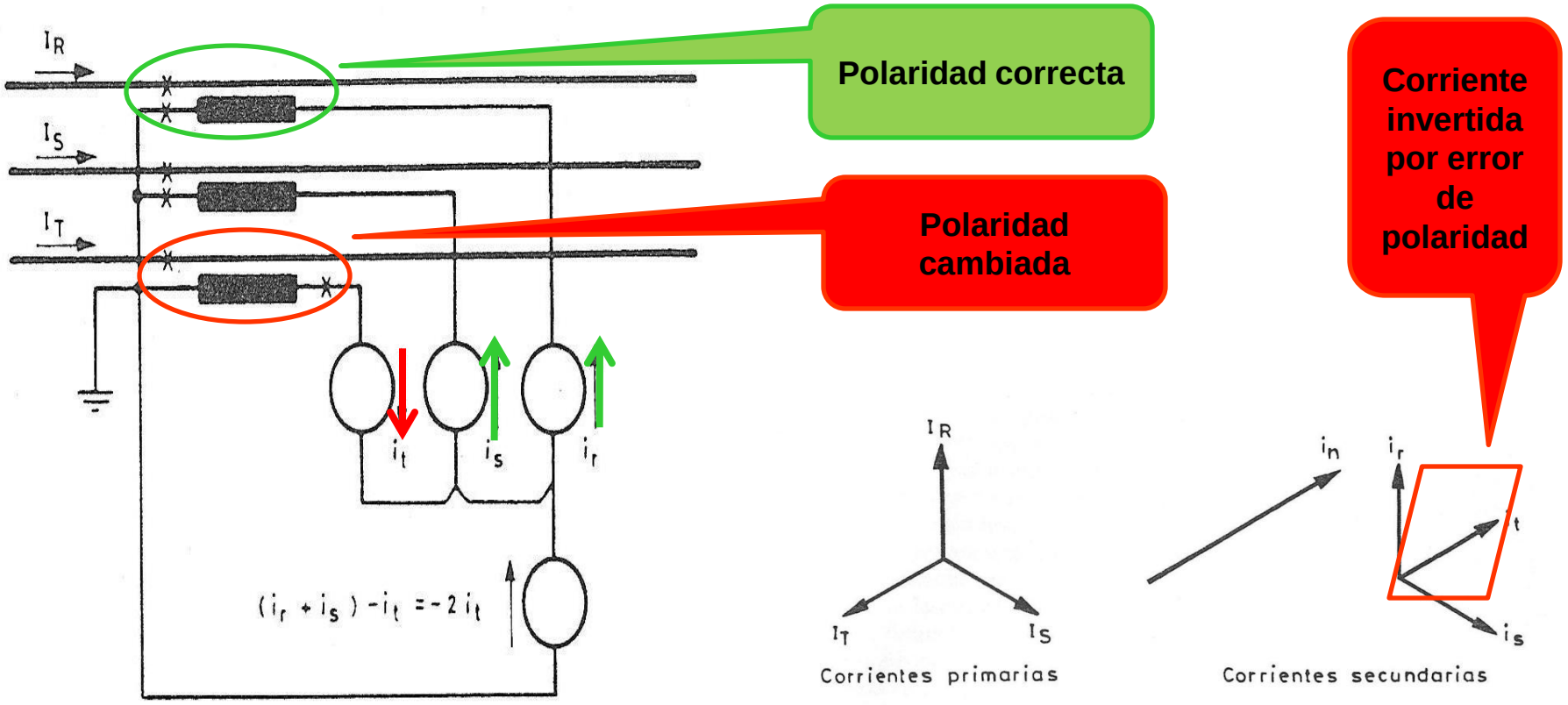




**Ya sea que la corriente entre o salga por los puntos indicadores de polaridad, siempre en el devanado secundario tendrán sentido opuesto al de la corriente primaria. Esto se visualiza con las flechas verdes. Si se requiere que la flecha verde de la derecha llegue al relé invertida como la flecha azul, se deben invertir los terminales del secundario tal como se indica en el dibujo de abajo.**

# Polaridad de un arrollamiento

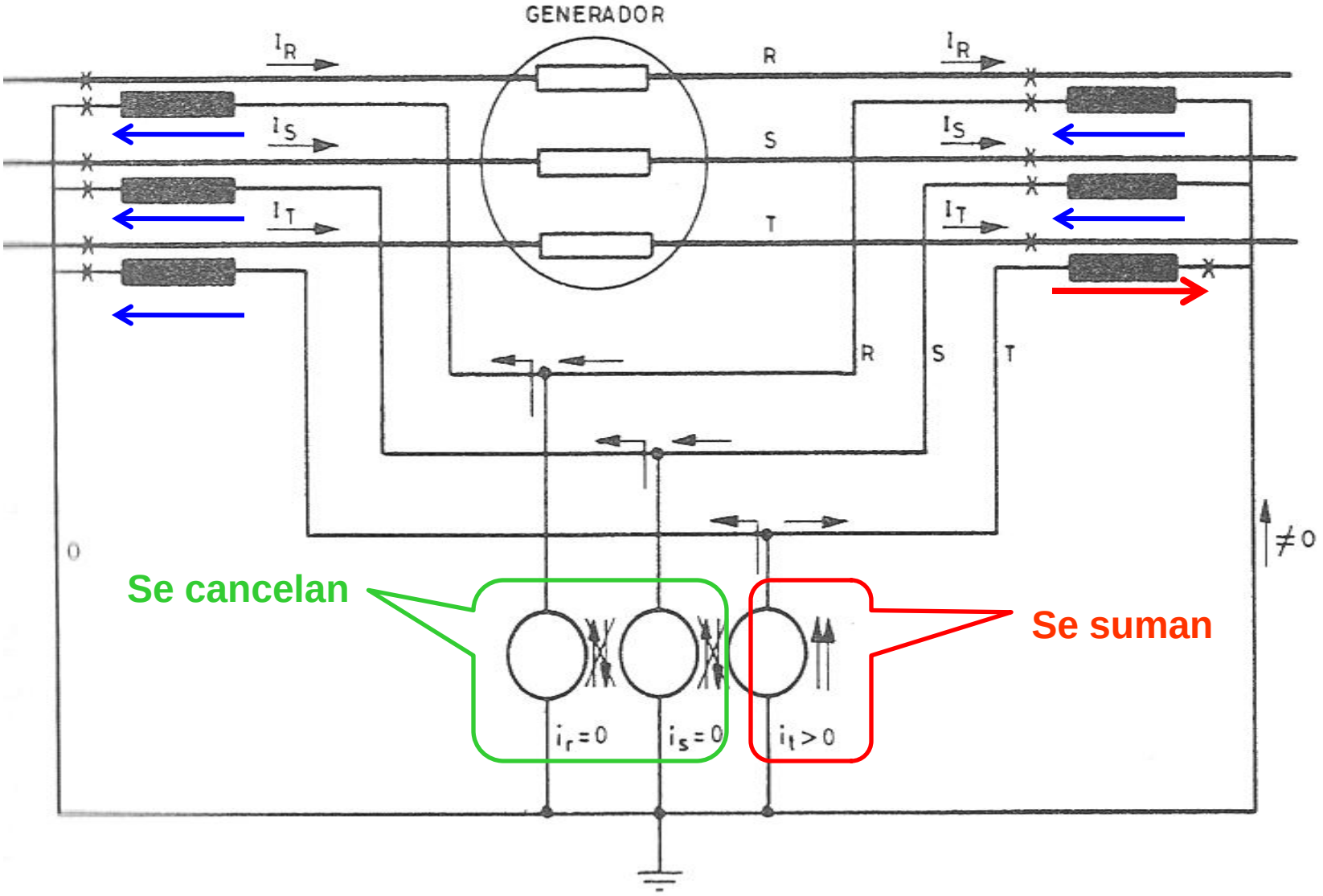
Para obtener en el secundario la corriente de neutro o residual del sistema, es usual conectar los 3 TI de fases en estrella, formando un circuito residual por donde circula la corriente resultante de las tres corrientes de fase, siempre fasorialmente.

La corriente en el circuito residual, no será nula, aunque el sistema primario esté perfectamente equilibrado (cosa que es altamente improbable), si existe un error en el conexionado delos TI de una fase. Cuando la corriente circulante en el circuito primario alcance cierto valor, podría producirse  la actuación incorrecta del relé de neutro.



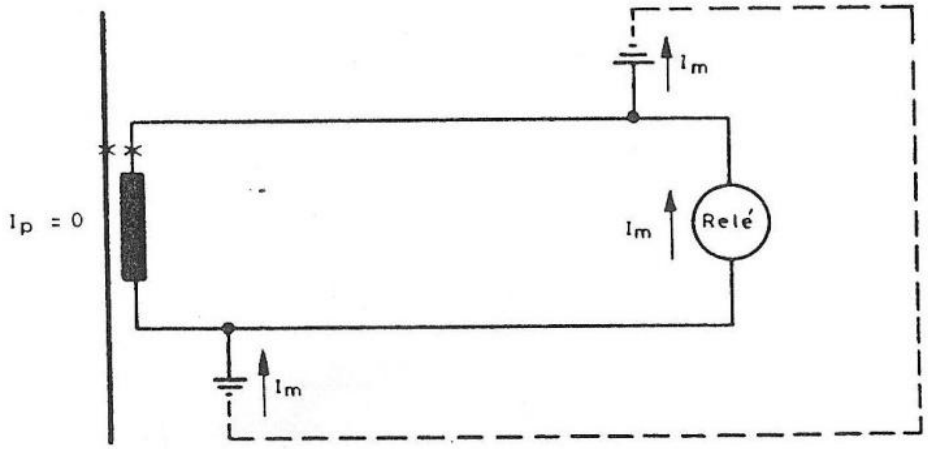
# Polaridad de un arrollamiento

En esta figura se observa para una Protección Diferencial el problema de la mala conexión de los TI en cuanto a su polaridad.

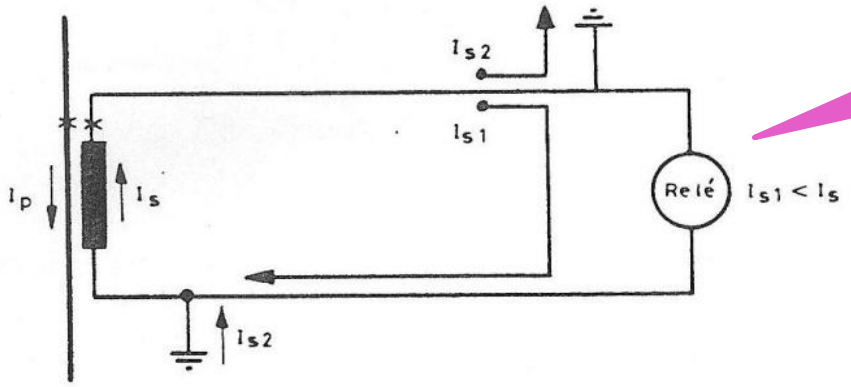


# TIERRAS DE SEGURIDAD

Es muy importante la tierra de seguridad de los secundarios. Cada circuito de corriente debe tener un único punto de conexión a tierra. De existir, por ejemplo dos tierras, es posible que en caso de circulación de corriente por la red de tierra de AT, pase cierta corriente a través de los relés produciéndose una operación intempestiva. También es posible el caso contrario o sea la no operación del relé al desviarse por tierra parte de la corriente que debería provocar su operación.




**Dos tierras operación errónea**



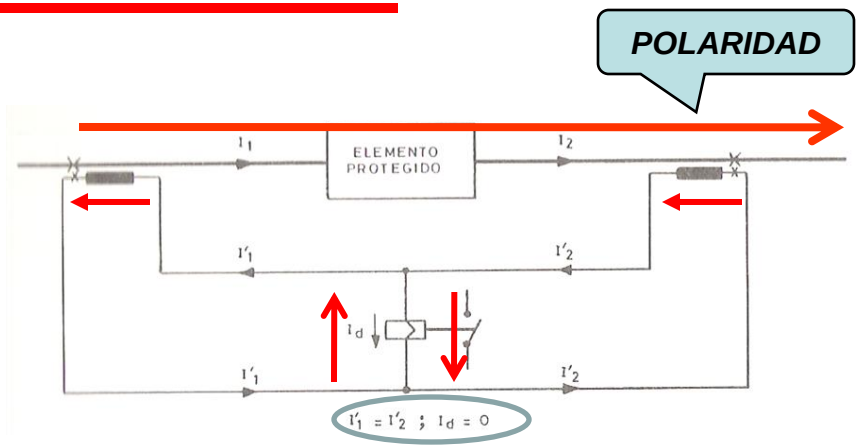

**Dos tierras no operación**

# Protección Diferencial Total DIFF.

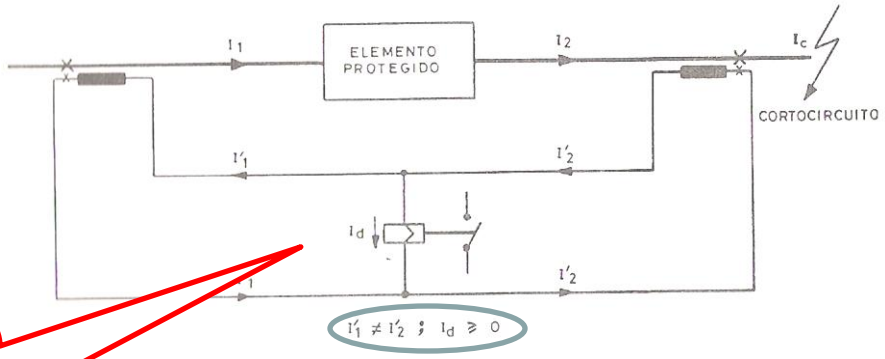
## ***Principios básicos***

- Primera Ley de Kirchoff. La suma de las corrientes en el nodo debe ser cero. Como son Vectores, deben ser cero en argumento y módulo. Para que en argumento sean cero deben estar desplazadas 180º
- Errores de TI de módulo y argumento.
- A mayor ***I***, mayores errores.
- Saturación, nivel de ***I*** y asimetría.

**Hay que cuidar mucho la polaridad de los TI, pues si está invertida, ante una falla externa donde las corrientes estarán desfasadas 180º(o ≈) aparecerá como una interna con un desfasaje menor y además la corriente diferencial más grande en módulo.**




***Condición funcionamiento normal***




***Condición de falla externa***

# Protección Diferencial Total DIFF.

## ***Principios básicos***

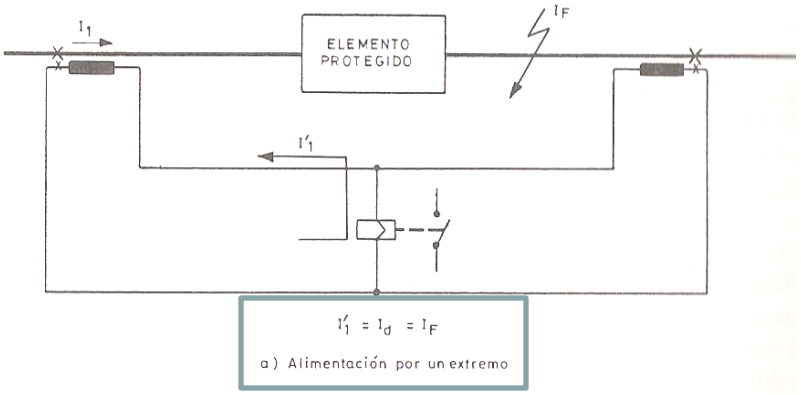
- Algoritmos para $I_A = I_R$,(Atravesante o de Retención)
- e $I_d$, (Diferencial o de Operación).

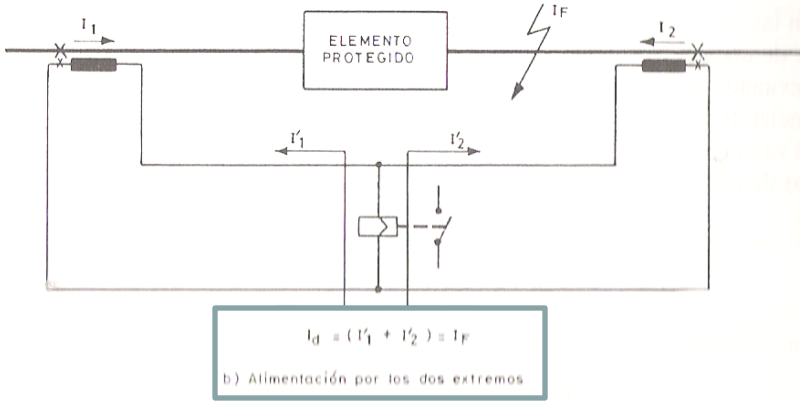
$$I_{d,y} = \left| \underline{I}_{vec,y,a} + \underline{I}_{vec,y,b} + \underline{I}_{vec,y,c} + \ldots \right|$$

$$I_{R,y} = \frac{1}{2} \cdot \left| \underline{I}_{vec,y,a} - \underline{I}_{vec,y,b} \right|$$

$$I_{R,y} = \frac{1}{2} \cdot \left( \left| \underline{I}_{vec,y,a} \right| + \left| \underline{I}_{vec,y,b} \right| + \left| \underline{I}_{vec,y,c} \right| + \ldots \right)$$

**Corregido en amplitud y módulo**



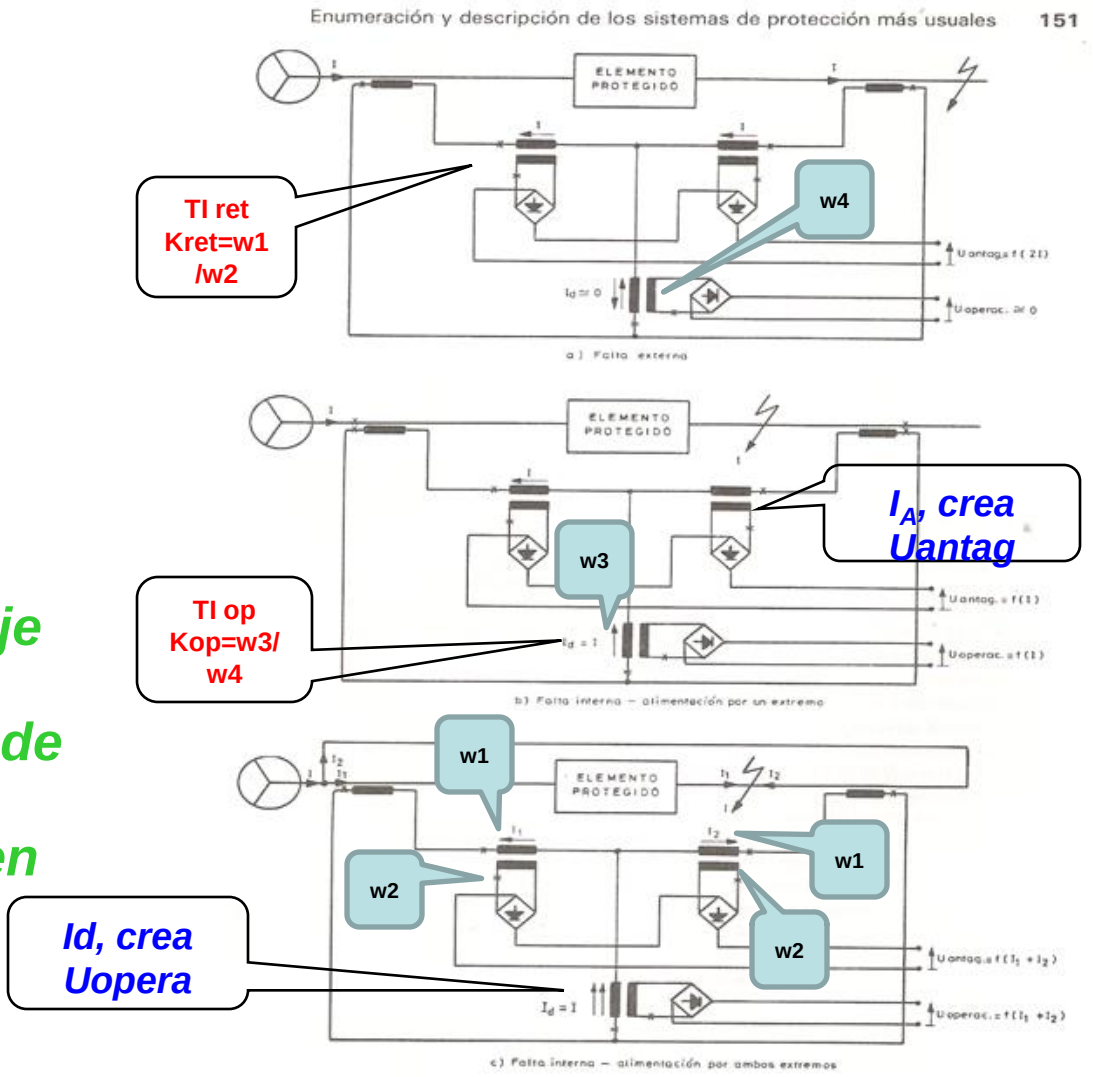

***Condición de falla interna***

# Protección Diferencial Total DIFF.

## Principios básicos

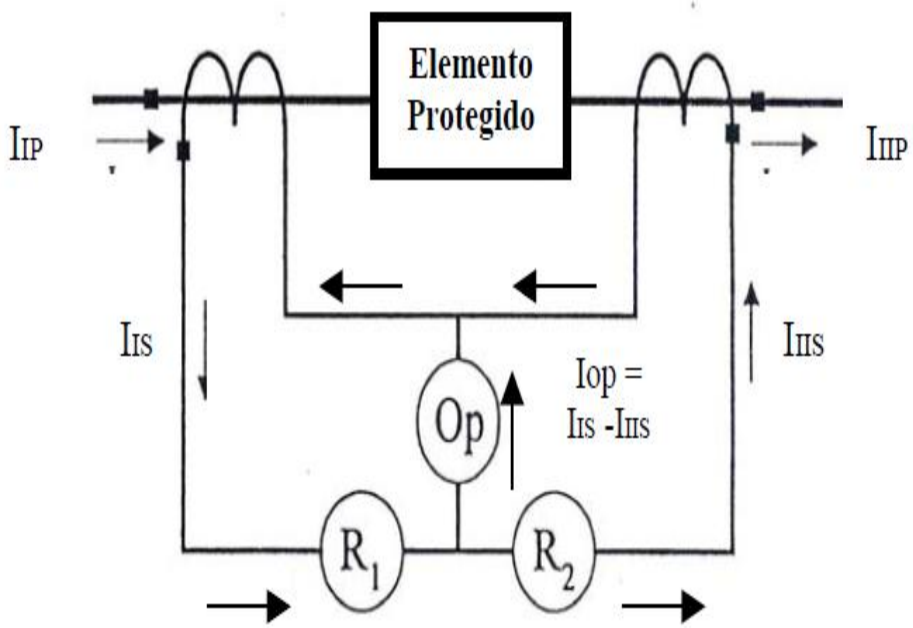
- Para falla interna
- $I_d \sim I_F \sim I_A$ (***dispara***)
- Para falla externa
- $I_d << I_A$ (***no dispara***)

- ***Relé estático de porcentaje diferencial, basado en esquema de comparación de amplitud con puentes rectificadores y voltajes en oposición.***



# Protección Diferencial Total DIFF.

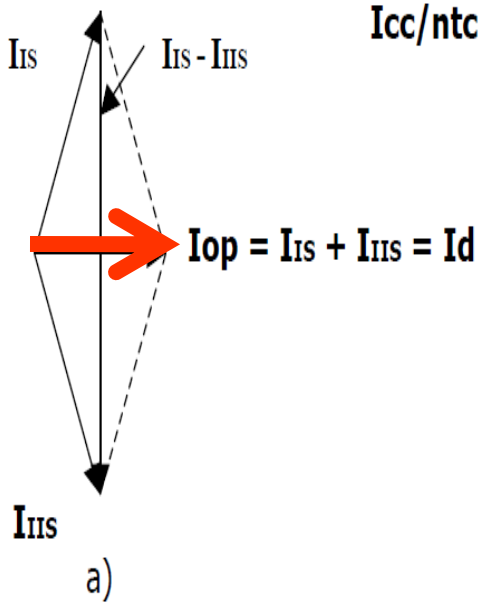
## Principios básicos



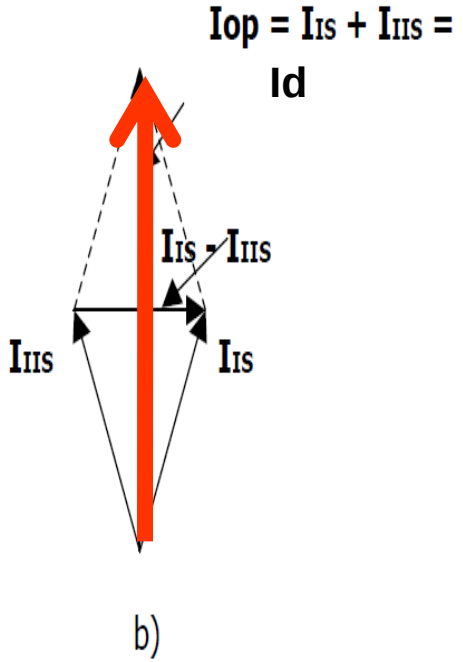

$$I_{d,y} = \left| \underline{I}_{s,y,a} + \underline{I}_{s,y,b} \right|$$

$$I_{R,y} = 0.5 \cdot \left| \underline{I}_{s,y,a} - \underline{I}_{s,y,b} \right|$$

**DIFF, Vectores corregidos en amplitud y ángulo**




a)




b)

Diagramas fasoriales de las corrientes del esquema diferencial para cortocircuitos externo (a) e interno (b)

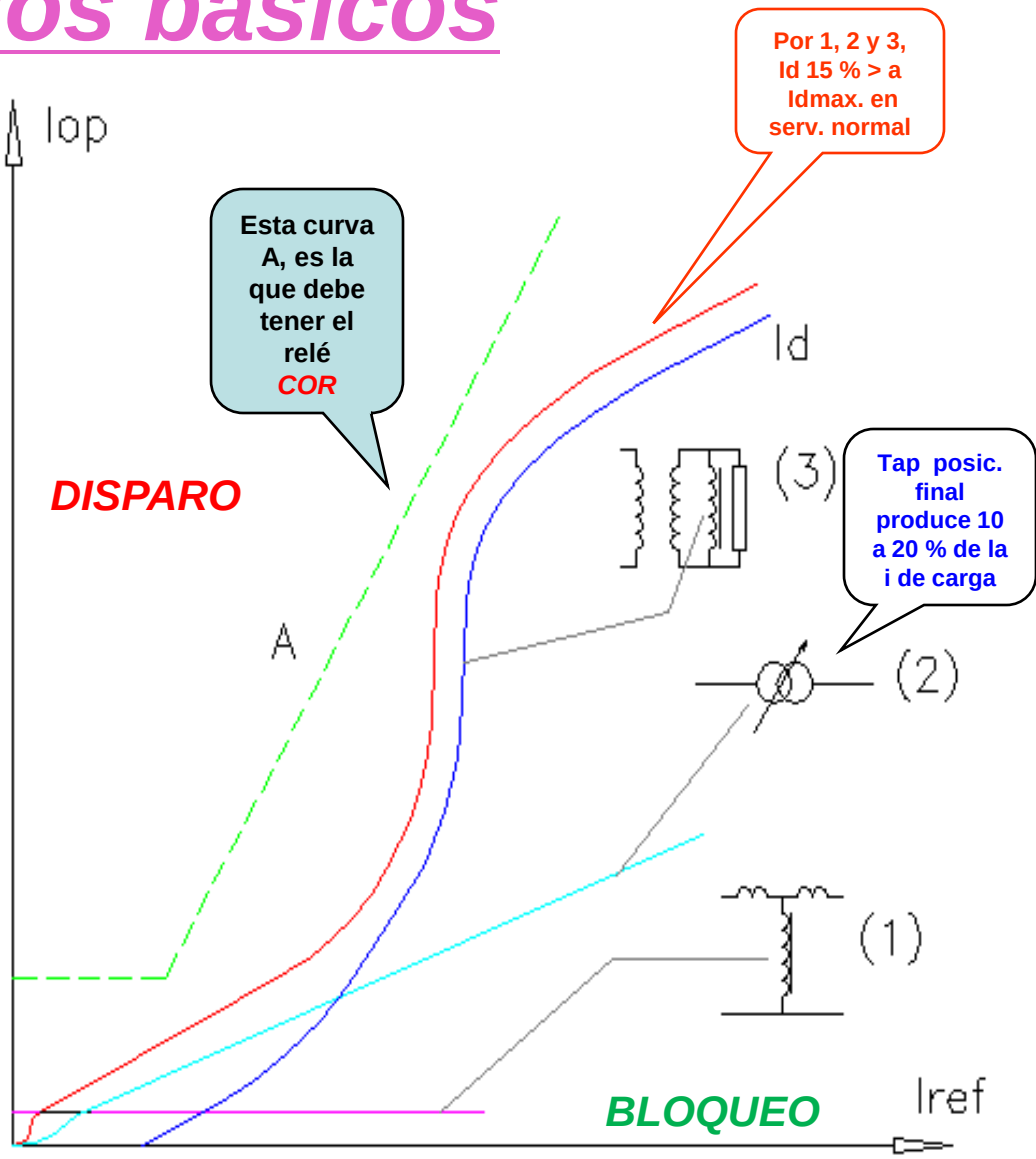
~180º ~0º

# Protección Diferencial Total DIFF.

## *Principios básicos*

- ***Componentes de $I_d$***
- (1) Corriente de excitación, crece cor la saturación.
- (2) Error de los TI más CBC.
- (3) Saturación de los TI.

  - **Id=(1)+(2)+(3)**



# Protección Diferencial Total DIFF.

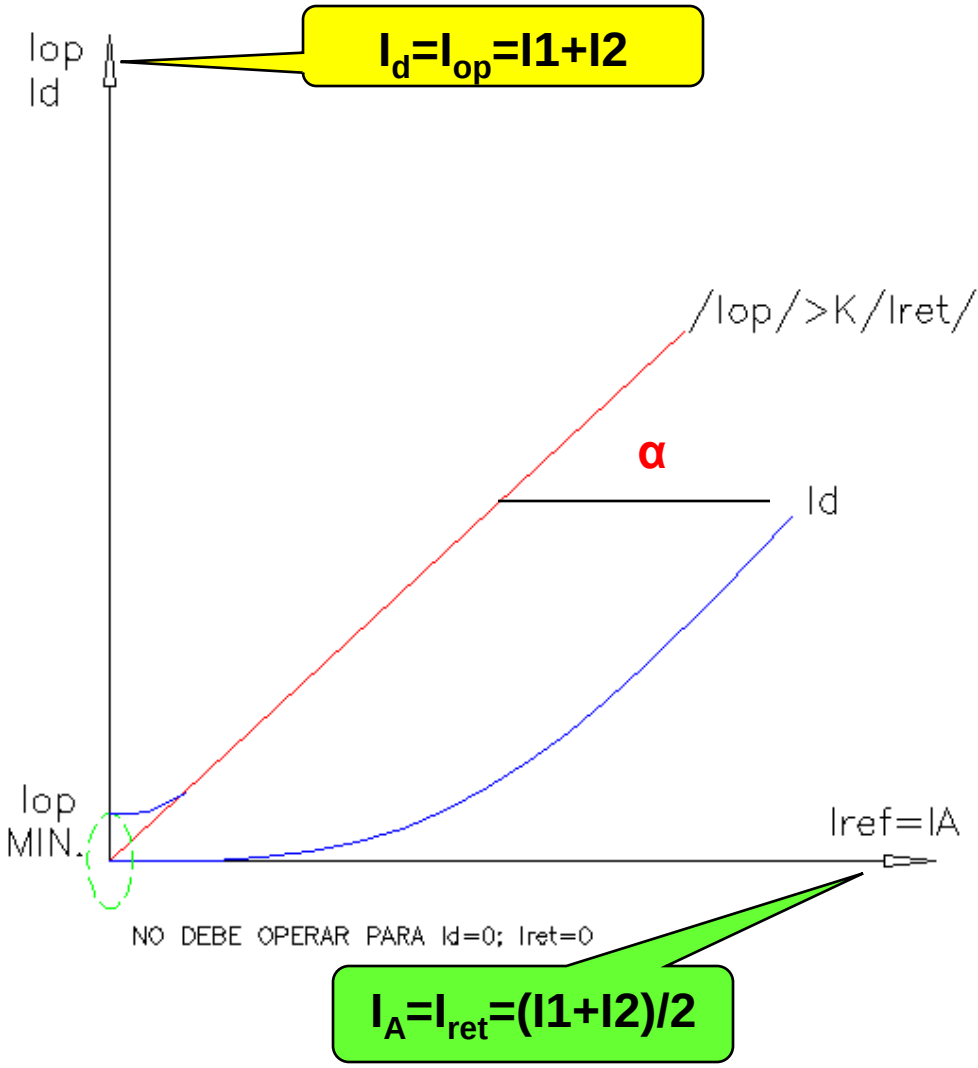
## ***Principios básicos***

- *Valores de umbral*. La corriente de operación o de arranque, se calcula $I_{op}=I_{ar}=K.I_{dmáx}$, con $I_{dmáx}$ con K=1,5 y distintos algoritmos (suma de módulos, de vectores, pueden estar divididos 2, etc. Idem para la $I_{ret}=I_{A.}$ Normalmente divide 2 la $I_A$, y esto fija la pendiente).
- *Corriente diferencial máxima*. Para su cálculo hay que tener en cuenta: Oscilación de potencia, Corto externo máximo y Apertura de uno de los TI. Corriente de carga máxima menor a la $I_d$.
- $(2.\ R_{cables}+R_{burden}+(I_1/350)^{1,15}/(I_2)^2)$
- *Sensibilidad*. $S=Icc_{\ int\ min}/r_t.I_{ar} \geq 2$, para mejorarla:
- Operación del relé antes de la saturación,
- uso de relé de tensión en lugar de corriente en la rama diferencial,
- comparación de fases y no de amplitudes y

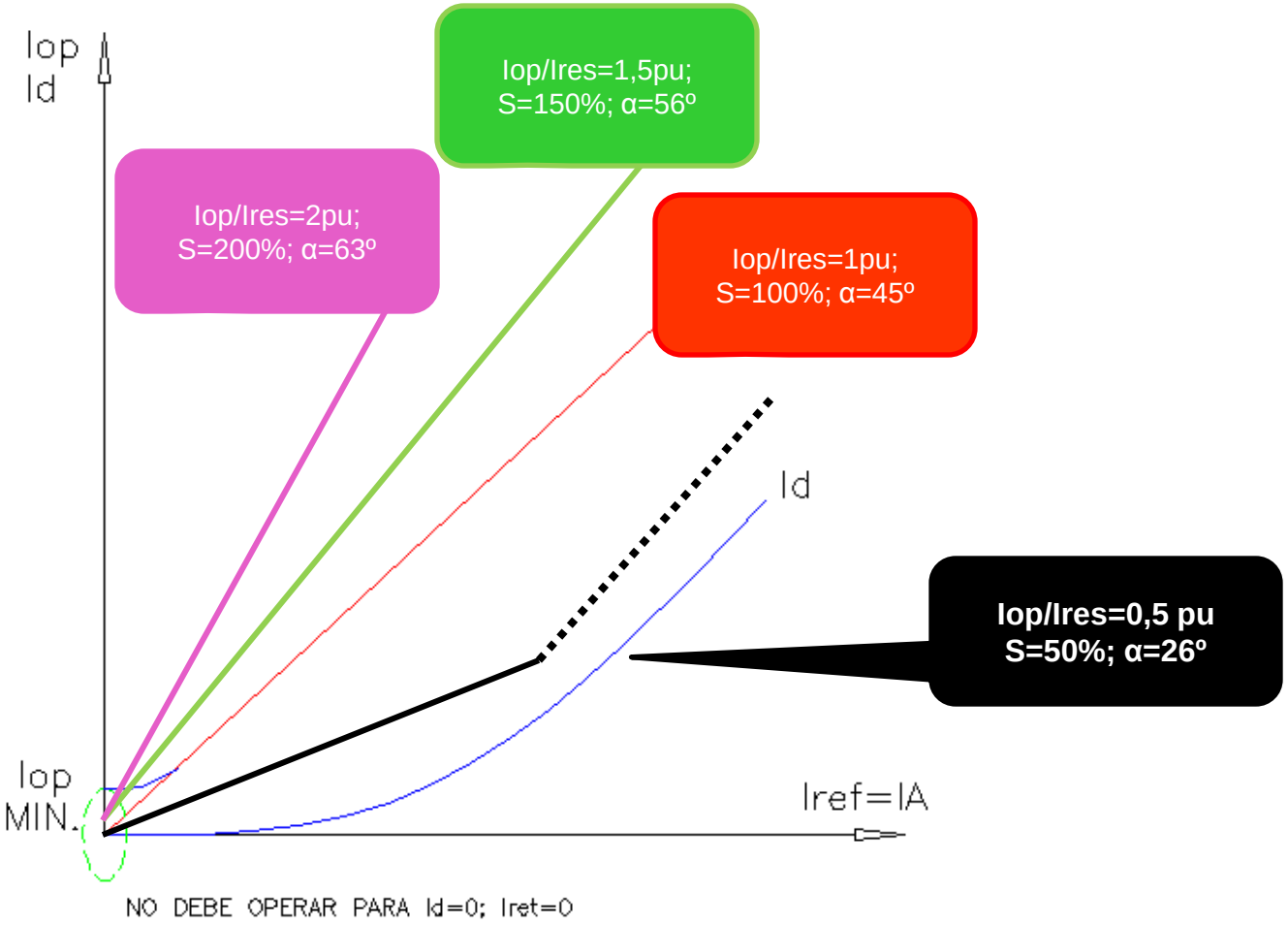
- ***USO DE RELÉ DE PORCENTAJE DIFERENCIAL.***

# Protección Diferencial DIFF. Principios básicos. ***Relé de porcentaje diferencial.***

- Opera cuando el porcentaje que la $I_{op}$, tiene de $I_A$, supera un cierto valor.
- Puede tener dos pendientes (20% y 80%).
- La pendiente de la característica de operación es
- **α** =arc. tag (Iop/Iret), o sea que la relación de algoritmos de Iop y Iret, fijan la pendiente de la **C**aracterística de **O**peración del **R**elé (COR).

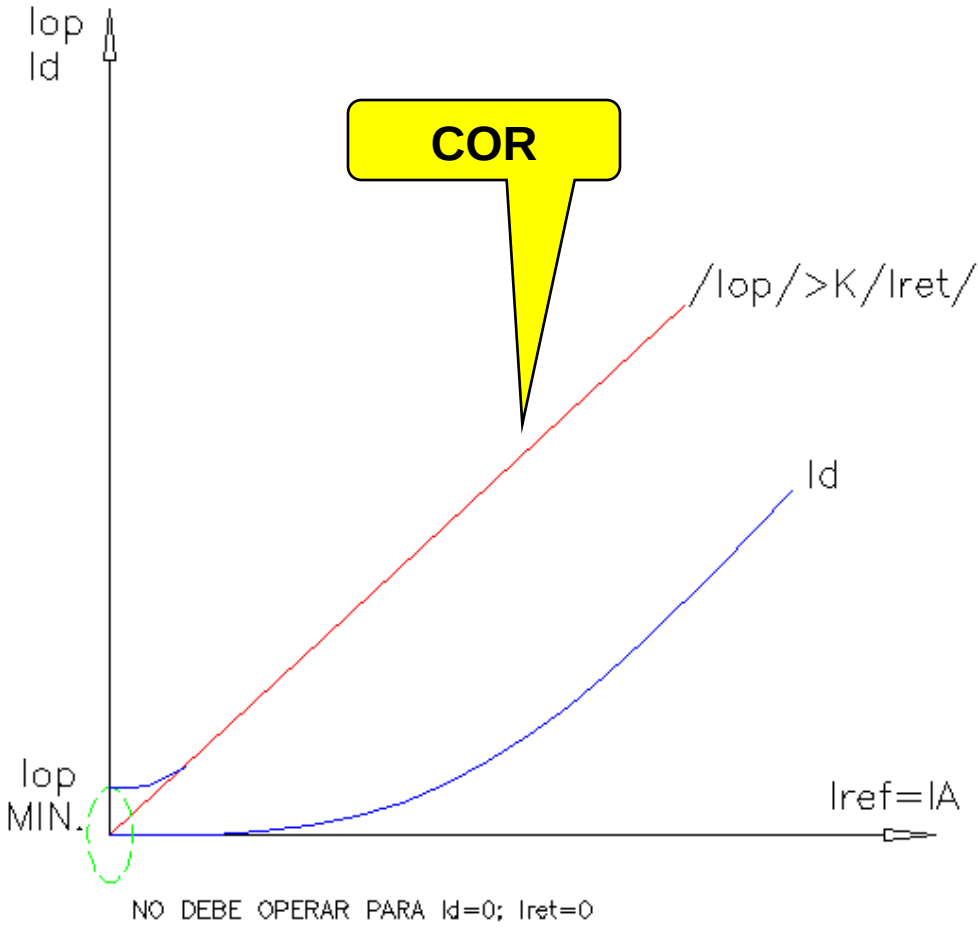


# Protección Diferencial DIFF. Principios básicos. ***Relé de porcentaje diferencial.***



# Protección Diferencial DIFF. Principios básicos. ***Relé de porcentaje diferencial.***

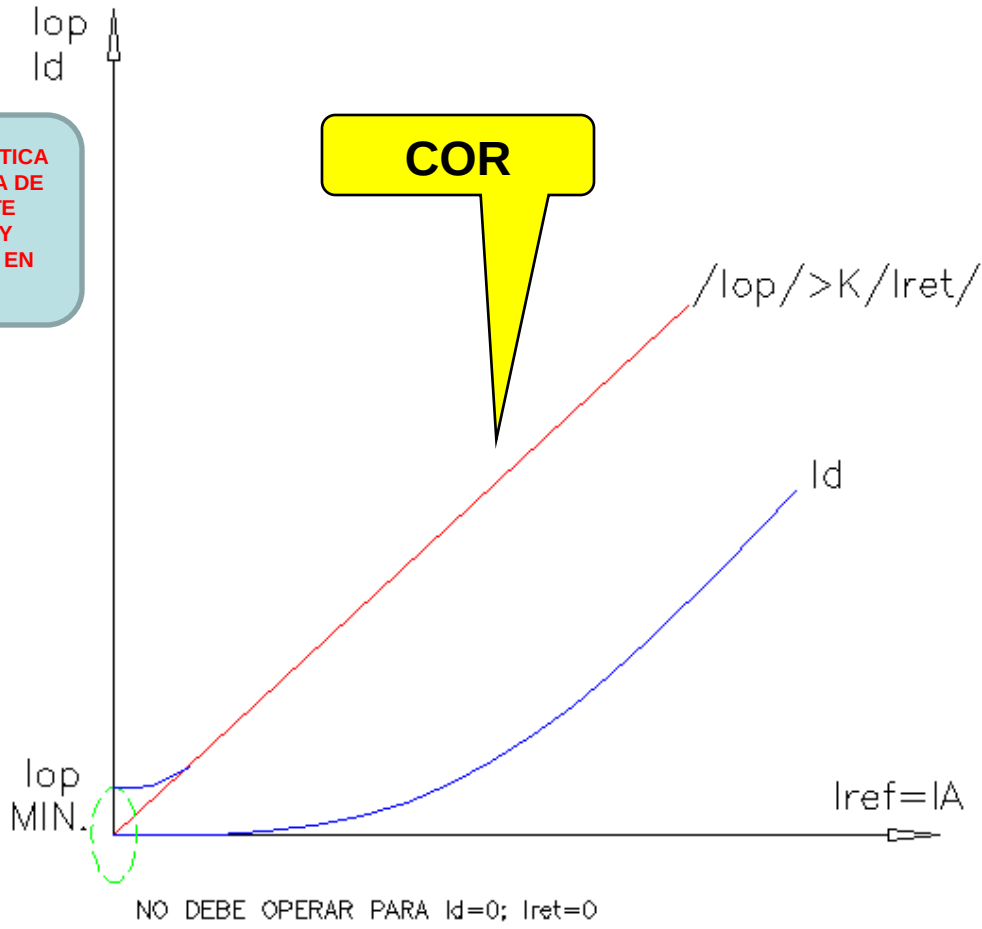
- El relé hace una comparación de las corrientes rectificadas proporcionales a Iop y Iret, con lo cual al intervenir los TIop y TIret, aparecen dos constantes Kop y Kret.
- Al umbral de sensibilidad lo podemos definir como
- S=Kop. Iop – Kret. Iret



# Protección Diferencial DIFF. Principios básicos. ***Relé de porcentaje diferencial.***

- Para una $I_{ret}$=0, el umbral de sensibilidad será
- $S=K_{op}.\ I_{opmín}$
- $I_{op}=(K_{ret}/K_{op})I_{ret}+I_{opmin}$

CARACTERÍSTICA DE LA RECTA DE PENDIENTE Kret/Kop, Y ARRANQUE EN $I_{OPMIN}$




- **$I_{d,y}(I_{R,y})=Id>$ = 0,2**

(*Para tener en cuenta la corriente de magnetización del transformador*).

- **$I_{d,y}(I_{R,y})=m_1.I_{R,y}+Id>(1-0,5.m_1)$**

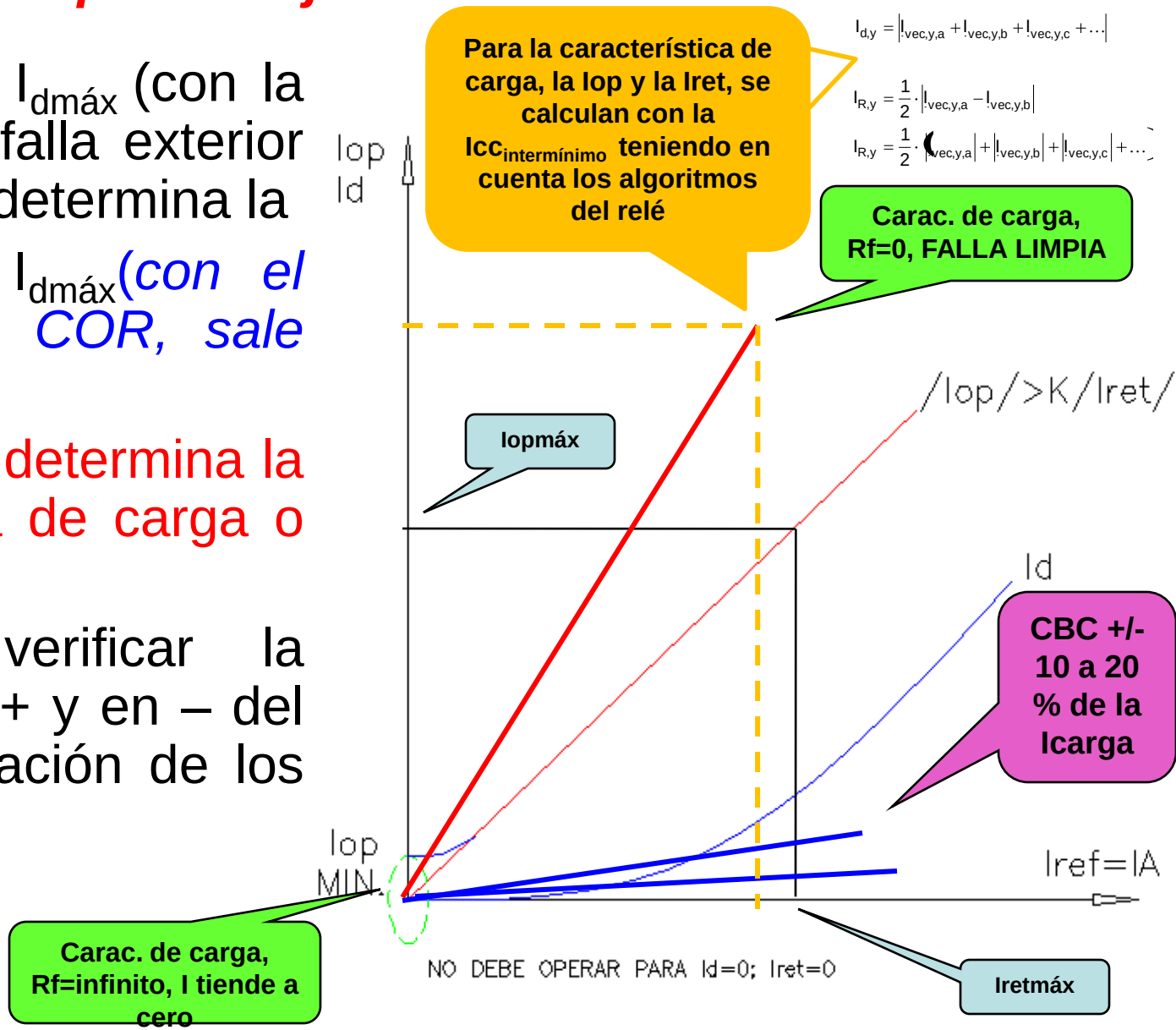
Para $m_1$=0,3

***$I_d$ COMO FUNCIÓN DE $I_R$***

**NOTA:** K=Kret/Kop=0,3 a 0,8

# Protección Diferencial DIFF. Principios básicos. ***Relé de porcentaje diferencial.***

- Determinada $I_{dmáx}$ (con la corriente de falla exterior máxima), se determina la
- $I_{opmáx} = K * I_{dmáx}$ *(con el algoritmo de COR, sale $I_{retmáx}$)*
- La recta roja determina la característica de carga o línea de falla.
- Hay que verificar la variación en + y en – del CBC y saturación de los TI.



# ***Algoritmos utilizados***

# ***en Relés***

# ***Diferenciales de transformador***

AREVA

Vec=magnitud corregida en amplitud y módulo

a=arroll. primario, b=arroll. secundario, c=arroll. terciario

## *Definition of $I_d$ and $I_R$*

Differential current, Operación Kirchof

$$I_{d,y} = \left| \underline{I}_{vec,y,a} + \underline{I}_{vec,y,b} + \underline{I}_{vec,y,c} + \cdots \right|$$

Restraining current

$$I_{R,y} = \frac{1}{2} \cdot \left| \underline{I}_{vec,y,a} - \underline{I}_{vec,y,b} \right|$$

$$I_{R,y} = \frac{1}{2} \cdot \left( \left| \underline{I}_{vec,y,a} \right| + \left| \underline{I}_{vec,y,b} \right| + \left| \underline{I}_{vec,y,c} \right| + \cdots \right)$$

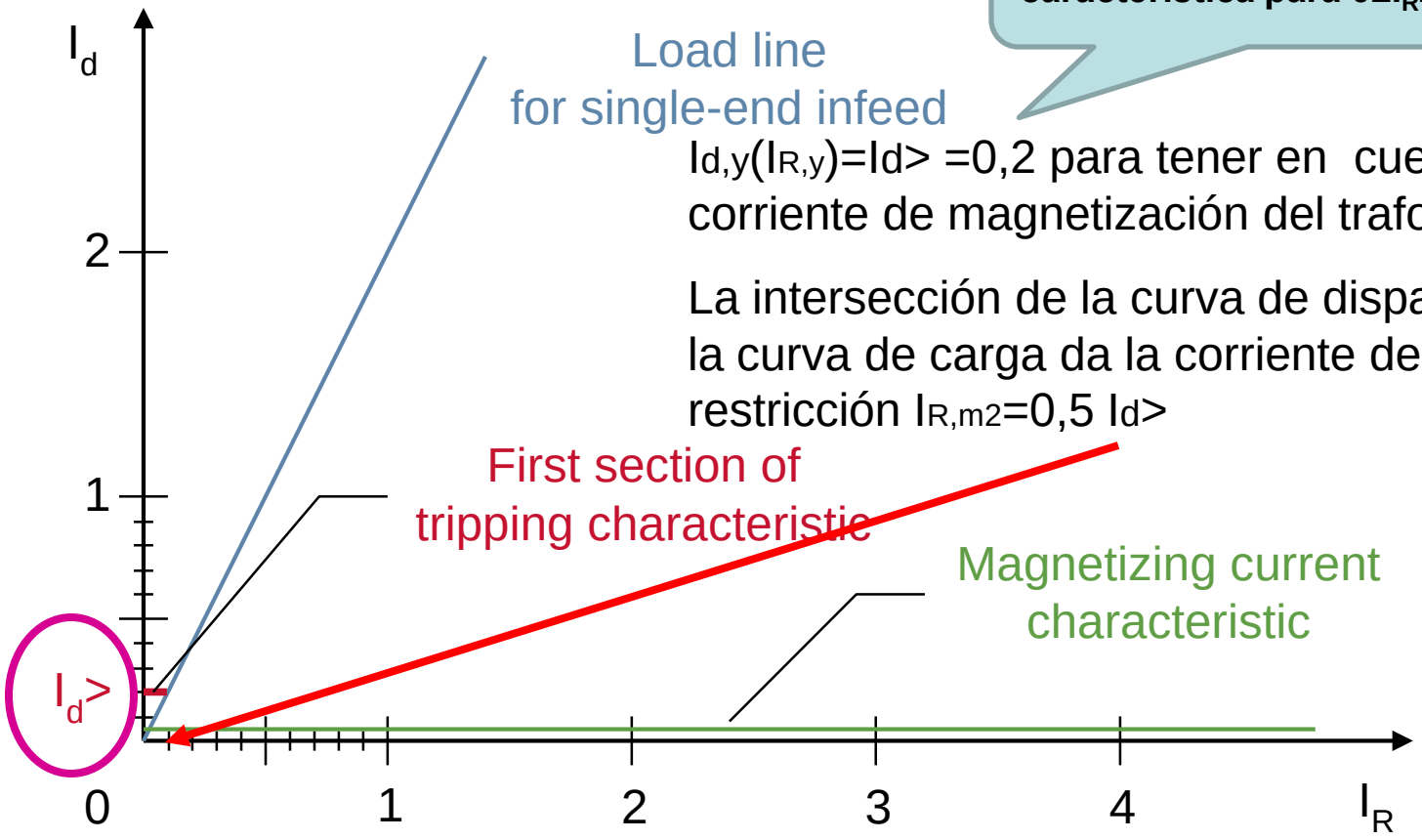
for 2 ends
Restricción
for > 2 ends

Amplitude and vector group matched currents from ends a, b, ...

**Si se hace la compensación vectorial, esto es diferencia de módulos solamente**

# *Tripping Characteristic: First Section*

**Ésta es la ecuación de la característica para $0 \le I_R \le 0{,}5 I_{diff>}$**

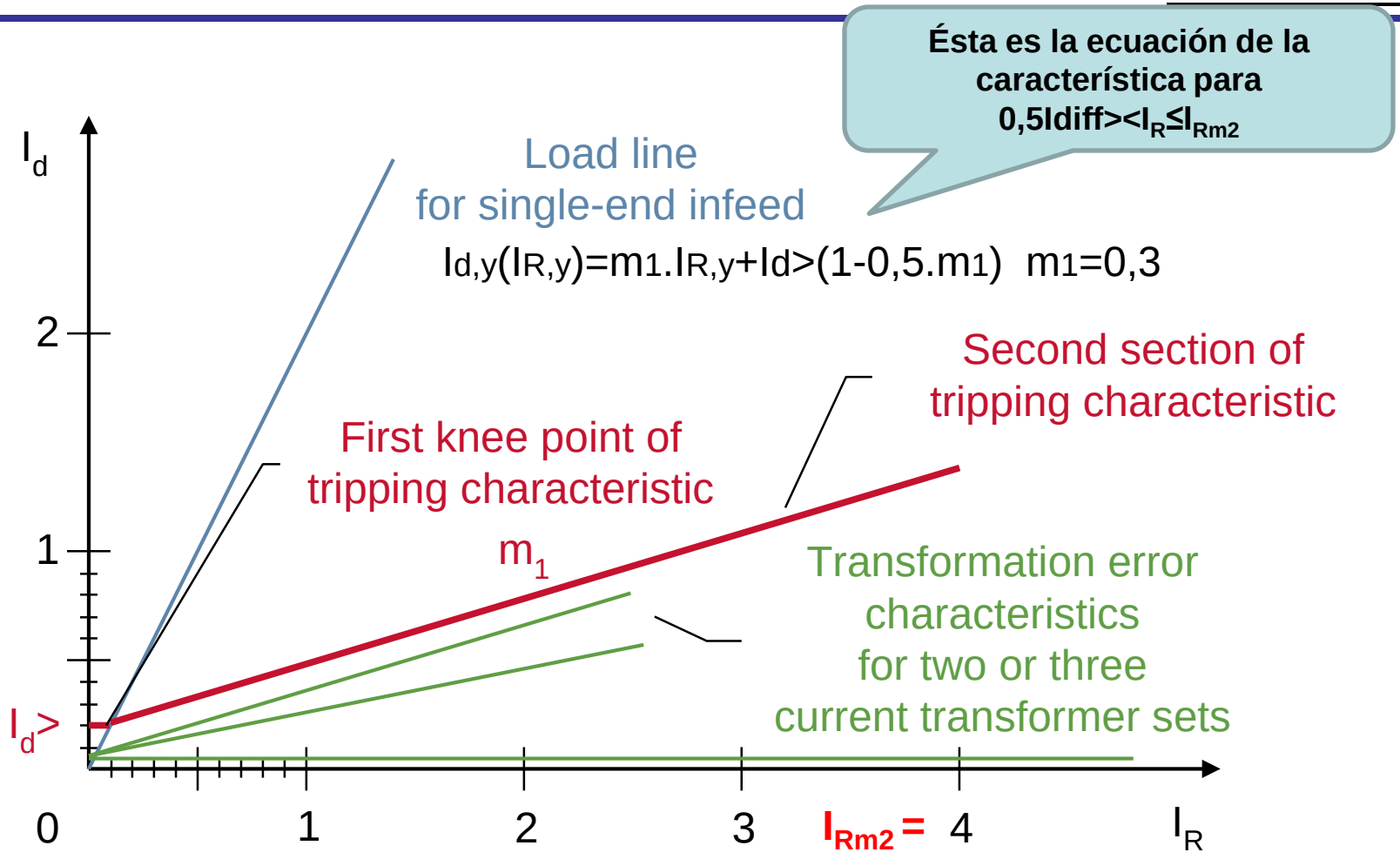



$I_{d,y}(I_{R,y}) = I_{d>} = 0{,}2$ para tener en cuenta la corriente de magnetización del trafo.

La intersección de la curva de disparo con la curva de carga da la corriente de restricción $I_{R,m2} = 0{,}5\ I_{d>}$

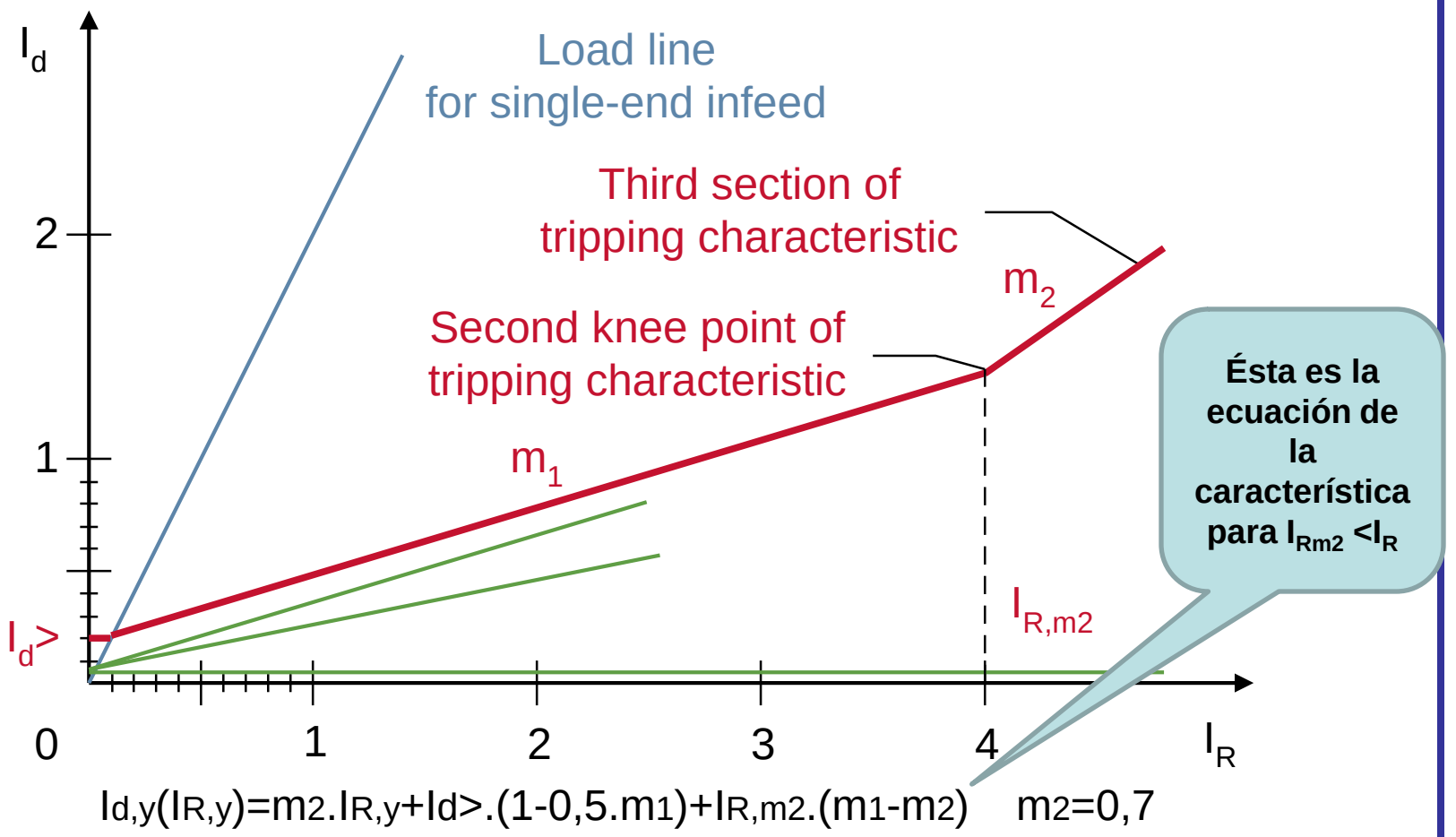
**The basic threshold value $I_{d>}$ takes into account the magnetizing current of the transformer.**

# *Tripping Characteristic: Second Section*



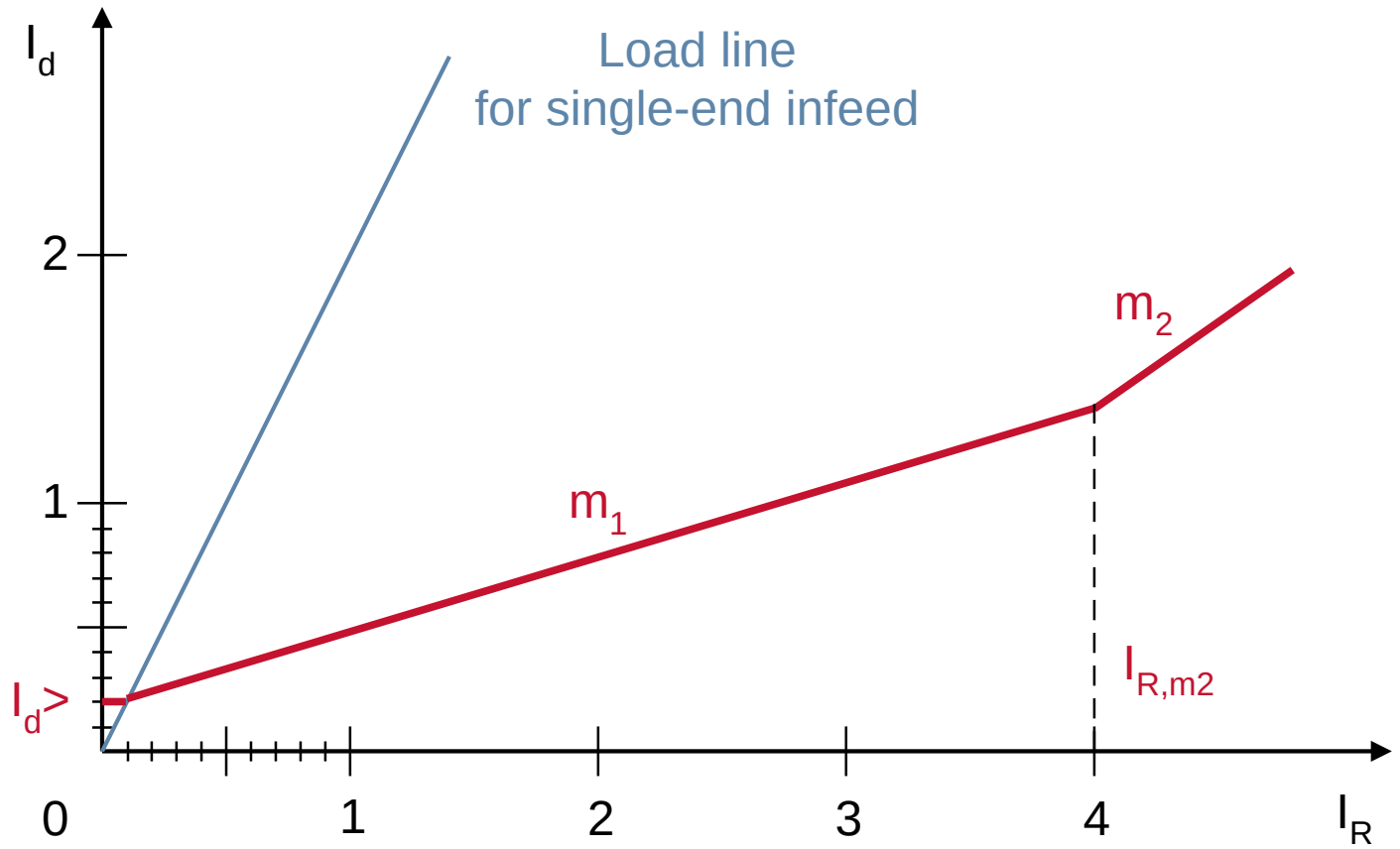

**The slope of the straight(recta) line should correspond to the cumulative total error of the participating CT sets.**

# Tripping Characteristic: Third Section




**The second knee point must be set in accordance with the maximum possible load current.**

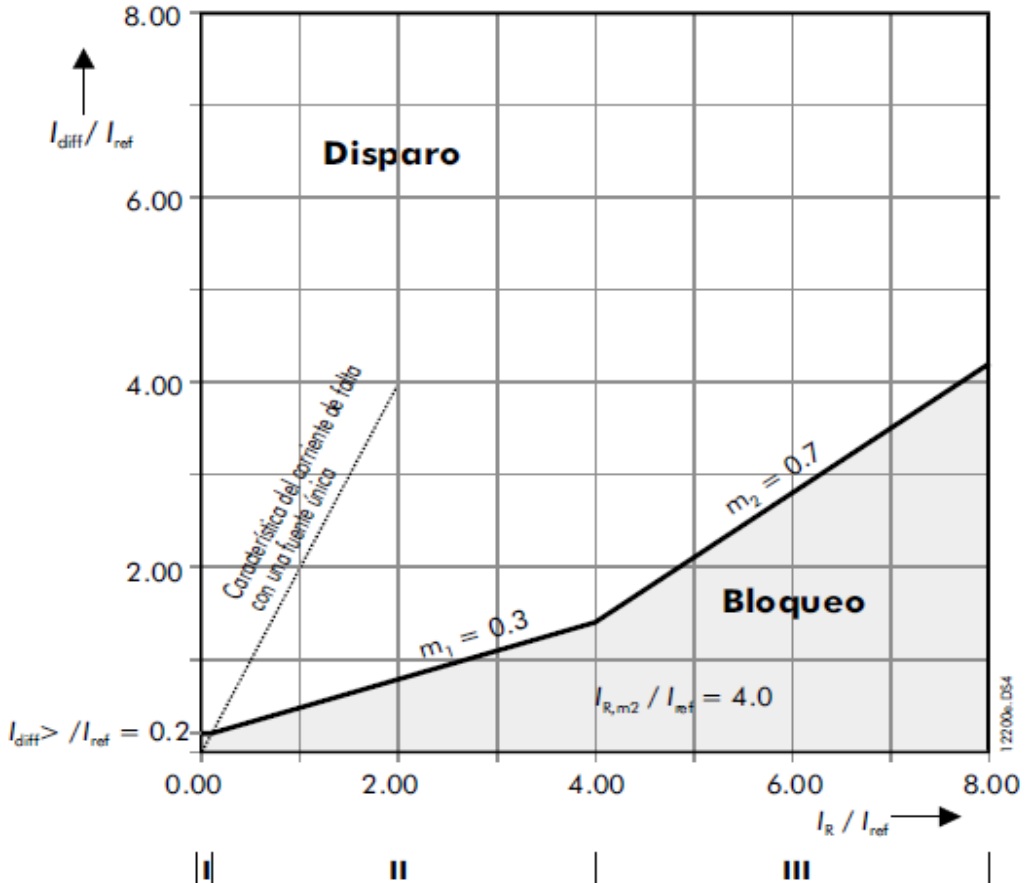
# *Tripping Characteristic*




**Basic threshould value $I_d>$, slope $m_1$, second knee point $I_{R,m2}$ and slope $m_2$ are settable.**

# *Tripping Characteristic*

1) Para valores de $I_R$, comprendidos entre **0** y **0,5*$I_{diff>}$**, la ecuación que se utiliza es $I_{d,y}(I_{R,y})=Id> =0,2$. Éste valor de 0,2 es por default y luego debe verificarse.
2) Para valores de $I_R$, comprendidos entre **0,5*$I_{diff>}$** e $I_{Rm2}$, la ecuación a utilizar es $I_{d,y}(I_{R,y})=m_1.I_{R,y}+Id>(1-0,5.m_1)$. Con m1=0,3 también por default.
3) Para valores de $I_R$ mayores a $I_{Rm2}$, la ecuación es $I_{d,y}(I_{R,y})=m_2.I_{R,y}+Id>.(1-0,5.m_1)+I_{R,m2}.(m_1-m_2)$. Con $m_2$=0,7.



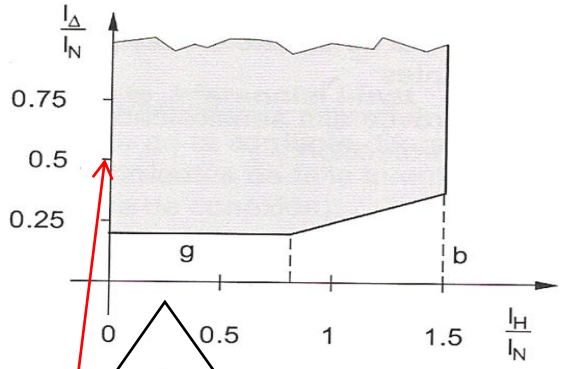

$I_R=I_{bias}=I_{frenado}=I_{atravesante}$

$I_d=I_{diff>}=I_{operación}$

La $I_{ref}$, se puede tomar como unitaria

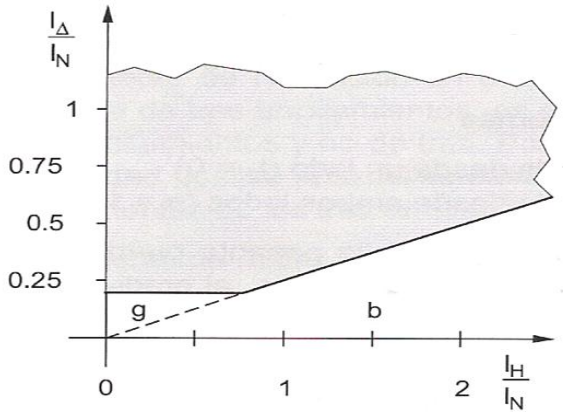
Debe controlarse que la $I_{diff>}$ seteada en el relé, sea siempre menor que $0,9*I_d=I_{diff>}$ que ve el relé

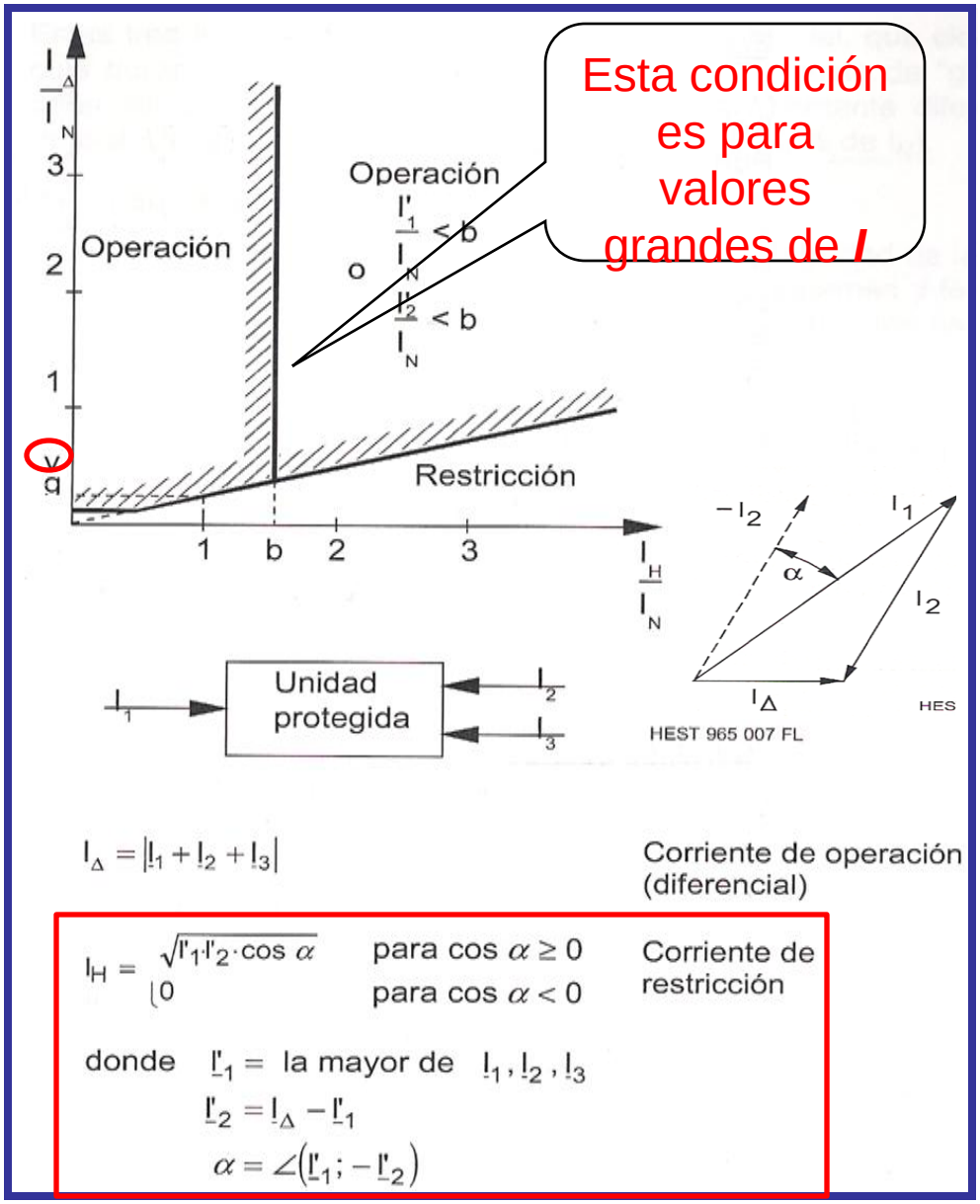
ABB




**g** es el ajuste más bajo contando con errores de TI,CBC, etc.
**v** tiene en cuenta altas I de falla pasantes=0,5.
**b** grandes I de falla impidiendo saturación de los TI.

## *Características de operación para altas y bajas corrientes pasantes*




$$I_\Delta = |I_1 + I_2 + I_3|$$

Corriente de operación (diferencial)

$$I_H = \begin{cases} \sqrt{I'_1 \cdot I'_2 \cdot \cos\alpha} & \text{para } \cos\alpha \geq 0 \\ 0 & \text{para } \cos\alpha < 0 \end{cases}$$

Corriente de restricción

donde $I'_1 =$ la mayor de $I_1, I_2, I_3$

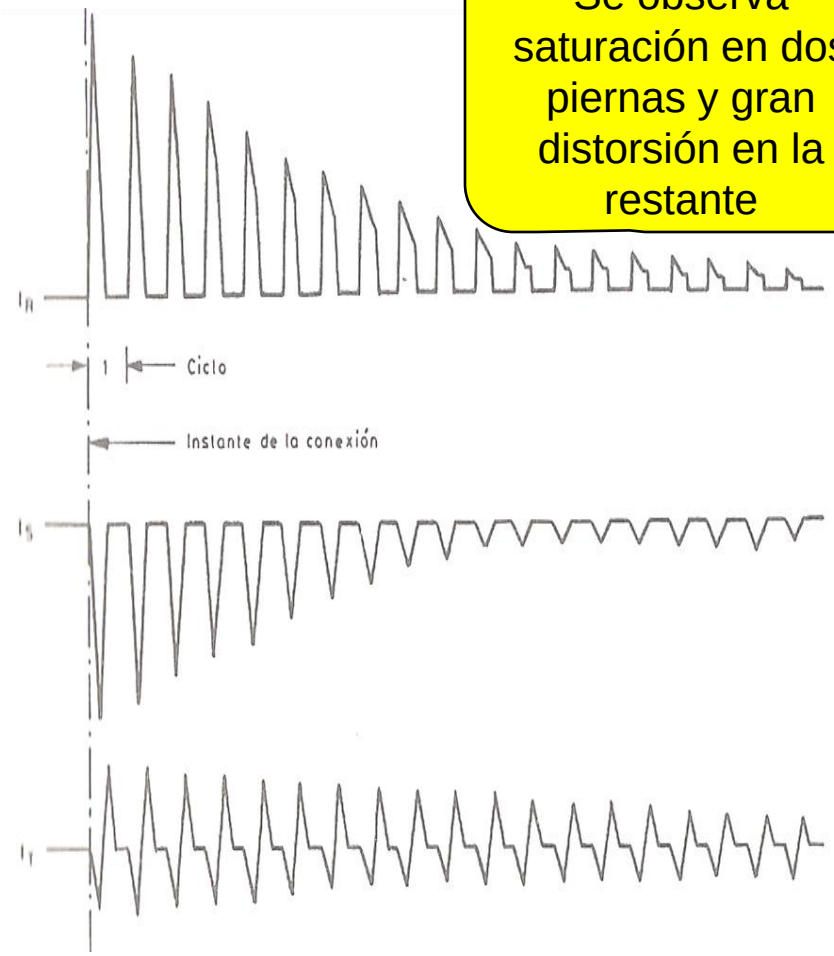
$$I'_2 = I_\Delta - I'_1$$

$$\alpha = \angle(I'_1; -I'_2)$$

# PARTICULARIDADES EN LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

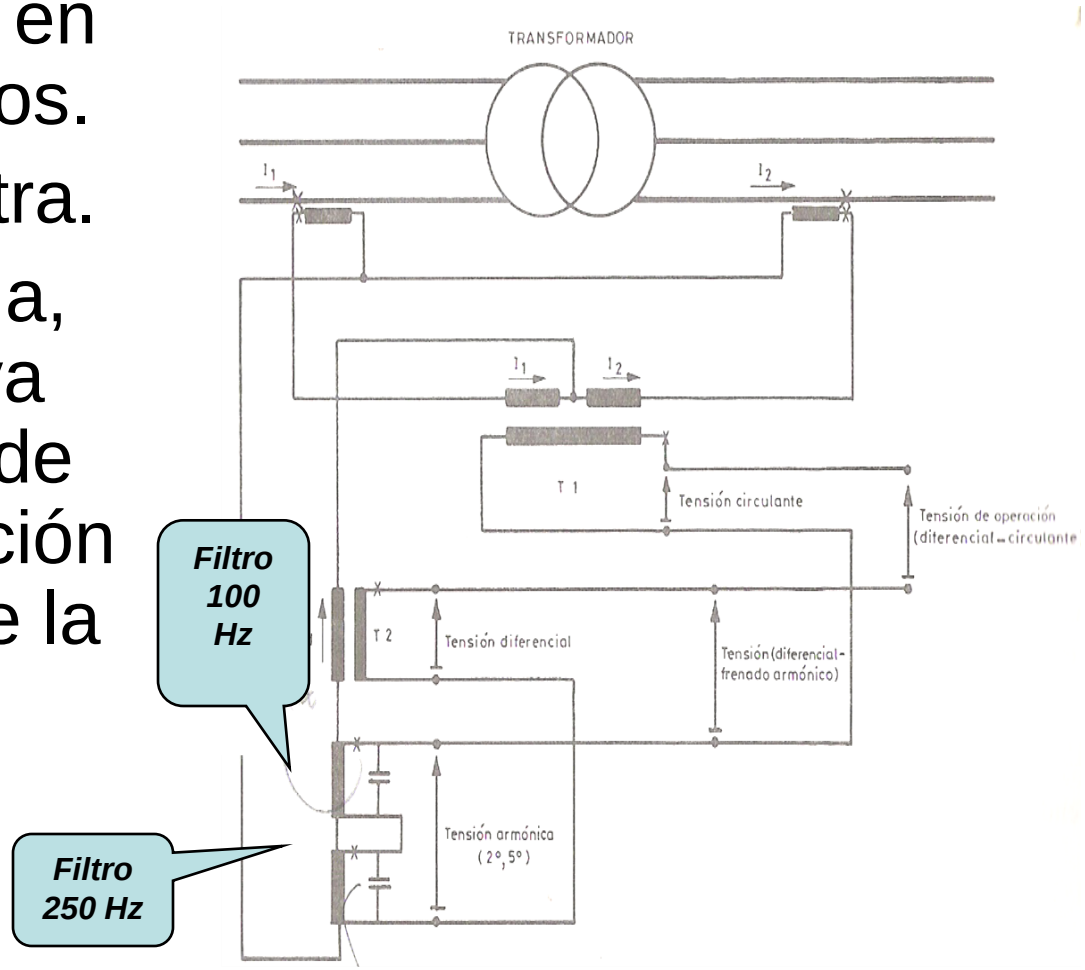
# Protección Diferencial DIFF. ***Dificultades en la parametrización.***

- Al conectar(***I*** de un solo lado; ***5 a 10 In al conectar AT; 10 a 20 In al conectar MT***) transformadores ya sea solos o en paralelo con otro (sympathic inrush), o producto de una falla cercana a barras, se produce la Inrush, función del grupo de conexión, sistema de tierra, estado de magnetización del núcleo, etc.



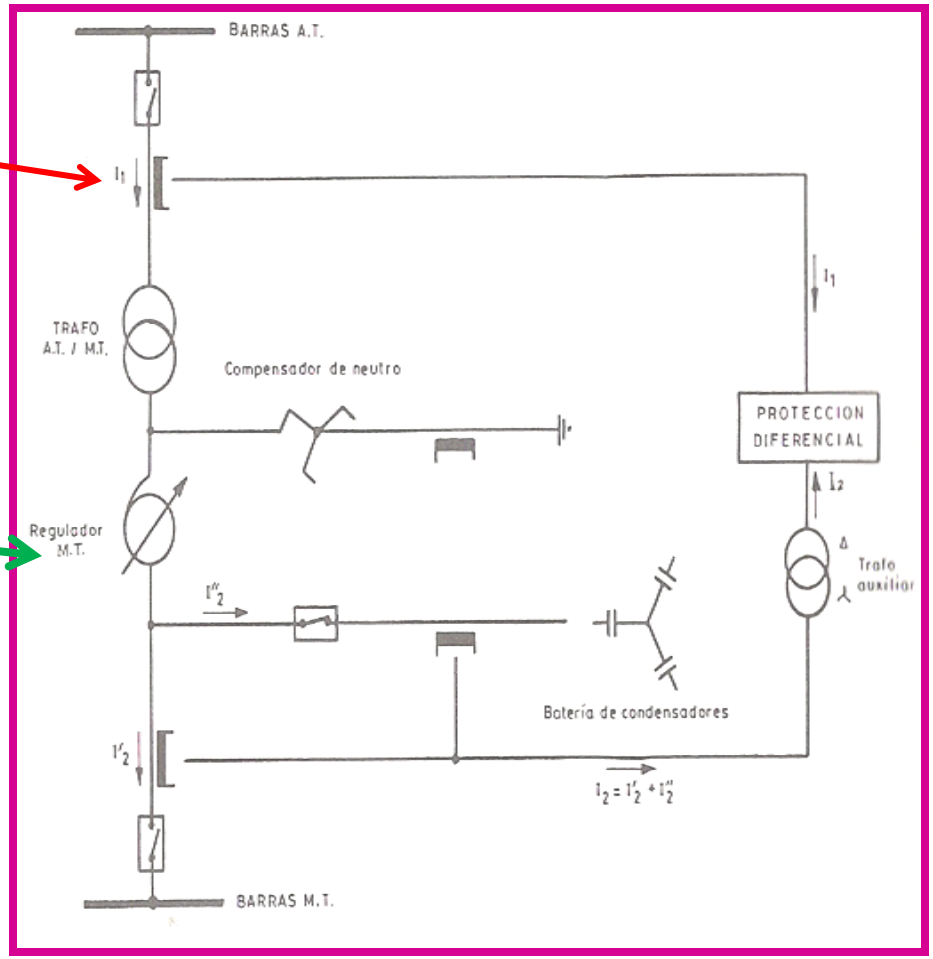
# Protección Diferencial DIFF. ***Dificultades en la parametrización.***

- La Inrush es rica en $2^{do}$ y $5^{to}$ armónicos.
- El segundo se filtra.
- El 5to se controla, según una curva inversa, tiempo de operación en función de la variación de la tensión con la frecuencia.



# Protección Diferencial DIFF. ***Dificultades en la parametrización.***

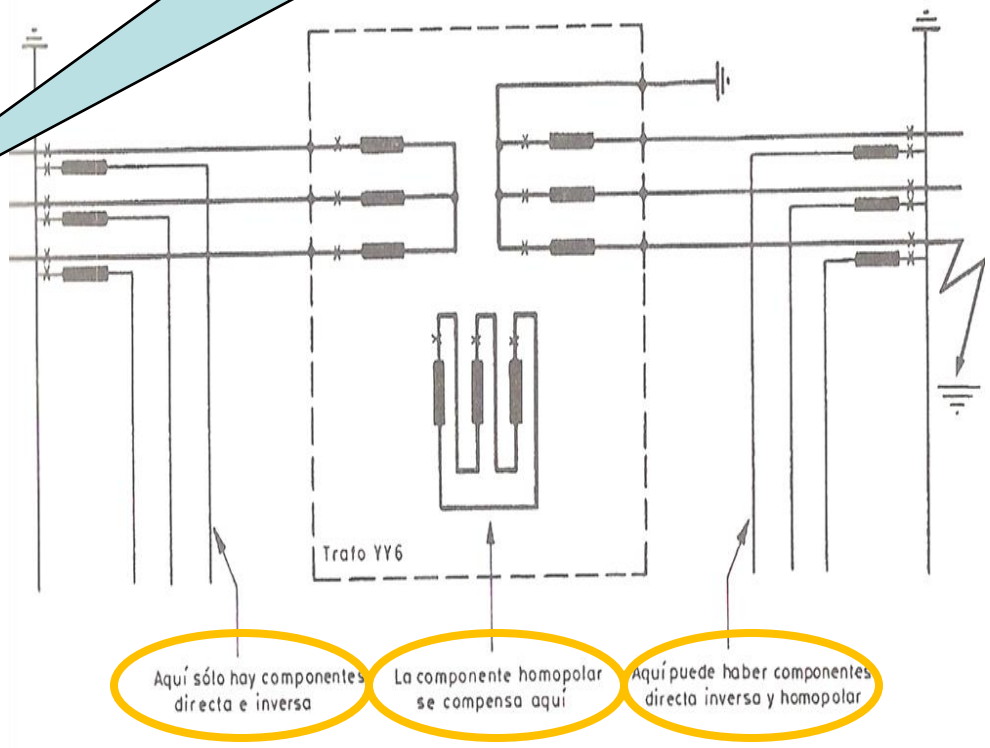
- Las $I_{es}$ de un lado y del otro son distintas en módulo y argumento (grupo de conexión).
  - Efecto del CBC.
    - Homopolares.
- Burden efecto de los cables.



# Protección Diferencial DIFF. ***Dificultades en la parametrización.***

- En el Yn-Δ-Yn/6, con una falla en MT, no se transfiere a AT, por el triángulo estabilizador.

**EJEMPLO**
30 MVA, DYn11,
105 15%/24 KV
Xcc=12 %

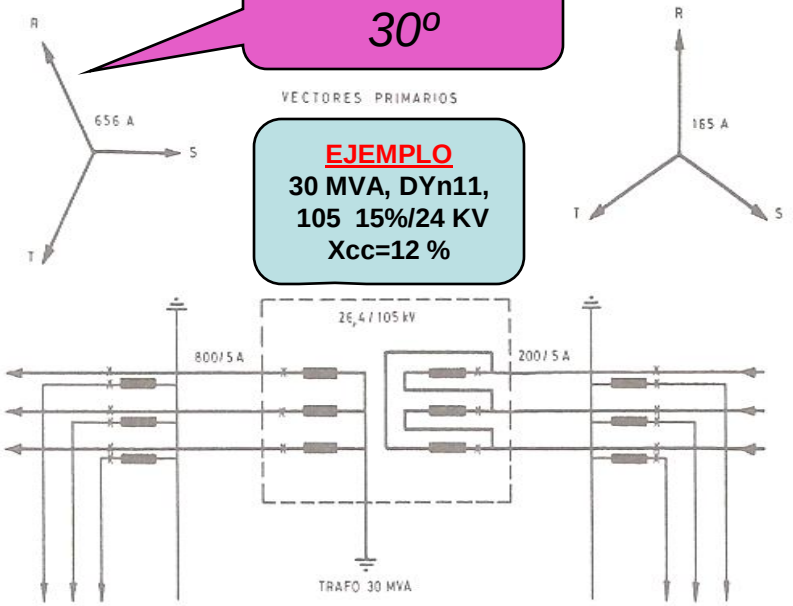



- $I_{ATp}$= 165 A 15%
- $I_{MTp}$= 656 A
- $TI_{AT}$=200/5
- $TI_{MT}$=800/5

# Protección Diferencial DIFF. *Dificultades en la parametrización.*

- $I`_{ATs}$=165.(5/200)=
- = 4,124  15%
- $I`_{MTs}$=656.(5/800)=
- =4,1
- 4,1/(4,124/1,73)=
- = 4,1/2,38 = 5/2,9

*Desfase de 30º*

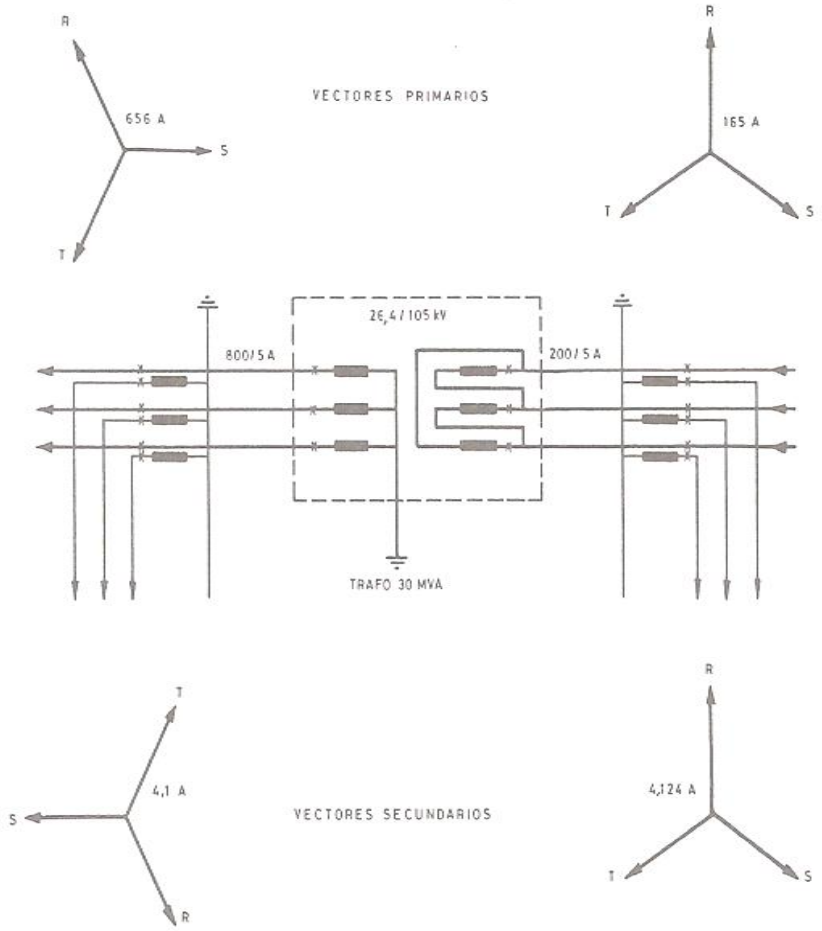


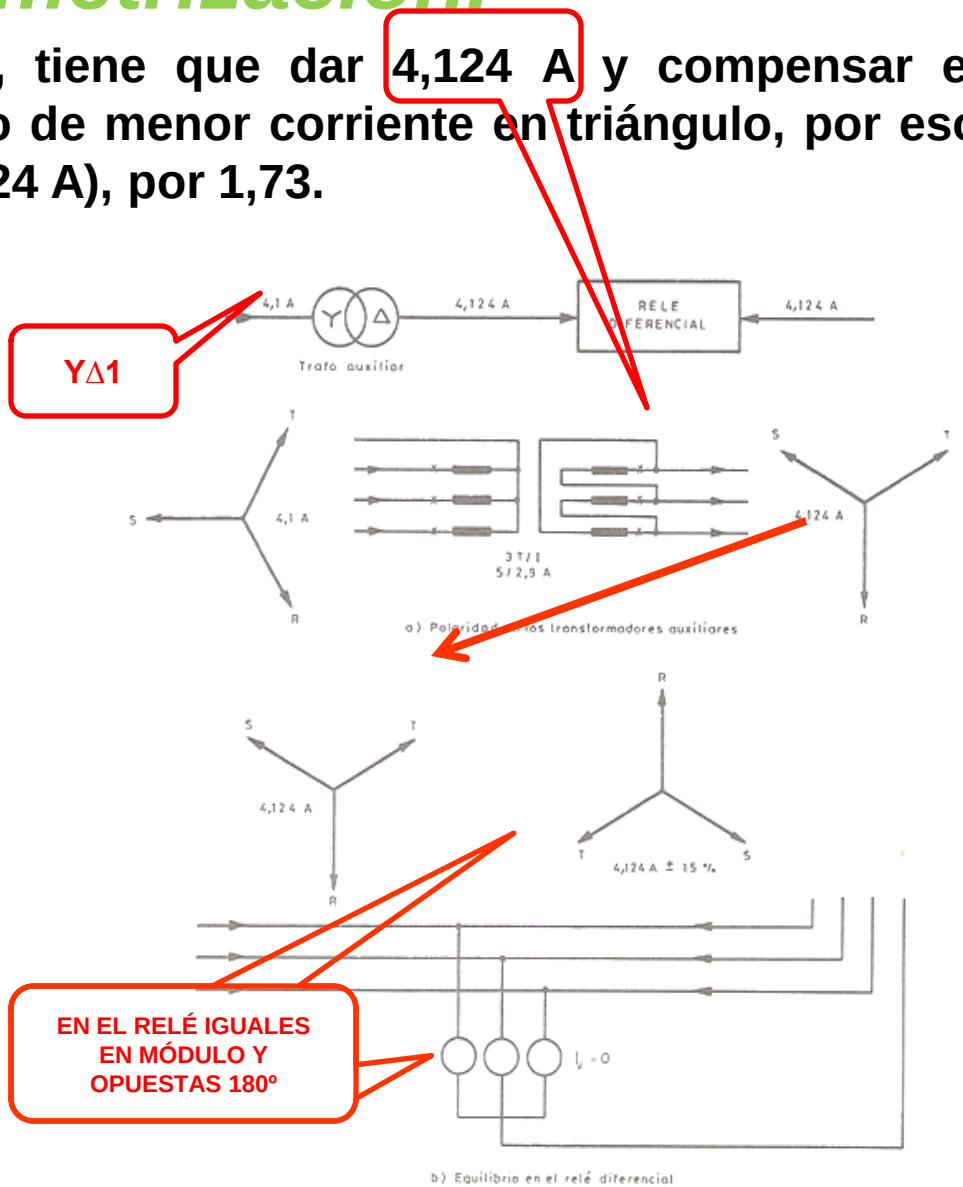

- TI auxiliar Desfase de 30º(YΔ1).
- $I_{op}=I`_{AT}\ \ I`_{MT}$
- $I_{ret}=(I`_{AT}\ \ I`_{MT})/2$

***Para lograr equilibrar los ángulos nuevamente***

# Protección Diferencial DIFF. *Dificultades en la parametrización.*

***Nota aclaratoria:*** **Como el TI auxiliar, tiene que dar 4,124 A y compensar el desfasaje, tiene que tener el bobinado de menor corriente en triángulo, por eso en la fórmula se divide la corriente (4,124 A), por 1,73.**



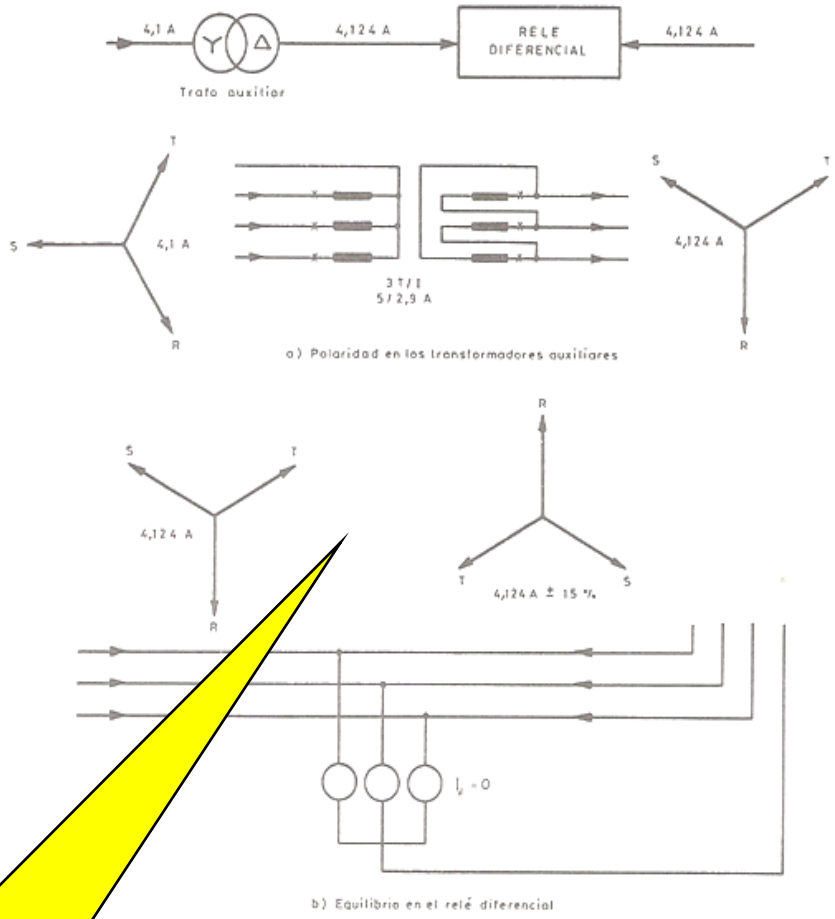



# Protección Diferencial DIFF. ***Dificultades en la parametrización.***

- Idmáx falla externa
- $I_{dmáx}=I_n.100/X_{cc}=$
- $=4,124*100/12=34,3$ A

- Con el efecto del CBC (15%)
- 15/100. 34,3 A = 5,15 A

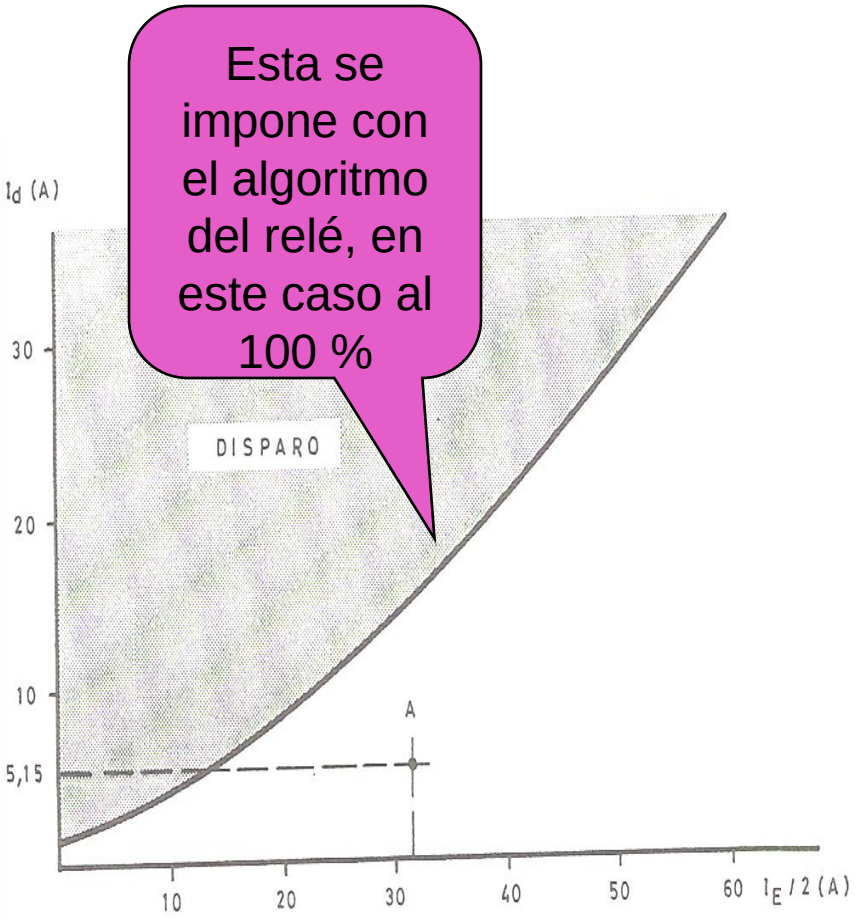
- Errores TI (20%)
- $I_{AT}=240$ A, $I_{MT}=960$ A




Corrección del desfase

# Protección Diferencial DIFF. ***Dificultades en la parametrización.***

- $I_{op}=I_d=5,15$ A
- $I_{ret}=I_E=((34,3-5,15)+34,3)/2=$
- $= 63,45/2=31,72$
- $I_E=(I_{MT}\pm I_{AT})/2$



# Protección Diferencial DIFF. *Dificultades en la parametrización.*

**Las condiciones de uso del CBC serán:**

$I_{AT+15\%}$ = (30000/1,73).105.1,15=

= 144 A

$I_{AT-15\%}$ = (30000/1,73).105.0,85=

= 194 A

$I_{AT+15\%SEC}$= 144.(5/200) = 3,6 A

$I_{AT-15\%SEC}$= 194.(5/200) = 4,85 A

$I_{MT+15\%SEC}$=

=(30000/1,73.26,4.1,15).(5/800)=

= 572.(5/800)= 3,575 A

$I_{MT-15\%SEC}$=

=(30000/1,73.26,4.0,85).(5/800)=

= 772.(5/800)= 4,825 A

$I_{d+15}$=(3,6-3,575)= 0,025 A

$I_{d-15}$=(4,85-4,825)= 0,025 A

$I_{E+15}$=1/2(3,6-3,575)= 0,0125 A

$I_{E-15}$= ½(4,85-4,825)=0,0125 A

Pendiente S=0,50=50 %

Esto es para el CBC en condiciones normales.

En condición de falla es

$I_{AT+15SEC}$= 5,15 A

***NOTA:*** 26,4 KV=24KVx1,1

# DIFF. *Dificultades en la parametrización.*

**Para la verificación de la corriente diferencial mínima de accionamiento para el CBC, en la posición de corriente de vacío, considerada del orden de los 5,82 A, es:**

$I_{02AT-15}=I_0/0{,}85^2=0{,}03\ I_{nomial\ trafo}/0{,}85^2=$ 8,05 A

$I_{02AT-15SEC}=8{,}05.5/200=$

$= I_{dmín}= 0{,}20$ A

La pendiente para falla externa es

**S**=5,15/31,72 =16,25 %, (**Por debajo del 50%**)

Estos relés también tienen $I_{diff}>>$ e

$I_{diff}>>>$, que normalmente no son afectadas por la característica de frenado. O sea estos valores los disparan en milisegundos, y los ajustes tipos son ***5 Iref*** y ***10 Iref.***

**Con el CBC en la posición más extrema -15 % = 194 A**

Para calcular la corriente diferencial mínima de accionamiento, se calcula la corriente de vacío del transformador considerando el CBC en ambos extremos.

Si se considera un comportamiento lineal del núcleo, el flujo magnético en él vendrá dado por

$$\Phi_M = \frac{N \times i}{\Re} \qquad (1)$$

donde *N* es el número nominal de espiras; *i* , la corriente de vacío, y

la reluctancia del núcleo. A su vez, de la ley de Lenz surge

$$e = N \frac{d\Phi}{dt} \qquad (2)$$

reemplazando (1) en (2)

$$e = \frac{N^2}{\Re} \times \frac{di}{dt}$$

si se considera excitación sinusoidal se tendrá

$$e = \frac{N^2}{\Re} \times \omega \times I_o \times \cos \omega t \qquad (3)$$

Considérese ahora:

$N_1$: número de espiras con el CBC en la posición +10%

$N_2$: número de espiras con el CBC en la posición –15%

puede escribirse:

$$N_1 = 1{,}1 \times N$$

$$N_2 = 0{,}85 \times N$$

Despejando de (3) el fasor $I_o$ :

$$I_o = \frac{E \times \Re}{\omega \times N^2} \qquad (4)$$

Para el CBC en la posición +10% se tendrá:

$$I_{o1} = \frac{E \times \Re}{\omega \times N_1^2} = \frac{E \times \Re}{\omega \times 1{,}1^2 \times N^2} \qquad (5)$$

y para la posición –15%

$$I_{o2} = \frac{E \times \Re}{\omega \times N_2^2} = \frac{E \times \Re}{\omega \times 0{,}85^2 \times N^2} \qquad (6)$$

dividiendo (5) por (4)

$$\frac{I_{01}}{I_0} = \frac{1}{1{,}1^2} \qquad I_{01} = \frac{I_0}{1{,}1^2} \qquad (7)$$

dividiendo (6) por (4)

$$\frac{I_{02}}{I_0} = \frac{1}{0{,}85^2} \qquad I_{02} = \frac{I_o}{0{,}85^2} \qquad (8)$$

de (7) y (8) surge que el máximo valor de corriente de excitación vendrá dado para el CBC en la posición –15% y será:

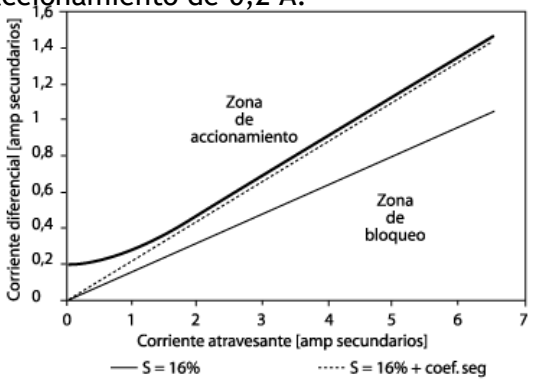
$$I_{02} = \frac{I_0}{0{,}85^2} = \frac{0{,}03 \times I_{Np}}{0{,}85^2} = 2{,}72\ A$$

si se reduce esta corriente a valores secundarios del transformador de corriente se tiene

**TI 70/5**

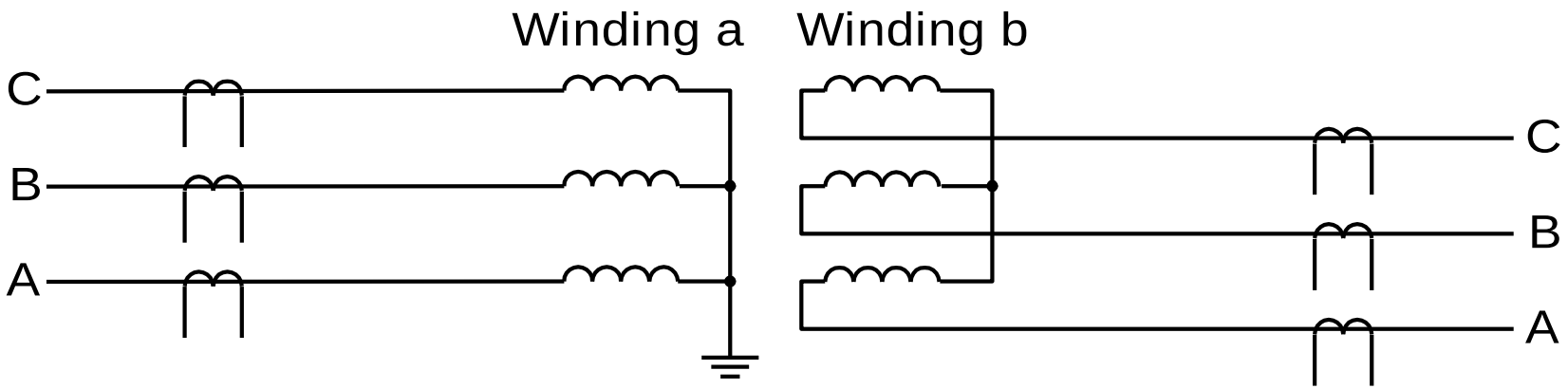
$$I_{02} = \frac{2{,}72\ A \times 5}{70} = 0{,}2\ A$$

o sea que debo ajustar el relé con una corriente diferencial mínima de accionamiento de 0,2 A.



# *Compensación de Amplitud*

# Amplitude Matching

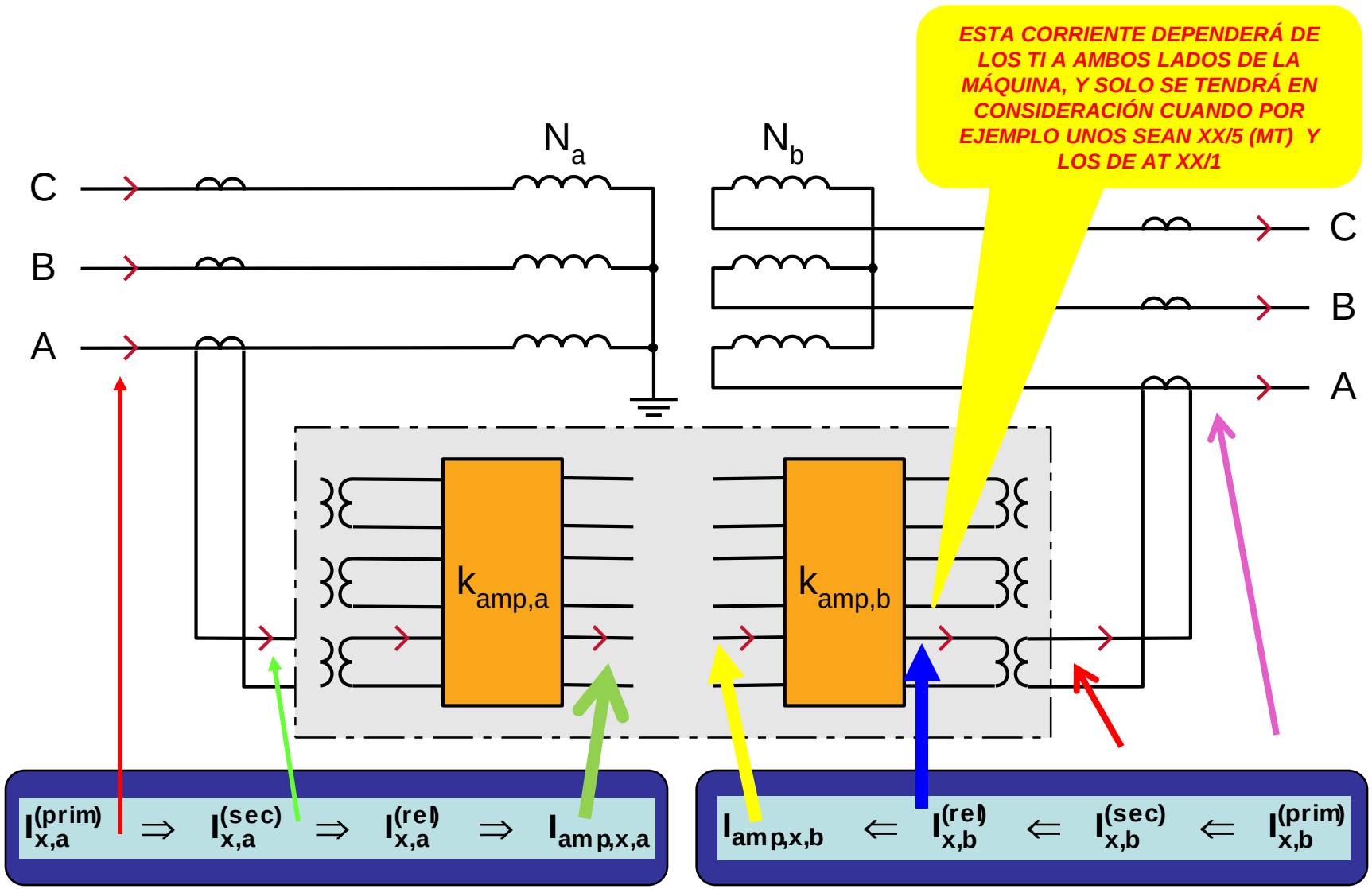



$I_{nom,\ CT,\ prim,\ a}$ $V_{nom,\ prim,\ a}$ $V_{nom,\ prim,\ b}$ $I_{nom,\ CT,\ prim,\ b}$

$$S_{ref,\ prim} = S_{nom,\ prim,\ max}$$

**All you have to do: Simply set these nominal values!**

# Amplitude Matching: Factor $k_{amp,z}$



# Amplitude Matching: Restrictions

$$\underline{I}_{amp,x,z} = k_{amp,z} \cdot \underline{I}_{x,z} = \frac{I_{nom,CT,z}^{(prim)}}{I_{ref,z}^{(prim)}} \cdot \underline{I}_{x,z} = \frac{I_{nom,CT,z}^{(prim)}}{\frac{S_{ref}^{(prim)}}{\sqrt{3} \cdot V_{nom,z}^{(prim)}}} \cdot \underline{I}_{x,z}$$

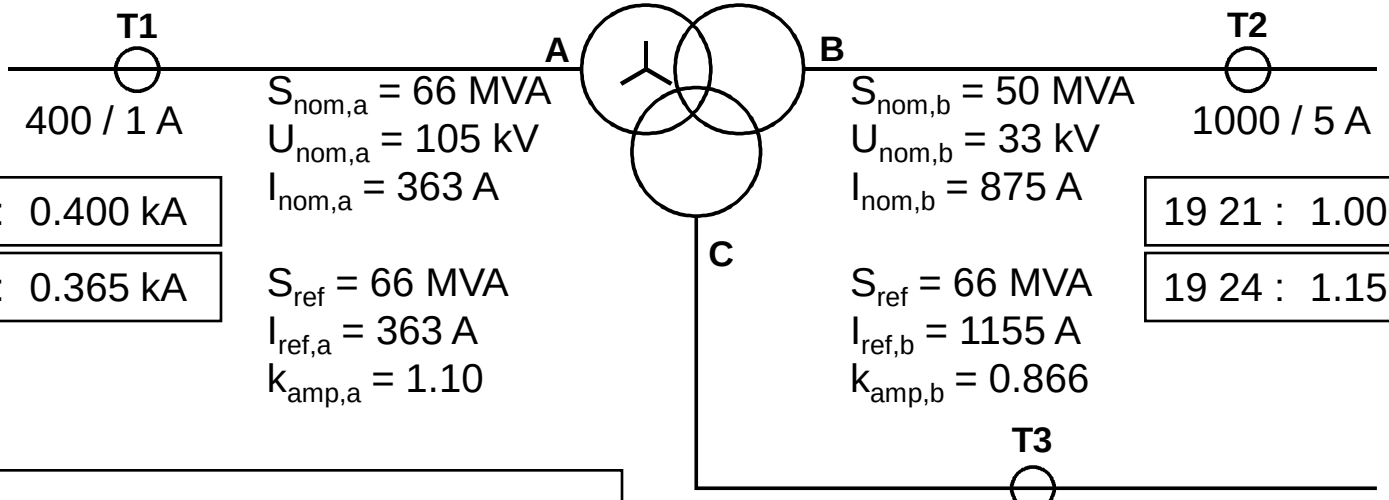
Restrictions:

$$k_{amp,z} \leq 5 \qquad \frac{k_{amp,\max}}{k_{amp,\min}} \leq 3 \qquad k_{amp,\min} \geq 0.7$$

**The individual phase currents $\underline{I}_{x,z}$ are multiplied by the amplitude-matching factor $k_{amp,z}$ of the corresponding end z.**

# Ejemplo transformador de tres arrollamientos

***SON LAS FILAS DE PROGRAMACIÓN***




T1: 400 / 1 A

19 20 : 0.400 kA

19 23 : 0.365 kA

A: $S_{nom,a}$ = 66 MVA
$U_{nom,a}$ = 105 kV
$I_{nom,a}$ = 363 A

$S_{ref}$ = 66 MVA
$I_{ref,a}$ = 363 A
$k_{amp,a}$ = 1.10

B: $S_{nom,b}$ = 50 MVA
$U_{nom,b}$ = 33 kV
$I_{nom,b}$ = 875 A

$S_{ref}$ = 66 MVA
$I_{ref,b}$ = 1155 A
$k_{amp,b}$ = 0.866

T2: 1000 / 5 A

19 21 : 1.000 kA

19 24 : 1.155 kA

T3: 1500 / 1 A

$S_{nom,c}$ = 16 MVA
$U_{nom,c}$ = 10.5 kV
$I_{nom,c}$ = 880 A

$S_{ref}$ = 66 MVA
$I_{ref,c}$ = 3630 A
$k_{amp,c}$ = 0.413

19 22 : 1.500 kA

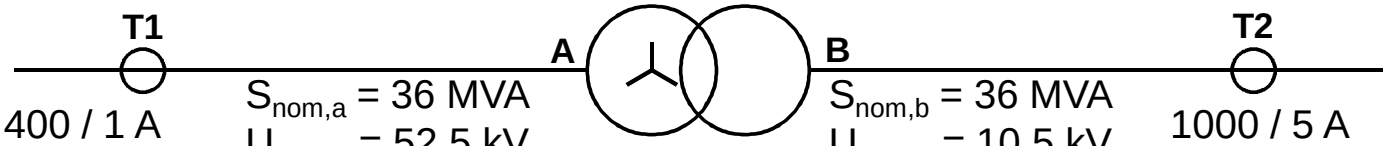
19 25 : 3.630 kA

Check :

$$\frac{k_{amp,max}}{k_{amp,med}} = \frac{k_{amp,a}}{k_{amp,b}} = \frac{1.10}{0.866} = 1.27 \leq 3$$

$$k_{amp,med} = k_{amp,b} = 0.866 \geq 0.7$$

# *Ejemplo transformador de dos arrollamientos*




400 / 1 A

$S_{nom,a}$ = 36 MVA
$U_{nom,a}$ = 52.5 kV
$I_{nom,a}$ = 396 A

$S_{nom,b}$ = 36 MVA
$U_{nom,b}$ = 10.5 kV
$I_{nom,b}$ = 1979 A

1000 / 5 A

$S_{ref}$ = 36 MVA
$I_{ref,a}$ = 396 A
$k_{amp,a}$ = 1.010

$S_{ref}$ = 36 MVA
$I_{ref,b}$ = 1979 A
$k_{amp,b}$ = 0.505

19 20 : 0.600 kA

19 23 : 0.290 kA

$S_{ref}$ = 25 MVA
$I_{ref,a}$ = 275 A
$k_{amp,a}$ = 1.455

$S_{ref}$ = 25 MVA
$I_{ref,b}$ = 1375 A
$k_{amp,b}$ = 0.727

19 21 : 1.000 kA

19 24 : 0.960 kA

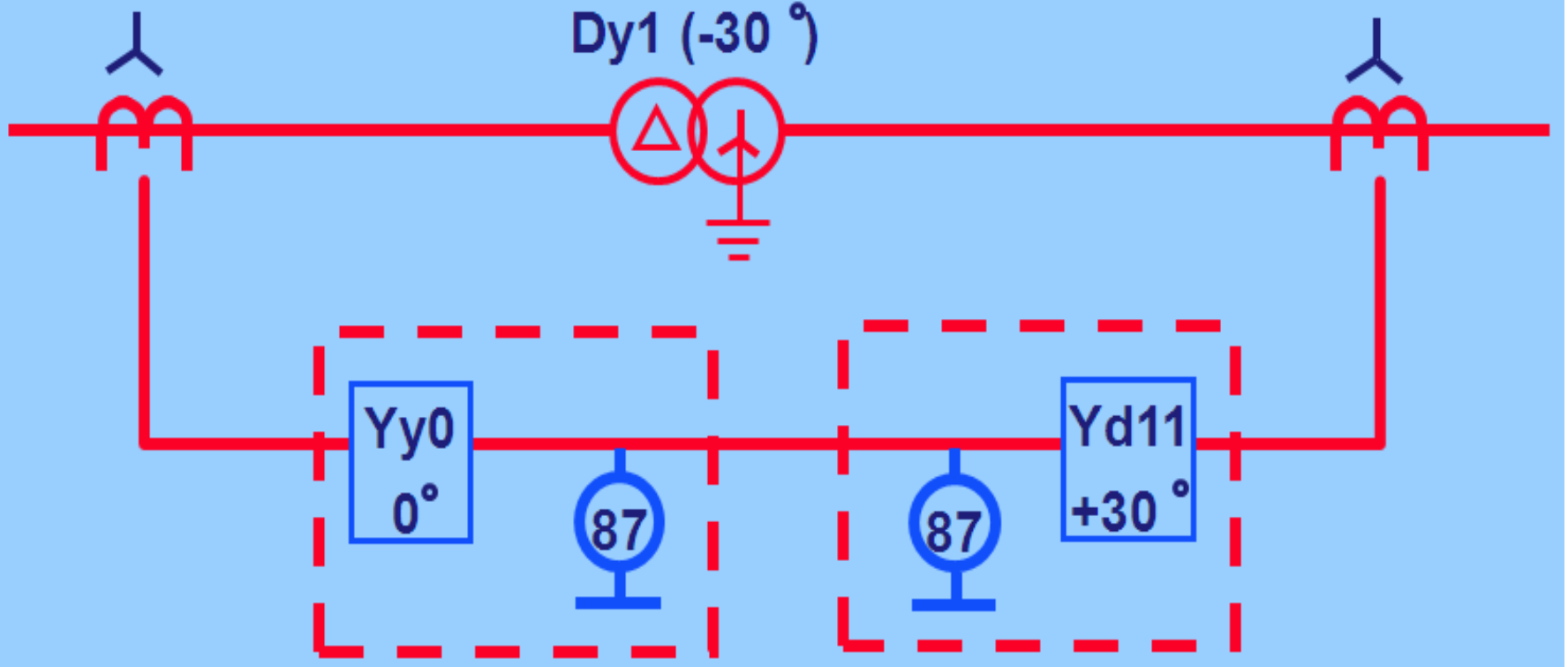
Check :

$$\frac{k_{amp,max}}{k_{amp,min}} = \frac{k_{amp,a}}{k_{amp,b}} = \frac{1.455}{0.727} = 2 \le 3$$

$$k_{amp,min} = k_{amp,b} = 0.727 \ge 0.7$$

# *Compensación vectorial*

# Compensación vectorial



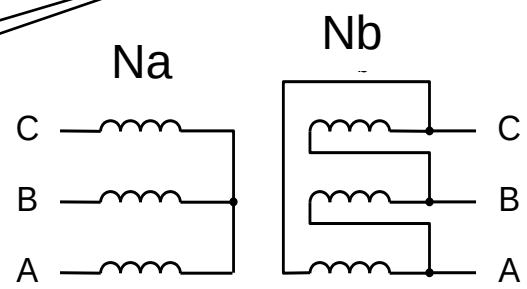

Yy0, Yd1, Yd5, Yy6, Yd7, Yd11, Ydy0 …… etc.
0°, -30°, -150°, 180°, +150°, +30°, 0° …. etc.

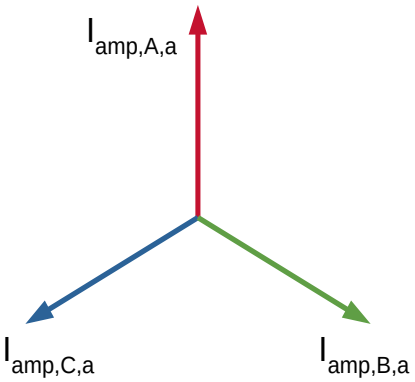
La compensación del grupo vectorial significa que las corrientes del lado de baja tensión se rotan con respecto a las corrientes del lado de alta tensión, de acuerdo al grupo vectorial del transformador a ser protegido. De esta manera, se restaura la coincidencia de fase con las corrientes del lado de alta tensión. Esto se logra, con el P63x, calculando el vector diferencia correspondiente o, si corresponde, invirtiendo el signo de las corrientes de fase del lado de baja tensión (devanado b, c, o d). Al hacer esta operación, se debe tener cuidado de evitar la distorsión de la compensación de amplitud. Para todos los grupos de vectores impares, esto se logra por medio del factor $1/\sqrt{3}$ Usando diagramas de vectores, se puede mostrar que las operaciones enumeradas en la tabla siguiente, llevarán a la coincidencia de fase de las corrientes del lado de alta y de baja tensión, manteniéndose la compensación de amplitud. En la Figura 3-73, como ejemplo, se muestra un diagrama vectorial para un transformador que tiene el grupo vectorial Yd5. Si se sustrae cada corriente de fase, de la corriente de fase cíclicamente adelantada, y luego se multiplica por el factor $1/\sqrt{3}$ , se logra la compensación deseada.

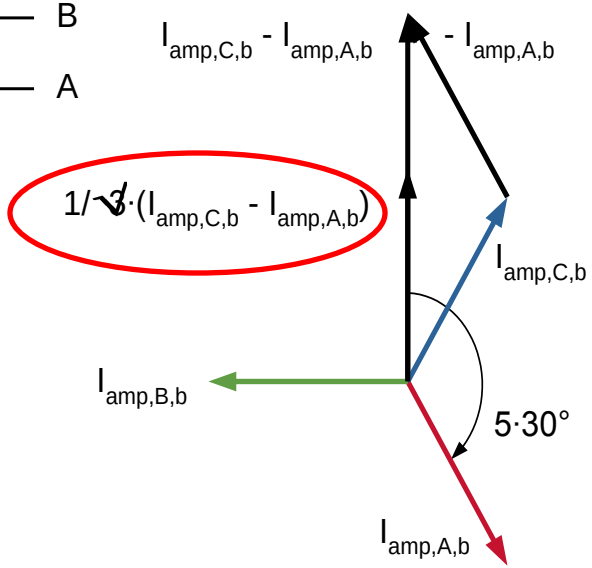
**+ Ó – 150º**

$I_{ampAb}$

$I_{ampCb}$



| Devanado | Número de Identificación del grupo vectorial | $\underline{I}_{s,y,z} =$ |
|---|---|---|
| a | | $\underline{I}_{am,x,a} - \underline{I}_{am,0,a}$ |
| b, c ó d | 0 = 12 | $\underline{I}_{am,x,z} - \underline{I}_{am,0,z}$ |
| | 1 | $[\underline{I}_{am,x,z} - \underline{I}_{am,x+1,z}] \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}$ |
| | 2 | $\underline{I}_{am,0,z} - \underline{I}_{am,x+1,z}$ |
| | 3 | $[\underline{I}_{am,x-1,z} - \underline{I}_{am,x+1,z}] \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}$ |
| | 4 | $\underline{I}_{am,x-1,z} - \underline{I}_{am,0,z}$ |
| | 5 | $[\underline{I}_{am,x-1,z} - \underline{I}_{am,x,z}] \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}$ |
| | 6 | $\underline{I}_{am,0,z} - \underline{I}_{am,x,z}$ |
| | 7 | $[\underline{I}_{am,x+1,z} - \underline{I}_{am,x,z}] \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}$ |
| | 8 | $\underline{I}_{am,x+1,z} - \underline{I}_{am,0,z}$ |
| | 9 | $[\underline{I}_{am,x+1,z} - \underline{I}_{am,x-1,z}] \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}$ |
| | 10 | $\underline{I}_{am,0,z} - \underline{I}_{am,x-1,z}$ |
| | 11 | $[\underline{I}_{am,x,z} - \underline{I}_{am,x-1,z}] \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}$ |

AMPLITUD Y GRUPO VECTORIAL COMPENSADOS

Homopolar

FASE CÍCLICAMENTE ADELANTADA

**EN LA TABLA SE OBSERVA LA CORRIENTE YA COMPENSADA EN AMPLITUD Y MÓDULO, CONSIDERANDO LA FASE CÍCLICAMENTE ADELANTADA Y MULTIPLICADA POR 1,73. ADEMÁS APARECE EL EFECTO DE LA COMPENSACIÓN DE LA CORRIENTE HOMOPOLAR**

La tabla muestra que la corriente de secuencia homopolar se sustrae de las corrientes de fases del devanado a, y, para todos los grupos vectoriales pares, se sustrae de las corrientes de fase de los devanados b, c, y d. De acuerdo a la teoría de componentes simétricos, la corriente de secuencia homopolar se calcula como sigue:

$$\underline{I}_{am,0,z} = \frac{1}{3} \cdot \left[ \underline{I}_{am,A,z} + \underline{I}_{am,B,z} + \underline{I}_{am,C,z} \right]$$

z: devanado a, b, c, ó d
$\underline{I}_{am}$: corriente de amplitud compensada

La filtración de secuencia homopolar para los grupos de vectores pares se puede desactivar por separado para cada devanado.

En la lista siguiente se enumeran las operaciones requeridas para todos los grupos vectoriales que puedan darse:
Los índices de las fórmulas tienen el significado siguiente:

am: amplitud-compensada
*s:* amplitud y grupo vectorial compensados
x*:* fase A, B o C
y: sistema de medición 1, 2 o 3
z: devanado a, b, c, ó d
*x+1*: fase cíclicamente atrasada
*x-1*: fase cíclicamente adelantada

*Filtrado de la intensidad homopolar*

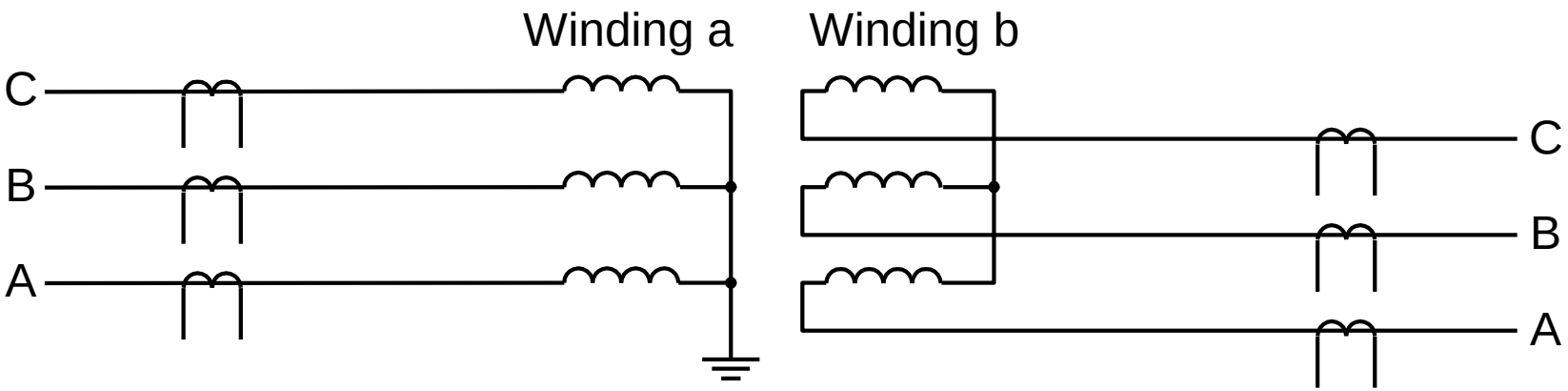
Para grupos vectoriales impares, con el fin de incrementar la sensibilidad y si no existe puesta a tierra dentro de la zona protegida de un devanado dado, es favorable agregar la corriente residual de los TIs de la línea.

$$\underline{I}_{amp,zero,z} = \frac{1}{3} \cdot \left( \underline{I}_{amp,A,z} + \underline{I}_{amp,B,z} + \underline{I}_{amp,C,z} \right)$$

Con respecto al filtrado de la intensidad homopolar en caso de grupos vectoriales impares, ahora los equipos P63x se diferencian como sigue:

| Grupo Vectorial | Con Filtro de $\underline{I}_{homo}$ | Sin Filtro de $\underline{I}_{homo}$ |
|---|---|---|
| 1 | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x,z} - \underline{I}_{amp,x+1,z} \right)$ | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x,z} - \underline{I}_{amp,x+1,z} \right) + \underline{I}_{amp,zero,z}$ |
| 3 | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x-1,z} - \underline{I}_{amp,x+1,z} \right)$ | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x-1,z} - \underline{I}_{amp,x+1,z} \right) + \underline{I}_{amp,zero,z}$ |
| 5 | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x-1,z} - \underline{I}_{amp,x,z} \right)$ | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x-1,z} - \underline{I}_{amp,x,z} \right) + \underline{I}_{amp,zero,z}$ |
| 7 | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x+1,z} - \underline{I}_{amp,x,z} \right)$ | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x+1,z} - \underline{I}_{amp,x,z} \right) + \underline{I}_{amp,zero,z}$ |
| 9 | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x+1,z} - \underline{I}_{amp,x-1,z} \right)$ | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x+1,z} - \underline{I}_{amp,x-1,z} \right) + \underline{I}_{amp,zero,z}$ |
| 11 | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x,z} - \underline{I}_{amp,x-1,z} \right)$ | $\underline{I}_{vec,y,z} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left( \underline{I}_{amp,x,z} - \underline{I}_{amp,x-1,z} \right) + \underline{I}_{amp,zero,z}$ |

# *Vector Group Matching*




0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 or 11

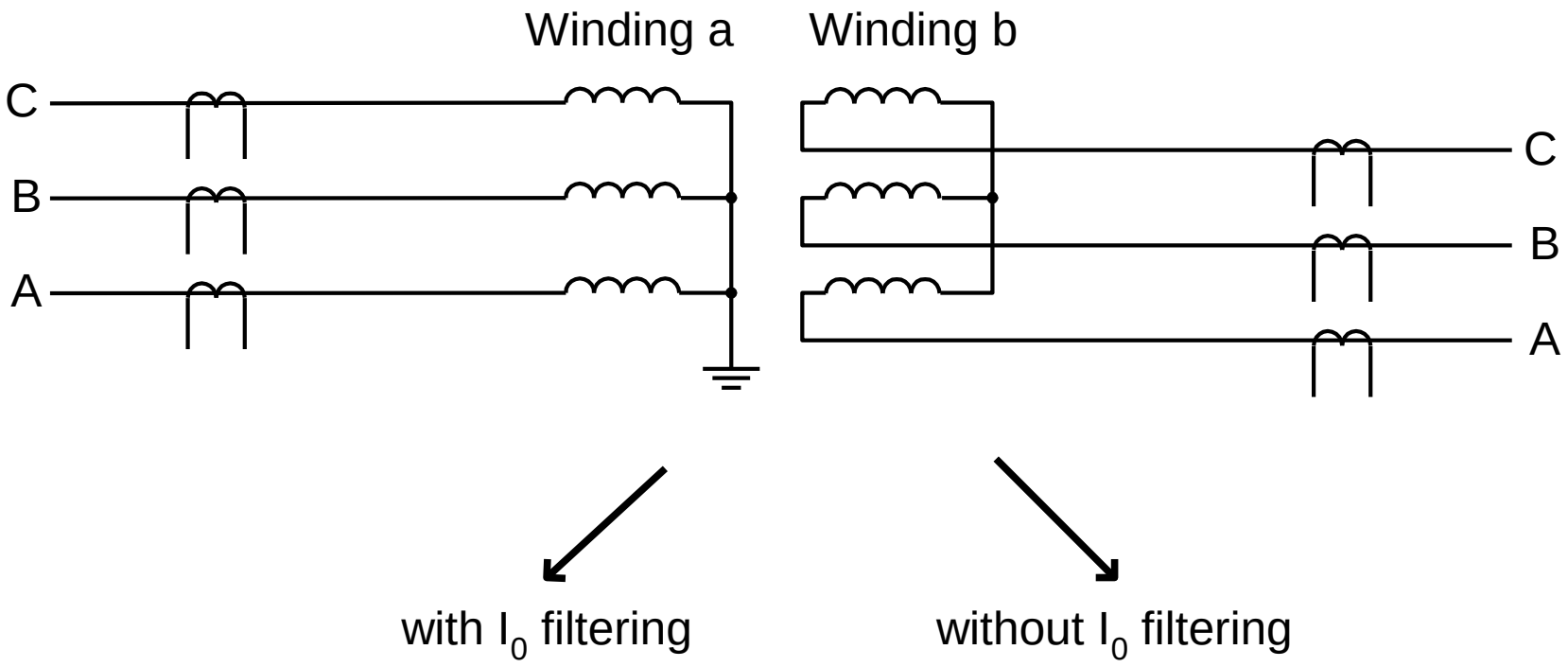
**All you have to do: Simply set the vector group ID!**

| Vector Group | Clockwise Rotating Field | Counterclockwise Rotating Field |
|---|---|---|
| 0 | $\varphi_{x,a-z} = \pm 180°$ | $\varphi_{x,a-z} = \pm 180°$ |
| 1 | $\varphi_{x,a-z} = -150°$ | $\varphi_{x,a-z} = 150°$ |
| 2 | $\varphi_{x,a-z} = -120°$ | $\varphi_{x,a-z} = 120°$ |
| 3 | $\varphi_{x,a-z} = -90°$ | $\varphi_{x,a-z} = 90°$ |
| 4 | $\varphi_{x,a-z} = -60°$ | $\varphi_{x,a-z} = 60°$ |
| 5 | $\varphi_{x,a-z} = -30°$ | $\varphi_{x,a-z} = 30°$ |
| 6 | $\varphi_{x,a-z} = \pm 0°$ | $\varphi_{x,a-z} = \pm 0°$ |
| 7 | $\varphi_{x,a-z} = 30°$ | $\varphi_{x,a-z} = -30°$ |
| 8 | $\varphi_{x,a-z} = 60°$ | $\varphi_{x,a-z} = -60°$ |
| 9 | $\varphi_{x,a-z} = 90°$ | $\varphi_{x,a-z} = -90°$ |
| 10 | $\varphi_{x,a-z} = 120°$ | $\varphi_{x,a-z} = -120°$ |
| 11 | $\varphi_{x,a-z} = 150°$ | $\varphi_{x,a-z} = -150°$ |

**Para la determinación del grupo vectorial en el relé, hay que tener en cuenta ± 180 y el grupo vectorial del transformador.**

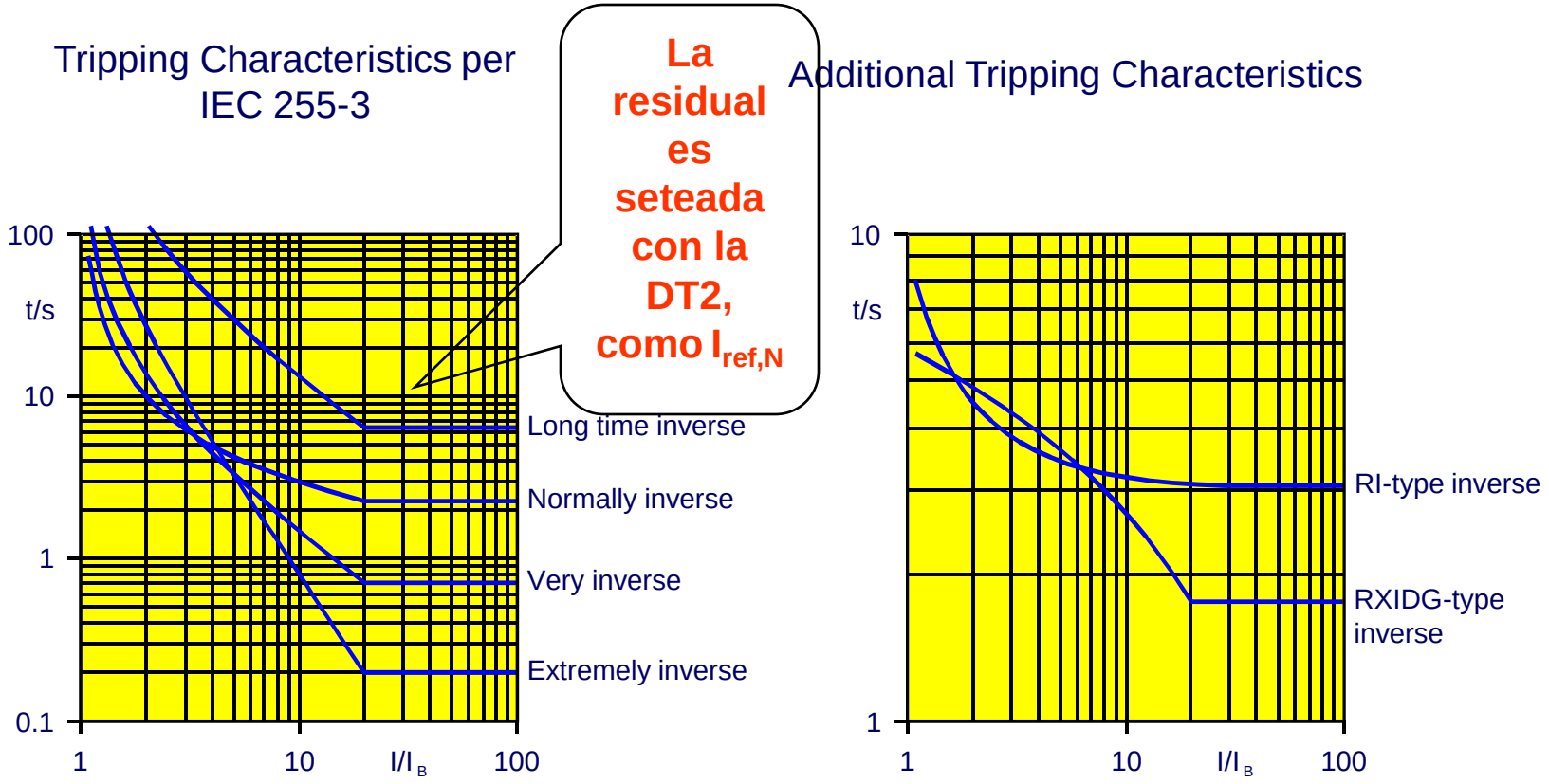
**Ejemplo: DYn11 que corresponde a 11, es+-180+150=-30 ó 330.**

# *Zero Sequence Current Filtering*



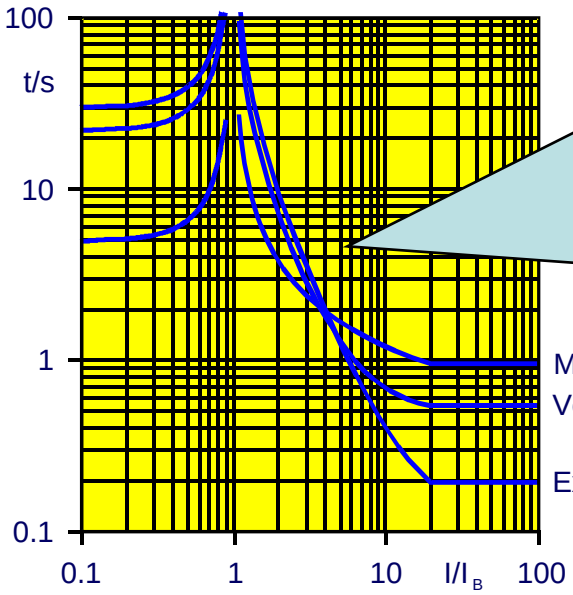

**All you have to do: Simply set ‘with‘ or ‘without‘!**

# Protección Diferencial Principal. Respaldos incorporados a la protección. $I_{RESIDUAL}$ e $I_{K"3P}$



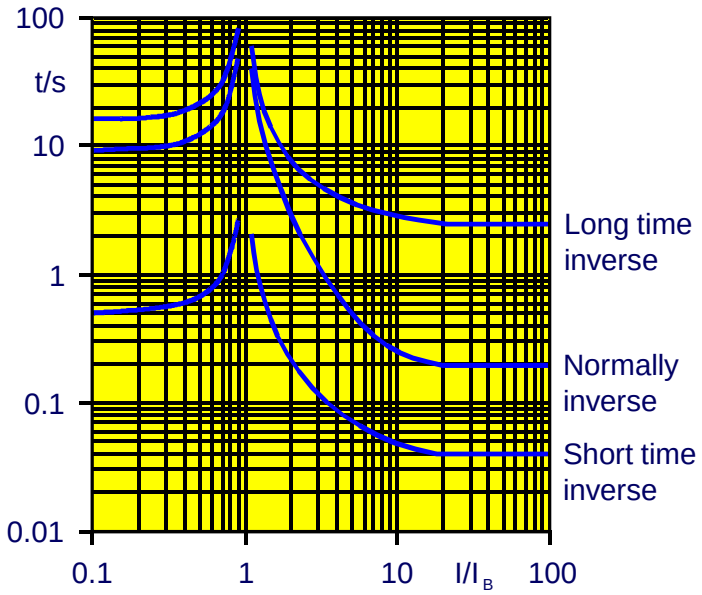
# Protección Diferencial Principal. Respaldos incorporados a la protección. $I_{RESIDUAL}$ e $I_{K"3P}$

Tripping Characteristics per ANSI / IEEE C37.112




**La residual también puede setearse con la IDMT2, como $I_{ref,N}$**

Tripping Characteristics per ANSI



# Respaldos incorporados a la protección. Sobrecarga

The inverse time delayed characteristics indicated above, comply with the following formula:

IEC curves

$$t = T \times \left( \frac{\beta}{(M^{\alpha} - 1)} + L \right)$$

or

IEEE curves

$$t = TD \times \left( \frac{\beta}{(M^{\alpha} - 1)} + L \right)$$

where:

t = Operation time

β = Constant

M = I/Is

I = Measured current

Is = Current threshold setting

α = Constant

L = ANSI/IEEE constant (zero for IEC curves)

T = Time multiplier setting for IEC curves

TD = Time dial setting for IEEE curves

| Curve description | Standard | β constant | α constant | L constant |
|---|---|---|---|---|
| Standard Inverse | IEC | 0.14 | 0.02 | 0 |
| Very Inverse | IEC | 13.5 | 1 | 0 |
| Extremely Inverse | IEC | 80 | 2 | 0 |
| Long Time Inverse | UK | 120 | 1 | 0 |
| Rectifier | UK | 45900 | 5.6 | 0 |
| Moderately Inverse | IEEE | 0.0515 | 0.02 | 0.114 |
| Very Inverse | IEEE | 19.61 | 2 | 0.491 |
| Extremely Inverse | IEEE | 28.2 | 2 | 0.1217 |
| Inverse | US | 5.95 | 2 | 0.18 |
| Short Time Inverse | US | 0.16758 | 0.02 | 0.11858 |

# Respaldos incorporados a la protección. Sobrecarga

## *TRANSFORMADOR*

## *66 KV; 10 MVA*

Curva de Fases lado 66 KV

I>120 A

El TMS=1

I>>1800 A

t>>60 mseg

---

---

---

---

---

---

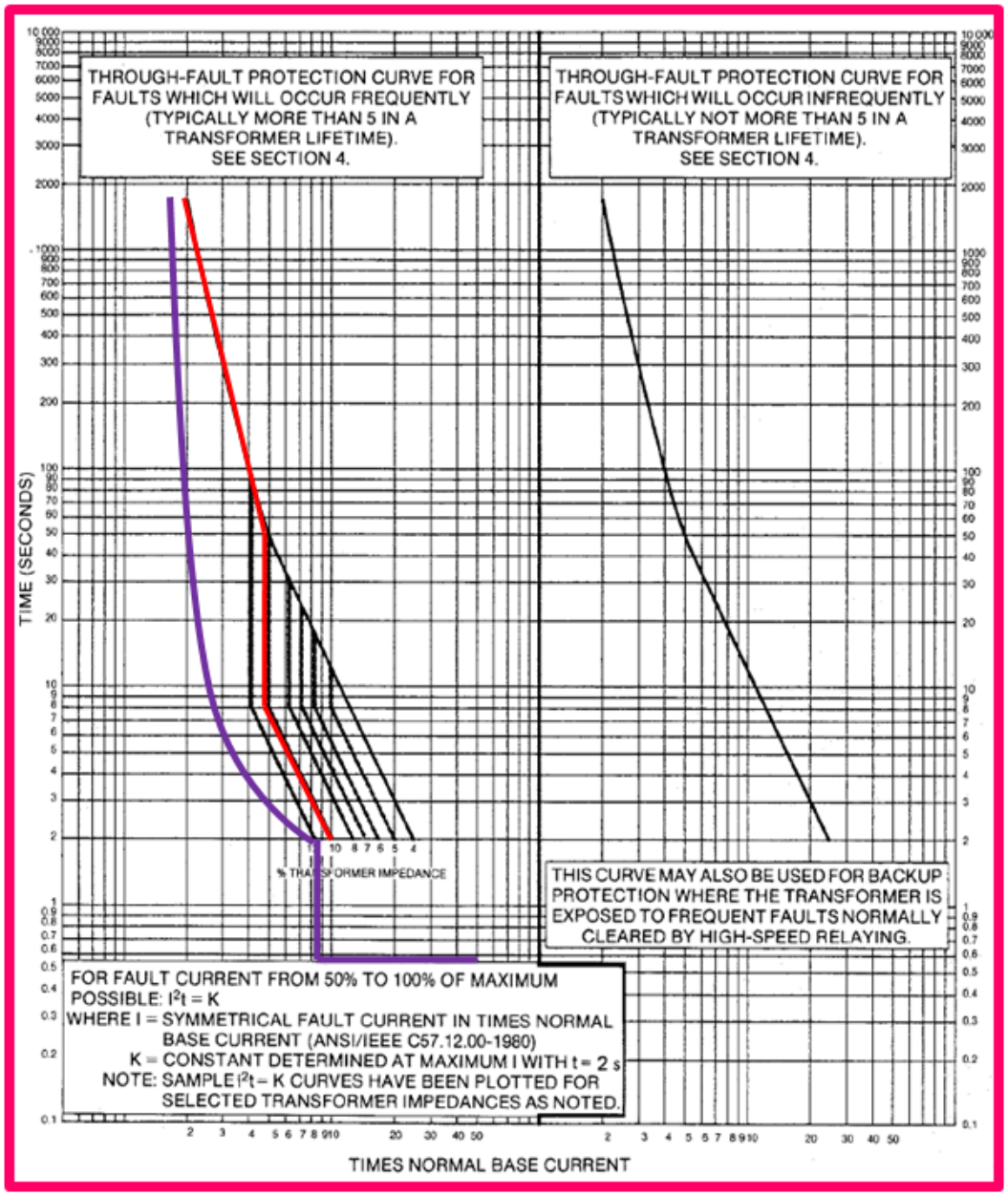
---

---

---

---

---



# Respaldos incorporados a la protección. Sobrecarga

## TRANSFORMADOR

### 66 KV; 10 MVA

Curva de Fases y Tierra lado 13,2 KV

I>600 A

El TMS=1

I>>4000 A

t>>1 seg

Io>200 A

to>5 seg

Io>>800 A

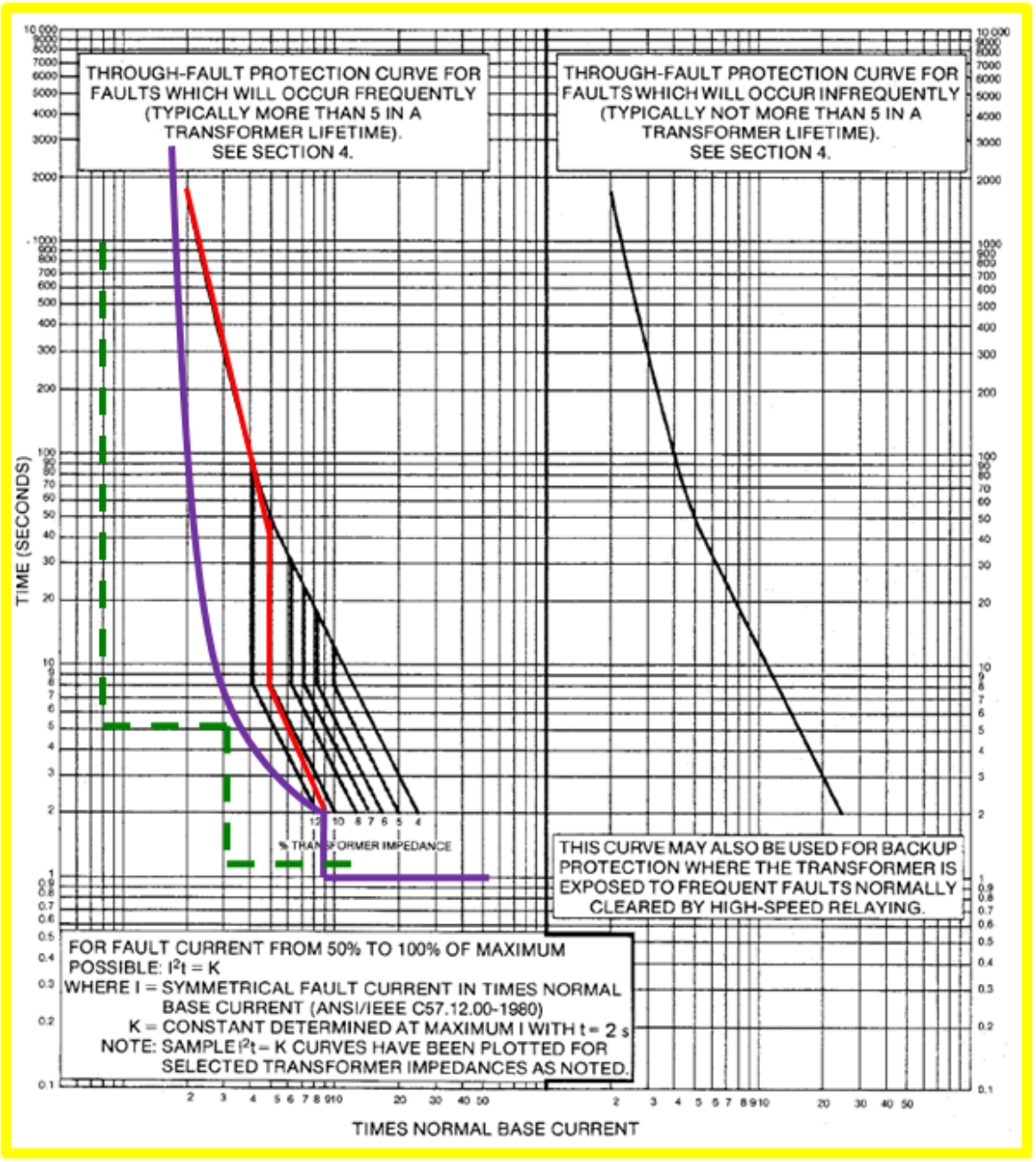
to>>1 seg

---

---

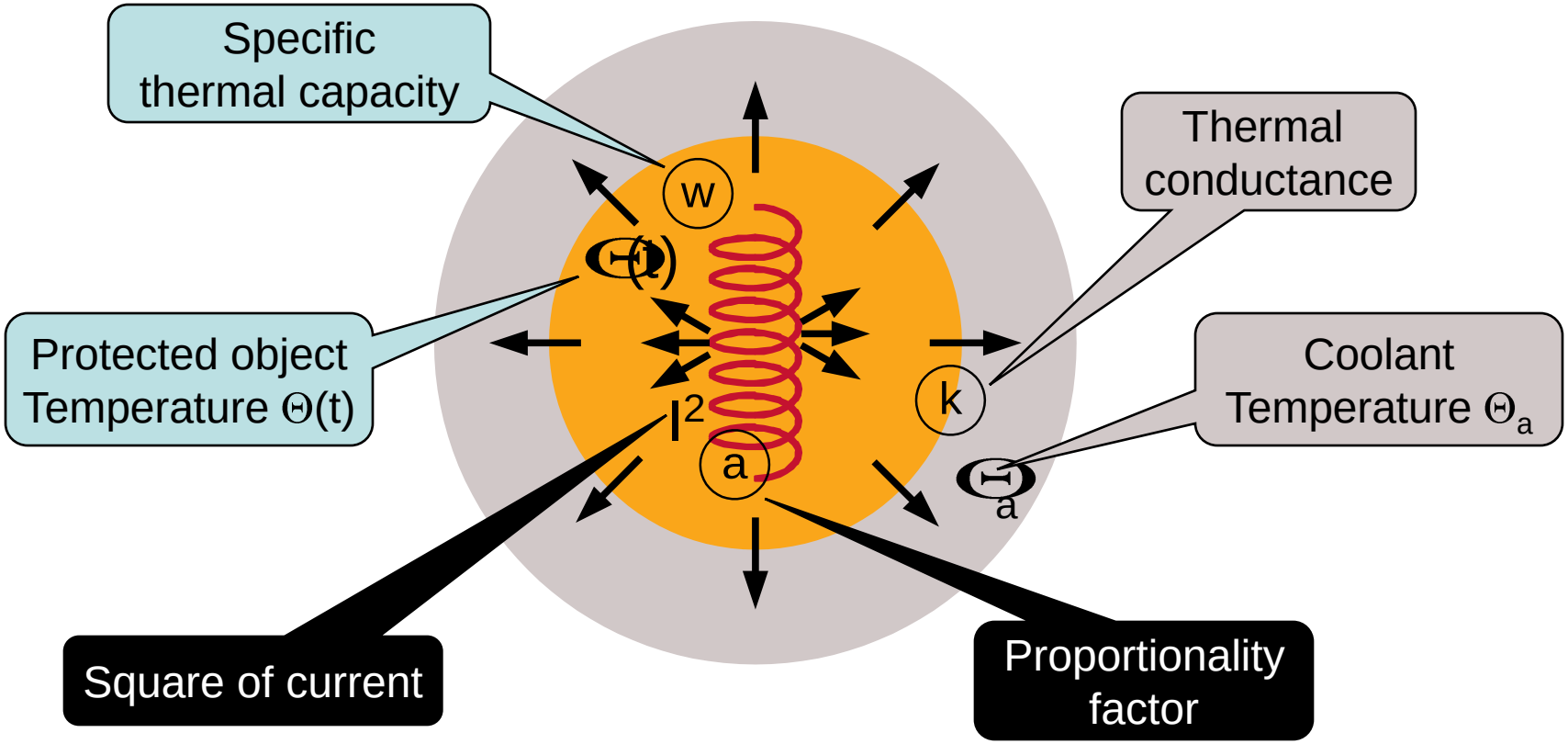
---

---



# Respaldos incorporados a la protección.
# Imagen Térmica

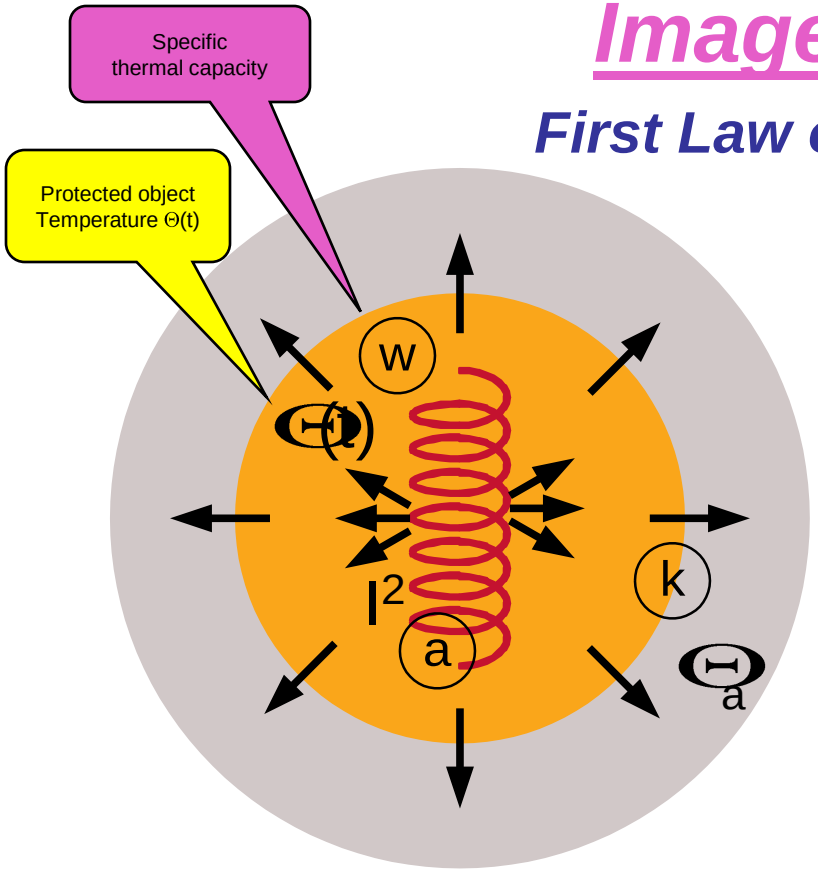
## First-Order Model Based on IEC 60255-8




**In thermal overload protection based on IEC 60255-8, a simple homogeneous two-body model (protected object and coolant) is considered.**

# Respaldos incorporados a la protección.
# Imagen Térmica

## First Law of Thermodynamics




Change in internal energy

Coolant Temperature $\Theta_a$

$$w \cdot d\Theta(t) = a \cdot I^2 \cdot dt - k \cdot [\Theta(t) - \Theta_a] \cdot dt$$

Quantity of heat supplied

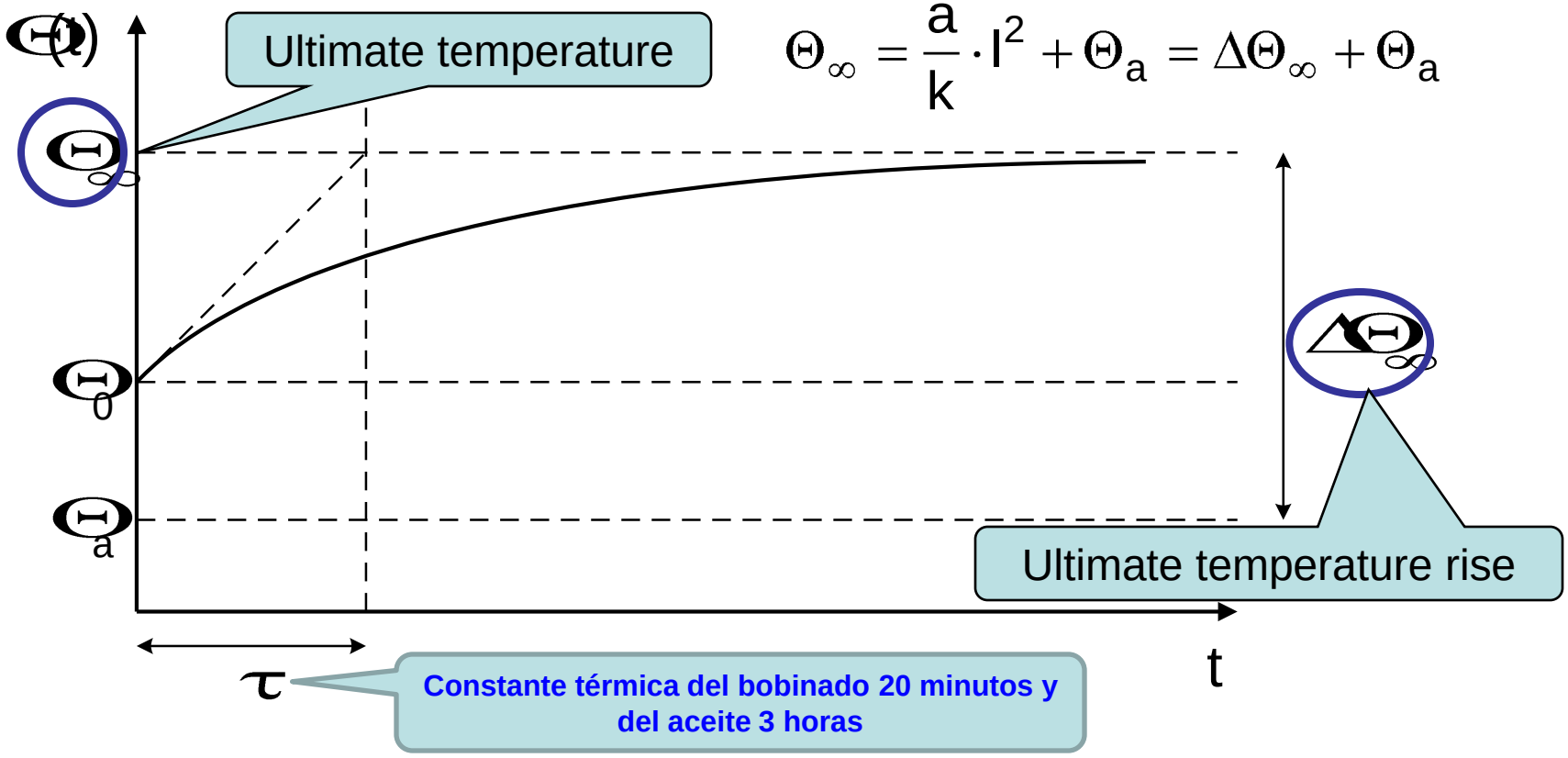
Quantity of heat removed

$$\tau \cdot \frac{d\Theta(t)}{dt} + \Theta(t) = \frac{a}{k} \cdot I^2 + \Theta_a$$

**The balance between the quantities of heat supplied and heat removed in a closed system corresponds to the change in internal energy (principle of conservation of energy).**

# Respaldos incorporados a la protección.
# Imagen Térmica

## Model Equation




**Transition from the initial temperatur $\Theta_0$ to the final temperatur $\Theta_\infty$ (ultimate temperatur) based on the rise time constant $\tau$ at constant current I.**

# Respaldos incorporados a la protección. Imagen Térmica

$I_{ref}$, es la corriente de referencia seteada en el relé y que luego determinará $\theta_{ref}$

***Tripping Level***

$$\Delta\vartheta_{trip} = \left(\frac{I_{th,\infty}}{I_{ref}}\right)^2 = \frac{\Theta_{max} - \Theta_{a,max}}{\Delta\Theta_{ref}}$$

**The maximum temperature $\Theta_{max}$ of the protected object is given by the maximum continuous thermal current $I_{th,\infty}$ at maximum coolant temperature $\Theta_{a,max}$.**

# Respaldos incorporados a la protección. Imagen Térmica

## Relative Temperature Rise

$$\Delta\vartheta_I(t) = \Delta\vartheta_0 + \left[\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^2 - \Delta\vartheta_0\right] \cdot \left[1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right]$$

$$\Delta\vartheta_I(t) = \frac{\Delta\Theta(t)}{\Delta\Theta_{ref}}$$

$$\Delta\vartheta_0 = \frac{\Delta\Theta_0}{\Delta\Theta_{ref}}$$

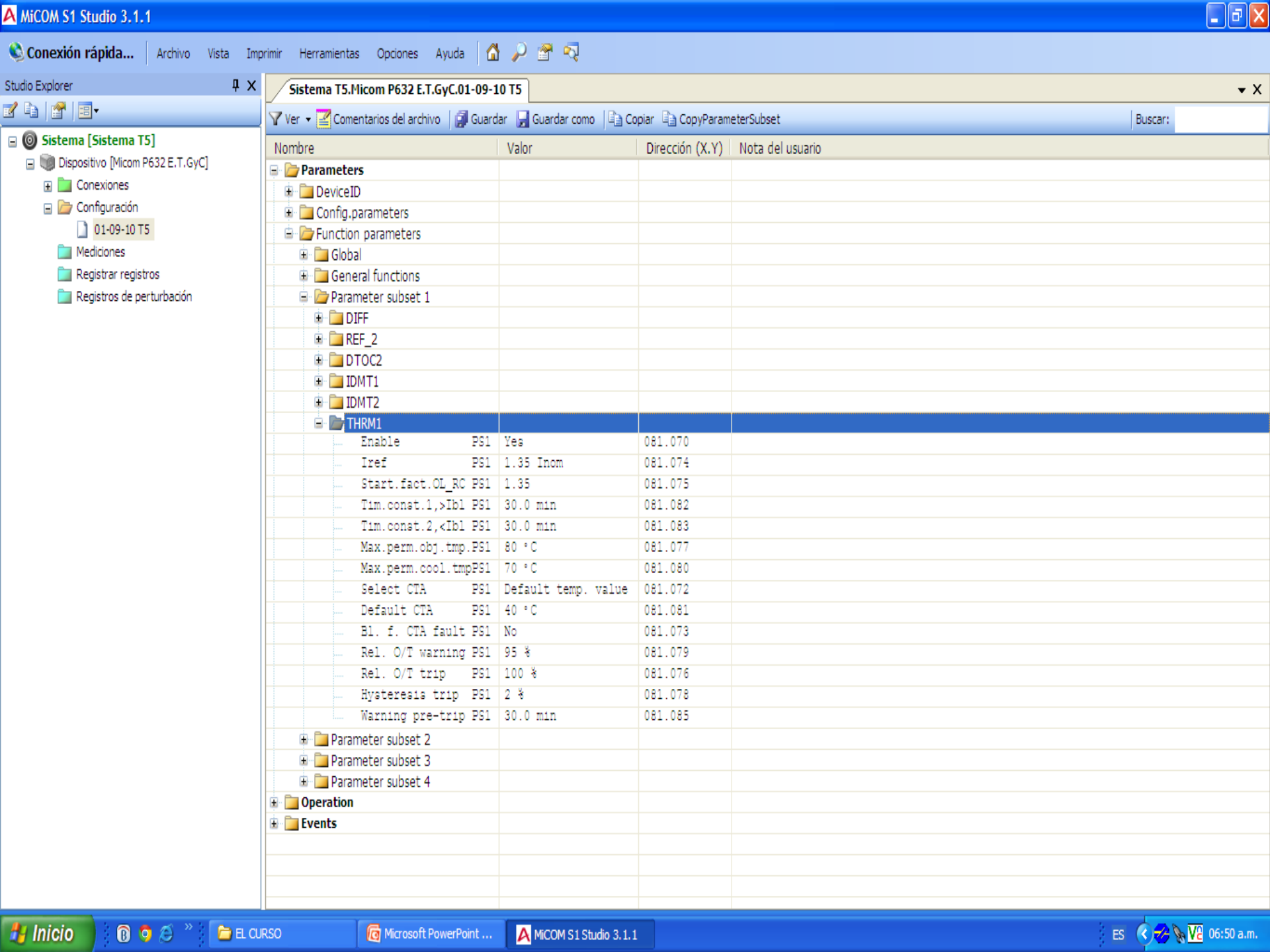
**Division by reference quantity $\Delta\Theta_{ref}$ gives the relative temperature rise $\Delta\vartheta_I(t)$.**

# Respaldos incorporados a la protección. Imagen Térmica

## *Determination of the Tripping Time*

$$t_{trip} = \tau \cdot \ln\left[\frac{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^2 - \Delta\vartheta_0}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^2 - \Delta\vartheta_{trip} \cdot \left(1 - \frac{\Theta_a - \Theta_{a,max}}{\Theta_{max} - \Theta_{a,max}}\right)}\right]$$

**By continuously updating the value $t_{trip}$ we obtain a prediction of the remaining time until tripping (pre-trip time).**


MiCOM S1 Studio 3.1.1
Conexión rápida...
Archivo
Vista
Imprimir
Herramientas
Opciones
Ayuda
Studio Explorer
Sistema [Sistema T5]
Dispositivo [Micom P632 E.T.GyC]
Conexiones
Configuración
01-09-10 T5
Mediciones
Registrar registros
Registros de perturbación
Sistema T5.Micom P632 E.T.GyC.01-09-10 T5
Ver
Comentarios del archivo
Guardar
Guardar como
Copiar
CopyParameterSubset
Buscar:
Nombre
Valor
Dirección (X.Y)
Nota del usuario
Parameters
DeviceID
Config.parameters
Function parameters
Global
General functions
Parameter subset 1
DIFF
REF_2
DTOC2
IDMT1
IDMT2
THRM1
Enable PS1 Yes 081.070
Iref PS1 1.35 Inom 081.074
Start.fact.OL_RC PS1 1.35 081.075
Tim.const.1,>Ibl PS1 30.0 min 081.082
Tim.const.2,<Ibl PS1 30.0 min 081.083
Max.perm.obj.tmp. PS1 80 °C 081.077
Max.perm.cool.tmp PS1 70 °C 081.080
Select CTA PS1 Default temp. value 081.072
Default CTA PS1 40 °C 081.081
Bl. f. CTA fault PS1 No 081.073
Rel. O/T warning PS1 95 % 081.079
Rel. O/T trip PS1 100 % 081.076
Hysteresis trip PS1 2 % 081.078
Warning pre-trip PS1 30.0 min 081.085
Parameter subset 2
Parameter subset 3
Parameter subset 4
Operation
Events
Inicio
EL CURSO
Microsoft PowerPoint ...
MiCOM S1 Studio 3.1.1
ES
06:50 a.m.

# Respaldos incorporados a la protección. VIDA ÚTIL

**Thermal overload protection (49)**

Transformer thermal overload protection is designed to protect the equipment from sustained overload that results in the machine's thermal rating being exceeded. Thermal overload protection compliments the transformer overcurrent protection by allowing modest but transient overload conditions to occur, while tripping for sustained overloads that the overcurrent protection will not detect.

The thermal overload function is based on the IEEE Standard C57.91-1995. This function can be enabled or disabled in the setting or it can be blocked in the PSL. Two three-stage definite time-delayed trip elements based on hot spot or top oil temperature are available. A pre-trip alarm is offered in the tPre-trip Set setting. This alarm indicates that thermal overload will trip after the settable time if load level remains unchanged.

The monitor winding can be set to HV, LV, TV or biased current. If the monitor winding is set to HV and the HV breaker is open, then the current flows from LV to TV. Likewise, if the monitor winding is set to LV and the LV breaker is open, then the current flows from HV to TV. If the monitor winding is set to biased current an overall through loading picture of the transformer is provided.

To calculate the top oil and hot spot winding temperature, the relay takes into consideration the ratio of the ultimate load to the rated load. The rated load is determined by the IB and the rating settings. When the monitored winding is set as the HV winding, the rated load is calculated using the HV Rating and the IB settings. When the monitored winding is set as the LV winding, the rated load is calculated using the LV Rating and the IB settings. When the monitored winding is set as the TV winding, the rated load is calculated using the TV Rating and the IB settings. When the monitored winding is set as the biased current, the rated load is calculated using the REF Power S and the IB settings. The ultimate load is the load that is actually being fed by the transformer.

The biased current used by the thermal protection is not the same as the biased current used by the differential protection. No vector correction or zero sequence filtering is taken into account. The thermal element uses the maximum phase biased current.

The thermal overload model is executed every power cycle. The thermal overload trip can be based on either hot spot temperature or top oil temperature, or both.

# Respaldos incorporados a la protección.
# VIDA ÚTIL

| Nombre | Valor | Dirección (C.R) |
|---|---|---|
| PerdSinCarga Nom | 5.600 | 37.2A |
| PtoCal sobre Top | 26.50 Cel | 37.2B |
| AceTop sobre Amb | 78.50 Cel | 37.2C |
| Exp m devanado | 1.600 | 37.2D |
| Exp n aceite | 1.600 | 37.2E |
| Cte t ElevPtoCal | 1.000 min | 37.2F |
| Cte t ElevAceTop | 120.0 min | 37.30 |
| Edo S/Crg Termic | Activado | 37.40 |
| Aj PtoCalnte>1 | 105.0 Cel | 37.5E |
| Tempo PtoCalnt>1 | 10.00 min | 37.5F |
| Aj PtoCalnte>2 | 110.0 Cel | 37.60 |
| Tempo PtoCalnt>2 | 10.00 min | 37.61 |
| Aj PtoCalnte>3 | 115.0 Cel | 37.62 |
| Tempo PtoCalnt>3 | 10.00 min | 37.63 |
| Aj AceiteTope>1 | 70.00 Cel | 37.64 |
| Tempo Aceite>1 | 10.00 min | 37.65 |
| Aj AceiteTope>2 | 75.00 Cel | 37.66 |
| Tempo AceTop>2 | 10.00 min | 37.67 |
| Aj AceiteTope>3 | 80.00 Cel | 37.68 |
| Tempo Aceite>3 | 10.00 min | 37.69 |
| Tempo AlmPreDisp | 5.000 min | 37.6A |
| Edo PerdDeVida | Activado | 37.80 |
| HorVida a PtoCal | 180.0e3hr | 37.81 |
| T PtoCal diseño | 105.0 Cel | 37.82 |
| Ajuste Cte B | 15.00e3 | 37.83 |
| Ajuste FAA> | 2.000 | 37.84 |
| Tempo FAA> | 10.00 min | 37.85 |
| Ajuste PDV>1 | 160.0e3hr | 37.86 |
| Ajuste tPDV> | 10.00 min | 37.87 |
| Repos Horas Vida | 0hr | 37.88 |

# Respaldos incorporados a la protección. VIDA ÚTIL

Inputs

| Signal name | Description |
|---|---|
| IA-HV, IB-HV, IC-HV,<br>IA-LV, IB-LV, IC-LV,<br>IA-TV, IB-TV, IC-TV | Phase current levels (raw samples). The currents required by the thermal overload element are the currents of the winding being monitored. |
| IA-bias, IB-bias, IC-bias | Bias currents |
| $\Theta_{TO}$ | Measured top oil temperature |
| $\Theta_A$ | Measured ambient temperature |
| Reset thermal (DDB 888) | Reset thermal overload |

Outputs

| Signal name | Description |
|---|---|
| Top oil >1 start (DDB 1337) | Top oil first stage start |
| Top oil >2 start (DDB 1338) | Top oil second stage start |
| Top oil >3 start (DDB 1339) | Top oil third stage start |
| Top oil >1 trip (DDB 957) | Top oil first stage trip |
| Top oil >2 trip (DDB 958) | Top oil second stage trip |
| Top oil >3 trip (DDB 959) | Top oil third stage trip |

# Respaldos incorporados a la protección. VIDA ÚTIL

| Signal name | Description |
|---|---|
| Hot spot >1 start (DDB 1334) | Hot spot first stage start |
| Hot spot >2 start (DDB 1335) | Hot spot second stage start |
| Hot spot >3 start (DDB 1336) | Hot spot third stage start |
| Hot spot >1 trip (DDB 954) | Hot spot first stage trip |
| Hot spot >2 trip (DDB 955) | Hot spot second stage trip |
| Hot spot >3 trip (DDB 956) | Hot spot third stage trip |
| Pre-trip alarm (DDB 478) | Thermal pre-trip alarm |
| Ambient T | Ambient temperature measurement |
| Top oil T | Top oil temperature measurement |
| Hot spot T | Hot spot temperature measurement |
| TOL Pre-trip left | Pre-trip time left measurement |

# Respaldos incorporados a la protección.
# VIDA ÚTIL

Operation

The thermal overload protection in the P64x uses the thermal model given by the equations for hot spot and top oil temperatures. A discrete time thermal replica model is implemented and it is described by the equations for $\Delta\Theta_{TOn}$ and $\Delta\Theta_{Hn}$.

If the top oil temperature is not available as a measured input quantity, it is calculated every cycle by the following equation:

$$\Theta_{TO} = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO}$$

Where:

$\Theta_{TO}$ = Top oil temperature

$\Theta_A$ = Ambient temperature

$\Delta\Theta_{TO}$ = Top oil rise over ambient temperature due to a step load change

The ambient temperature can be measured directly or it can be set in the Average Amb T setting. $\Delta\Theta_{TO}$ is given by the following exponential expression containing an oil time constant:

$$\Delta\Theta_{TOn} = \left(\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,n-1}\right)\cdot\left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t}{\tau_{TO}}\right)}\right) + \Delta\Theta_{TO,n-1}$$

Where:

$\Delta\Theta_{TO,U}$ = ultimate top oil rise over ambient temperature for load L

$\Delta\Theta_{TO,n-1}$ = the previous top oil rise over ambient temperature

$\Delta t$ = elapsed time between the ultimate top oil rise and the initial top oil rise

$\tau_{TO}$ = oil time constant of the transformer for any load L between the ultimate top oil rise and the initial top oil rise. This parameter is set by the user.

By using power series, top oil rise, $\Delta\Theta_{TOn}$, can be approximated as shown below:

$$\Delta\Theta_{TOn} = \left(\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,n-1}\right)\cdot\left(\frac{\Delta t}{\tau_{TO}}\right) + \Delta\Theta_{TO,n-1}$$

The ultimate top oil rise is given by the following equation:

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

$$\Delta\Theta_{TO} = \left(\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}\right)\bullet\left[1 - EXP^{-t/\tau_{TO}}\right] + \Delta\Theta_{TO,i} \qquad (12)$$

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

$$\Delta\Theta_{TO,i} = \Delta\Theta_{TO,R}\bullet\left[\frac{\left(K_i^2\bullet R + 1\right)}{R+1}\right]^n \qquad (13)$$

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

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R}\bullet\left[\frac{\left(K_U^2\bullet R + 1\right)}{R+1}\right]^n \qquad (14)$$

La ecuación 14 se utiliza para calcular la elevación de temperatura del aceite superior para cada etapa de carga. Excepto para cargas constantes de muy larga duración, nunca se alcanza la elevación máxima extrema dada para el aceite superior por la expresión 14.

# Respaldos incorporados a la protección. VIDA ÚTIL

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

Where:

$K_u$= the ratio of ultimate load L to rated load

R = the ratio of the load loss at rated load to no load loss. This parameter is set by the user.

n = Oil exponent. This parameter is set by the user.

$\Delta\Theta_{TO,R}$ = top oil rise over ambient temperature at rated load. This parameter is set by the user.

The hot spot temperature can only be obtained by calculation. The following equation is used to calculate the hot spot temperature every cycle:

$$\Theta_H = \Theta_{TO} + \Delta\Theta_H$$

Where:

$\Theta_H$ = Hot spot (winding) temperature

$\Theta_{TO}$ = Top oil temperature

$\Delta\Theta_H$ = Hot spot rise above top oil temperature

The hot spot temperature rise over top oil temperature, $\Delta_{\Theta H}$, is given by:

$$\Delta\Theta_{Hn} = \left(\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,n-1}\right) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t}{\tau_w}\right)}\right) + \Delta\Theta_{H,n-1}$$

Where:

$\Delta\Theta_{H,U}$ = ultimate hot spot rise over top oil temperature for load L

$\Delta\Theta_{H,n-1}$ = previous hot spot rise over top oil temperature

$\Delta t$ = elapsed time between the ultimate hot spot rise and the initial hot spot rise. $\Delta t$ is one cycle.

$\tau_W$ = winding time constant at hot spot location. This parameter is set by the user.

By using power series, hot spot temperature rise, $\Delta\Theta_{Hn}$, can be approximated as shown below:

$$\Delta\Theta_{Hn} = \left(\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,n-1}\right) \cdot \left(\frac{\Delta t}{\tau_w}\right) + \Delta\Theta_{H,n-1}$$

The ultimate hot spot rise over top oil is given by:

$$\Delta\Theta_{H,U} = \Delta\Theta_{H,R} \cdot K_U^{2m}$$

Where:

$\Delta\Theta_{H,R}$ = winding hottest spot rise over top oil temperature at rated load. This parameter is set by the user.

$K_U$ = the ratio of ultimate load L to rated load

m = winding exponent. This parameter is set by the user.

The load current used in the calculations is the rms value. The rms current is calculated according to the following equation:

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

$$\Delta\Theta_H = \left(\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i}\right) \bullet \left[1 - EXP^{-t/\tau_W}\right] + \Delta\Theta_{H,i} \qquad (18)$$

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

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

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

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

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

$$\Delta\Theta_{H,R} = \Delta\Theta_{H/A,R} - \Delta\Theta_{TO,R} \qquad (21)$$

Las normas ANSI IEEE recomiendan para la obtención del punto más caliente con carga nominal sobre la temperatura ambiente, en orden de preferencia, los siguientes métodos:

- Por medio de un test utilizando detectores incorporados.
- El valor calculado por el fabricante
- Suponer que $\Delta\Theta_{H/A,R}$ = 80°C para arrollamientos con sobretemperaturas de 65°C y 65°c para arrollamientos con sobretemperaturas promedio de 55°C.

# Respaldos incorporados a la protección. VIDA ÚTIL

$$L_{rms} = \sqrt{\frac{L_1^2 + L_2^2 + \ldots + L_{24}^2}{24}}$$

Where $L_n$ is the sample, there are 24 sample per cycle.

Hot spot temperature, Top oil temperature and ambient temperature are stored in non-volatile memory. These measurements are updated every power cycle. The thermal state can be reset to zero by any of the following:

- The **Reset Thermal** cell under the **MEASUREMENT 3** heading on the front panel
- A remote communications interface command
- A status input state change.

The top oil temperature, hot spot temperature, ambient temperature and pre-trip time left are available as a measured value in the **Measurement 3** column.

If a more accurate representation of the thermal state of the transformer is required, the use of temperature monitoring devices (RTDs or CLIO) which target specific areas is recommended. Also, for short time overloads the application of RTDs/CLIO and overcurrent protection can provide better protection.

**Loss of life statistics**

Deterioration of insulation is a time function of temperature. Since the temperature distribution is not uniform, the part that is operating at the highest temperature undergoes the greatest deterioration. Therefore, the hot spot temperature is considered in loss of life statistics. The loss of life model is executed every cycle.

Two one-stage definite time delay alarm based on aging acceleration factor ($F_{AA}$) or loss of life (LOL) are available.

A reset command is provided to allow the user to reset the calculated parameters: LOL status, LOL aging factor ($F_{AA}$), mean aging factor ($F_{AA,m}$), rate of loss of life (Rate of LOL), residual life at $F_{AAm}$ (Lres at FAA,m), residual life at designed (Lres at designed).

Inputs

| Signal name | Description |
|---|---|
| IA-HV, IB-HV, IC-HV,<br>IA-LV, IB-LV, IC-LV,<br>IA-TV, IB-TV, IC-TV | Phase current levels (raw samples). The currents required by the thermal overload element are the currents of the winding being monitored. |
| IA-bias, IB-bias, IC-bias | Bias currents |
| $\Theta_H$ | Calculated hot spot temperature |
| Reset LOL | Reset loss of life |

Outputs

| Signal name | Description |
|---|---|
| FAA Alarm | Aging acceleration factor alarm |
| LOL Alarm | Loss of life alarm |
| LOL status | Accumulated loss of life (LOL) measurement in hrs |
| $L_{res}$ at designed | Residual life at reference hottest spot temperature |
| Rate of LOL | Rate of loss of life (ROLOL) measurement in % |
| LOL aging factor | Aging acceleration factor ($F_{AA}$) measurement |

**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:

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

donde $\Theta_H$ 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:

$$\text{Por unidad de vida} = 9.8\times10^{-18} \bullet EXP \frac{15000}{\Theta_H + 273} \qquad (2)$$

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

$$\text{Por unidad de vida} = 2\times10^{-8} \bullet EXP \frac{15000}{\Theta_H + 273} \qquad (3)$$

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

y para un aislante con sobretemperatura de 55°C:

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

# Respaldos incorporados a la protección. VIDA ÚTIL

| Signal name | Description |
|---|---|
| $F_{AA,m}$ | Mean aging acceleration factor ($F_{AA,m}$) measurement |
| $L_{res}$ at $F_{AA,m}$ | Residual life hours at $F_{AA,m}$ ($L_{res}(F_{AA,m})$) measurement |

Operation

As indicated in IEEE Std. C57.91-1995 the aging acceleration factor is the rate at which transformer insulation aging for a given hottest spot temperature is accelerated compared with the aging rate at a reference hottest spot temperature. For 65°C average winding rise transformers, the reference hottest spot temperature is 110°C. For 55°C average winding rise transformers, the reference hottest spot temperature is 95°C. For hottest spot temperatures in excess of the reference hottest spot temperature the aging acceleration factor is greater than 1. For hottest spot temperatures lower than the reference hottest spot temperature, the aging acceleration factor is less than 1.

The model used for loss of life statistics is given by the equations for LOL and $F_{AA}$. LOL is calculated every hour according to the following formula:

$$LOL = L(\Theta_{H,r}) - L_{res}(\Theta_{H,r})$$

Where:

$L(\Theta_{H,r})$ = life hours at reference winding hottest-spot temperature. This parameter is set by the user.

$L_{res}(\Theta_{H,r})$ = residual life hours at reference winding hottest-spot temperature

The aging acceleration factor $F_{AA}$ is calculated every cycle as follows:

$$F_{AA} = \frac{L(\Theta_{H,r})}{L(\Theta_H)} = \frac{e^{\left[A+\frac{B}{\Theta_{H,r}+273}\right]}}{e^{\left[A+\frac{B}{\Theta_H+273}\right]}} = e^{\left[\frac{B}{\Theta_{H,r}+273}-\frac{B}{\Theta_H+273}\right]}$$

If a 65°C average winding rise transformer is considered, the equation for $F_{AA}$ is as follows:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{B}{383}-\frac{B}{\Theta_H+273}\right]}$$

If a 55°C average winding rise transformer is considered, the equation for $F_{AA}$ is as follows:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{B}{368}-\frac{B}{\Theta_H+273}\right]}$$

Where:

$L(\Theta_H)$ = life hours at winding hottest-spot temperature

$\Theta_H$ = hottest-spot temperature as calculated in thermal overload protection

$\Theta_{H,r}$ = hottest-spot temperature at rated load.

B = constant B from life expectancy curve. This parameter is set by the user. IEEE Std. C57.91-1995 recommends a B value of 15000.

The residual life hours at reference hottest-spot temperature is updated every hour as follows:

$$L_{res}(\Theta_{H,r}) = L_{res,p}(\Theta_{H,r}) - \frac{\sum_{i=1}^{3600} F_{AA,i}(\Theta_H)}{3600}$$

Where:

$L_{res,p}(\Theta_{H,r})$ = residual life hours at reference temperature one hour ago

$F_{AA,i}(\Theta_H)$ = Mean aging acceleration factor, as calculated above. It is calculated every second.

The accumulated loss of life (LOL) will be updated in non-volatile memory once per hour. It will be possible to reset and set a new loss of life figure, in the event that a relay is applied in a new location with a pre-aged resident transformer.

The rate of loss of life (ROLOL) in percent per day is given as follows, and it is updated every day:

$$ROLOL = \frac{24}{L(\Theta_{H,r})} \cdot F_{AA,m}(\Theta_H) \cdot 100\%$$

The mean aging acceleration factor, $F_{AA,m}$, is updated per day, and it is given by:

$$F_{AA,m} = \frac{\sum_{n=1}^{N} F_{AAn} \cdot \Delta t_n}{\sum_{n=1}^{N} \Delta t_n} = \frac{\sum_{n=1}^{N} F_{AAn}}{N}$$

Where:

- $F_{AAn}$ is calculated every cycle
- $\Delta tn$ = 1cycle

$F_{AA,m}$ states the latest one-day statistics of $F_{AA}$. When the relay is energized for the first time, $F_{AA,m}$ default value is 1.

The residual life in hours at $F_{AA,m}$ is updated per day, and it is given by:

$$L_{res}(F_{AA,m}) = \frac{L_{res}(\Theta_{H,r})}{F_{AA,m}}$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{N} F_{AAn}\,\Delta t_n}{\sum_{n=1}^{N} \Delta t_n} \qquad (6)$$

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 |
| $F_{AAn}$ | factor de aceleración del envejecimiento para la temperatura que existe durante el intervalo de tiempo $\Delta t_n$ |
| $\Delta t_n$ | intervalo de tiempo, en horas. |

# EJEMPLO DIFF 1

## 6.1 Unidad diferencial

Las Unidades Diferenciales monofásicas, implementadas dentro de las terminales de protección de transformador, del tipo **#IDN**, están formadas por un conjunto de elementos de proceso de señal, medida y decisión que operan en un amplio abanico de niveles de falta, manteniendo un alto grado de seguridad para faltas externas.

Cada una de las unidades diferenciales proporciona una salida con característica de respuesta de frenado porcentual y otra salida con un ajuste alto de detección de corriente diferencial, no sometido a ningún tipo de frenado, para la detección de faltas severas.

### 6.1.1 Intensidad diferencial

Se define como intensidad diferencial a la suma algebraica de los valores instantáneos de las intensidades que circulan por las fases del mismo nombre de todos los devanados soportados por el equipo. A partir de ella se obtiene la magnitud de operación de la unidad diferencial.

$$I_{difA} = \left(\frac{\bar{I}_{1A}}{t_1} + \frac{\bar{I}_{2A}}{t_2} + \frac{\bar{I}_{3A}}{t_3}\right) \cdot t_{ref}$$

en donde

$I_{difA}$ es la intensidad diferencial de la fase A

$\bar{I}_{1A}$, $\bar{I}_{2A}$ y $\bar{I}_{3A}$ es la intensidad por la fase A del devanado 1, 2 y 3 respectivamente

$t_1$, $t_2$, $t_3$ es el valor de toma del devanado 1, 2 y 3 respectivamente

$t_{ref}$ es la toma del devanado de referencia

De la misma forma se calcula para las fase B y C:

$$I_{difB} = \left(\frac{\bar{I}_{1B}}{t_1} + \frac{\bar{I}_{2B}}{t_2} + \frac{\bar{I}_{3B}}{t_3}\right) \cdot t_{ref} \qquad I_{difC} = \left(\frac{\bar{I}_{1C}}{t_1} + \frac{\bar{I}_{2C}}{t_2} + \frac{\bar{I}_{3C}}{t_3}\right) \cdot t_{ref}$$

Las ecuaciones anteriores recogen el caso general de un equipo con tres devanados. Cuando se trate de un modelo con dos devanados, no se tendrá en cuenta lo relativo al tercer devanado:

$$I_{difA} = \left(\frac{\bar{I}_{1A}}{t_1} + \frac{\bar{I}_{2A}}{t_2}\right) \cdot t_{ref} \qquad I_{difB} = \left(\frac{\bar{I}_{1B}}{t_1} + \frac{\bar{I}_{2B}}{t_2}\right) \cdot t_{ref} \qquad I_{difC} = \left(\frac{\bar{I}_{1C}}{t_1} + \frac{\bar{I}_{2C}}{t_2}\right) \cdot t_{ref}$$

### 6.1.2 Intensidad de frenado porcentual

Se denomina intensidad de frenado a la menor de la suma de las intensidades entrantes o salientes al transformador. Esta intensidad es la intensidad que atraviesa el transformador, sin ser derivada por la falta; por esta razón se la denomina, en ocasiones, como intensidad de paso.

$$I_{frenA} = \frac{\left(\sum_{j=1}^{3} \frac{|I_{jA}|}{t_j} \cdot t_{ref}\right) - I_{difA}}{2}$$

donde

$I_{frenA}$ es la intensidad de frenado para la fase A

$I_{jA}$ (para j=1, 2 ó 3) es la intensidad por la fase A del devanado 1, 2 ó 3

$t_j$ (para j=1, 2 ó 3) es el valor de toma para los devanados 1, 2 ó 3

$t_{ref}$ es el valor de toma del devanado que se toma por referencia

$I_{difA}$ es la intensidad diferencial para la fase A

De la misma forma se calcula para las fases B y C:
Las ecuaciones anteriores recogen el caso general de un equipo con tres devanados. Cuando

$$I_{frenB} = \frac{\left(\sum_{j=1}^{3} \frac{|I_{jB}|}{t_j} \cdot t_{ref}\right) - I_{difB}}{2} \qquad I_{frenC} = \frac{\left(\sum_{j=1}^{3} \frac{|I_{jC}|}{t_j} \cdot t_{ref}\right) - I_{difC}}{2}$$

se trate de un modelo con dos devanados, no se tendrá en cuenta lo relativo al tercer devanado, es decir, j toma los valores 1 y 2.

En los **modelos 004 y 005**, es posible seleccionar un criterio de cálculo de la intensidad de frenado diferente. Modificando el ajuste correspondiente en la agrupación de CONFIGURACIÓN [opción 1 – Ifr: (I1+I2)/2], la expresión para el cálculo es la siguiente:

$$I_{frenA} = \frac{\left(\sum_{j=1}^{3} \frac{|I_{jA}|}{t_j} \cdot t_{ref}\right)}{2}$$

donde

$I_{frenA}$ es la intensidad de frenado para la fase A

$I_{jA}$ (para j=1, 2 ó 3) es la intensidad por la fase A del devanado 1, 2 ó 3

$t_j$ (para j=1, 2 ó 3) es el valor de toma para los devanados 1, 2 ó 3

$t_{ref}$ es el valor de toma del devanado que se toma por referencia

De la misma forma se calcula para las fases B y C:

$$I_{frenB} = \frac{\left(\sum_{j=1}^{3} \frac{|I_{jB}|}{t_j} \cdot t_{ref}\right)}{2} \qquad I_{frenC} = \frac{\left(\sum_{j=1}^{3} \frac{|I_{jC}|}{t_j} \cdot t_{ref}\right)}{2}$$

Las ecuaciones anteriores recogen el caso general de un equipo con tres devanados. Cuando se trate de un modelo con dos devanados, no se tendrá en cuenta lo relativo al tercer devanado, es decir, j toma los valores 1 y 2.

## 6.1.3 Compensación del grupo de conexión

El grupo de conexión del transformador de potencia a proteger introduce un conjunto de transformaciones (giros de fasores y multiplicadores de amplitud) que nos impiden comparar directamente las intensidades, fase a fase, entre los distintos devanados. La simple suma de estas intensidades genera una fuerte intensidad diferencial, aún en condiciones de ausencia de falta. Por esta razón, es necesaria la inclusión en el equipo de un elemento de compensación, cuya función de transferencia se ajusta en función del grupo de conexión y que compense las desviaciones introducidas.

Este elemento hace innecesaria la utilización de grupos de transformadores intermedios para realizar la compensación.

## 6.1.4 Igualación de la toma

La relación de transformación del transformador de potencia y las posibles desigualdades en las relaciones de los transformadores de intensidad introducen un elemento adicional de desequilibrio en las intensidades medidas a ambos lados del transformador. Este efecto se elimina mediante el ajuste, por devanado, de la toma de igualación. Tal ajuste permite la normalización de las corrientes, de forma que los cálculos internos se realicen sobre la misma base de intensidad.

## 6.1.5 Filtro de secuencia homopolar

Las corrientes homopolares pueden circular por los devanados en estrella o zig-zag y, por lo tanto, aparecerán en las intensidades de línea correspondientes a esos devanados. Por el contrario, las mismas corrientes no pueden circular a través de los devanados en triángulo, no apareciendo en las corrientes de línea conectadas a ellos.

Cuando se produce una falta a tierra en el lado del transformador correspondiente a un devanado en estrella, con el neutro puesto a tierra, las corrientes de línea contienen una componente de secuencia homopolar. Si alguno de los otros devanados es un triángulo, dado que las intensidades de línea correspondientes carecen de la componente homopolar, aparecerá una corriente diferencial neta si no se toman las medidas oportunas.

El mismo problema aparece cuando, dentro de la zona de protección del relé, y asociadas a devanados en triángulo, existen reactancias de puesta a tierra con el objeto de obtener fuentes de secuencia homopolar. En estas situaciones, la simple compensación del grupo de conexión no es suficiente y hay que tomar medidas específicas para eliminar la componente homopolar presente en las corrientes de entrada.

Para resolver estos casos sin la adición de transformadores intermedios se añade un **filtro de secuencia homopolar** en la protección, que podrá ser anulado por el usuario (ajuste).

## 6.1.6 Obtención de la magnitud de operación

Una vez compensados todos los efectos perturbadores (grupo de conexión, igualación de toma y filtro homopolar) se obtienen, para cada devanado y fase, un conjunto de corrientes que han sido normalizadas en módulo y corregidas en fase, con lo que puede procederse a su suma algebraica sin temor a obtener falsos valores diferenciales.

La magnitud de operación se obtiene extrayendo la componente fundamental de la corriente diferencial calculada.

## 6.1.7 Obtención de la magnitud de frenado

La magnitud de frenado se obtiene calculando primeramente la intensidad de paso (según el criterio elegido, ver apartado 6.1.2) y, en función del valor de dicha intensidad, se multiplica por un coeficiente diferente para obtener la magnitud final de frenado. Tales coeficientes tienen por objeto obtener una característica como la que aparece en la figura 6.1

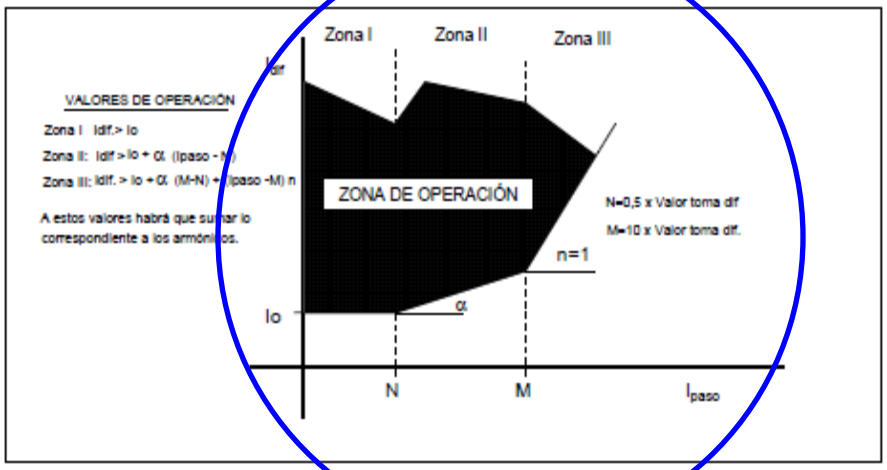



figura 6.1: característica de operación

Para mayores intensidades de paso los desequilibrios son mayores y se necesita una mayor cantidad de corriente diferencial para obtener la operación de la unidad.

El coeficiente de multiplicación ($\alpha$), definido entre los valores **N** y **M** de la corriente de paso, es ajustable y se denomina coeficiente de frenado porcentual. A partir del valor **M** la pendiente es fija y de valor 1.

El parámetro **Io** constituye la sensibilidad diferencial de la unidad ya que determina el valor mínimo de corriente diferencial necesario para obtener la operación de la unidad.

### 6.1.8 Frenado por armónicos

La energización de un transformador produce corrientes de magnetización con un alto contenido de segundo armónico. Este fenómeno es agravado por la posible magnetización remanente presente en el transformador. Durante tal proceso, la corriente por el lado de energización es mucho mayor, ya que tiene que aportar la energía necesaria para la magnetización del núcleo. Este hecho hace que aparezca una fuerte corriente diferencial durante un tiempo que puede llegar a ser de varias decenas de ciclos. Si no se toman las precauciones oportunas, la unidad diferencial puede llegar a operar. Para evitarlo, se extrae el segundo armónico presente en la corriente diferencial y se utiliza para desensibilizar la unidad de medida, de forma que, a mayor contenido de segundo armónico, mayor es la corriente diferencial necesaria para la operación de la unidad.

Así mismo, la explotación del transformador en situaciones de sobreexcitación da lugar a un fenómeno similar con la aparición de una corriente diferencial y, simultáneamente, de un alto contenido de quinto armónico. Esta última circunstancia es aprovechada para la detección del fenómeno y provocar la insensibilización de la unidad con objeto de evitar un disparo bajo tales circunstancias.

La pendiente de segundo y quinto armónicos necesaria para frenar la operación de la unidad son parámetros ajustables. Por lo tanto, la gráfica del frenado por armónicos es una línea recta.

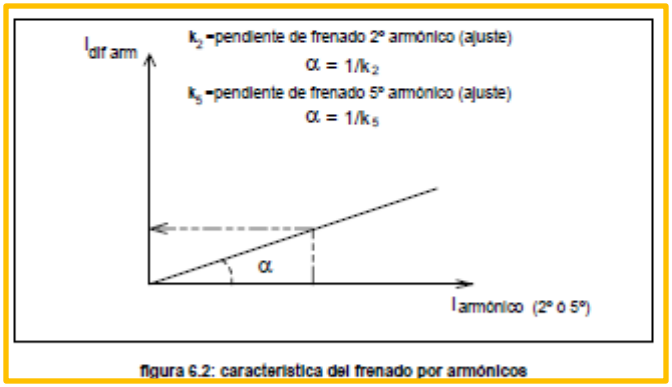



figura 6.2: caracteristica del frenado por armónicos

La intensidad diferencial calculada a partir de la corriente con contenido armónico (2º ó 5º) se añade a la intensidad diferencial obtenida a partir de la característica de frenado porcentual, es decir:

$$I_{dif} = I_{\substack{dif \\ frenado \\ porcentual}} + I_{\substack{dif \\ frenado \\ armónicas}}$$

La Unidad Instantánea no está sometida al frenado por el contenido de armónicos para evitar que una falta real sea frenada durante un tiempo innecesario y dañe al transformador.

### 6.1.9 Operación

La unidad diferencial proporciona dos salidas:

- **Salida instantánea (unidad diferencial sin frenado)**

Esta salida se obtiene por comparación de la corriente diferencial con un nivel ajustable, sin cálculo de la característica de frenado porcentual. Esta salida es la denominada **Salida Instantánea**; su nivel de operación se ajusta varias veces por encima de la intensidad nominal del transformador para asegurar una operación sin frenado para niveles altos de intensidad diferencial. El arranque de esta unidad se realiza al 100% y la reposición se ha de producir al 95% del valor de arranque calculado.

La unidad instantánea tiene la posibilidad de programar una entrada de **bloqueo de disparo**, lo que impide la actuación de la unidad si esta entrada se activa antes de que se genere el disparo. Si se activa después del disparo, éste se repone. Para poder usar esta lógica de bloqueos se debe programar la entrada definida como **bloqueo de disparo**.

- **Salida diferencial (unidad diferencial con frenado)**

La segunda salida se obtiene computando la característica de frenado porcentual una vez obtenidas las corrientes diferencial y de paso. A esta salida se la denomina **Salida Diferencial**.

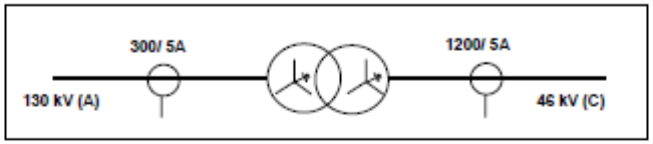
Tanto la Unidad Diferencial con Frenado Porcentual como la Unidad Diferencial Instantánea disponen de temporizadores ajustables de operación para obtener disparos temporizados si así se requiere.

El arranque de esta unidad se realiza al 100% y la reposición se ha de producir al $0.8I_0$ si no existe frenado por armónicos.

## 6.1.10 Ejemplos de cálculos del ajuste del grupo de conexión

• **Ejemplo 1**

Se considera un transformador de potencia de dos devanados de 60 MVA y relación de transformación 130 kV / 46 kV ± 1150 V (5 tomas), grupo de conexión YY0.




**Cálculo de tomas**
Para poder determinar la toma del relé, se calculan las intensidades primarias correspondientes a la potencia máxima de la máquina, para cada devanado, por medio de la fórmula:

$$\text{Intensidad} = \frac{\text{PotenciaMáxima(kVA)}}{\text{Tensión(kV)} \cdot \sqrt{3}}$$

Calculamos las intensidades en cada devanado y toma:

Lado de AT (130 kV) (A):

$$IA = \frac{60.000\,\text{kVA}}{130\,\text{kV} \cdot \sqrt{3}} = 266{,}8\,\text{A}$$

Lado de M.T.:

Para este caso tomaremos los valores mínimo, medio y máximo de las tomas:

Posición de toma extrema mínima: 43,7 kV (B):

$$IB = \frac{60.000\,\text{kVA}}{43{,}7\,\text{kV} \cdot \sqrt{3}} = 793{,}6\,\text{A}$$

Posición de toma media: 46 kV (C):

$$IC = \frac{60.000\,\text{kVA}}{46\,\text{kV} \cdot \sqrt{3}} = 754\,\text{A}$$

Posición toma extrema máxima: 48,3 kV (D):

$$ID = \frac{60.000\,\text{kVA}}{48{,}3\,\text{kV} \cdot \sqrt{3}} = 718\,\text{A}$$

La relación de los transformadores de intensidad es:

Lado de A.T. (130 kV): 300 / 5 A ; RT.I. = 60
Lado de M.T. (46 kV) : 1200 / 5 A ; RT.I. = 240

Las intensidades vistas por el relé, para las distintas tomas, serán las siguientes:

$$Is\,(A) = \frac{266{,}8}{60} = 4{,}45\,\text{A}$$

$$Is\,(B) = \frac{793{,}6}{240} = 3{,}30\,\text{A}$$

$$Is\,(C) = \frac{750}{240} = 3{,}14\,\text{A}$$

$$Is\,(D) = \frac{718}{240} = 2{,}99\,\text{A}$$

**Ajuste de la toma del relé**
Lado de 130 kV (A): 4,45 A
Lado de 46 kV (C): 3,14 A En las posiciones de toma de 43,7 kV y 48,3 kV : 3,14 A

**Intensidad diferencial**
La diferencia entre el ajuste y el valor de la intensidad diferencial es el siguiente:

Lado de A.T. 130 kV (A):
Intensidad diferencial = 4,45 - 4,45 = 0
Lado de M.T.:
- Posición de toma mínima: 43,7 kV (B):
  Intensidad diferencial = 3,30 - 3,14 = 0,16 A
- Posición de toma media: 46 kV (C):
  Intensidad diferencial = 3,14 - 3,14 = 0 A
- Posición de toma máxima: 48,3 kV (D):
  Intensidad diferencial = 3,14 - 2,99 = 0,15 A

**Intensidad de paso**
Se define como la menor de las intensidades, cuando éstas circulan en el mismo sentido:

- Toma mínima: 43,7 kV (B): 3,30 A
- Toma media: 46 kV (C): 3,14 A
- Toma máxima: 48,3 kV (D): 2,99 A

**Error de ajuste**
Se define como el cociente entre la intensidad diferencial y la intensidad de paso:

- Toma mínima: 43,7 kV (B): $\frac{0,16}{3,30} = 0,048 ; 4,8\ \%$
- Toma media: 46 kV (C): $\frac{0}{3,14} = 0$
- Toma máxima: 48,3 kV (D): $\frac{0,15}{2,99} = 0,05 ; 5\ \%$

**Cálculo de la pendiente**
Para determinar la pendiente se tendrá en cuenta: el error de los transformadores de intensidad, el error de las diferentes tomas (debido a la regulación) y la corriente en vacío.

| | |
|---|---|
| Error de los T.I. : | 5% |
| Corriente de vacío: | 2% |
| Error de ajuste: | 5% |
| Total: | 12% |

*Ajuste recomendado: 20%*

**Sensibilidad**
La sensibilidad diferencial se recomienda ajustarla al 30% del valor de la toma del devanado que se tome como referencia. En nuestro caso será el 30% del devanado primario:

*30% de 4,45 A = **1,34 A***

**Unidad instantánea**
Se recomienda un ajuste de **8 veces el valor de la toma** (del devanado de referencia) y el tiempo de operación en 20ms.

**Frenado de 2º y 5º armónico**
Se recomienda un ajuste para el 2º y 5º armónico :**20%**

**Filtro homopolar**
Con el fin de evitar una actuación debida a la secuencia homopolar se ajustará en **SI** el filtro para los dos devanados.

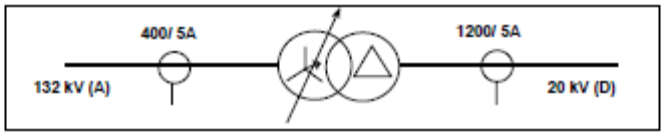
**Grupo de conexión**
El equipo **#IDN** realiza internamente la compensación de los ángulos. Para ello, y a través del interfaz hombre - máquina (ver Capítulo 7), se introducirá el grupo de conexión de cada devanado, el índice horario y el filtro homopolar:

Devanado # 1: Conexión en estrella (**Y**)
Filtro homopolar: **SI**

Devanado # 2: Conexión en estrella (**Y**)
Indice horario: **0**
Filtro homopolar: **SI**

## • Ejemplo 2

Transformador de potencia de dos devanados de 40 MVA y relación de transformación 132 kV / 20 kV; grupo de conexión YD11:




**Cálculo de tomas**
Para poder determinar la toma del relé se calculan las intensidades primarias correspondiente a la potencia máxima de la máquina, para cada devanado, por medio de la fórmula:

$$\text{Intensidad} = \frac{\text{Potencia máxima (kVA)}}{\text{Tensión (kV)}.\sqrt{3}}$$

Para este caso tomaremos los valores mínimo, medio y máximo de las tomas:

Lado de AT (132 kV) (A):

Posición de toma media:132 kV (A)

$$IA = \frac{40.000\,kVA}{132\,kV.\sqrt{3}} = 175{,}16\,A$$

Posición de toma máxima: 145,2 kV (B)

$$IB = \frac{40.000\,kVA}{145{,}2\,kV.\sqrt{3}} = 159{,}23\,A$$

Posición de toma mínima: 118,8 kV (C)

$$IC = \frac{40.000\,kVA}{118{,}8\,kV.\sqrt{3}} = 194{,}24\,A$$

Lado de M.T.:

Calculamos el valor de la toma:

$$ID = \frac{40.000\,kVA}{21{,}5\,kV.\sqrt{3}} = 1075{,}41\,A$$

La relación de los transformadores de intensidad es:

Lado de A.T. (132 kV): 400 / 5 A ; RT.I. = 80
Lado de M.T. (20 kV) : 1200 / 5 A ; RT.I. = 240

Las intensidades vistas por el relé, para las distintas tomas, serán las siguientes:

$$Is\,(A) = \frac{175{,}16}{80} = 2{,}1895\,A$$ (Valor en la toma media)

$$Is\,(B) = \frac{159{,}23}{80} = 1{,}9903\,A$$ (Valor en la toma máxima)

$$Is\,(C) = \frac{194{,}24}{80} = 2{,}428\,A$$ (Valor en la toma mínima)

$$Is\,(D) = \frac{1075{,}41}{240} = 4{,}4808\,A$$ (Lado MT) Como el trafo está en triángulo el valor será: 4,4808 / √3 = 2,59 A

**Ajuste de la toma del relé**
Lado de 132 kV (A): 2,19 A
Lado de 20 kV (D): 2,59 A En las posiciones de toma de 118,8 kV y 145,2 kV :2,19 A

**Intensidad diferencial**
La diferencia entre el ajuste y el valor de la intensidad diferencial es la siguiente:

Lado de A.T.:
- Posición de toma mínima: 118,8 kV (C)
  Intensidad diferencial = 2,428 - 2,19 = 0,238 A
- Posición de toma media: 132 kV (A)
  Intensidad diferencial = 2,19 - 2,1895 = 0,0005 A
- Posición de toma máxima: 145,2 kV (B)
  Intensidad diferencial = 2,19 - 1,9903 = 0,197 A

Lado de M.T.:
Intensidad diferencial = 4,48 - 4,48 = 0 A

**Intensidad de paso**
Se define como la menor de las intensidades cuando éstas circulan en el mismo sentido:

- Toma mínima: 118,8 kV (C): 2,42 A
- Toma media: 132 kV (A): 2,19 A
- Toma máxima: 145,2 kV (B): 1,99A

**Error de ajuste**
Definimos como el cociente entre la intensidad diferencial y la intensidad de paso:

- Toma mínima: 118,8 kV (C): $\frac{0{,}238}{2{,}42} = 0{,}098$ ; **9,8 %**
- Toma media: 132 kV (A): $\frac{0}{2{,}19} = 0$
- Toma máxima: 145,2 kV (B): $\frac{0{,}197}{1{,}99} = 0{,}099$ ; **9,9 %**

**Cálculo de la pendiente**
Para determinar la pendiente se tendrá en cuenta: el error de los transformadores de intensidad, el error de las diferentes tomas (debido a la regulación) y la corriente en vacío.

| | |
|---|---|
| Error de los T.I. : | 5% |
| Corriente de vacío: | 2% |
| Error de ajuste: | 9,9% |
| Total: | 16,9% |

**Ajuste recomendado: 20% - 2%**

**Sensibilidad**
La sensibilidad diferencial se recomienda ajustarla al 30% del valor de la toma del devanado que se tome como referencia. En nuestro caso será el 30% del devanado primario:

*30% de 2,19 A = 0,657 A* si el devanado de referencia es en estrella
*30% de 2,59 · √3 = 1,334 A* si el devanado de referencia es en triángulo

**Unidad instantánea**
Se recomienda un ajuste de **5 a 10 veces el valor de la toma** (del devanado de referencia) y un tiempo de operación de 20ms. Por ejemplo:

**5,8** veces (devanado de referencia en estrella) = (5,8) · 2,19 = 12,7 A (valor de actuación)
**10** = (**5,8** √3) veces (devanado de referencia en triángulo) = 5,8 (√3 · 2,59) = 25,9 A (valor de actuación)

**Frenado de 2º y 5º armónico**
Se recomienda un ajuste para el 2º y 5º armónico :**20%**

**Filtro homopolar**
Con el fin de evitar una actuación debida a la secuencia homopolar se ajustará en **SI** el filtro para los dos devanados.

**Grupo de conexión**
El equipo **#IDN** realiza internamente la compensación de los ángulos. Para ello, y a través del interfaz hombre - máquina (ver Capítulo 7), se introducirá el grupo de conexión de cada devanado, el índice horario y el filtro homopolar:

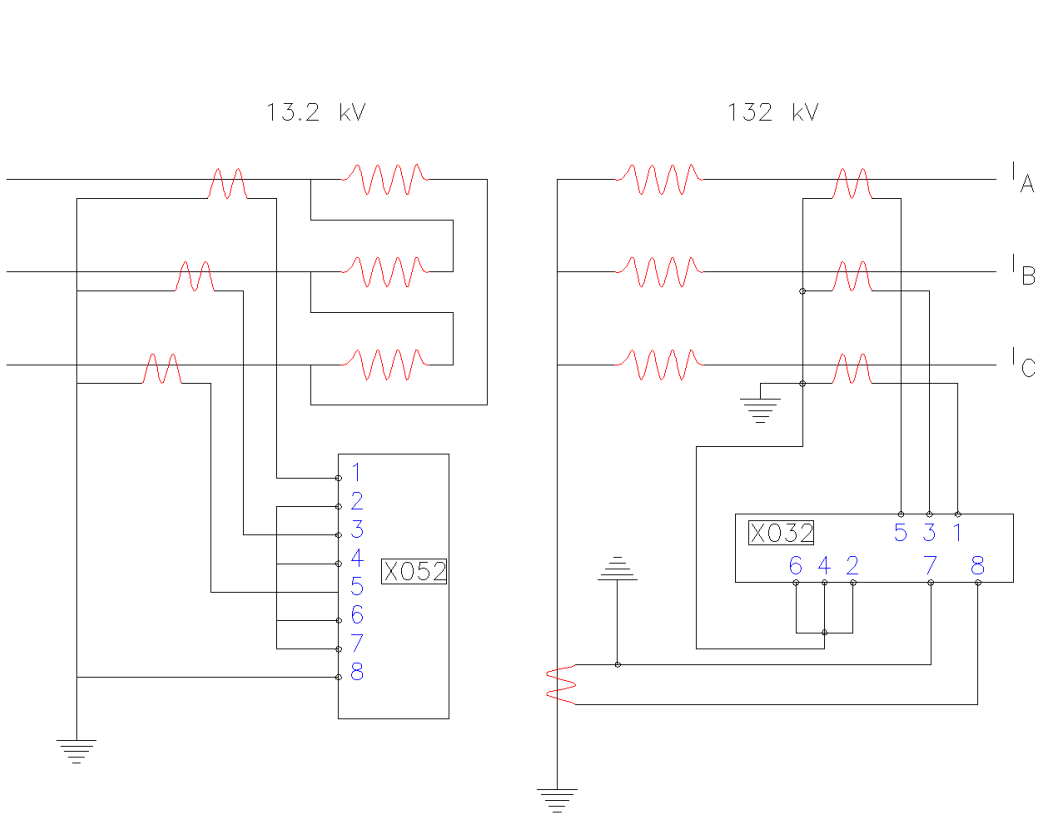
Devanado # 1: Conexión en estrella (**Y**)
Filtro homopolar: **SI**

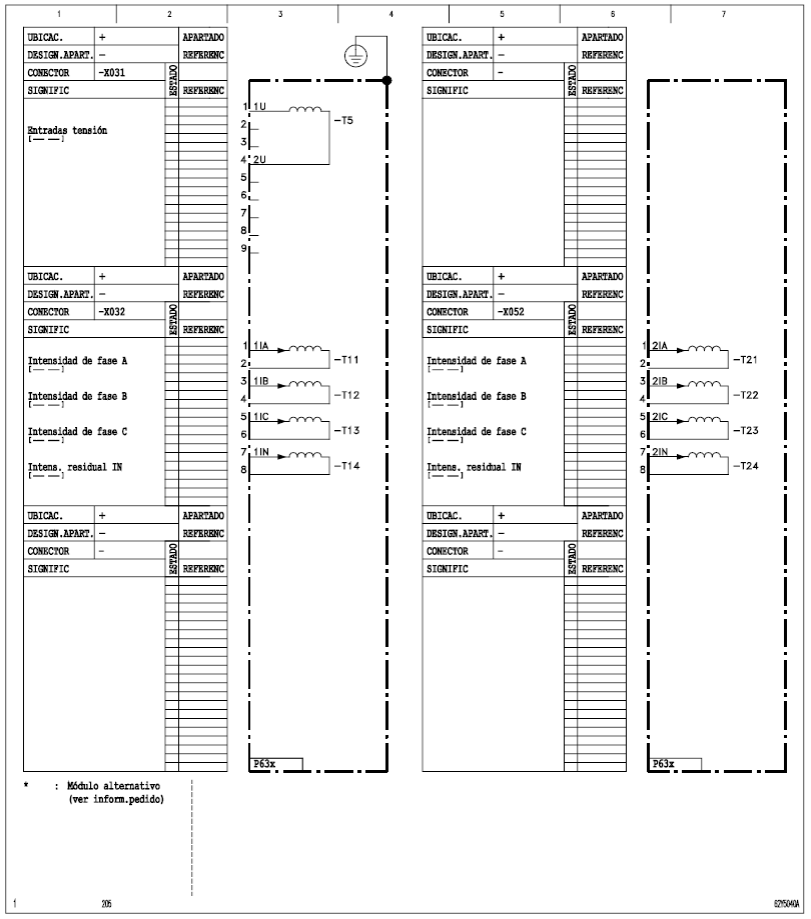
Devanado # 2: Conexión en triángulo (**D**)
Índice horario: **11**
Filtro homopolar: **SI**

# EJEMPLO DIFF 2

# ESQUEMA DE CONEXIÓN PROTECCIÓN DIFF Y REF

## Transformador YnD11, 132 KV/13,8 KV, 25 MVA




C-4 *Diagrama de conexión de terminales P632 en caja 40 T, diagrama P632.401, (parte 1 de 5)*

# TRAZADO DE LA CARACTERÍSTICA DE CARGA PARA LA CORRIENTE DE CORTOCIRUITO MINIMA

$$IccmínHV = \frac{100 * 109}{11{,}52} = 946{,}18\ A$$

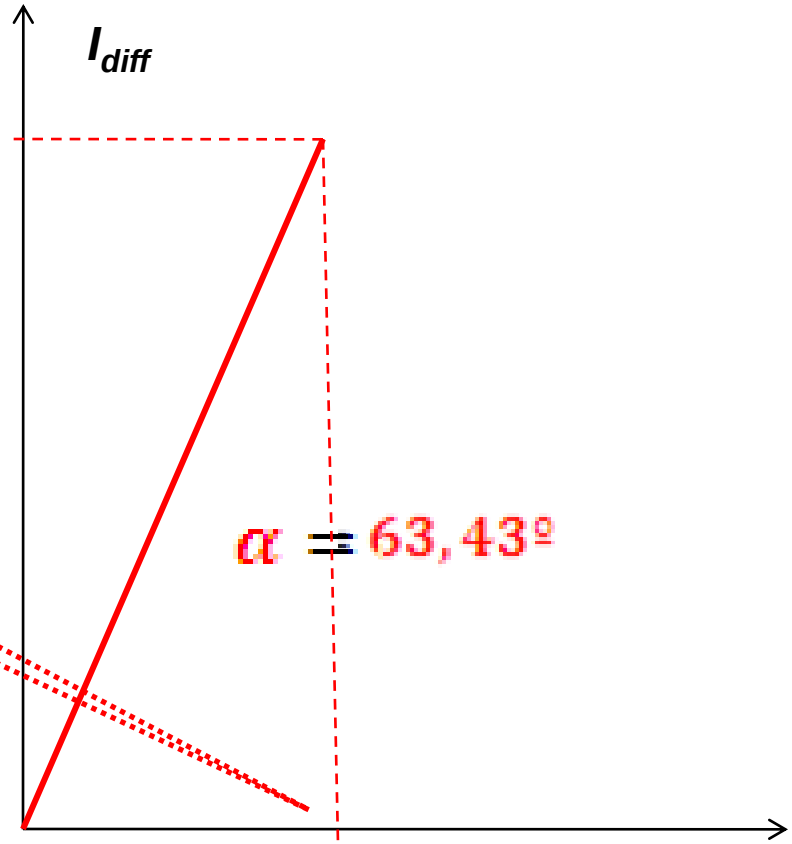
$$IccmínLV = \frac{100 * 1090}{11{,}52} = 9461{,}80\ A$$

$$\frac{946{,}18}{\frac{150}{1}} = 6{,}3078 * 1{,}37 = 8{,}6416\ A = \frac{8{,}6416}{5} = 1{,}7283\ pu$$

$$\frac{9461{,}80}{\frac{1000}{5}} = 47{,}3090 * 0{,}9134 = 43{,}2120\ A = \frac{43{,}2120}{5} = 8{,}6420\ pu$$

$$Idiff = 8{,}6461 - 43{,}2120 = \frac{34{,}5704\ A}{5} = 6{,}9140\ pu$$

$$Ibias = \frac{|8{,}6416 - 43{,}2120|}{2} = \frac{17{,}2852\ A}{5} = 3{,}4570\ pu$$




## Cálculo de la inclinación de la recta

$$\alpha = arc\ tag\ \frac{6{,}9140}{3{,}4570} = arc\ tag\ 2 = 63{,}43º$$

$$KampHV = \frac{InomTIHV}{\frac{Sref}{\sqrt{3} * UnomHV}} = \frac{150}{\frac{25 * 10^6}{1{,}73 * 132 * 10^3}} = 1{,}37$$

$$KampLV = \frac{InomTILV}{\frac{Sref}{\sqrt{3} * UnomLV}} = \frac{1000}{\frac{25 * 10^6}{1{,}73 * 13{,}2 * 10^3}} = 0{,}9134$$

# CÁLCULO DE LOS VALORES 1

$$Posición\ media\ del\ tap = \frac{100 + \frac{(10\% - 10\%)}{2}}{100} * 132\ KV = 132\ KV$$

## Coeficientes de Compensación de Amplitud

$$KampHV = \frac{InomTIHV}{\frac{Sref}{\sqrt{3} * UnomHV}} = \frac{150}{\frac{25 * 10^6}{1{,}73 * 132 * 10^3}} = 1{,}37$$

IrefHV= 109,47 A

$$KampLV = \frac{InomTILV}{\frac{Sref}{\sqrt{3} * UnomLV}} = \frac{1000}{\frac{25 * 10^6}{1{,}73 * 13{,}2 * 10^3}} = 0{,}9134$$

IrefLV= 1094,7 A

## Cálculos de las corrientes de carga en ambos puntos del Tap en HV

$$\text{IHVprimariosTap1}(10\%) = \frac{25 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 1{,}1} = 99{,}52\ \text{A}$$

$$\text{IHVsecundariosTap1} = \frac{99{,}52}{\frac{150}{1}} = 0{,}6634$$

$$IHVcompensadosTap1 = 1{,}37 * 0{,}634 = 0{,}9088$$

$$\text{IHVprimariosTap21}(-10\%) = \frac{25 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 0{,}9} = 121{,}64\ \text{A}$$

$$\text{IHVsecundariosTap21} = \frac{121{,}64}{\frac{150}{1}} = 0{,}8109$$

$$IHVcompensadosTap21 = 1{,}37 * 0{,}8109 = 1{,}1109$$

## Cálculos de las corrientes de carga en LV

$$\text{ILVprimarios} = \frac{25 * 10^6}{\sqrt{3} * 13{,}2 * 10^3} = 1094{,}76\ \text{A}$$

$$\text{ILVsecundarios} = \frac{1094{,}76}{\frac{1000}{5}} = 5{,}4738$$

$$ILVcompensados = 0{,}9134 * 5{,}4738 = 4{,}9997$$

Como los TI del lado de 132 KV, son $\frac{150}{1}$ se divide por 5; $\frac{4{,}9997}{5} = 0{,}9999$

## Cálculo de las corrientes diferenciales o de operación en ambos puntos del Tap

$$IdiffTap1 = |0{,}9088 - 0{,}9999| = 0{,}0911\ A$$

$$IdiffTap21 = |1{,}1109 - 0{,}9999| = 0{,}1110\ A$$

## Cálculo de las corrientes de frenado o restricción o atravesantes en ambos puntos del Tap

$$IbiasTap1 = \frac{|0{,}9088 - 0{,}9999|}{2} = 0{,}0455\ A$$

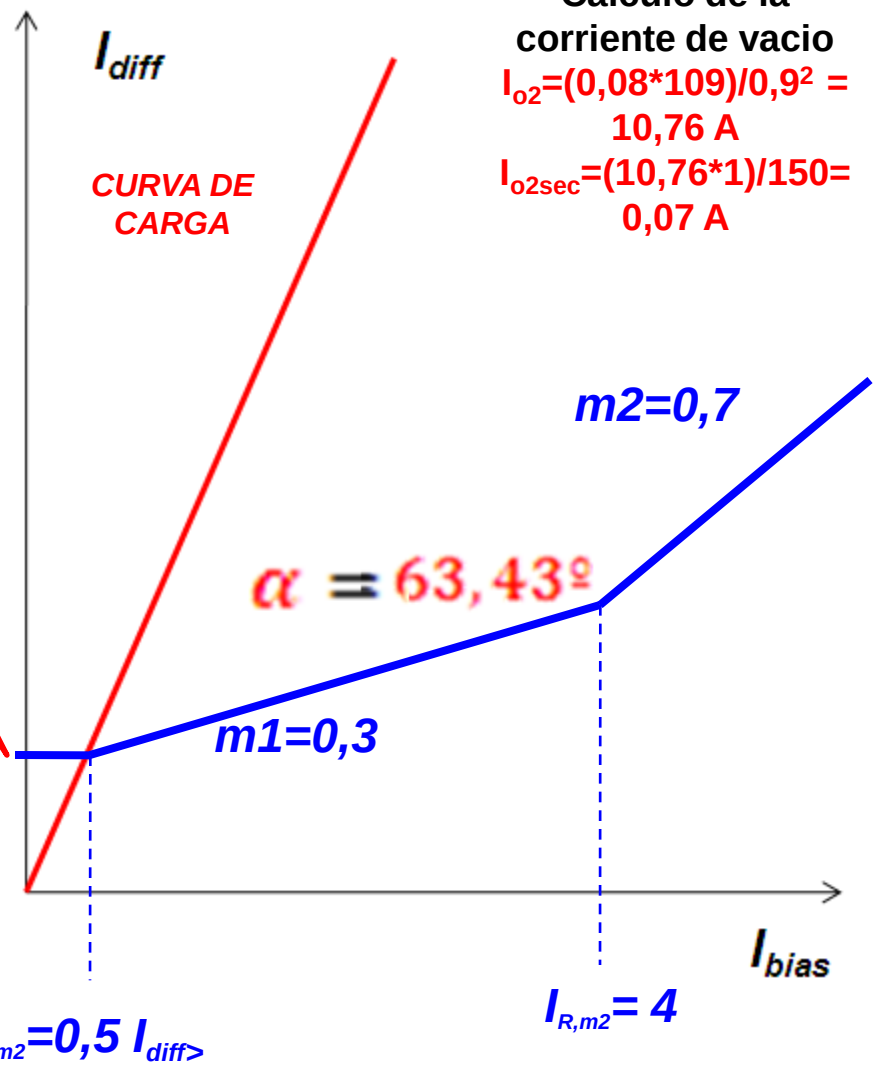
$$IbiasTap21 = \frac{|1{,}1109 - 0{,}9999|}{2} = 0{,}0555\ A$$

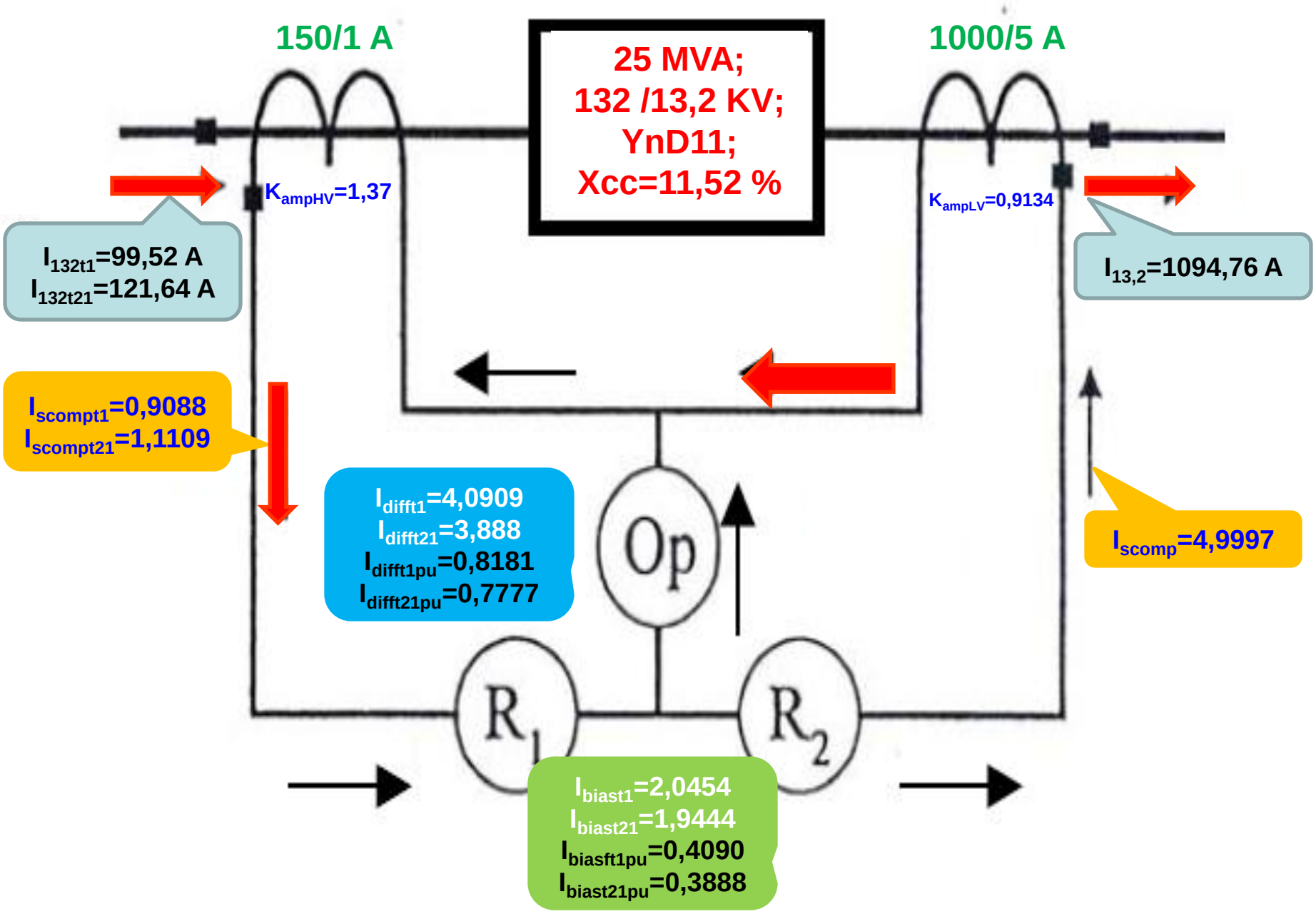
# FIJACIÓN DE VALORES 1: $I_{diff>}$; $I_{Rm2}$; m1 y m2

1) Para valores de $I_{bias}$, comprendidos entre **0** y **0,5*$I_{diff>}$**, la ecuación que se utiliza es $I_{d,y}(I_{R,y})=I_{diff>}$. Éste valor de **0,2** es por default y luego debe verificarse. Si en condiciones normales el relé ve una $I_{diff>}$ de ***0,111 $I_{ref}$***, por seguridad la $I_{diff>}$ a setear en el relé un **100%** mayor será $I_{diff>} = 0,2\ I_{ref}$.
La intersección de la curva de disparo con la Curva de Carga da la corriente de restricción
$I_{R,m2}=0,5\ I_{diff>}$

2) Para valores de $I_R$, comprendidos entre **0,5*$I_{diff>}$** e $I_{Rm2}$, la ecuación a utilizar es
$I_{d,y}(I_{R,y})=m1.I_{Rm2}+I_{diff>}(1-0,5.m1)$.
Con m1=0,3 (17º), también por default. El punto de inflexión de este tramos de la curva, es $I_{R,m2}$ . El punto de $I_{R,m2}$, se elige para que con la pendiente de m2=0,7, no vaya a interceptar a la Característica de Carga. Ambos vienen por default en 4 y 0,7 respectivamente.

3) Para valores de $I_{bias}$ mayores a $I_{Rm2}$ , la ecuación es
$I_{d,y(IR,y)}=m2.I_{R,y}+I_{diff>}.(1-0,5.m1)+I_{R,m2}.(m1-m2)$. Con m2=0,7 (35º).




150/1 A
25 MVA;
132 /13,2 KV;
YnD11;
Xcc=11,52 %
1000/5 A
$K_{ampHV}$=1,37
$K_{ampLV}$=0,9134
$I_{132t1}$=99,52 A
$I_{132t21}$=121,64 A
$I_{13,2}$=1094,76 A
$I_{scompt1}$=0,9088
$I_{scompt21}$=1,1109
$I_{difft1}$=4,0909
$I_{difft21}$=3,888
$I_{difft1pu}$=0,8181
$I_{difft21pu}$=0,7777
Op
$I_{scomp}$=4,9997
R1
R2
$I_{biast1}$=2,0454
$I_{biast21}$=1,9444
$I_{biasft1pu}$=0,4090
$I_{biast21pu}$=0,3888

# CÁLCULO DE LOS VALORES 2

$$Posición\ media\ del\ tap = \frac{100 + \frac{(10\% - 10\%)}{2}}{100} * 132\ KV = 132\ KV$$

## Coeficientes de Compensación de Amplitud

$$KampHV = \frac{InomTIHV}{\frac{Sref}{\sqrt{3} * UnomHV}} = \frac{150}{\frac{25 * 10^6}{1{,}73 * 132 * 10^3}} = 1{,}37$$

$$KampLV = \frac{InomTILV}{\frac{Sref}{\sqrt{3} * UnomLV}} = \frac{1000}{\frac{25 * 10^6}{1{,}73 * 13{,}2 * 10^3}} = 0{,}9134$$

$$k_{amp,z} \leq 5$$

$$\frac{k_{amp,\max}}{k_{amp,\min}} \leq 3 \qquad k_{amp,\min} \geq 0.7$$

## Cálculos de las corrientes de carga en ambos puntos del Tap en HV

$$\text{HVprimariosTap1}(10\%) = \frac{25 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 1{,}1} = 99{,}52\ \text{A}$$

$$\text{IHVsecundariosTap1} = \frac{99{,}52}{\frac{150}{1}} = 0{,}6634$$

$$IHVcompensadosTap1 = 1{,}37 * 0{,}634 = 0{,}9088$$

$$\text{IHVprimariosTap21}(-10\%) = \frac{25 * 10^6}{\sqrt{3} * 132 * 0{,}9} = 121{,}64\ \text{A}$$

$$\text{IHVsecundariosTap21} = \frac{121{,}64}{\frac{150}{1}} = 0{,}8109$$

$$IHVcompensadosTap21 = 1{,}37 * 0{,}8109 = 1{,}1109$$

## Cálculos de las corrientes de carga en LV

$$\text{ILVprimarios} = \frac{25 * 10^6}{\sqrt{3} * 13{,}2 * 10^3} = 1094{,}76\ \text{A}$$

$$\text{ILVsecundarios} = \frac{1094{,}76}{\frac{1000}{5}} = 5{,}4738$$

$$ILVcompensados = 0{,}9134 * 5{,}4738 = 4{,}9997$$

## Cálculo de las corrientes diferenciales o de operación en ambos puntos del Tap

$$IdiffTap1 = |0{,}9088 - 4{,}9997| = 4{,}0909\ A$$

$$IdiffTap21 = |1{,}1109 - 4{,}9997| = 3{,}8888\ A$$

## Cálculo de las corrientes de frenado o restricción o atravesantes en ambos puntos del Tap

$$IbiasTap1 = \frac{|0{,}9088 - 4{,}9997|}{2} = 2{,}0454\ A$$

$$IbiasTap21 = \frac{|1{,}1109 - 4{,}9997|}{2} = 1{,}9444\ A$$

# FIJACIÓN DE VALORES 2: $I_{diff>}$; $I_{Rm2}$; m1 y m2

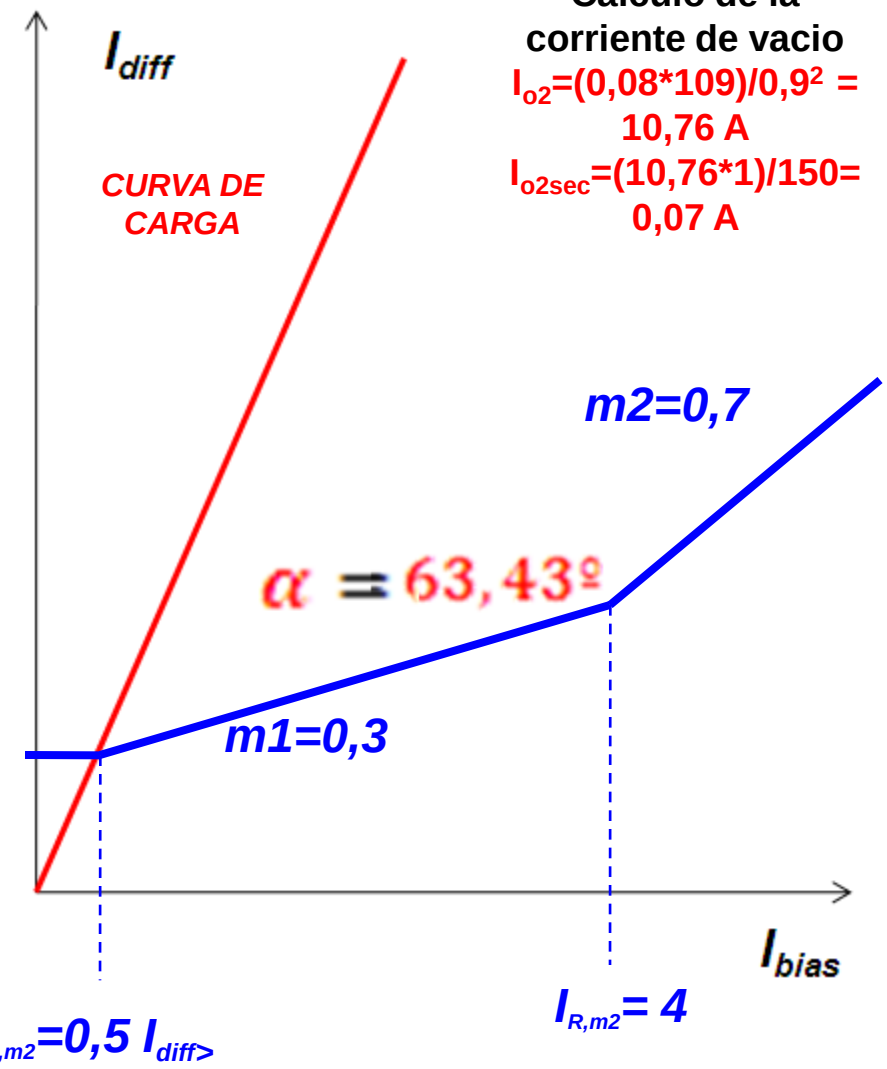
1) Para valores de $I_{bias}$, comprendidos entre **0** y **0,5*$I_{diff>}$**, la ecuación que se utiliza es $I_{d,y}(I_{R,y})=I_{diff>}$. Éste valor de **0,2** es por default y luego debe verificarse. Si en condiciones normales el relé ve una $I_{diff>}$ de ***4,0909 A***, por seguridad la $I_{diff>}$ a setear en el relé un **20%** mayor será $I_{diff>} = 5\ A$

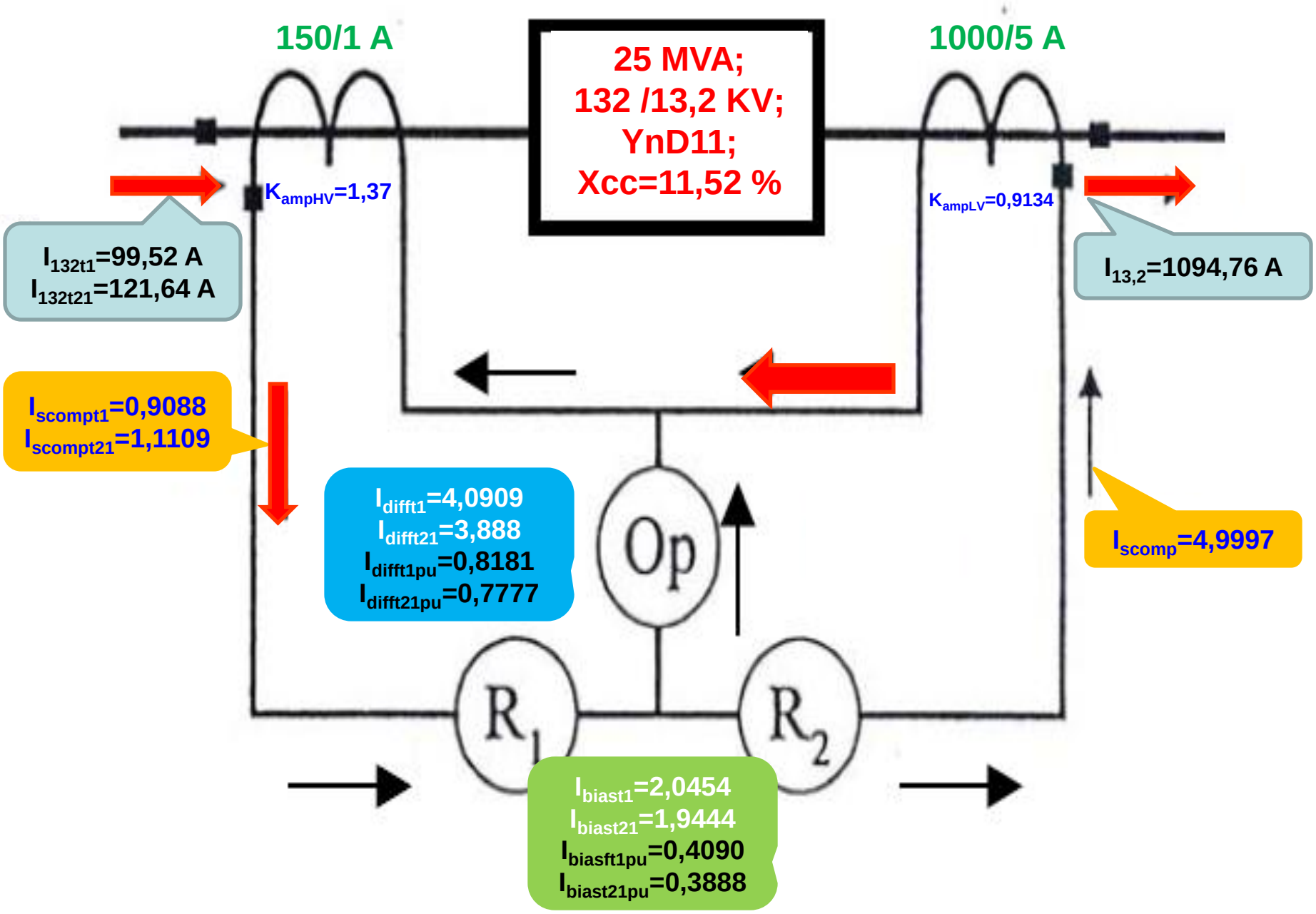
La intersección de la curva de disparo con la Curva de Carga da la corriente de restricción $I_{R,m2}=0,5\ I_{diff>}$

2) Para valores de $I_R$, comprendidos entre **0,5*$I_{diff>}$** e $I_{Rm2}$, la ecuación a utilizar es $I_{d,y}(I_{R,y})=m1.I_{Rm2}+I_{diff>}(1-0,5.m1)$.

Con m1=0,3 (17º), también por default. El punto de inflexión de este tramos de la curva, es $I_{R,m2}$ . El punto de $I_{R,m2}$, se elige para que con la pendiente de m2=0,7, no vaya a interceptar a la Característica de Carga. Ambos vienen por default en 4 y 0,7 respectivamente.

3) Para valores de $I_{bias}$ mayores a $I_{Rm2}$ , la ecuación es $I_{d,y(IR,y)}=m2.I_{R,y}+I_{diff>}.(1-0,5.m1)+I_{R,m2}.(m1-m2)$. Con m2=0,7 (35º).

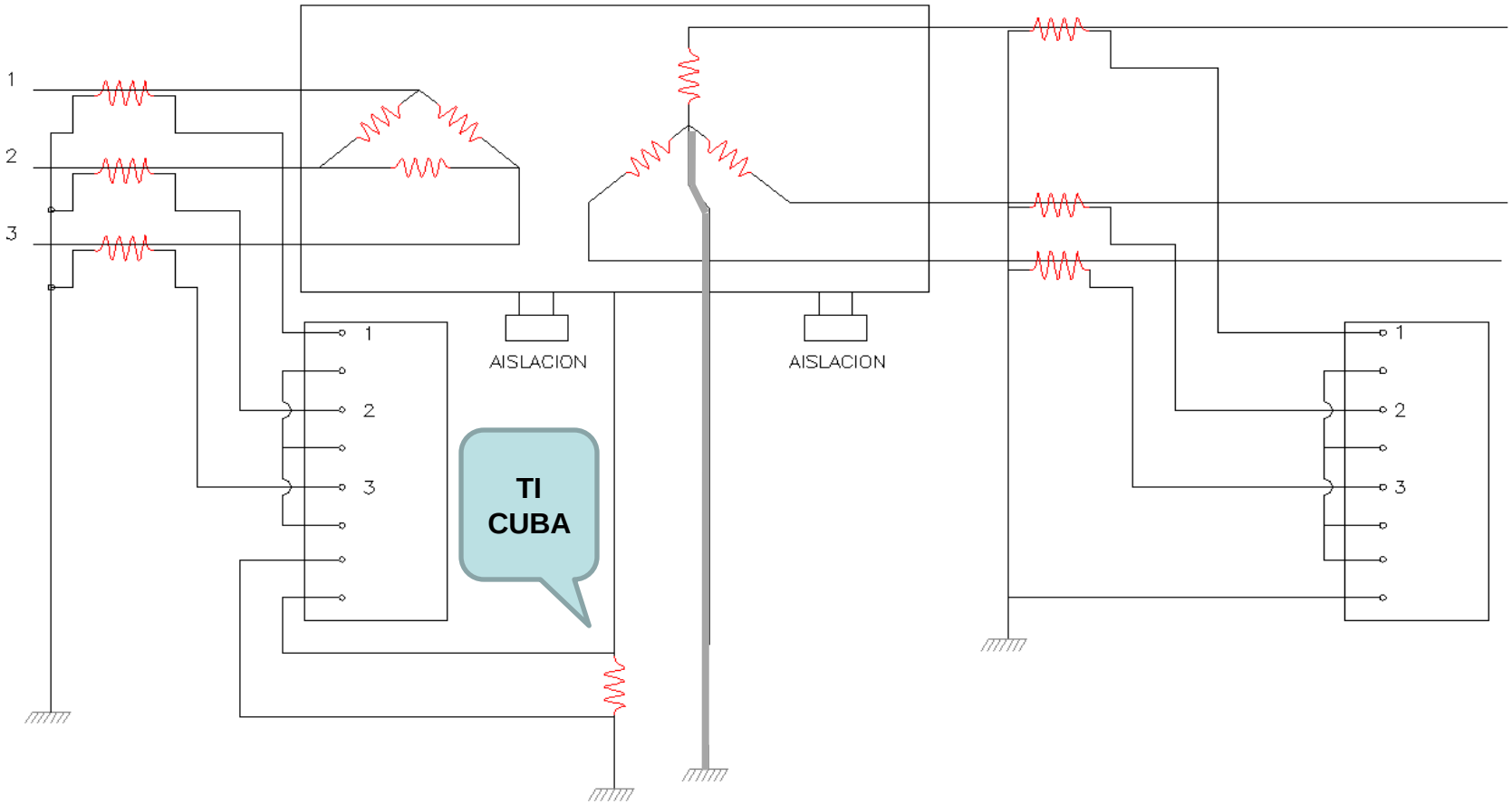


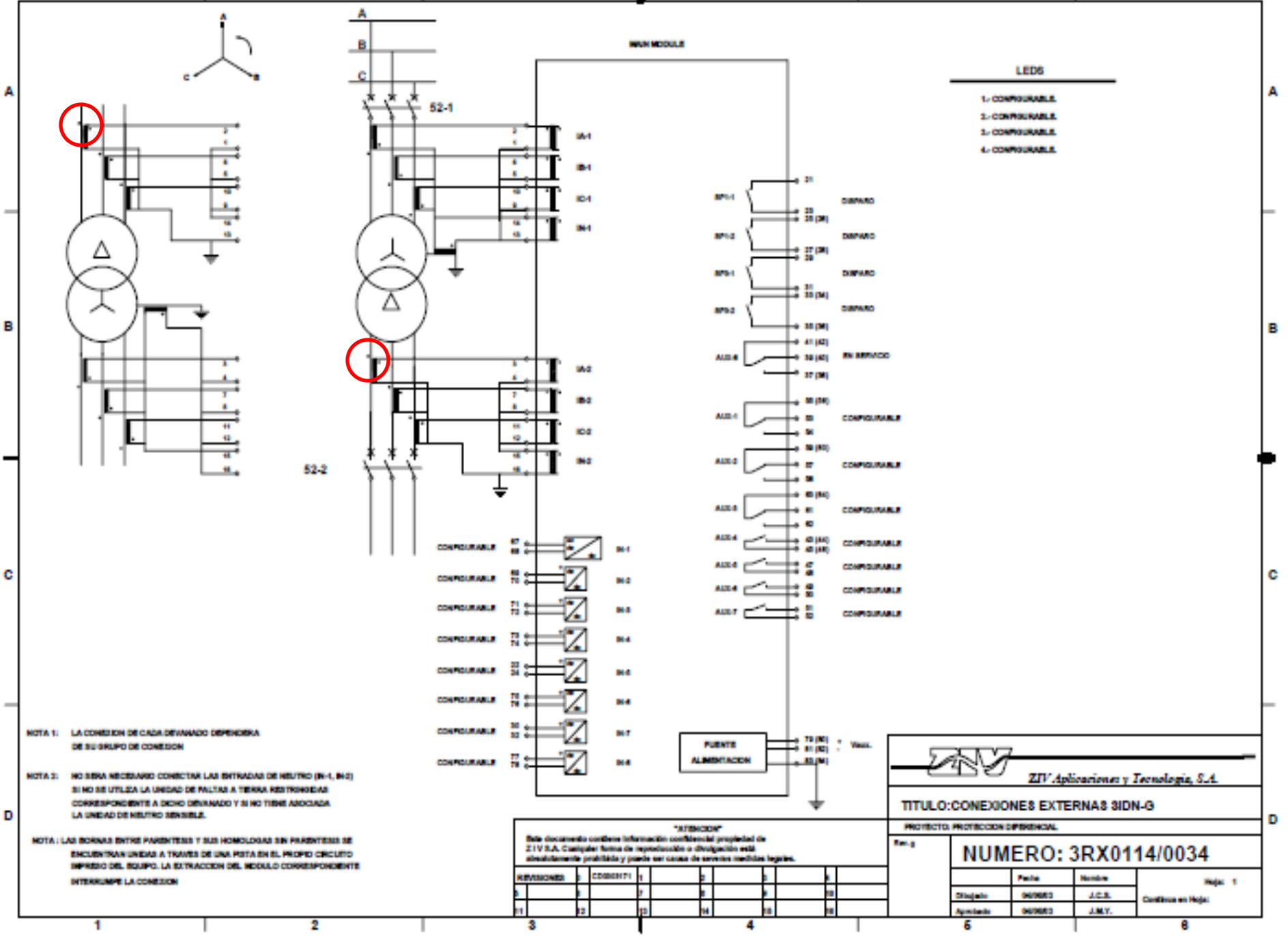

150/1 A
25 MVA;
132 /13,2 KV;
YnD11;
Xcc=11,52 %
1000/5 A
$K_{ampHV}$=1,37
$K_{ampLV}$=0,9134
$I_{132t1}$=99,52 A
$I_{132t21}$=121,64 A
$I_{13,2}$=1094,76 A
$I_{scompt1}$=0,9088
$I_{scompt21}$=1,1109
$I_{difft1}$=4,0909
$I_{difft21}$=3,888
$I_{difft1pu}$=0,8181
$I_{difft21pu}$=0,7777
Op
$I_{scomp}$=4,9997
R1
R2
$I_{biast1}$=2,0454
$I_{biast21}$=1,9444
$I_{biasft1pu}$=0,4090
$I_{biast21pu}$=0,3888

# ESQUEMA DE CONEXIÓN PROTECCIÓN DIFF Y CUBA

**El ejemplo corresponde a un Transformador YnD11, 132 KV/13,8 KV, 25 MVA-**
**En este caso se ha agregado la protección de cuba.**

**Para la protección de falla a tierra en un devanado triángulo, se puede tomar simplemente un relé de máxima corriente instantáneo conectado a los transformadores de corriente en forma residual, tal cual se ve en la figura del lado del triángulo. Toda vez que la suma de las corrientes de las tres fases es distinta de cero, existe una falla a tierra del lado triángulo. El relé debe tener una mínima corriente de arranque que tenga en cuenta la distinta saturación de los TI, de las tres fases durante fallas externas de todo tipo muy cercanas.**




MAIN MODULE
LEDS
1.- CONFIGURABLE
2.- CONFIGURABLE
3.- CONFIGURABLE
4.- CONFIGURABLE
52-1
52-2
IA-1
IB-1
IC-1
IN-1
IA-2
IB-2
IC-2
IN-2
DISPARO
DISPARO
DISPARO
DISPARO
FUERA DE SERVICIO
CONFIGURABLE
CONFIGURABLE
CONFIGURABLE
CONFIGURABLE
CONFIGURABLE
CONFIGURABLE
CONFIGURABLE
CONFIGURABLE
FUENTE ALIMENTACION
NOTA 1: LA CONEXION DE CADA DEVANADO DEPENDERA DE SU GRUPO DE CONEXION
NOTA 2: NO SERA NECESARIO CONECTAR LAS ENTRADAS DE NEUTRO (IN-1, IN-2) SI NO SE UTILIZA LA UNIDAD DE FALTAS A TIERRA RESTRINGIDAS CORRESPONDIENTE A DICHO DEVANADO Y SI NO TIENE ASOCIADA LA UNIDAD DE NEUTRO SENSIBLE.
NOTA : LAS BORNAS ENTRE PARENTESIS Y SUS HOMOLOGAS SIN PARENTESIS SE ENCUENTRAN UNIDAS A TRAVES DE UNA PISTA EN EL PROPIO CIRCUITO IMPRESO DEL EQUIPO. LA EXTRACCION DEL MODULO CORRESPONDIENTE INTERRUMPE LA CONEXION
"ATENCION"
Este documento contiene información confidencial propiedad de ZIV S.A. Cualquier forma de reproducción o divulgación está absolutamente prohibida y puede ser causa de severas medidas legales.
REVISIONES
CONEXIONES
ZIV Aplicaciones y Tecnología, S.A.
TITULO:CONEXIONES EXTERNAS 3IDN-G
PROYECTO: PROTECCION DIFERENCIAL
NUMERO: 3RX0114/0034
Fecha
Nombre
Dibujado
04/06/03
J.C.S.
Aprobado
04/06/03
J.M.Y.
Hoja: 1
Continua en Hoja:

# *Insensibilidad de la Protección Diferencial Total*

Un transformador Dy1 (115/13,2 KV), Sn= 25 MVA, tiene una protección diferencial, como se muestra en la figura.

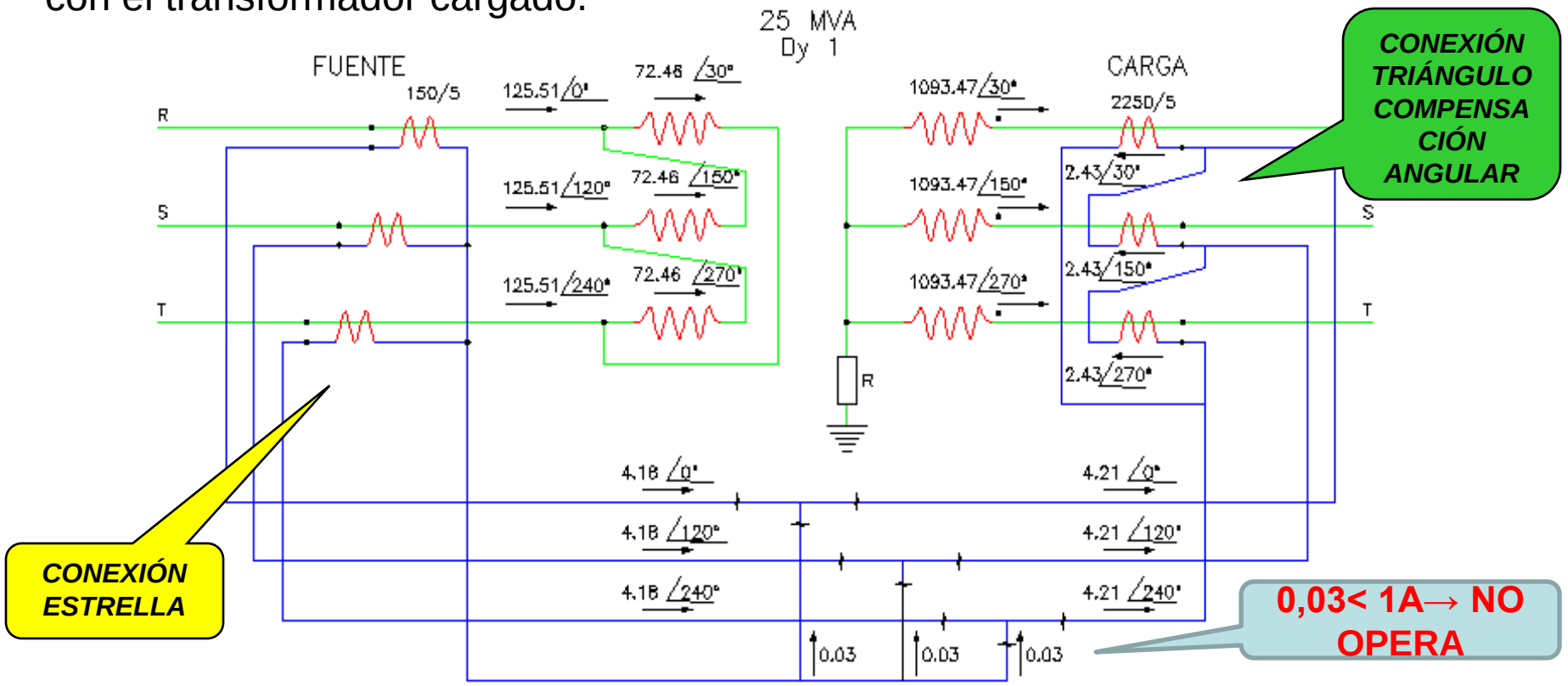
La fuente está del lado de AT, y está conectado radialmente. **La corriente de operación mínima de los relés es de 1 A.**

**El arrollamiento de MT, está puesto a tierra con una resistencia de un valor tal que asegure que la corriente de falla a tierra o residual, sea igual a la corriente nominal de carga.**

Se verifica el funcionamiento adecuado de la protección diferencial.

a) Condición de plena carga,

b) Qué ocurre con una falla a la mitad del arrollamiento en la fase T, del lado de MT, con el transformador cargado.



## CONDICIÓN DE PLANA CARGA:

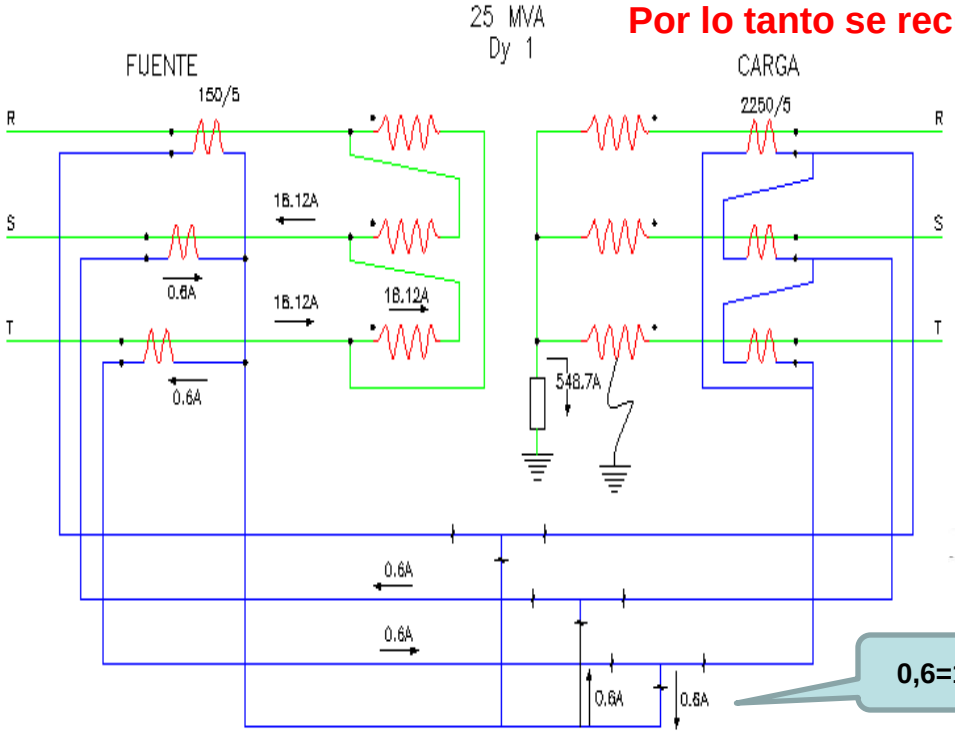
Las condiciones de plena carga son: $I_{nom(13,2\ KV)}$=1093,47 A; $I_{nom(115\ KV)}$=125,51 A.
Basada en las corrientes primarias dadas, la rotación de fases R-S-T, es negativa, por lo tanto las respectivas corrientes en el secundario adelantan respecto a las corrientes del primario 30º, para proveer la diferencia de fase requerida por el grupo de conexión Dy1. **En la figura anterior se ven los valores de corriente a través de las conexiones y es claro que se establecen corrientes balanceadas en el relé, lo cual no provoca el arranque como era de esperar.**

## FALLA EN LA MITAD DEL ARROLLAMEINTO DE MT:

Como hay un resistor que limita la corriente de falla al valor nominal de carga, y la falla está a la mitad del arrollamiento corresponde un valor de corriente de falla del 50%. Ver filmina más adelante (REF).

La figura muestra los valores de corriente de falla a través de las conexiones y se ve que para este caso el relé diferencial tampoco opera dado que la corriente de falla a través de las bobinas de operación es de 0,6 A<1 A.

**Por lo tanto se recurre a REF.**




$$I_{nom(13.2kV)} = \frac{25*10^6 VA}{\sqrt{3}*11*10^3 V} = 1093.47A$$

$$I_{nom(115kV)} = \frac{25x10^6 VA}{\sqrt{3}x115x10^3 V} = 125.51A$$

$$I_{falla} = I_{nom(13.2kV)}/2 = 1093.47/2 = 546.74A$$

La corriente primaria en el arrollamiento triángulo es:

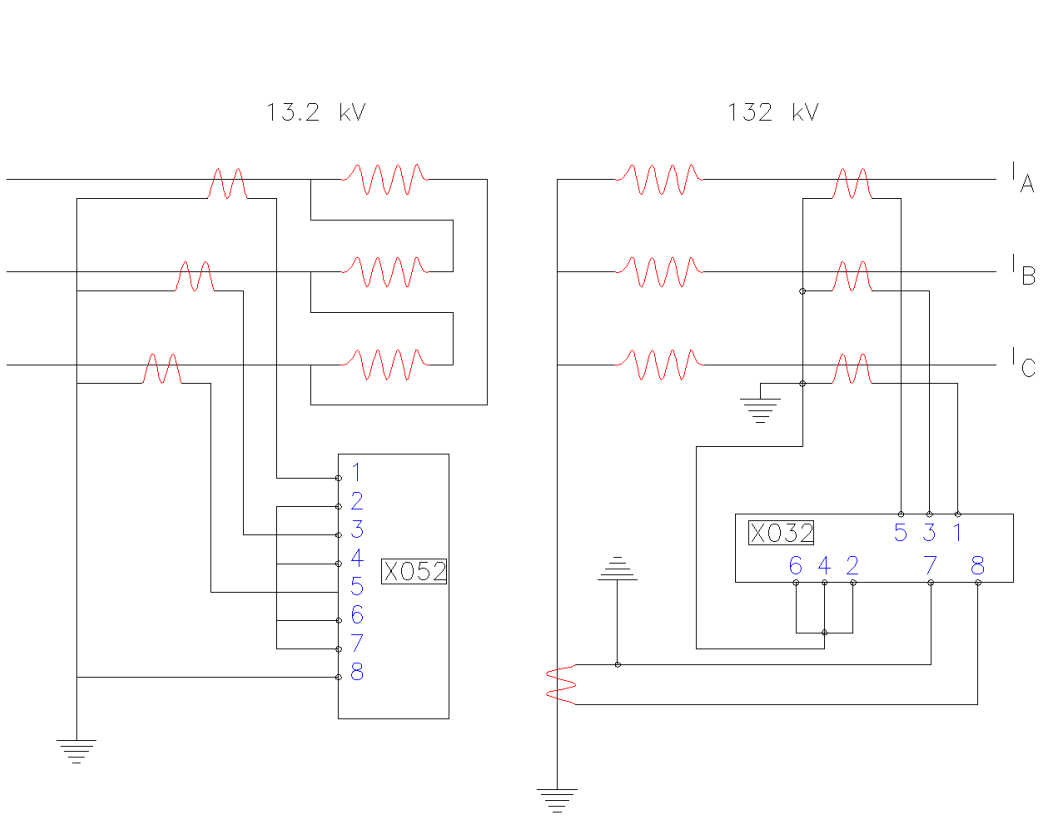
$$I_{prim} = I_{falla} x \frac{N_2/2}{N_1}, \text{ dado que } \frac{N_2}{N_1} = \frac{V_2}{\sqrt{3}xV_1}$$

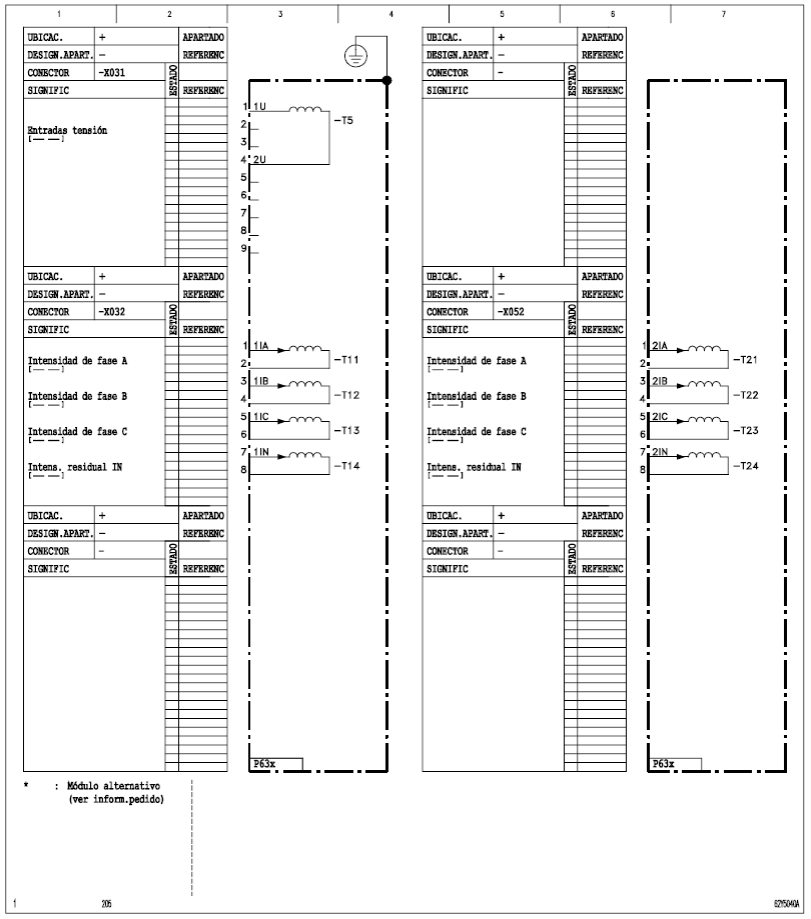
Luego

$$I_{prim} = I_{falla} x \frac{V_2}{2x\sqrt{3}xV_1} = 546.47x \frac{13.2}{2x\sqrt{3}x115} = 18.12A$$

# ESQUEMA DE CONEXIÓN PROTECCIÓN DIFF Y REF

## Transformador YnD11, 132 KV/13,8 KV, 25 MVA



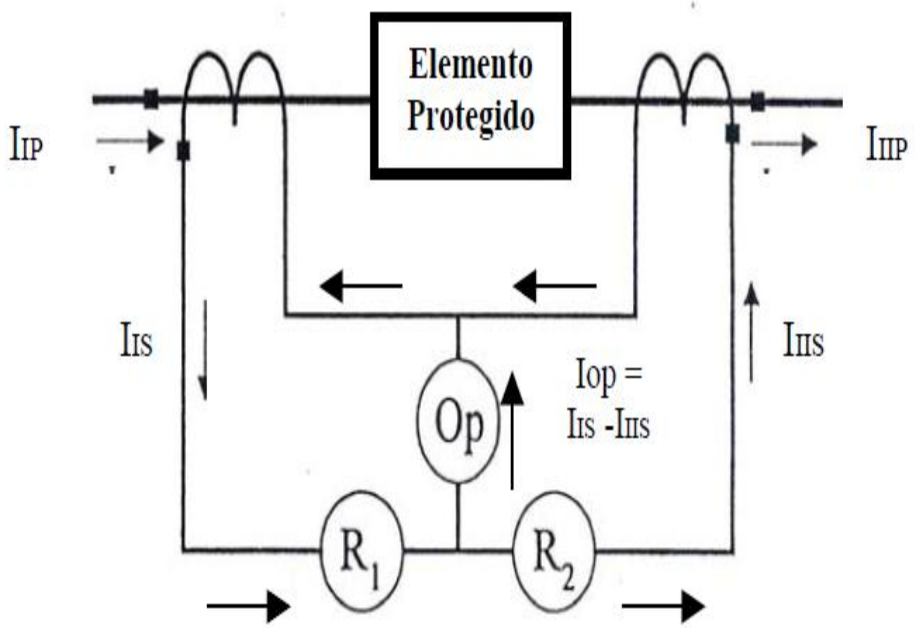

C-4 *Diagrama de conexión de terminales P632 en caja 40 T, diagrama P632.401, (parte 1 de 5)*

# Protección Diferencial

- ***Protección de Tierra Restringida. REF(PTR)***

- *Para esta protección se aconseja: Instalarla en transformadores estrella con neutro a tierra ya que la protección diferencial total, no cubre bien las fallas en los bobinados cerca del punto neutro por el porcentaje del CBC que hay que tener en cuenta y la PTR, cubre lo que queda.*
- ***Para evitar las diferencias de características de $TI_{AT}$ Y $TI_{MT}$, la PTR debe tener una pendiente ajustable donde la Idif de operación debe ser mayor a la $I_{ccmax}$ para falla externa y menor a la $I_{ccmin}$ para falla interna.***

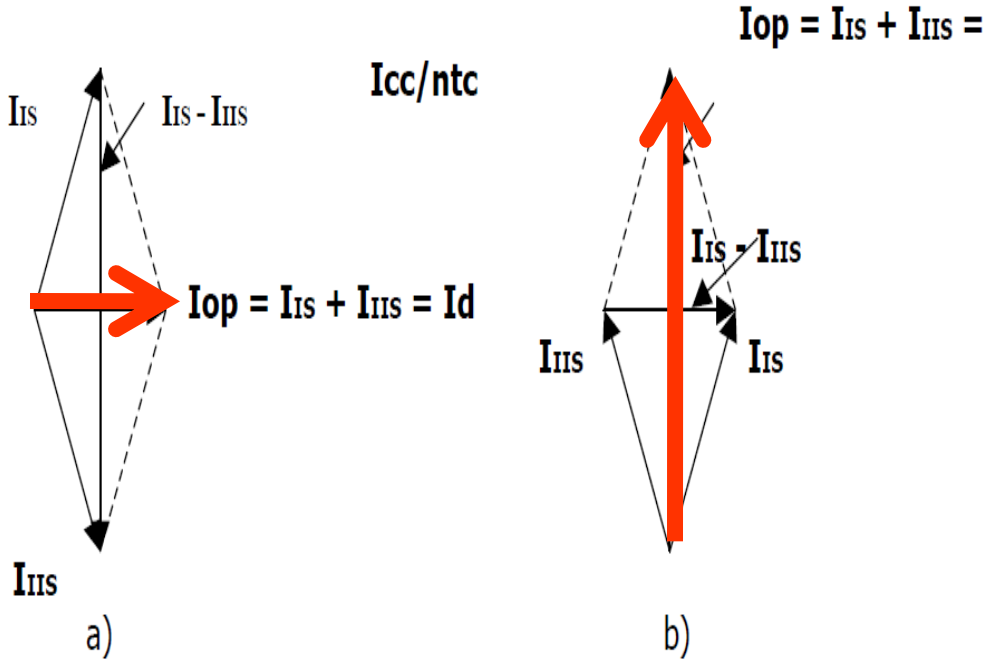
# Protección Diferencial Tierra Restringida. ***Principios básicos***




$$I_d = \left| k_{amp,P} \cdot \Sigma\{\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C\} + k_{amp,Y} \cdot \underline{I}_Y \right|$$

$$I_R = \frac{1}{2} \cdot \left( k_{amp,P} \cdot \max\{|\underline{I}_A|, |\underline{I}_B|, |\underline{I}_C|\} + k_{amp,Y} \cdot |\underline{I}_Y| \right)$$

***REF, Vectores corregidos en amplitud y ángulo***




Diagramas fasoriales de las corrientes del esquema diferencial para cortocircuitos

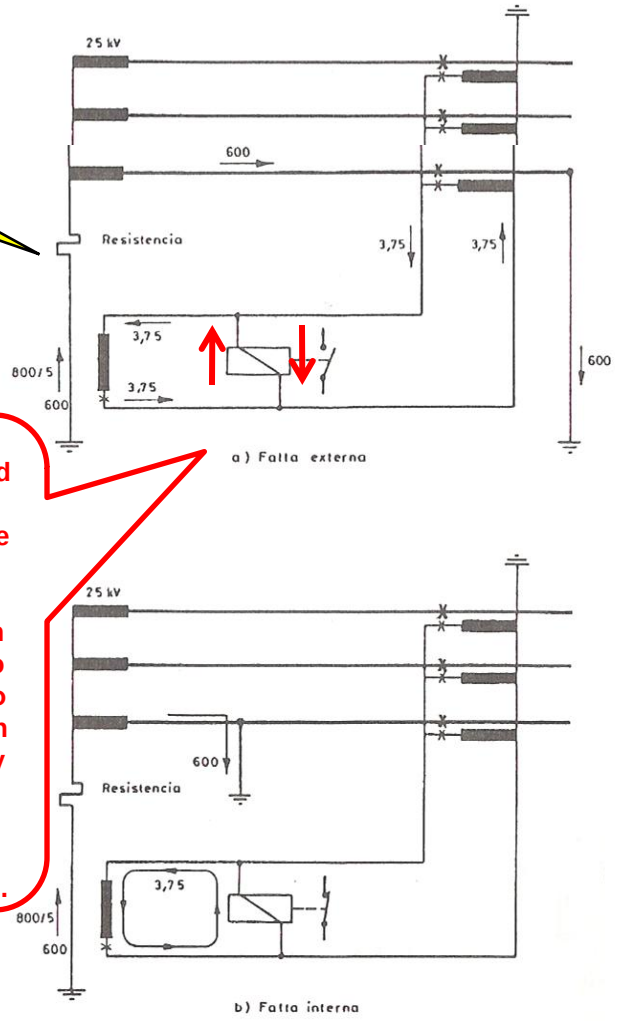
**~180º** externo (a) e interno (b) **~0º**

# REF

800/5 y p.a.t

- Con corriente de falla externa no dispara, ya que las corrientes en el relé diferencial están desfasadas 180º. Si están en fase indica que la polaridad del toroide de neutro está invertida.
- Con falla interna si dispara, siempre y cuando la corriente que vea el relé **amperométrico cuente con la sensibilidad suficiente.**

Resistencia para limitar la corriente de falla




**Hay que cuidar mucho la polaridad de los TI, pues si está invertida, ante una falla externa donde las corrientes estarán desfasadas 180º(o ≈) aparecerá como una interna con un desfasaje menor y además la corriente diferencial más grande en módulo.**

# REF

Con una falla EXTERNA de 19675 A, y un error del 4 % en el secundario, habrían 2,6 A los cuales pueden hacer disparar al relé. O sea que Iop> , para que no dispare por falla externa es (Id>2,6).

19675 A=((30000 KVA/(11 KV*1,73))*100)/8%

(4%/100)*19675 A*(5 A/1500 A)=2,6 A

Suponiendo ahora una falla INTERNA con una

Rf=5 ohm, el relé no dispara porque :

Rf=x - 6,35=5 (x es la resistencia total que ve el relé)

x=5+6,35=11,35 Ω

I=11000 V/(11,35 Ω.1,73)=560 A

560 A es el 37,33 % de 1500 A

5.0,3733=1,86 A < 2,6 A *por lo tanto no dispara*

Si la Rf=0,5 ohm x=0,5+6,35=6,85 Ω

I=11000/(6,85.1,73)=928 A

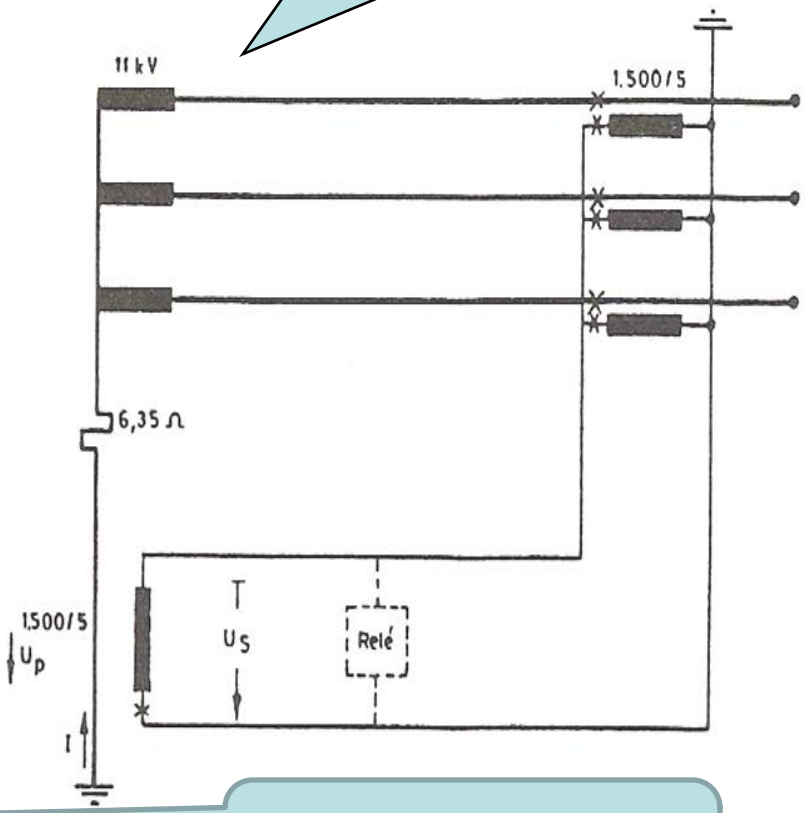
En estas condiciones es más fácil asegurar el disparo pero esto es un problema y para tener buena sensibilidad, la Rf en el caso de una falla interna, no debe ser mayor a

Rf=1,79={11000 V/(2,6*(1500/5)*1,73)-6,35}

para que el relé la detecte.

**Obviamente esto es un problema y se soluciona con REF de alta Z.**

30 MVA, Xcc=8%,
11 KV, Rpat=6,35
para limitar Ik" a 1000 A




Se refiere al primario dando una corriente de disparo de 780 A

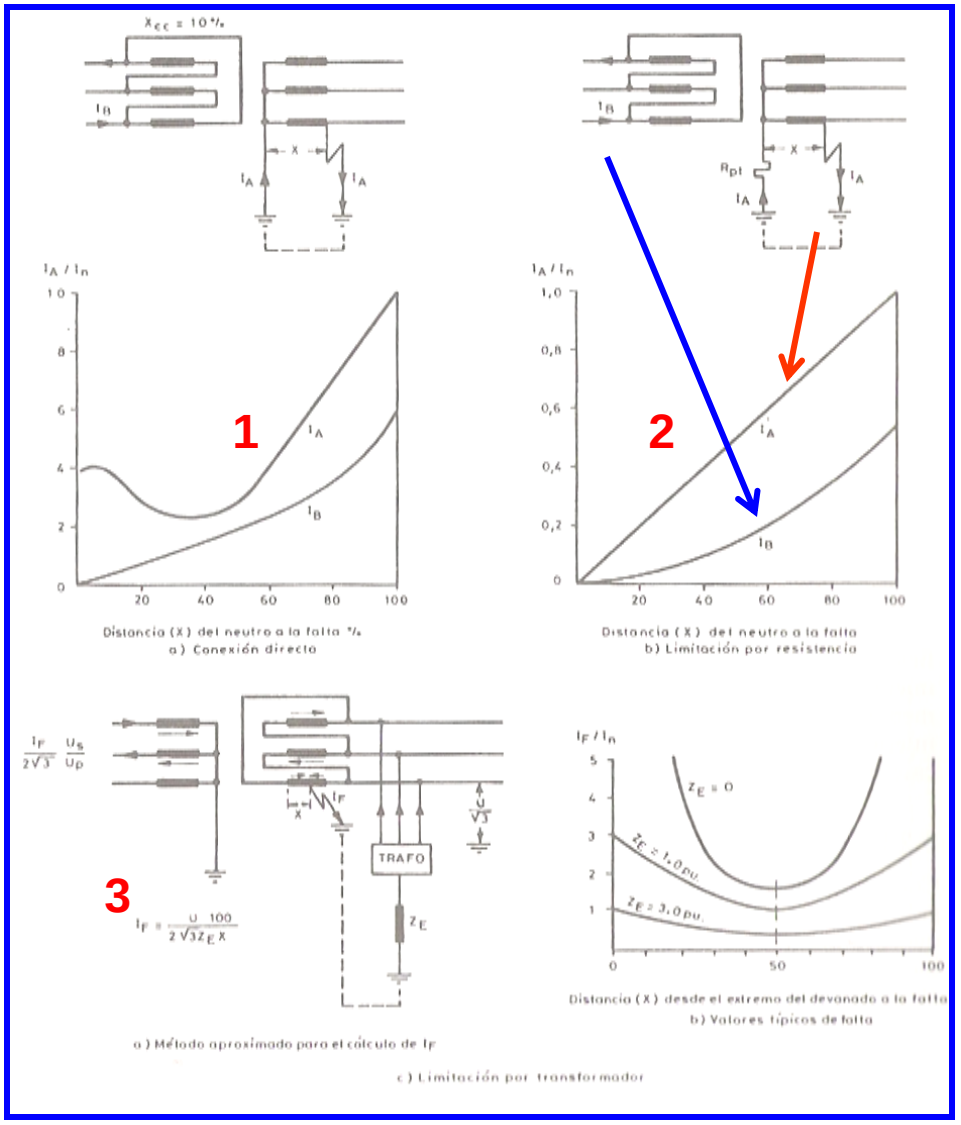
# REF

La protección diferencial de neutro, al igual que otras protecciones, tiene un límite de sensibilidad, de forma que tal vez no sea capaz de detectar fallas a tierra próximas al extremo inferior del arrollamiento. Las figuras muestran diferentes situaciones donde se ven las corrientes que resultan para distintos sistemas de pat. **En el caso de Rpat y Reactor de Neutro, se supone que se limita la corriente de falla o residual o de neutro al valor de la nominal del transformador.**

En **2**, la $\mathbf{I_A}$ es proporcional a la resistencia de puesta a tierra, y tiene una inclinación de 45º para una corriente de falla a tierra igual a la nominal del transformador. $I_B$.

***Del lado primario $I_B$:***

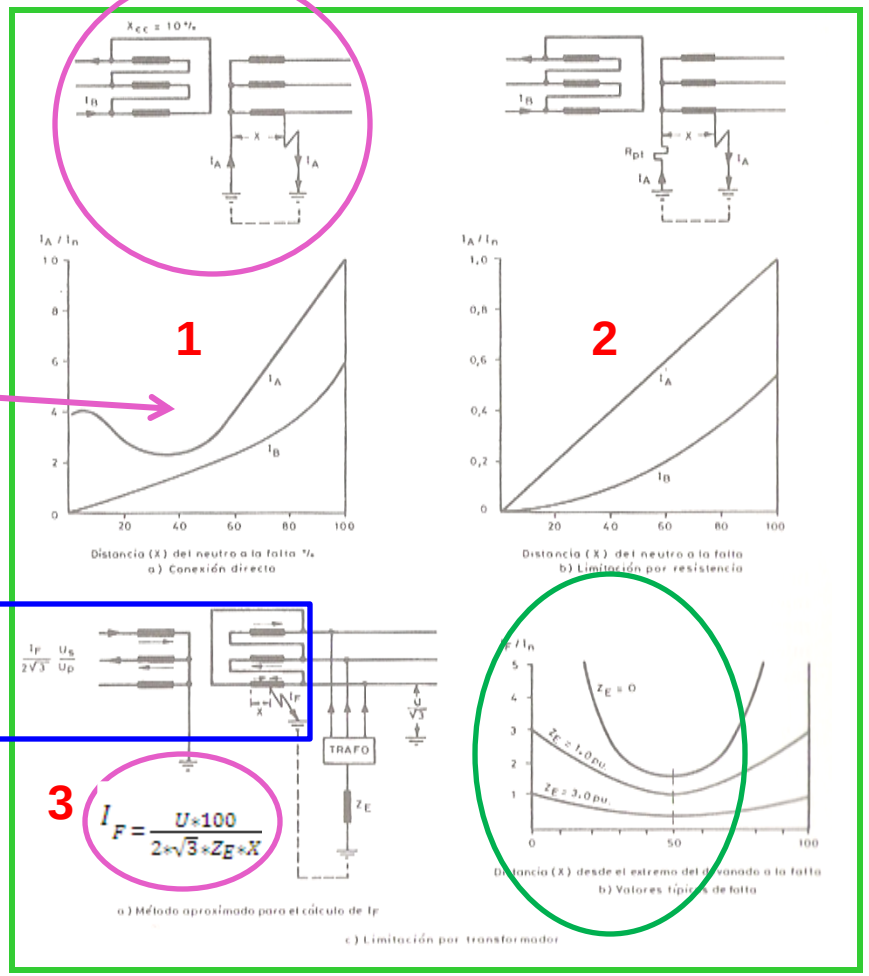
con falla al 100% del bobinado ***If1=If2/1,73***, y con falla al 20% del bobinado ***If1=(20/100)².If2/1,73***



# REF

En **1**, la $I_A$ no es proporcional a la ubicación de la falla. La reactancia de fuga en el bobinado en falla varía al acercarse la falla al punto central de la estrella, haciendo que la $I_A$ ~~disminuya~~ en algún punto cercano al 50 % del bobinado.

En **3,** la tensión mínima del devanado en triángulo es la mitad de la tensión entre fase y tierra, por eso el valor mínimo de la relación $I_F/I_N$, se da en la mitad del bobinado en función de la $R_{pat}$.



La REF, provee mayor sensibilidad que la diferencial principal. En la figura se observa una falla en el bobinado b (BT), en un trafo estrella/estrella n(triángulo estabilizador).La localización de la falla es dada por el factor de localización de falla, **f**. En caso de IAP abierto en BT, la falla a tierra fluye desde AT solamente y la corriente de fase del lado de BT es cero en las fases no falladas. **La Rpat limita la corriente de falla la cual es determinada por la ubicación de la falla como $I_{Gmáx}$ (f=1).**

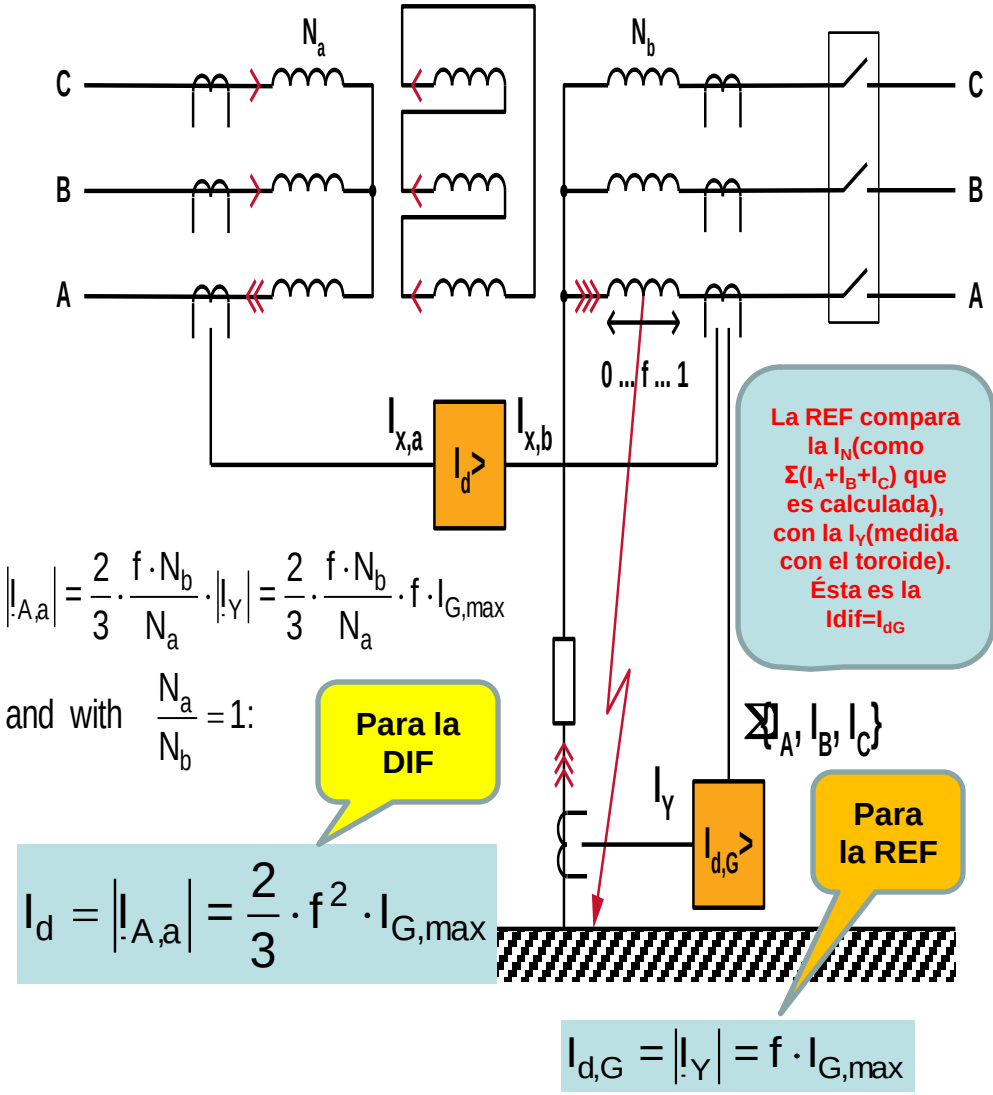
Debido al equilibrio de los **A/V**, la corriente de falla es inducida solamente en **2/3** partes del bobinado de AT, siendo en una pierna la suma de las otras dos **(1/3+1/3=2/3).** El **1/3** restante llega desde el bobinado de compensación en delta. La inducción es dada en relación al número de vueltas **f.Nb** para el bobinado parcial para **Na**.

Asumiendo igual tensión por espira en el bobinado en falla **b**, la corriente de falla a tierra tiene una dependencia lineal con el factor de localización de falla **f**. La diferencial de fase, tiene una dependencia cuadrática con **f.**

$$I_d = \left|k_{amp,P} \cdot \Sigma\{\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C\} + k_{amp,Y} \cdot \underline{I}_Y\right|$$

$$I_R = \frac{1}{2} \cdot \left(k_{amp,P} \cdot \max\{|\underline{I}_A|, |\underline{I}_B|, |\underline{I}_C|\} + k_{amp,Y} \cdot |\underline{I}_Y|\right)$$

# REF



# REF

Ya que las corrientes de fase del lado de BT son cero, la corriente diferencial de la **REF** es dada por la corriente del punto de estrella.

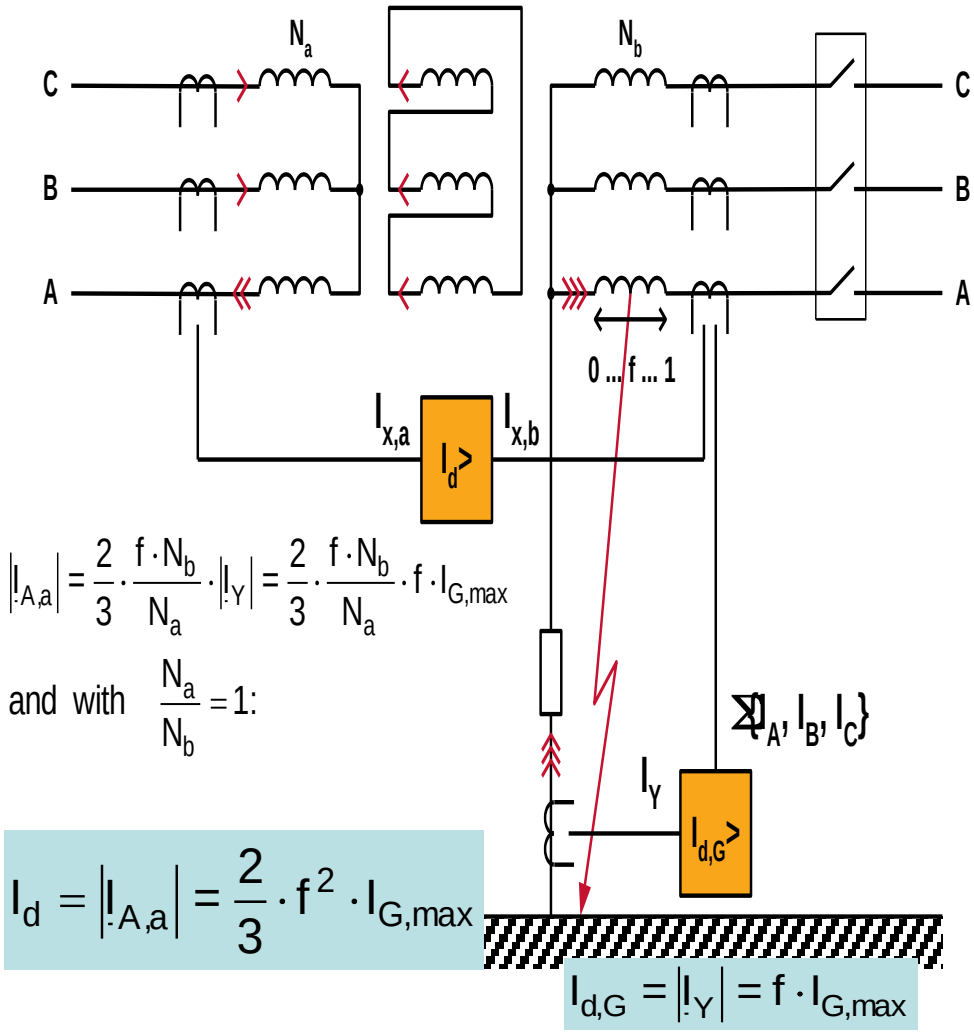
Las corrientes diferenciales de REF y diferencial principal se ven en la ***FIGURA A***. **La ventaja fundamental de la REF, reside en la dependencia lineal con f, mientras que la principal es cuadrática con f.**

Además de diferenciar principal y REF, hay que diferenciar estrella y triángulo.

***A medida que la falla involucra más bobinado, la corriente necesaria para el disparo $I_{d,G}$ también aumenta, o sea que pierde sensibilidad.***

$$I_d = \left| k_{amp,P} \cdot \Sigma\{\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C\} + k_{amp,Y} \cdot \underline{I}_Y \right|$$

$$I_R = \frac{1}{2} \cdot \left( k_{amp,P} \cdot \max\{|\underline{I}_A|, |\underline{I}_B|, |\underline{I}_C|\} + k_{amp,Y} \cdot |\underline{I}_Y| \right)$$




$$|\underline{I}_{A,a}| = \frac{2}{3} \cdot \frac{f \cdot N_b}{N_a} \cdot |\underline{I}_Y| = \frac{2}{3} \cdot \frac{f \cdot N_b}{N_a} \cdot f \cdot I_{G,max}$$

and with $\frac{N_a}{N_b} = 1$:

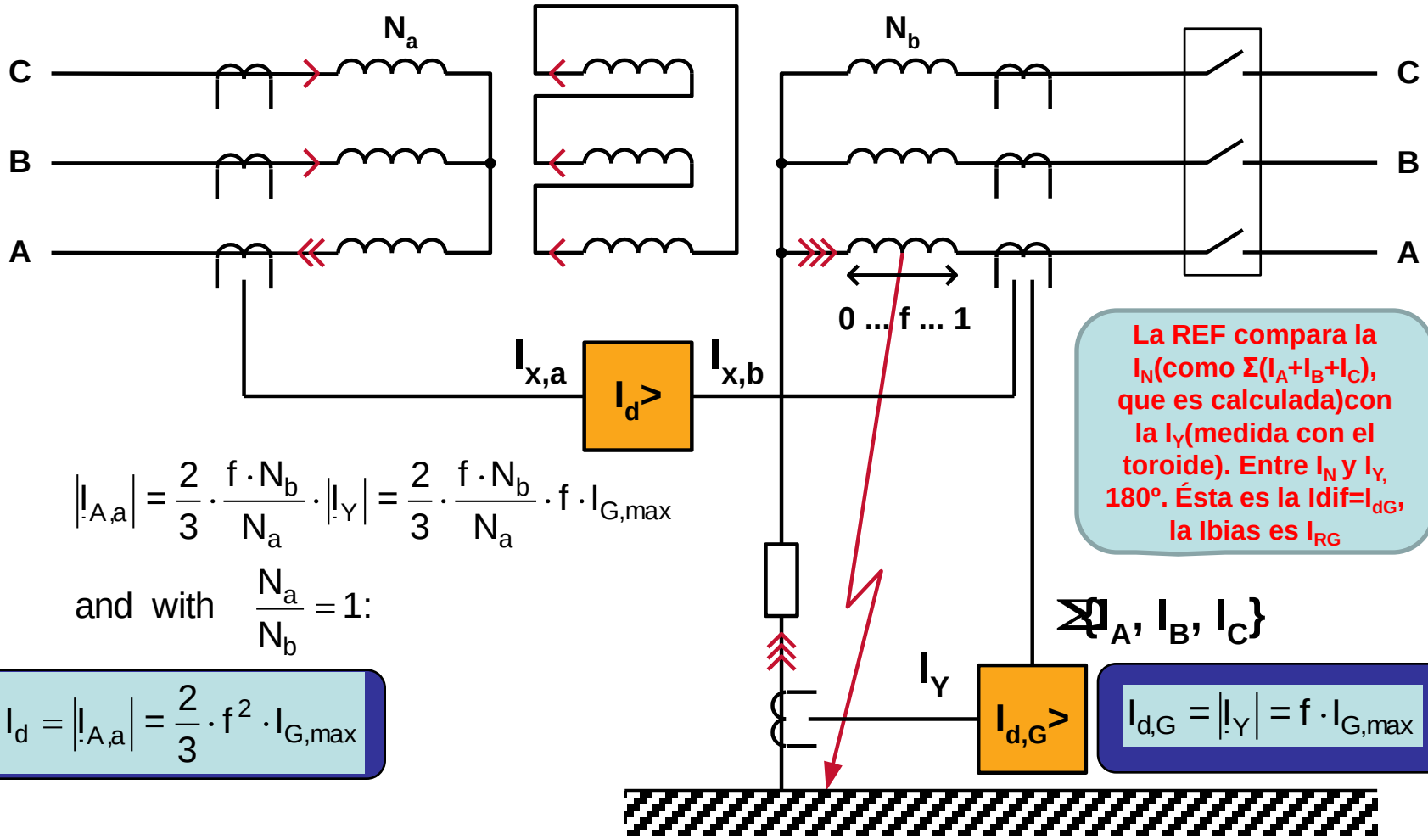
$$I_d = |\underline{I}_{A,a}| = \frac{2}{3} \cdot f^2 \cdot I_{G,max}$$

$$I_{d,G} = |\underline{I}_Y| = f \cdot I_{G,max}$$

# DIFF ↔ REF: In-Zone Fault on Transformer Yyn(d)

$$I_d = \left| k_{amp,P} \cdot \Sigma\{\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C\} + k_{amp,Y} \cdot \underline{I}_Y \right|$$

$$I_R = \frac{1}{2} \cdot \left( k_{amp,P} \cdot \max\{|\underline{I}_A|, |\underline{I}_B|, |\underline{I}_C|\} + k_{amp,Y} \cdot |\underline{I}_Y| \right)$$




La REF compara la $I_N$(como $\Sigma(I_A+I_B+I_C)$, que es calculada)con la $I_Y$(medida con el toroide). Entre $I_N$ y $I_Y$, 180º. Ésta es la Idif=$I_{dG}$, la Ibias es $I_{RG}$

$$|\underline{I}_{A,a}| = \frac{2}{3} \cdot \frac{f \cdot N_b}{N_a} \cdot |\underline{I}_Y| = \frac{2}{3} \cdot \frac{f \cdot N_b}{N_a} \cdot f \cdot I_{G,max}$$

and with $\frac{N_a}{N_b} = 1$:

$$I_d = |\underline{I}_{A,a}| = \frac{2}{3} \cdot f^2 \cdot I_{G,max}$$

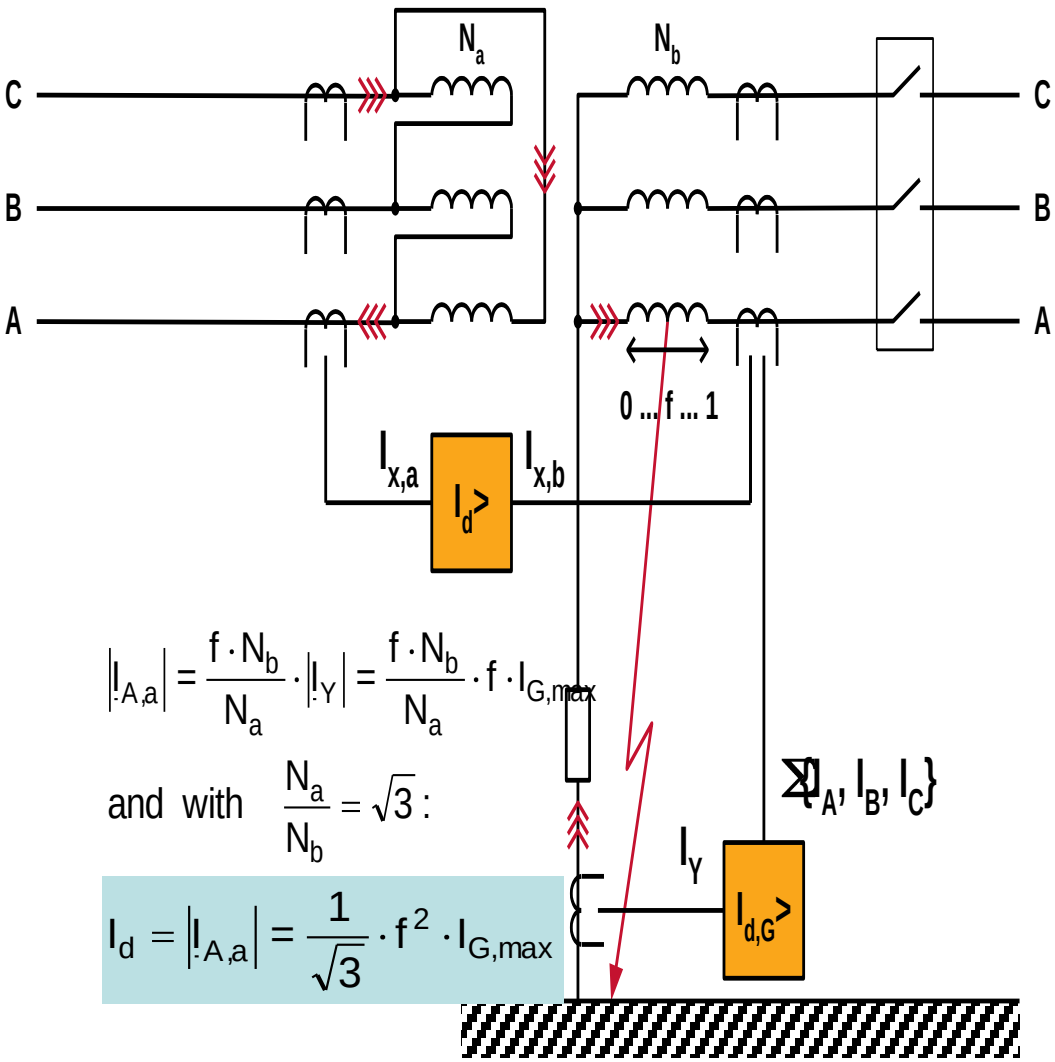
$$I_{d,G} = |\underline{I}_Y| = f \cdot I_{G,max}$$

# REF

$$I_d = \left| k_{amp,P} \cdot \Sigma\{\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C\} + k_{amp,Y} \cdot \underline{I}_Y \right|$$

$$I_R = \frac{1}{2} \cdot \left( k_{amp,P} \cdot \max\{|\underline{I}_A|, |\underline{I}_B|, |\underline{I}_C|\} + k_{amp,Y} \cdot |\underline{I}_Y| \right)$$

- En esta figura vemos un **transformador D/Yn**, con una falla en BT en el **bobinado b.**
- **Una falla a tierra en BT es transformada al lado de AT en una falla doble fase limpia.**
- La corriente diferencial de la protección principal y la de REF se calculan con las fórmulas de la figura.
- La relación **R=Na/Nb** debe ser lo menor posible para tener la mayor cantidad de bobinado protegido.
- **Mientras la sensibilidad de la protección de falla a tierra restringida es independiente de la relación de transformación, la sensibilidad de la protección diferencial principal empeora con Na > Nb.**
- O sea para un transformador de 132/13,2 KV es peor que para uno de 66/13,2 KV.




$$|\underline{I}_{A,a}| = \frac{f \cdot N_b}{N_a} \cdot |\underline{I}_Y| = \frac{f \cdot N_b}{N_a} \cdot f \cdot I_{G,max}$$

and with $\frac{N_a}{N_b} = \sqrt{3}$ :

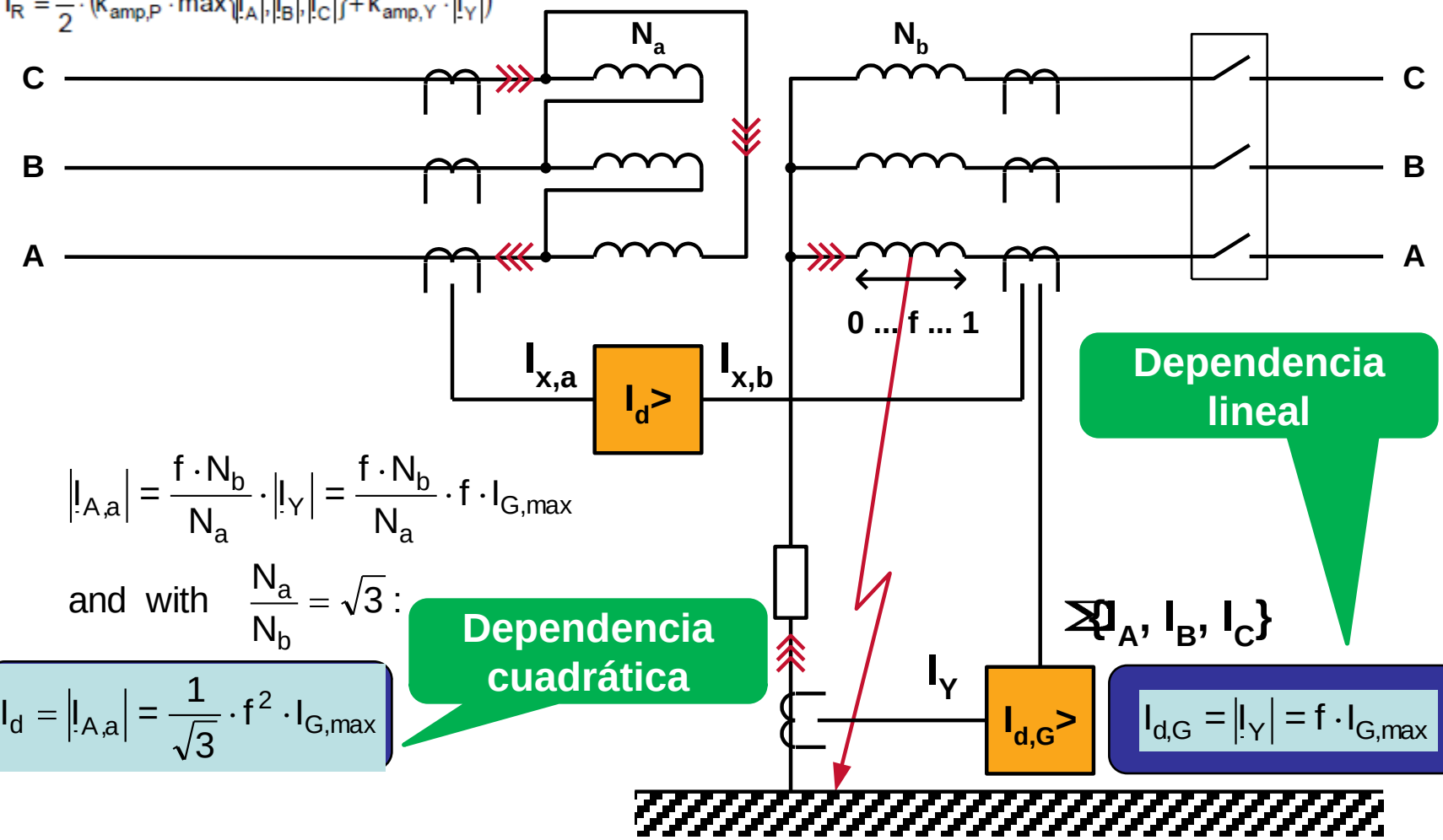
$$I_d = |\underline{I}_{A,a}| = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot f^2 \cdot I_{G,max}$$

$$I_{d,G} = |\underline{I}_Y| = f \cdot I_{G,max}$$

# DIFF ↔ REF: In-Zone Fault on Transformer Dyn

$$I_d = \left| k_{amp,P} \cdot \Sigma\{\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C\} + k_{amp,Y} \cdot \underline{I}_Y \right|$$

$$I_R = \frac{1}{2} \cdot \left( k_{amp,P} \cdot \max\{|\underline{I}_A|, |\underline{I}_B|, |\underline{I}_C|\} + k_{amp,Y} \cdot |\underline{I}_Y| \right)$$




$$\left|\underline{I}_{A,a}\right| = \frac{f \cdot N_b}{N_a} \cdot \left|\underline{I}_Y\right| = \frac{f \cdot N_b}{N_a} \cdot f \cdot I_{G,max}$$

and with $\frac{N_a}{N_b} = \sqrt{3}$ :

$$I_d = \left|\underline{I}_{A,a}\right| = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot f^2 \cdot I_{G,max}$$

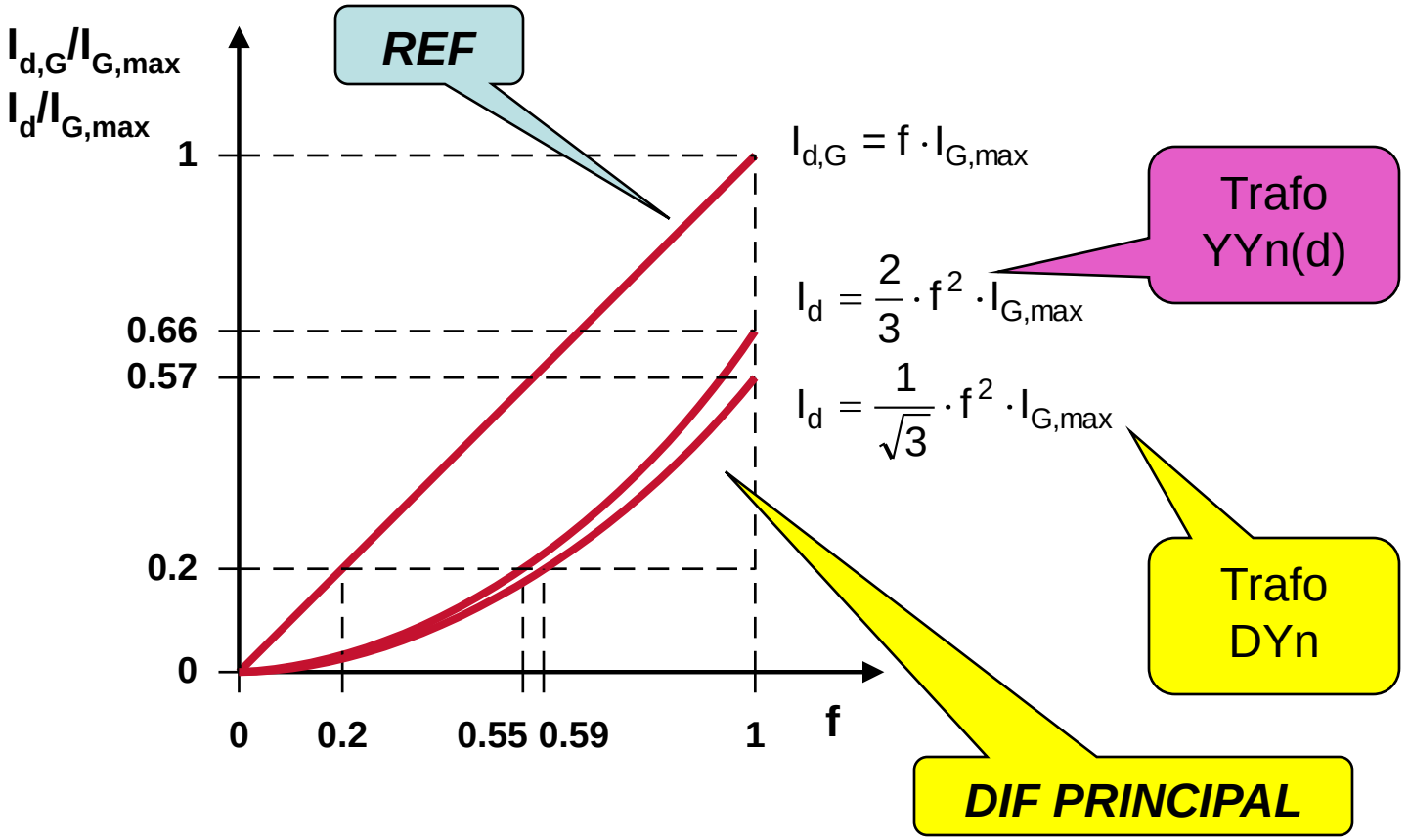
Dependencia cuadrática

Dependencia lineal

$$I_{d,G} = \left|\underline{I}_Y\right| = f \cdot I_{G,max}$$

## DIFF ↔ REF: Comparison of Sensitivity

*FIGURA A*




**The advantage of ground differential protection resides in the linear dependency of the sensitivity on fault location.**

***Los modos de operación de la PTR, son tres y con cualquiera de ellos es posible detectar la corriente residual de falla externa.***

- **Low impedance principle:**

  **Biasing by residual current**

- **Low impedance principle:**

  **Biasing by maximum phase current**

- **High impedance principle**

# *Tripping Characteristic: Biasing by Residual Current*

Al igual que la diferencial total hay que fijar la

$$I_{ref,N,a} = S_{ref}/1{,}73.\ V_{nom,a}$$; donde

$I_{ref,N,a}$ es la corriente de referencia de la función diferencial de tierra del devanado a.

En cuanto al factor de compensación de amplitud se procede igual

$$k_{am,N,a} = I_{nom,a}/\ I_{ref,N,a} \qquad k_{am,Y,a} = I_{nom,Y.a}/\ I_{ref,N,a}$$

siendo $I_{nom,Y.a}$ corriente nominal primaria del transformador de corriente en las conexiones del punto neutro a tierra.

Estos valores tienen límites, por ejemplo la relación entre los factores de compensación debe ser menor o igual a 3, y el factor de compensación más pequeño mayor o igual a 0,5.

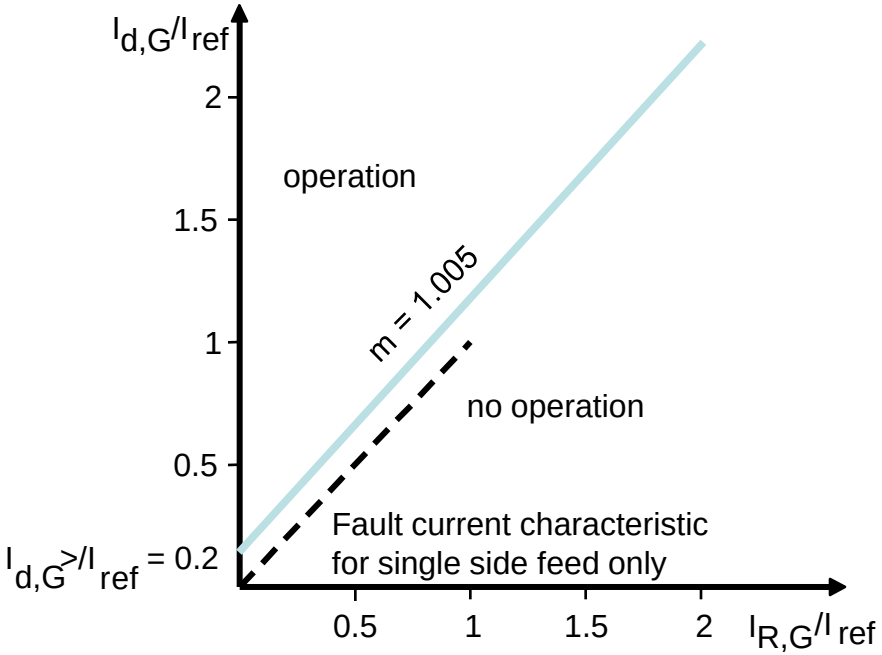
***TODOS LOS VALORES SIEMPRE SE REFIEREN A LAS CORRIENTES DE REFERENCIA Y NO LAS NOMINALES O DEL EQUIPO PROTEGIDO.***

# Low Impedance REF Protection

- **Single slope characteristic**
- **Dual slope characteristic**

LI REF is applicable to resistive or solidly earthed star point as well as to delta/un-earthed star winding protection

# Single slope
# LI REF characteristic



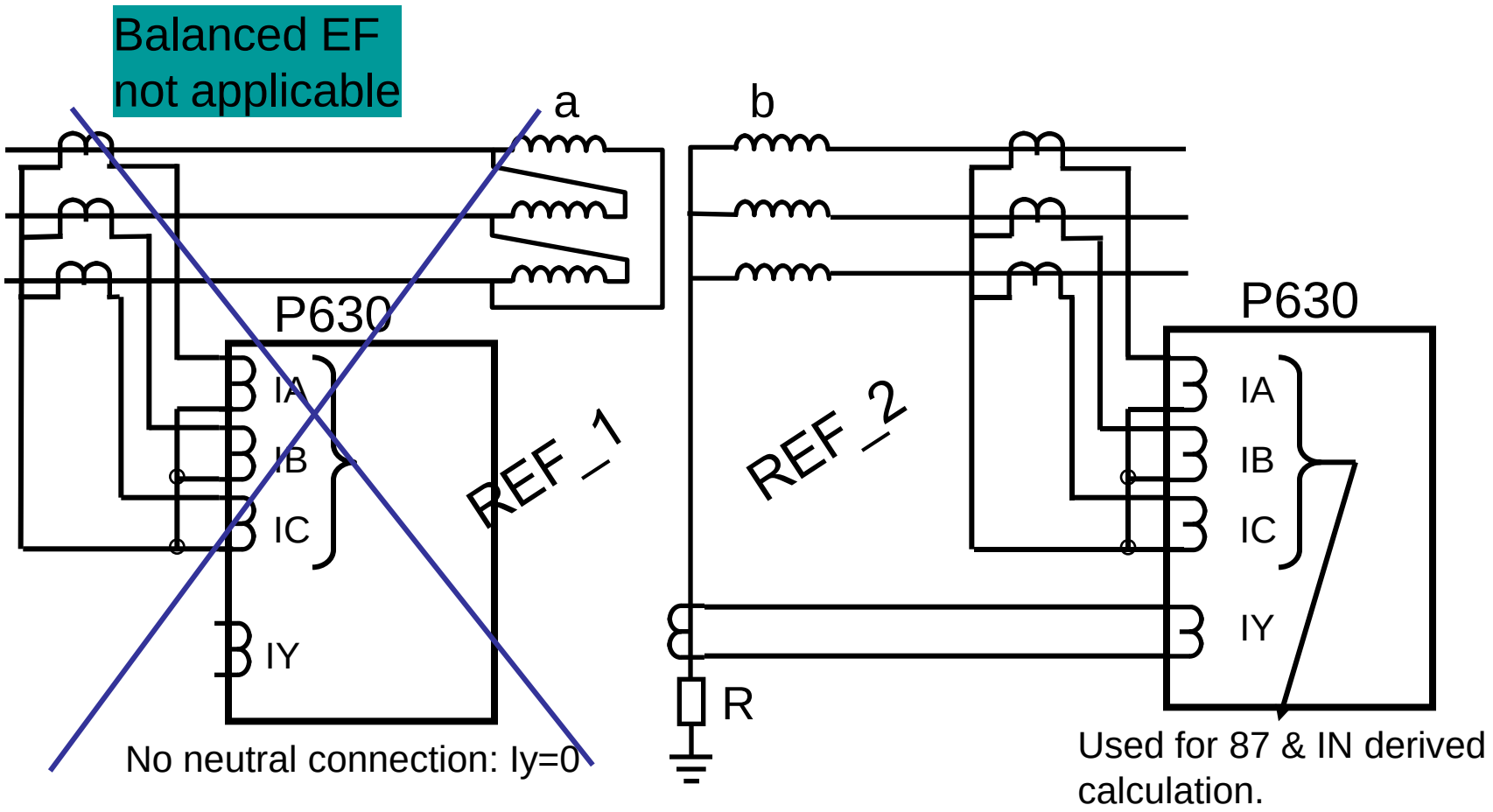

- Characteristic equation:
  Id,G = Id,G > +m * IR,G
- Definition of Id,G and IR,G:

  **Id,G = | kamp,N * Σ {I-A, I-B, I-C} + kamp,Y * I-Y |**

  **IR,G = | kamp,N * Σ {I-A, I-B, I-C} |**
- Kamp,N y Kamp,Y correction factors correct different line y earth CT's ratios and scale to reference currents for optimum sensitivity.

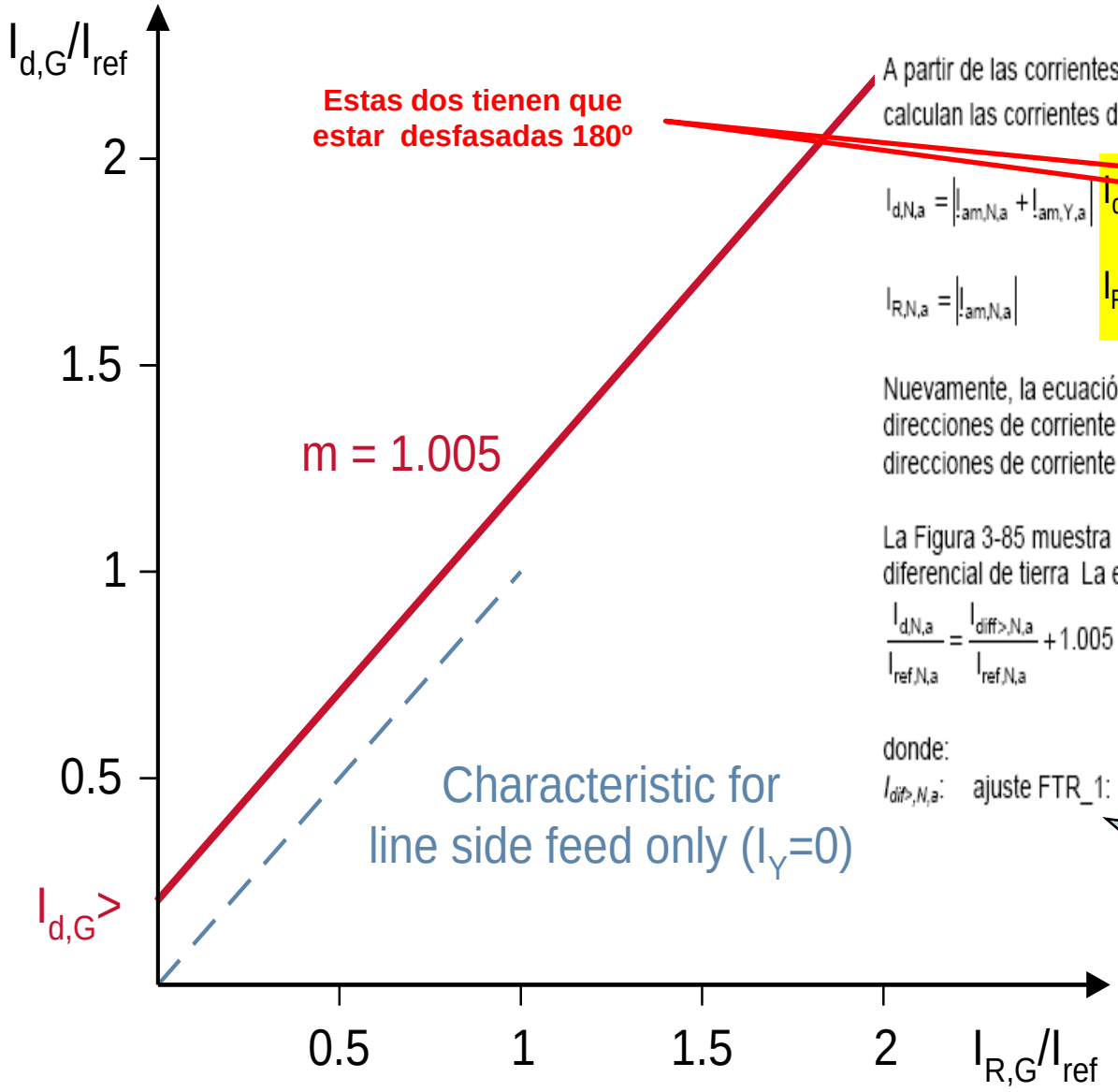
$$\overrightarrow{Idiff} = (\overrightarrow{IN}_{DERIVED} + \overrightarrow{Iy}_{MEASURED}); \; Ibias = IN_{DERIVED}$$

# Low impedance REF
# Connection for single slope L1 characteristic




**En caso de falla interna, del lado $\Delta$, la $Iop=I_N+I_Y=I_N+0=I_N$; y la $Ires=I_N$, por lo tanto la relación entre las dos es 1. Esto implica una recta a 45º, por debajo de la línea de 1,005, lo que implica que el punto de operación está en la zona de no disparo para una falla interna. Por lo tanto no funciona correctamente..**

# Tripping Characteristic: Biasing by Residual Current




A partir de las corrientes con amplitud compensada resultantes $\underline{I}_{am,N,a}$ y $\underline{I}_{am,Y,a}$, se calculan las corrientes de referencia y de restricción como sigue:

$$I_{d,N,a} = \left|\underline{I}_{am,N,a} + \underline{I}_{am,Y,a}\right| \qquad I_{d,G} = \left|k_{amp,P} \cdot \Sigma\left\{\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C\right\} + k_{amp,Y} \cdot \underline{I}_Y\right|$$

$$I_{R,N,a} = \left|\underline{I}_{am,N,a}\right| \qquad I_{R,G} = \frac{1}{2} \cdot \left(k_{amp,P} \cdot \max\left\{\left|\underline{I}_A\right|, \left|\underline{I}_B\right|, \left|\underline{I}_C\right|\right\} + k_{amp,Y} \cdot \left|\underline{I}_Y\right|\right)$$

Nuevamente, la ecuación para la corriente diferencial es aplicable bajo la condición de direcciones de corriente determinadas con relación al objeto protegido. Ambas direcciones de corriente apuntan o salen del objeto protegido.

La Figura 3-85 muestra la característica de disparo de la función de protección diferencial de tierra La ecuación de la característica es la siguiente:

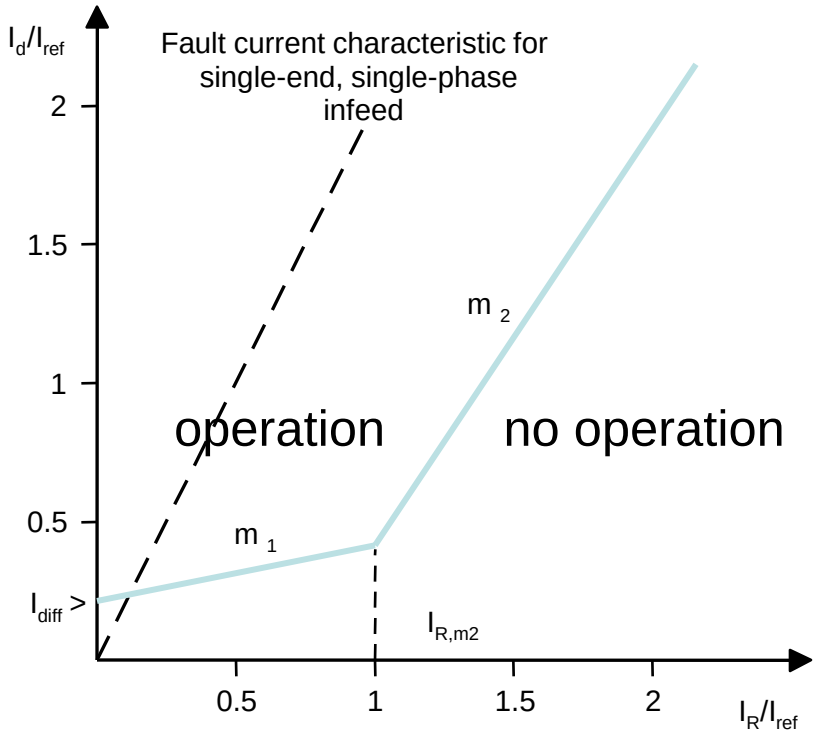
$$\frac{I_{d,N,a}}{I_{ref,N,a}} = \frac{I_{diff>,N,a}}{I_{ref,N,a}} + 1.005 \cdot \frac{I_{R,N,a}}{I_{ref,N,a}}$$

donde:

$I_{diff>,N,a}$: ajuste FTR_1: Idif> PSx

Si la corriente diferencial excede el umbral Idif>>>PSx, la variable de restricción no se toma en cuenta y el relé dispara. ***Esto es la protección de tierra residual***

# Dual slope
# LI REF characteristic




- Definition of Idiff and I bias:

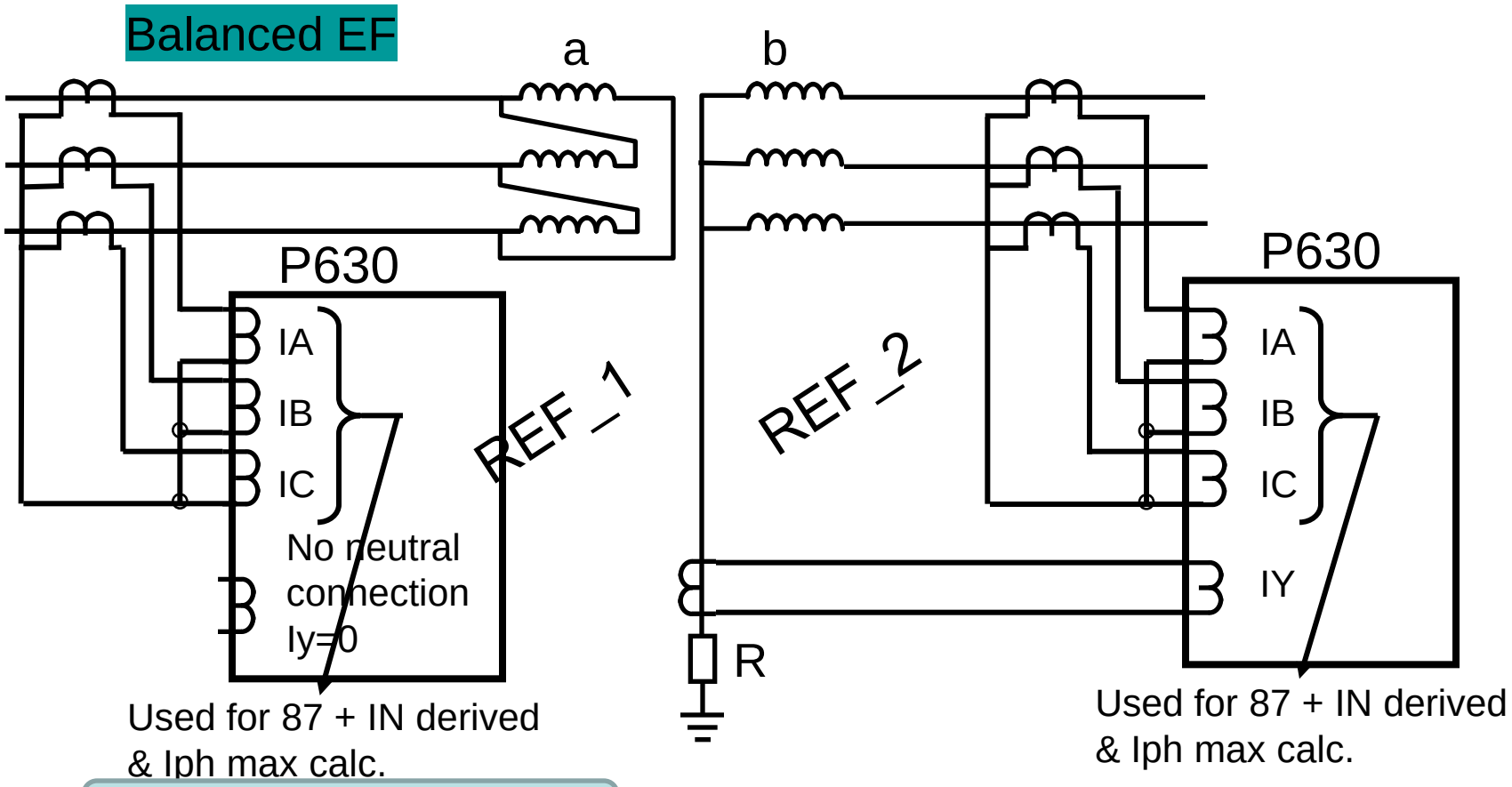
**Id = | kamp,P * Σ {I-A, I-B, I-C} + kamp,Y * I-Y |**

**IR = ½ (kamp,P * max {|I-A|,|I-B|,|I-C|} + kamp, Y * I-Y |**

- Kamp,N y Kamp,Y correct different line y earth CT's ratios.

$$\vec{Idiff} = (\vec{IN}_{DERIVED} + \vec{Iy}_{MEASURED}); Ibias = 1/2 \left| \vec{Iph}_{MAX} + \vec{Iy}_{MEASURED} \right|$$

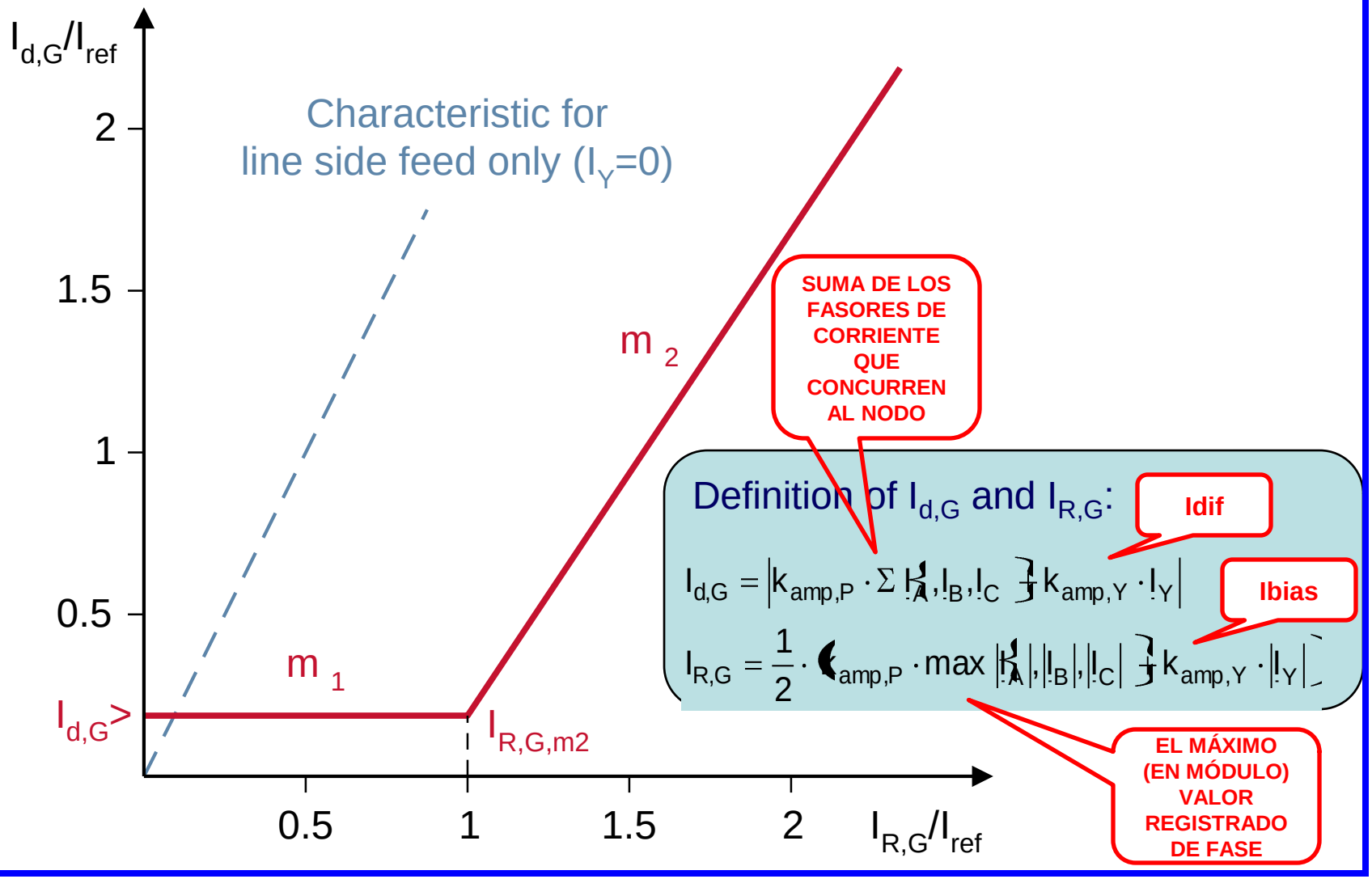
# Low impedance REF
# Connection for dual slope characteristic




**En el caso de dos pendientes no hay restricción de uso.**

Low Impedance Dual slope characteristic is suitable for both, Balanced EF (delta or isolated star) and star-earthed applications

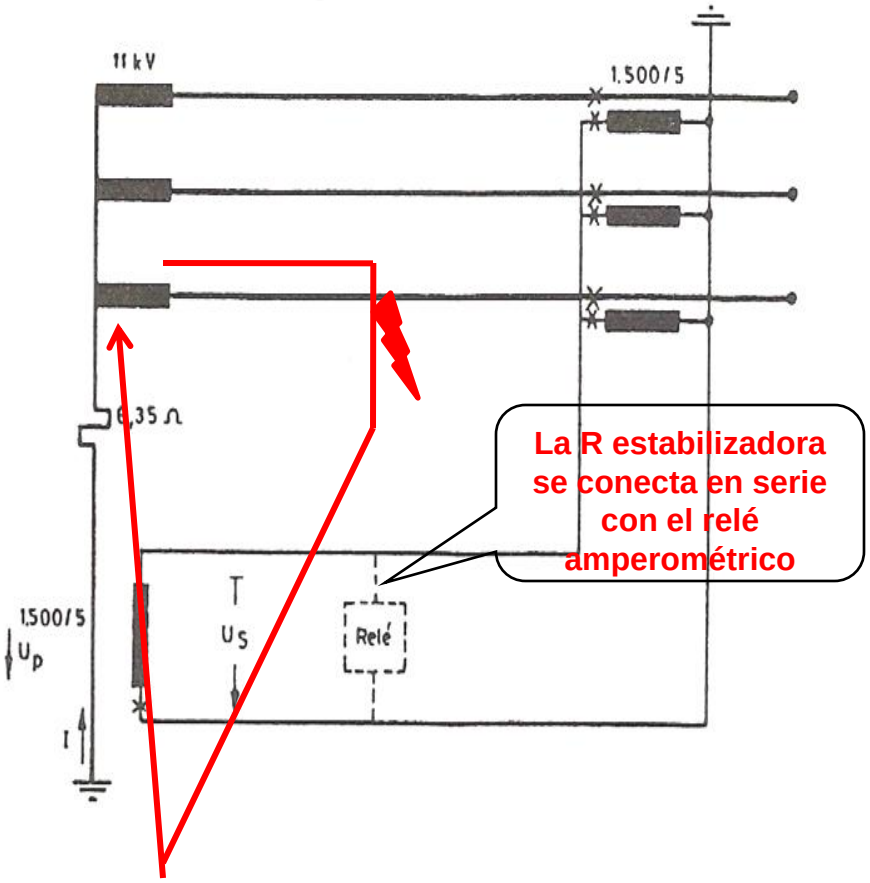
# *Tripping Characteristic: Biasing by Maximum Phase Current*



# High Impedance Ref

# REF alta Z

- La caída de tensión máxima en el secundario del TI, con $I_{K"}$, es
  - V= 30 VA/5 A = 6 Volt
  - $I_{K"}$= 100/8. $I_N$=12,5*$I_N$
  - V= 12,5. 6 V = 75 V
- **En caso de falla interna** el relé de la fase fallada trabaja a circuito abierto (no hay ***I*** en el TI de fase de la fase en falla).
  - Aunque la ***I*** sea pequeña la tensión será grande
  - $U_S$=Up.1500/5= 300 Up
- Esto implica que el relé estará siempre sometido a una tensión alta.
- **En caso de falla externa** las ***Ies*** por la fase y el neutro serán iguales y la tensión en el relé baja.

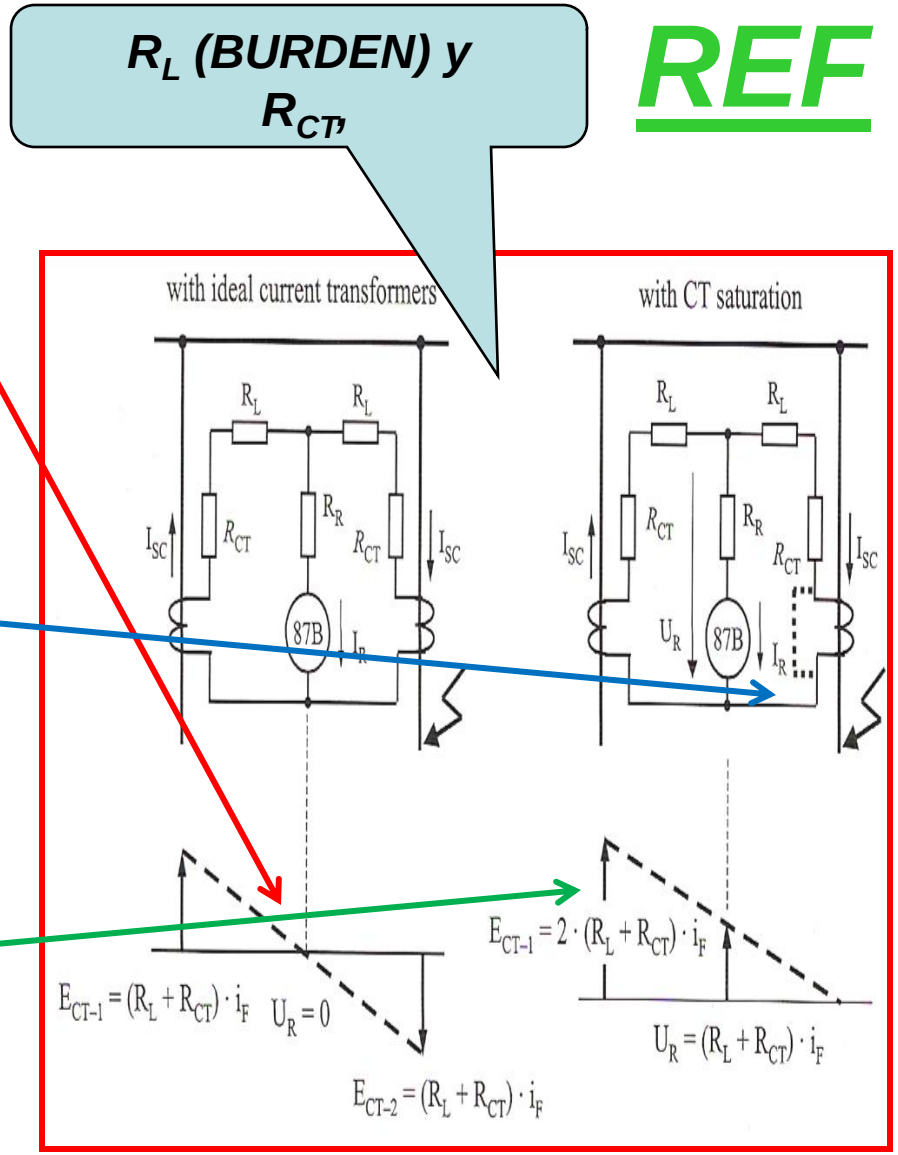


# REF

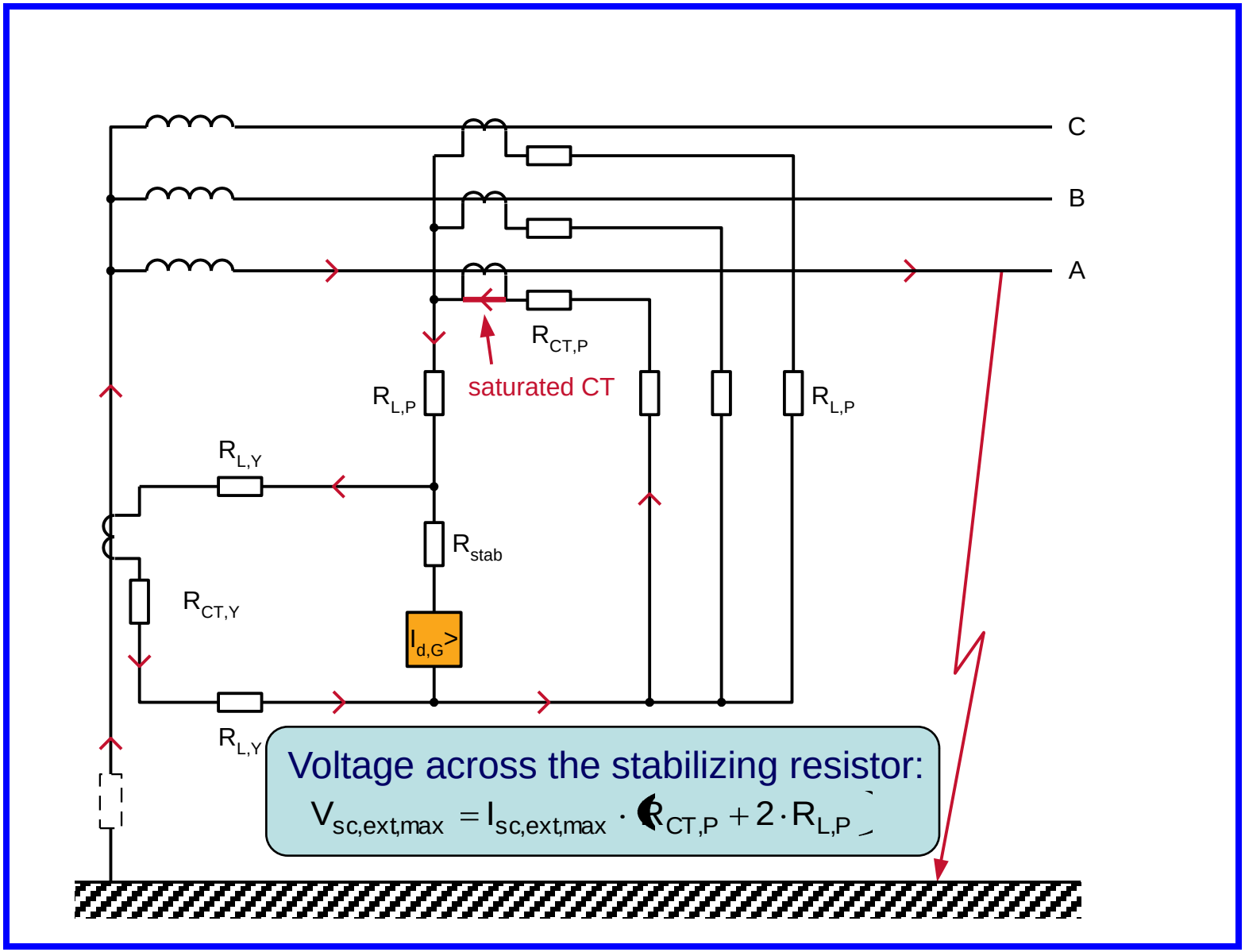
Para aumentar la sensibilidad, el relé diferencial está conectado en paralelo y una alta resistencia ($R_R$) está conectada en serie.

**En el brazo shunt, la tensión teóricamente es cero en condiciones normales de carga o de corrientes de falla si las Rint ($R_{CT}$) de los TI y sus burden ($R_L$) son iguales. En el caso de saturación, el punto central se descoloca y en el peor de los casos un TI se satura y el otro no.** El TI saturado se reemplaza por su Rint. Pueden usarse TI con reactancias de pérdidas secundarias muy bajas que tienen reactancias de saturación despreciables. **Si se asume que la $R_R$ es muy grande frente a Rint + burden, la distribución de tensiones se ve a la derecha.**

La tensión de saturación entonces, debe tenerse en cuenta para que no haya disparos intempestivos con falla externa (Punto de rodilla de los TI).



# High Impedance Principle



# High Impedance: Stability Requirement

$$V_{stab} > K \cdot V_{sc,ext,max}$$
$$> K \cdot I_{sc,ext,max} \cdot \left( R_{CT,P} + 2 \cdot R_{L,P} \right)$$

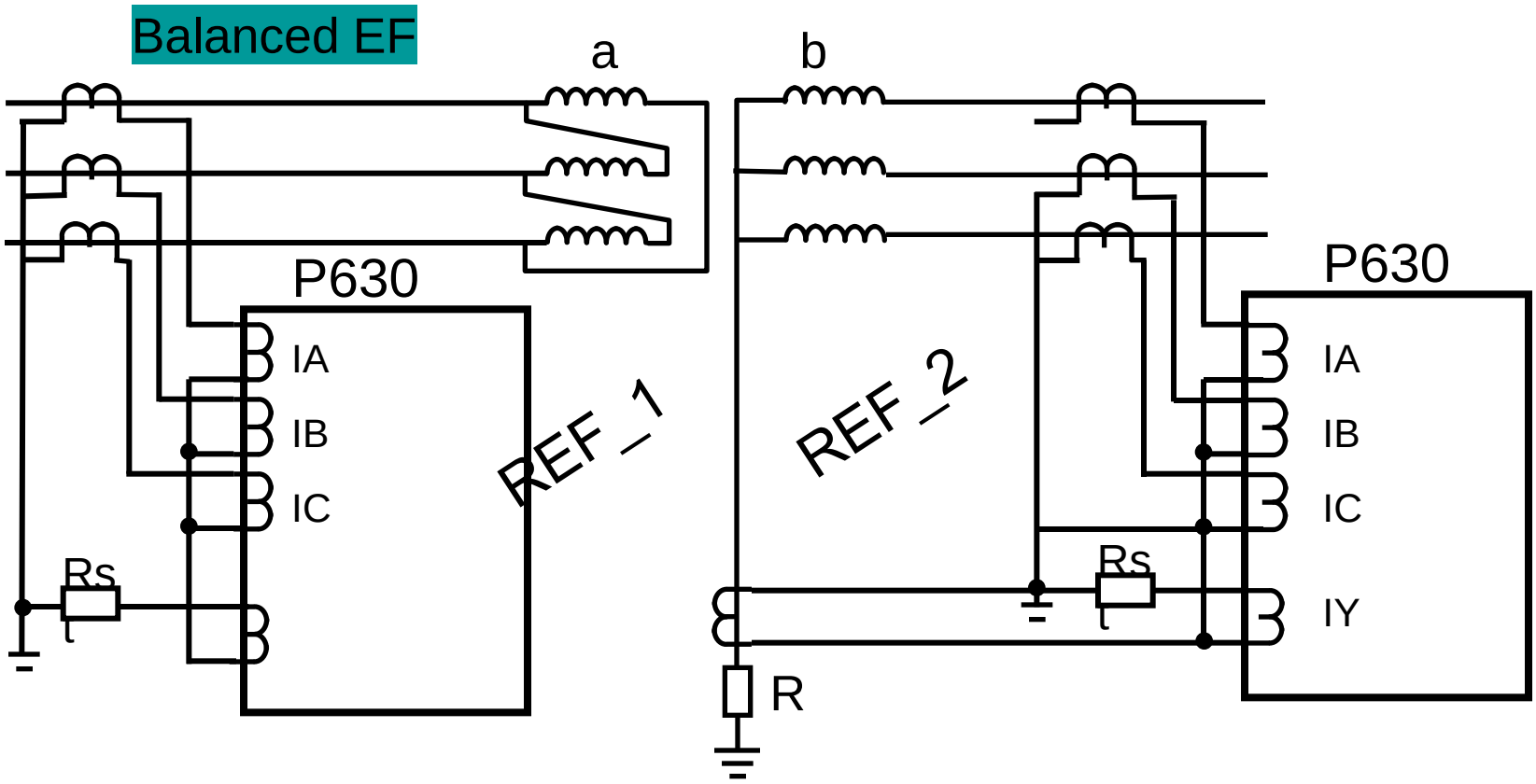
$$V_{stab} = I_{stab} \cdot R_{stab}$$

$$I_{stab} = \frac{I_{d,G} > \cdot I_{nom}}{k_{amp,Y}}$$

$$R_{stab} > K \cdot \frac{I_{sc,ext,max} \cdot \left( R_{CT,P} + 2 \cdot R_{L,P} \right)}{\frac{I_{d,G} > \cdot I_{nom}}{k_{amp,Y}}}$$

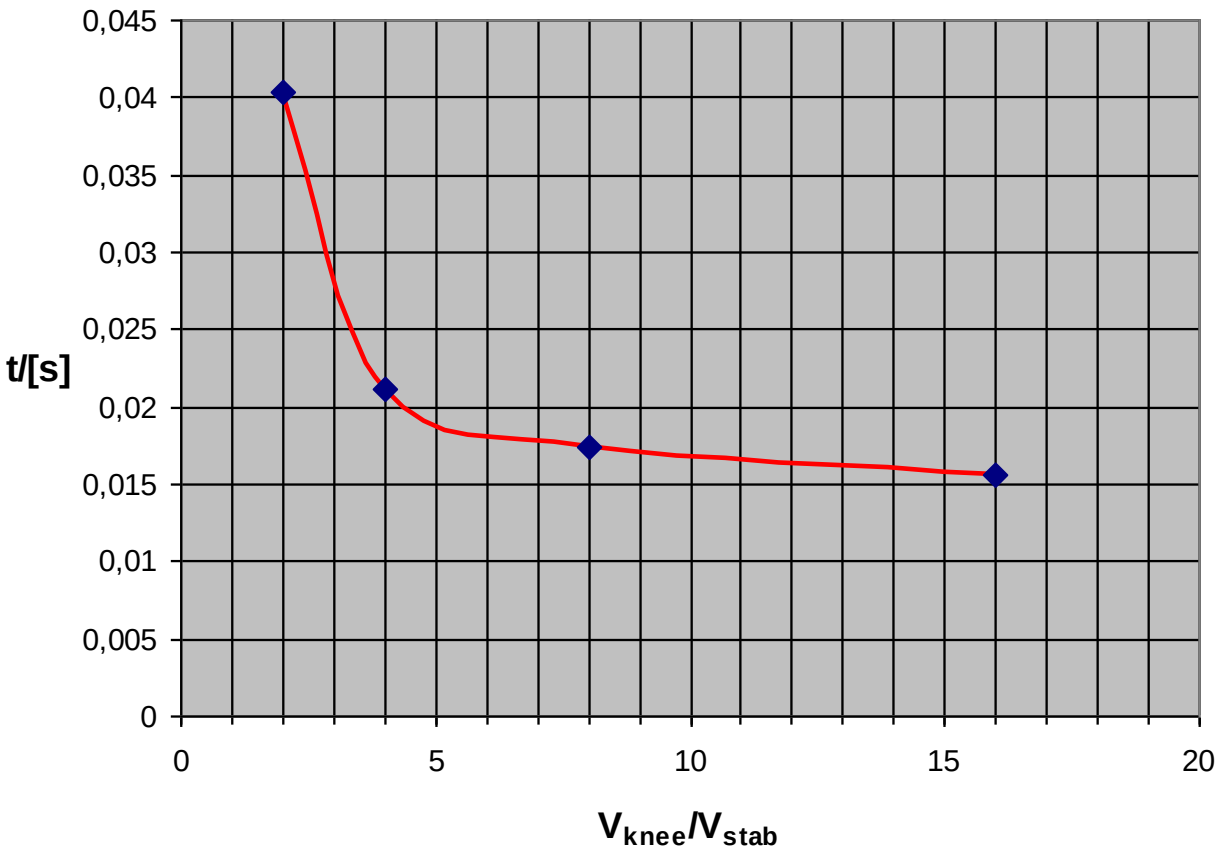
**For P63x series the dimensioning factor has been determined as K = 1.1**

# REF
# Hi REF Connection




HI REF is applicable in resistive or solidly earthed star point as well as in delta/non-earthed star winding applications

# High Impedance: Operating Time




**Ratio $V_{knee}/V_{stab}$ > 2 ensures tripping times of less than 2 cycles.**

# REF Selection

- Low impedance V High impedance (general comparison)

| L1 Ref | H1 Ref |
|---|---|
| Lower CT requirements (due to restrain current) | Higher CT requirements |
| Possible mismatch of different CT ratio | CTs must be of same CT ratio |
| In general, slower operating time | Faster fault clearance |
| Applicable for "Balanced earth Fault protection" | Frequently used in "Balanced EF protection" applications |

Balanced EF protection is widely accepted term for Delta or isolated star winding protection

# EJEMPLO REF

## PARAMETRIZACIÓN TIERRA RESTRINGIDA (REF)

### Transformadores de corriente

Para las fases 150/5 A

Para el centro estrella Toroide 200/5 A

### Potencia de cortocircuito de la red aguas arriba

Datos suministrados por DISTROCUYO.

Sk"3p = 1386 MVA
Sk"1p = 1359 MVA

*Reactancias de cortocircuito*

De la red

$$Xq = 1{,}1 * \frac{Un^2}{Sk"3p} = 13{,}82\Omega$$

$$Xo = 3 * \frac{1{,}1 * Un^2}{Sk"1p} - 2Xq = 14{,}66\Omega$$

### Impedancias puestas en juego para el cálculo

*Falla al 100 % del bobinado*

Red aguas arriba: $Z^+$, $Z^-$ y $Z^o$

Transformador: Resistencia del bobinado, $Z^o$ del trasnformador y $R_{pat}$

*Falla al 0 % del bobinado*

Red aguas arriba: $Z^+$, $Z^-$ y $Z^o$

Transformador: $Z^o$ del transformador y $R_{pat}$

### Corriente de falla al 100 % del bobinado, en los secundarios de fases y neutro

$$Ik"1p = \frac{3 * \frac{Un}{\sqrt{3}}}{3 * (Z^+ + Z^- + Z^0)} = \frac{228900}{3[(13{,}82 + 1{,}18) + (14{,}66 + 1 + 70{,}20)]} = 659\ A$$

$$Ik"1psf = Io * Relación\ TI = \frac{659}{3} * \frac{5}{150} = 7{,}32\ A$$

$$Ik"1psn = Ifalla * Relación\ TI = 659 * \frac{5}{200} = 16{,}47$$

### Factores de amplitud

$$KampF = \frac{5}{7{,}32} = 0{,}68 \leq 16, se\ adopta\ \mathbf{0,7}$$

$$KampN = \frac{5}{16{,}47} = 0{,}30\ \ y\ debe\ ser \quad \geq 0{,}5\ se\ adopta\ \mathbf{0,5}$$

### PARAMETRIZACIÓN SEGÚN AREVA

$$Iref, N, a = \frac{Sref}{\sqrt{3} * Un} = 109\ A$$

$$Kam, N, a = \frac{150}{109} = 1{,}37$$

$$Kam, Y, a = \frac{200}{109} = 1{,}83$$

***Sref***, que se la puede modificar para que los ***Kamp*** no se "disparen".

### Corrientes de operación ($I_d$) y de restricción ($I_R$)

## 6.6 Unidad de faltas a tierra restringidas

Las Unidades de Faltas a Tierra Restringidas, implementadas dentro de las terminales de protección de transformador, del tipo **#IDN**, están formadas por un conjunto de elementos de proceso de señal, medida y decisión que permiten detectar faltas a tierra cuando estas ocurren dentro del transformador, discerniéndolas de las que no lo son, de forma que se mantenga un alto grado de seguridad para faltas externas.

### 6.6.1 Aplicación

La unidad de faltas a tierra restringidas permite la protección del transformador en faltas a tierra internas que no pueden ser vistas por la unidad diferencial de fase debido a la conexión del transformador.

Cuando la conexión de uno de los devanados del transformador es en triángulo, la propia conexión no permite que la intensidad se derive a través de la tierra, mientras que si el otro devanado se encuentra conectado tanto en estrella como en zig-zag, la intensidad homopolar se deriva a través de la toma de tierra existente en ellas. La unidad diferencial permite la activación del filtro homopolar con el fin de que no se produzcan falsos disparos ante faltas externas en conexiones del tipo mencionado; por otro lado, la activación de dicho filtro tampoco permite detectar las faltas internas producidas. La detección de faltas a tierra se puede realizar mediante la unidad de sobreintensidad de neutro sensible. Sin embargo, puede resultar no ser suficientemente obediente, por ejemplo en faltas cercanas al neutro del transformador, y rápida.

La unidad de faltas a tierra restringidas se utiliza para poder detectar las faltas a tierra producidas en el interior del transformador, siendo incluso faltas débiles, y con gran rapidez. En cualquier caso, la aplicación de esta protección requiere un estudio detallado tanto de la resistencia de puesta a tierra del transformador como de los transformadores de medida, de forma que se eviten problemas debidos a la saturación. Por ello, para el correcto funcionamiento de la unidad será necesario limitar la intensidad del neutro del transformador mediante una resistencia a tierra y disponer de transformadores de medida de relación de transformación lo más parecido posible.

Dicha unidad también es aplicable a conexiones en triángulo de grandes transformadores de potencia, de forma que proporcione una mayor rapidez y sensibilidad, actuando como unidad de desequilibrio.

En el caso de la aplicación de la unidad de faltas a tierra restringidas sobre la puesta a tierr del transformador, la unidad de neutro sensible podría tener las siguientes aplicaciones, qu dependerán en todo momento de la funcionalidad requerida:

- En el caso de la **unidad temporizada**, como protección de backup de faltas externa que no sean debidamente despejadas por las protecciones correspondientes. En est caso, tras un determinado tiempo de una falta externa sin despejar podría necesitarse l apertura del interruptor, de forma que no se llegue a dañar el transformador.
- En el caso de la **unidad instantánea**, ante una falta interna con el secundario d transformador abierto, ya que la intensidad homopolar calculada en dicho secundario a partir de los valores de intensidades de fase sería nula.

### 6.6.2 Unidad de faltas a tierra restringidas diferencial

Se trata de comparar la intensidad medida en la tierra del transformador con la intensidad de neutro calculada a partir de las tres intensidades de fase en la línea que entran al transformador (o salen). En la conexión de la protección, el canal de neutro correspondiente a cada devanado deberá mantener la misma polaridad que las intensidades de fase del mismo devanado. De esta forma, cuando se produzca una falta interna, las dos intensidades irán enfrentadas, por lo que aparecerá una intensidad diferencial; por otra parte, cuando la falta sea externa, tanto la intensidad de puesta a tierra como la intensidad homopolar de la línea tendrán el mismo sentido hacia la falta, con lo que la intensidad diferencial se anulará.

### 6.6.3 Intensidad diferencial

Se define como intensidad diferencial a la resta entre los módulos de la intensidad de neutro calculada a partir de los valores de las intensidades que circula por cada fase del mismo devanado y la medida de neutro obtenida del canal analógico. A partir de ella se obtiene la magnitud de operación de la unidad diferencial.

$$I_{difIN} = \frac{\bar{I}_{1A} + \bar{I}_{1B} + \bar{I}_{1C}}{t_{1N}} - \bar{I}_{1N}$$

en donde

$I_{difIN}$ es la intensidad diferencial de neutro del devanado 1

$\bar{I}_{1A}$, $\bar{I}_{1B}$ y $\bar{I}_{1C}$ es la intensidad por las fases A, B y C del devanado 1, respectivamente

$t_{1N}$ es la relación entre las relaciones de transformación de fase y neutro del devanado

$$t_{1N} = \frac{CTNeutro_1}{CTFase_1}$$

De la misma forma se calcula para el devanado 2:

$$I_{difI2N} = \frac{\bar{I}_{2A} + \bar{I}_{2B} + \bar{I}_{2C}}{t_{2N}} - \bar{I}_{2N}$$

El cálculo de la intensidad diferencial se realiza con precisión. Esa precisión depende de los valores que puede llegar a tomar dicha intensidad y, en consecuencia, el ajuste de intensidad diferencial del equipo. Por esta razón, el equipo visualiza un valor máximo de intensidad diferencial de neutro que se corresponde aproximadamente con 10,5 x In (Amperios). Es decir, en el caso de que exista un valor mayor de 10,5A (In=1A), por ejemplo 11,5A, de intensidad diferencial el equipo visualizará 10,5A. Este comportamiento no modifica en ningún momento, ni situación, la funcionalidad de la unidad de faltas a tierra restringidas y tampoco la funcionalidad del equipo, la unidad de faltas a tierra restringidas seguirá operando, siempre y únicamente, en faltas a tierra internas del transformador.

### 6.6.4 Intensidad de frenado y pendiente de la unidad de faltas a tierra restringidas

Se denomina intensidad de frenado de la unidad de faltas a tierra restringidas, a la mayor de las intensidades de fase de un mismo devanado del transformador.

A partir del valor eficaz de la magnitud de intensidad de frenado y del valor eficaz de la intensidad diferencial de neutro, se obtiene la pendiente del devanado correspondiente:

$$P_{1N} = \frac{I_{dif1N}}{\frac{I_{fren1N}}{t_{1N}}} \times 100$$

donde

$I_{fren1N}$ es la intensidad de frenado de la unidad de faltas a tierra del devanado 1

$I_{dif1N}$ es la intensidad diferencial de neutro del devanado 1

$t_{1N}$ es la relación entre las relaciones de transformación de fase y neutro del devanado

$P_{1N}$ es la magnitud de frenado de la unidad de faltas a tierra del devanado 1

De la misma forma se calcula para el devanado 2:

$$P_{2N} = \frac{I_{dif2N}}{\frac{I_{fren2N}}{t_{2N}}} \times 100$$

Este valor se calculará siempre y cuando la intensidad de frenado supere un valor mínimo de 10mA que indique que el interruptor se encuentra cerrado.

Para mayores intensidades de frenado los desequilibrios son mayores y se necesita una mayor cantidad de corriente diferencial de neutro para obtener la operación de la unidad.

El parámetro de ajuste diferencial debe tener en cuenta la sensibilidad diferencial de la unidad y los transformadores de medida, ya que determina el valor mínimo de corriente diferencial de neutro necesario para obtener la operación de la unidad.

### 6.6.5 Obtención de la magnitud de operación

Una vez compensada la diferencia de magnitud que puede aparecer, debida a la relación de transformación de los diferentes transformadores de medida de las fases y el neutro, la unidad utilizará el valor de la intensidad diferencial calculada como magnitud de operación, comprobando en cualquier caso que no existe saturación de los transformadores y, teniendo en cuenta la sensibilidad de los mismos, a partir de la comparación del valor de la intensidad de neutro con la de frenado.

La característica de operación queda dividida en dos partes, en función de la máxima intensidad de fase, intensidad de frenado, que circule por el devanado. En cualquier caso, la magnitud de la componente fundamental de la intensidad diferencial de neutro calculada deberá ser siempre mayor al valor ajustado.

Además, en el caso de que la intensidad de frenado supere cierto límite, la característica de operación será proporcional a la intensidad de frenado, componente fundamental de la máxima intensidad de fase, en función del valor de la pendiente ajustada. De esta forma, el valor de magnitud de intensidad diferencial de neutro que provoca la activación de la unidad variará.

Se obtiene la característica de operación de la unidad de faltas a tierra restringidas mostrada en la figura 6.9.

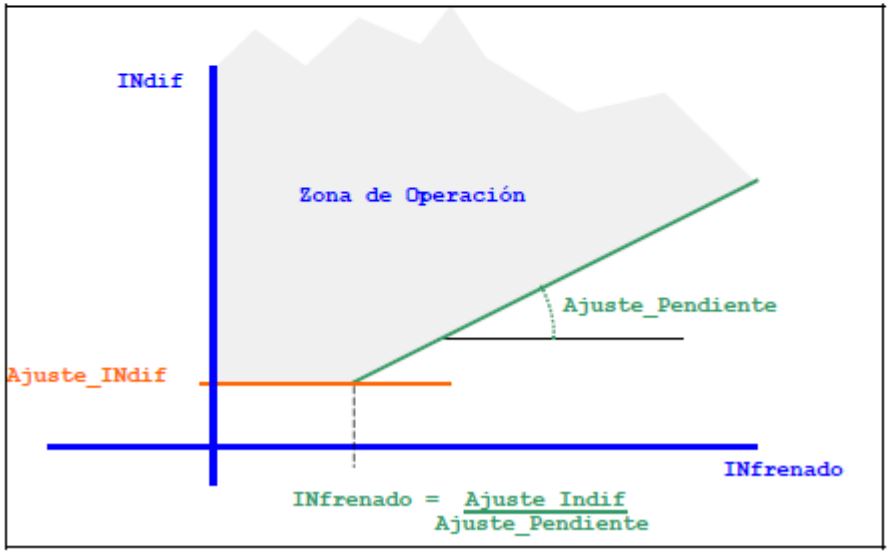



figura 6.9: caracteristica de operación

## 6.6.6 Operación

La unidad de faltas a tierra restringidas proporciona una salida que se obtiene por comparación de la corriente diferencial con un valor que dependerá de la característica de operación, siempre y cuando el valor de la intensidad de neutro medida supere un umbral mínimo de 0.01 x In que permita asegurar, una vez más, que la falta es interna.

Mientras la intensidad de frenado se mantenga por debajo de un determinado nivel, la unidad operará por comparación de la intensidad diferencial de neutro calculada, con el valor ajustado. Sin embargo, cuando la intensidad de frenado supere cierto límite, será necesario un valor dependiente de la intensidad de frenado para su activación.

Por otra parte, existe un bloqueo interno de la unidad de faltas a tierra que evita la actuación de la unidad ante faltas externas. En este caso, cuando el valor de la intensidad homopolar supere un valor mínimo de saturación en condiciones de falta externa, la unidad quedará bloqueada hasta que desaparezca dicha falta externa.

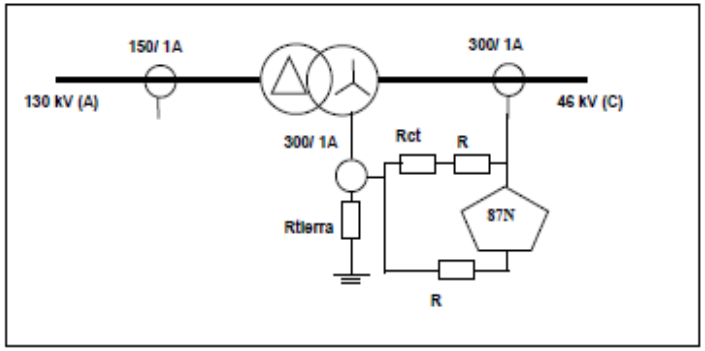
La unidad tiene la posibilidad de programar una entrada de **bloqueo de disparo**, lo que impide la actuación de la unidad si esta entrada se activa antes de que se genere el disparo. Si se activa después del disparo, éste se repone. Para poder usar esta lógica de bloqueos se debe programar la entrada definida como **bloqueo de disparo de faltas a tierra restringidas**.

La Unidad de Faltas a Tierra Restringidas dispone de un temporizador ajustable de operación para obtener disparos temporizados si así se requiere.

El arranque de esta unidad se realiza al 100% del valor correspondiente a partir de la característica de operación y la reposición se ha de producir al 75% del valor de diferencial de neutro ajustado.

## 6.6.7 Ejemplo de cálculo de ajustes de la unidad

Se considera un transformador de potencia de dos devanados de 60 MVA, relación de transformación 130 kV / 46 kV, grupo de conexión ΔY1 y con una impedancia de transformador del 10%. La relación de transformación del neutro del 2º devanado es de 300/1A.




**Cálculo de la Resistencia a tierra que limita la intensidad en condiciones de falta**

Se limita la intensidad que circula por la puesta a tierra del transformador mediante una resistencia de puesta a tierra en dicho neutro. La magnitud de esta resistencia permite conocer la posición de la falta en el devanado respecto al neutro, a partir del valor de intensidad medida. Para poder determinar la resistencia a tierra adecuada a utilizar, se limita el valor máximo de intensidad secundaria del neutro en función de los requerimientos del canal, debiendo de limitarse ésta a una intensidad menor de 8A. En este caso, se limita la intensidad a 6A y se obtiene:

$$\text{Intensidad Máx. } 2^{\circ} = 6 = \frac{\text{Tensión } 2^{\circ} \text{ Devanado}}{Rtierra \cdot \sqrt{3} \cdot \text{RTNeutro}2^{\circ}} = \frac{46000}{Rtierra \cdot \sqrt{3} \cdot 300}$$

En este caso, se utilizaría una resistencia a tierra con el siguiente valor: Rtierra = 15ohm
De esta forma, la intensidad de neutro en el lado del transformador quedaría limitada, a su vez, a 1800A.

6*300 A

**Comprobación del codo de saturación del transformador de medida**

Los transformadores contarán con un error en la medida de menos de un 4%. Además, será necesario que el codo de tensión de la curva característica del transformador se corresponda con un valor superior a dos veces la tensión que podría llegar a generarse en una falta (ver ejemplo).

La intensidad de falta:

$$If = \frac{\text{PotenciaMáxima(kVA)}}{\text{Tensión(kV)} \cdot \sqrt{3} \cdot \text{ImpedTrafo}} = \frac{60000}{46 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.1} = 7530.87\text{A}$$

Son necesarias, del mismo modo, los valores de las siguientes resistencias:

- Suponiendo que del transformador de medida a la entrada analógica del equipo se dispone de un cable de 30m de longitud cuya sección es de 2,5mm² (7.46 Ω/km)

$$R = \text{Longitud} \cdot \text{Resitencia/longitud} = \frac{30 \cdot 7.46}{1000} = 0.2238\text{ohm}$$

- Resistencia interna del canal analógico del relé: Rint ≈ 0.008ohm
- Suponiendo la siguiente resistencia del transformador de medida: Rct = 2.9 ohm

Es a partir de la siguiente magnitud de tensión cuando se determina si el transformador de medida seleccionado es adecuado o no:

$$Vs = \frac{If}{\text{CTNeutro}} \cdot [2 \cdot R + Rct + Rint] = \frac{7530.87}{300} \cdot [2 \cdot 0.2238 + 2.9 + 0.008] = 84.225\text{V}$$

El transformador de medida de intensidad será adecuado siempre y cuando la tensión del codo de saturación sea mayor que 168.45V (84.225V · 2), en este caso.
Suponiendo, para este caso concreto, que dicha tensión tiene un valor de 175V, el transformador cumple los requerimientos exigidos y se realizan el resto de los cálculos.

**Cálculo de Ajustes**

En el caso de que se requiera una sensibilidad para la detección de faltas a partir de 10% del devanado respecto al neutro, se calcula el siguiente ajuste de intensidad diferencial a partir de la siguiente intensidad de primario:

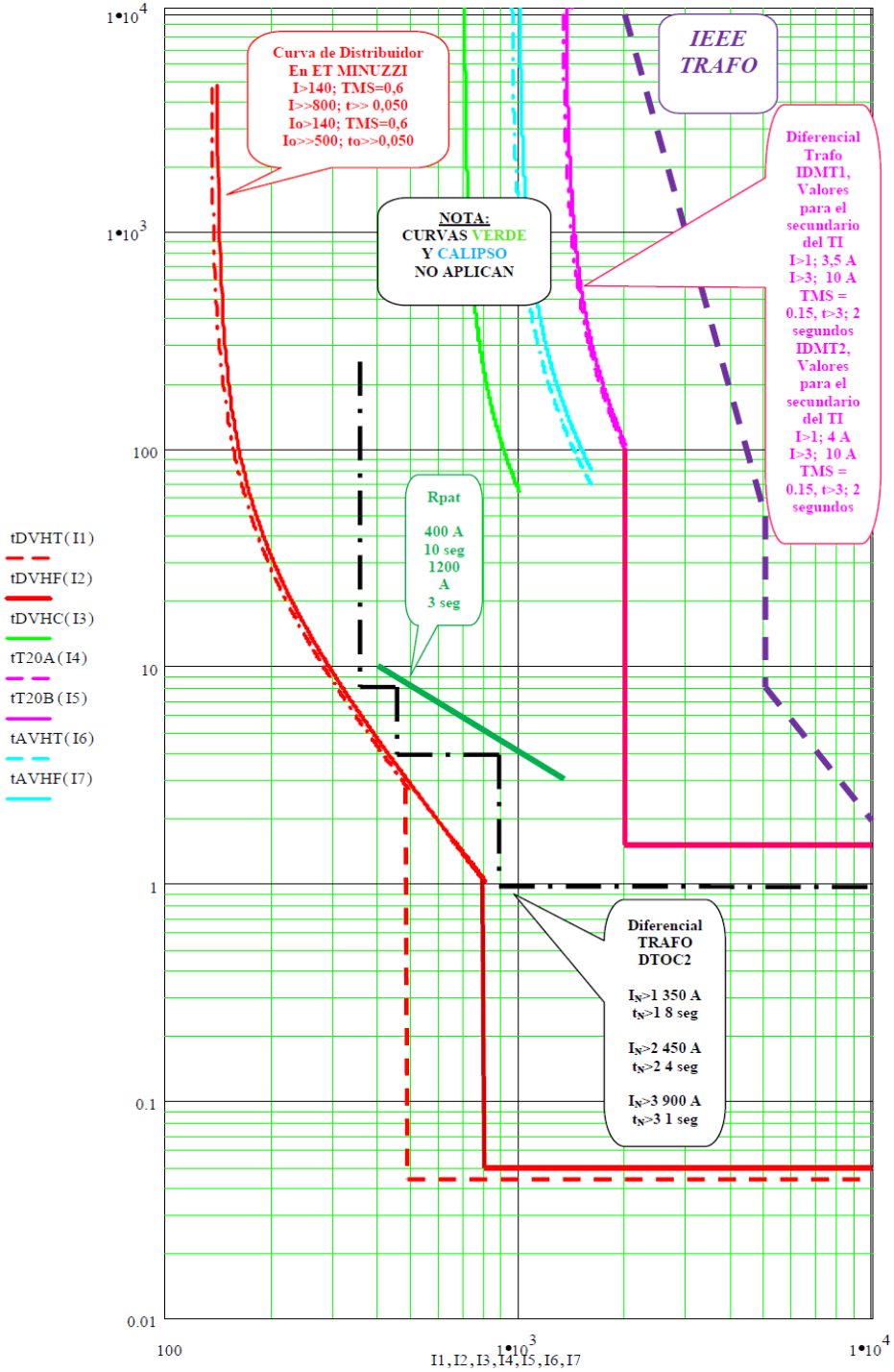
$$I = \frac{\text{Tensión del } 2^{\circ}\text{dev}}{\sqrt{3} \cdot \text{Rtierra}} \cdot \text{DistFalta} = \frac{46000}{\sqrt{3} \cdot 15} \cdot 0.1 = 177\text{A}$$

A partir del valor de la intensidad anterior se obtiene el valor de secundario y, con él, el ajuste de intensidad diferencial de neutro necesario:

$$Is = \frac{177}{300} = 0{,}59\text{A} \longrightarrow 0{,}59\text{A} \longrightarrow \text{Dif} = \frac{0{,}59}{2} = 0{,}29\text{A}$$

El valor de la pendiente se determina definiendo la relación mínima que debe existir entre la intensidad en el neutro para la falta que se trata de detectar y la intensidad nominal:

$$\text{Pen} = \frac{177}{753} \cdot 100 = 23.5 \rightarrow 23\%$$


Curva de Distribuidor
En ET MINUZZI
I>140; TMS=0,6
I>>800; t>> 0,050
Io>140; TMS=0,6
Io>>500; to>>0,050
IEEE
TRAFO
Diferencial
Trafo
IDMT1,
Valores
para el
secundario
del TI
I>1; 3,5 A
I>3; 10 A
TMS =
0.15, t>3; 2
segundos
IDMT2,
Valores
para el
secundario
del TI
I>1; 4 A
I>3; 10 A
TMS =
0.15, t>3; 2
segundos
NOTA:
CURVAS VERDE
Y CALIPSO
NO APLICAN
Rpat
400 A
10 seg
1200
A
3 seg
Diferencial
TRAFO
DTOC2
Ix>1 350 A
tx>1 8 seg
Ix>2 450 A
tx>2 4 seg
Ix>3 900 A
tx>3 1 seg
tDVHT(I1)
tDVHF(I2)
tDVHC(I3)
tT20A(I4)
tT20B(I5)
tAVHT(I6)
tAVHF(I7)
1•10^4
1•10^3
100
10
1
0.1
0.01
100
1•10^3
1•10^4
I1,I2,I3,I4,I5,I6,I7

# CALIBRACIÓN RELÉ DIFERENCIAL TRANSFORMADOR T6 ET MINUZZI

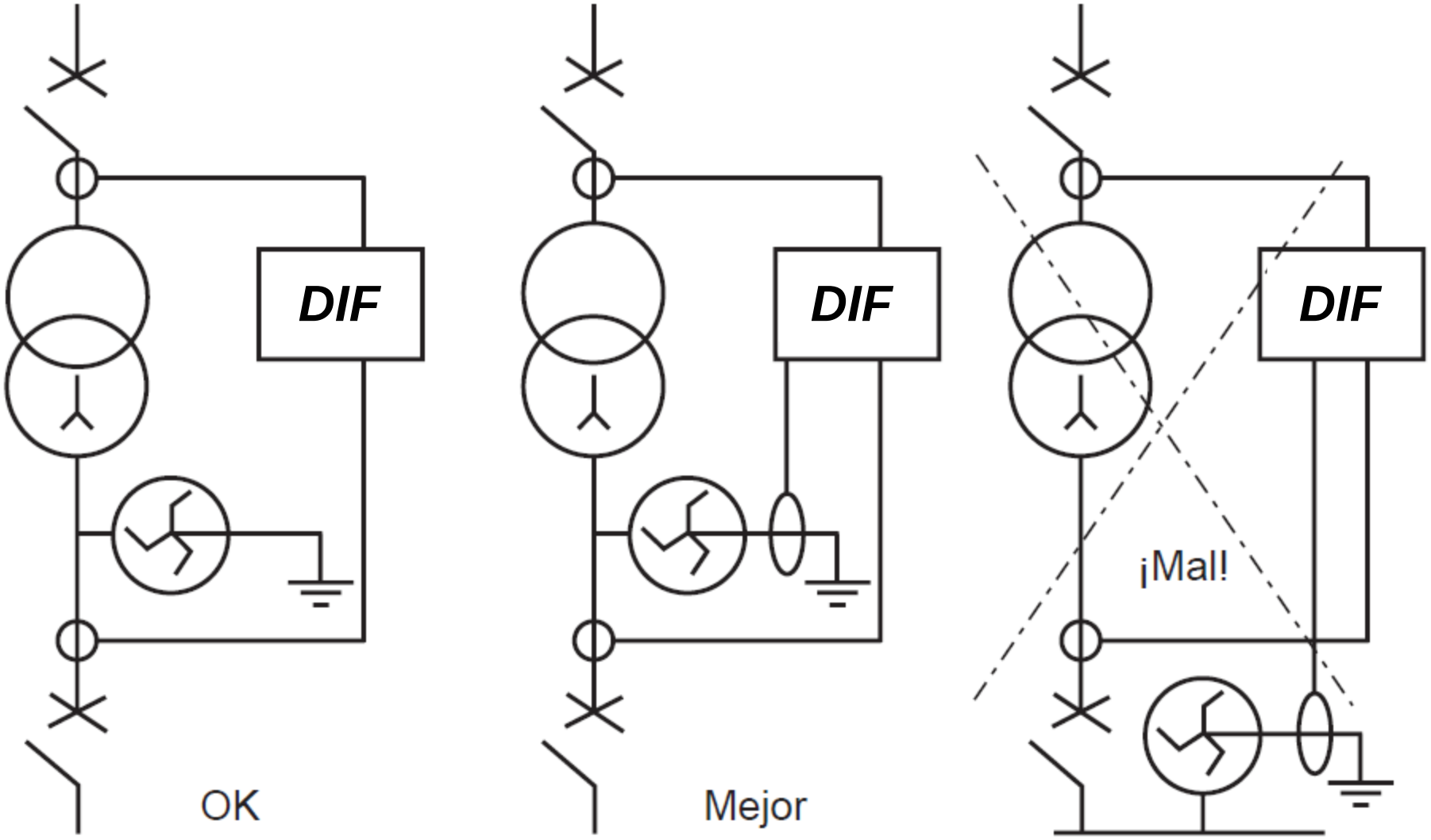
| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Transformador 6<br>$S_{ref}$=20 MVA<br><br>Calibración IT<br><br>Según ensayo de calentamiento;<br><br>$T_{máx\ aceite}$= 58,74 °C;<br>$T_{med\ aceite}$= 39,50°C;<br>$T_{1/2Cuprim}$= 54,56°C;<br>$T_{1/2Cusec}$= 63,09°C;<br>$DT_{prim}$= 4,18°C; $DT_{sec}$= 4,35°C<br><br>Con K=4,18°C, 175 A Prim y TI=200/5, 175 A corresponden a 87,5 %, con lo cual $I_1$=4,37 A e $I_2$= 0,48 A que se deben calibrar con la unidad adaptadora. | 66 KV 300/5<br><br>$I_{ref}=I_{nom\ máquina}$<br><br>$Id1 = \frac{Idiff}{Inom\ TI}$<br><br>$Id2 = \frac{Ibias}{Inom\ TI}$<br><br>CTS, HS1 y HS2, contemplan Inrush y saturación de los TI<br><br>TI de CUBA<br>200 A/1 A<br><br>13.2 KV 1.000/5-5<br>60/30 VA | Diferencial AREVA P642 | FUNCIONES: | DIFF<br>Irefa = 0.175 kA<br><br>Irefb = 0.875 kA<br><br>Is1 = 0.2 pu<br>K1 = 30 %<br><br>Is2 = 1 pu<br>K2 = 80 %<br>(1)<br>Kamp/a=1.715<br>(2)<br>Kamp/b=1.143<br><br>Is CTS=1,5 pu<br>Is HS1= 10 pu<br>Is HS2=32 pu<br><br>Filtro de Homopolares habilitado en MT Circuitry Fail Habilitado<br><br>(2fo)/fo= 15%<br><br>(5fo)/fo= NO HABILITADA | REF2<br>Is1 = 80 A<br>K1 = 0 % (3)<br><br>Is2 = 800 A<br>K2 = 150 %<br>(4) | IDMT1<br>I>1; 201 A<br>I>3; 600 A<br><br>TIEMPOS<br>Factor TMS = 0.15<br><br>t>3; 2 segundos<br><br>IEC EI<br><br>*LA PROTECCIÓN EN BARRAS ESTÁ ASEGURADA CON LAS CURVAS IDMT1 Y IDMT2*<br><br>Iref.p=1,35 In<br>Con falla 6000 A<br>td=.15(80/(6000/1181)$^2$ -1)=<br>*Para el primario todo lo Referente a por ejemplo Kt,N, no tiene sentido Pues es un triángulo* | IDMT2<br>I>1;800 A<br>I>3; 2000 A<br><br>TIEMPOS<br>Factor TMS = 0.15<br><br>t>3; 2 segundos<br><br>IEC EI<br><br>td=Kt(80/(I/Iref)$^2$ -1)<br>td= 483 mseg<br>483 mseg<br><br>DTOC2<br><br>$I_N$>1 350 A<br>$t_N$>1 8 seg<br><br>$I_N$>2 450 A<br>$t_N$>2 4 seg<br><br>$I_N$>3 900 A<br>$t_N$>3 1 seg<br><br>$\frac{350}{200}=1,75$<br><br>$\frac{450}{200}=2,25$<br><br>$\frac{900}{200}=4,50$<br><br>DTOC2<br>NOTA: El TI, 1000/5 A | THRM1<br>PROTECCIÓN TÉRMICA Y CONTROL DE VIDA, VER APARTE.<br><br>875x1,35=1180 |

# TRANSFORMADOR T1 DE 25 MVA

| | | DIFF | REF1 | IDMT1(PSTI ó PSTD) | IDMT2 (PST2) | THRM1 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Transformador 25 MVA<br><br>Diferencial AREVA P632<br><br>Calibración IT<br><br>Según ensayo de calentamiento;<br><br>$T_{máx\ aceite}$= 50 °C;<br>$T_{med\ aceite}$= 43°C;<br>$T_{1/2Uprim}$= 56,10°C;<br>$T_{1/2Usec}$= 56,10°C;<br>$DT_{prim}$= 13,10°C;<br>$DT_{sec}$= 13,10°C<br><br>Con K=13,10°C, 175 A Prim y TI=200/5, 175 A corresponden a 87,5 %, con lo cual $I_1$=4,37 A e $I_2$= 0,88 A que se deben calibrar con la unidad adaptadora. | TI<br><br>132 KV<br><br>150/5 | Irefa=0.109 KA<br><br>Irefb=1 KA<br><br>Id=0.010 Iref<br>*Operación*<br><br>Ir=0.010 Iref<br>*Frenado*<br><br>Kam/a= 1.4<br>Kam/b=0,9<br>(1)(2)<br><br>M1= 0,3<br>M2= 0.70<br><br>Ir,m2= 4 Iref<br><br>(2fo)/fo= 20%<br><br>(5fo)/fo= 20% | Iref=0.109KA<br><br>KamN=1.4<br>(3)<br><br>KamY= 1.83<br>(4)<br><br>Id=0.010 Iref<br><br>Ir=0.010 Iref<br><br>M1=0.2<br><br>M2=1.5<br><br>Ir,m2=1 Iref | Iref,P=1.35 Inom<br><br>1.35 x 109 = 147 A<br><br>Factor K=10<br><br>IEC EI | Iref,P=1.35 Inom<br><br>1.35 x 1090 = 1470<br><br>Factor K=10<br><br>IEC EI | Iref,P=1.35 Inom<br><br>t1=30 min<br><br>t2=30 min<br><br>t°= 80°C (objeto)<br><br>t°= 70°C (refrigerante) |
| | | | | *LA PROTECCIÓN EN BARRAS ESTÁ ASEGURADA CON ESTA CURVA* | | |
| | | Idiff > 0.2 Iref<br><br>Idiff>> 4 Iref<br><br>Idiff>>> 10 Iref | Idiff>0.2 Iref<br><br>Idiff>>>10 Iref | Con falla 1386 MVA; 6069 A<br>td=Kt(80/((I/Iref)$^2$ -1))<br>td= 1*(80/(6069/147)$^2$-1)= 46 mseg<br>Nota: El relé para la PSTI, tiene solo la curva I>, no tiene I>> - I>>> | td= Kt(80/(I/Iref)$^2$ -1)<br><br>td= 0.02(80/(9461*0,285/1470)$^2$-1= 400 mseg<br><br>Nota: El 0,285 surge por la conexión YΔ, falla bifásica. | |
| | | | | DTOC2(PSTD2)<br><br>Io>300 A(0,10 $I_{nTI}$)<br>to>10seg<br>Io>>500A(0,5 $I_{nTI}$)<br>to>>5 seg<br>Io>>>800 A(1,25 $I_{nTI}$)<br>to>>>1 seg<br><br>$I_{nTI}$=1000 A<br><br>Nota: En el relé Io=$I_N$, es la Residual | | |
| | TI<br><br>13.2 KV<br><br>1.000/5 | | | | | |

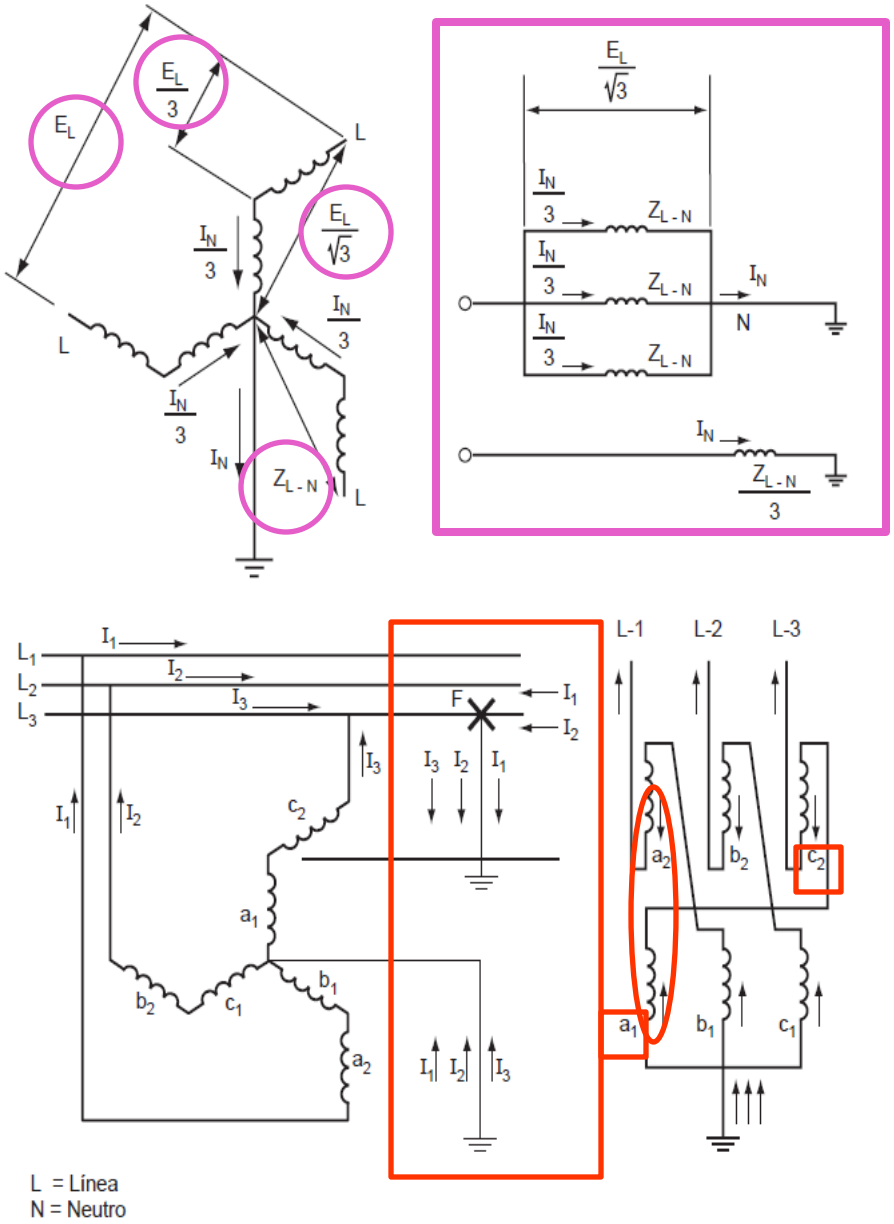
# ***PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO***

# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

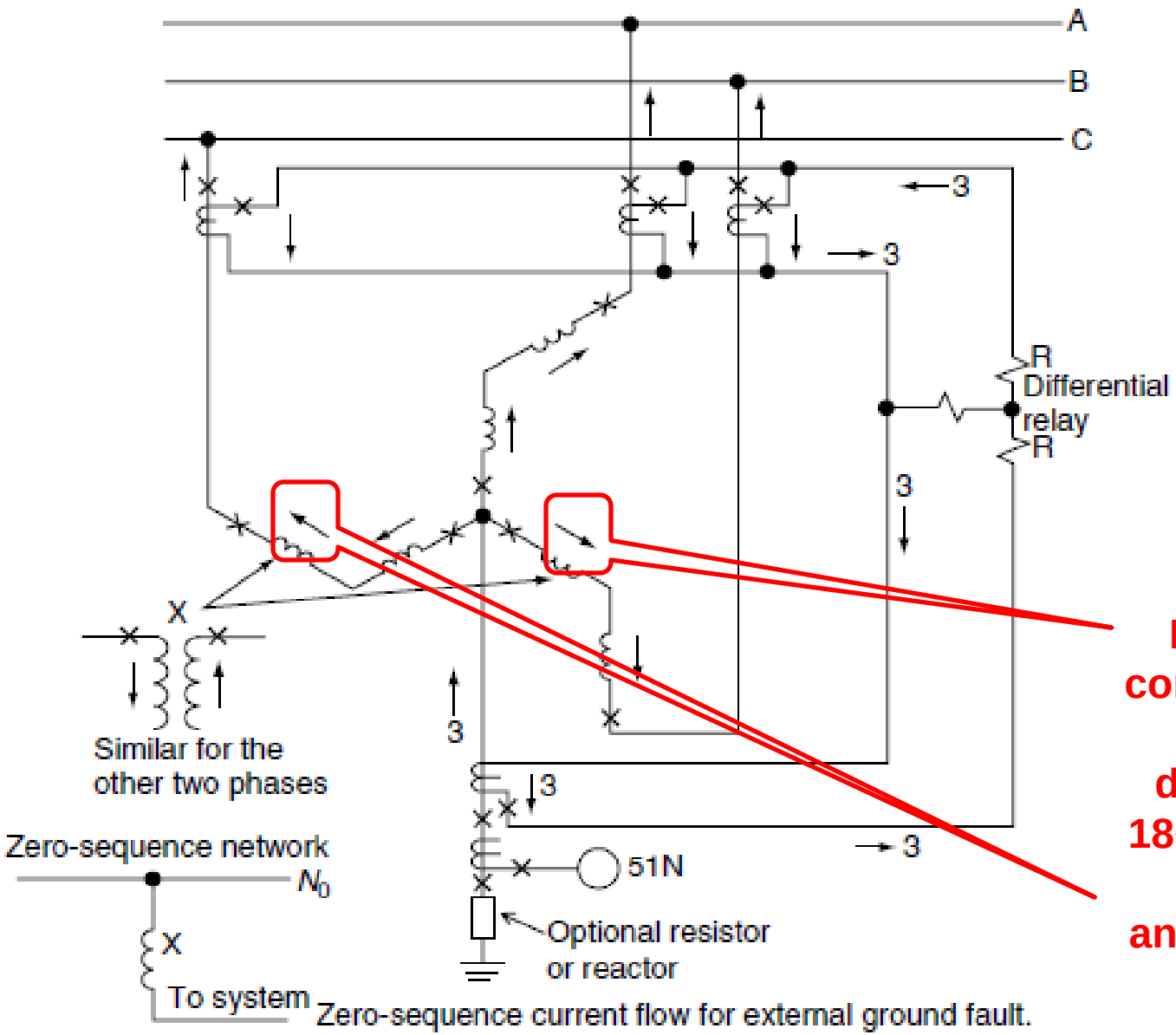


# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

La **figura muestra cómo es el arrollamiento** y el conexionado de un transformador en zigzag.
Existe en cada rama del núcleo un arrollamiento «zig» y un arrollamiento «zag».
**En cuanto al número de vueltas y sección de conductor, estos arrollamientos son idénticos, pero su conexión es tal que sus fuerzas magneto-motrices son opuestas, aunque iguales en cada rama.**
Cuando ocurre una falta de línea a tierra, como por ejemplo en el punto **F** de la fase **C,** **una corriente de falta a tierra** circula desde el punto de falta hasta el neutro del transformador.
Por el diagrama de conexiones se puede ver que la intensidad en los arrollamientos **a1** y **c2** es la misma porque está en serie. Evidentemente lo mismo ocurre en el caso de **b1** y **a2**, y **c1** y **b2**. Como **a1** y **a2** están en la misma rama y tienen un mismo número de vueltas, la intensidad en **a1** debe de ser igual y opuesta a la de **a2** **a excepción naturalmente de una pequeña diferencia debida a la corriente de magnetización que produce el flujo de secuencia cero en el núcleo**. Luego, para la conexión en serie de pares de arrollamientos tenemos que:
**Ia1 = Ic2**; Ib1 = Ia2; Ic1 = Ib2 y, como se expuso anteriormente, los dos arrollamientos en cada rama del núcleo tienen igual número de vueltas y f.m.m. equilibradas de forma que:
**Ia1 = – Ia2**; Ib1 = – Ib2; IC1 = – Ic2.
**La única forma de que se den estas seis relaciones es que las intensidades en todos los arrollamientos sean iguales. Por consiguiente al darse el equilibrio de f.m.m. por la conexión en serie, la intensidad debe dividirse de forma igual en los seis arrollamientos de un transformador zig-zag.**
**En otras palabras: Ia1 = Ib1 = Ic1 = – Ia2 = – Ib2 = – Ic2.**



# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO




Zero-sequence current flow for external ground fault.

**Estas dos corrientes son iguales y desfasadas 180º, tal como se vio anteriormente**

# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

**Especificación de un transformador zig-zag**

Ahora que se ha mostrado cómo trabaja un zig-zag, se plantea la cuestión de cómo especificarlo adecuadamente.

**Como un transformador de puesta a tierra verdaderamente no trabaja más que durante una falta de línea a tierra, su régimen es de corto tiempo, normalmente de 10 a 60 s.**

**Se deberá especificar:**
**1º.- Tensión entre fases.**
**2º.- Intensidad de corriente en el neutro.**
**3º.- El tiempo que dura esta intensidad.**
**4º.- Impedancia por fase.**

También se necesita algunas veces un régimen continuo por desequilibrio del sistema o condiciones que permiten pequeñas faltas.

**Por consiguiente se deben de especificar todas las necesidades de corriente permanente.**

Sin embargo un transformador de puesta a tierra posee de por sí cierta capacidad de régimen continuo, puesto que la cuba presta algo de superficie de radiación a las pérdidas existentes. **Una estimación de esta capacidad de régimen continuo es del 2 al 3% del régimen de tiempo corto para aparatos de 10 segundos, y posiblemente de 3 a 5% para aparatos de 60 segundos.**

Así pues bajo un punto de vista económico, la buena práctica de ingeniería exige que se determine corriente permanente real y se especifique este valor antes que especificar una capacidad continua del 10% algo arbitraria, como se hace muchas veces.

## Ejemplo de cálculo

Cálculo de la reactancia homopolar y resistencia óhmica de un $R_N$, y de la resistencia adicional entre neutro y tierra.

Datos de partida:

**1)** tensión compuesta (entre fases): 26,4 KV

**2)** intensidad de defecto a tierra, limitada a 300 A representa, intensidad por fase del compensador: 300/3 = 100 A

**3)** impedancia homopolar total compensador (3 fases en paralelo) más resistencia adicional (Ra):

$$\frac{26\,400}{\sqrt{3}} \times 300 = 50{,}87\,\Omega$$

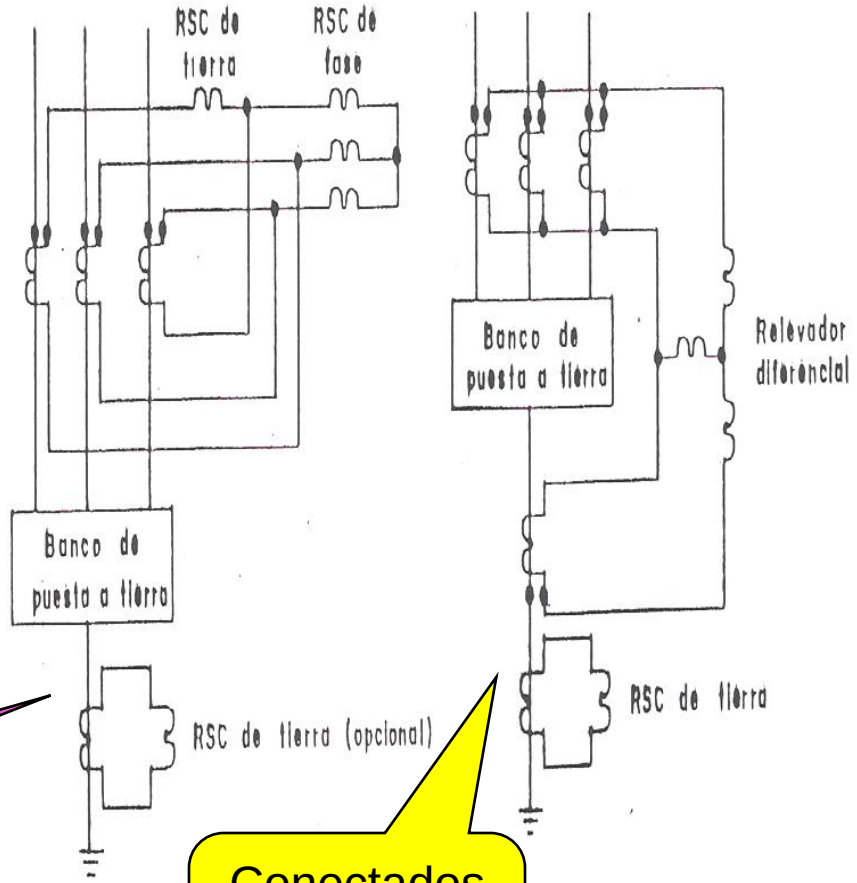
Esta impedancia debe repartirse entre el $R_N$ y la resistencia adicional Ra.

Por motivos de optimización constructiva del $R_N$ (precio) se ha previsto para el mismo una impedancia homopolar por fase de 50 Ω. Como la componente de resistencia es muy pequeña frente a la reactancia, se considera que la impedancia homopolar es prácticamente igual a la reactancia homopolar. Por tanto, la resistencia adicional Ra deberá ser de:

$$R_a = \sqrt{50{,}86^2 - \left(\frac{50}{3}\right)^2} = 48\ \Omega$$

# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

- Es una alta impedancia para $I^+$ y $I^-$ y baja para $I^0$.
- Para fallas externas a tierra no circulan $I_{es}$ por las fases, esto implica que solo responden a fallas internas.




Los RSC de neutro son respaldos

Conectados en triángulo para filtrar Io

# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

En la figura se muestra un relé diferencial que puede operar falsamente ante una falla externa a tierra si se usa un TI en conexión convencional en estrella.

**Esta mala operación puede ser eliminada con un filtro de secuencia cero.**

Esto consiste en un TI auxiliar conectado en estrella triángulo. Este provee un camino de baja Z para la secuencia cero y de alta Z para las secuencias positivas y negativas.

**Hay que estudiar cuidadosamente los riesgos de una protección en conjunto con el transformador de potencia.**

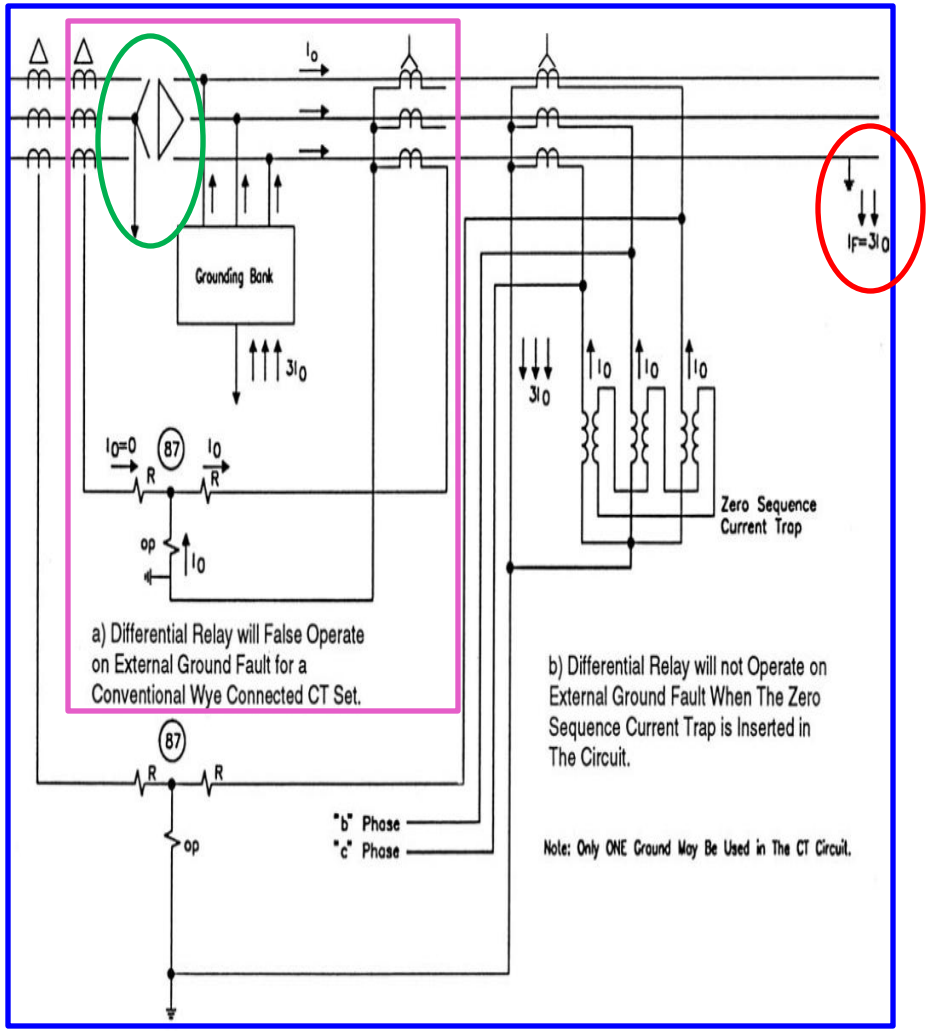



Figure 10-21 Ground source on delta side.

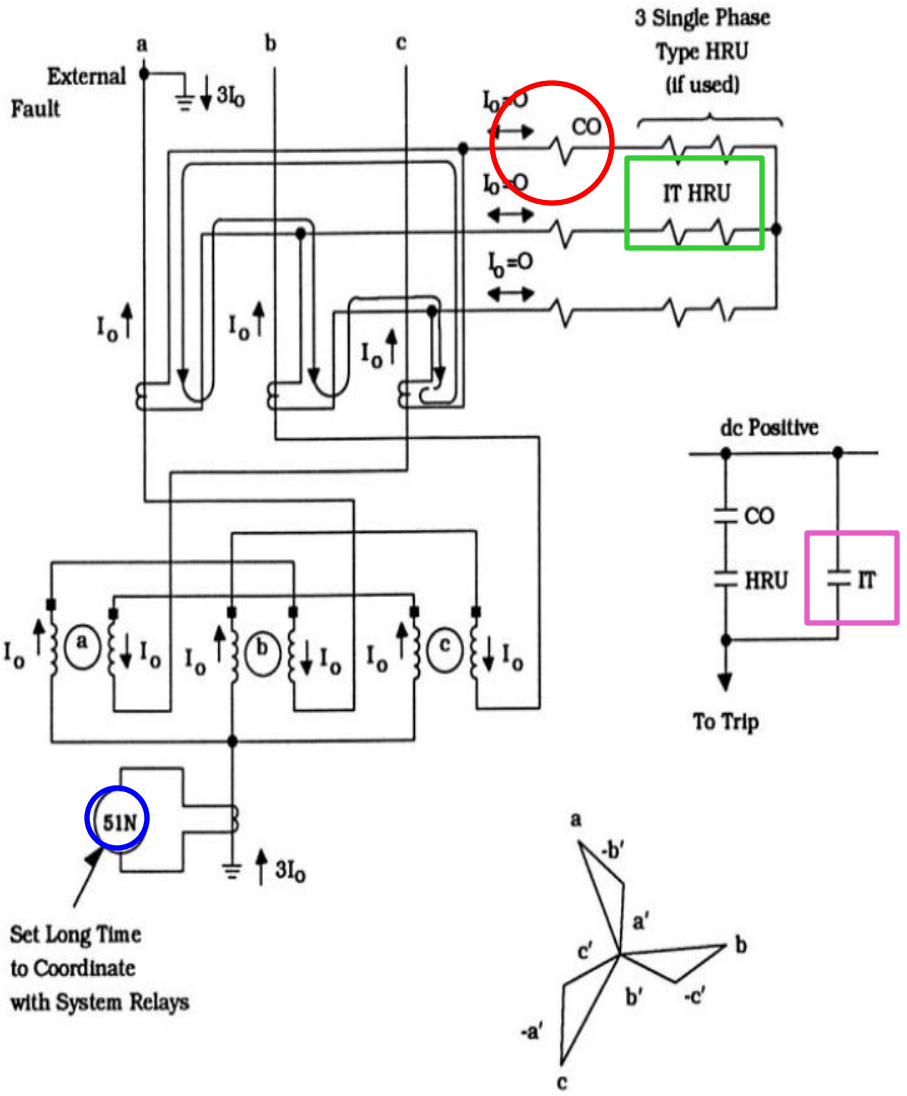
# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

La protección contra sobrecargas, la dan los **CO**.

Los **51** es respaldo.

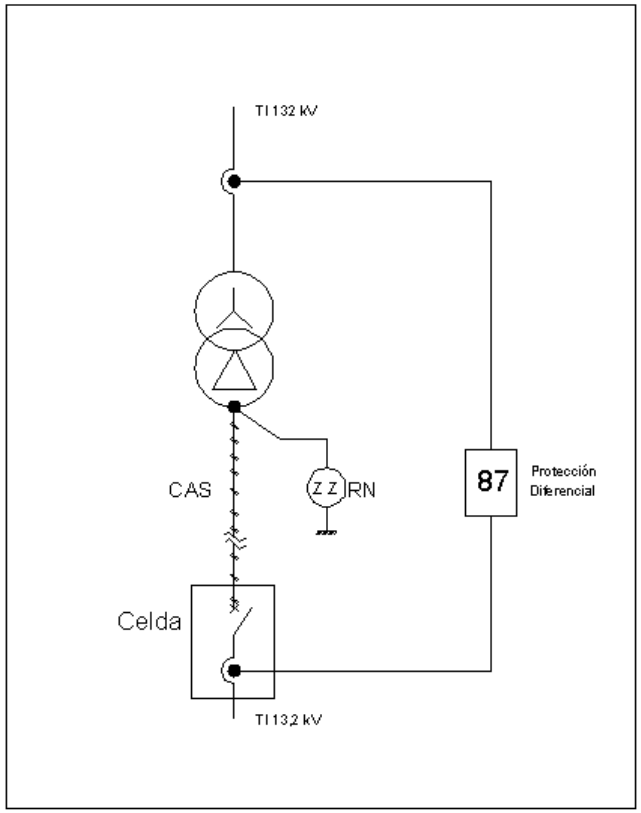
El **HRU** es restricción de armónicos por inrush.

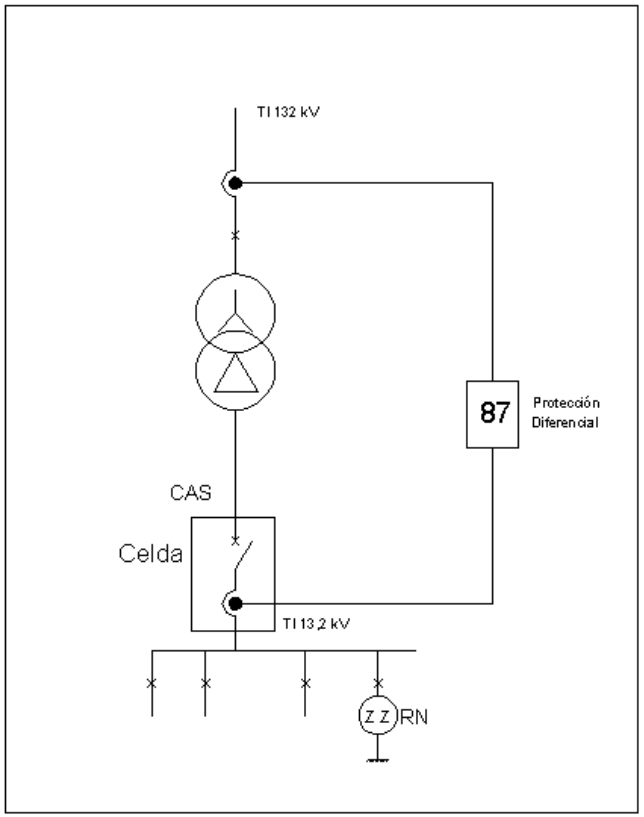
**IT** es una unidad de disparo instantáneo de protección contra cortocircuitos.



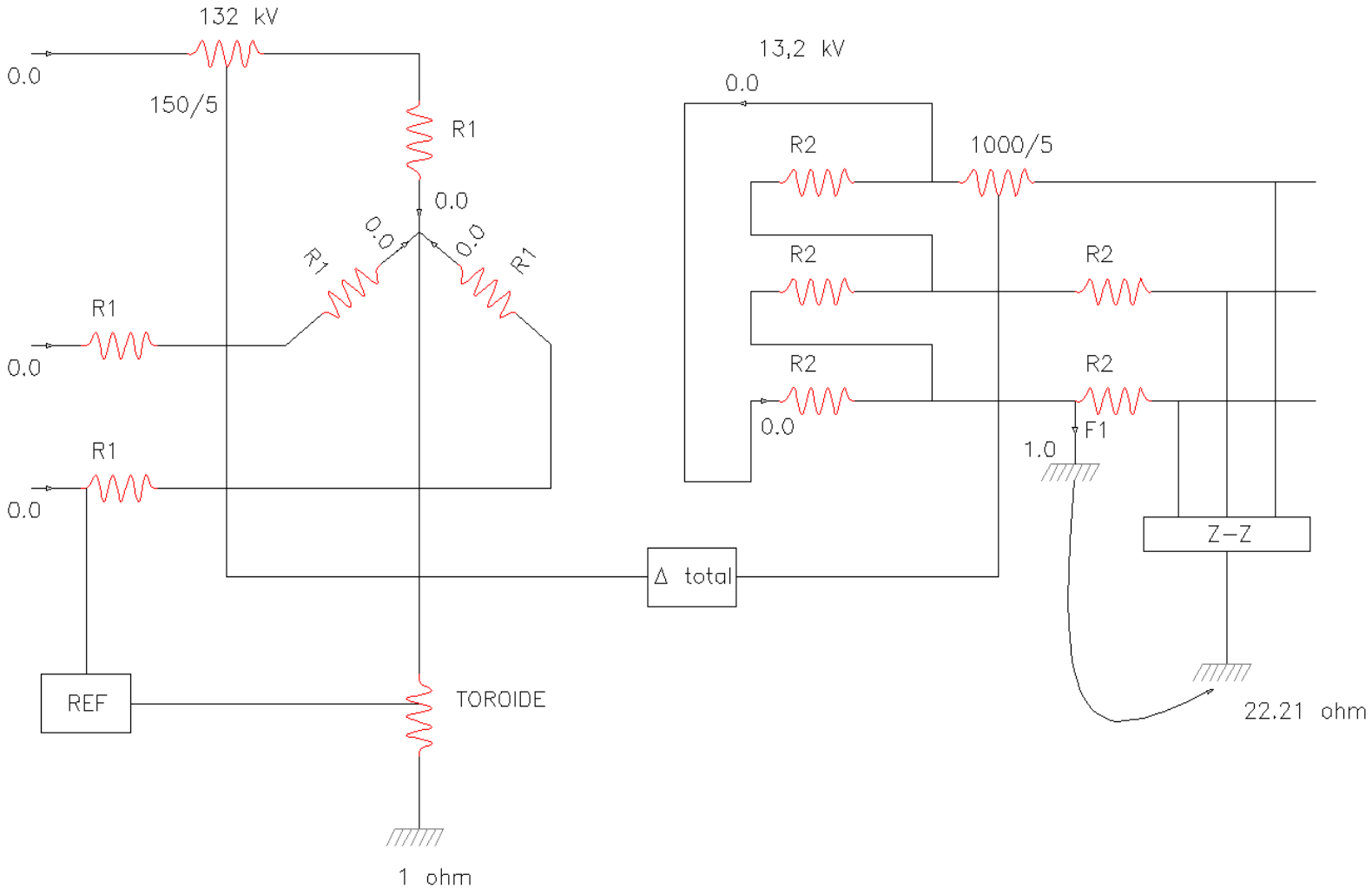
# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

***En los esquemas pueden apreciarse dos criterios distintos de protección, uno en donde la protección diferencial involucra al RN, y el otro no.***



# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO



# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

***PROTECCIÓN DE LOS REACTORES DE NEUTRO DE ET VILLA HIPÓDROMO SIN TOROIDE EN EL CENTRO ESTRELLA DL ZIG-ZAG***

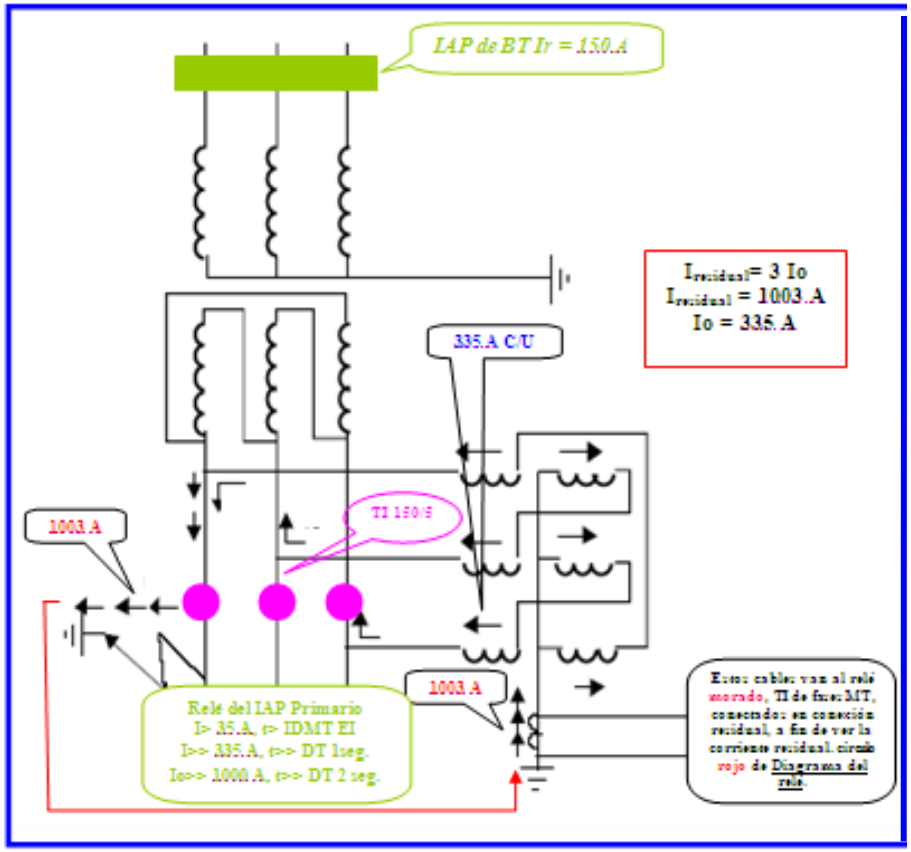



**FIGURA 1**

**Como Reactor de neutro** (**FIGURA 1**) (Primario Zig-Zag a tierra) presenta una impedancia infinita a las corrientes de secuencia positiva y negativa, y a la corriente de falla una de

$$13200\ V / (1,73.1003\ A) = 22,21\ \Omega$$

El tiempo de paso de los 1003.A, corriente de falla máxima limitada para el sistema de distribución, es de 1 segundo.

Los valores en el primario son *7460 KVA = 1,73. 13200 V. 326,67.A*

El valor de corriente circulante en forma permanente por el primario del reactor es dada por el fabricante y es normalmente el **10% de $I_{falla}$ = 33,5.A**.

***La protección de las fases del Zigzag***, se hace con los TI, ubicados en la celda, de 150/5 A, conectados según **FIGURA 2** y **FIGURA 3**:

a) en triángulo, si la protección es solo para el zigzag, **Punto zz**, o

b) en estrella, tal cual se implementa normalmente, ya que está en la salida de la celda, **Punto cc**.

Como la situación es la b), la corriente de régimen la controlamos con 33,5.A de I>, con curva IDMT EI; y para controlar la corriente de falla y durante un segundo (curva DT) corresponde I>> 335.A.

***La protección homopolar de neutro CORRESPONDIENTE AL ZIG-ZAG,*** se controlará con Io >> 1003.A, durante 1 segundo curva DT y con *LA CONEXIÓN RESIDUAL DE LOS TI DE FASES DE MT 150/5.* La conexión del centro de estrella del Zigzag, se ve en el **Diagrama del relé**, círculo rojo grande.

Cuidar en la puesta en marcha la inrush y sus armónicas, por lo que el relé debe tener bloqueo a la segunda armónica.

**Diagrama del relé.**

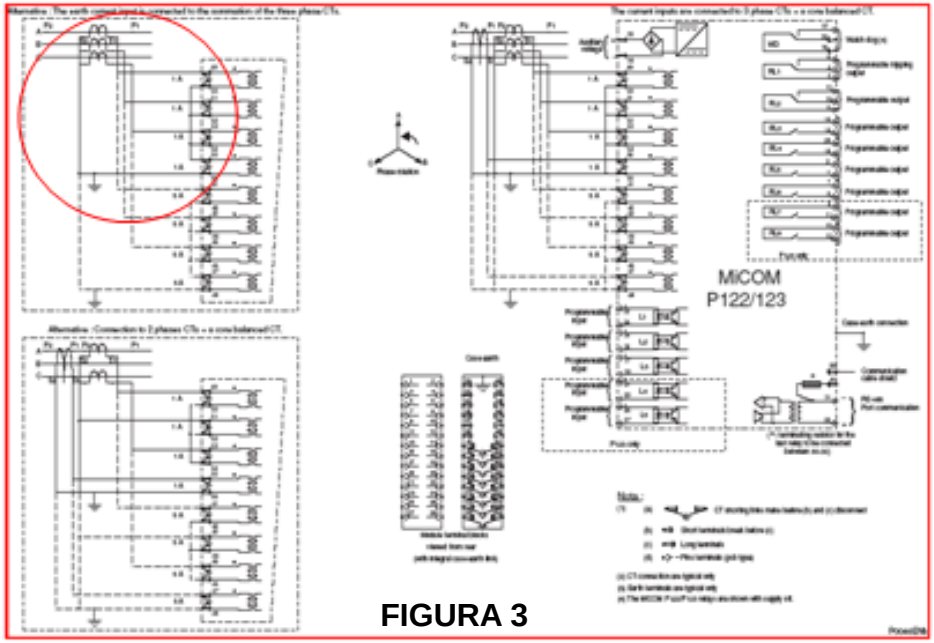
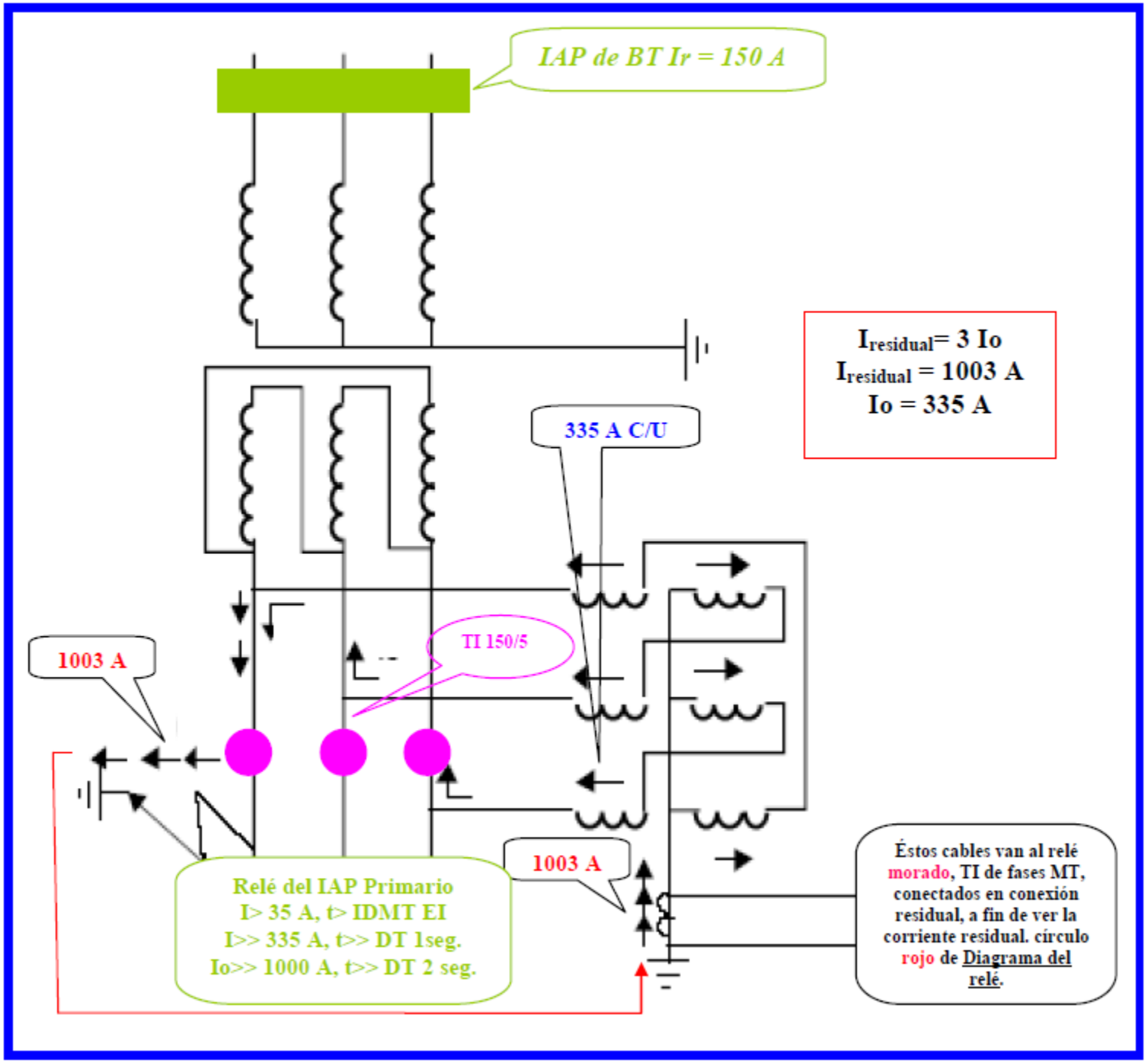
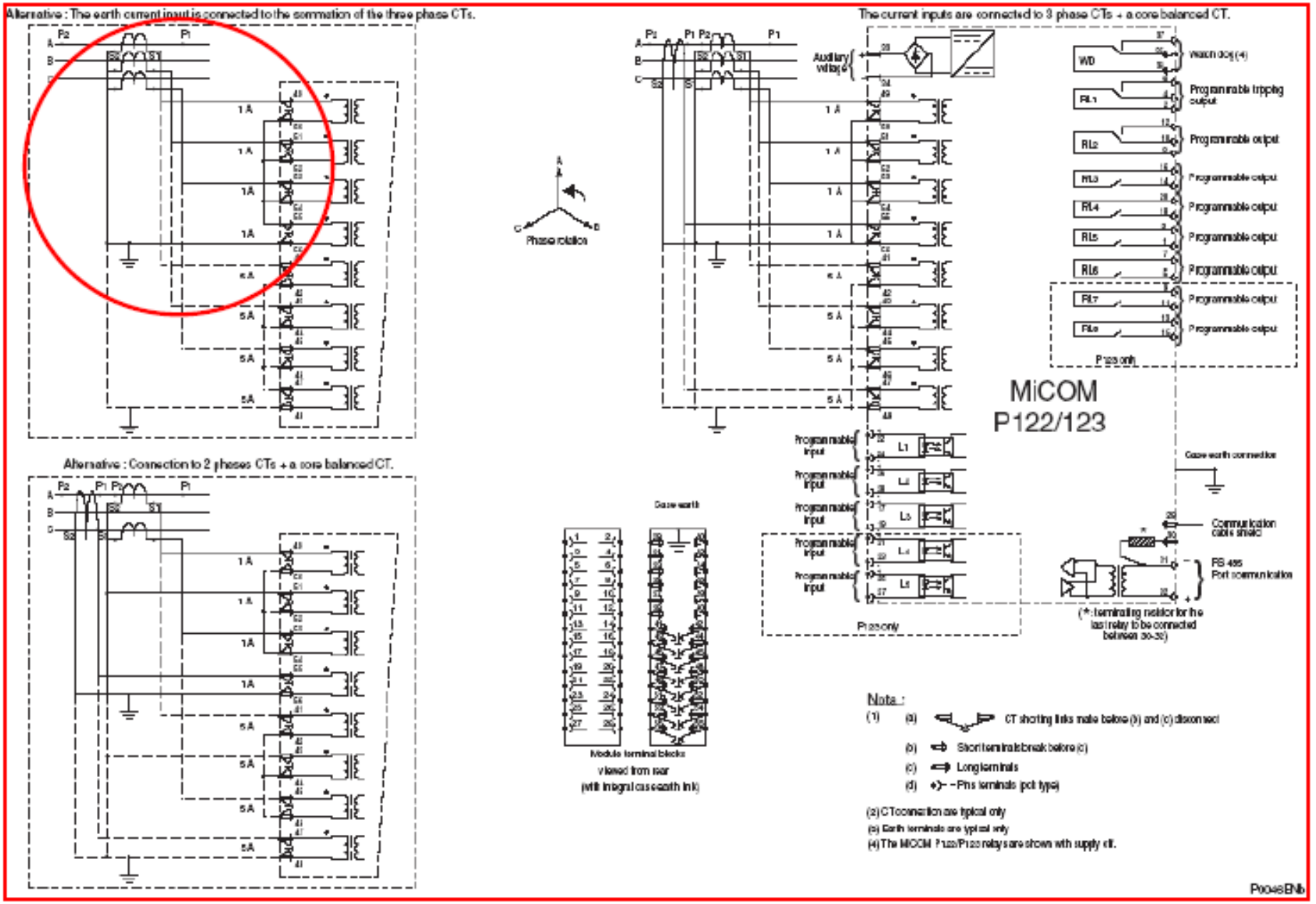



**FIGURA 3**


IAP de BT Ir = 150 A
$I_{residual}$= 3 Io
$I_{residual}$ = 1003 A
Io = 335 A
335 A C/U
TI 150/5
1003 A
1003 A
Relé del IAP Primario
I> 35 A, t> IDMT EI
I>> 335 A, t>> DT 1seg.
Io>> 1000 A, t>> DT 2 seg.
Éstos cables van al relé morado, TI de fases MT, conectados en conexión residual, a fin de ver la corriente residual. círculo rojo de Diagrama del relé.


Alternative : The earth current input is connected to the sommation of the three phase CTs.
Alternative : Connection to 2 phases CTs + a core balanced CT.
The current inputs are connected to 3 phase CTs + a core balanced CT.
Phase rotation
Auxiliary voltage
WD
Watch dog (4)
RL1
Programmable tripping output
RL2
Programmable output
RL3
RL4
RL5
RL6
RL7
RL8
P123 only
MiCOM
P122/123
Programmable input
L1
L2
L3
L4
L5
Case earth connection
Communication cable shield
RS 485
Port communication
(*: terminating resistor for the last relay to be connected between 30-32)
Case earth
Module terminal blocks
viewed from rear
(with integral case earth link)
Note :
(1)
(a) CT shorting links make before (b) and (c) disconnect
(b) Short terminals break before (c)
(c) Long terminals
(d) Pins terminals (pcb type)
(2) CT connection are typical only
(3) Earth terminals are typical only
(4) The MiCOM P122/P123 relays are shown with supply off.
P0048ENb

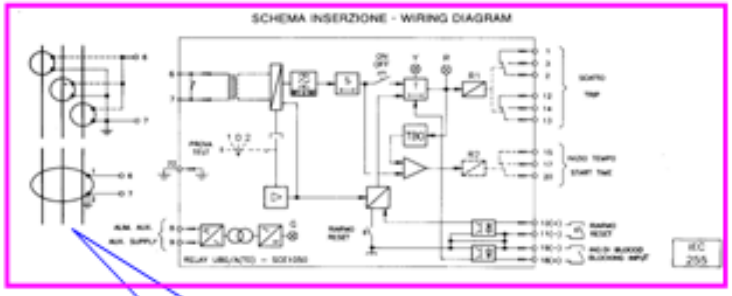
# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

**Como transformador de Servicios Auxiliares**

Se protege en BT con un IAP, con regulación termomagnética según:

$$100\ KVA,\ u_{cc} = 3{,}45\ \%,\ I_{N1} = 4\ A,\ I_{N2} = 145\ A$$

**Protección de CUBA UBO-A-MICROELÉCTRICA** (Comprar un relé de éstos)




Características del TI 200/5

FIGURA 4

NOTA: POR LO TANTO DEBE IR UN TI DE CUBA

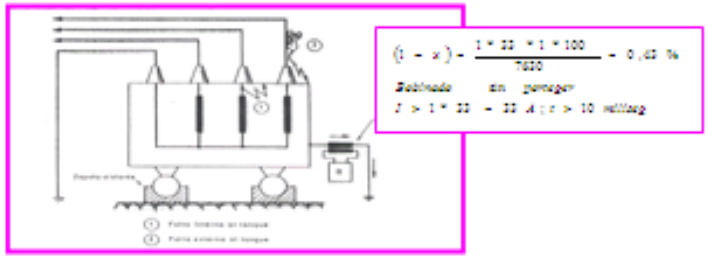



FIGURA 5

**Nota:** Se consideran los 33 A puesto que es la corriente nominal primaria, para el caso de protección con TI de 13,2 KV en conexión residual. La resistencia de puesta a tierra es la de la malla medida en 1 Ω. La corriente que determina la cantidad de bobinado no protegido (1 – x) es % $I_{CN}$ o sea que es la corriente de falla mínima con que opera el relé de tierra 33 x 1 = 33 A.

**Nota:** Como en este caso va un UBO, de cuba como en la Figura 5, el disparo del relé UBO, debe ingresar al relé auxiliar de disparo del IAP, tal cual lo indicado en **FIGURA 6**, círculo verde chico, lo mismo que las protecciones: Bucholz, Termómetro de cuadrante y Nivel de aceite. Además el seteo es I=1,75 A, t=100 mseg y I=0,175 A, t=100 mseg, ya que no se puede levantar más el seteo.

**Otras protecciones**

Protección Bucholz
Termómetro de cuadrante
Nivel de aceite

**DSE**

Se colocan en la celda y son de 15 KV, 10 KA, con desligador.

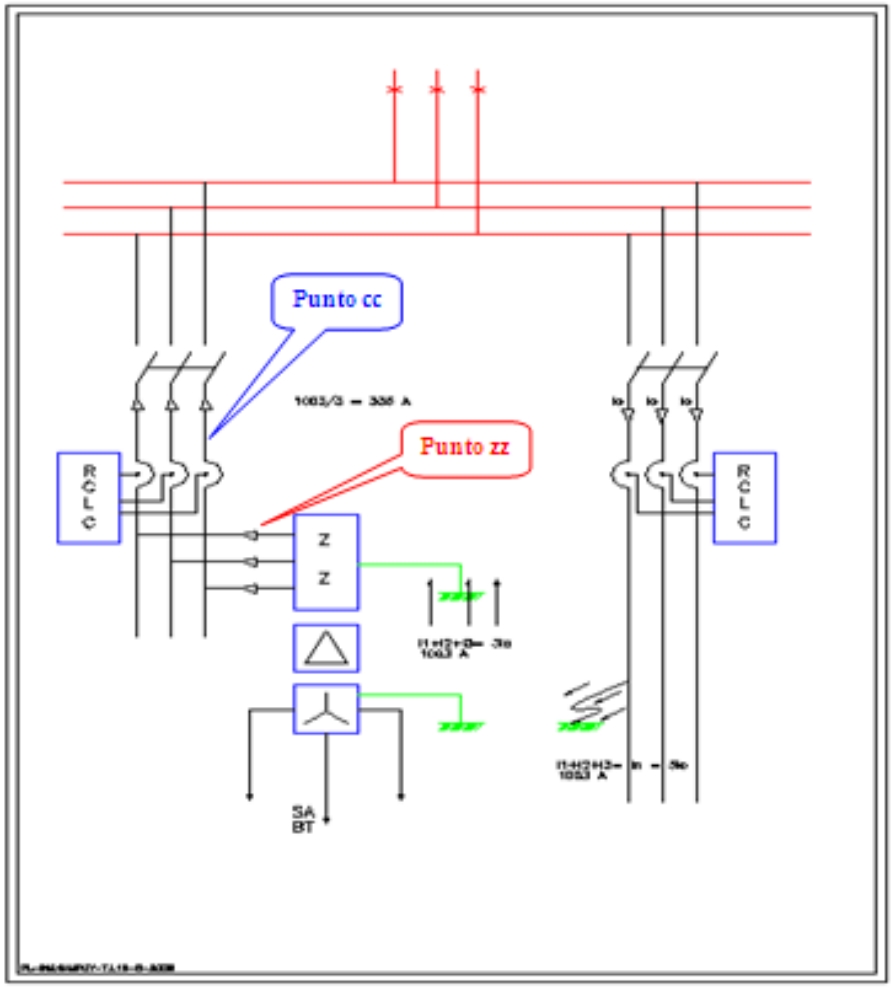
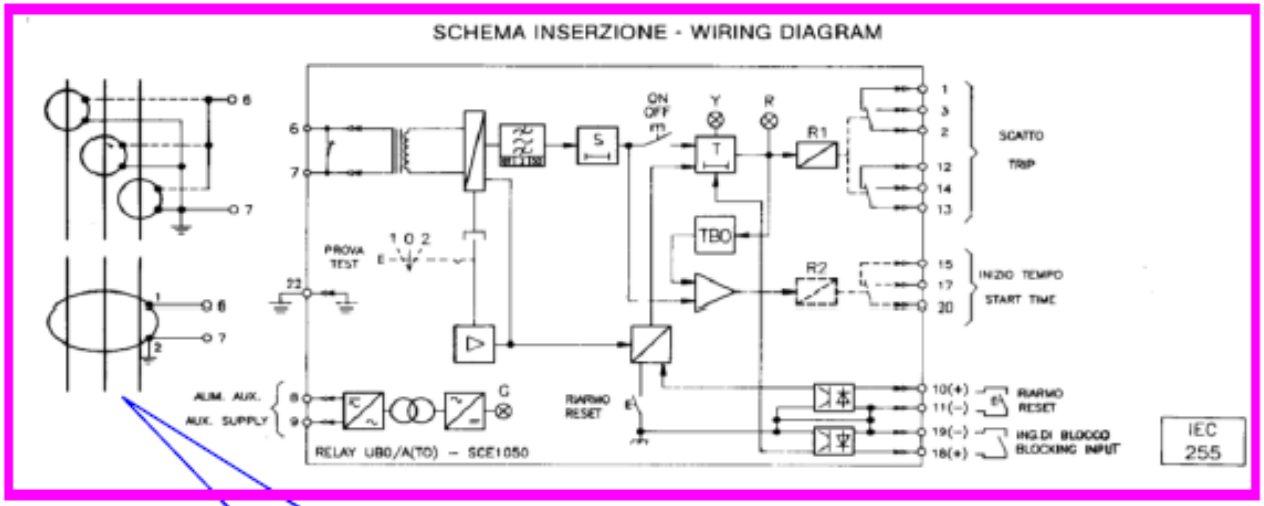



FIGURA 2

## Protección de CUBA UBO-A-MICROELÉCTRICA (Comprar un relé de éstos)




Características del TI 200/5

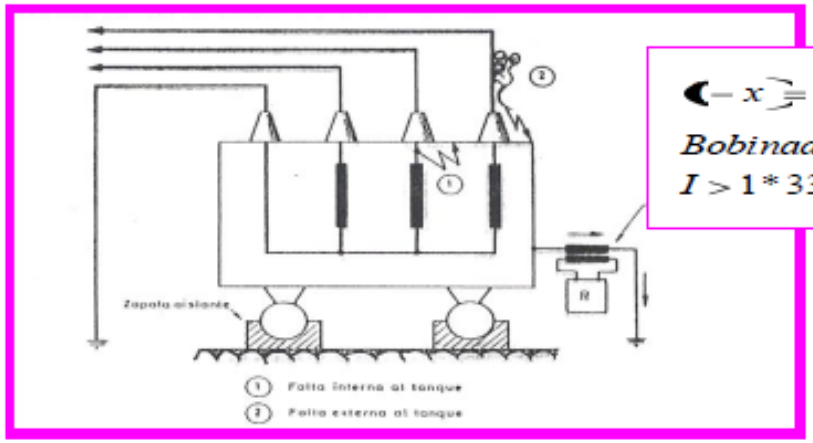
**FIGURA 4**

$$\sphericalangle - x = \frac{1*33*1*100}{7630} = 0{,}43\%$$

$Bobinado \text{sin } porteger$

$I > 1*33 = 33A; t > 10miliseg$

**NOTA: POR LO TANTO DEBE IR UN TI DE CUBA**




$$\sphericalangle - x = \frac{1*33*1*100}{7630} = 0{,}43\%$$

$Bobinado \text{sin } porteger$

$I > 1*33 = 33A; t > 10miliseg$

**FIGURA 5**

# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO

*CONEXIONES POSIBLES DE LOS TI*

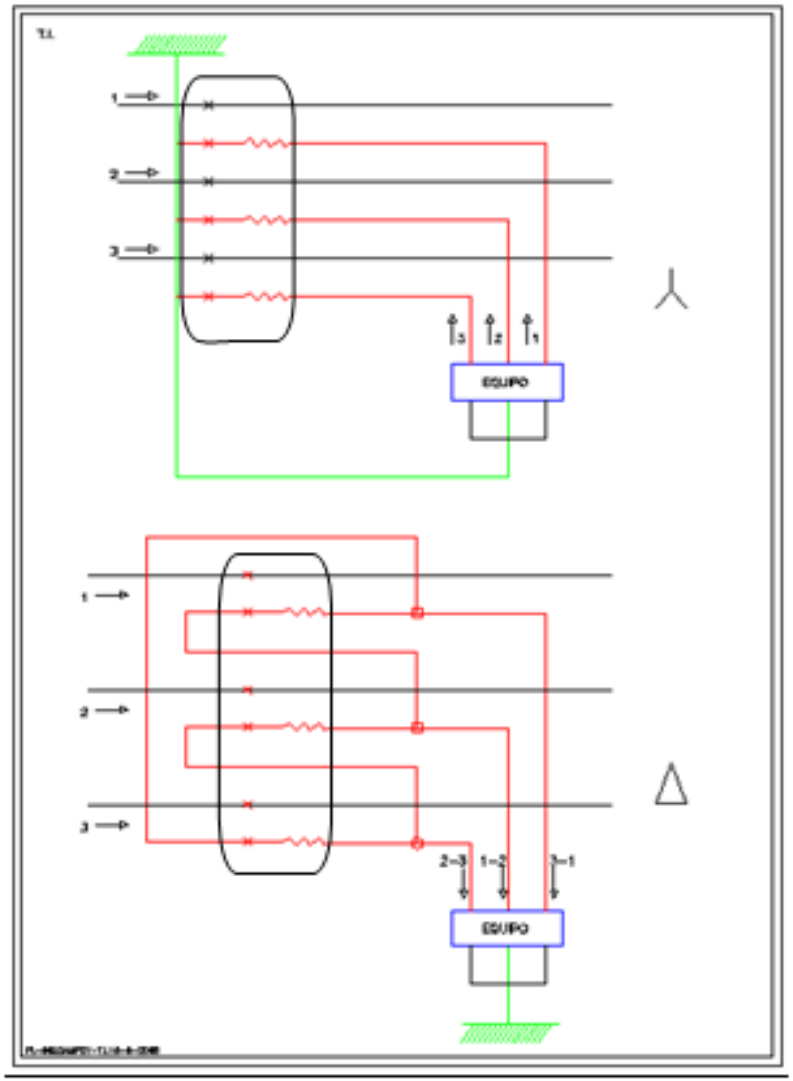



FIGURA 3

**NOTA:** En los planos de ingeniería de las Celdas de ABB, en los SERVICIOS AUXILIARES, debe corregirse el ingreso de las señales del TI toroidal de la tierra del Zig Zag, que va a los bornes 47 y 48, cerrándose las tierras de los TI de fases en 46. Plano 1YSA 353E0602.

*LA CONEXIÓN DEL RELÉ MICOM 123 EN LA CELDA DEBE SER:*

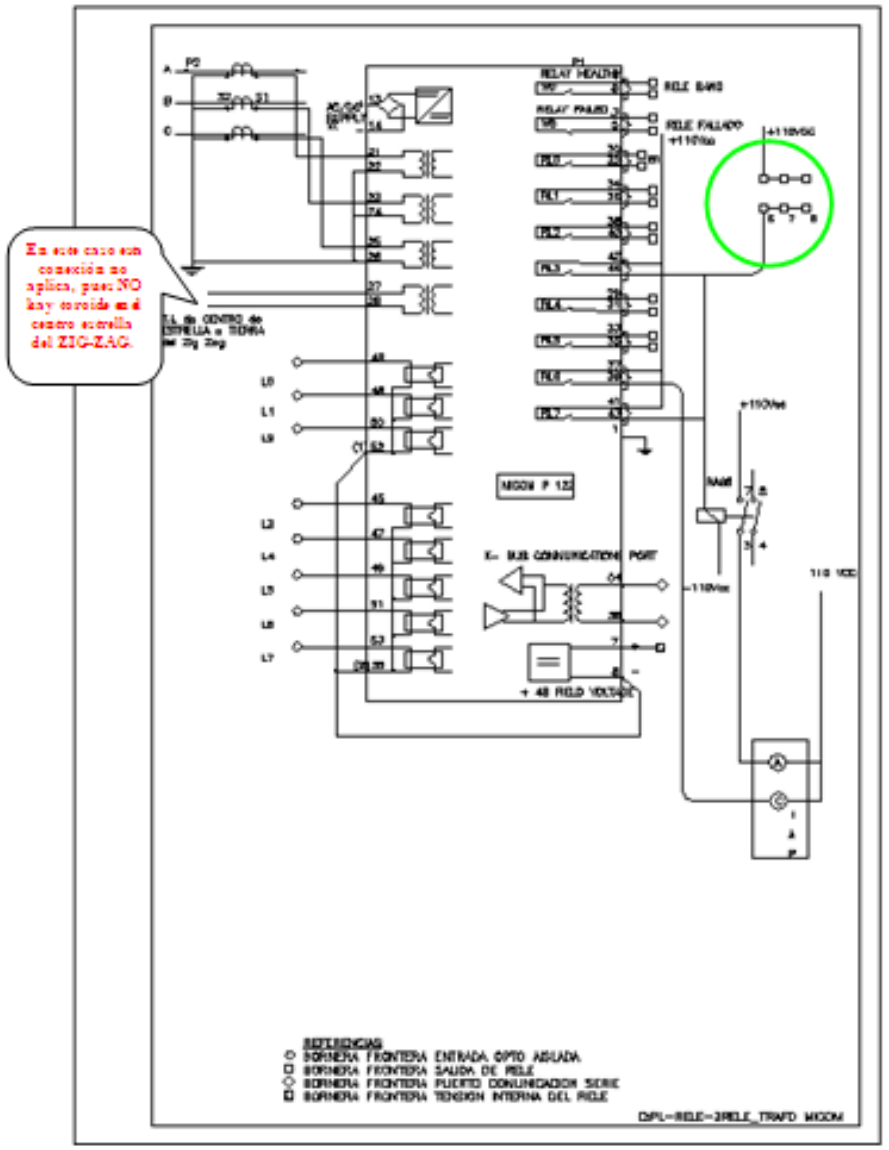
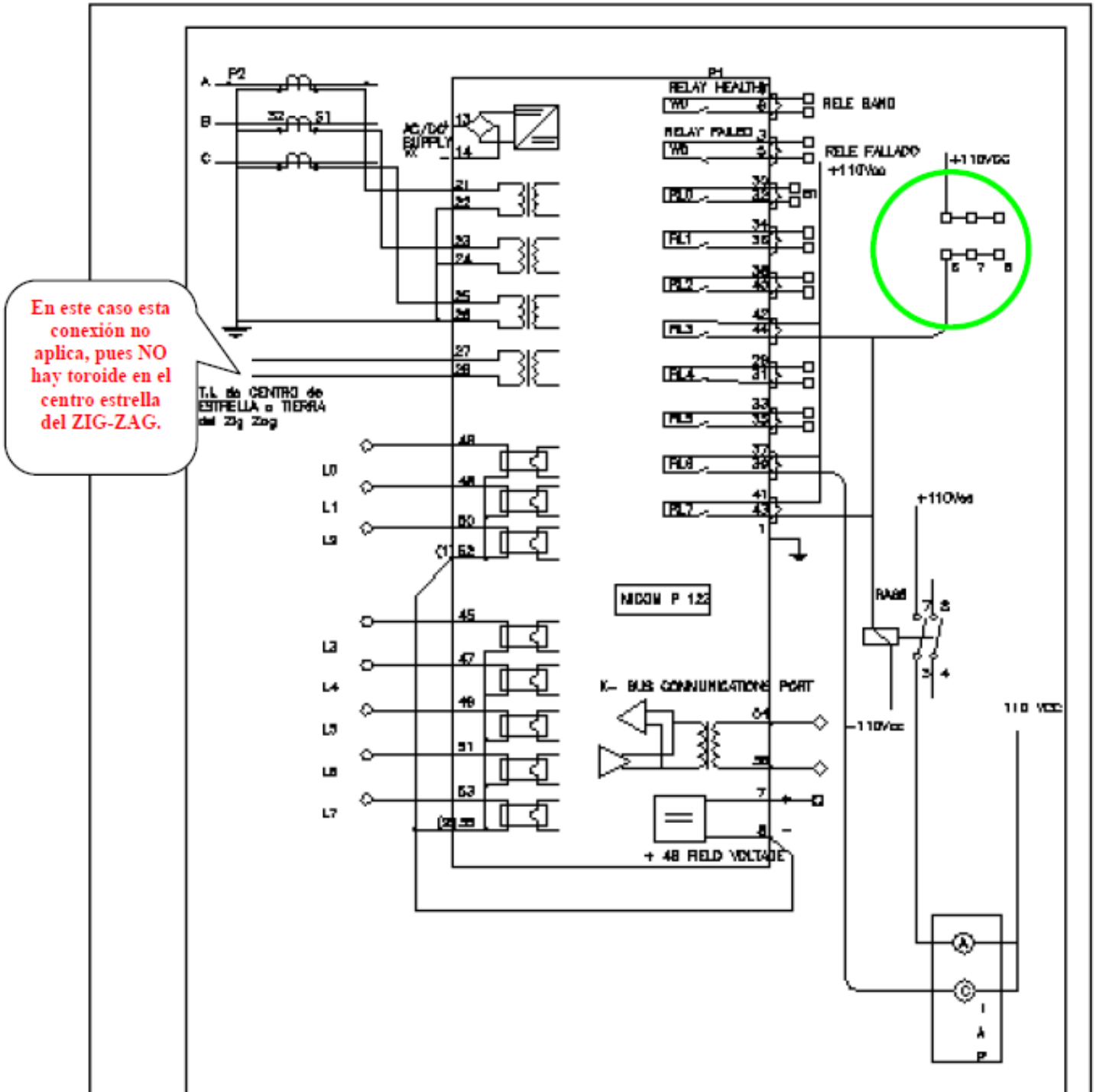
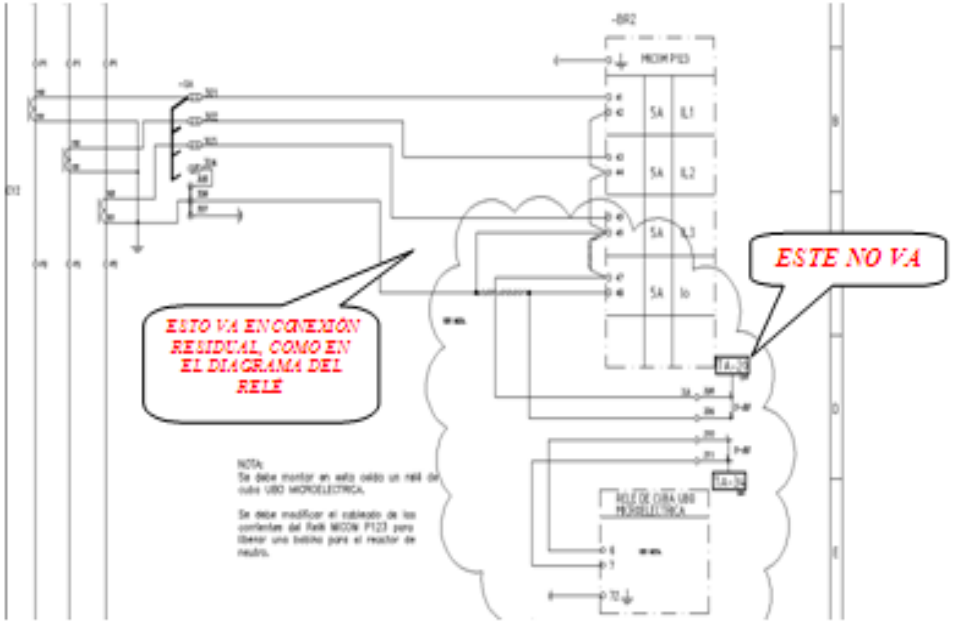
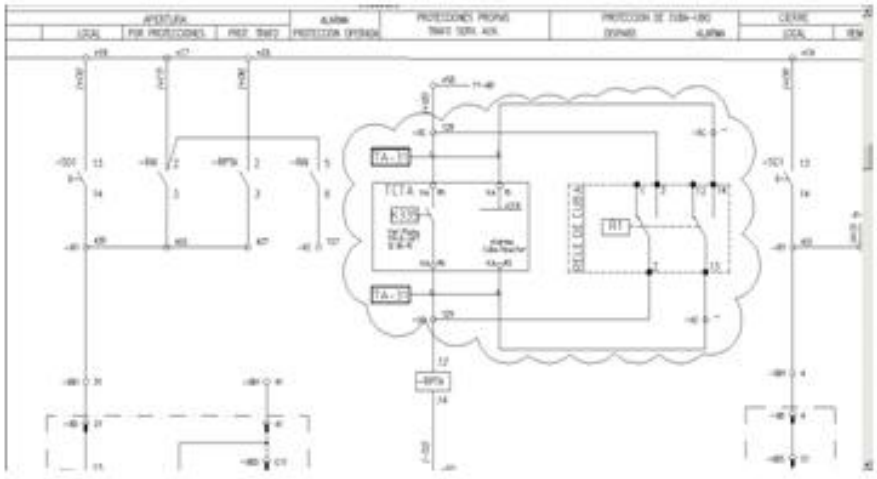


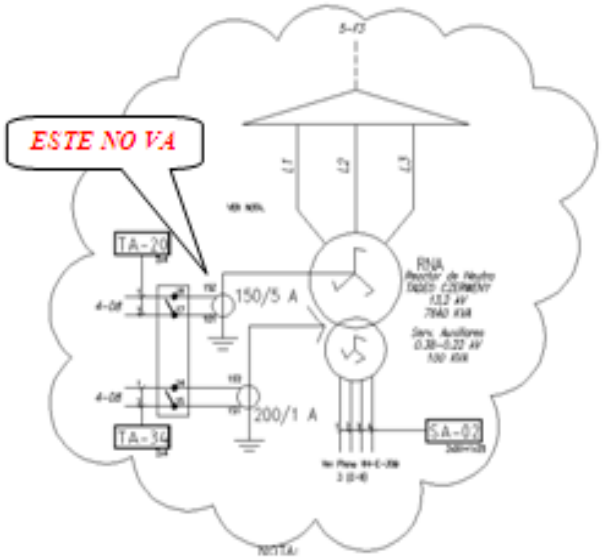

FIGURA 6


En este caso esta conexión no aplica, pues NO hay toroide en el centro estrella del ZIG-ZAG.
P2
P1
RELAY HEALTHY
RELE BANO
RELAY FAILED
RELE FALLADO
+110VDC
MICOM P 122
K- BUS COMMUNICATIONS PORT
+ 48 FIELD VOLTAGE
RAB6
110 VDC

# PROTECCIÓN DE CREADORES DE NEUTRO





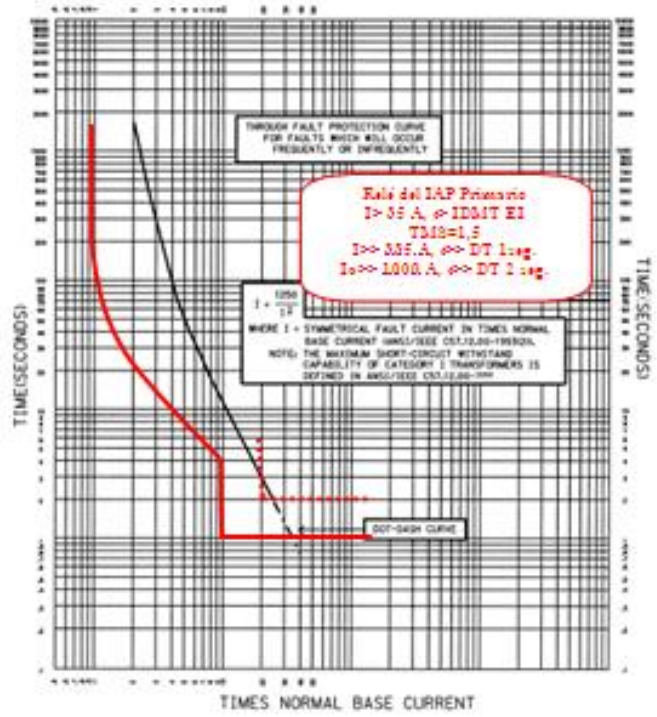




**Figure A.1—Category I transformers: 5–500 kVA single-phase; 15–500 kVA three-phase**

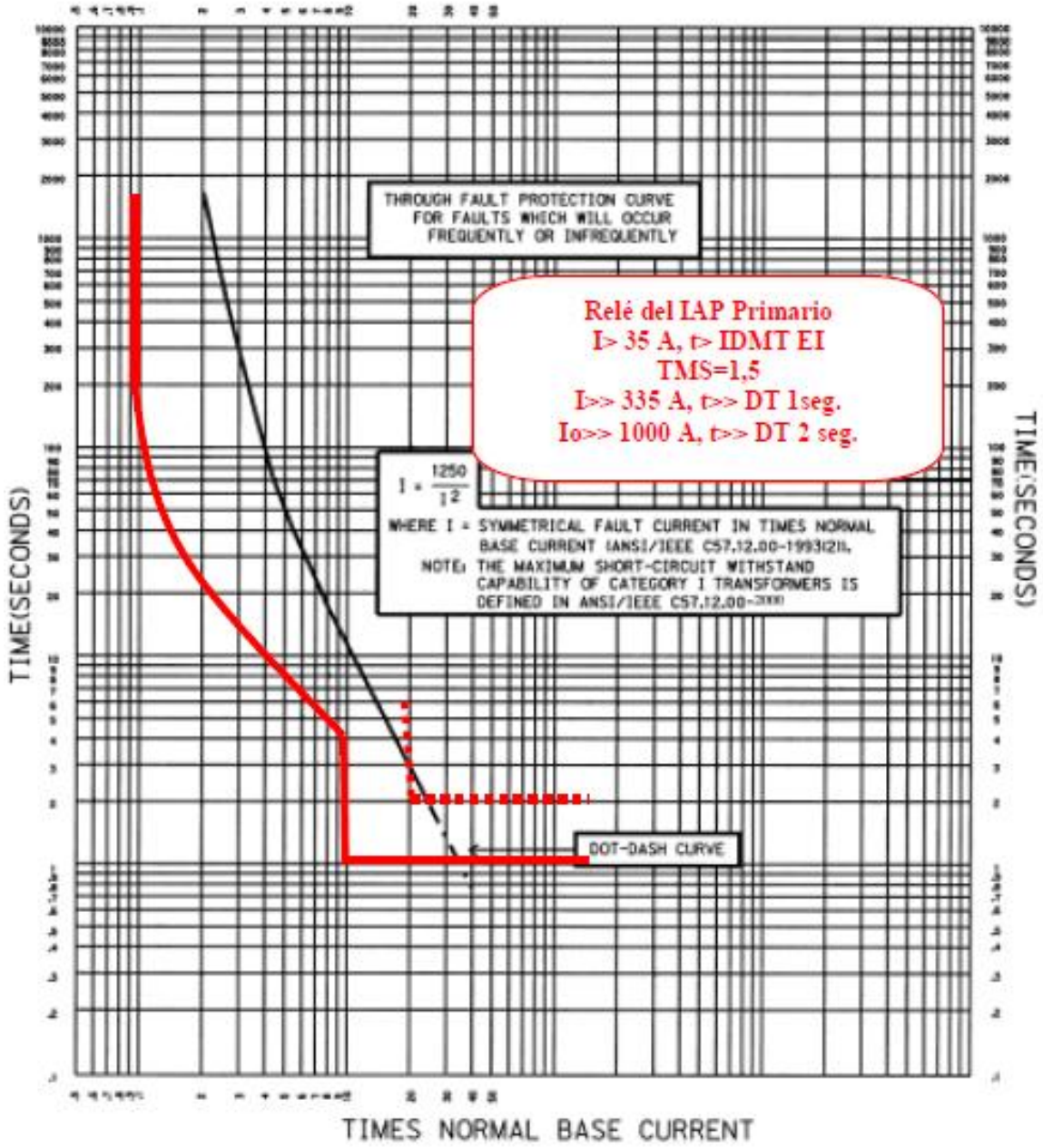
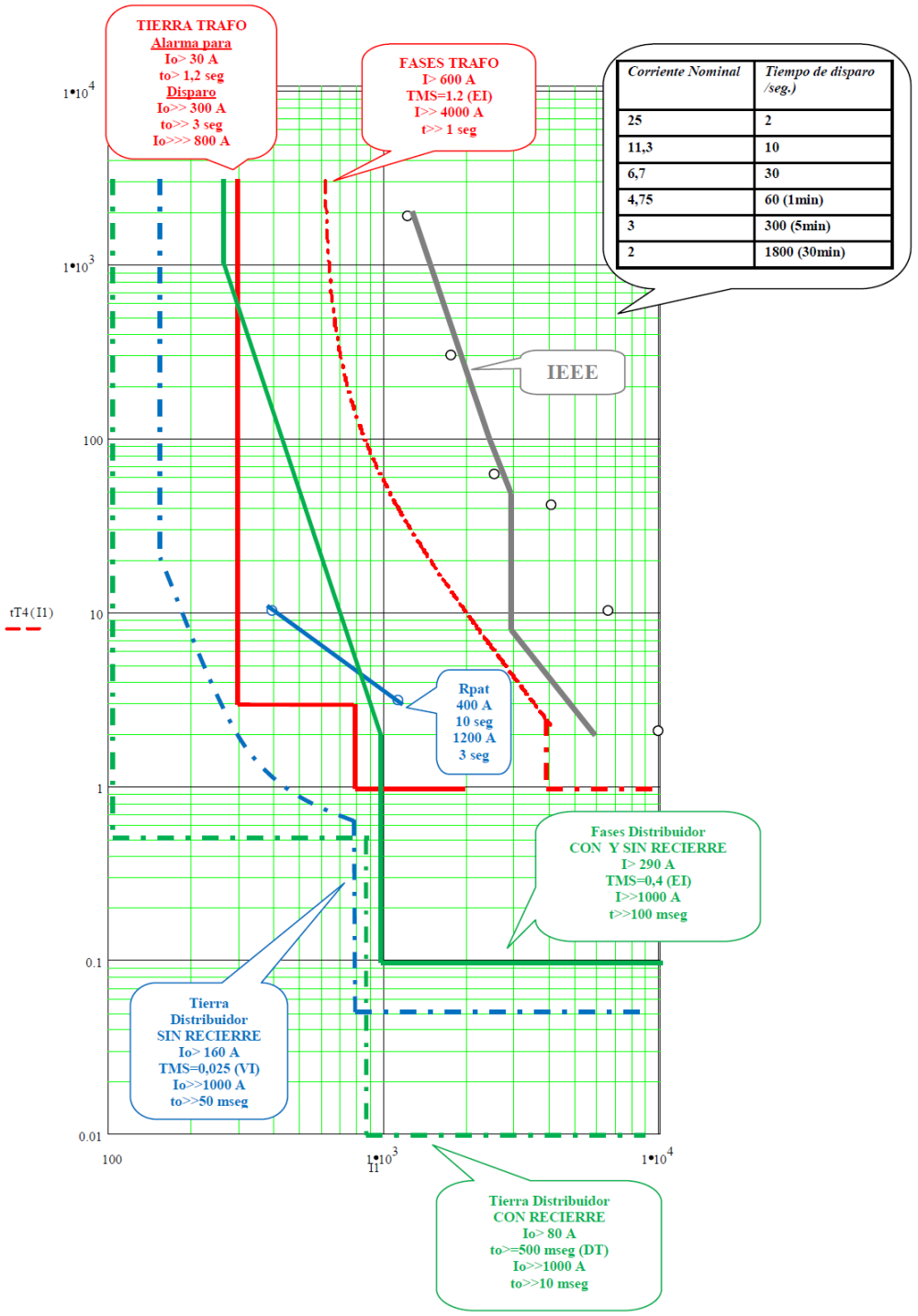



**Figure A.1—Category I transformers:**
**5–500 kVA single-phase;**
**15–500 kVA three-phase**

# PROTECCIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO ESTRELLA DEL TRASNFORMADOR DE POTENCIA



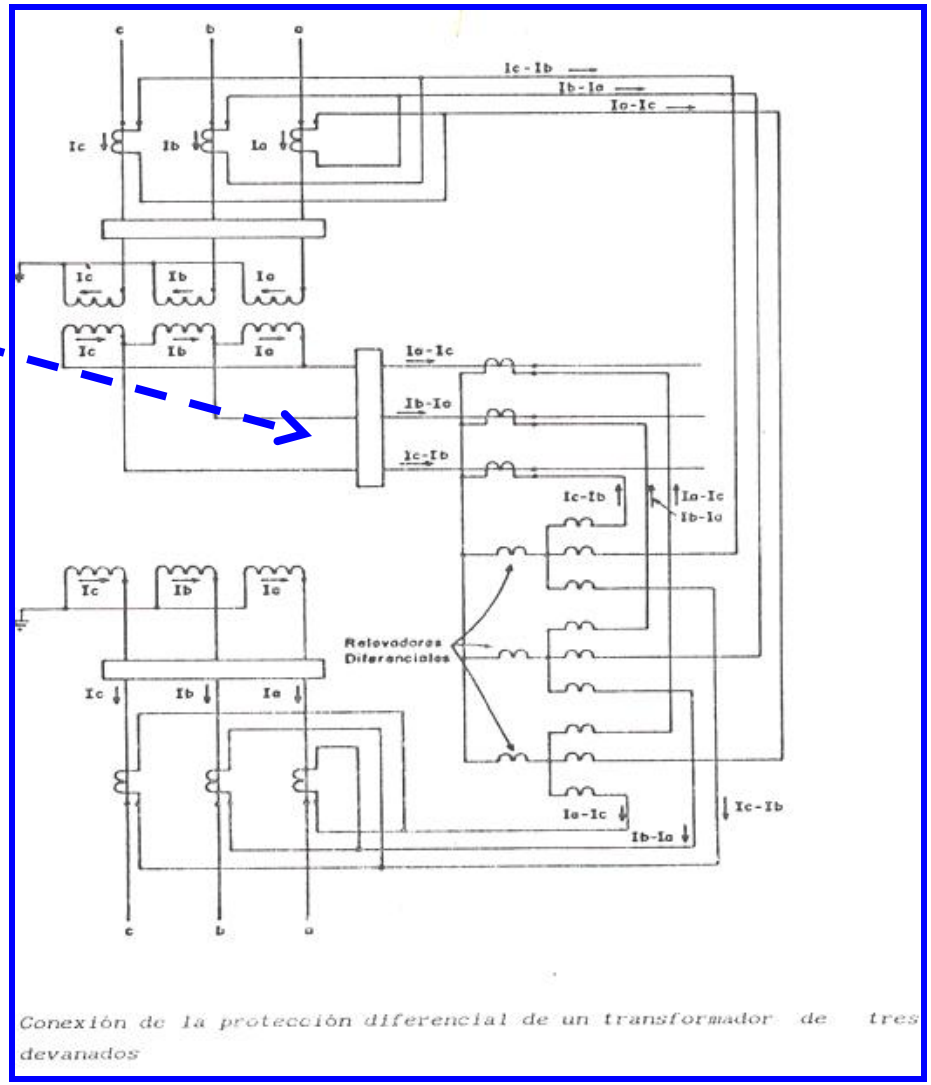
# ***PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE TRES ARROLLAMIENTOS***

# PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE TRES ARROLLAMIENTOS

Se pueden usar relés con dos elementos de retención y no tres cuando:

1. Cuando los circuitos del terciario se encuentran dentro de la zona del RD de primario y secundario. El terciario se ignora.
2. Cuando la Z del terciario es muy grande por lo que las corrientes de falla externa no producen grandes esfuerzos sobre la máquina. El terciario se ignora.
3. Cuando dos de los tres circuitos no posee generación.

Se parametriza como si fueran trafos de dos arrollamientos




Conexión de la protección diferencial de un transformador de tres devanados

# PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE TRES ARROLLAMIENTOS

a) Se conectan en paralelo los TI sin G y se unen con uno de los elementos de retención de los RD. **El G y la falla suministran las corrientes de retención**. Para valores de falla externa muy grandes hay que verificar la corriente exterior secundaria de los TI, sin corriente primaria, y que están en paralelo con el circuito en falla, pues en éstas condiciones, esa corriente puede provocar error en la medición.

b) En este caso los TI en paralelo son con G y con falla. En este caso con IAP abierto, a los RD llega solo la corriente de desbalance y no las de retención y puede operar por sobrecorriente.

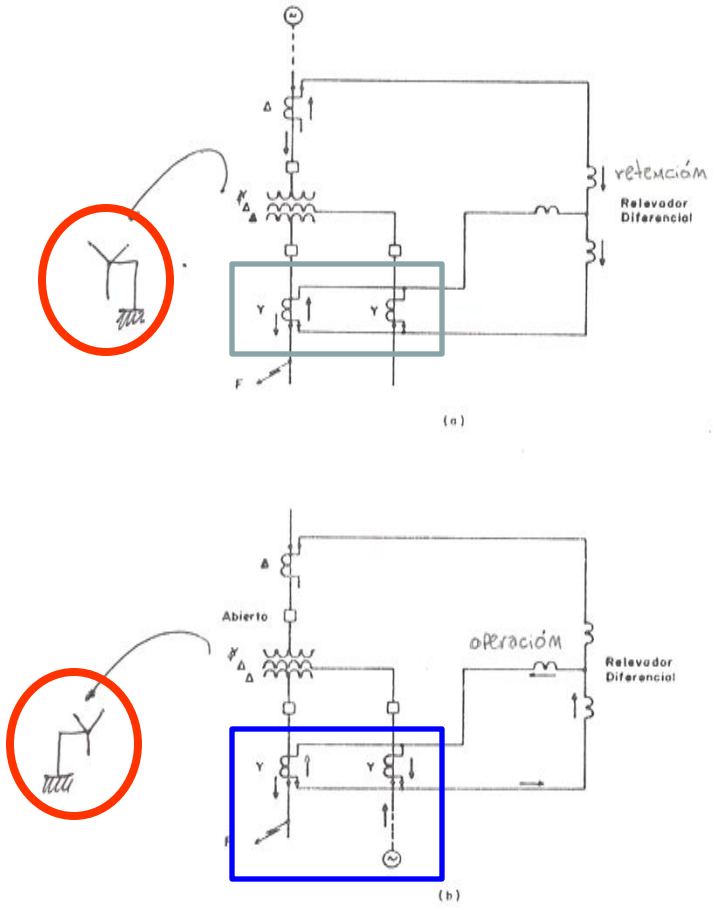



Fig. 8.4 Protección de un transformador de tres devanados con un relevador diferencial de dos elementos de retención

# Protección de transformadores de tres arrollamientos. Especificaciones de Transener

- ***Principales del Nivel de AT***
- Diferencial total
- REF (Insensibiliza a la protección de la presencia del CBC)
- IT contra sobrecargas
- Sobreexitación
- Sobretensión (Triángulo)
- Bz
- ***Principales nivel de MT/BT***
- Sobrecorriente
- Sobretensión
- Cuba

# Protección de transformadores de tres arrollamientos

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

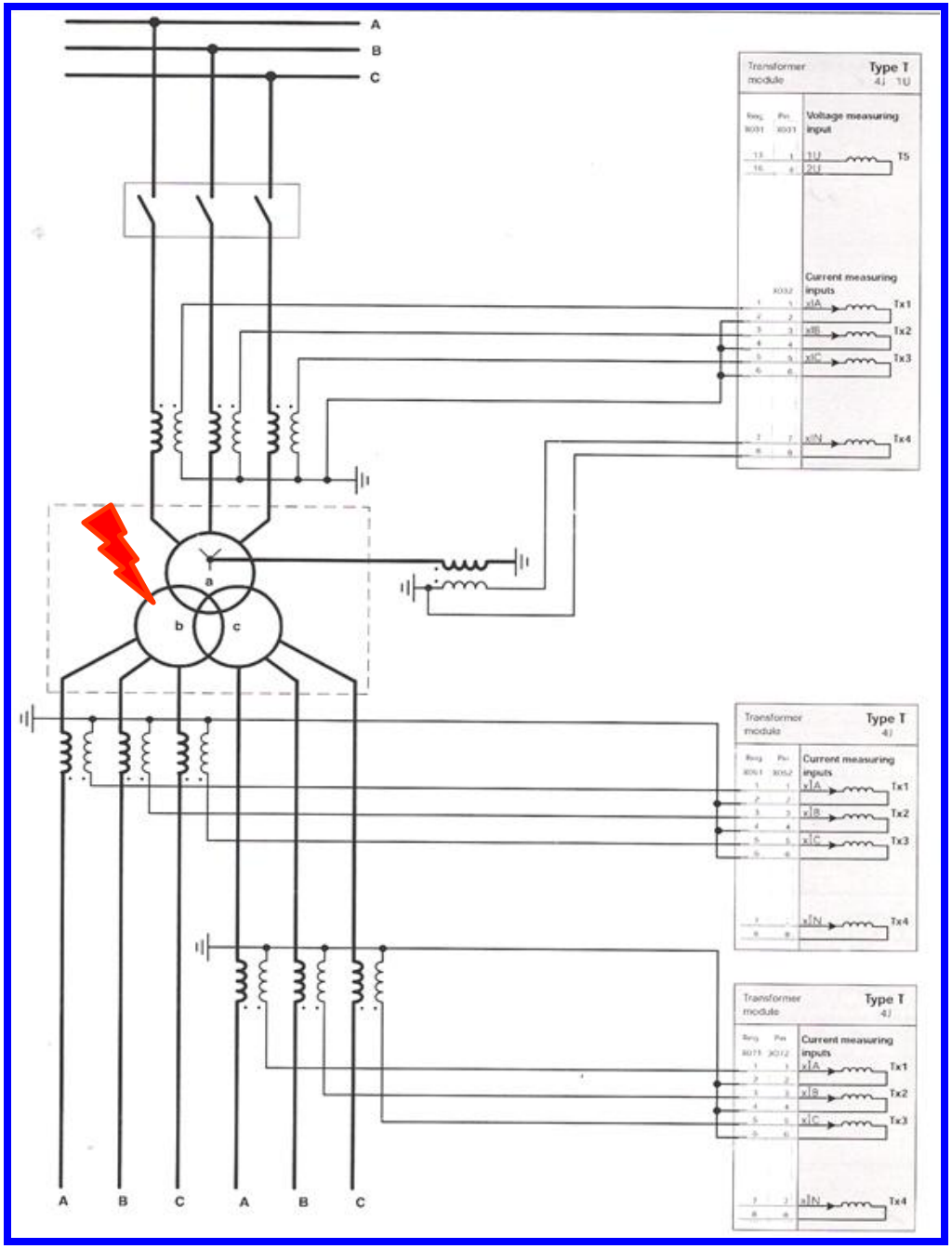
---

---

---

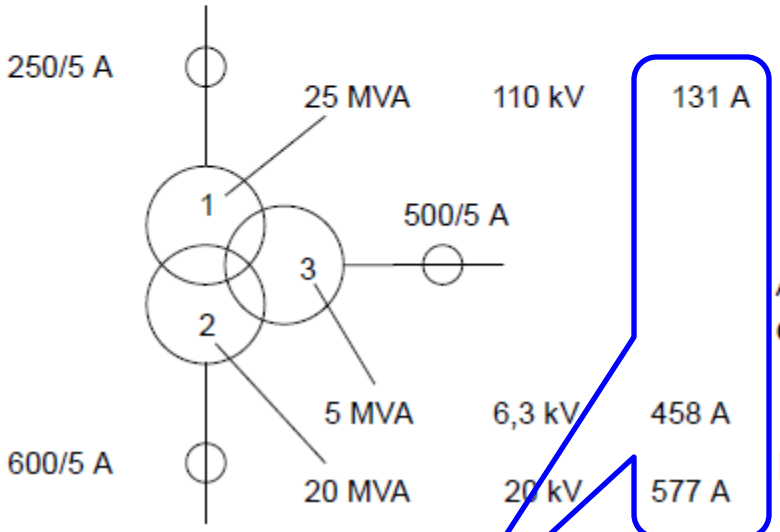
---

---



Los arrollamientos de un transformador de tres arrollamientos normalmente tienen diferentes capacidades de potencia y debe elegirse una potencia de referencia, la que se usa para los tres arrollamientos. Todos los ajustes de la protección desde entonces están referidos a las corrientes de referencia calculadas a partir de la potencia de referencia.

**RET 316**
**ABB**




**NOMINALES**

**$S_{REFERENCIA}$**

Asumiendo que la potencia de referencia $S_B$ sea de 25 MVA, las corrientes de referencia $I_B$ y los factores "a" se convierten en:

$$I_{B1} \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_{TN1}} = \frac{25}{\sqrt{3} \times 110} = 131\,A \qquad a1 = \frac{I_{CT1}}{I_{B1}} = \frac{250}{131} = 1.91$$

$$I_{B2} \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_{TN2}} = \frac{25}{\sqrt{3} \times 20} = 722\,A \qquad a2 = \frac{I_{CT2}}{I_{B2}} = \frac{600}{722} = 0.83$$

$$I_{B3} \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_{TN3}} = \frac{25}{\sqrt{3} \times 6.3} = 2291\,A \qquad a3 = \frac{I_{CT3}}{I_{B3}} = \frac{500}{2291} = 0.22$$

Los mismos resultados se obtienen aplicando las fórmulas con la potencia de referencia $S_B$:

$$a1 = \frac{U_{TN1} \times I_{CT1} \times \sqrt{3}}{S_B} = \frac{110 \times 250 \times \sqrt{3}}{25000} = 1.905$$

$$a2 = \frac{U_{TN2} \times I_{CT2} \times \sqrt{3}}{S_B} = \frac{20 \times 600 \times \sqrt{3}}{25000} = 0.83$$

$$a3 = \frac{U_{TN3} \times I_{CT3} \times \sqrt{3}}{S_B} = \frac{6.3 \times 500 \times \sqrt{3}}{25000} = 0.218$$

Una posibilidad adicional de compensar las diferentes potencias nominales en e arrollamientos es usar

- Los valores para adaptar la protección s de los t.c.'s y del transf
- los factores erentes potencias non

Los factores "a adas de la protección dife
Si los valores n modificados, los cambios se aplican al sistema de protección completo (es decir todas las funciones y variables medidas).

Esto puede verse en el siguiente ejemplo.

Valores de referencia:

Arrollamiento 1: Valor de referencia $= \frac{I_{TN1}}{I_{CT1}} = \frac{131}{250} = 0.524$

Arrollamiento 2: Valor de referencia $= \frac{I_{TN2}}{I_{CT2}} = \frac{577}{600} = 0.962$

Arrollamiento 3: Valor de referencia $= \frac{I_{TN3}}{I_{CT3}} = \frac{458}{500} = 0.916$

$S_{REFERENCIA}$

NOMINALES

Factores a1, a2 y a3:

$$a1 = \frac{I_{TN1}}{I_{B1}} = \frac{131}{131} = 1$$

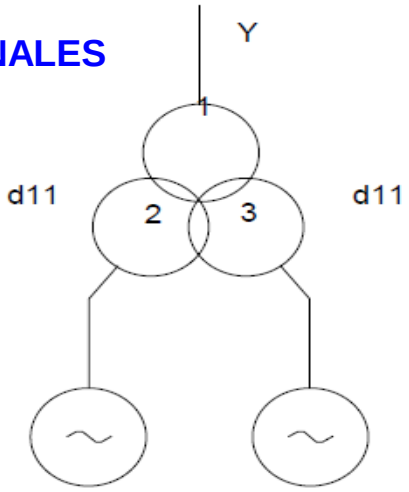
$$a2 = \frac{I_{TN2}}{I_{B2}} = \frac{577}{722} = 0.799$$

$$a3 = \frac{I_{TN3}}{I_{B3}} = \frac{458}{2291} = 0.200$$

**Grupo de conexión de un transformador trifásico s1, s2, s3**

El factor s1 define la conexión de los tres arrollamientos de fase 1. Los factores s2 y s3 definen el grupo de conexión de los arrollamientos 2 y 3 respectivamente, es decir que ellos definen primeramente como se conectan los arrollamientos y en segundo término su ángulo de fase referido al arrollamiento 1.

La siguiente disposición es un ejemplo de dos generadores con un transformador elevador común:




HEST 905 004c C

Los factores correspondientes son:

s1 = Y

s2 = d11

s3 = d11

Los factores s2 y s3 se definen de acuerdo a su desplazamiento de fase en relación con su lado de AT, es decir al arrollamiento 1.

**Nota:**
Este ajuste del grupo vectorial (s2 = d11, s3 = d11) asume que con relación a la unidad protegida, el punto de estrella está formado simétricamente y aterrizado en el secundario de los t.c.'s principales.
Si esto no fuera posible por alguna razón (requerimientos de la planta), se debe compensar el grupo de conexión.

# ***PROTECCIÓN DE AUTO TRANSFORMADORES***

# PROTECCIÓN DE AUTO TRANSFORMADORES REF

La conexión mostrada en la figura es con el centro de estrella sólidamente aterrizado. **Este arreglo provee protección a todo tipo de falla entre fases y entre fases y tierra pero no entre espiras.**

Se requieren tres juegos de TI, uno en el lado de alta tensión, otro en el de baja tensión y otro en el punto neutro, al final del bobinado. ***Todos los TI deberían tener la misma relación.***

Un relé de alta impedancia conectado a un esquema de protección diferencial a tierra es también aplicable.

**Esta protección es inmune a la inrush porque ésta es cancelada en el TI de neutro. Tampoco hay corriente desbalanceada en el relé por el conmutador bajo carga.**

***Entonces el relé de alta impedancia puede ser aplicado sin restricción de armónicos, pendiente de carga o tiempo de retardo.***

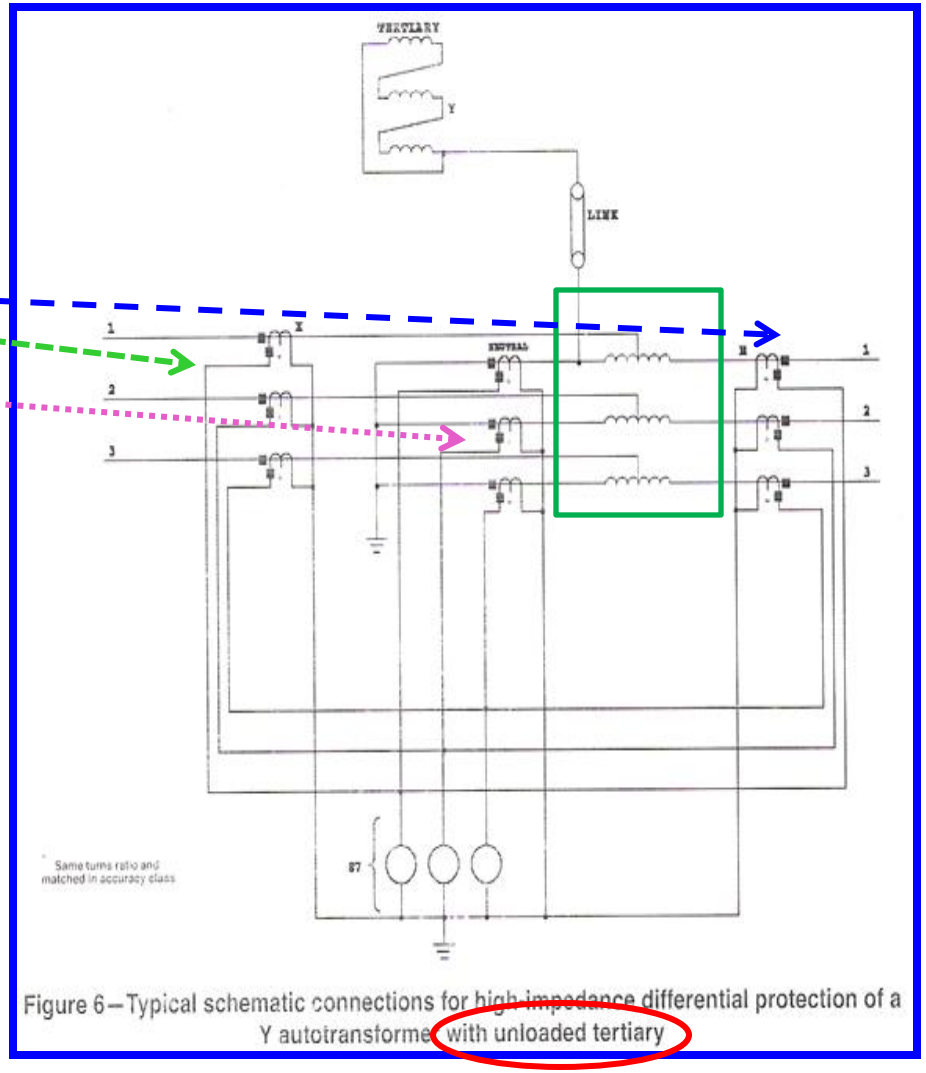



Figure 6—Typical schematic connections for high impedance differential protection of a Y autotransformer with unloaded tertiary

# PROTECCIÓN DE AUTO TRANSFORMADORES REF

- Los autotransformadores usualmente tienen un bobinado terciario en triángulo.
- **Debe notarse que con este tipo de esquema no se permiten protecciones que esten en el bobinado terciario en triángulo, por lo que los terminales de este bobinado no puede ser llevado a suministrar carga.**
- **Una esquina del triángulo puede ser conectado entre el fin de una fase del bobinado principal y el TI de neutro.**
- **En este arreglo el bobinado terciario es incluido en la zona de protección diferencial y el relé censará la corriente a tierra en el bobinado terciario, este esquema no provee protección para falla de fase o entre espiras en el bobinado terciario.**

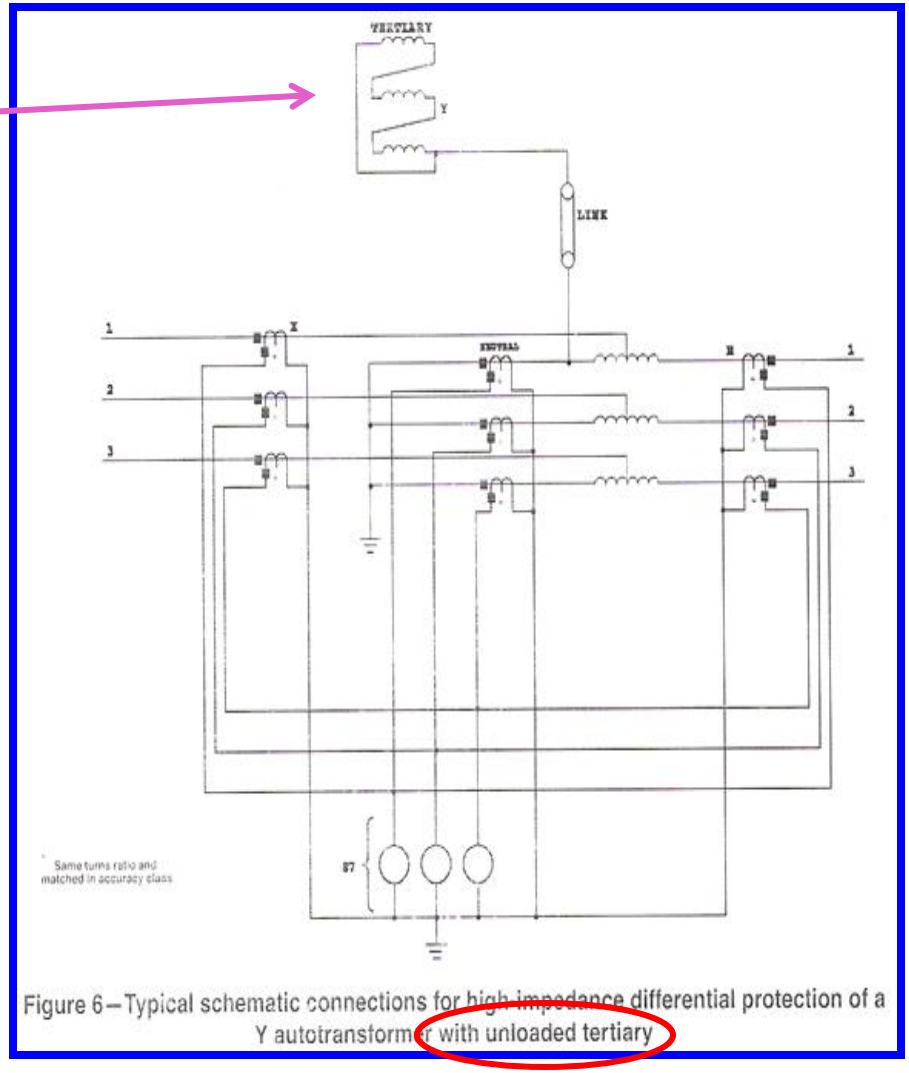
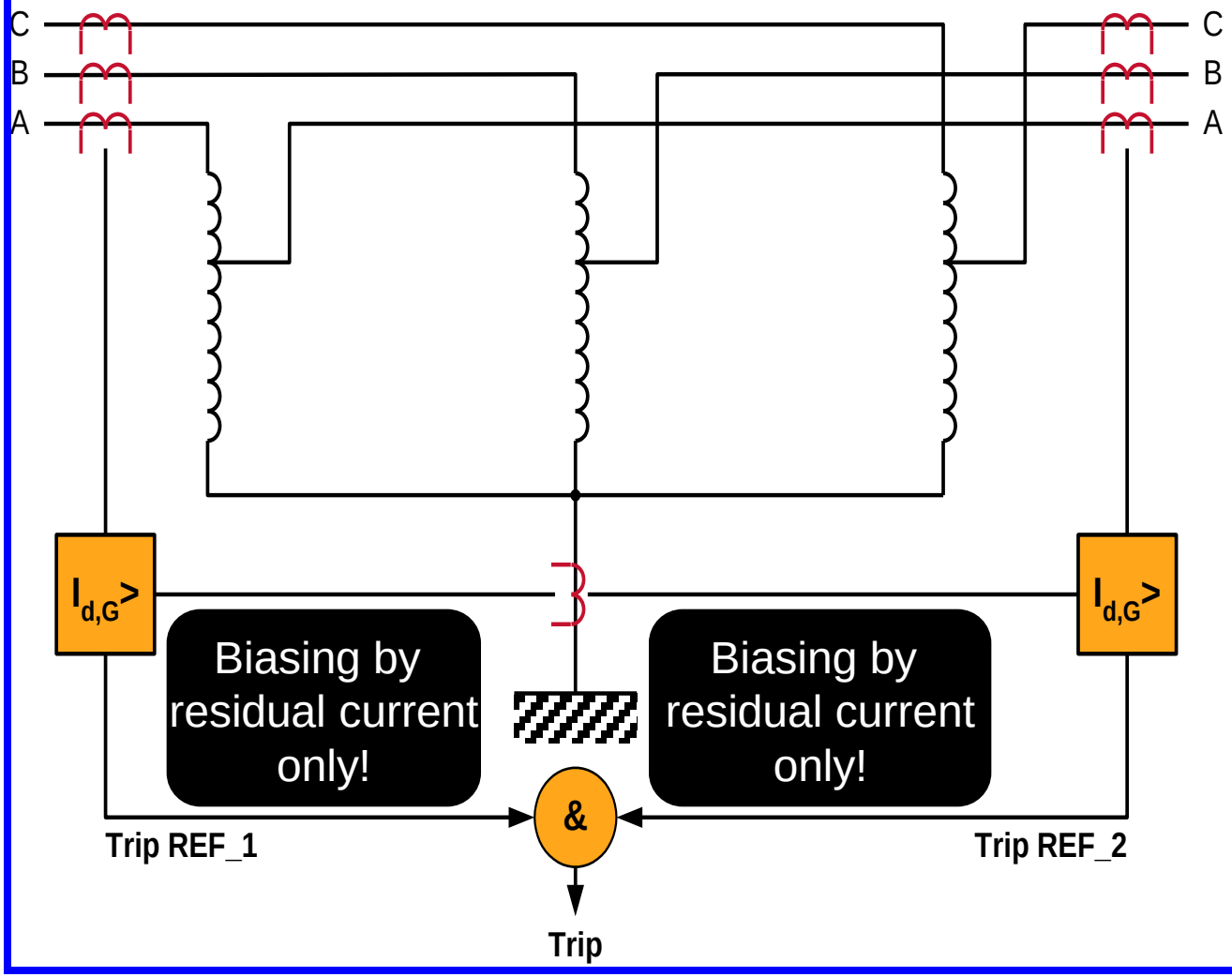


Figure 6—Typical schematic connections for high-impedance differential protection of a Y autotransformer with unloaded tertiary

# *Autotransformers: Application of Low Impedance REF*



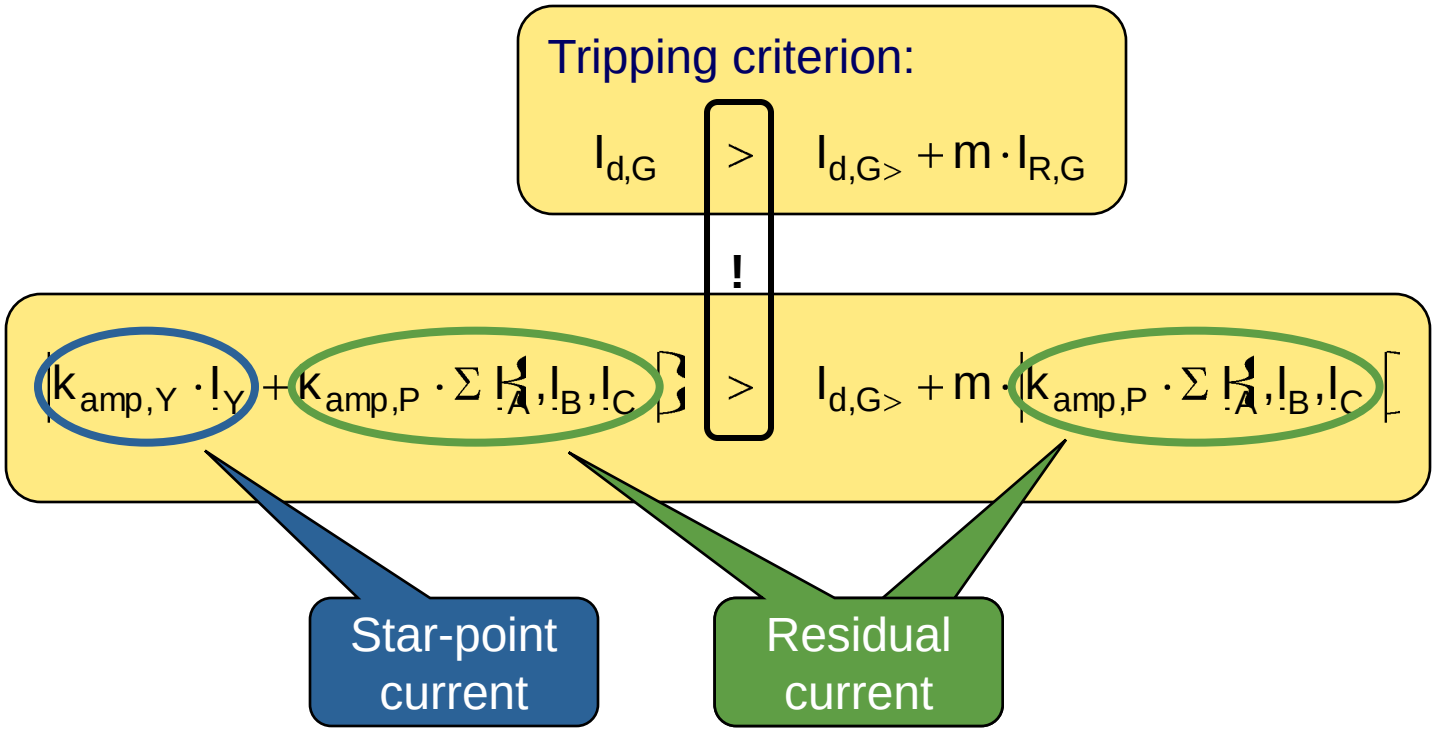

Para la protección del autotransformador, se usa REF con relé de alta impedancia para los dos terminales.

Son **Y – Y**

Ó

Δ - Δ

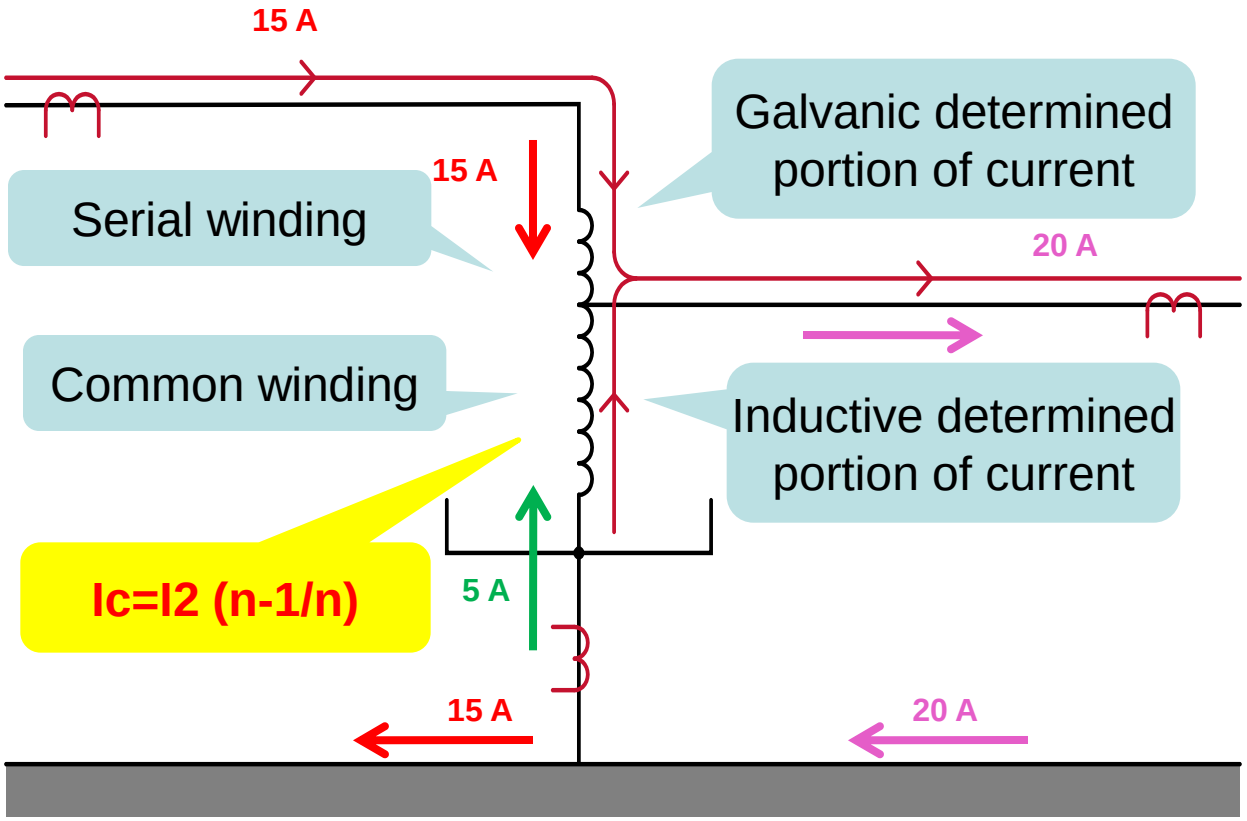
# *Autotransformers: Biasing by Residual Current*




**Tripping is possible only in case of equal polarity of star-point current and residual current.**

# Autotransformers: Symmetrical Load Current

$$I_1 * N_1 = I_2 * N_2$$




La sensibilidad de la REF es distinta para el bobinado común que para el serie.

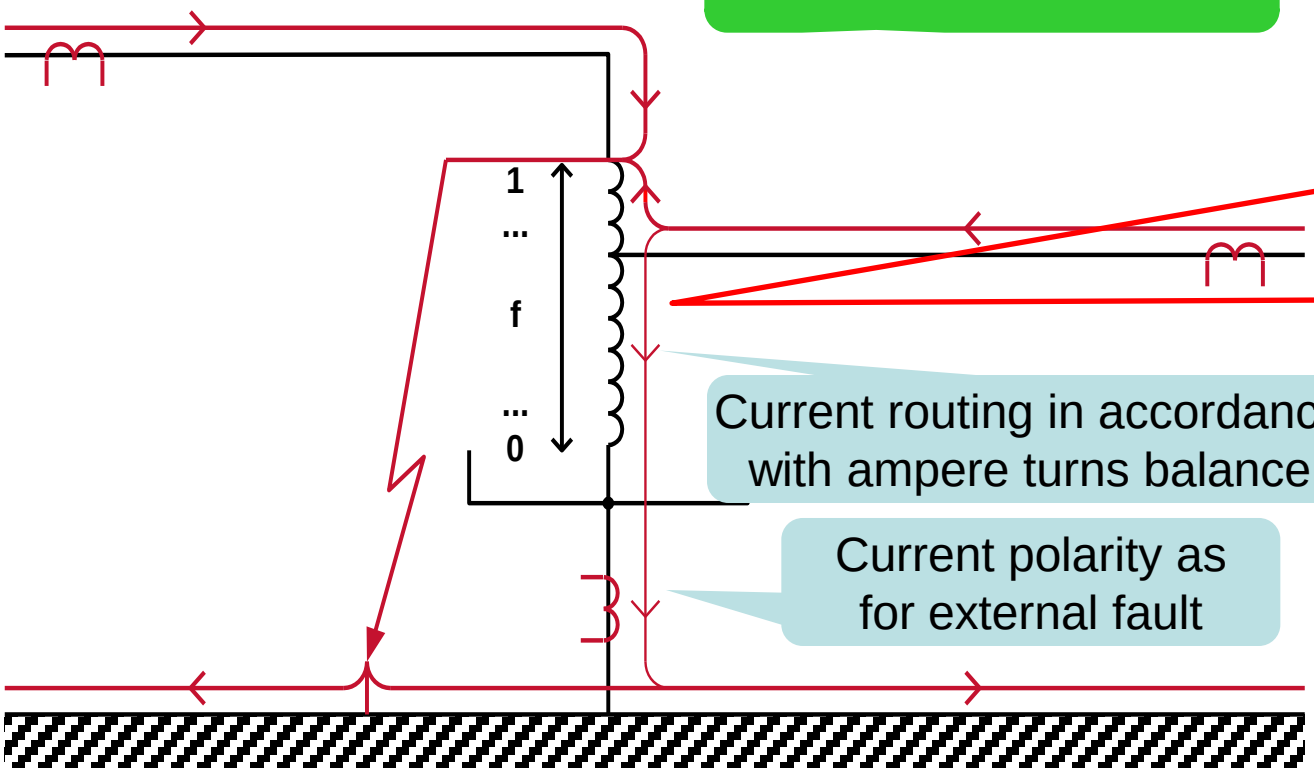
La corriente a través del bobinado en serie induce corriente a través del bobinado común que es determinada en amplitud y fase por la regla de los AV.

En caso de carga simétrica una parte de la corriente generada por inducción fluye desde el punto central de la estrella a través del bobinado común, la cual es cancelada en el punto central de la estrella por las otras dos corrientes de fases.

Entonces la corriente del centro de estrella a tierra es cero.

**In case of symmetrical load current an inductively generated portion of current flows always through the common winding.**

# *Autotransformers: Fault Location at Serial Winding*




**(N1-N2)*I1=N2*Ic**

En caso de falla a tierra, en la zona de bobinado serie, alimentada desde el lado de BT, resulta un flujo de corriente desde el centro de estrella a tierra.

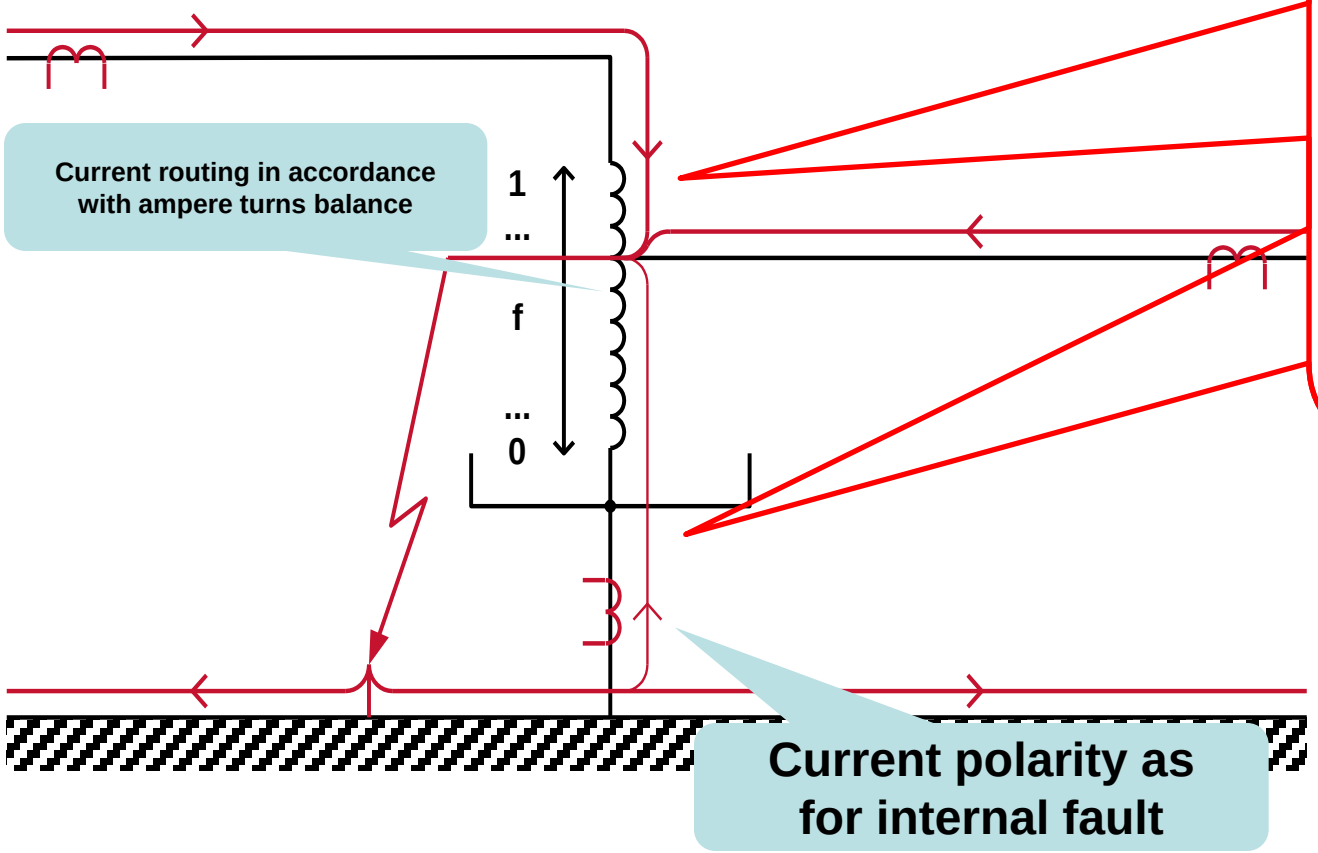
Current routing in accordance with ampere turns balance

Debido a la regla de los AV balanceados, la corriente es inducida en el bobinado común en la cual la polaridad es la misma que para una falla externa.

Current polarity as for external fault

**Infeed from low-voltage side results in paradoxical polarity of the current flowing through star-point grounding.**

# Autotransformers: Fault Location at Common Winding



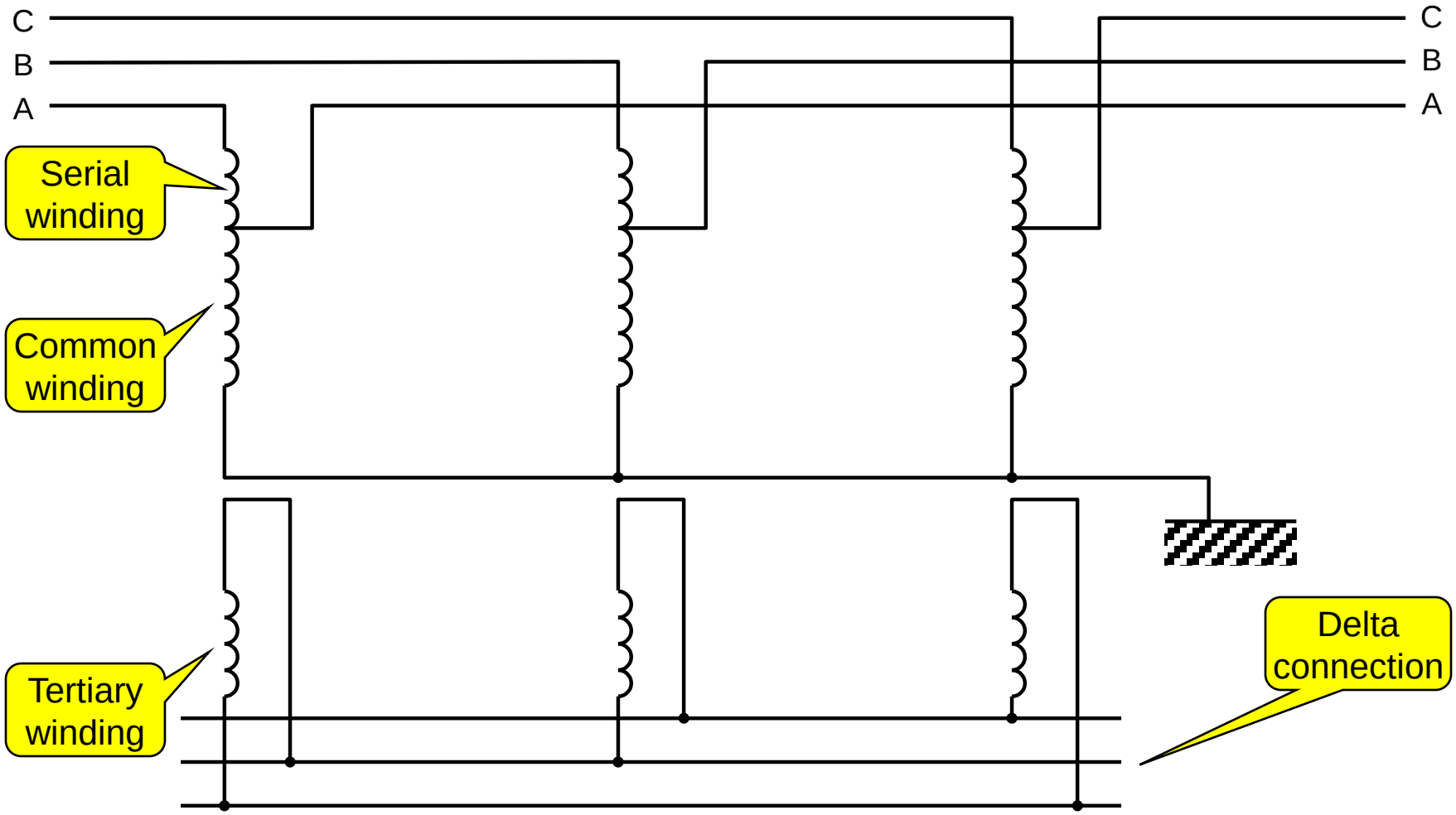

Al desplazar la ubicación de la falla en dirección al bobinado común, aparece ahora una corriente con polaridad inversa en el centro de estrella, dependiendo de la condición de alimentación basada en la regla de los AV balanceados, al menos en el punto de conexión en BT.

La sensibilidad de la REF para la localización de la falla dentro del bobinado serie, no es crítica en la practica, ya que la resultante de la falla a tierra, puede ser detectada por la protección diferencial del trafo sin ningún problema.

**By moving fault location in the direction of the common winding a polarity reversal of the star-point current is achieved.**

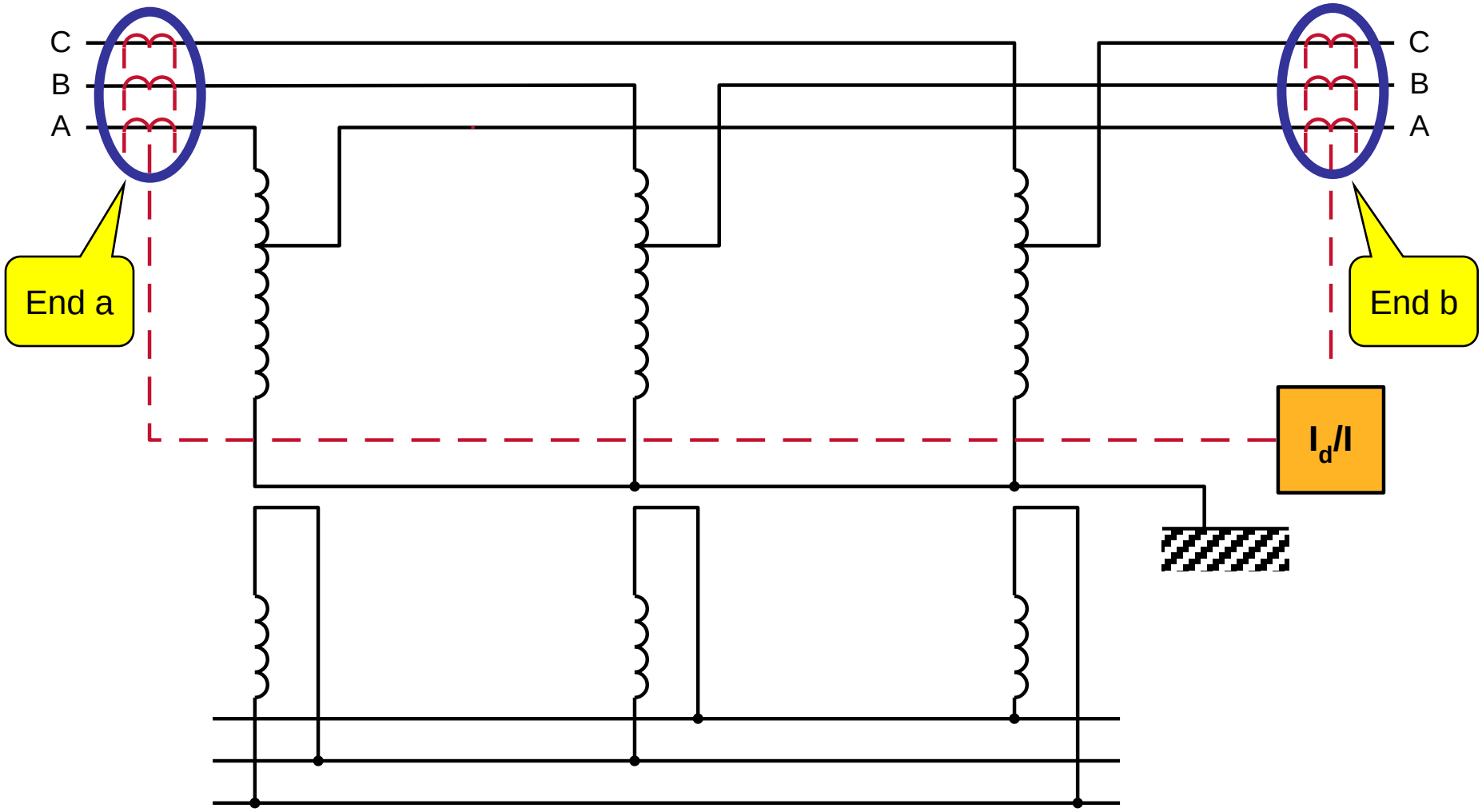
# Transformer Differential Protection

## *Autotransformers with Tertiary Stabilizing Winding*



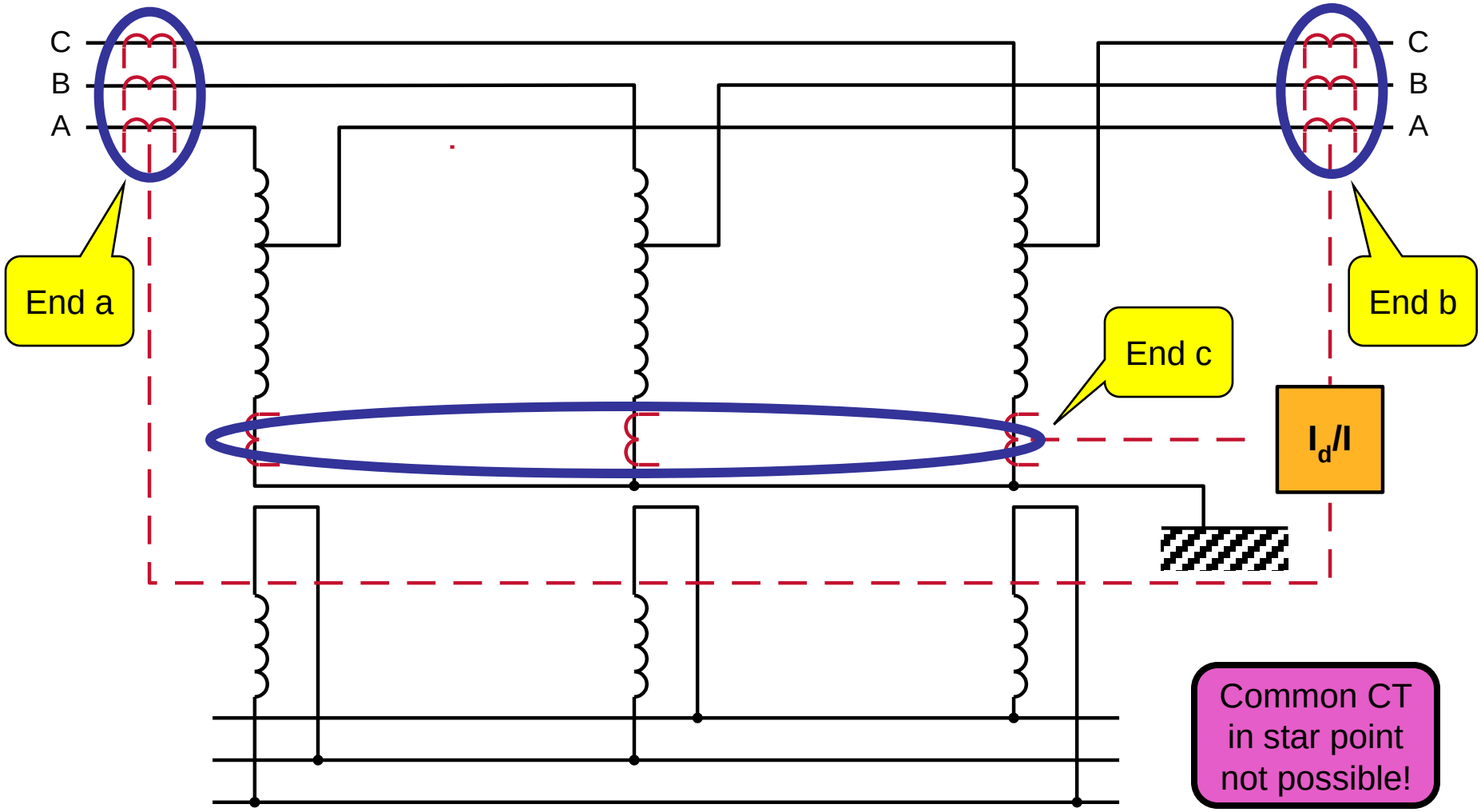
# Transformer Differential Protection

## *Autotransformers: 2-end Differential Protection*



# Transformer Differential Protection

## *Autotransformers: 3-end Differential Protection*



# Transformer Differential Protection

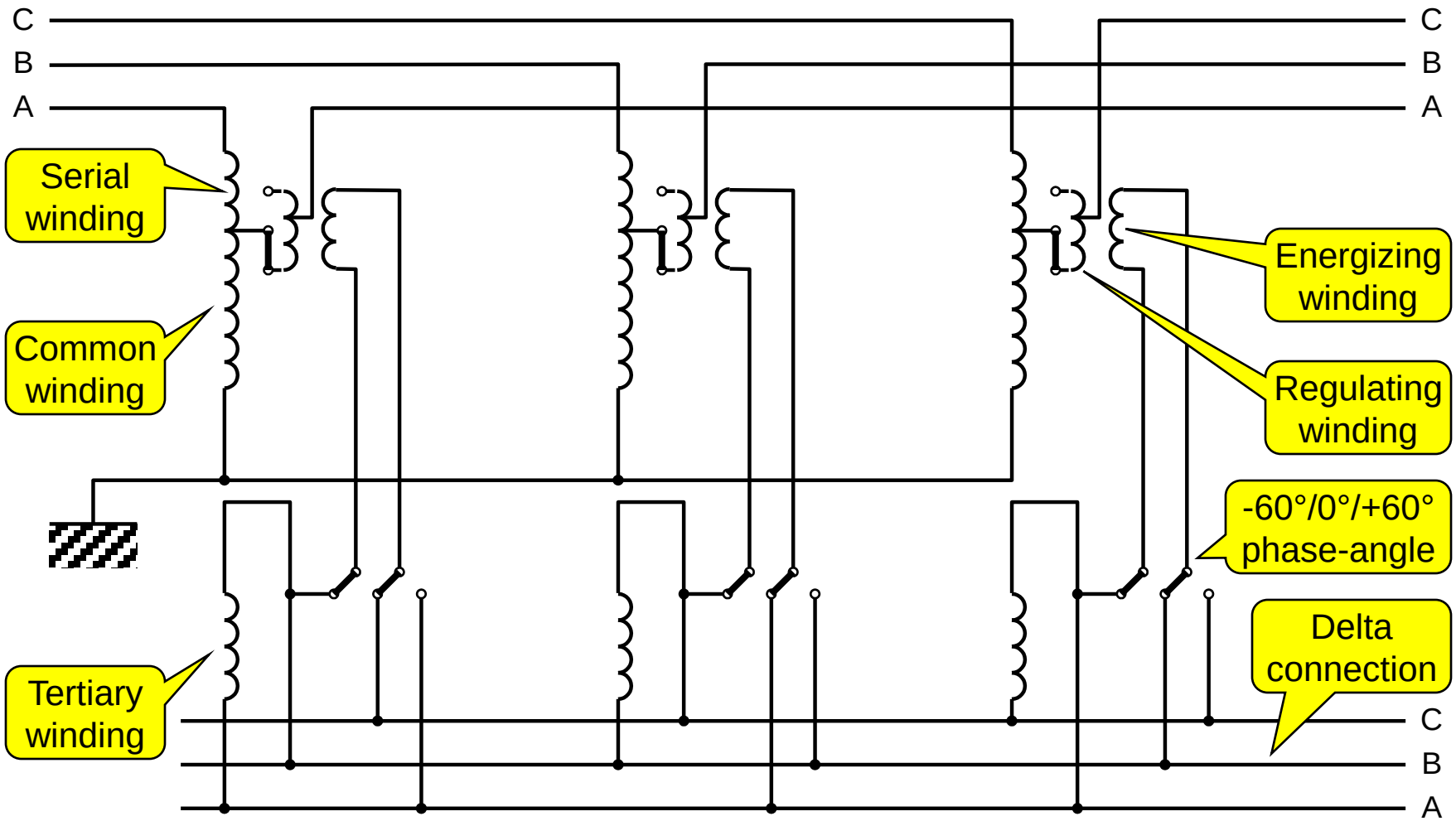
## *Autotransformers: Protection Scheme Comparison*

| | 2-end | 3-end |
|---|---|---|
| Amplitude matching | $V_{nom,a} \neq V_{nom,b}$ | $V_{nom,a} = V_{nom,b} = V_{nom,c}$ |
| Vector group matching | $VG_{a-b} = 0$ | $VG_{a-b} = 0$, $VG_{a-c} = 0$ |
| Zero sequence current filt. | With | Without |
| Inrush stabilization | With | Without |
| Phase segregation | No | Yes |
| Affected by tap changing | Yes | No |
| Ground fault sensitivity | Low | High |
| Interturn faults protection | Yes | No |
| Tertiary winding protection | No | No |

**3-end differential protection is based on 1st Kirchhoff's Law for a galvanic connected electrical node.**

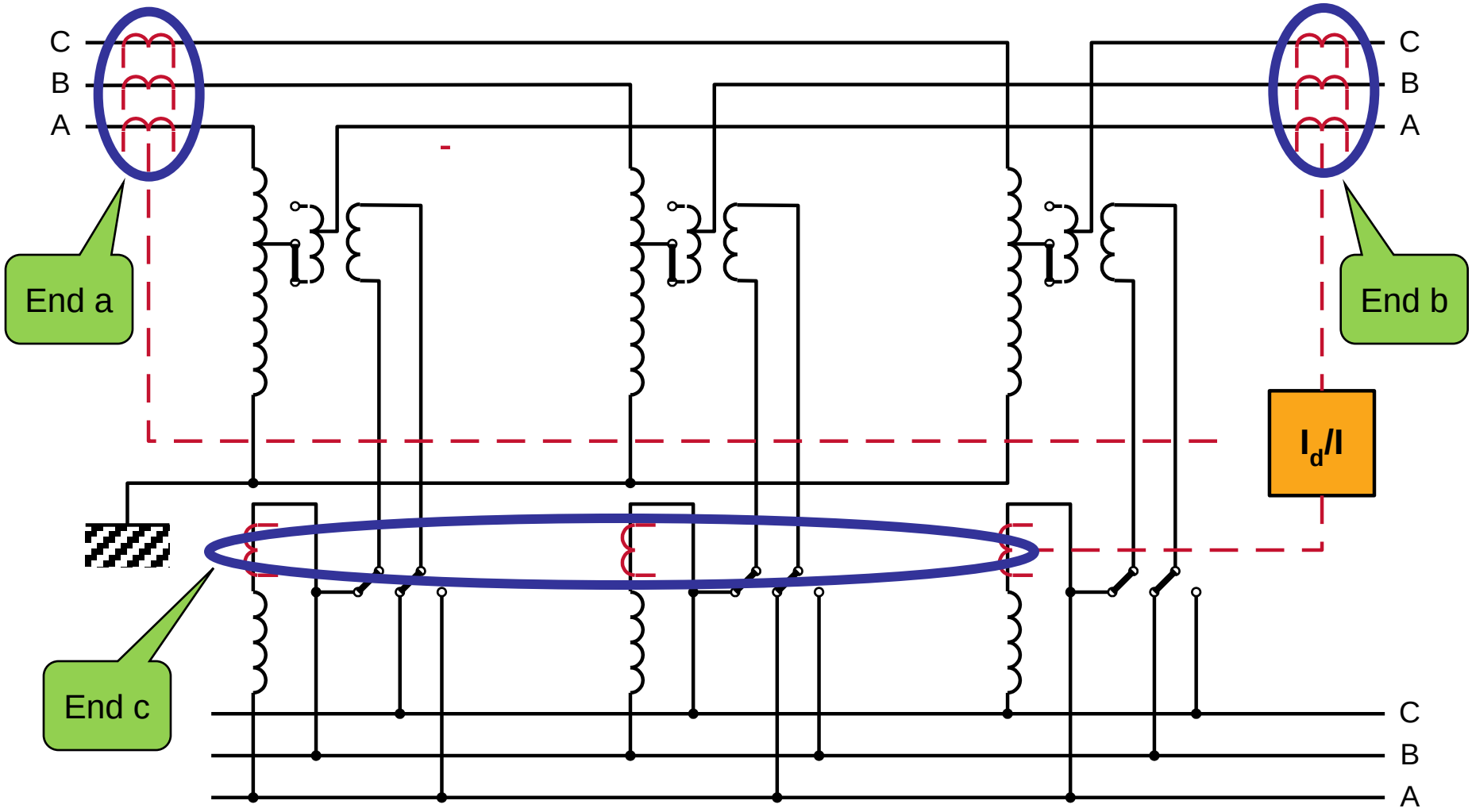
# Transformer Differential Protection

## *Autotransformers with Phase-Angle Regulation*



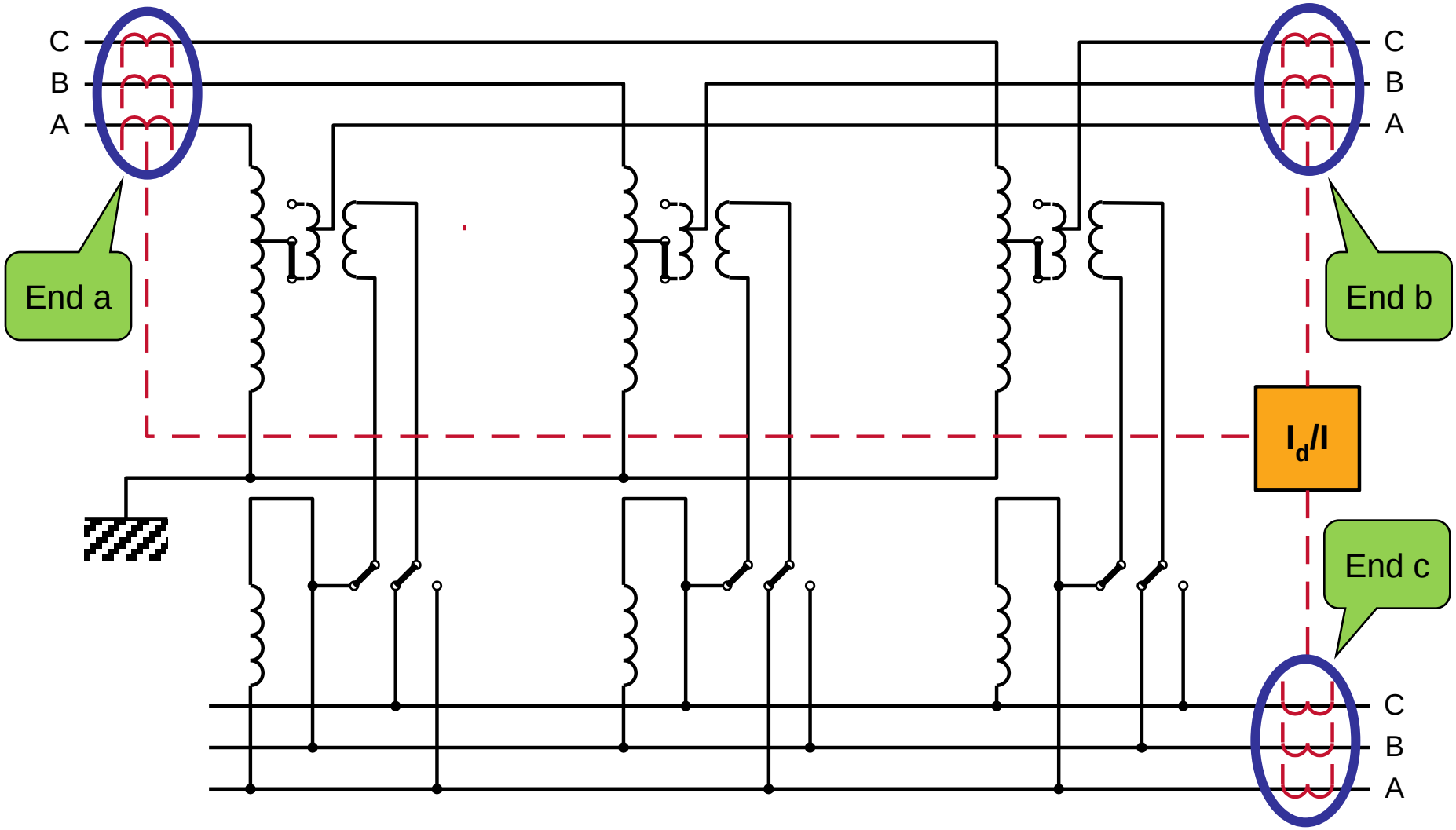
# Transformer Differential Protection

## *Autotransformers: CTs inside Delta Connection*



# Transformer Differential Protection

## *Autotransformers: CTs outside Delta Connection*



# Transformer Differential Protection

## *Autotransformers: Protection Scheme Comparison*

| | CTs inside Delta | CTs outside Delta |
|---|---|---|
| Amplitude matching | $\sqrt{3}\cdot V_{nom,c}$ | $V_{nom,c}$ |
| Vector group matching | $VG_{a-b} = 0$, $VG_{a-c} = 0$ | $VG_{a-b} = 0$, $VG_{a-c}$ = odd |
| Zero sequence current filt. | Without | With |
| Inrush stabilization | With | With |
| Phase segregation | Yes | No |
| Affected by tap changing | No | Yes |
| Ground fault sensitivity | High | Low |
| Interturn faults protection | Yes | Yes |
| Tertiary winding protection | Yes | Yes |

**Differential protection with CTs outside delta connection provides the largest protection zone.**

# ***Protección de banco trifásico formado con tres trafos monofásicos.***

# Protección de banco trifásico formado con tres trafos monofásicos.

La conexión convencional en estos casos, tal como las mostradas en las figuras **a)** y **b)** no presenta solución al problema ya que una falla interna en los bushing no es detectada, ya sea el sistema puesto a tierra o no.

La solución consiste en conectar tal como la figura **c)** o sea todos los TI en conexión estrella.

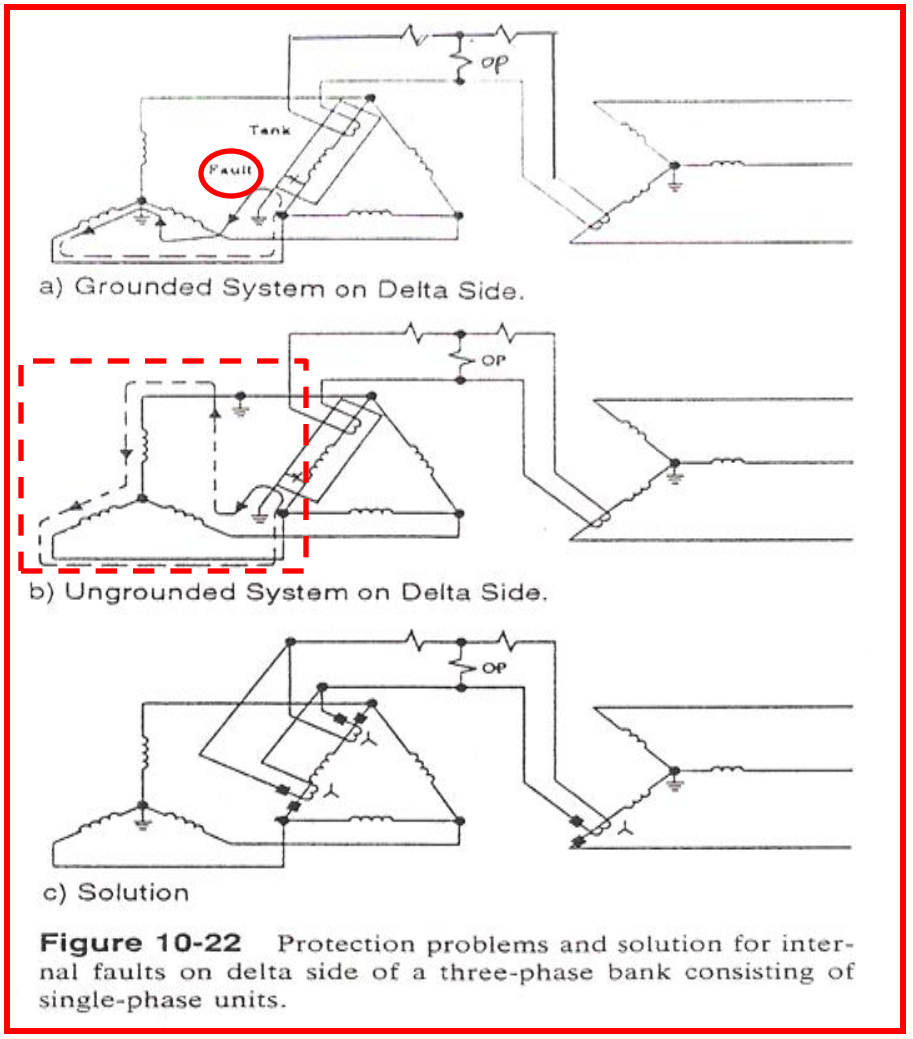



**Figure 10-22** Protection problems and solution for internal faults on delta side of a three-phase bank consisting of single-phase units.

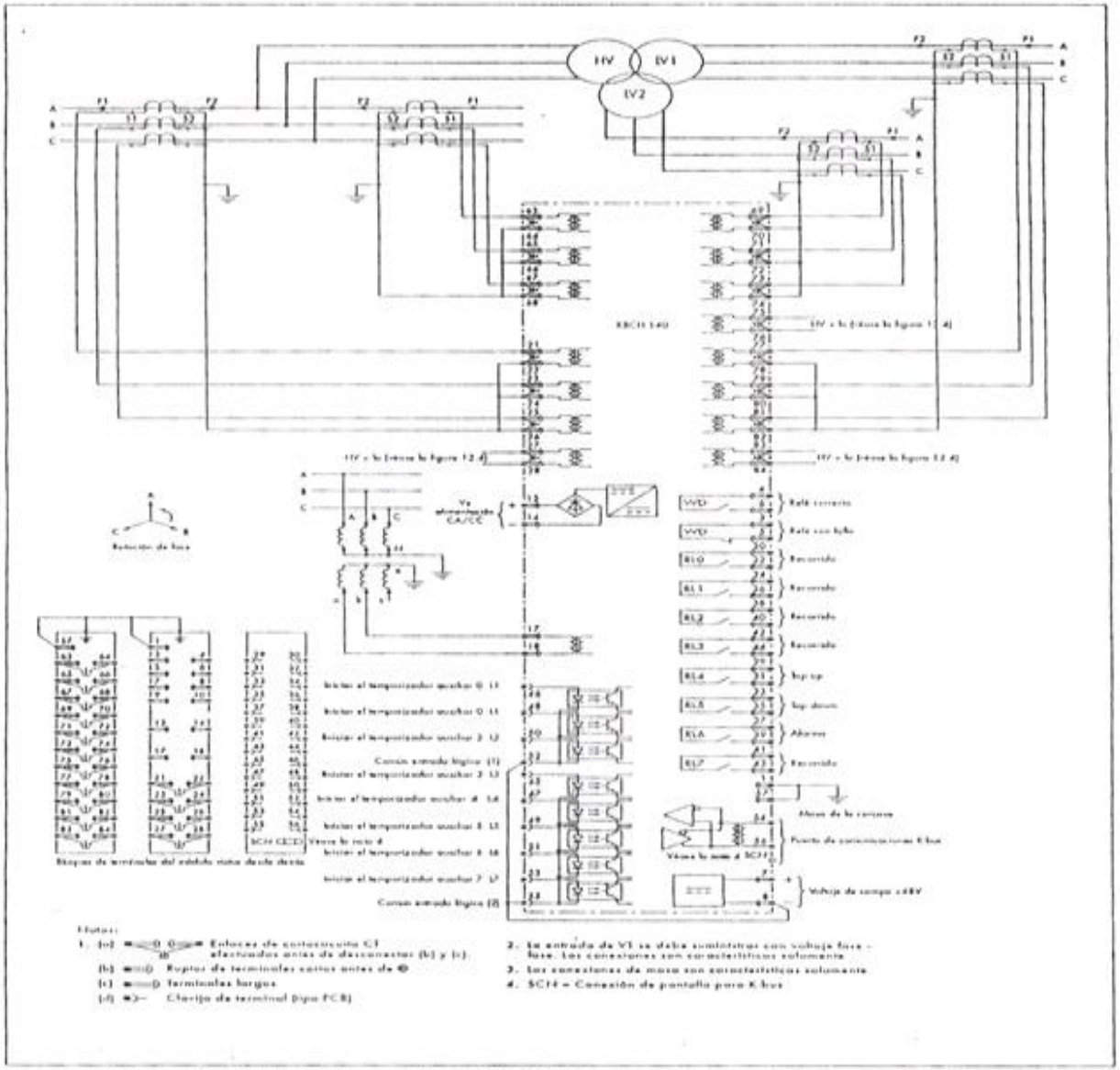



Figura 12-3. Conexiones típicas KBCH140

# ANEXO 1

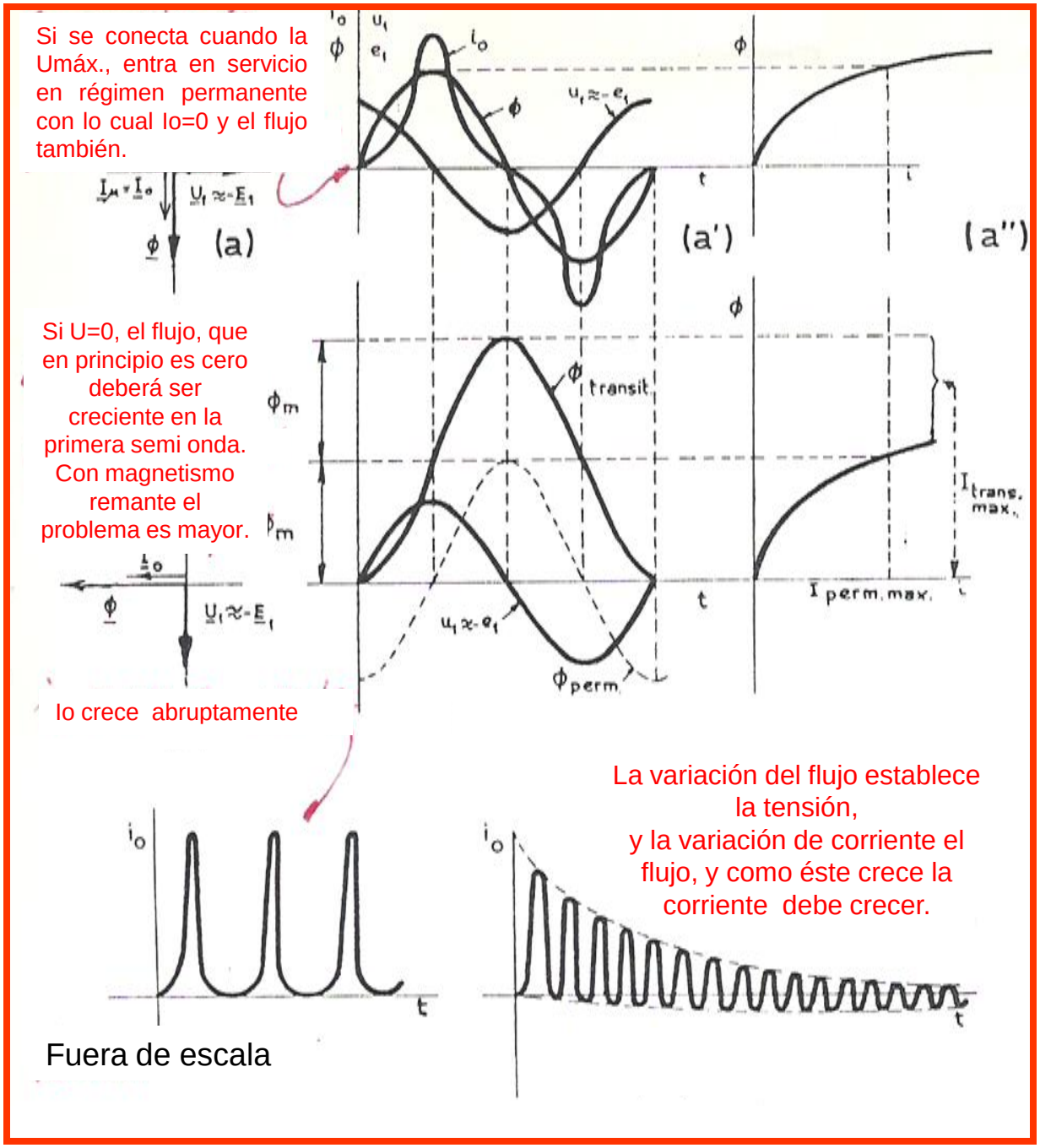
- ***CORRIENTES DE INSERCIÓN (INRUSH)***
- ***La protección diferencial la ve como una falla porque entra por primario y no sale por el secundario y se manifiesta por***
- ***1)Conexión inicial(120º)***
- ***2)Recuperación posterior a la eliminación de una falla (caída de tensión transitoria)***
- ***3)Sympathetic in-rush***

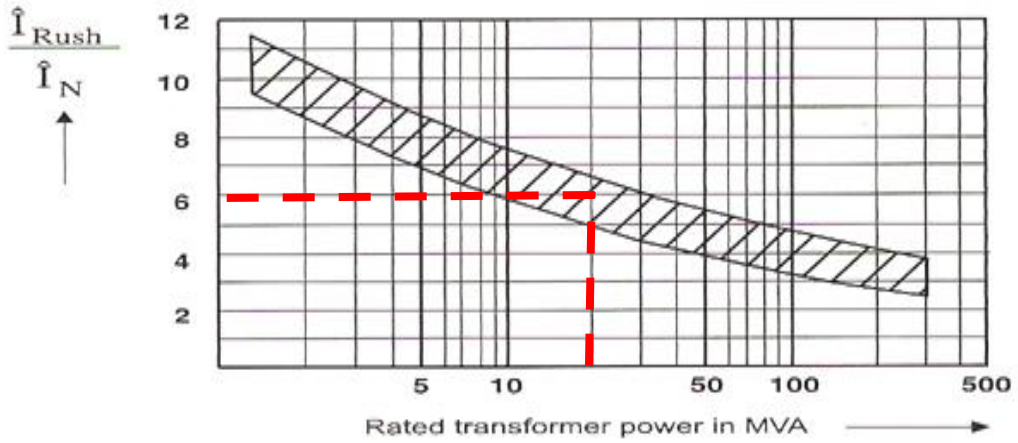
1) **La relación L/R del sistema transformador red, determina el tiempo que va de los 10 seg (distribución) a los 60 seg, esto último para los de potencia y cerca de las centrales, no en las centrales pues son puesto bajo tensión en forma paulatina. Corrientes hasta 30 In.**

**Energizando de AT a MT, 5 a 10 $I_{NOMINAL}$.**

**Energizando de MT a AT 10 a 20 $I_{NOMINAL}$.**

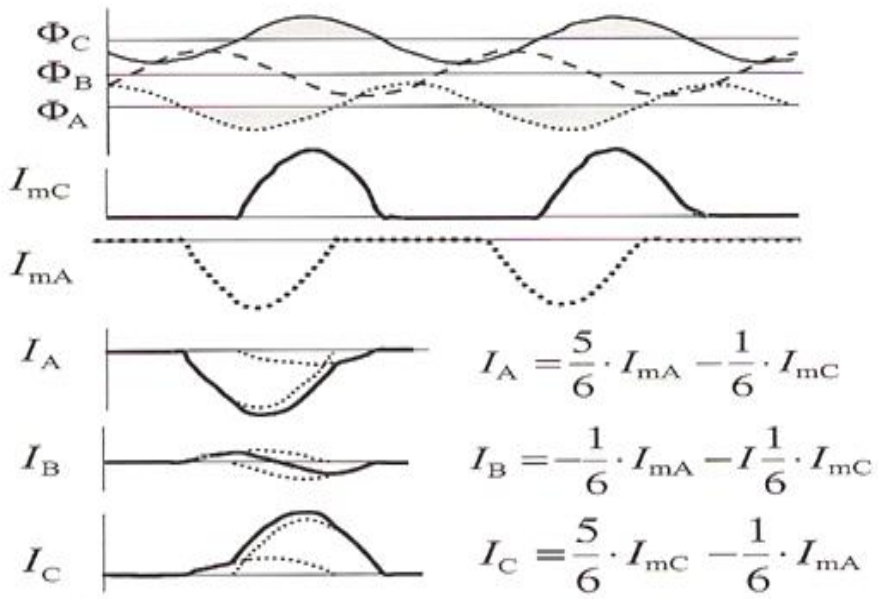
2) **Se produce para falla trifásica limpia cerca del transformador con e=0. En este caso las corrientes son menores al caso anterior.**

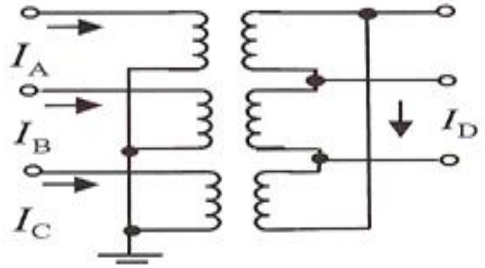





| Rated power in MVA | Time constant in seconds |
|---|---|
| 0.5....1.0 | 0.16....0.2 |
| 1.0 10 | 0.2 1.2 |
| >10 | 1.2 ....720 |

**Figure 8.4** Typical rush current of a star delta transformer




Oscillogram:

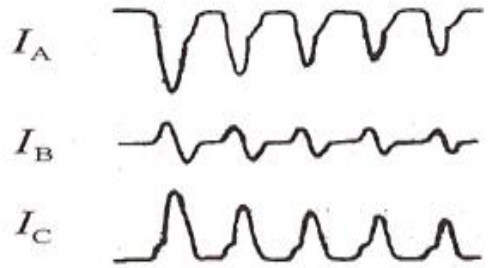



**Figure 8.5** Typcal in-rush current data

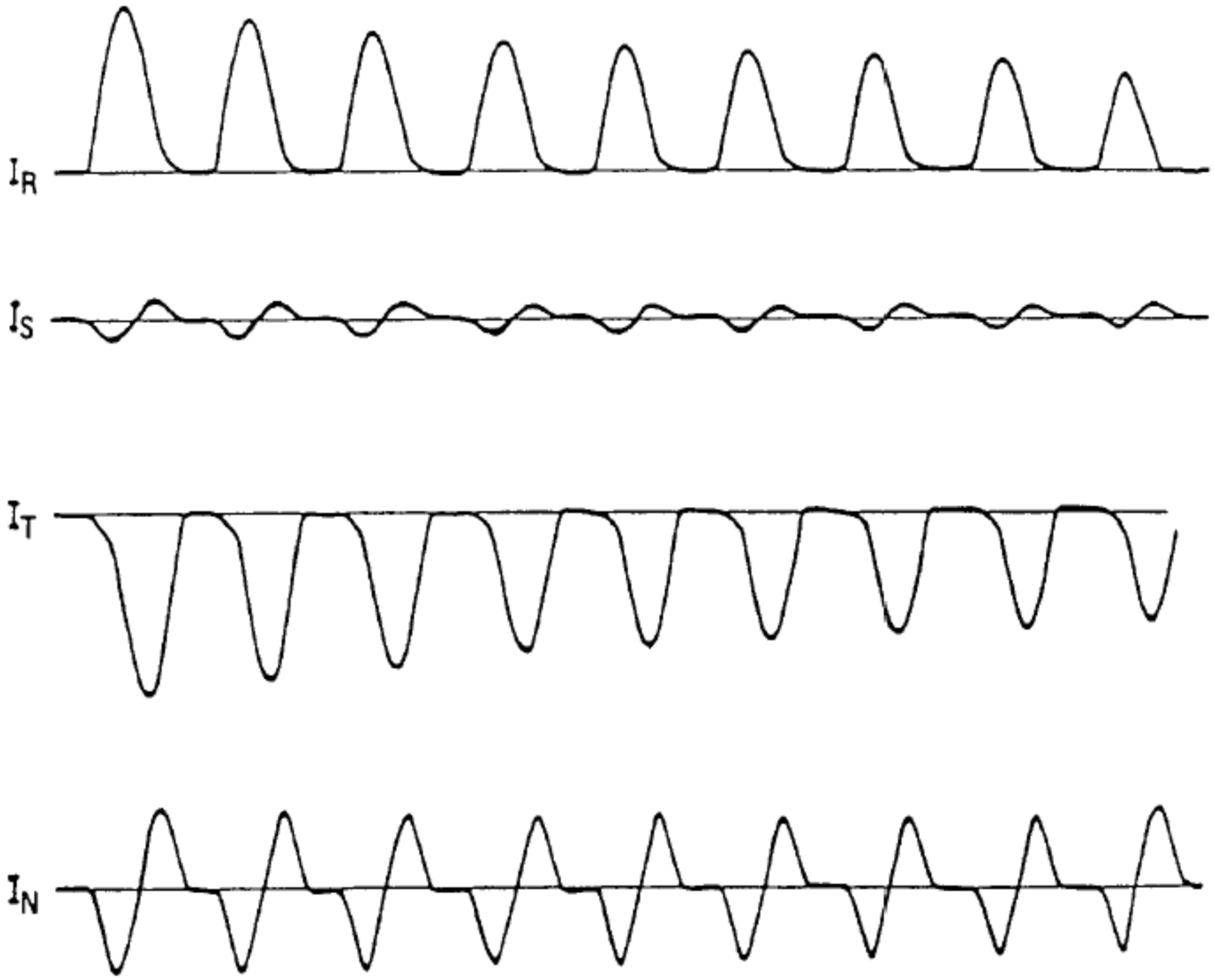



*Figure 1. Recorded inrush current for a 60MVA transformer 140/40/6,6kV, connected YNyd*

3) 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 $\mathbf{I_C}$ (circulando entre los trafos) es bastante simétrica y con pocos armónicos.

El **tau** de la $\mathbf{I_C}$ es bastante grande porque corresponde solo a los trafos y no al sistema.

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

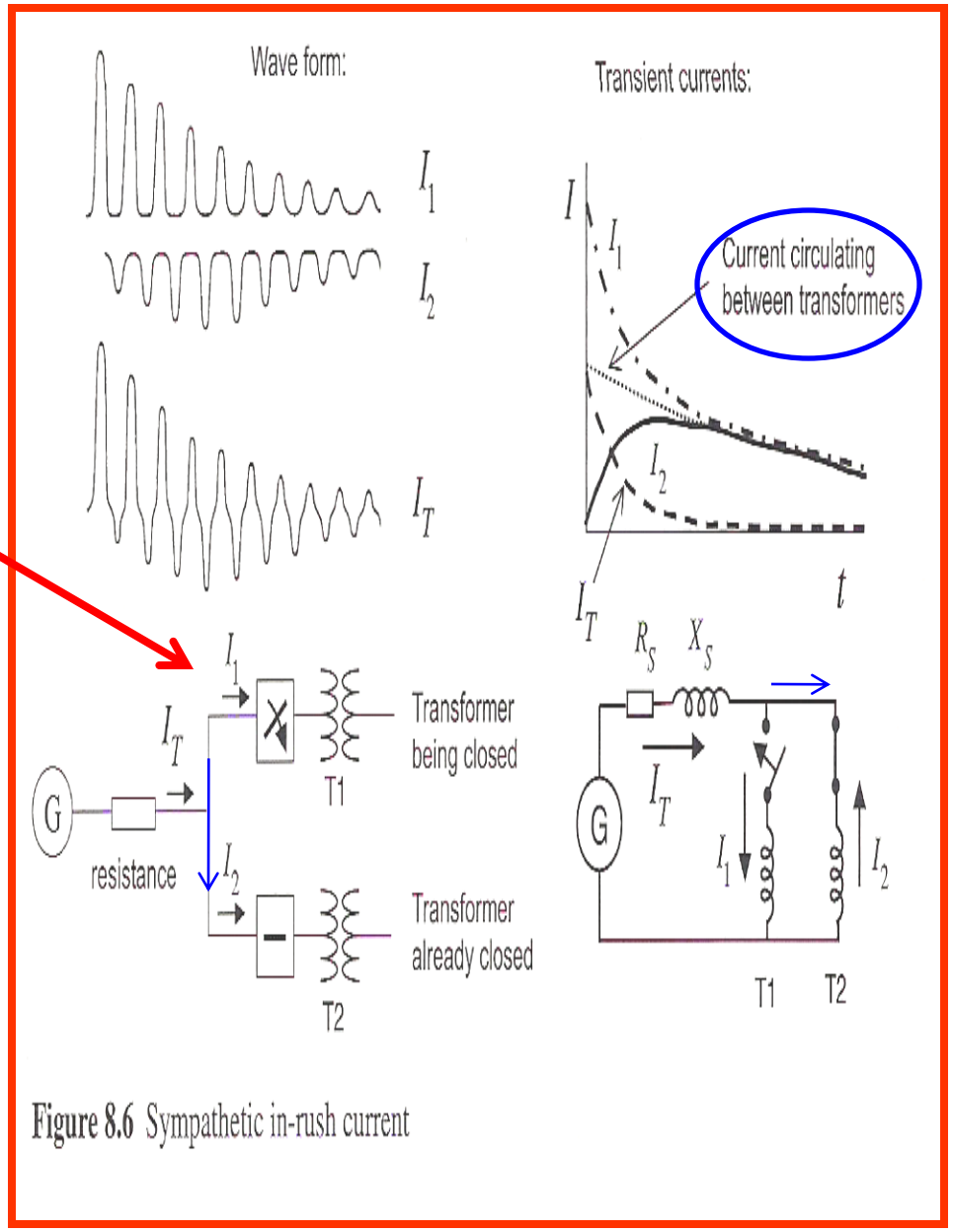
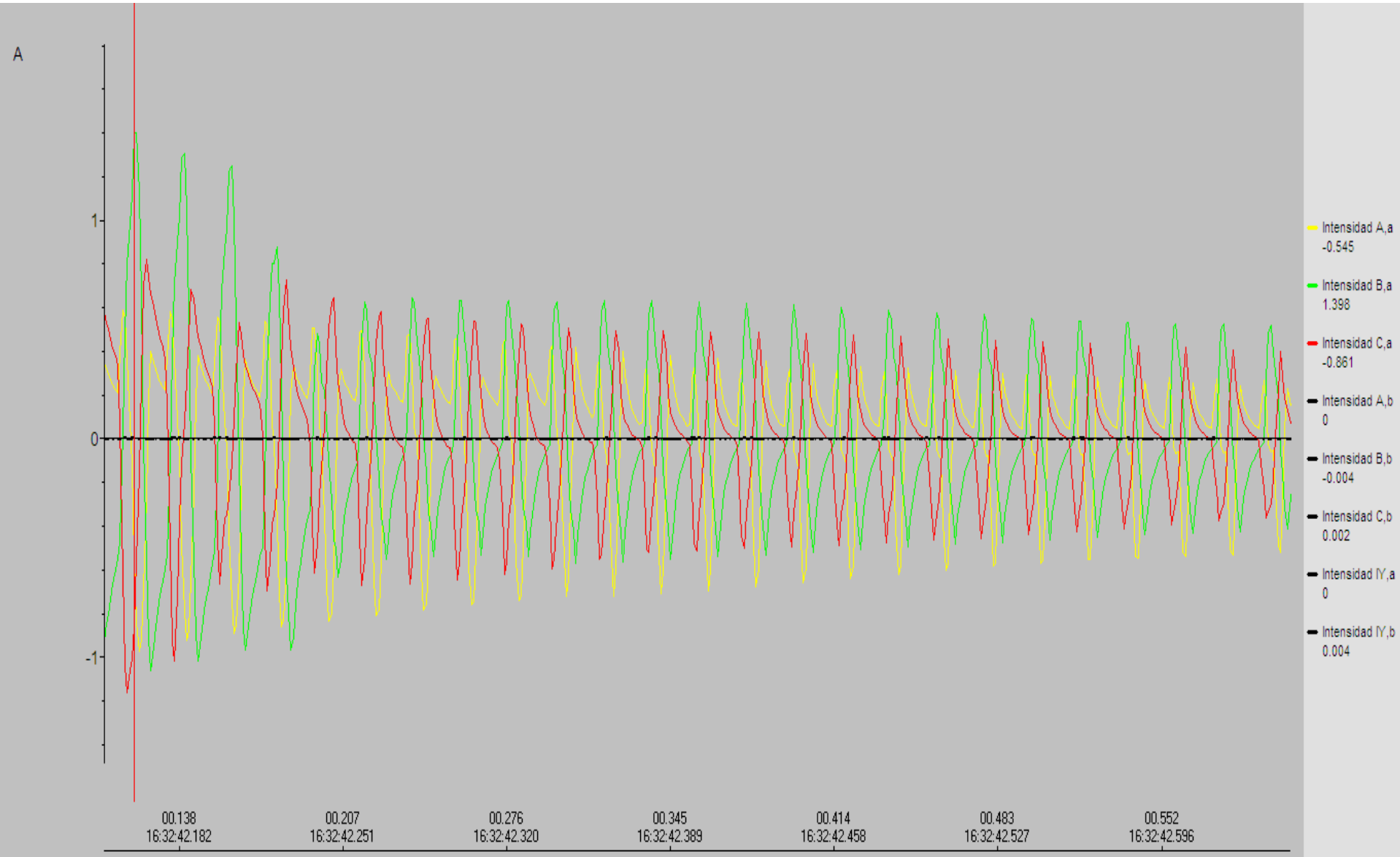



Figure 8.6 Sympathetic in-rush current

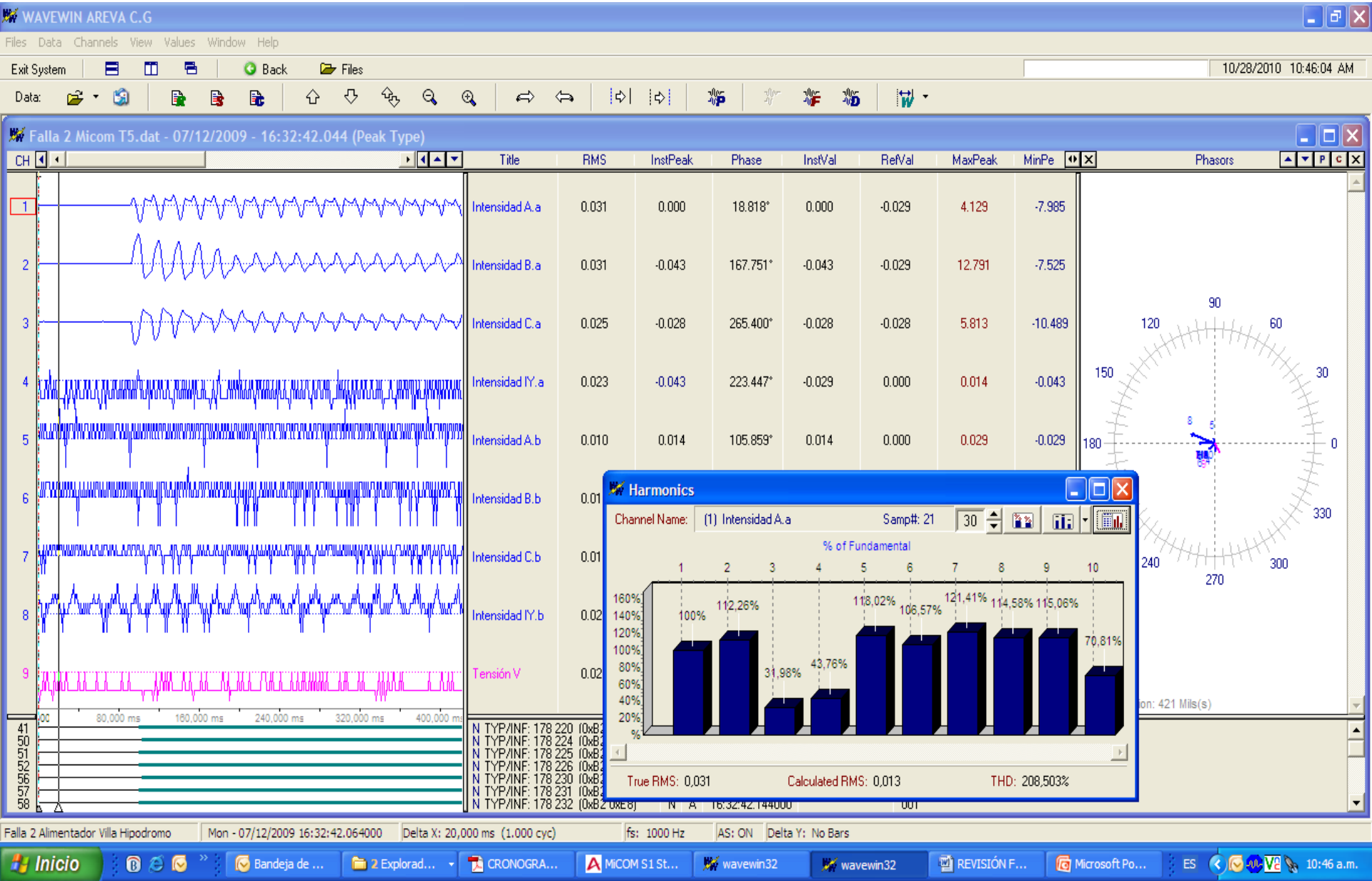
# INRUSH

***PRODUCIDA EN UN TRANSFORMADOR***
***66KV/13,2 KV; 20 MV; ∆Yn11***
***REGISTRO OSCILOGRÁFICO MICOM P 632***



# INRUSH

**PRODUCIDA EN UN TRANSFORMADOR**
**66KV/13,2 KV; 20 MV; ΔYn11**
**REGISTRO OSCILOGRÁFICO MICOM P 632**



# ***Un caso muy particular***: dos trafos en paralelo DYn, una protección en D que ve una Io al momento de la conexión.

- ***En las inrush, aparecen componentes armónicas de orden tres aunque en menor medida que las de segundo y quinto orden.***

- ***Respecto a éstas armónicas, son las únicas que pueden propagarse por todo tipo de trafos o sea triángulos inclusive.***

- ***Esto es porque la componente armónica de rango tres, puede descomponerse en componente de secuencia negativa y positiva que son éstas las que se propagan.***

- ***Y son las culpables de la situación que se planteó en el caso muy particular.***

## ❑ 4. Harmoniques de rang 3 et multiples de 3

On peut en général considérer que les courants harmoniques 3, lorsqu'ils circulent, sont cantonnés au circuit aval du transformateur.

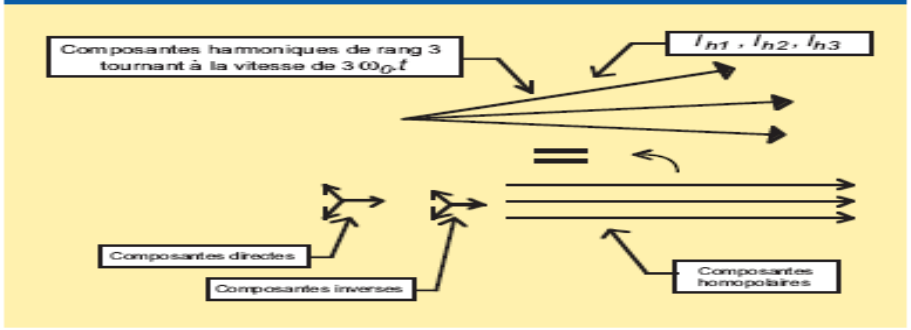
En effet, les harmoniques de rang 3 sont émis principalement par des charges non-linéaires alimentées en monophasé (appareils électroniques, charges informatiques, ballasts d'éclairage, etc.), le plus généralement en basse tension (voir chapitre III).

**Or, les harmoniques de rang multiple de 3 émis par des charges équilibrées sont des harmoniques homopolaires. Ils ne se propagent donc pas à travers la majorité des transformateurs.**

Etant donné que les charges monophasées ne sont jamais parfaitement réparties sur les trois phases de la basse tension, il en résulte à ce niveau de tension un "déséquilibre" sur toutes les composantes harmoniques. Dans le cas de l'harmonique de rang 3 et de ses multiples, cela se traduit par la création de composantes directe et inverse et non plus uniquement homopolaire (figure IV.20.).

**Seule une partie des harmoniques multiples de 3 peut donc se propager à travers tout type de transformateur.** Il s'agit des composantes directe et inverse de ces harmoniques.

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




C'est également vrai pour les harmoniques multiples de 3.

Ce problème particulier de la propagation des harmoniques de rang multiple de 3 dans les transformateurs doit être dissocié du mécanisme de production des harmoniques de rang multiple de 3 dans les transformateurs triphasés. Ce phénomène de production est lié à la non-linéarité de l'induction magnétique dans le fer en fonction des ampères-tours (voir chapitre III).

*NO SE PROPAGAN A TRAVÉS DE TRAFOS CON ARROLLAMIENTOS EN TRIÁNGULO*

*CUANDO HAY DESEQUILIBRIOS POR CARGAS MONOFÁSICAS,ESTO PRODUCE UN DESEQUILIBRIO SOBRE TODAS LAS ARMÓNICAS Y ENTONCES, LAS TERCERAS ARMÓNICAS SE REPRESENTAN POR SUS COMPONENTES DIRECTA, INVERSA Y HOMOPOLAR*

*ENTONCES PUEDE PROPAGASE LA TERCERA ARMÓNICA DE SEC + Ó -, A TRAVÉS DE TRAFOS*

## ***SOBRE EXITACIÓN***

***Alta tensión en el sistema***.

A) Rechazo de carga de un generador

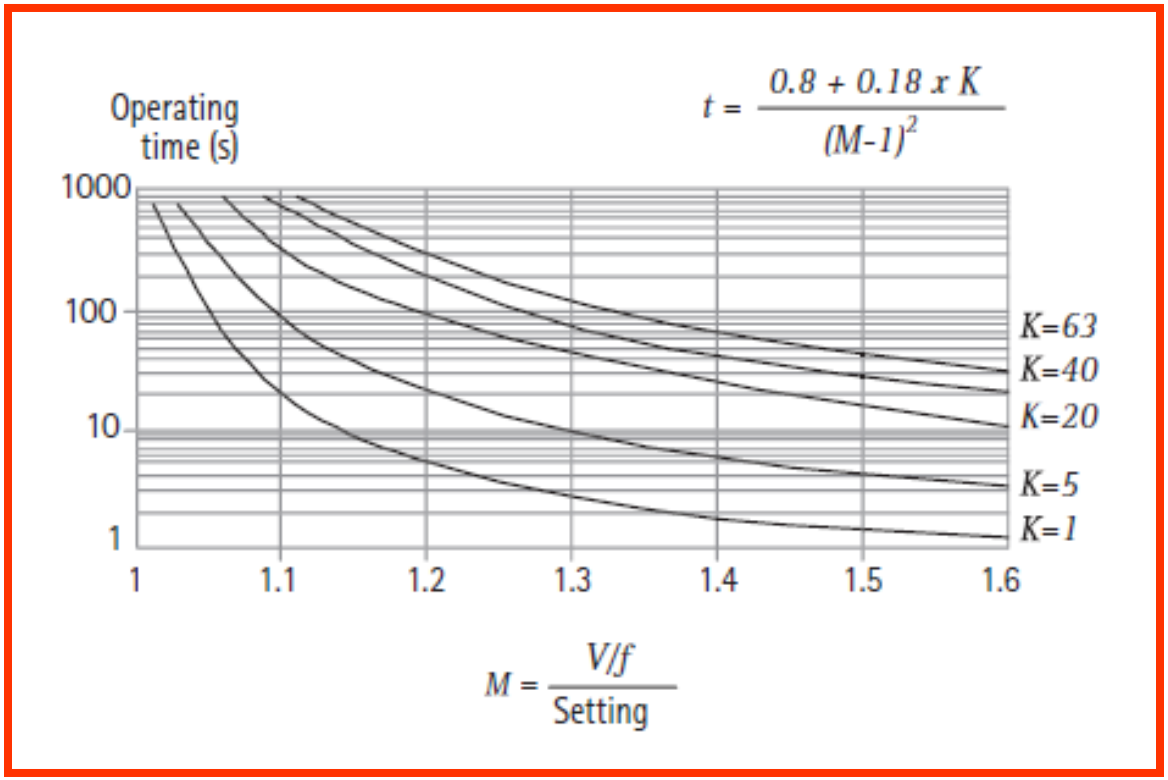
B) Efecto Ferranti.

***Baja frecuencia en el sistema***.

***Perturbación geomagnética***.

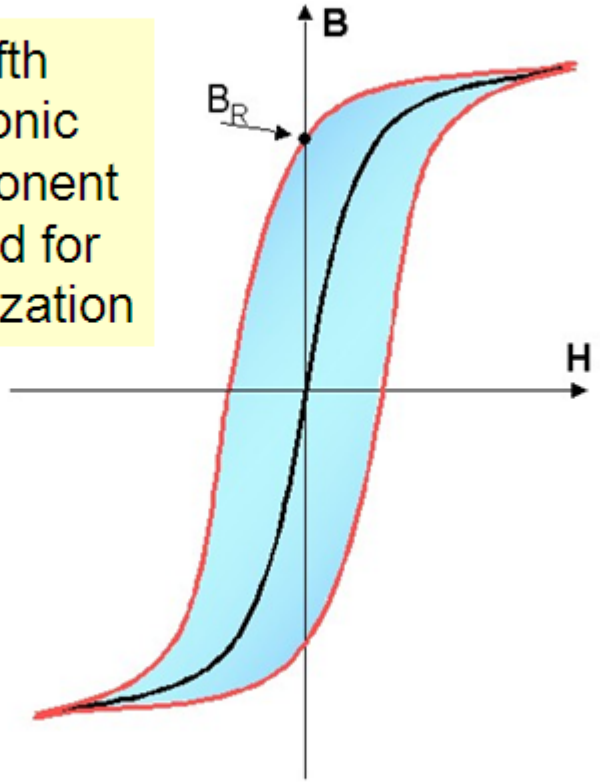
La sobreexitasión incrementa la corriente de magnetización, creando un esfuerzo térmico que puede degradarlo.

El relé debe disparar cundo sea permanente y no instantánea como una inrush.

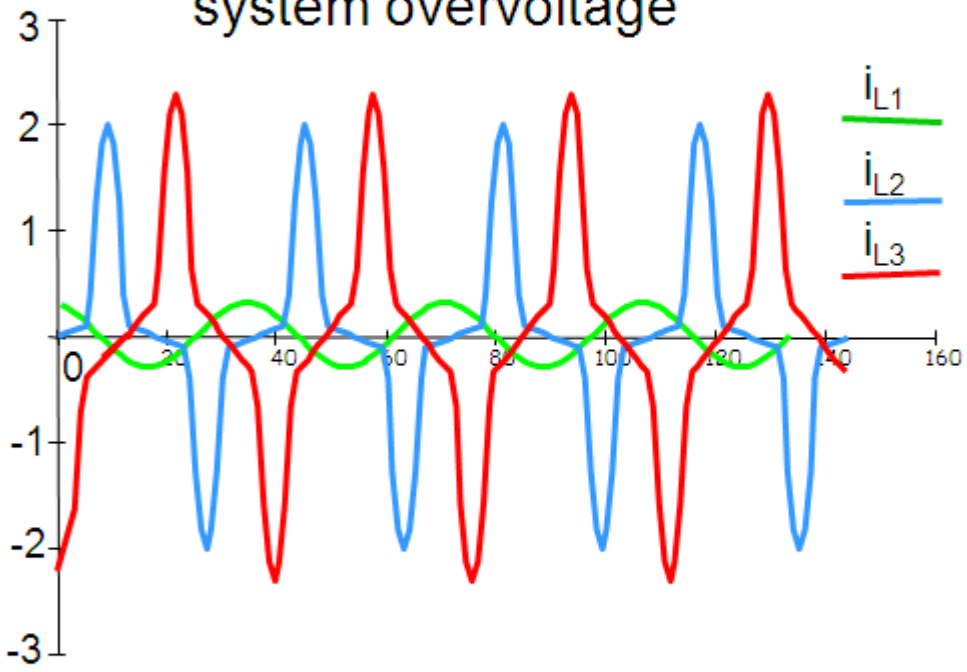


# Overvoltage Stabilization

The fifth harmonic component is used for stabilization




Magnetizing current at system overvoltage




The fifth harmonic component appears as a characteristic quantity in the transformer magnetizing current during overvoltage.

# ANEXO 2

- *Oscilaciones de potencia*
- *Se producen por:*
- *Desconexión tardía de un cortocircuito*
- *DAG*
- *Recierre*
- *Iodp(osc. de pot.) mayores o iguales a Ik”3p (Y siempre es tripolar)*
- *Todp(osc. de pot.) de 100 mseg a 3 seg.*

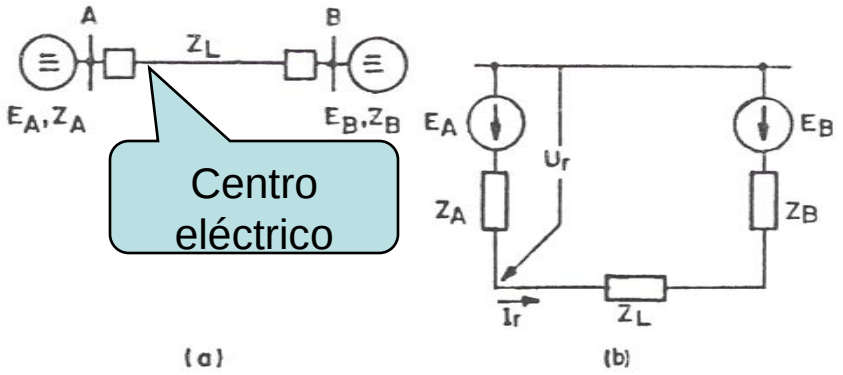
Estos regímenes anormales de operación pueden estar acompañados **de aumentos de corrientes y reducción de las tensiones** con lo que algunos relés pueden equivocar el disparo (**Si, Z, Dif**).

En la red : se han despreciado **C**, y se considera fem de **G e Z** ctes, y fenómeno simétrico.

Se demuestra que el Rele A y el Rele B, ven una recta **Zr**, función del ángulo de desfasaje entre las fem de los **G**, variable en el **t** y cuyo extremo **se desplaza de P hacia la izquierda**, y conforma una recta perpendicular en el punto medio a $Z_T=Z_A+Z_B+Z_L$

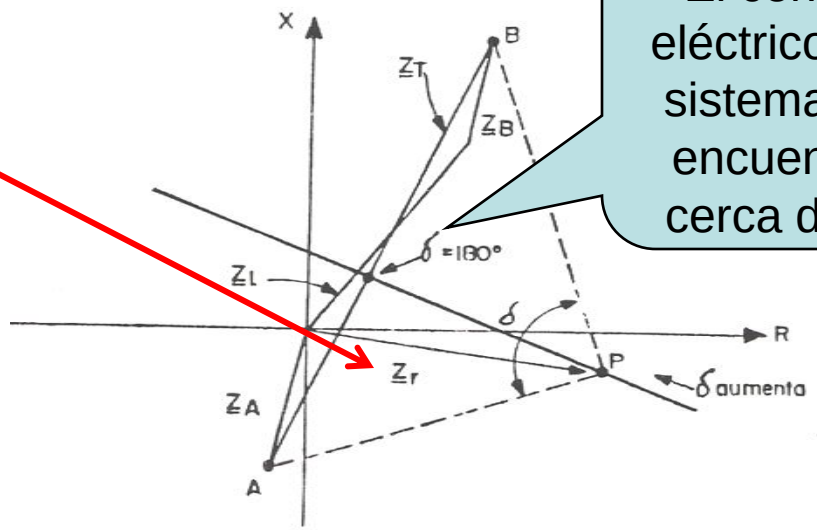
$Z_L$ y $Z_B$ en el primer cuadrante, $Z_A$ en el tercero. El valor de **Zr** en función de landa, da **P** que se desplaza sobre la **Recta de Oscilación de Potencia** siendo para **δ=180º** el centro eléctrico del sistema. ***Cuando P corta a ZL, el relé ve una falla trifásica limpia.***

$n=E_A/E_B=1$

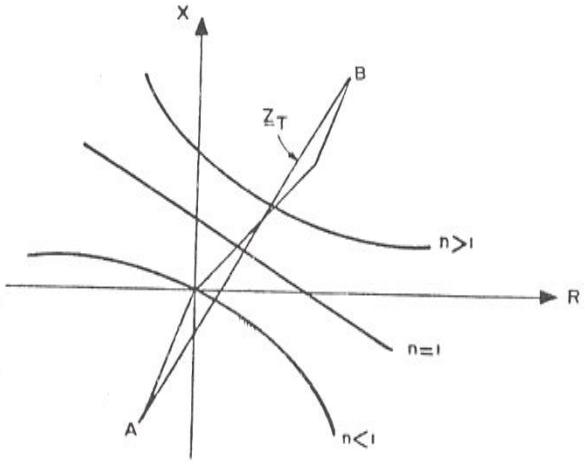



*Sistema con alimentación bilateral (a) y red de secuencia positiva (b) que lo representa para las oscilaciones de potencia y pérdidas de sincronismo*

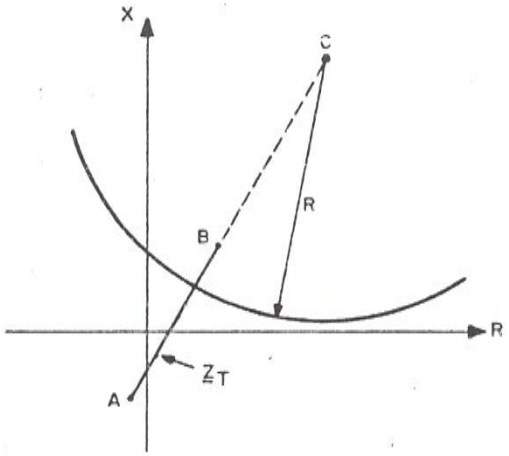
El centro eléctrico del sistema se encuentra cerca de A



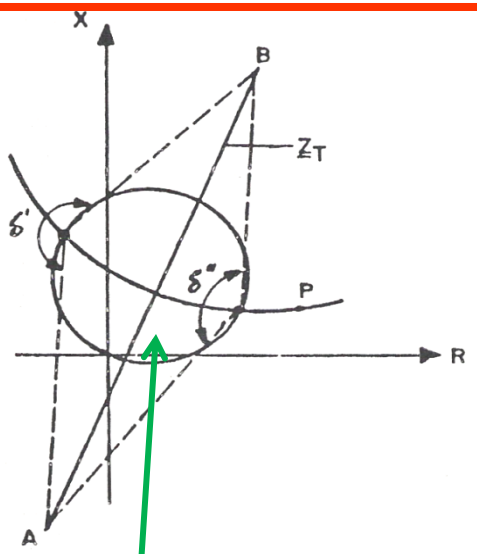

*Variación de $Z_r$ durante una oscilación de potencia en el caso de n=1*




*Características de oscilaciones de potencia para distintos valores de n*




*Método gráfico para el trazado de las características de oscilaciones de potencia para n≠1*




*Análisis del comportamiento de los relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia y pérdidas de sincronismo*

Para **δ= 90º** es el límite de estabilidad estática del sistema.

Esto es para **$n=E_A/E_B=1$**, si **n** es distinto en realidad en lugar de una recta son Co con centro en **$Z_T$. El t de la ODP es función de los landa y del desplazamiento entre las fem de los G.**

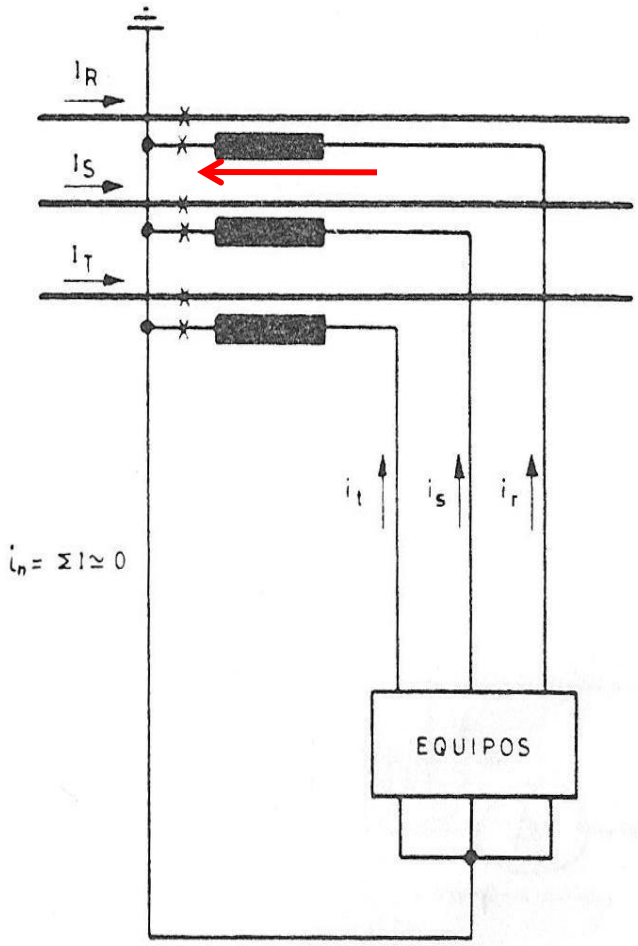
En la figura de arriba, se ve que para ángulos landa prima y segunda de esos valores, hay posibilidad de que el relé de **Z** opere. **El tiempo durante el cual, por ODP, ingresa al círculo o cuadrilaterlal, es función de los ángulos citados y es el que se compara con el del relé, para saber si es una ODP o una condición de falla.**

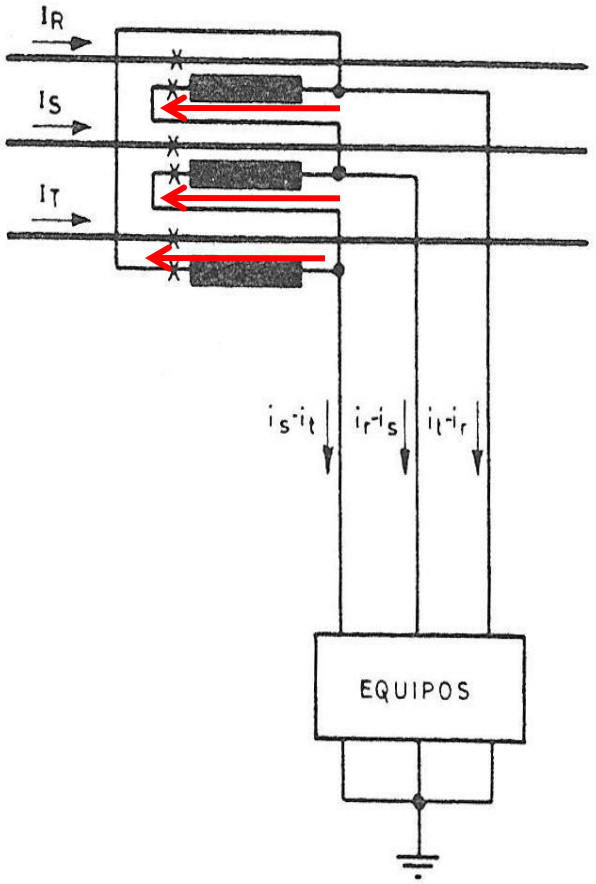
# ANEXO 3

- ***Transformadores de corriente***

# CONEXIONES DE LOS TI

Los TI, normalmente se conectan en estrella tal como se ve en la figura de la izquierda. En el caso de la Protección Diferencial si el Transformador es Estrella Triángulo, es en ocasiones conectado en forma Triángulo tal como se ve en la figura de la derecha.



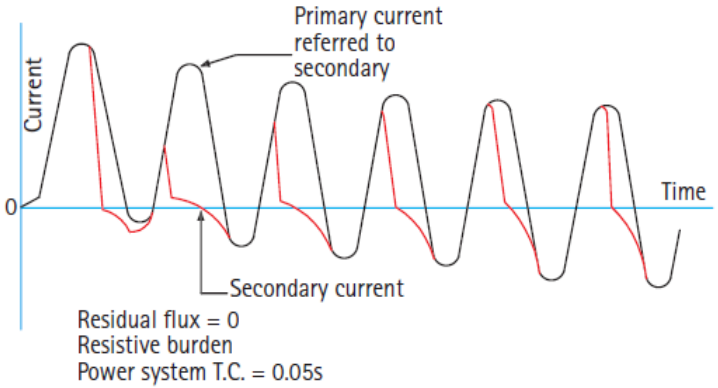
La corriente de cortocircuito es máxima cuando la tensión pasa por cero y mínima cuando la tensión pasa por el máximo, al momento de producirse la falla, lo que indica que hay componente de contínua en el primer caso y esto se produce siempre.

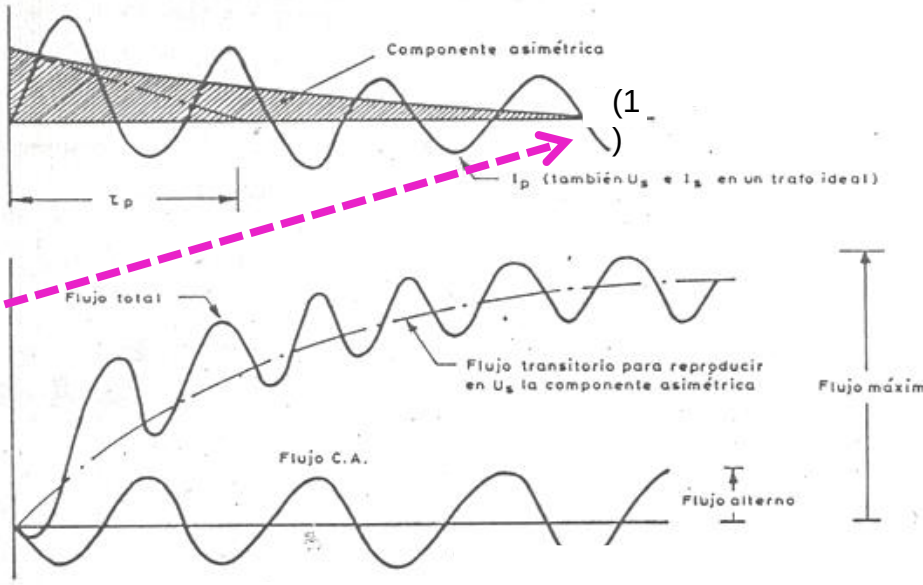
**El flujo alterno sería único si no hubiera componente de corriente contínua.**

Si la impedancia de magnetización fuera infinita, la cte de tiempo del circuito llegaría a (1), pero como no es así, la componente asimétrica de la corriente secundaria es menor a la primaria en la cantidad absorbida por la corriente de magnetización.(a >Zo > Io y la componente asimétrica de Is es < Ip).

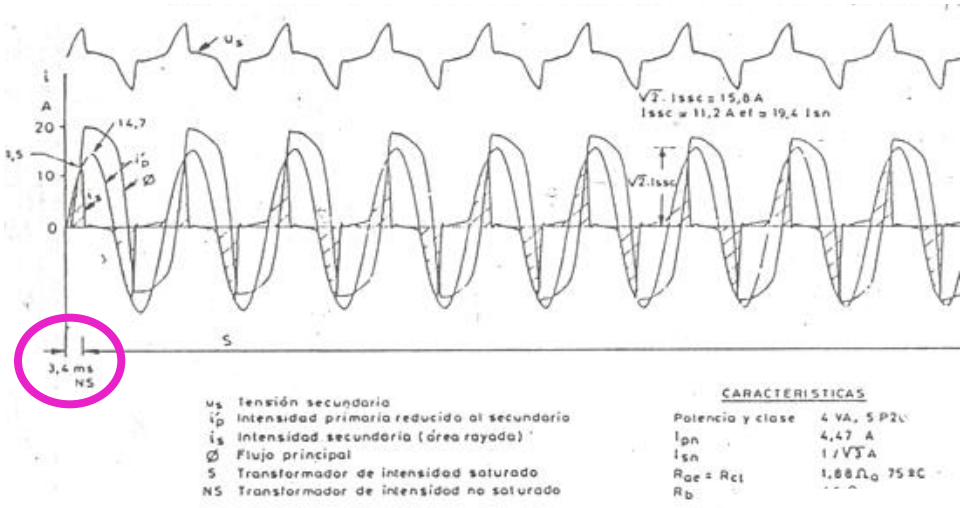
Entonces la corriente diferencial en estado transitorio y estable, puede presentar una componente aperiódica con una cte de tiempo de aproximadamente un segundo, en el cual su valor es varias veces mayor al de su estado estable.

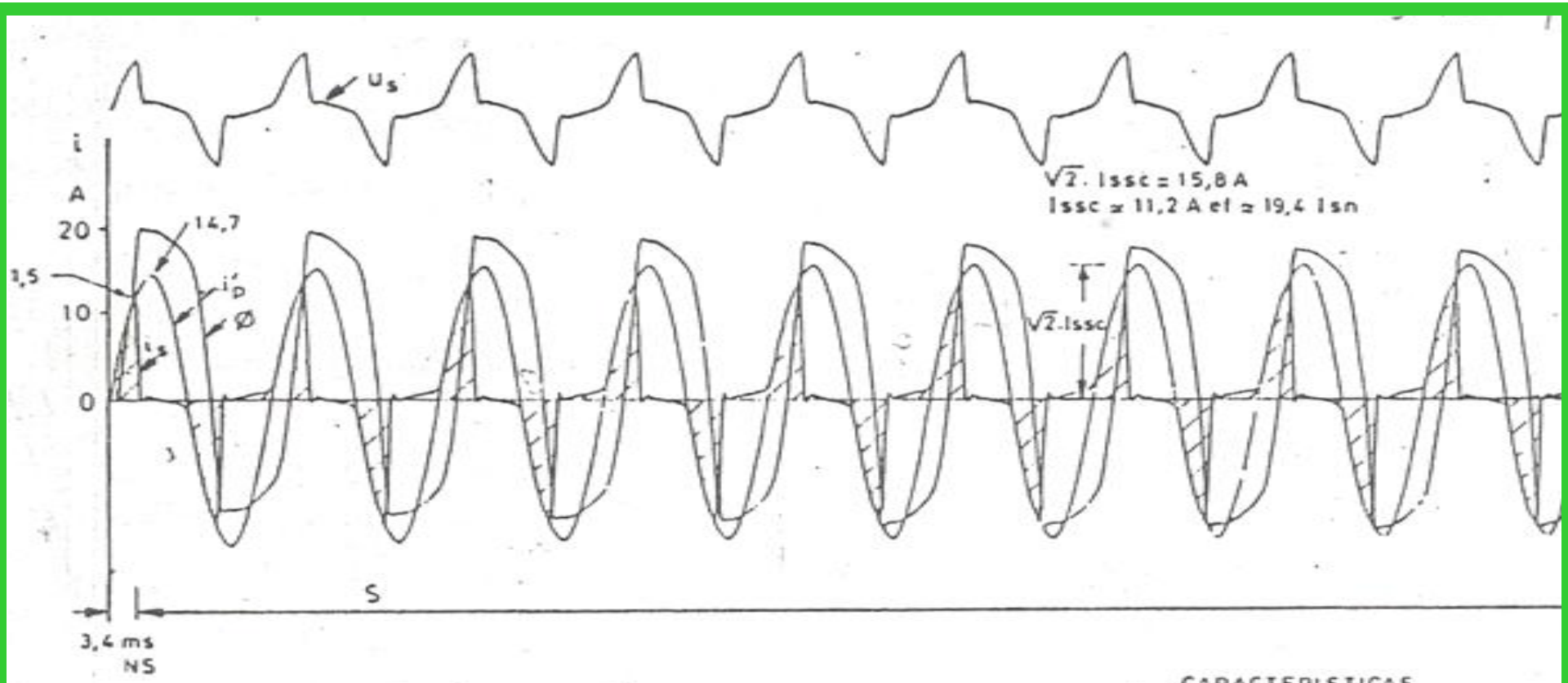
**Además durante aproximadamente 5 milisegundos, no hay saturación y la corriente diferencial mantiene su valor y después de los 5 milisegundos sí se produce el pico.**




## Comportamiento de un transformador ideal y saturado

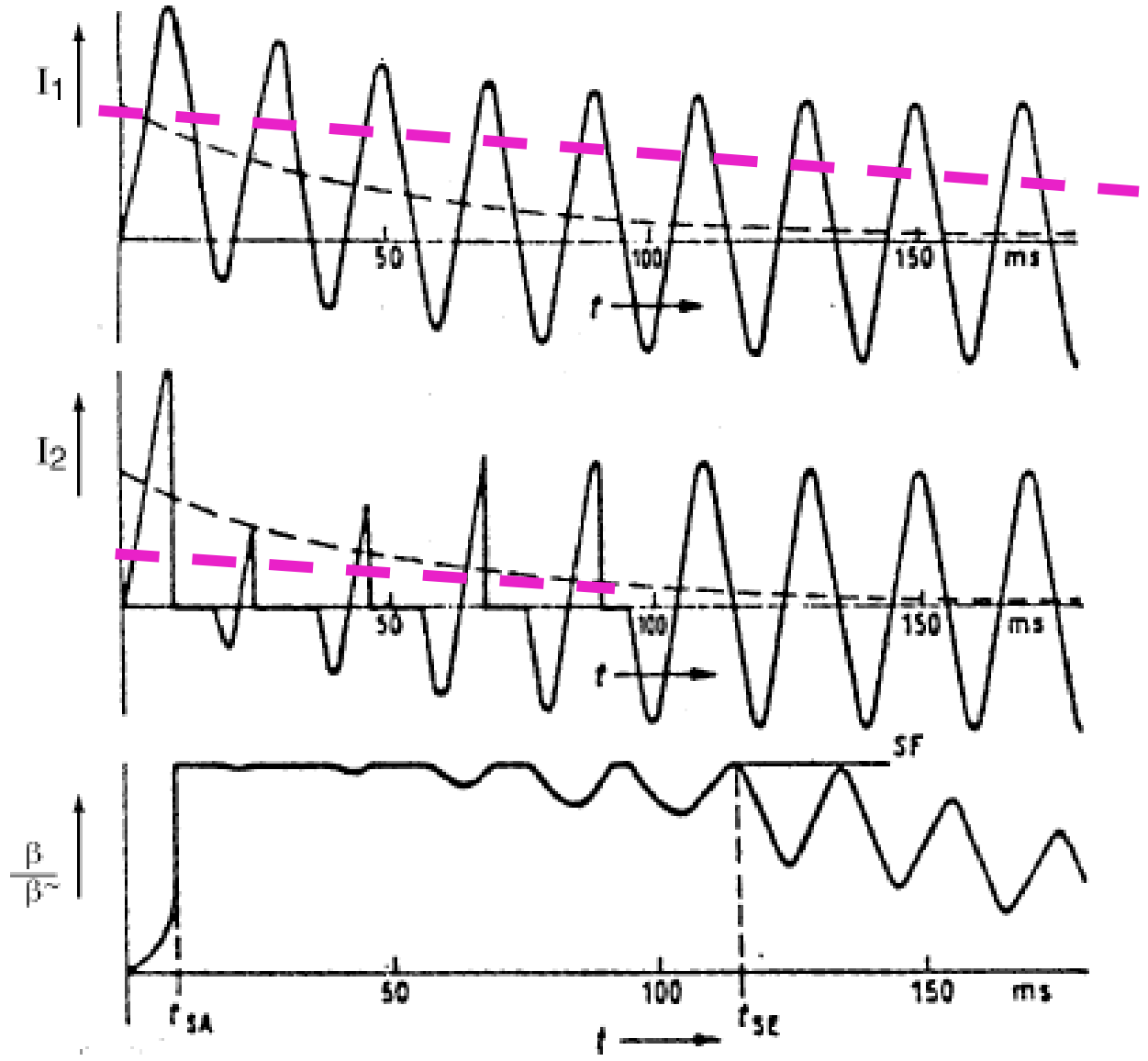





| | |
|---|---|
| $u_s$ | Tensión secundaria |
| $i'_p$ | Intensidad primaria reducida al secundario |
| $i_s$ | Intensidad secundaria (área rayada) |
| Ø | Flujo principal |
| S | Transformador de intensidad saturado |
| NS | Transformador de intensidad no saturado |

**CARACTERISTICAS**

| | |
|---|---|
| Potencia y clase | 4 VA, 5 P2( |
| $I_{pn}$ | 4,47 A |
| $I_{sn}$ | $1/\sqrt{3}$ A |
| $R_{ae} = R_{ct}$ | 1,88 $\Omega_a$ 75 ºC |
| $R_b$ | 46 $\Omega$ |




I1 Curso de la corriente primaria

I2 Curso de la corriente secundaria

β/β~ Curso de la inducción

## TI PARA PROTECCIÓN:

Un efecto importante a tener en cuenta en la elección de los TI para protección es la probabilidad de saturación del mismo ante la aparición de la corriente de falla.

La corriente de cortocircuito es máxima cuando la tensión pasa por cero y mínima cuando la tensión pasa por el máximo, apareciendo una componente de corriente continua de mayor o menor valor según el caso y cuya atenuación dependerá de la relación X/R que presente el circuito en falla.

**La importancia de la "cantidad" de componente de continua se muestra en la figura , para un transformador ideal de relación 1/1, vemos las corrientes primarias y secundarias, las fem inducidas y las condiciones establecidas en el núcleo. Puede observarse que el flujo total es varias veces el establecido en el núcleo en condiciones normales, o sea sin componente de continua.**

**Por efecto de la corriente de excitación del TI, la componente asimétrica de la corriente secundaria es inferior a la componente asimétrica de la corriente primaria, con lo cual la componente asimétrica de la tensión secundaria se reduce y por lo tanto se reduce el flujo unidireccional para establecerla. Esto en definitiva es favorable, dentro de toda esta situación desfavorable, observándose en la figura la respuesta de un TI saturado ante la aplicación de una corriente primaria con gran contenido de componente continua en la corriente de falla.**

**Observen que la corriente eficaz secundaria es bastante menor que la correspondientemente al primario y de ahí el error del TI al realizar la toma de muestra de corriente a fin de aplicarse a la protección. Obsérvese también en la figura que hay un tiempo durante el cual el TI no se satura y será el que se deba usar al momento de realizar la medición por parte del relé.**

Este efecto es mucho más notable con fallas a bornes de generador que con fallas en redes de tensión rígida, pues en el primer caso la atenuación de la componente de continua es del orden de los cientos de milisegundos y en el segundo caso de las decenas de milisegundos.

**Resumiendo hasta acá, el efecto de la saturación es bastante más probable en protecciones de bloques Generador – Transformador Elevador, que en transformadores de EETT.**

## TI PARA PROTECCIÓN:

**Por estos motivos resulta imprescindible que los TI reproduzcan exactamente la corriente primaria o sea que no se saturen con la corriente de falla.**

Para evitar la saturación existen dos caminos y para cumplir con éstos, se han desarrollado los siguientes tipos de TI, especificados en la IEC 60044 y en la norma IEEE Std. C 57:

**1) Primer camino** **Aumentar la sección del núcleo** o sea TI sobre dimensionados, que presenta limitación de tipo constructivo y por lo tanto de costos. Muy buena reproducción de la corriente primaria o dicho de otro modo, muy buena reproducción de la componente aperiódica (error transitorio Etr del 2 %). Alta remanencia lo que dificulta la utilización en sistemas eléctricos con recierre.

**2) Segundo camino** **Reducir los entrehierros**, lo que presenta problemas de aumento de los errores transitorios y por lo tanto de calidad en la reproducción de la corriente primaria.

a) Sin entrehierro. TI **TPX. Etr=2%. Alta remanencia. En este tipo de TC el flujo remanente** puede llegar hasta 70% u 80% del flujo de saturación. La Norma IEC los define también como TPS y P. La IEEE como **C y K. La constante de tiempo secundaria es grande por lo que** dan una muy buena reproducción de la componente, despreciables errores de ángulo y componente aperiódica reproducida muy exactamente. T2=5 seg.

b) Con pequeños entrehierros. TI **TPY. Etr=25% y si bien el núcleo es más chico que los** TPX por la construcción del entrehierro puede ser más caro que éstos. Baja remanencia. El flujo remanente no excede el 10 % del flujo de saturación. T2 de 0,2 a 10 seg, buena reproducción de la componente alterna, error de ángulo < 1º y buena reproducción de la aperiódica.

c) Con grandes entrehierros. TI **TPZ. Etr=47%. Sin remanencia. Estos son TI lineales y** su tamaño son de 1/3 de los TPX y TPY. T2 de 50 mili seg, error de ángulo aproximadamente 3º. Regular reproducción de ambas componentes. **El gran problema que presentan es el gran error transitorio.**

# TI PARA PROTECCIÓN:

## COPIA TEXTUAL DEL LIBRO TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE TENSIÓN, del Ing. Manuel Víctor GONZALEZ SÁBATO.

### ***EFECTO DEL FLUJO REMANENTE EN LOS TC EN CUANTO AL COMPORTAMIENTO DE LAS PROTECCIONES.***

Es indudable que para el correcto funcionamiento de los relés de protección es necesario que la corriente primaria sea fielmente reproducida en el secundario de los TI, manteniendo la proporcionalidad en cada instante.

**Cuando se trata de protecciones lentas, los efectos transitorios debido a la componente aperiódica de la corriente de falla y al flujo remanente de los TI son superados antes de la actuación, de modo que ejercen poca influencia. Sin embargo en el caso de protecciones rápidas, cuyo accionamiento se produce en el primer ciclo o segundo ciclo, los transitorios pueden determinar actuaciones incorrectas.**

Deberíamos aquí distinguir las protecciones diferenciales por un lado y las protecciones distaciométricas por otro.

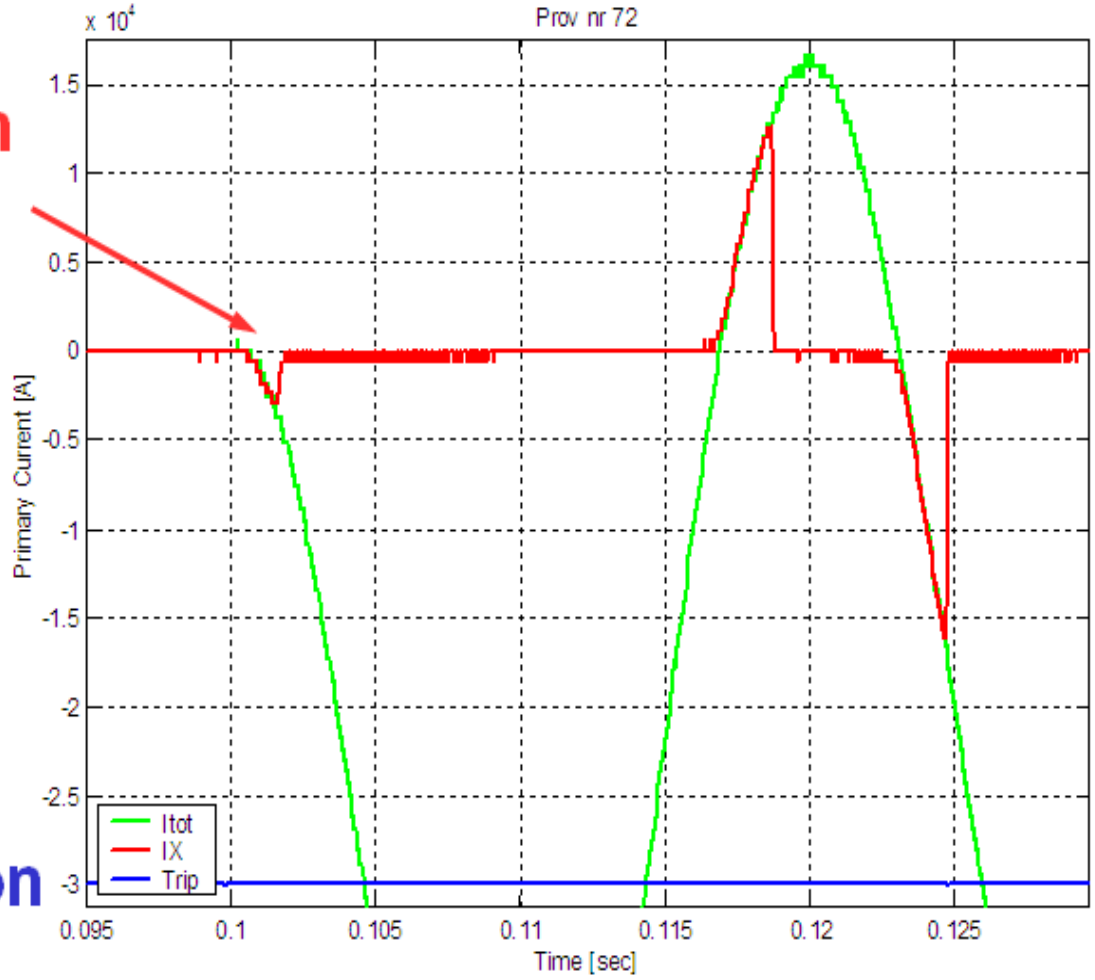
Supuesto que los TI correspondientes han sido dimensionados teniendo en cuenta todos los factores, excepto el flujo remanente y supuesto la existencia de éste con un valor apreciable, por ejemplo cercano al máximo, en un TI de un extremo de una zona diferencial, mientras que en el extremo opuesto los TI no contienen flujo remanente, la protección diferencial es susceptible de actuar incorrectamente frente a una falla externa, debido a la saturación transitoria que se produce en un TI por la existencia previa del flujo remanente. **Si la corriente de falla no contiene una componente aperiódica transitoria la deformación de la corriente secundaria se producirá apreciablemente solo en el primer semi ciclo y únicamente las protecciones extremadamente rápidas se verán afectadas.** Pero si la corriente de falla contiene componente aperiódica el efecto se prolongará durante algunos ciclos y el peligro de accionamientos incorrectos se extiende a aquellos relés que trabajan en ese período.

**En las protecciones distanciométricas el efecto de la deformación transitoria de la corriente secundaria de los TI puede traducirse en general en un retardo en su operación, pero no debe descartarse la operación incorrecta en los casos de relés con comparadores de fase electrónico, por ejemplo, que detectan la diferencia de tiempo en el pasaje por cero del las ondas, las cuales contienen (una o ambas) a la onda de corriente. En efecto, la deformación de la onda de corriente se traduce en un alto contenido de armónicas que modifican el pasaje por cero, en relación al pasaje por cero si la onda no hubiese sido deformada.**

**De cualquier modo, lo expuesto son solo generalidades y el efecto del flujo remanente en los TI debería estudiarse en cada caso particular.**

# - High current test

**Time to saturation = 1,2 ms**




**Stable**

**No function**

**External fault:**

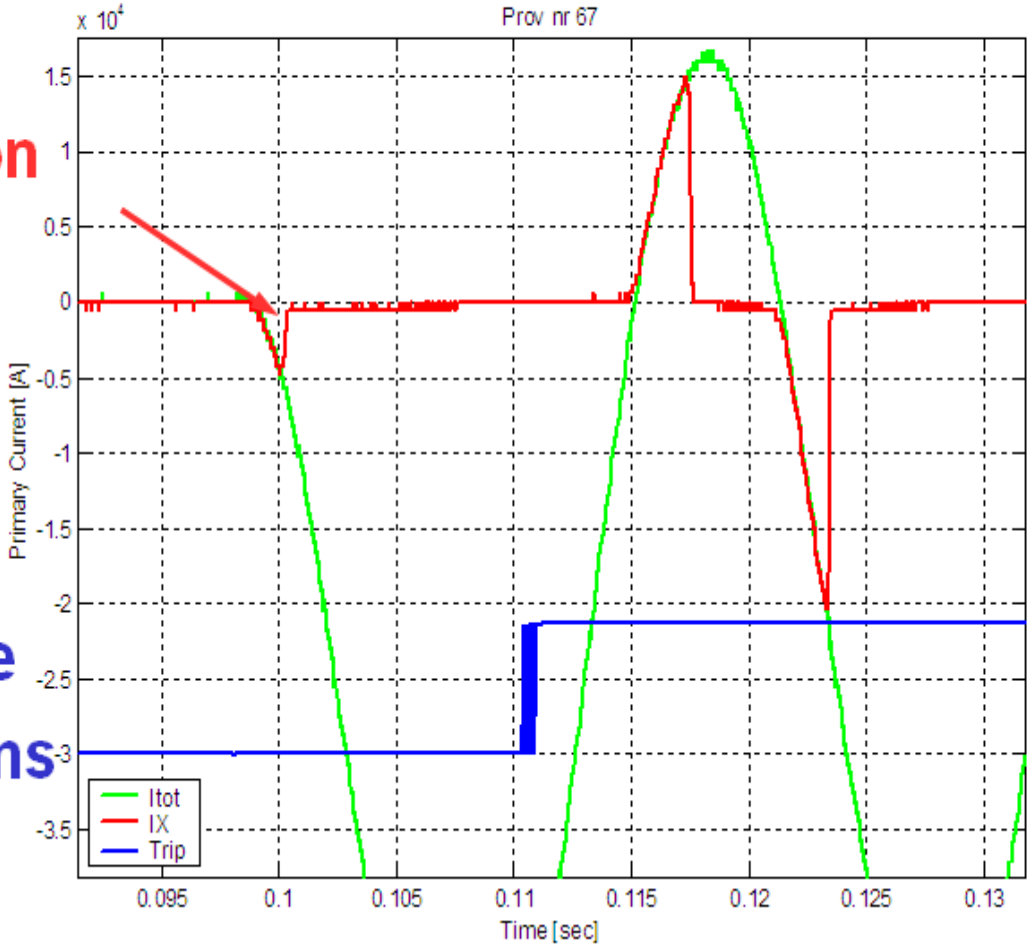
**$I_{tot}$ = 26 kA rms**

**-Full DC**

**-CT type TPX with remanence**

# - High current test

**Time to saturation 1,5 ms**




**Operate time 12 ms**

**Internal fault:**

**$I_{tot}$ = 26 kA rms**

**-Full DC**

**-CT type TPX with remanence**

**10P 10, significa 10 % de error para 10 veces la $I_{nominal}$**

**5P, 10P (CLASES DE PRECISIÓN)**

**Uk = Factor límite de precisión del TI . $I_{2N}$. (Rintsecun+(BurdenVA/$I_{2N}^2$))**

**FLP = ALF = Sobreintensidad nominal/ corriente nominal .**

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

## 5.2 Specifications for the Steady State Response of Current Transformers

In the IEC, BS (British Standard) and ANSI/IEEE (US Standard) different definitions are used:

*IEC 60044-1[1] [5-1]*

This standard applies for the steady state response of CTs.

The designation of the CTs for protection applications is done by means of the maximum total error (5 or 10%) at the rated accuracy limit current, followed by the letter P (for protection) as well as the accuracy limit factor (e.g. 5P20).

Two accuracy classes are defined:

**Table 5.1** CT classes according to IEC 60044-1

| Accuracy class | Current error at rated current $I_N$ | Phase displacement $\delta$ at rated current $I_N$ | Composite error at ALF·$I_N$* $\varepsilon_c$ (accuracy limit condition) |
|---|---|---|---|
| 5P | ±1% | ±60 minutes | 5% |
| 10P | ±3% | – | 10% |

* ALF is the accuracy limit factor of the CT

As a whole, a protection current transformer is defined by the following data:

| | |
|---|---|
| Rated transformation ratio: | $I_{PN}/I_{SN}$, e.g. 600/1 A or 600/5 A |
| Rated power $P_N$: | Power provided by the CT on the secondary side at rated current and rated burden, e.g. 30 VA |
| Accuracy class: | 5P or 10P |
| Accuracy limit factor: | ALF (e.g. 10 or 20)<br>This multiple of the rated current, without DC component, can be transformed by the CT with the defined accuracy class, if the connected burden equals the rated burden ($\cos\varphi = 1$).<br>With larger current, the CT will saturate and distort the secondary current. |
| Secondary internal resistance: | $R_{CT}$ in Ohm |

## 5.4 TP Current Transformer Classes

The demands imposed on the CT with respect to transient response during off-set fault current transformation (**T**ransient **P**erformance Requirements) are defined in IEC 60044-6. [5-9] This standard differentiates four classes depending on the construction of the CT core:

Class TPS: *Closed iron core with very low leakage reactance*
Its transformation response is defined by the magnetising curve (knee-point voltage, magnetising current) and the secondary winding resistance.

This configuration corresponds to the Class X according to British Standard BS3938 (1973). It is provided for the differential protection.

Class TPX: *Closed iron core without limitation of the remanence*
The construction of these CTs is the same as the Class P CTs according to IEC 60044-1. TPX additionally specifies the transient response.

Class TPY: *CT with anti-remanence air-gap (Remanence ≤ 10%)*
Apart from this, the response is as with TPX.

Class TPZ: *CT with linear core (Remanence negligible)*
The indicated transformation accuracy only applies to the AC-current component.

The DC component in the fault current is heavily attenuated.

The error limits of the individual classes are defined as follows:

**Table 5.2** CT classes according to IEC 60044-6

| Class | Error at rated primary current | | Maximum peak instantaneous error at accuracy limit condition |
|---|---|---|---|
| | Ratio | Angle | |
| TPX | ±0.5% | ±30 Min | $\hat{\varepsilon} \leq 10\%$ |
| TPY | ±1.0% | ±60 Min | $\hat{\varepsilon} \leq 10\%$ |
| TPZ | ±1.0% | ±180 ±18 Min | $\hat{\varepsilon} \leq 10\%$ (AC current only) |

Sin embargo esto no es necesario. Es suficiente con dimensionar el factor k de sobredimensionamiento, de tal manera que garantice el comportamiento normal de la función de protección analizada bajo las condiciones dadas.

Los relés vienen equipados con discriminador de saturación. Esta función genera una señal de bloqueo de estabilización si hay una corriente diferencial como resultado de una saturación por falla externa. Por lo tanto se obvia el sobredimensionamiento para caso de falla externa.

Para la corriente máxima de falla interna, se permite la saturación hasta un factor fs de 4. Esto corresponde a un k = 0,5 de sobredimensionamiento.

El sobredimensionamiento está íntimamente relacionado con los tiempos de apertura de los IAP más el de la propia protección.

---

---

---

---

---

---

## 2.13 Dimensionamiento de Transformadores de Corriente

Se usa la ecuación siguiente para dimensionar un transformador de corriente, para la desviación de la corriente primaria máxima:

$$V_{sat} = (R_{nom} + R_i) \cdot n \cdot I_{nom} \geq (R_{op} + R_i) \cdot k \cdot I'_{1,max}$$

donde:

| | |
|---|---|
| $V_{sat}$ : | tensión de saturación |
| $I'_{1,max}$: | corriente primaria máxima sin desviación |
| $I_{nom}$: | corriente secundaria nominal |
| n: | factor de sobrecorriente nominal |
| k: | factor de sobredimensionamiento |
| $R_{nom}$: | carga nominal |
| $R_{op}$ : | carga efectiva de funcionamiento conectada |
| $R_i$: | carga interna |

El transformador de corriente se puede entonces dimensionar para la tensión de saturación mínima requerida $V_{sat}$ como sigue:

$$V_{sat} \geq (R_{op} + R_i) \cdot k \cdot I'_{1,max}$$

Alternativamente, el transformador de corriente también se puede dimensionar para el factor de sobrecorriente nominal mínimo requerido n especificando una potencia nominal $P_{nom}$ como sigue:

$$n \geq \frac{(R_{op} + R_i)}{(R_{nom} + R_i)} \cdot k \cdot \frac{I'_{1,max}}{I_{nom}} = \frac{(P_{op} + P_i)}{(P_{nom} + P_i)} \cdot k \cdot \frac{I'_{1,max}}{I_{nom}}$$

donde:

$$P_{nom} = R_{nom} \cdot I^2_{nom}$$
$$P_{op} = R_{op} \cdot I^2_{nom}$$
$$P_i = R_i \cdot I^2_{nom}$$

Teóricamente, se podría dimensionar el transformador de corriente para falla de saturación, insertando en el lugar correspondiente, al factor de sobredimensionamiento requerido k, su máximo:

$$k_{max} = 1 + \omega T_1$$

donde:

| | |
|---|---|
| $\omega$ : | frecuencia angular del sistema |
| $T_1$: | constante de tiempo del sistema |

## 5.7 Dimensioning of the CT

The required operating accuracy limit factor may be derived with the following equation:

$$ALF' = \frac{I_F}{I_N} \cdot K_{TF} \cdot K_{Rem.} \qquad (5\text{-}14)$$

The corresponding rated accuracy limit factor is then:

$$ALF = \frac{R_{CT} + R_B}{R_{CT} + R_N} \cdot ALF' = \frac{P_i + P_B}{P_i + P_N} \cdot ALF' \qquad (5\text{-}15)$$

The ratio $I_F/I_N$ must consider the maximum fault current that can arise. Often, the rated short circuit current of the plant is used in this context.

$K_{TF}$ is the over-dimensioning factor that considers the single sided magnetising of the CT core due to the DC component in the fault current.

$K_{Rem.}$ is the over-dimensioning factor that considers the remanence. It is calculated using the remanence factor $K_r$:

$$K_{Rem.} = \frac{1}{(1 - K_r)} \qquad (5\text{-}16)$$

*Over-dimensioning factor $K_{TF}$*

In most cases it is of primary importance for definition of the CT dimension.

Initially the common CTs with closed iron cores, 5P or 10P are considered. For these, the transient response is defined with Class TPX. The CT secondary time constant $T_S = L_m/\Sigma R_2$ in this case is always large in comparison to the system time constant $T_N$. Usually $T_S$ is several seconds long, while $T_N$ in the system only assumes a value above 100 ms in exceptional cases.

Equation (5-8) shows the simplified equation where $T_S >> T_N$:

$$K_{TF} = \frac{B_{Max.}}{\hat{B}_{\sim}} = 1 + \omega \cdot T_N \qquad (5\text{-}17)$$

To achieve saturation free transformation of the fully off-set fault current for the entire duration of the fault, the CT must have a dimension calculated with the transient over-dimensioning factor:

$$K_{TF} = \frac{B_{Max.}}{\hat{B}_{\sim}} = 1 + \omega \cdot T_N = 1 + \frac{X_N}{R_N} = 1 + \frac{X_S + X_L}{R_S + R_L} \qquad (5\text{-}18)$$

In the equation above, $T_N$ is the DC time constant of the affected fault loop calculated with the values of the source impedance ($X_S$, $R_S$) and the line impedance ($X_L$, $R_L$).

The X/R ratio of the fault impedance close to generators and transformers and at the EHV level in general is very large so that large over-dimensioning factors of $K_{TF} = 30$ (at $T_N = 100$ ms) and more may appear.

CTs with such large dimensions can usually not be implemented due to the large costs involved. With encapsulated switchgear (e.g. GIS) where the CT must be fitted inside the encapsulation, space constrains prohibit such large CTs.

If, instead of saturation-free transformation for the total duration of the fault current, saturation is permitted after a particular time the dimension of the CT may be reduced.

The minimum time to saturation must satisfy various criteria:

- With *internal faults*, a minimum saturation free time (a minimum non-distorted data window) is required to comply with the measurement process inside the protection. With distance protection this can assume a value of 25 ms especially if an exact fault location is required. Differential protection on the other hand can manage with shorter times of for example 5ms.
- During *external faults* protection stability is ensured if the CT transforms the through flowing fault current until the fault is switched off. In this case the relevant time is made up of the operating time of the protection and the circuit breaker. At the EHV level this equates to a time of approximately 100 ms.

  For protection devices that contain a saturation detector, as described in Section 4.2.4, the differential protection can cope with shorter times as the CT must only transform until the saturation is detected. In the case of for example the busbar protection 7SS52 a time of 3 ms is already sufficient.

The transient over-dimensioning factor for time limited saturation free transformation $K'_{TF}$ is calculated with equation (5-7), if the increase of flux is limited to the time $t_M$:

$$K'_{TF} = 1 + \frac{\omega \cdot T_N \cdot T_S}{T_N - T_S} \cdot \left( e^{-\frac{t_M}{T_N}} - e^{-\frac{t_M}{T_S}} \right) \qquad (5\text{-}19)$$

For closed iron CT cores, where $T_S >> T_N$, the equation can be simplified as follows:

$$K'_{TF} = 1 + \omega \cdot T_N \cdot e^{-\frac{t_M}{T_N}} \qquad (5\text{-}20)$$

Fig. 5.13 provides a graphic representation of the equation.

The required CT dimension may be substantially reduced if the saturation-free time $t_M$ is much smaller than the system time constant. In the example at hand a reduction of $K_{TF} = 16$ to $K'_{TF} = 7$ is achieved.

In the equations (5-19) and (5-20) the AC component of the flux is assumed to have a peak value equal to 1. This is a good approximation when current flow takes place for a long time as the DC flux in this case determines the transient over-dimensioning factor and large values for $K_{TF}$ or $K'_{TF}$ are obtained.

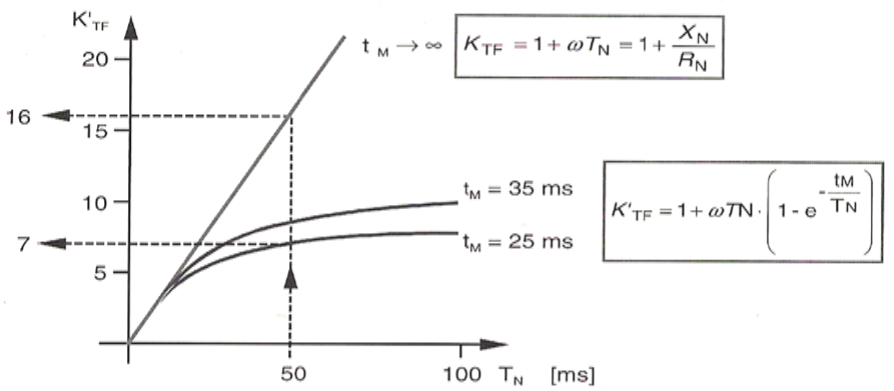



**Figure 5.13**
Transient over-dimensioning factor for CTs with restricted saturation free transmission time

If the time to saturation however is short, the AC flux has the same order of magnitude as the DC flux and may even be larger if very short saturation free times less than 5 ms are considered. Under these conditions the sinusoidal course of the AC flux component must be considered, i.e. the complete equation for the course of flux must the applied. The corresponding over-dimensioning factor $K''_{TF}$ is then calculated with the following equation:

$$K''_{TF}(t_M, T_N) = \omega \cdot T_N \cdot \cos\Theta(t_M, T_N) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_M}{T_N}}\right) + \\ + \sin\Theta(t_M, T_N) - \sin(\omega \cdot t_M + \Theta(t_M, T_N)) \qquad (5\text{-}21)$$

Here $\Theta$ is the angle of fault inception that results in the maximum $K''_{TF}$ - factor depending on the required saturation free time $t_M$ and the applicable DC time constant $T_N$ of the fault current.

$$\Theta(t_M, T_N) = \operatorname{acos}\left[1 \Big/ \sqrt{\left[1 + \frac{1 - \cos(\omega \cdot t_M)}{\omega \cdot T_N \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_M}{T_N}}\right) - \sin(\omega \cdot t_M)}\right]^2}\right] \qquad (5\text{-}22)$$

The angle $\Theta$ is calculated with (5-22) for the practical case when the time constant $T_N \geq 10$ ms. With time constants < 10 ms it must be checked in each case if the angle $\Theta$, that corresponds to the negative value of the square root does not result in a larger $K_{TF}$"-factor (see Fig. 5.14).

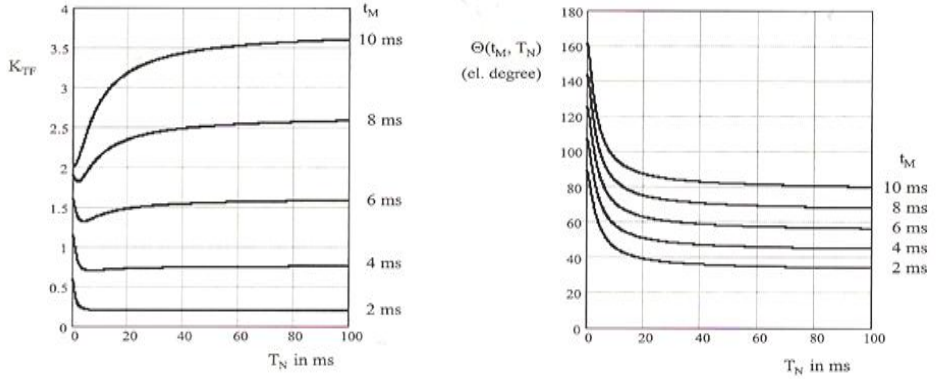



**Figure 5.14** Transient over-dimensioning factor $K''_{TF}$ and corresponding fault inception anglel

*Equivalent time constant*

If the source impedances feed onto the fault with different time constants, the CT dimension calculation may be carried out with the sum of the fault currents and the following equivalent time constant [5-13]:

$$T_{\text{equivalent}} = \frac{I_{F1} \cdot T_1 + I_{F2} \cdot T_2 + \ldots + I_{Fn} \cdot T_n}{I_{F1} + I_{F2} + \ldots + I_{Fn}} \qquad (5\text{-}23)$$

It produces an equivalent area for the DC current component (same flux rise and therefore same CT dimension requirement) as the sum of the individual currents would have produced. Equation (5-23) in actual fact is only applicable to the area of the total fault ($t \rightarrow \infty$). If saturation may occur after a short time, the equivalent time constant should be calculated for this short interval. With the given equation, the resultant CT dimension is a little larger and therefore the result on the safe side. In example 8-4, section 8.5 and example 10-3, section 10.2 the equation is applied.

*Over-dimensioning factor for remanence $K_{Rem.}$*

The remanence may be as much as 80% ($K_r = 0.8$) in closed iron core CTs. Consequently only 20% flux increase up to saturation would remain (see Fig. 5.6) and the CT dimension would have to be increased by the remanance over-dimensioning factor $K_{Rem.} = 1/(1 - K_r) = 5$.

*CT dimensioning in practice*

Only a small number of statistical analyses exist regarding the frequency and magnitude of DC current components and CT remanence.

A full off-set of the fault current (fault inception close to the zero crossing of the voltage signal) seldomly occurs (low probability during lighting strikes exists).

critical condition. The transformer protection is an example. In the event of an internal fault close to the terminals, a very large fault current will result while the current in case of external faults is much smaller due to the transformer short circuit impedance.

More detailed advice for the CT dimension calculations may be found in the product documentation or engineering guides provided by the protection manufacturers. [5-15]

The following table contains the recommendations stated by Siemens for their differential protection relays:

**Table 5.3** CT requirements for digital differential protection

| Type of protection | Requirements for internal faults | Requirements for external faults |
|---|---|---|
| Generator- and transformer differential protection 7UM6, 7UT6 | Saturation free time $t_{SF} \geq 4$ ms, corresponds to $K_{TF} \geq 0.75$ | Saturation free time $t_{SF} \geq 5$ ms, corresponds to $K_{TF} \geq 1.2$ |
| Feeder differential protection with digital communication 7SD52 and 7SD61 | Saturation free time $t_{SF} \geq 3$ ms, corresponds to $K_{TF} \geq 0.5$ | Saturation free time $t_{SF} \geq 5$ ms, corresponds to $K_{TF} \geq 1.2$ |
| Feeder differential protection with pilot wires 7SD502/600, 7SD503 | Saturation free time $t_{SF} \geq 5$ ms, corresponds to $K_{TF} \geq 1.2$ | $K_{TF} \geq 1$ CT symmetry: $3/4 \leq ALF'_1/ALF'_2 \leq 4/3$ |
| Current comparison protection (phase comparison 7SD51 | Saturation free time $t_{SF} \geq 5$ ms, corresponds to $K_{TF} \geq 1.2$ | $K_{TF} \geq 1$ CT symmetry: $1/3 \leq ALF'_1/ALF'_2 \leq 3$ *) |
| Busbar differential protection 7SS50/51 und 7SS52 | Saturation free time $t_{SF} \geq 3$ ms corresponds to $K_{TF} \geq 0.5$ | Sättigungsfreie Zeit $t_{SF} \geq 3$ ms corresponds to $K_{TF} \geq 0.5$ |
| Busbar differential protection 7SS600 | Saturation free time $t_{SF} \geq 4$ ms corresponds to $K_{TF} \geq 0.75$ | Saturation free time $t_{SF} \geq 4$ ms corresponds to $K_{TF} \geq 0.75$ |

*) with the same CT ratio at both ends

In general the DC off-set is smaller than 70%. [5-14]

With regard to remanance to CTs in the system, only an old Canadian investigation is available. According to this, large remanance values of 60-79% were observed in 27% of 141 CTs.

The worst case condition, when fully off-set fault current and maximum remanence coincide, should in practice hardly ever occur. If the closed iron core (TPX) CT is dimensioned for this case, it would result in an extremely large and expensive CT. This is not commonly applied in practice. If at all, remanence is only considered at the EHV level. To take into account re-closure onto a permanent fault in the course of an unsuccessful AR cycle (refer Fig. 5.7), the CT dimension is calculated to allow for a C-O-C-O switching sequence. For this purpose, CTs with an air gap TPY or TPZ are applied. The dimension is based on the course of flux shown in Fig. 5.5 and calculated with equation (5-13). IEC60044-6 provides a detailed guideline with calculation examples for this purpose.

The basis for calculating the CT dimension are the recommendations provided by the manufacturers for each relay. These either state a minimum over-dimensioning factor or a corresponding knee-point voltage for the maximum through flowing fault current and a minimum saturation free time after fault inception. In the case of feeder differential protection, an additional requirement often is that the operational over-current factors at the two line ends may not deviate substantially.

*Stability in the presence of through flowing currents (external fault)*

This is an important criterion for the configuration of CTs used with differential protection. In general, a minimum operational over-current factor is required which is dependent on the maximum through flowing fault current:

$$ALF' \geq K_{TF} \cdot \frac{I_{F\text{-max.-through fault}}}{I_{N\text{-CT}}} \qquad (5\text{-}24)$$

With most Siemens differential relays, only $K_{TF} > 1$ is specified, i.e. the CTs must transform the maximum non off-set through fault current without saturation. In the presence of DC off-set, a substantial amount of saturation is therefore permissible.

With busbar protection, the situation is particularly difficult, as the fault currents of several in-feeds flow into the protected object and exit via the faulted feeder as the sum total of all fault current in-feeds. The busbar protection must therefore allow a particularly large degree of CT saturation. The Siemens busbar protection type 7SS52 for example only demands 3 ms of non-saturated current transformation to reach a secure stabilising. This corresponds to $K_{TF} \geq 0.5$, which means that the CT must only be capable of transforming half the maximum sum total fault current of the busbar.

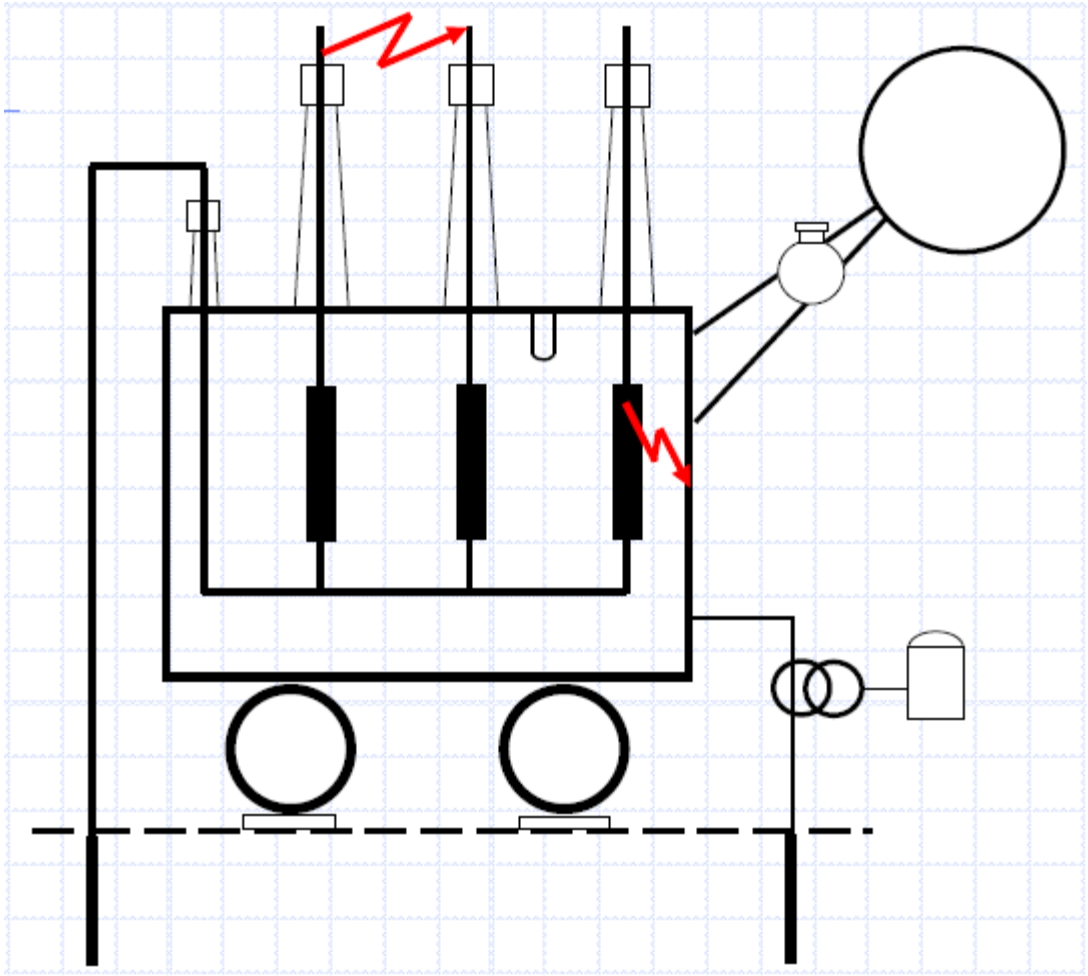
*Secure trip decision during internal faults*

For this purpose a minimum saturation free time is necessary so that non-delayed tripping can be achieved. If the short circuit in-feed is very large this may also be the most

# ANEXO 4

- ***Protección de Cuba:*** *consiste en hacer que la corriente de falla entre un arrollamiento y la cuba conectada a tierra, circule por un toroide debiendo por lo menos el transformador, estar aislado con una resistencia de 25 Ohm. _*

# PROTECCIÓN DE CUBA



# PROTECCIÓN DE CUBA

**Principio de Funcionamiento:** Se trata de una protección destinada a detectar puestas a tierra dentro de la cuba del transformador.

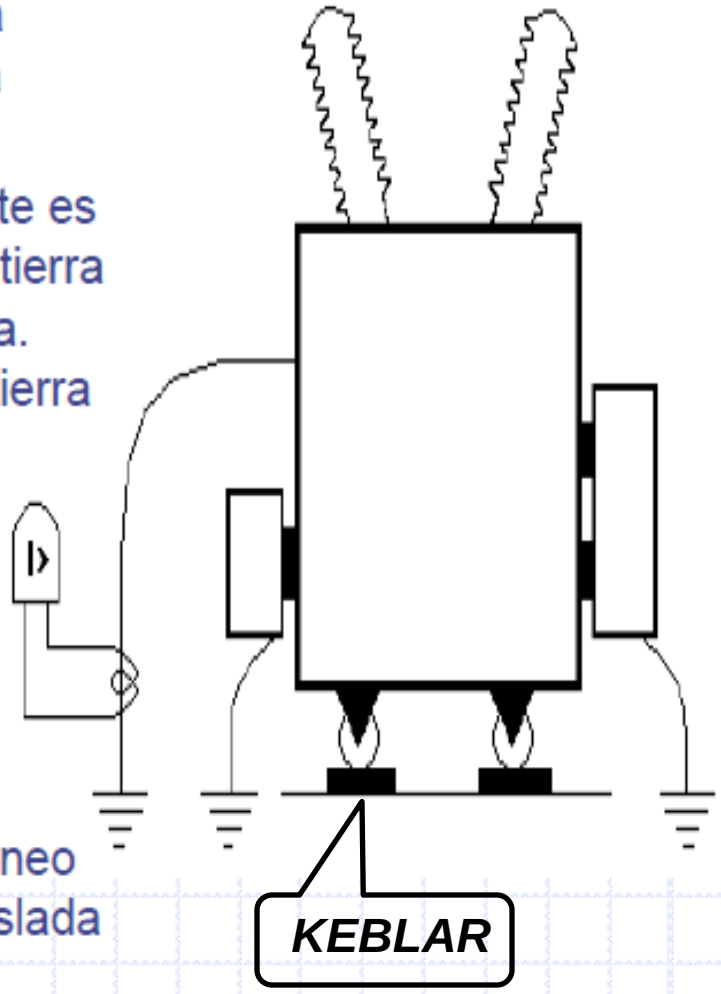
Para que esta protección funcione correctamente es necesario asegurarse que el cable de puesta a tierra de la cuba sea la única conexión de ésta a tierra. Esto implica aislar las ruedas de transporte de tierra una vez instalado definitivamente el Trafo.

**Se deberá aislar:**

la caja de engranajes

Mandos del conmutador bajo carga y de los ventiladores

Cuando la conexión de salida o entrada del transformador es, a través de un cable subterráneo debe cuidarse que la vaina del mismo quede aislada de la cuba.



El % de bobinado no protegido se calcula:

**1-x**=( $\%I_{CN}$ * $I_{CN}$ *R*100/($U_{NTR}$ *1,73))

**R**=6 Ω; $\mathbf{U_{NTR}}$ = 13.200 V

$\mathbf{I_{CN}}$ = es la corriente regulada por la protección de fase, que es la de respaldo del trafo, en el ejemplo 430 A.

$\mathbf{\%I_{CN}}$ = es el % de la $\%I_{CN}$ ; en el ejemplo 0,18 %.

**1-x**=( 0,18 * 430 *6*100/7630)= 6,08 % de bobinado no protegido

La corriente que determina la cantidad de bobinado no protegido (1 – x) es $\%I_{CN}$ o sea que es la corriente de falla mínima con que opera el relé de tierra

430 x 0,18 = 77,40 A aprox 80 A .

**Io>=80 A ; to>10 mseg**

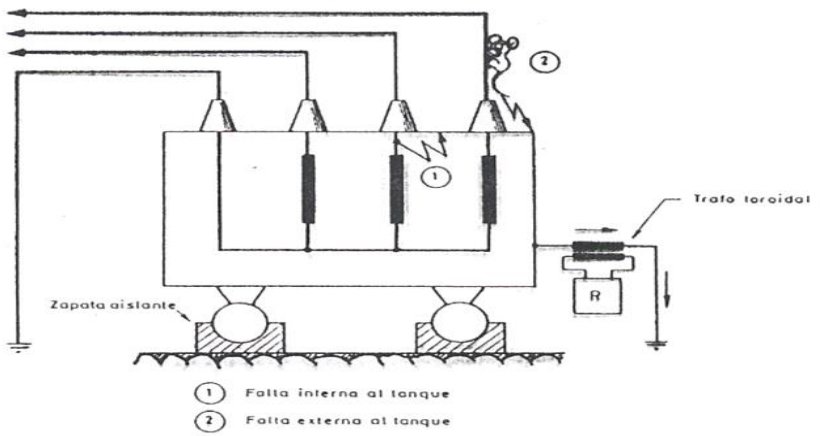
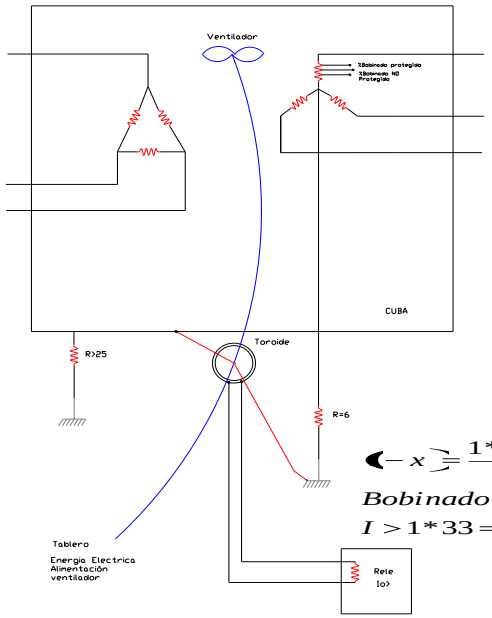



Fig. 5.49 Protección de cuba.

Esta protección también recibe el nombre de *protección Howard*. Con un ajuste suficientemente bajo puede detectar faltas próximas al extremo interior del arrollamiento. Por otra parte, es conveniente poner de manifiesto que, de existir alguna alimentación auxiliar para motores de ventilación, etc., ésta se debe conducir por el interior del transformador de la protección (trafo toroidal), ya que de lo contrario, en caso de contacto a masa en un motor, la protección actuaría intempestivamente.




$$-x \geq \frac{1*33*1*100}{7630} = 0{,}43\%$$

*Bobinado sin porteger*

$I > 1*33 = 33A; t > 10 miliseg$

# ANEXO 5

- ***Protección de transformadores con relé de impedancia***

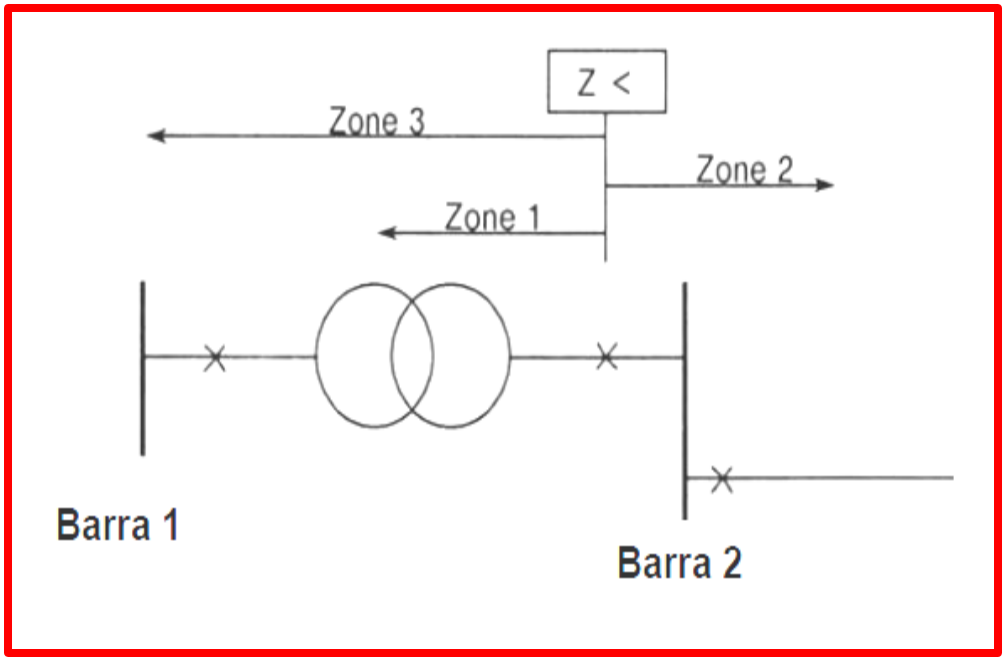
El relé de Z en ocasiones es usado como protección principal de transformador y además cumple la función de respaldo para el juego de barras.

Las zonas de actuación pueden ajustarse hacia delante y hacia atrás, en la figura se ve un ajuste típico.

Alcance de ***ZONA 1***, 70 a 80 % dentro del transformador.

Alcance de ***ZONA 2***, cubriendo la Barra 2 en reversa.

Alcance de ***ZONA 3***, a través del transformador cubriendo Barra 1.



# ANEXO 6

- *ENSAYOS*

## 8.5 Ensayo de medida

**Para realizar las pruebas de medida ajustar el grupo de conexión primario - secundario y primario - terciario (si el transformador es de tres devanados) como YY0 y sin filtro homopolar, ya que es la única manera de probar fase a fase; en caso contrario serían necesarias dos maletas trifásicas.**

Las intensidades se inyectarán durante la prueba de acuerdo a las bornas y entradas que se indican a continuación:

**Tabla 8-2**

| Transformador de 2 devanados | | | | | Transformador de 3 devanados | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bornas 8IDN (2U) | Bornas 8IDN (4U) | Bornas 3IDN | Fase | Devanado | Bornas 8IDN | Bornas 3IDN | Fase | Devanado |
| A2 – A1 | A2 – A1 | 2 - 1 | A | 1 | A1-A2 | 1 - 2 | A | 1 |
| A6 – A7 | A6 – A7 | 6 - 5 | B | 1 | A7-A8 | 7 - 8 | B | 1 |
| D2 – D1 | D2 – D1 | 10 - 9 | C | 1 | D5-D6 | 13 - 14 | C | 1 |
| A3 - A4 | A3 - A4 | 3 - 4 | A | 2 | A3-A4 | 3 - 4 | A | 2 |
| A7 - A8 | A7 - A8 | 7 - 8 | B | 2 | D1-D2 | 9 - 10 | B | 2 |
| D3 - D4 | G3 – G4 | 11 - 12 | C | 2 | D7-D8 | 15 - 16 | C | 2 |
| D6 – D5 (*) | G6 – G5 (*) | 14 – 13 | N | 1 | A5-A6 | 5 - 6 | A | 3 |
| D7 – D8 (*) | G7 – G8 (*) | 15 – 16 | N | 2 | D3-D4 | 11 - 12 | B | 3 |
| A9 – A10 (*) | A9 – A10 (*) | 17 - 18 | Ns | - | A9-A10 | 17 - 18 | C | 3 |

**(*) según modelo**

### 8.5.1 Medida de intensidad de fase y neutro

Aplicar en todas las fases y neutros de todos los devanados una corriente de valor eficaz X y comprobar que las medidas correspondientes se encuentran dentro del rango especificado en la tabla 8-3.

**Tabla 8-3**

| Intensidad Aplicada | Valor Eficaz Medido |
|---|---|
| X Aac | $R.T. \cdot X \pm 5\%$ |

Siendo R.T. la relación de transformación del devanado que se está probando.

### 8.5.2 Medida del contenido de armónicos

Aplicar en la Fase A del devanado #1 las corrientes con los valores eficaces y frecuencias que se indican en la tabla 8-4, y comprobar las medidas correspondientes al contenido de armónicos de la Fase A.

**Tabla 8-4**

| Intensidad aplicada | Frecuencia | | medida 2º armónico | medida 5º armónico |
|---|---|---|---|---|
| X+0.1 A | equipos de 50Hz:<br>equipos de 60Hz: | 100 Hz<br>120 Hz | X | 0 |
| X+0.1 A | equipos de 50Hz:<br>equipos de 60Hz: | 250 Hz<br>300 Hz | 0 | X |

siendo X un valor entero.

Las medidas de contenidos de armónicos se hacen sobre la fase en la que se hace la inyección, independientemente del devanado. Repetir las medidas para las fases B y C del primer devanado.

### 8.5.3 Medida de la corriente diferencial

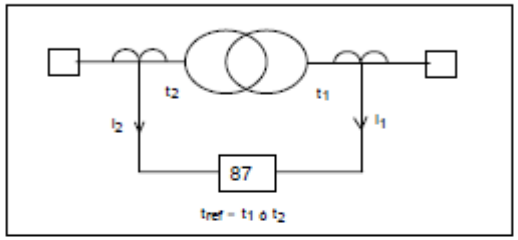
Aplicar en la Fase A de todos los devanados una intensidad X desfasada 0 grados y comprobar las medidas correspondientes a la corriente diferencial desarrollada para la Fase A tal y como se indica en la tabla 8-5. Esta prueba también se puede realizar para las fases A y B.

**Tabla 8-5**

| intensidad aplicada dev #1 | intensidad aplicada dev #2 | intensidad aplicada dev #3 | toma dev #1 | toma dev #2 | toma dev#3 | toma referencia | I diferencial medida |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $\dot{I}_1$ =X A /0º | $\dot{I}_2$ =X A/0º | $\dot{I}_3$ =X A/0º | $t_1$ | $t_2$ | $t_3$ | $t_{ref}$ | $(\frac{X}{t_1}+\frac{X}{t_2}+\frac{X}{t_3})\cdot t_{ref} \pm 10\%$ |

## 8.6 Ensayo de la unidad diferencial

**Para el ensayo de esta unidad se recomienda deshabilitar el resto de unidades y ajustar el grupo de conexión primario - secundario y primario - terciario (si se tiene devanado terciario) como YY0, con el ajuste de Cálculo de Intensidad de Frenado en modo 0 y sin filtro homopolar.**




### 8.6.1 Sensibilidad

Aplicar intensidad, en la Fase A del devanado #1 y comprobar que la unidad diferencial de la Fase A arranca, para un ajuste de sensibilidad X, cuando dicha intensidad se encuentre dentro del margen indicado en la tabla 8-6.

**Tabla 8-6**

| Sensibilidad | Arranque | Reposición |
|---|---|---|
| x | $\frac{x}{t_{ref}} \cdot t \pm 5\%$ | $0.75 \cdot \frac{x}{t_{ref}} \cdot t - 0.85 \cdot \frac{x}{t_{ref}} \cdot t$ |

Siendo t el valor de toma del devanado en el que se está aplicando la corriente y $t_{ref}$ el valor de toma del devanado de referencia para las medidas.

Se comprobará que al actuar la unidad diferencial, se producirá un disparo activándose los cuatro contactos de disparo :

- Para los equipos 3IDN:(21 - 23), (25 - 27), (29 - 31), (33 - 35).
- Para los equipos 8IDN:(C7-C8), (C9-C10), (C11-C12), (C13-C14).

Repetir la prueba para las fases B y C del primer devanado.

### 8.6.2 Característica de frenado porcentual

Aplicar intensidad por la Fase A de los devanados #1 y por la Fase A del Devanado #2 , defasada 180º respecto a la anterior.

$$I_{fren} = \frac{(\frac{I_1}{t_1} + \frac{I_2}{t_2}) \cdot t_{ref} - (\frac{I_1}{t_1} - \frac{I_2}{t_2}) \cdot t_{ref}}{2} = \frac{I_2}{t_2} \cdot t_{ref}$$

La intensidad por el devanado #2 será constante y se medirá la intensidad que es necesario inyectar por el devanado #1 para lograr la operación de la unidad. Para que no se dé un disparo previo, el valor de intensidad inicial por el devanado #1 deberá ser proporcional a la del devanado #2 siguiendo la siguiente fórmula:

$$\frac{I_1}{t_1} = \frac{I_2}{t_2}$$

A partir de dicho valor inicial, se aumenta lentamente la intensidad por el devanado #1 y se comprueba el valor de arranque de la unidad.

Para cada zona de la gráfica se puede calcular el valor de intensidad por el devanado #2, la cual se mantendrá fija durante la prueba:

**zona I:** $I_2 < \frac{t_2}{2}$ **zona II:** $\frac{t_2}{2} < I_2 < 10t_2$ **zona III:** $10t_2 < I_2$

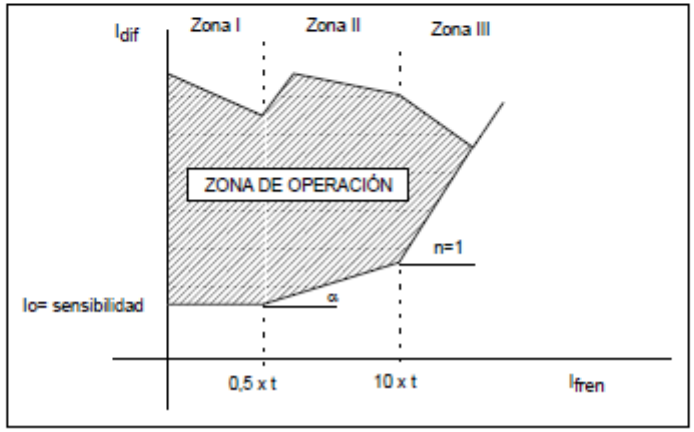



figura 8.1: caracteristica de operación unidad diferencial

Comprobar que la intensidad de operación está dentro del margen indicado en la tabla 8-7.

| Tabla 8-7 | | | |
|---|---|---|---|
| **int. dev#2 aplicada** | **arranque** | | **reposición** |
| $I_2 < t_2/2$ | $I_{dif} > I_0$ | Min: $I_1 = 0.95 \cdot (\frac{I_0}{t_{ref}} + \frac{0.95 \cdot I_2}{t_2}) \cdot t_1$<br>Máx: $I_1 = 1.05 \cdot (\frac{I_0}{t_{ref}} + \frac{1.05 \cdot I_2}{t_2}) \cdot t_1$ | $I_{dif} < 0.8\ I_0$ |
| $t_2/2 < I_2 < 10t_2$ | $I_{dif} > I_0 + (I_{fren} - 0{,}5t_{ref})\alpha$ | Min: $I_1 = 0.95 \cdot (\frac{I_0}{t_{ref}} + \frac{0.95 \cdot I_2}{t_2} \cdot (1+\alpha) - 0.5\alpha) \cdot t_1$<br>Máx: $I_1 = 1.05 \cdot (\frac{I_0}{t_{ref}} + \frac{1.05 \cdot I_2}{t_2} \cdot (1+\alpha) - 0.5\alpha) \cdot t_1$ | $I_{dif} < 0.8\ I_0$ |
| $10t_2 < I_2$ | $I_{dif} > I_0 + (10t - 0{,}5t)\alpha + (I_{fren} - 10t_{ref})$ | Min: $I_1 = 0.95 \cdot (\frac{I_0}{t_{ref}} + 9.5\alpha - 10 + 1.9 \cdot \frac{I_2}{t_2}) \cdot t_1$<br>Máx: $I_1 = 1.05 \cdot (\frac{I_0}{t_{ref}} + 9.5\alpha - 10 + 2.1 \cdot \frac{I_2}{t_2}) \cdot t_1$ | $I_{dif} < 0.8\ I_0$ |

Por ejemplo, si consideramos los siguientes ajustes:

$t_1 = t_2 = 1$
$t_{ref} = t_1$
$I_0 = 0.5$
$\alpha = 0.2$

Para estos ajustes y una intensidad $I_2$ (desfasada 180º respecto $I_1$) la intensidad de frenado será:

$$I_{fren} = I_2$$

La unidad arrancará cuando $I_1$ alcance los valores indicados en la tabla 8-8.

| Tabla 8-8 | | | |
|---|---|---|---|
| **int. dev#2 aplicada** | **arranque** | **$I_1$ arranque mínimo** | **$I_1$ arranque máximo** |
| $I_2 < 0.5$ A | $I_{dif} > 0.5$ A | $I_1 = (0.5 + 0.95 \cdot I_2) \cdot 0.95$ | $I_1 = (0.5 + 1.05 \cdot I_2) \cdot 1.05$ |
| 0.5 A< $I_2$ < 10 A | $I_{dif} > 0.4 + 0.2\ I_2$ | $I_1 = (0.4 + 1.14 \cdot I_2) \cdot 0.95$ | $I_1 = (0.4 + 1.26 \cdot I_2) \cdot 1.05$ |
| 10 A< $I_2$ | $I_{dif} > I_2 - 7.6$ | $I_1 = (1.9 \cdot I_2 - 7.6) \cdot 0.95$ | $I_1 = (2.1 \cdot I_2 - 7.6) \cdot 1.95$ |

Con el ajuste de Cálculo de Intensidad de Frenado en modo 1, la expresión para el cálculo de la intensidad de frenado es:

$$I_{fren} = \frac{(\frac{I_1}{t_1} + \frac{I_2}{t_2}) \cdot t_{ref}}{2}$$

A partir de dicha expresión, recalculando la Intensidad de Frenado, se realizan las mismas pruebas.

## 8.6.3 Frenado por armónicos

Aplicar una intensidad con componente del segundo armónico por una de las tres fases de un devanado. La componente armónica se mantendrá constante y se irá subiendo la componente fundamental, la cual está aplicada al mismo devanado en paralelo con la componente de 2º armónico, hasta que se produzca el arranque. Comprobar que dicho arranque se produce para el valor de intensidad diferencial indicado en la tabla siguiente. Posteriormente se reduce la intensidad hasta la reposición de la unidad. Comprobar que dicha reposición se produce para el valor de intensidad diferencial indicado en la tabla.

| Tabla 8-9 | | |
|---|---|---|
| **$I_{dif\ arranque}$ mínima** | **$I_{dif\ arranque}$ máxima** | **Reposición** |
| $(I_0 + 0.95 \cdot I_{2º} \cdot \frac{t_{ref}}{t} \cdot k_2)$ | $(I_0 + 1.05 \cdot I_{2º} \cdot \frac{t_{ref}}{t} \cdot k_2)$ | $I \cdot \frac{t_{ref}}{t} < 0.8 \cdot I_0$ ó $0{,}5 \cdot I_{2º} \cdot \frac{t_{ref}}{t} \cdot k_2$ (el que sea mayor) |

donde:

t : valor de toma del devanado por donde se aplica la intensidad
$t_{ref}$ : valor de toma del devanado de referencia
$I_{2º}$ : intensidad de 2º armónico
I: intensidad fundamental aplicada
$1/k_2$ : pendiente de frenado 2º armónico
$I_0$: sensibilidad

### 8.6.4 Prueba de tiempos de la unidad diferencial

Para su comprobación utilizar las bornas de disparo 21-23, 25(26)-27(28), 29-31, 33(34)-35(36) para el modelo **3IDN** y C7-C8, C9-C10, C11-C12, C13-C14 para el modelo **8IDN**.

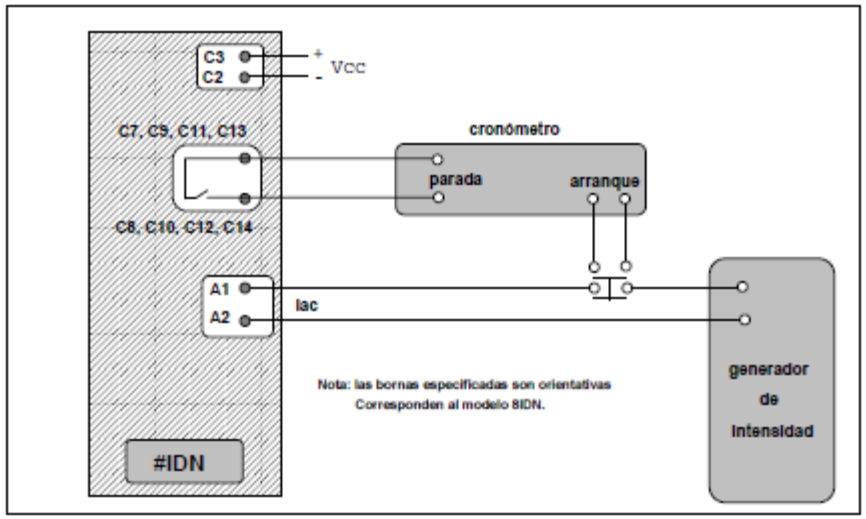



figura 8.2: esquema de conexión para el ensayo de medida de tiempos

Aplicar en las entradas de Fase A del devanado #1, una intensidad de un 20% mayor que el ajuste de sensibilidad. El tiempo de actuación deberá corresponder con ±5% ó 25ms (el que sea mayor) del valor de ajuste de tiempo seleccionado. Hay que tener en cuenta que el ajuste a 0ms tendrá un tiempo de actuación de aproximadamente 30ms.

## 8.7 Ensayo de la unidad de instantáneo

Para el ensayo de esta unidad se recomienda deshabilitar el resto de unidades.

- **Arranque**

El ensayo se puede realizar aplicando una intensidad a una de las fases (A, B o C) del primer devanado. Comprobar que la unidad arranca y se repone dentro del margen indicado en la tabla 8-10.

Tabla 8-10

| ajuste | $I_{arr}$ | arranque | reposición |
|---|---|---|---|
| x (veces toma $t_{ref}$) | x $t_{ref}$ | $x \cdot t_{ref} = \frac{I_1}{t_1} \cdot t_{ref} \rightarrow I_1 = x\ t_1 \pm 5\%$ | $0.95 \cdot x \cdot t_1$ |

Esta prueba se puede realizar de la misma forma para el resto de devanados.

- **Ensayo de tiempos**

Considerar el esquema de conexión de la figura 8.2. Aplicar en las entradas de Fase A del devanado #1, una intensidad de un 20% mayor que el valor calculado para el arranque. El tiempo de actuación deberá corresponder con ±5% ó 25ms (el que sea mayor) del valor de ajuste de tiempo seleccionado. Hay que tener en cuenta que el ajuste a 0ms tendrá un tiempo de actuación de aproximadamente 30ms.

## 8.9 Ensayo de la unidad térmica diferencial (según modelo)

Antes de realizar esta prueba conviene apagar y encender la protección para reponer el nivel térmico. Aplicar una intensidad mayor que el ajuste de intensidad máxima ($I_{max}$) y comprobar que el tiempo de disparo es:

$$t = \tau \cdot \mathrm{Ln}\frac{(I \pm 5\%)^2}{(I \pm 5\%)^2 - I_{max}^{\ 2}}$$

siendo $\tau$ la constante de tiempo ajustada.

Por ejemplo, si consideramos una constante de tiempo sin ventilación de 0.5 minutos y una intensidad máxima de 5 A, e inyectamos en la fase A del primer devanado una intensidad de 6 A, el tiempo transcurrido hasta producirse el disparo de la unidad ha de estar comprendido entre 29.81s y 44.02s.

## 8.10 Ensayo de la unidad de faltas a tierra restringidas

Habrá que realizar la misma prueba para cada devanado que tenga la unidad de faltas restringidas a tierra. Se denominará devanado X, siendo X el 1º ó 2º devanado, en cada caso.

- **Ajustes**

El equipo se ajustará según los valores de la tabla 8-12:

| Tabla 8-12 | |
|---|---|
| **Etiqueta Ajuste** | **Valor** |
| Relación de Transformación de Fase del devanado #1 | 300 |
| Relación de Transformación de Fase del devanado #2 | 300 |
| Relación de Transformación de Neutro del devanado #1 | 600 |
| Relación de Transformación de Neutro del devanado #2 | 600 |
| | |
| Grupo de Conexión Primario - Secundario | Y 1 |
| Devanado a tierra | 1 |
| | |
| Toma del devanado #1 (A) | 2 |
| Toma del devanado #2 (A) | 2 |
| | |
| Permiso Unidad de Faltas a Tierra Restringidas | SI |
| Arranque de la unidad | 2 |
| Pendiente de Frenado | 2 |
| Temporizado de la Unidad | 5 |
| Máscara de disparo de la Unidad | SI |
| | |
| Permiso Resto de Unidades | NO |

- **Sensibilidad de la Unidad**

Aplicar Intensidad sólo en el neutro y en una fase (180º) del devanado X y comprobar que la unidad de faltas a tierra restringidas del devanado correspondiente arranca y repone, para cada ajuste de arranque, cuando dicha intensidad se encuentre dentro del margen indicado en la tabla 8-13.

| Tabla 8-13 | | |
|---|---|---|
| **Ajuste de arranque** | **Arranque** | **Reposición** |
| 2A | 0.95 – 1.05 A | 0.71 – 0.79 A |
| 1A | 0.475 – 0.525 A | 0.356 - 0.393 A |
| 0.04A | 0.018 – 0.022 A | 0.12 – 0.18 A |

Se comprobará que al actuar la unidad se producirá un disparo activándose todos los contactos de disparo.

Si el modelo de relé contiene una tarjeta adicional de Entradas/Salidas, al disparar se activarán los contactos de disparo de la segunda tarjeta.

Repetir las pruebas para el otro devanado, en caso de que disponga de unidad de faltas restringidas para dicho devanado.

- **Tiempo de la Unidad**

Aplicar una intensidad de 2.5 A por el neutro de uno de los devanados y comprobar que el disparo se produce dentro del margen 4.85s – 5.15s. Cortar la intensidad.

Modificar el ajuste de tiempo de la unidad de instantáneo a 0s. Aplicar de nuevo la intensidad y comprobar que el disparo se produce en un tiempo dentro del margen de 25ms.

Repetir las pruebas para el otro devanado.

- **Característica de la Unidad**

Aplicar intensidad por la Fase A y por el Neutro del devanado X. La intensidad de la Fase A será constante y se medirá la intensidad que es necesario inyectar por el Neutro para lograr la operación de la unidad.

La prueba, cuando estén en fase, comenzará con el valor del Neutro igual que la fase y empezará a bajar. Para las pruebas con desfase de 180º se comenzará con el Neutro en 0 y se irá subiendo.

Comprobar que la intensidad de operación está dentro del margen indicado en la tabla 8-14.

| Tabla 8-14 | | | |
|---|---|---|---|
| **Fase A** | **Fase B** | **Neutro - Arranque** | |
| 1 A (0°) | - | 0° | Nunca |
| 1 A (0°) | - | 180° | 0.018 A – 0.022 A |
| 0.5 A (0°) | - | 180° | 0.01 A – 0.012 A |
| 0.8 A (0°) | 0.8 A (180°) | 180° | 0.016 – 0.064 A |
| 3.2 A (0°) | 3.2 A (180°) | 180° | 0.000 – 0.136 A |

Repetir la prueba usando las fases B y C.

Repetir las pruebas para el otro devanado.

# ANEXO 6

- ***GUIA DE FALLAS Y SUS SOLUCIONES***

## Investigation of transformer disturbances

If, during operation, the protective equipment of the transformer gives an alarm or trips the transformer from the network, one should immediately investigate the reason for it. Studies may reveal whether it is a question of transformer damage or some other disturbances in the system.

*Fault localisation advice, dry type transformers*

For oil type transformers see section 9.4.4.2 for further information. For dry-type transformers, see table below in addition:

| SYMPTOMS | PROBABLE CAUSES | SOLUTIONS |
|---|---|---|
| Low insulation resistance | Presence of humidity on surface of windings. | Clean with dry air. Ventilate. |
| | Contamination. Ageing. | Clean. Contact ABB. |
| The automatic protection device trips as soon as the transformer is energized | Windings. Defective windings. | Contact ABB. |
| | Tap changer or bolted links.<br>The primary voltage does not coincide with the position or connection. | Check that the position or connection comply with the primary voltage. |
| | Fuses blows.<br>Fuses incorrectly calibrated | Change fuses.<br>Consider different rating |
| | Protection relays.<br>Timing and/or current is incorrectly adjusted. | Check timing and current setting. |
| Unexpected secondary voltage | Primary voltage.<br>Absence of primary voltage. | Check installation and contact the electricity utility. |
| | Tap changer or bolted links.<br>incorrectly positioned or connected. | Change position or connection. |
| | Winding rupture. | Contact ABB. |
| Non-symmetrical voltages on the secondary side | Bolted links incorrectly connected in one of the phases. | Check the connections. Check installation and contact the electricity utility. |
| | Fuse has blown in one phase | Change fuse. |
| | Winding rupture | Contact ABB. |
| | L.V. installation<br>Non-symmetrical load on the secondary side. | Check L.V. installation. |
| | No voltage applied in one of the phases on the primary side | Contact the electricity utility |
| Spurious triggering during operation | Triggering and alarm incorrectly set.<br>Incorrect thermometer operation. | Check settings.<br>Check thermometer |
| | Defect Pt100 sensors or thermistors. | Check sensors or thermistors. |
| | Fuse Blown fuse | Change fuse. |
| | Relays Incorrect timing. | Check timing. |
| Triggering of the overcurrent relay or blown HV fuses during operation | Short circuit in the system on the secondary side | Remove the failure in the system |
| | Perforation of insulating material. | Contact ABB |
| Triggering of differential relay during operation | Failure in the transformer | Contact ABB |
| | Failure in current transformers feeding the relay | Check current transformers |
| Abnormal operating temperature. | Insufficient ventilation. High ambient temperature. | Check ventilation of premises. Consider installation of cooling fans |
| | Transformer overloaded | Consider load reduction or installation of a transformer with higher power rating |
| | Local heating at the transformer terminals | Clean contact surfaces and retighten |
| | Excessive cable heating | Check the current-carrying capacity of the cable. Consider installation arrangement and the size of the cable. |
| High voltage to earth | Earth failure on one phase | Remove failure |
| High acoustical sound level | Supply voltage higher than presupposed | Change bolted links connection. |
| | Loose accessories or elements | Retighten. |
| | Reflection from walls and other elements. | Install sound damping panels. Place the transformer in non-parallel direction to the walls. Use damping pads below the transformer |
| | Low frequency | Contact electricity utility |
| Smoke | Insulation failure | Contact ABB |

NOTE: Contact specialists before inspection, adjustment and repair of vital parts. Observe guarantee conditions.

*Fault localisation advices oil immersed transformers*

The table below includes all types of oil immersed transformers.

| SYMPTOMS | PROBABLE CAUSES | SOLUTIONS |
|---|---|---|
| Low insulation resistance | Earth fault. Oil deficency | Contact ABB. |
| Unexpected secondary voltage | Primary voltage.<br>Absence of primary voltage. | Check installation and contact the electricity utility. |
| | Tap changer or bolted links incorrectly positioned or connected. | Change position or connection. |
| | Winding rupture. | Contact ABB. |
| | Blown fuse in one phase | Change fuse |
| Non-symmetrical voltages on the secondary side | Bolted links incorrectly connected in one of the phases. | Check the connections. Check installation and contact the electricity utility. |
| | Winding rupture | Contact ABB. |
| | L.V. installation<br>Non-symmetrical load on the secondary side. | Check L.V. installation. |
| | No voltage applied in one of the phases on the primary side | Contact the electricity utility |
| Triggering of the over-current relay | Short circuit in the system on the secondary side | Remove the failure in the system |
| | Winding rupture | Contact ABB |
| Triggering of differential relay during operation | Internal failure in the transformer | Contact ABB |
| | Failure in current transformers feeding the relay | Check current transformers |
| Spurious triggering during operation | Triggering and alarm incorrectly set.<br>Incorrect thermometer operation | Check settings.<br>Check thermometer |
| | Defect Pt100 sensors or thermistors. | Check sensors or thermistors. |
| | Relays incorrect timing. | Check timing. |
| | Short circuit in the control system on the secondary side | Remove the failure in the control system |
| Abnormal operating temperature measured by thermography. | Local heating at the transformer terminals | Clean contact surfaces and retighten |
| | Excessive cable heating | Undersized cables |
| Winding and/or Top-oil thermometer alarm and/or trip | Insufficient ventilation. High ambient temperature. | Check ventilation of premises. Consider installation of cooling fans |
| | Transformer overloaded | Consider load reduction or installation of a transformer with higher power rating |
| | Reduced oil, water or air circulation | Check oil, water and air circulation |
| | Too high oil temperature | Reduce load. |
| | Too high water temperature | Reduce load. |
| Measurement of unexpected voltage to earth. | Earth failure on one phase | Remove failure |
| High acoustical sound level | Supply voltage higher than presupposed<br>Loose accessories or elements | Reduce supply voltage or change position on tapchanger<br>Retighten. |
| | Reflection from walls and other elements. | Install sound damping panels. Place the transformer in non-parallel direction to the walls. Use damping pads below the transformer |
| Oil flow trip | Low frequency | Contact electricity utility |
| | Oil circulation too low | Open valves in oil circuit |
| | Oil pump protection | Check oil pump and protection |
| Buchholz-gas relay alarm | Gas-bubbles caused by local overheating | De-energize the transformer.<br>If the captured gas is inflammable:<br>Carry out dissolved gas analysis (DGA)<br>Contact ABB |
| | Gas-bubbles caused by incomplete bleeding | If the captured gas is not inflammable:<br>Bleed the transformer properly and energize. |
| Buchholz-gas relay trip | Arcing in active part | Carry out dissolved gas analysis (DGA)<br>Contact ABB |
| | Oil level too low | Adjust oil level and repair leakages.<br>Welding on the transformer is only allowed if the transformer is filled by oil / inert gas (nitrogen) |
| Oil level indicator:<br>Alarm high level or<br>Trip low level | Incorrect oil level. | Adjust oil level.<br>Repair leakages if any.<br>Welding on the transformer is only allowed if the transformer is filled by oil / inert gas (nitrogen) |
| Water flow switch / indicator alarm | Too low water flow | Increase water flow, clean water circuit / cooler |
| Pressure differential relay alarm | Pressure difference oil / water less than 0.03 bar | Reduce water pressure, check water flow, clean water circuit / cooler |
| Leakage detector alarm | Leakage in cooler | Repair / change the cooler |
| On load tap-changer protective relay trip | Sudden pressure rise tap-changer compartment | Inspection / repair of tap-changer diverter switch |
| On load tap-changer out of step trip | Operation of tap-changer failed | Check tap-changer, interlocking and synchronism |
| Pressure relief device trip | Sudden pressure rise transformer | Carry out dissolved gas analysis (DGA)<br>Contact ABB |
| Gas monitoring alarm | Gas-detection | Carry out dissolved gas analysis (DGA)<br>Contact ABB. |

# GRACIAS

PROF. ING. ROBERTO CAMPOY