

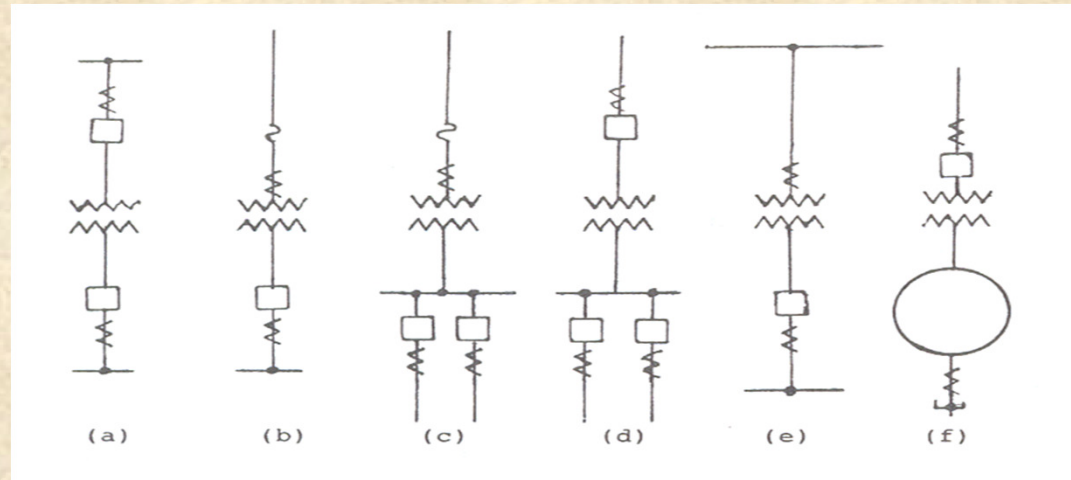


PROTECCION DE TRANSFORMADORES

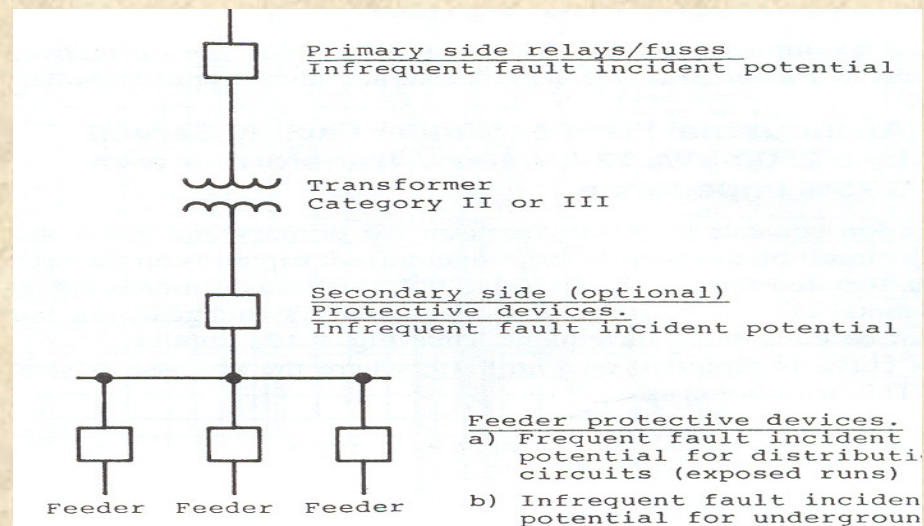
Dr. Arturo Conde Enríquez

Conexiones típicas de transformadores en sistemas de potencia

Mayores de 10 MVA: Protección diferencial



Hasta 10 MVA: Protección sobrecorriente



Fallas en transformadores

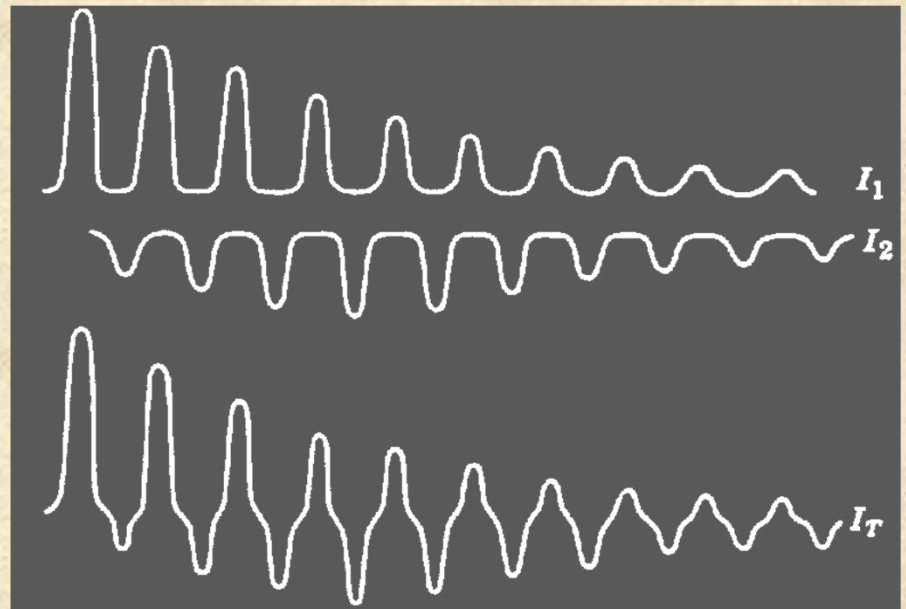
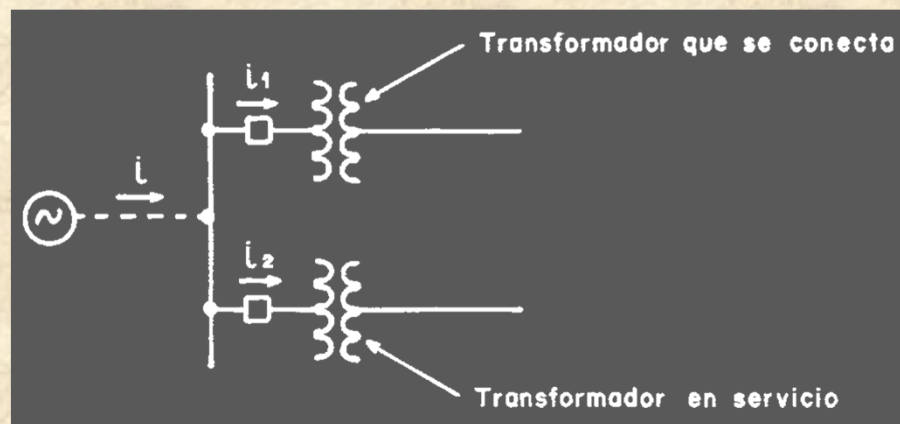
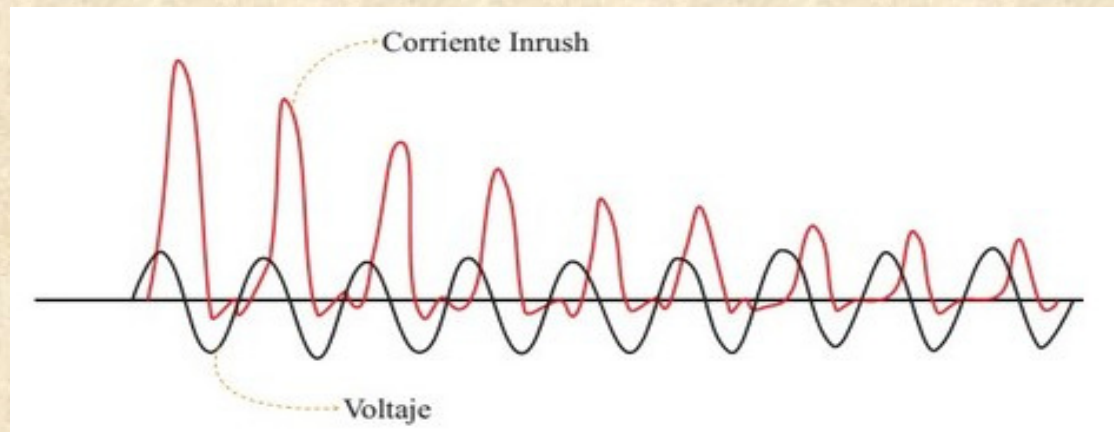
- Fallas internas severas
 - Cortocircuitos en los devanados,
 - Cortocircuitos entre fases (trifásicos),
 - Cortocircuitos entre espiras,
 - Fallas en el núcleo,
 - Fallas en el tanque principal,
 - Fallas en los bushings.



Tres casos típicos de operación incorrecta de la protección diferencial de transformadores

- Conexión inicial del transformador,
- Transitorio de recuperación posterior a una reducción transitoria de voltaje de alimentación del transformador
- Conexión inicial de un transformador en paralelo con otro que ya está en servicio.

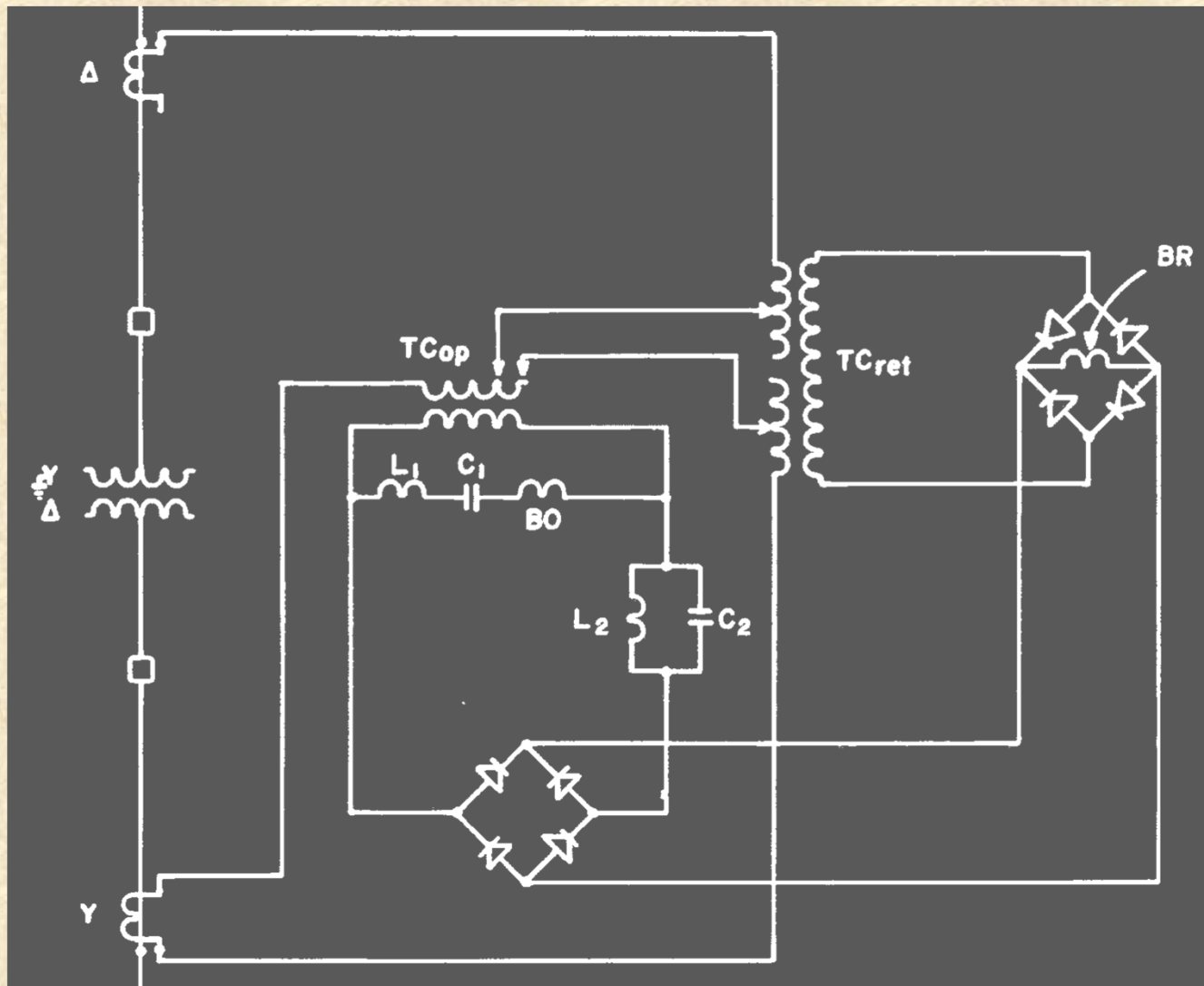
Avalancha de corriente de magnetización



Corriente de magnetización

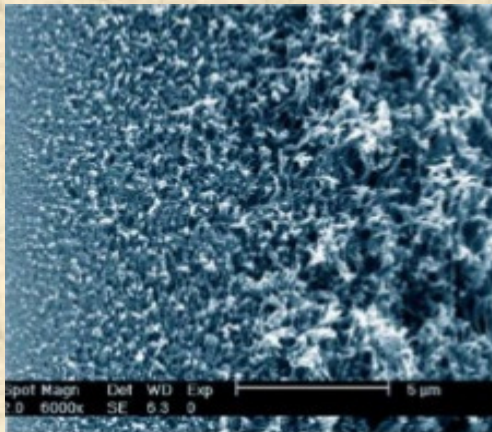
- Introducción de un retardo de tiempo fijo en el relevador,
- Utilización de relevadores diferenciales de inducción electromagnética,
- Desensibilización o inhibición de la operación del relevador durante el proceso transitorio en el transformador,
- **Utilización de los armónicos de la corriente diferencial como base para la retención o la inhibición en el relevador,**
- Reconocimiento de la forma de onda de la corriente diferencial.

Relevador diferencial con retención por armónicos



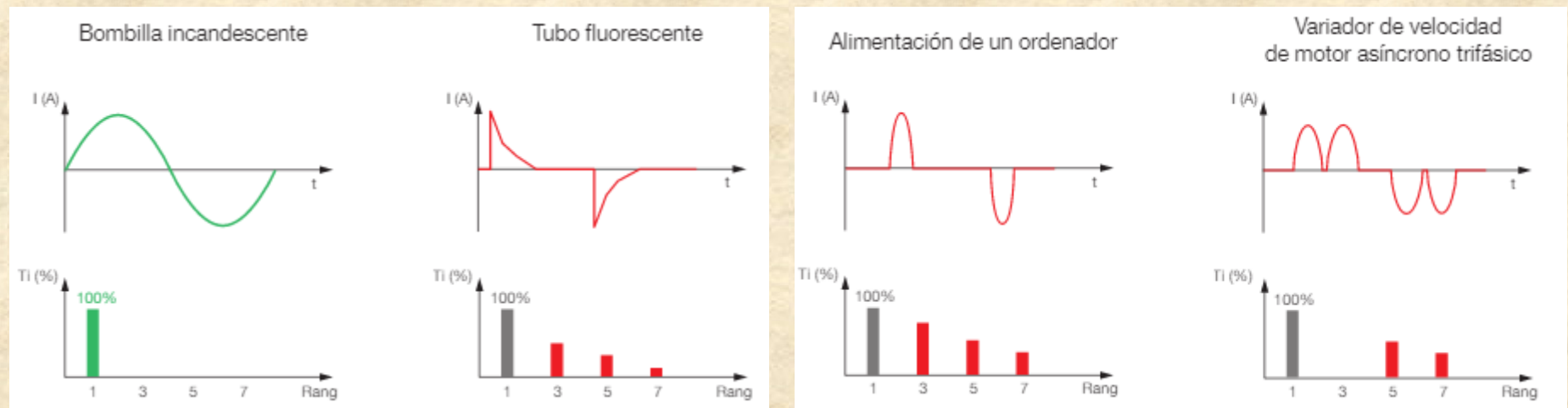
Corriente de magnetización

■ Materiales Amorfos



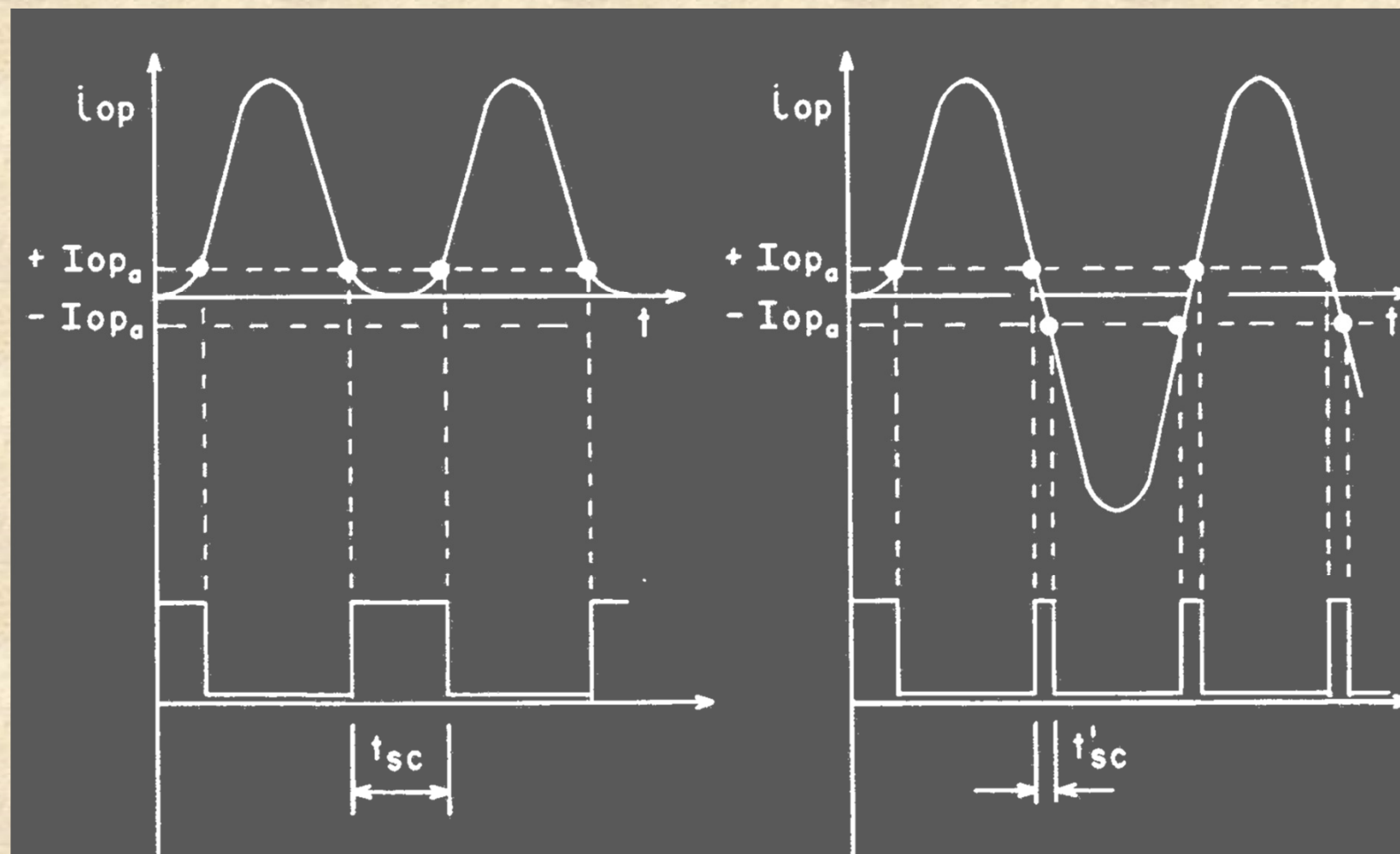
■ Las zonas cristalinas son las responsables de la resistencia mecánica y las amorfas están asociadas a la flexibilidad y elasticidad del material

■ Contaminación armónica



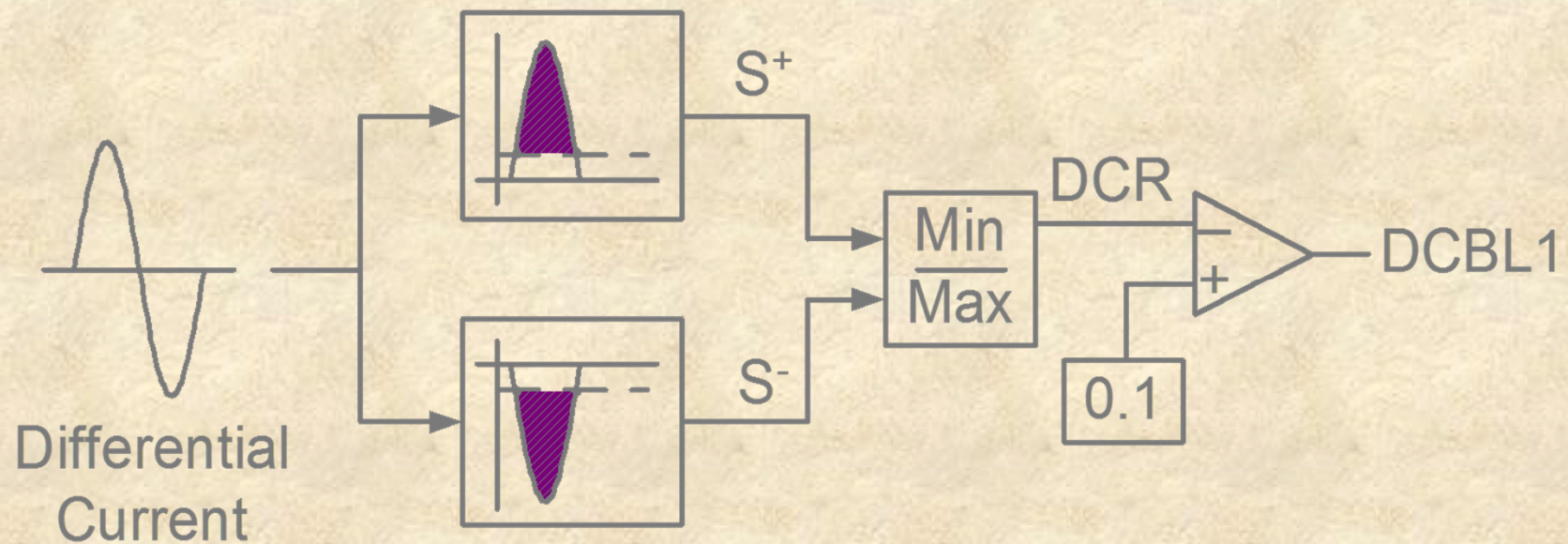
Reconocimiento de la forma de onda de la corriente diferencial

Detección de la presencia de intervalos sin corriente en un relevador diferencial



Reconocimiento de la forma de onda de la corriente diferencial

Bloqueo por corriente directa



Selección de los parámetros de ajuste de los relevadores diferenciales de transformadores

- Error de los TC

$$K_e \quad (5\% \text{ o } 10\%)$$

- Variación de la relación de transformación

$$K_r = R \quad (\pm 10\%)$$

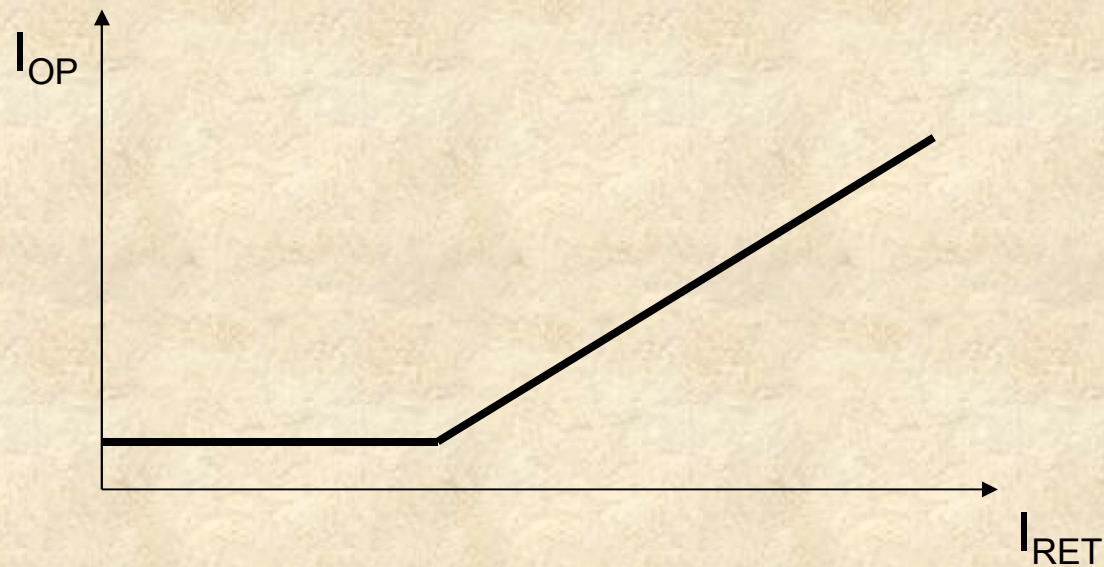
- Corriente de magnetización del transformador

No se considera en el ajuste, por lo que se debe tomar medidas para que la protección sea inmune.

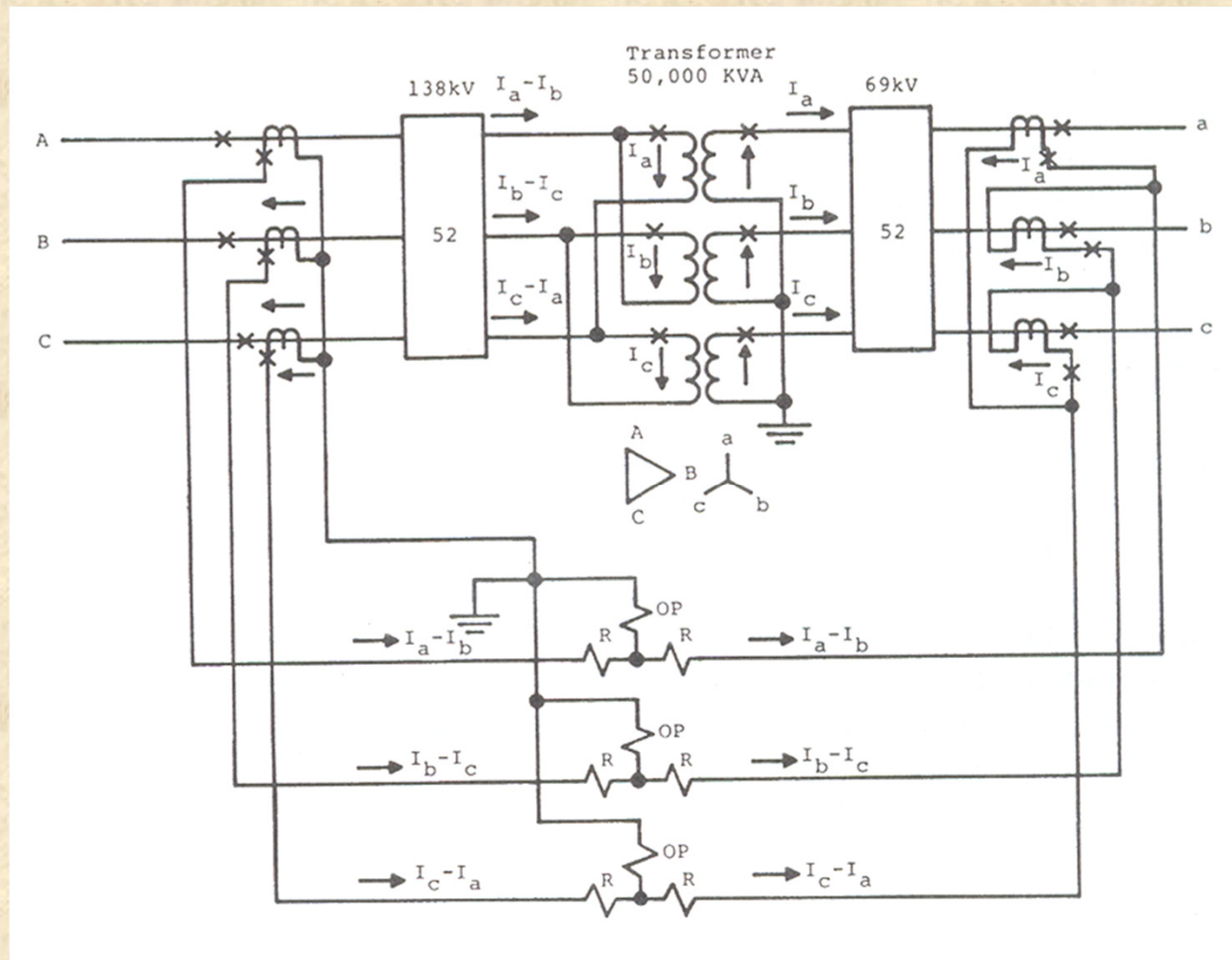
Selección de los parámetros de ajuste de los relevadores diferenciales de transformadores

- Pendiente del relevador

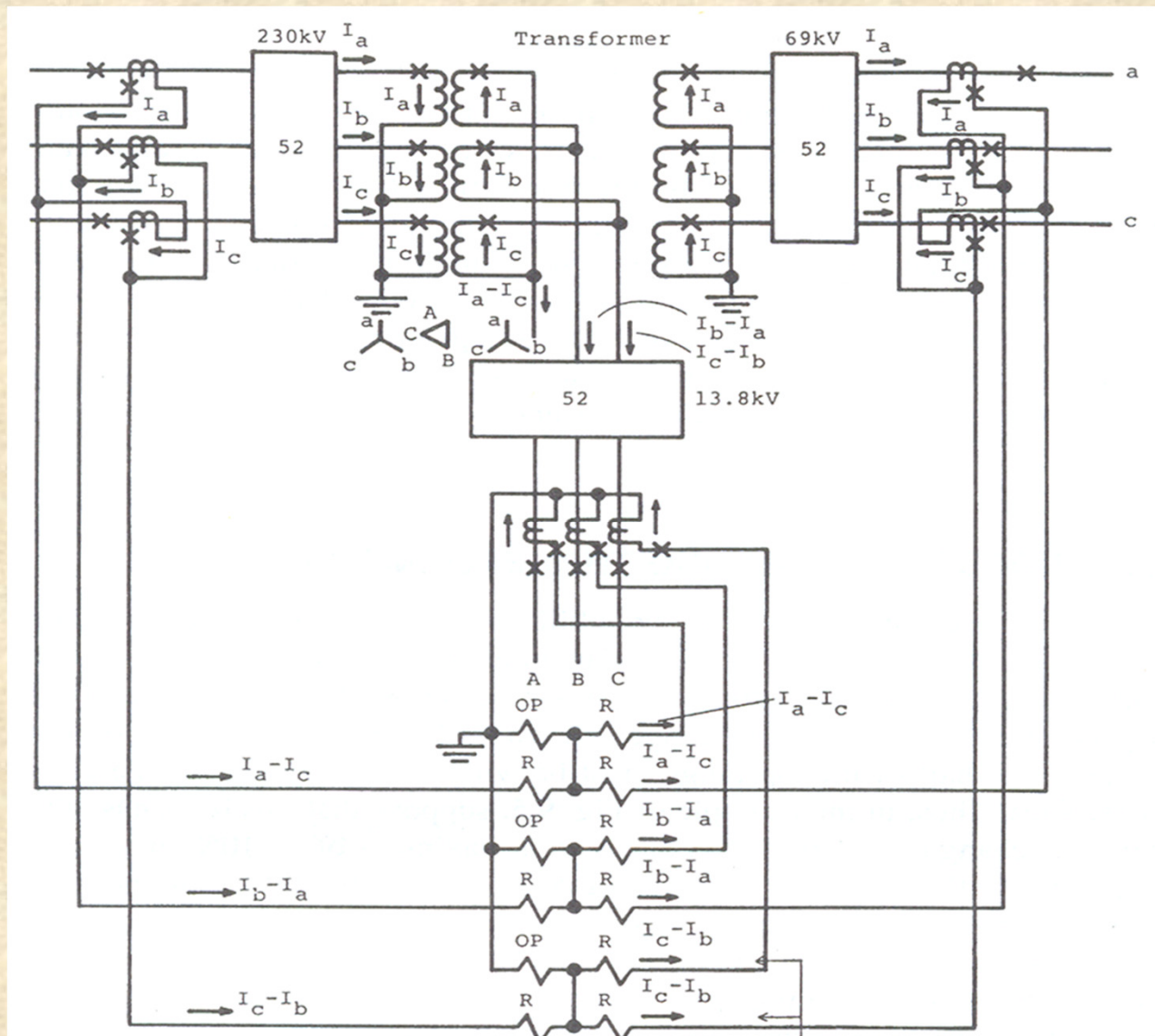
- $K_{\min} = K_e + K_r$



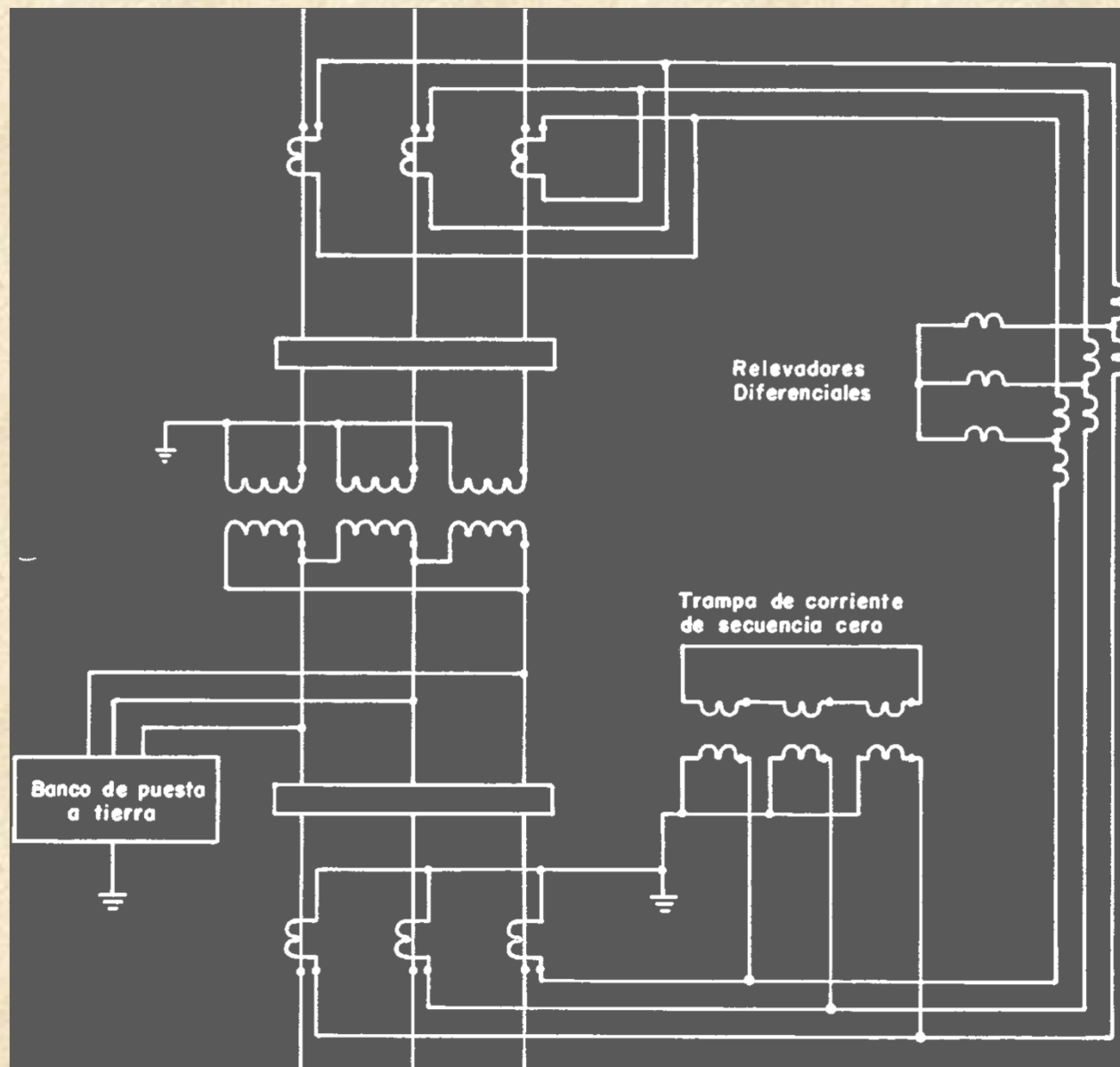
Protección diferencial de un transformador con conexión delta-estrella aterrizada



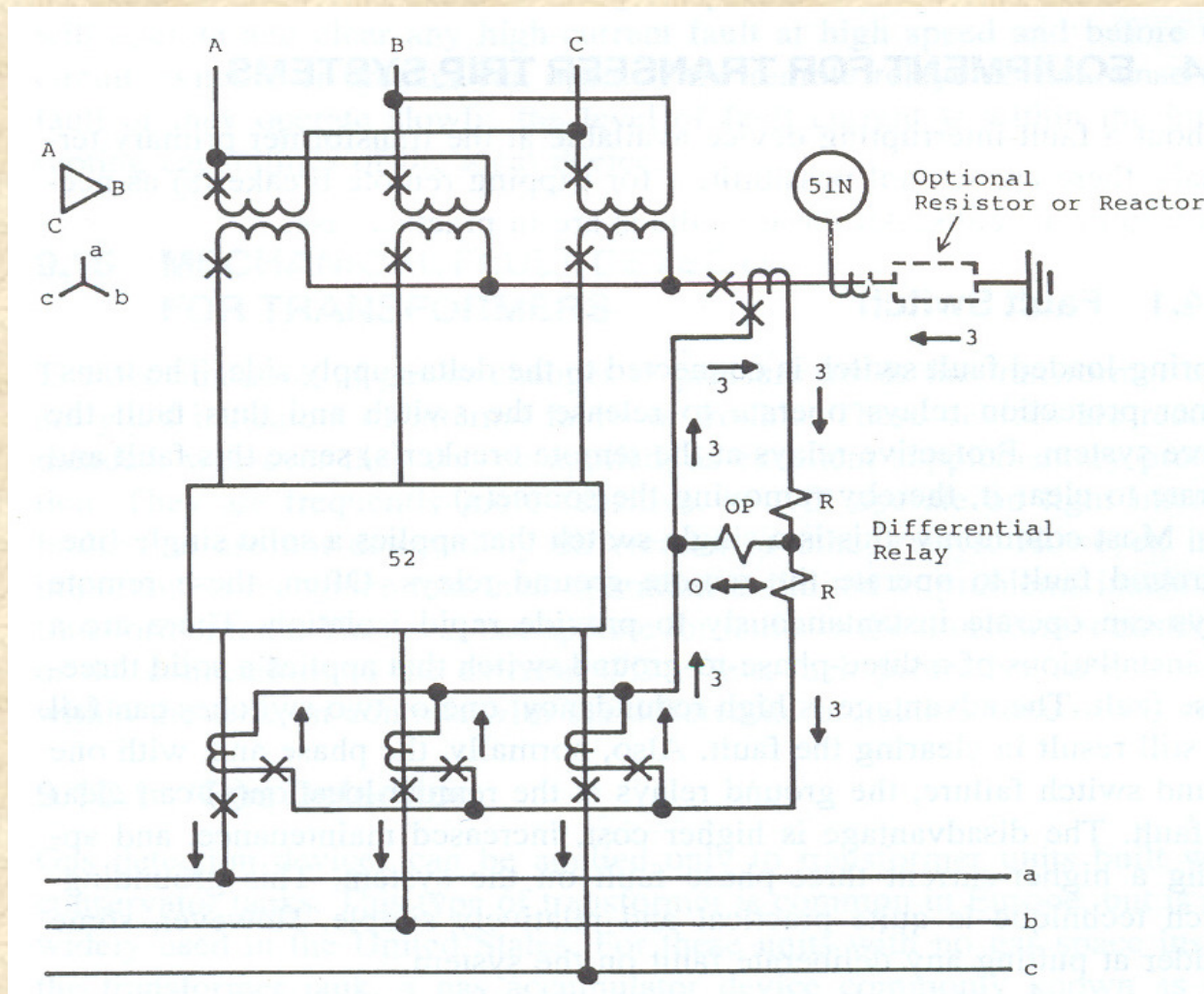
Bancos trifásicos de tres devanados



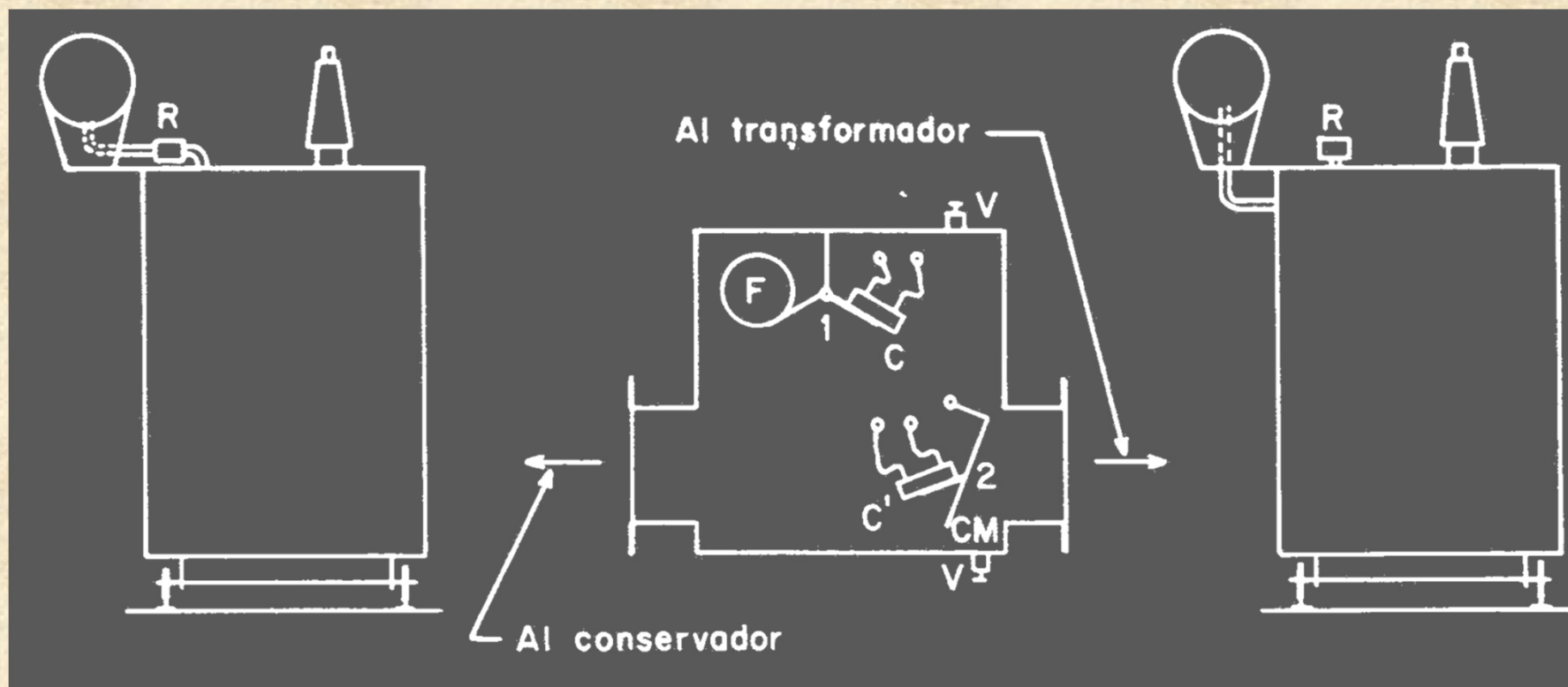
Utilización de una trampa de corriente de secuencia cero



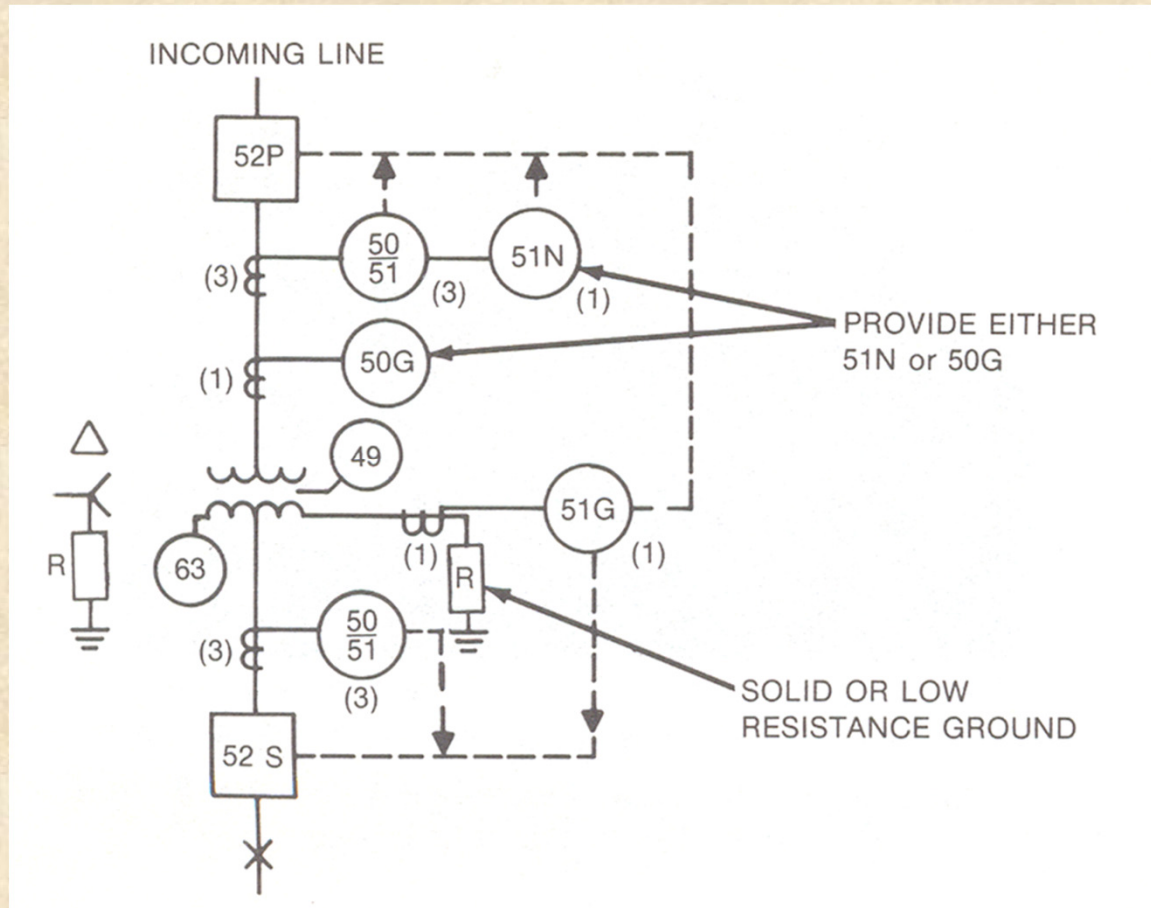
Protección diferencial de secuencia cero (87N)



Protección por detección de gas o de incremento de presión (Protección mecánica)



Protección de sobrecorriente de transformadores



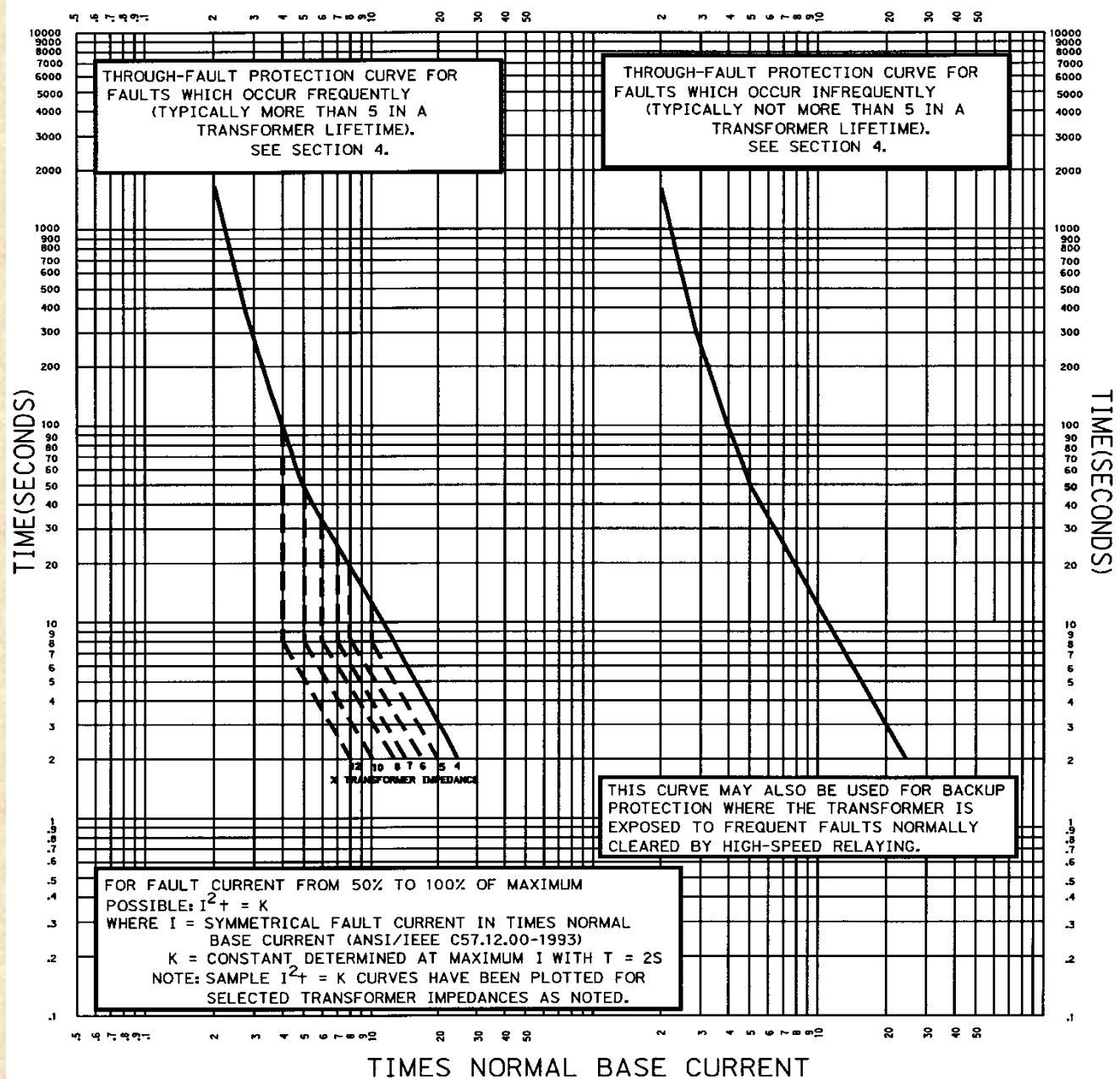
Protección de sobrecorriente de transformadores

- Realizan funciones de protección primaria al respaldar la protección diferencial (87) y de acumulación de gases (63),
- Opera como respaldo contra fallas externas,
- Proporciona una protección limitada contra sobrecargas,
- Su característica tiempo-corriente debe coordinarse con la curva de daño del transformador.

Protección de sobrecorriente de transformadores

Curvas de daño de transformadores

- IEEE C57.12.00-2000,
- Considera el daño térmico y mecánico, acumulativo, por la ocurrencia de fallas,
- Curva de baja incidencia de fallas, para **menos de 5 fallas** en el tiempo de vida del transformador (alimentación por cables),
- Curva de alta incidencia de fallas, más de 5 fallas en el tiempo de vida del transformador (alimentación por líneas aéreas).



Protección de sobrecorriente de transformadores

Curvas de daño de transformadores

TABLE 9.2 ANSI/IEEE Transformer Overload-Through-Fault Standard Categories

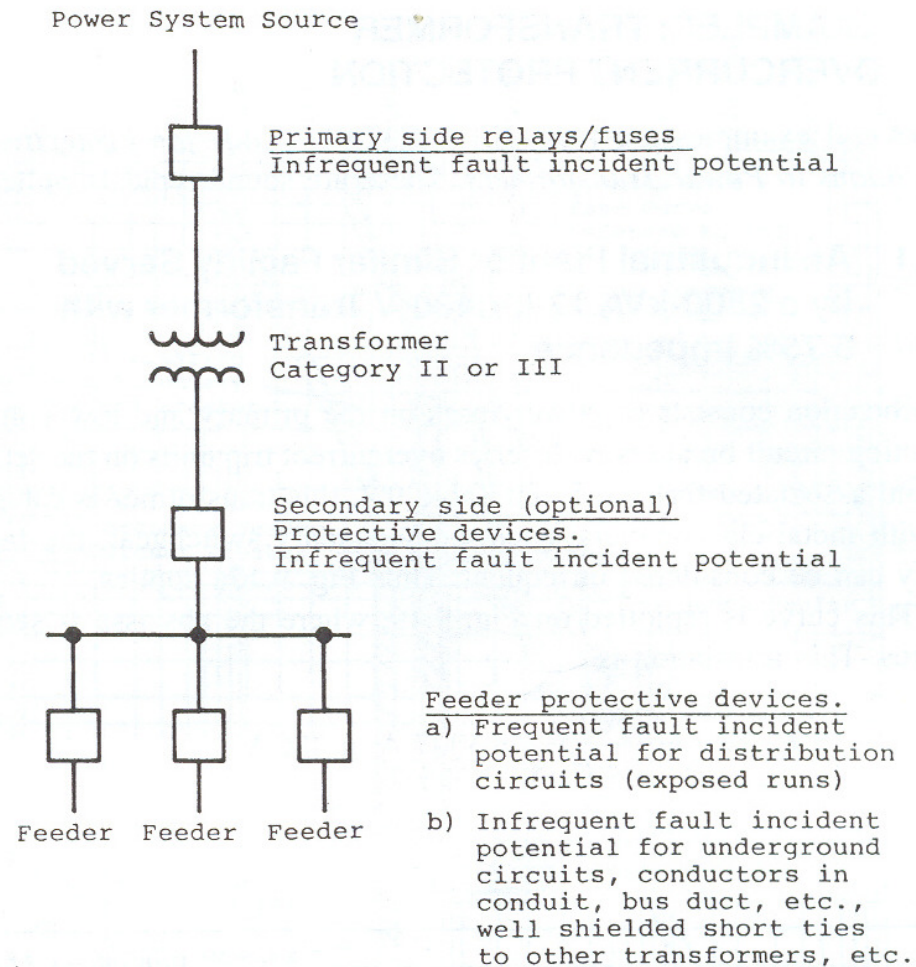
Category	Transformer ratings (kVA)		Use curve (Fig. 9.17)	Frequent faults ^a	Dotted curves apply from ^b
	Single-phase	Three-phase			
I	5–500	15–500	a	—	25–501, where $t = \frac{1250f}{60I^2} = \frac{1250}{I^2}$ at 60 Hz.
II	501–1,667	501–5,000	a or a + b	10	70–100% of maximum possible fault where $I^2t = K$; K is determined at maximum I where $t = 2$.
III	1,668–10,000	5,001–30,000	a or a + c	5	50–100% of maximum possible fault where $I^2t = K$; K is determined at maximum I where $t = 2$.
IV	Above 10 MVA	Above 30 MVA	a + c	—	Same as category III.

^aFaults that occur frequently are typically more than the number shown and are for the lifetime of the transformer. Infrequent faults are less than that shown for the life of the transformer. Category II and III infrequent-fault curve (see Fig. 9.17a) may be used for backup protection when the transformer is exposed to frequent faults, but is protected by high-speed primary relays.

^b I , symmetrical short-circuit current in per unit of normal base current using minimum nameplate kVA; t , time in seconds; f , frequency in hertz. Per unit currents of 3.5 or less probably result from overloads, in which case the transformer-loading guides should be followed.

Protección de sobrecorriente de transformadores

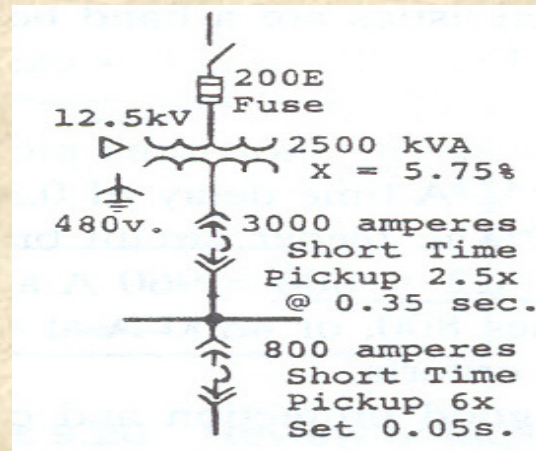
Curvas de daño de transformadores



The primary protection zone for each of the protection devices is between that device and the next downstream device.

Protección de sobrecorriente de transformadores

Ejemplo



Corrientes nominales:

$$I_{pu} = I_{nom} = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 0.48} = 3007 \text{ A en } 480V$$

$$I_{pu} = I_{nom} = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 12} = 120.3 \text{ A en } 12kV$$

Graficación de la curva de daño del transformador

Time (s) from Fig. 9.17a	Per unit I from Fig. 9.17a	Equivalent I amperes at 480 V (pu $\times$ 30007)
1000	2.3	6,916
300	3.0	9,021
100	4.0	12,028
50	5.0	15,035
12.5	10.0	30,070
4.13	17.39	52,296

La corriente máxima con fuente infinita es:

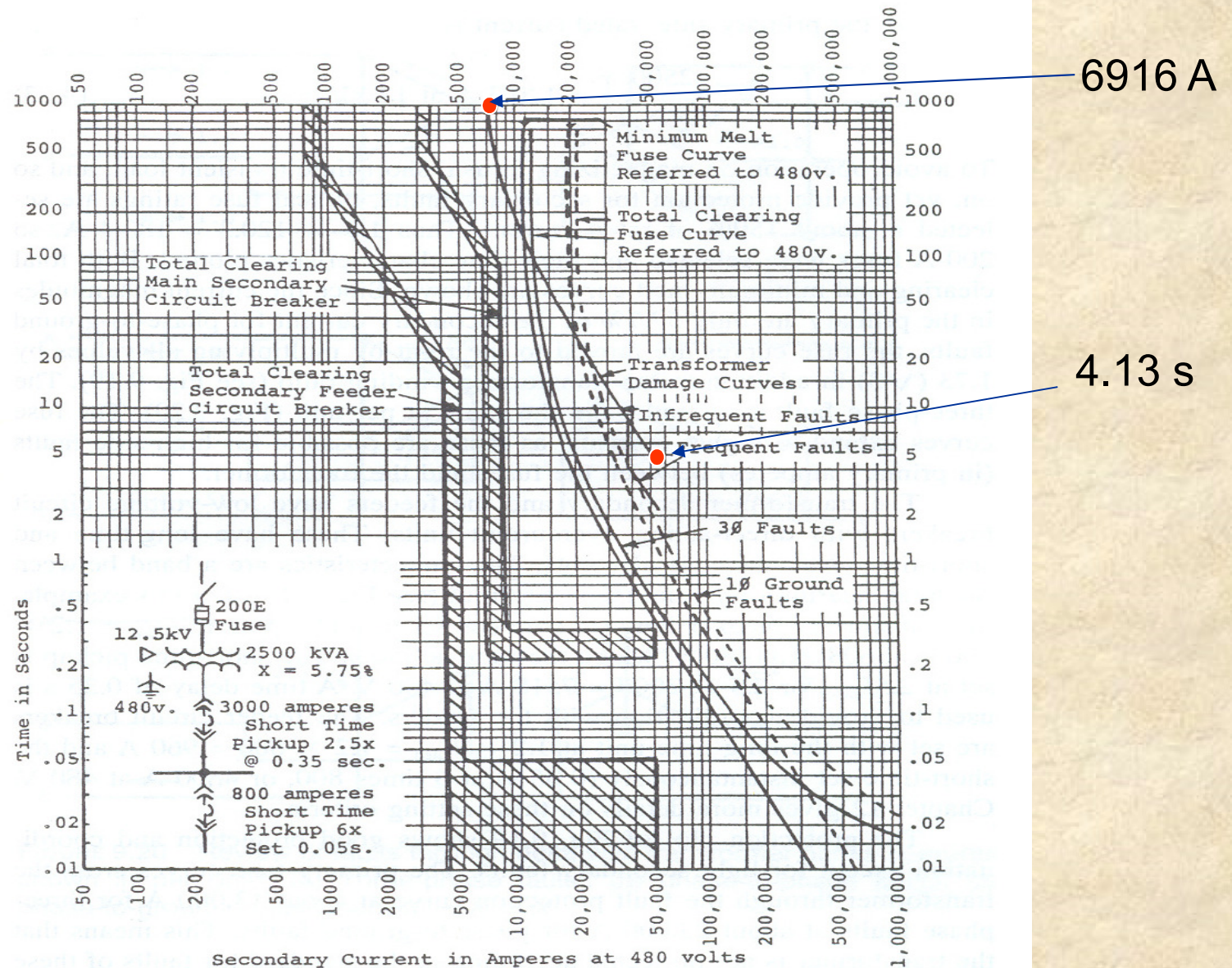
$$I = \frac{1}{0.0575} = 17.39 \text{ pu}$$

La terminación de la curva:

$$t = \frac{1250}{17.39^2} = 4.13 \text{ s}$$

Protección de sobrecorriente de transformadores

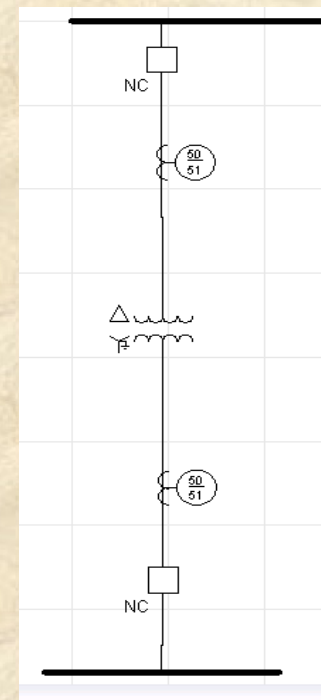
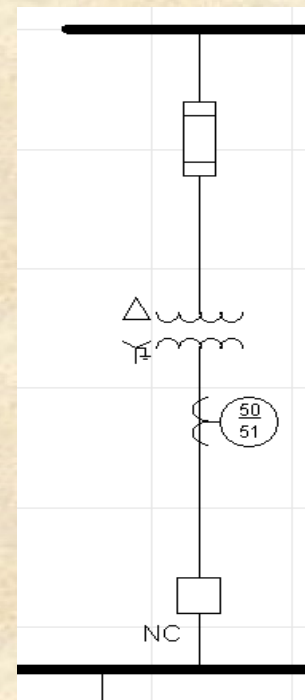
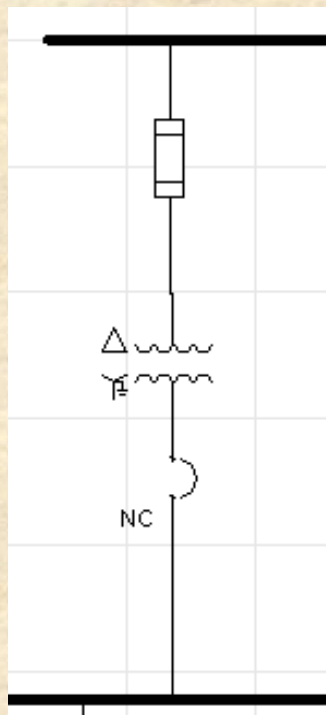
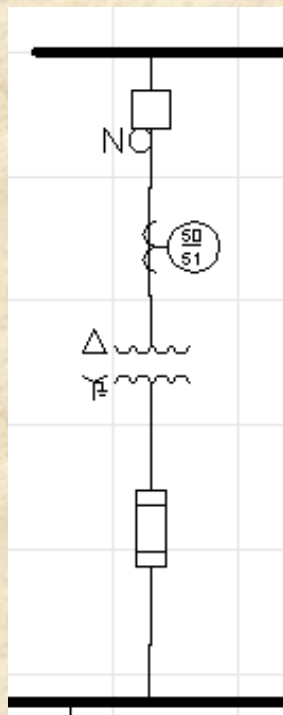
Ejemplo



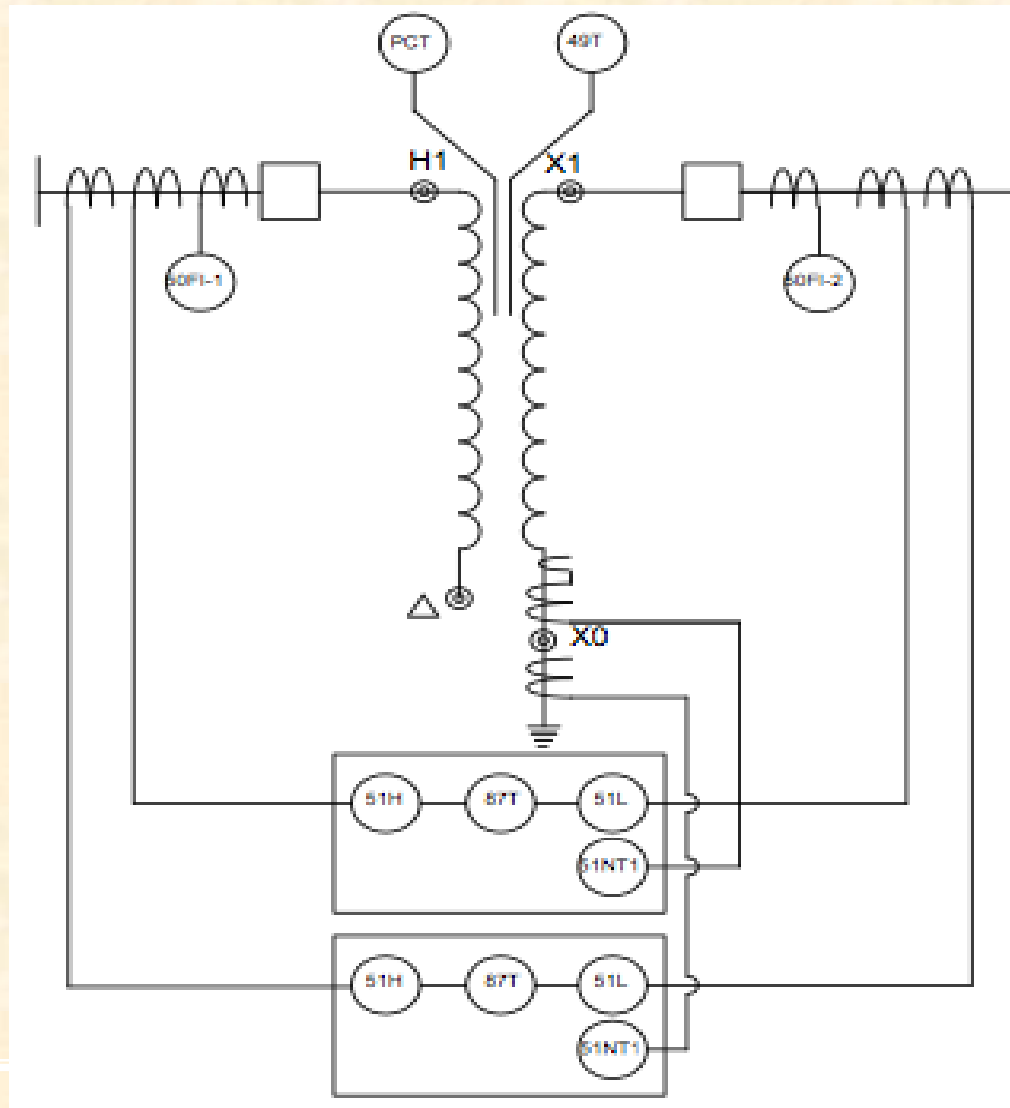
Criterios de ajuste para la protección de equipo primario

Transformadores

Esquemas de protección



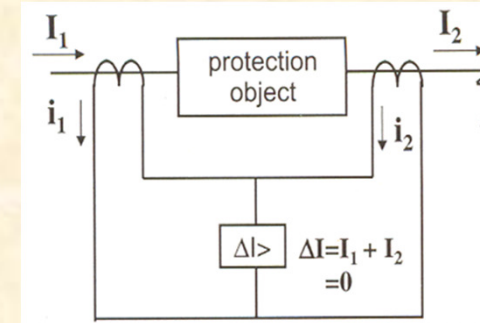
Transformadores de Potencia mayores de 10 MVA de dos devanados conexión Delta-Estrella



PROTECCIÓN PRIMARIA DE TRANSFORMADOR: 87T PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Operar instantáneamente para falla en transformador

No debe operar durante su energización sin haber falla interna



87T-R con restricción de pendiente.

Pickup

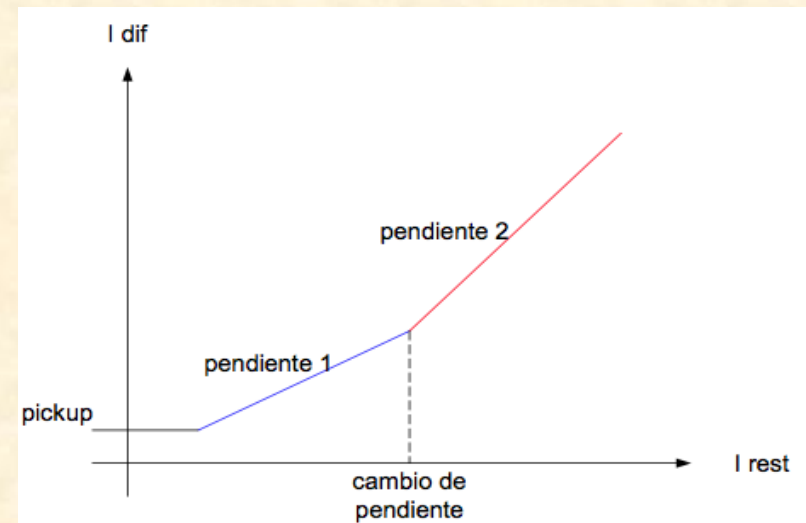
Ajustar a 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.

Pendiente 1.

Ajustar al 30%. Errores TC y taps

Pendiente 2

Ajustar al 60%



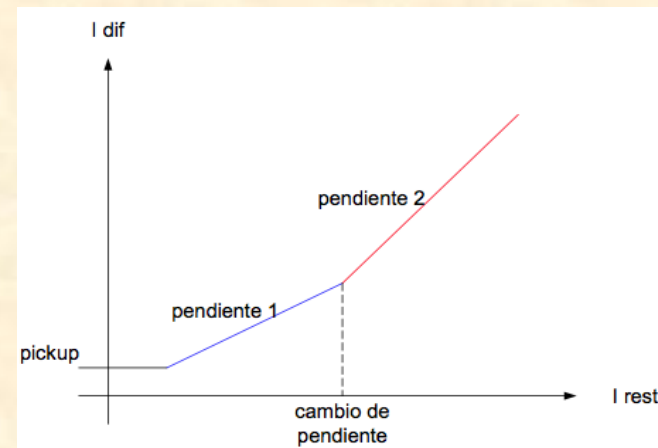
PROTECCIÓN PRIMARIA DE TRANSFORMADOR: 87T PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

Bloqueo 2 armónica:

Ajustar a 15%

Bloqueo 5 armónica:

Ajustar a 55%



Punto de inflexión

300% del valor de la capacidad del transformador, para cubrir los errores por saturación de los tcs a niveles altos de corrientes

PROTECCIÓN PRIMARIA DE TRANSFORMADOR: 87T PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

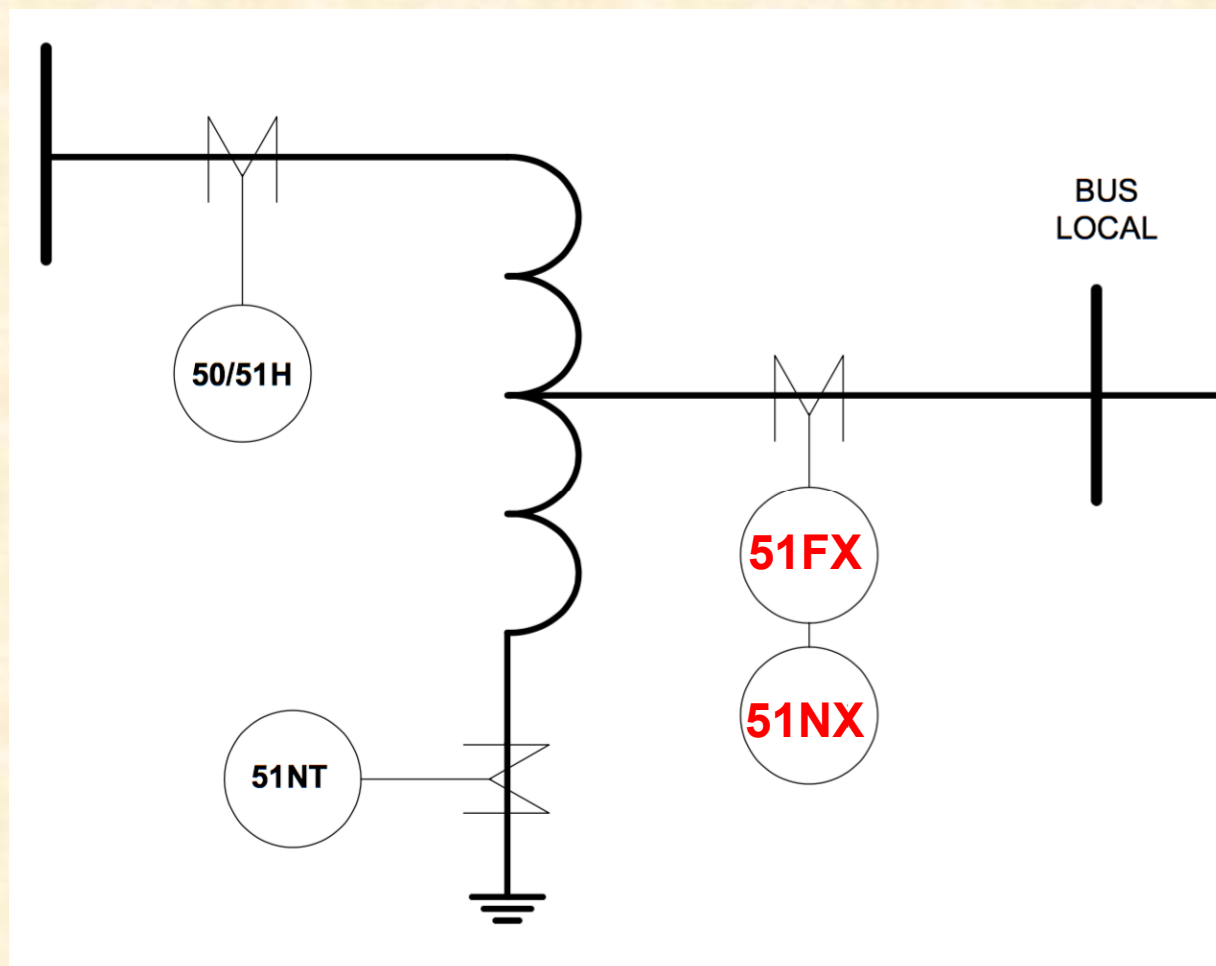
87T-H sin retardo ni restricción

Ajustar a 10 veces la corriente nominal del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta

87T-G protección de falla restringida en el transformador.

Ajustar a 5.0% de la capacidad nominal del devanado protegido ya sea de corriente diferencial (3I0-IG) o corriente residual (3I0).

Protección de sobrecorriente

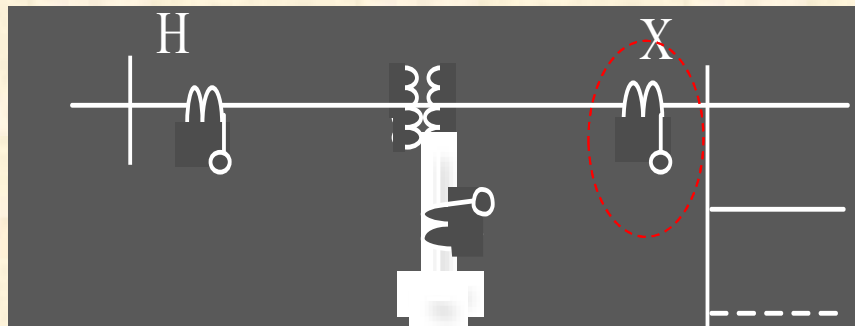


PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR

51FX Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario

Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores

Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas en los alimentadores.



PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR

51FX Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario

CRITERIOS DE AJUSTE

Pickup.

Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador.

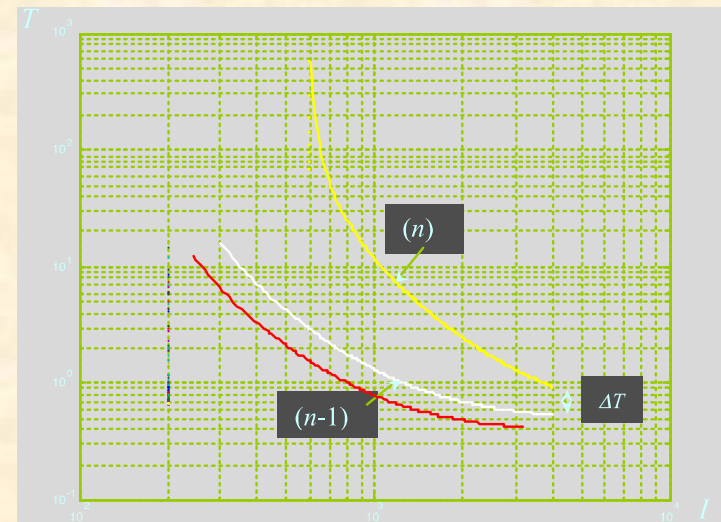
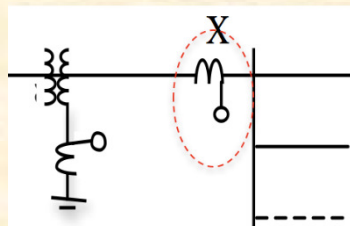
Tipo de Curva.

Curva muy inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores

Palanca

Entre 0.5 y 0.9 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión.

Margen de coordinación de 200 a 300 mseg

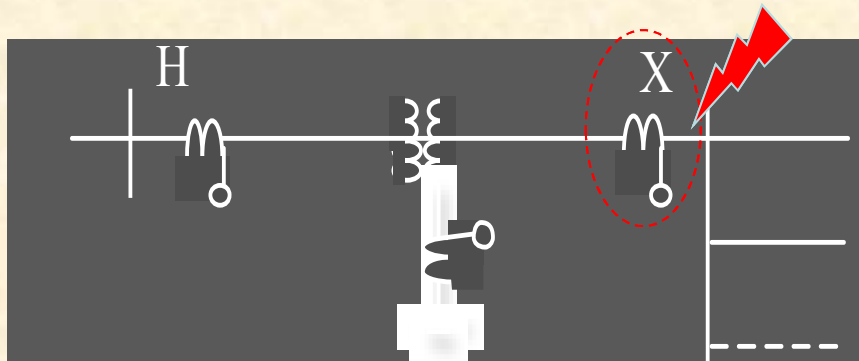


51NX Protección de sobrecorriente neutro residual en lado secundario.

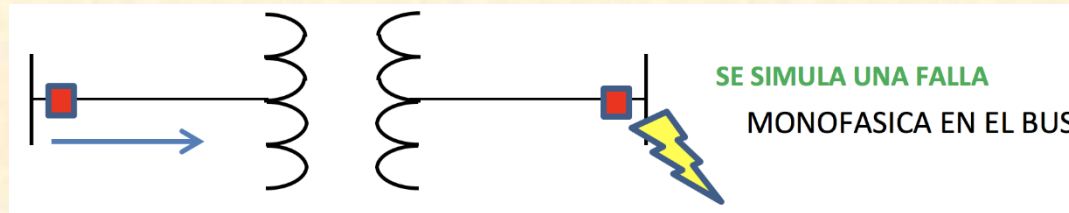
Debe permitir operar primero a las protecciones de los alimentadores.

Debe coordinar con las protecciones de los alimentadores.

Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica en el lado de baja.



51NX Protección de sobrecorriente neutro residual en lado secundario.



Pickup

Se ajusta al 25% de la capacidad máxima del transformador.

Tipo de Curva.

Curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.

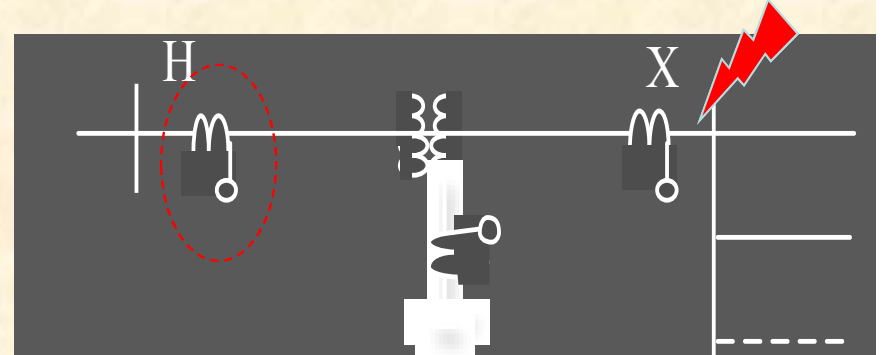
Palanca.

Entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

Margen de coordinación de 200 a 300 mseg.

PROTECCIÓN DE RESPALDO LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR:

50H: Protección de sobrecorriente instantáneo de fases.



La unidad instantánea no debe operar para ninguna falla en baja tensión, considerando régimen de máxima generación.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

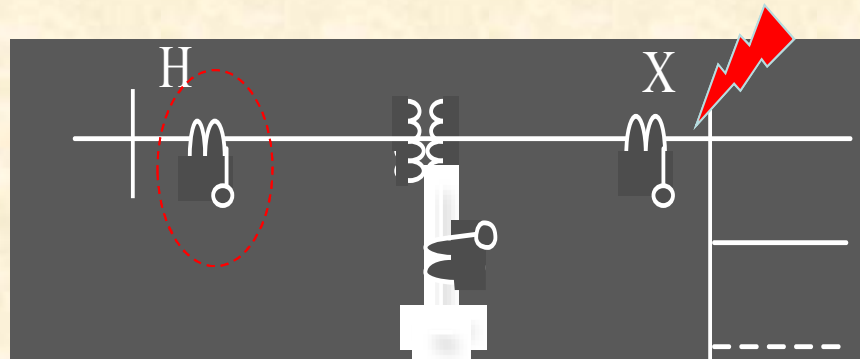
Ajuste 10 veces la corriente nominal FOA2 y menor al 200% de la corriente para falla trifásica en bus de baja tensión.

Verificaciones

- Para fallas close in 3F y 1F opera.
- Calcular todo tipo de fallas en el bus de baja tensión para confirmar que no opere

51H: Protección de sobrecorriente de fases en lado primario

- Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y de los alimentadores.
- Debe operar con retardo de tiempo para fallas en el lado de baja del banco o en alimentadores.
- Debe operar como protección de sobrecarga del transformador.



51H: Protección de sobrecorriente de fases en lado primario

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup

Se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador como sobrecarga.

Ajustar al 200% de la capacidad OA si no existe 51L.

Se debe calcular fallas 3F en los buses lejanos para verificar que se tenga sensibilidad

Tipo de Curva.

Curva muy inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en el lado de baja tensión.

Que su característica se encuentre por debajo de la curva de daño (por falla frecuente) del transformador

51H: Protección de sobrecorriente de fases en lado primario

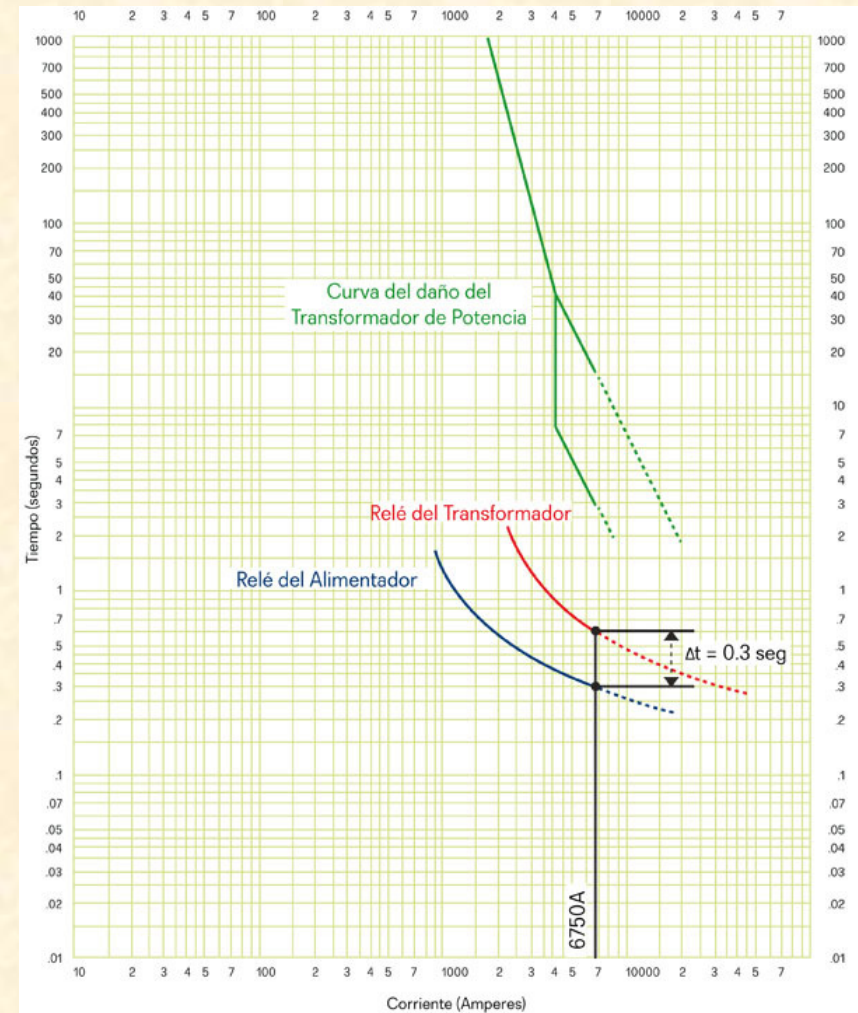
Palanca

El tiempo de operación deberá estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión.

Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 mseg más lento que el:

51FX, 51NX y 51NT para fallas monofásicas en el bus de baja.

51FX para fallas trifásicas en el bus de baja.



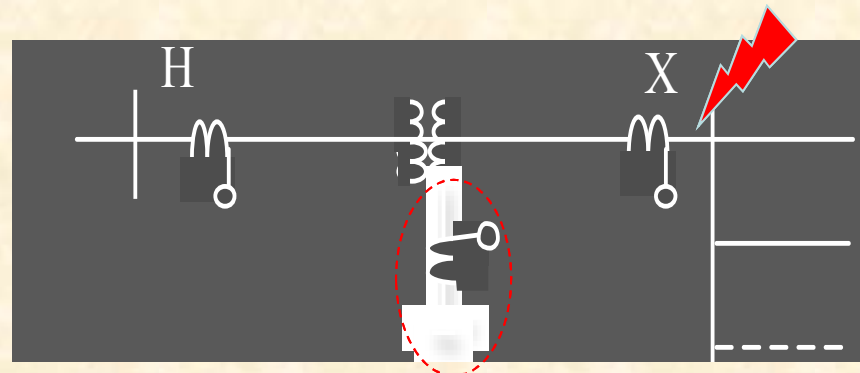
PROTECCIÓN DE RESPALDO NEUTRO DEL TRANSFORMADOR:

51NT Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del transformador.

Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores.

Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores.

Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica o situación de fuera de paso en cambiador de taps.



PROTECCIÓN DE RESPALDO NEUTRO DEL TRANSFORMADOR:

51NT Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del transformador.

CRITERIOS DE AJUSTE:

Pickup.

Se ajusta al 25% de la capacidad máxima del transformador.

Tipo de Curva

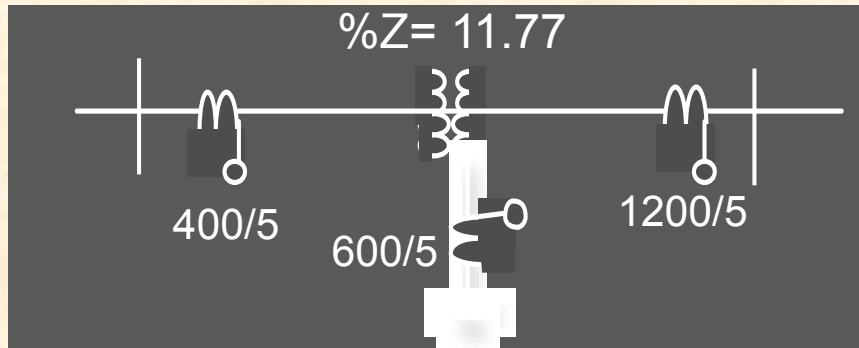
Curva inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores.

Palanca

El tiempo de operación deberá estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 ms más lento que la protección 51NX.

Ejemplo de ajuste en ASPEN



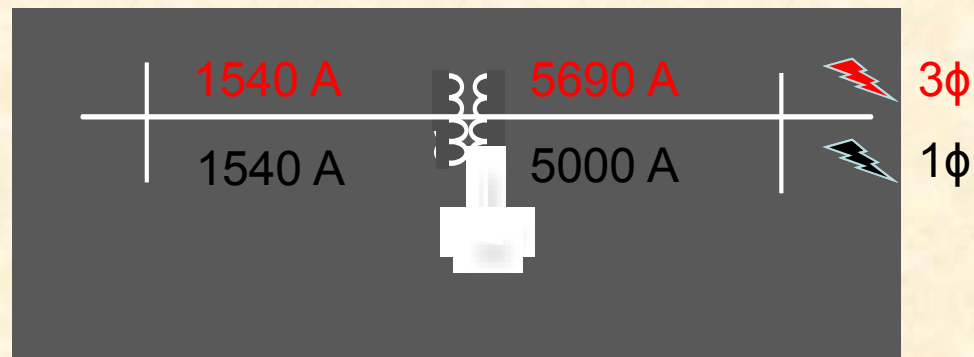
Capacidad (MVA)		
OA	FOA1	FOA2
20	25	30

Tensión (kV)	
Alta (H)	Baja (X)
85	23

$$Inom_{H}^{FOA 2} = \frac{30,000}{\sqrt{3} \cdot 85} = 203.77 \text{ A}$$

$$Inom_{X}^{FOA 2} = \frac{30,000}{\sqrt{3} \cdot 23} = 753.06 \text{ A}$$

Análisis de Fallas



87T Pickup.

$$Tap_H = \frac{203.77}{80} = 2.54 \text{ A} \quad Tap_X = \frac{753.06}{240} = 5.43 \text{ A}$$

$$I_{pickup} = 0.3 Tap_H = 0.3 * 2.547 = 0.7641$$

87T. Pendiente

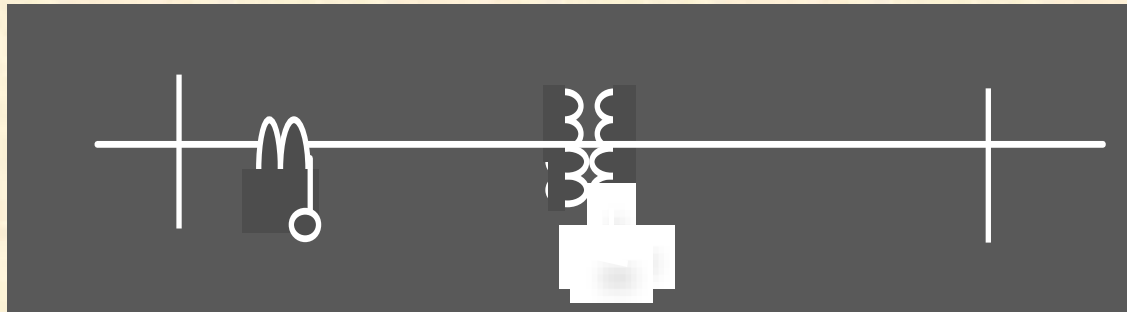
- a) Primer pendiente 30%
- b) Segunda pendiente 60%
- c) Punto de inflexion 3 pu

87T. Sin restricción

- a) Ajustar a 10 pu de corriente diferencia

87T. Bloqueo de armónicas

- a) Segunda armónica 15%
- b) Quinta armónica 35%
- c) Bloqueo trifásico con detección de armónicos en cualquier fase



50H. Protección de sobrecorriente instantáneo de fases

I_{pickup} debe ser 10 veces la corriente nominal FOA2 del transformador y 200% de la corriente para falla 3 ϕ x

$$I_{50H} = 10 \times Inom_H^{FOA2} = 10 \times 203.77 = 2037.7 A$$

$$I_{50H} = 2 \times 1540 ,$$

Ajuste

$$50H = I_{pickup\ 50H} / RTC = 2037.7 / 80 = 25 A$$

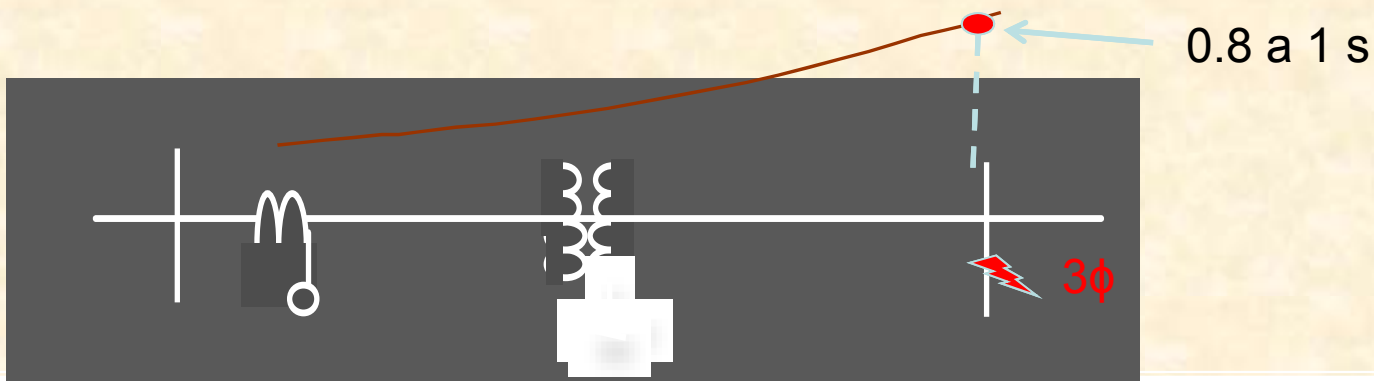
51H. Protección de sobrecorriente de fases

I_{pickup} se ajusta al 220% de la capacidad OA del transformador ya que cuenta con la protección de respaldo de secundario

$$I_{pickup\ 51\ H} = \frac{2.2 \times 20,000}{\sqrt{3} \times 85 \times 80} = 3.73\ A$$

Tipo de curva: Muy inversa ANSI

$$T = TD \times \left[\frac{3.922}{\left(M^2 - 1 \right)} + 0.0982 \right] \Rightarrow TD = 0.9 / \left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{1540}{298} \right)^2 - 1 \right)} + 0.0982 \right] = 3.6$$



51FX. Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario

I_{pickup} se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador

$$I_{pickup\ 51FX} = \frac{2 \times 20,000}{\sqrt{3} \times 23 \times 120} = 8.37\ A$$

Tipo de curva: Muy inversa ANSI

Palanca.

$$TD = 0.7 / \left[\frac{3.922}{\left(\left(\frac{5690}{1004} \right)^2 - 1 \right)} + 0.0982 \right] = 3.12$$



51NX. Protección de sobrecorriente neutro residual en lado secundario

51NT. Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del transformador

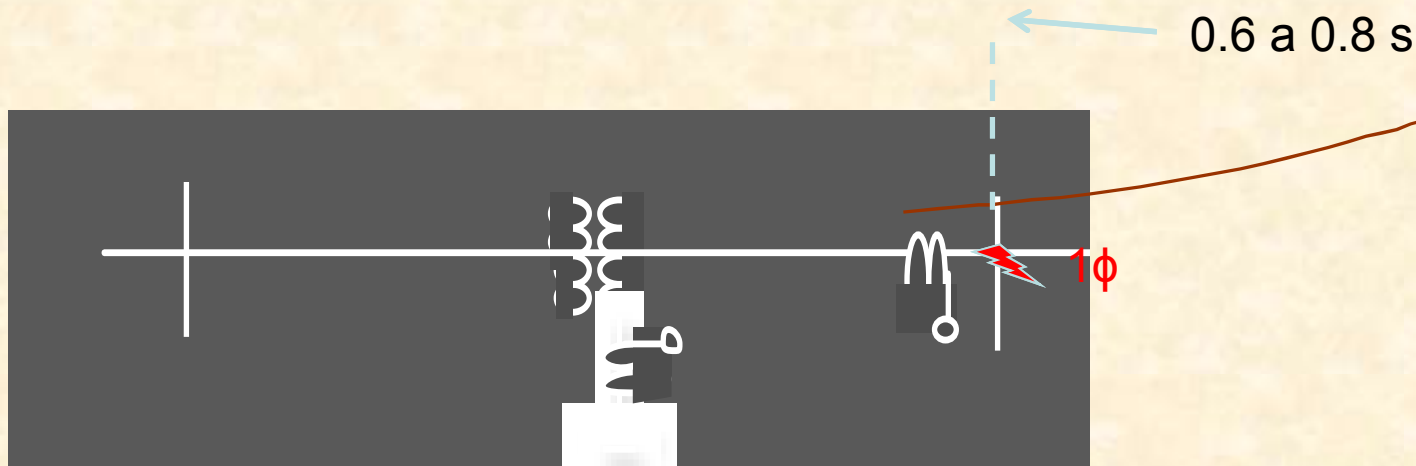
I_{pickup} se ajusta al 25% de la capacidad FOA2 del transformador

$$I_{pickup\ 51NX} = 0.25 \times 753.06 / 120 = 1.57\ A$$

Tipo de curva: Inversa ANSI

Palanca.

$$TD = 0.7 / \left[\frac{5.95}{\left(\left(\frac{5000}{188.2} \right)^2 - 1 \right)} + 0.18 \right] = 3.71$$



Transformer Damage and Inrush Curve

Damage Curve (ANSI/IEEE C57.109-1985)

☐ Automatic. Damage curve is linked to following device:

☒ Manual. Enter the transformer data below.

Inrush Curve

Plot as discrete points. Up to 0.1 seconds

Transformer data:

3 Ph. MVA rating= 30.

Select a transformer

Winding base current (A)= 753.066

Impedance= 11.88 % own base

Note: You will be responsible for shifting curve to account for differences between the relay current and the maximum winding current.

Comments

BUS3 23.kV - BUS2 85.kV 1 T

OK

Cancel

Help

Overcurrent Phase Relay Info

0 BUS2 85.kV - 0 BUS3 23.kV 1T

ID= 5051H

CT ratio= 80

CT Connection: ☒ Wye ☐ Delta

Time Element

Time dial= 3.6

Curve IEEE-VI

Pickup (A)= 3.73

Tap unit N/A

☒ Directional

☐ Signal only

Instantaneous Element

Pri. A= 2037.

Delay(s)= 0.

☐ Directional ☐ Always flat

☐ Signal only ☐ Sensitive to dc offset

Time adder= 0. sec.

Time mult= 1.

Char. angle= 30.

Reset time= 0.

Voltage Controlled or Restrained

None

Memo:

Relay Database

Linked relays=

Store settings

Retrieve settings

Tags: None

Import...

OK

Cancel

Help

Last changed Sep 09, 2009

Overcurrent Ground Relay Info

0 BUS3 23.kV - 0 BUS2 85.kV 1T

ID= 51NX

CT ratio= 120

Time Element

Time dial= 3.71 Curve IEEE-EI ...

Pickup (A)= 1.57 Tap unit N/A ☒ Directional

☐ Signaling only

Instantaneous Element

Pri. A= 0. Delay (s)= 0. ☐ Always flat

☒ Directional ☐ Sensitive to dc offset ☐ Signaling only

Time adder= 0. sec. Time mult= 1.

Char. angle= -90. Polarized by Vo, Io

CT at Terminal at BUS3 23. kV

Operates on 3Io Reset time= 0.

Memo:

Relay Database

Linked relays=

... + - Store settings Retrieve settings

Tags: None

Import... OK Cancel Help

Last changed Sep 09, 2009

Overcurrent Phase Relay Info

0 BUS3 23.kV - 0 BUS2 85.kV 1T

ID= 51FL

CT ratio= 120 CT Connection: ☒ Wye ☐ Delta

Time Element

Time dial= 3.12 Curve IEEE-VI ...

Pickup (A)= 8.37 Tap unit N/A ☒ Directional

☐ Signal only

Instantaneous Element

Pri. A= 0. Delay(s)= 0.

☐ Directional ☐ Always flat
☐ Signal only ☐ Sensitive to dc offset

Time adder= 0. sec. Time mult= 1.

Char. angle= 30. Reset time= 0.

Voltage Controlled or Restrained

None

Memo:

Relay Database

Linked relays=

... + - Store settings Retrieve settings

Tags: None

Import... OK Cancel Help

Last changed Sep 09, 2009

A. Transf. damage/inrush curve, 30.00 MVA, Category 3
Base I=753.07 A, Z= 11.9 percent.
BUS3 23.kV - BUS2 85.kV 1 T



1. 5051H IEEE-VI TD=3.600
CTR=80 Pickup=3.73A (Dir) Inst=2037A TP@5=4.7091s

3. 51FL IEEE-VI TD=3.120
CTR=120 Pickup=8.37A (Dir) No inst. TP@5=4.0812s

2. 51NX IEEE-EI TD=3.710
CTR=120 Pickup=1.57A (Dir) No inst. TP@5=4.8108s

