

5

APLICACIÓN DE PROTECCIONES



5.1

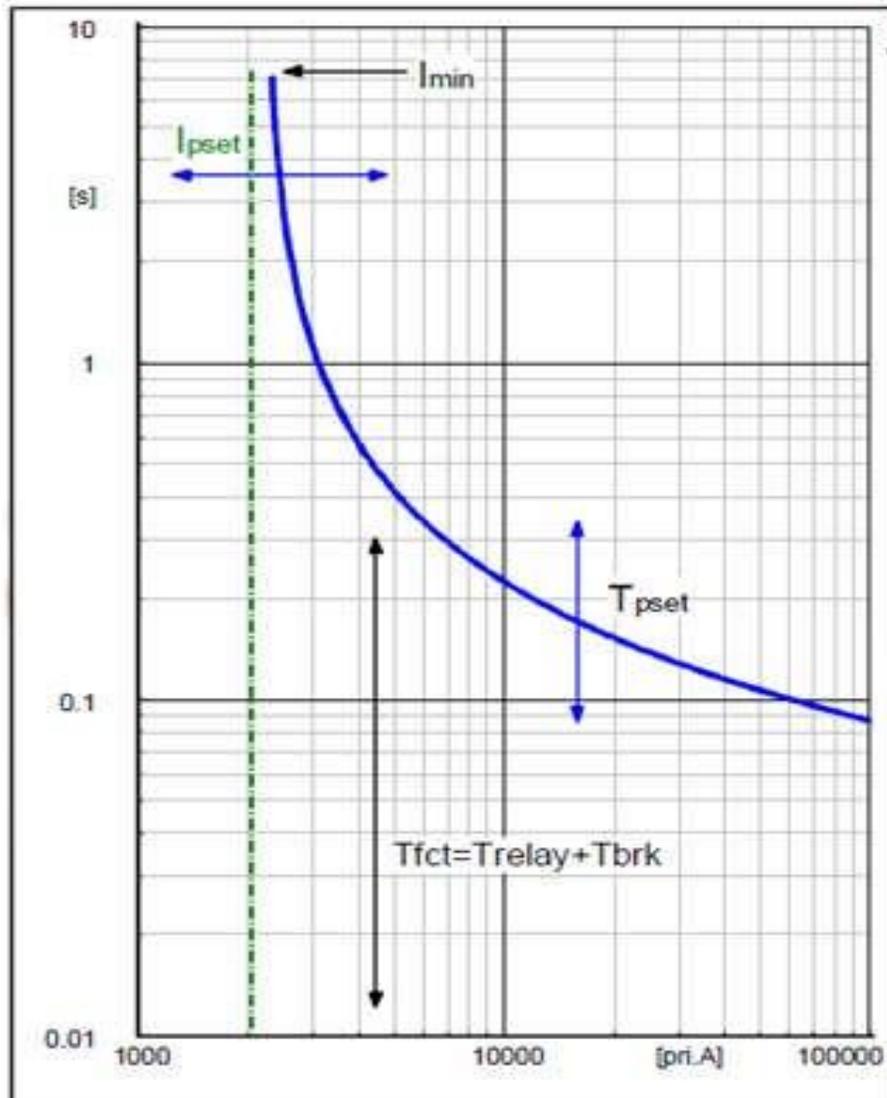
SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONAL



SOBRE CORRIENTE

- Los relés de sobre intensidad son los más utilizados en subestaciones y en instalaciones eléctricas industriales.
- Estos relés se calibran para que operen con señales de corriente por encima del valor máximo de la intensidad nominal del circuito protegido.
- La norma ANSI divide esta función en dos tipos:
 - Sobre corriente no direccional temporizada de Fases (51) o no direccional instantánea de Fases (50), y Sobre corriente Direccional de fases (67).
- Y para el neutro se le agrega el sufijo respectivo:
 - Sobre corriente no direccional temporizada de Neutro (51N) o temporizada de neutro sensible (51NS)
 - Sobre corriente no direccional instantánea de Neutro (50N) o de neutro sensible (50NS)
 - Direccional de neutro (67N) o direccional de neutro sensible (67NS) o direccional de neutro aislado (67NA)

TEMPORIZACIÓN



- **Tiempo de Despeje de Falla.**

$$T_{fct} = T_{relay} + T_{brk}$$

T_{relay} : Tiempo de actuación del Relé

T_{brk} : Tiempo de apertura del interruptor

- **Tiempo de Actuación del Relé.**

$$T_{relay} = T_s + f(I/I_{pset}, T_{pst})$$

T_s : Tiempo de arranque

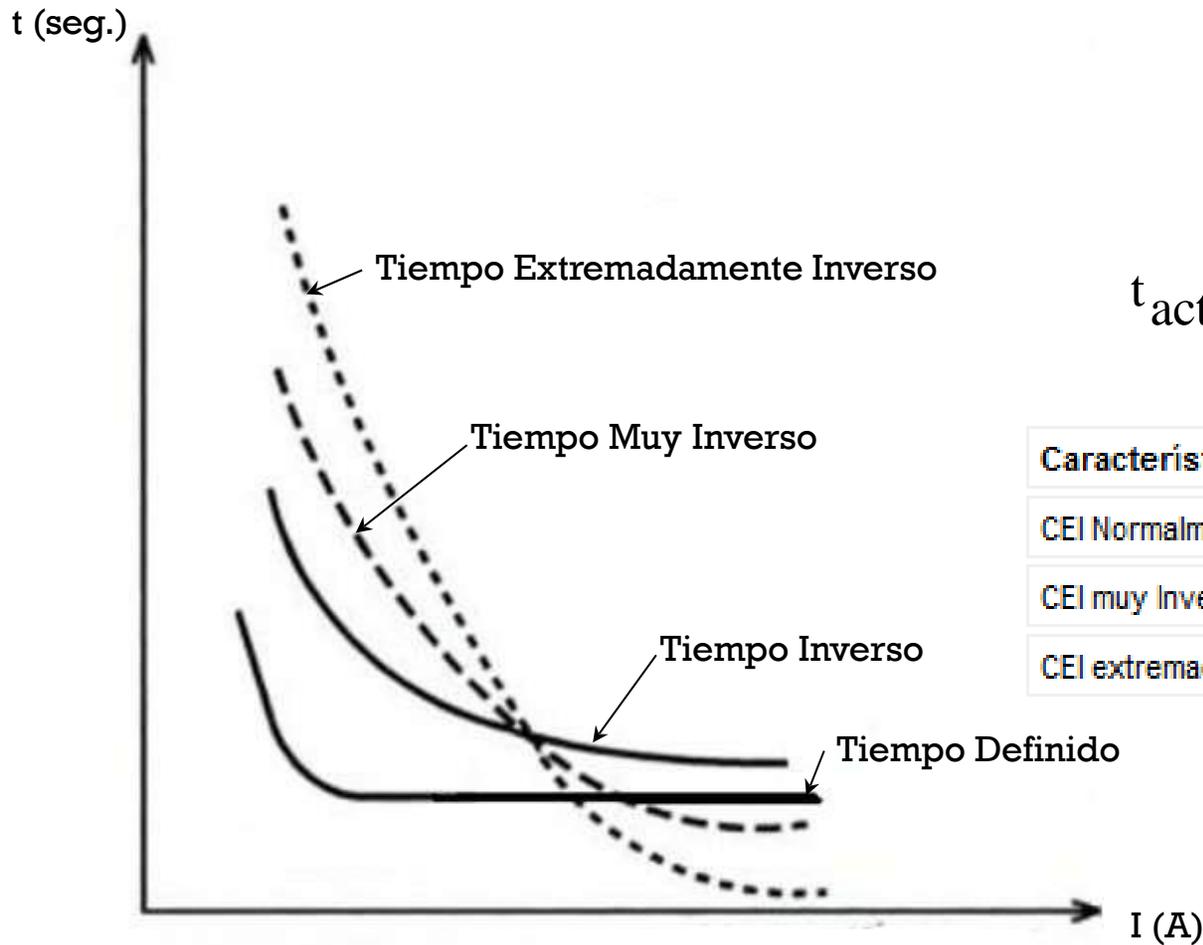
$f(I/I_{pset}, T_{pst})$: Característica TOC

- **Ajuste de Corriente: I_{pset}**

I_{pset} : Ajuste de Corriente

I_{min} : Corriente de Arranque (Pick-Up)

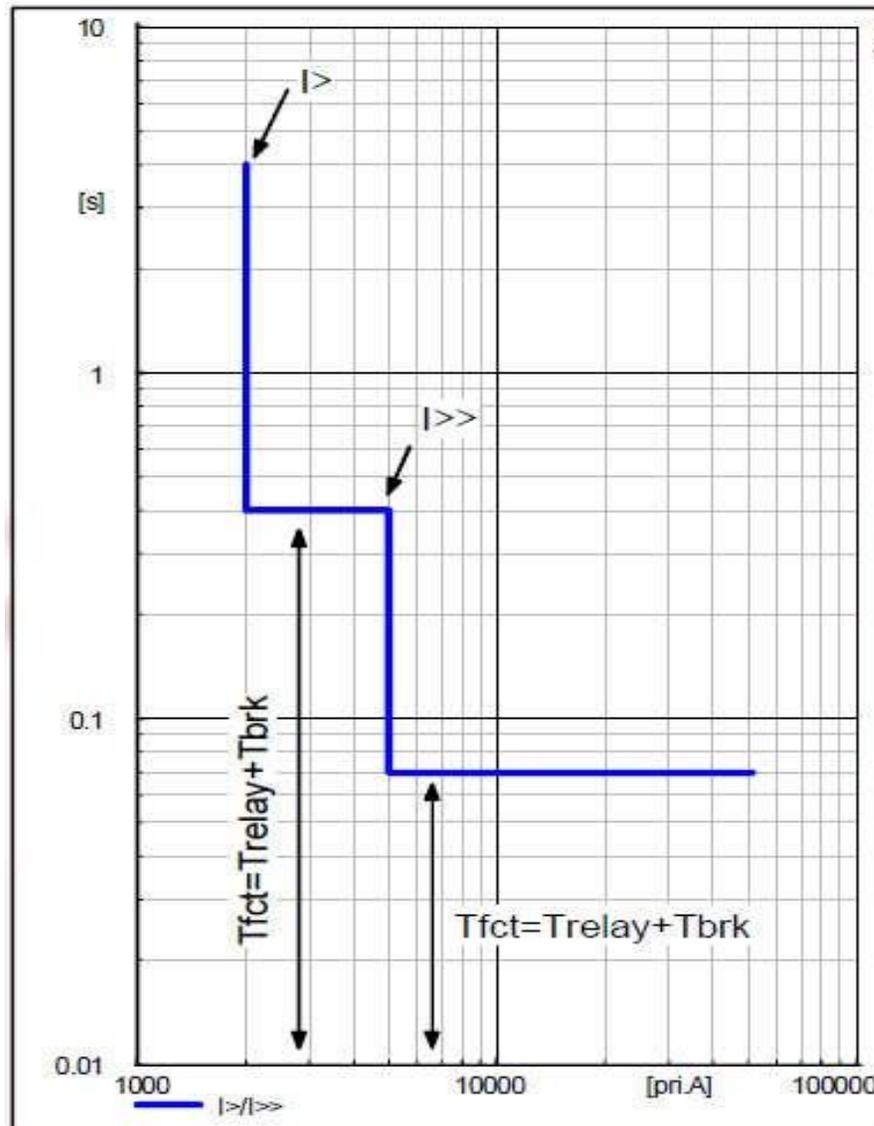
CURVAS DE OPERACIÓN IEC



$$t_{act} = \frac{A * Td + K1}{M^P - Q} + B * Td + K2$$

Característica	A	B	P	Q	K1	K2
CEI Normalmente inversa	0.14	0.0	0.02	1	0	0
CEI muy Inversa	13.5	0.0	1.0	1	0	0
CEI extremadamente Inversa	80.0	0.0	2.0	1	0	0

INSTANTÁNEA



- **Tiempo de Despeje de Falla.**

$$T_{fct} = T_{relay} + T_{brk}$$

T_{relay} : Tiempo de actuación del Relé

T_{brk} : Tiempo de apertura del interruptor

- **Tiempo de Actuación del Relé.**

$$T_{relay} = T_s + T_{set}$$

T_s : Tiempo de arranque

T_{set} : Temporizador

- **Ajuste de Corriente: $I>$, $I>>$**

$I>$ Unidad Temporizada

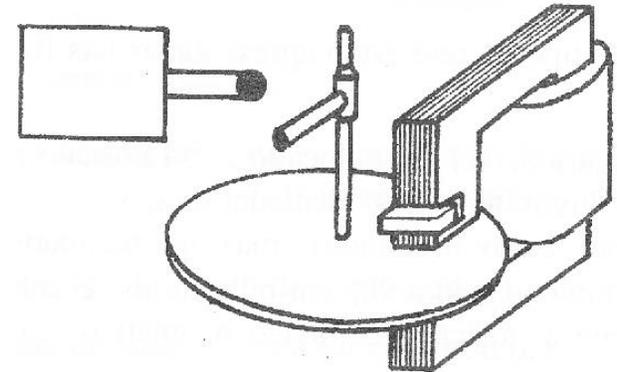
$I>>$ Unidad Instantánea

DEFINICIONES

- **Arranque (PickUp).**- Operación del rele para abrir un contacto normalmente cerrado (NC o “b”) o para cerrar un contacto normalmente abierto (NA ó “a”). Al menor valor de actuación se denomina “PickUp Value”
- **Reset.**- Operación del relé para cerrar un contacto normalmente cerrado o para abrir un contacto normalmente abierto, y llevarlo a su posición inicial. El mayor valor de actuación se denomina “Reset Value”.

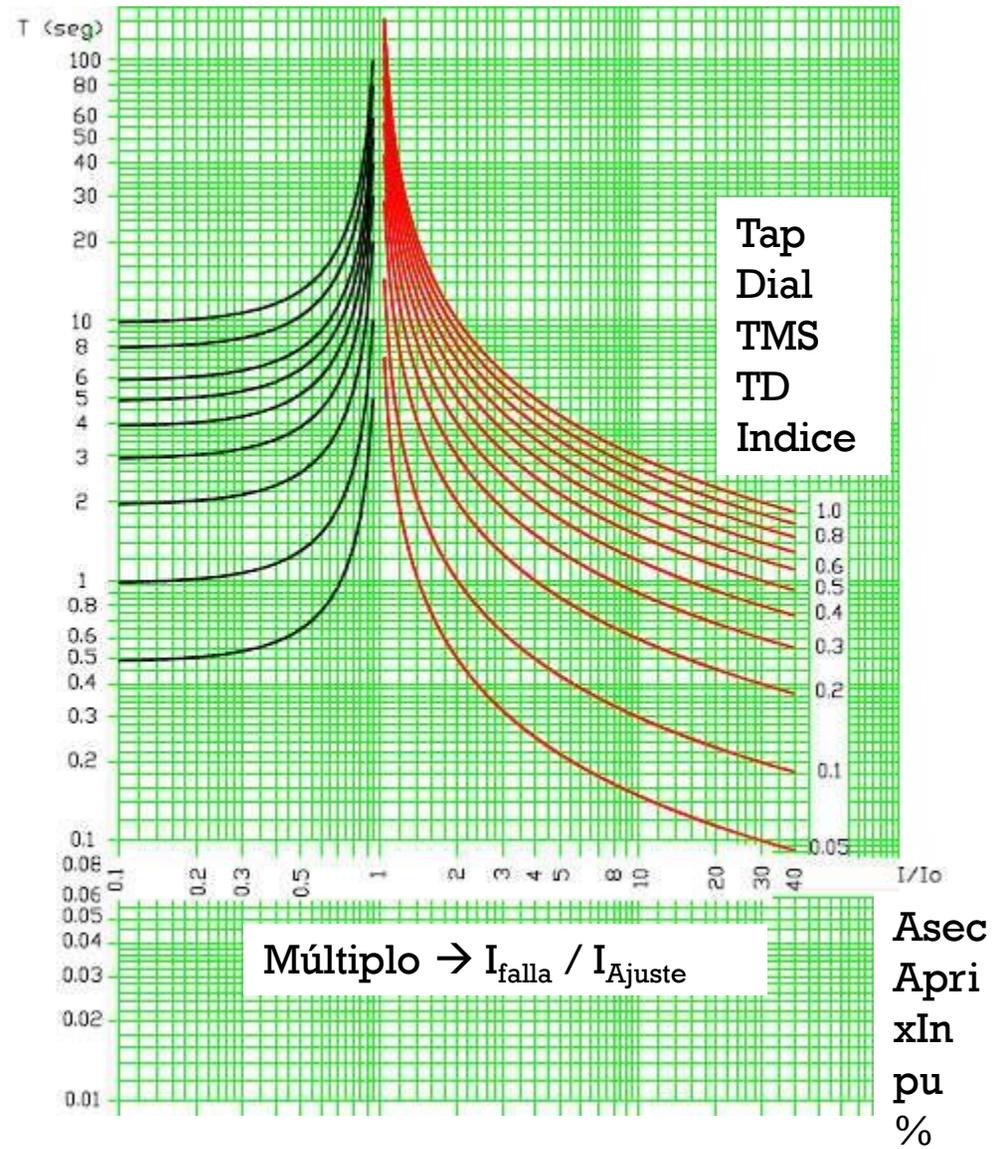
Al tiempo requerido para restablecer al relé se denomina “Reset Time”

- **Reposición (DropOut).**- Operación del rele para abrir un contacto normalmente abierto (NA o “a”), pero que no lo lleva a su posición inicial. El mayor valor de actuación se denomina “DropOut Value”



Operación.- Movimiento mecánico del mecanismo de operación que actúa sobre una estructura de contacto para cerrar o abrir sus contactos

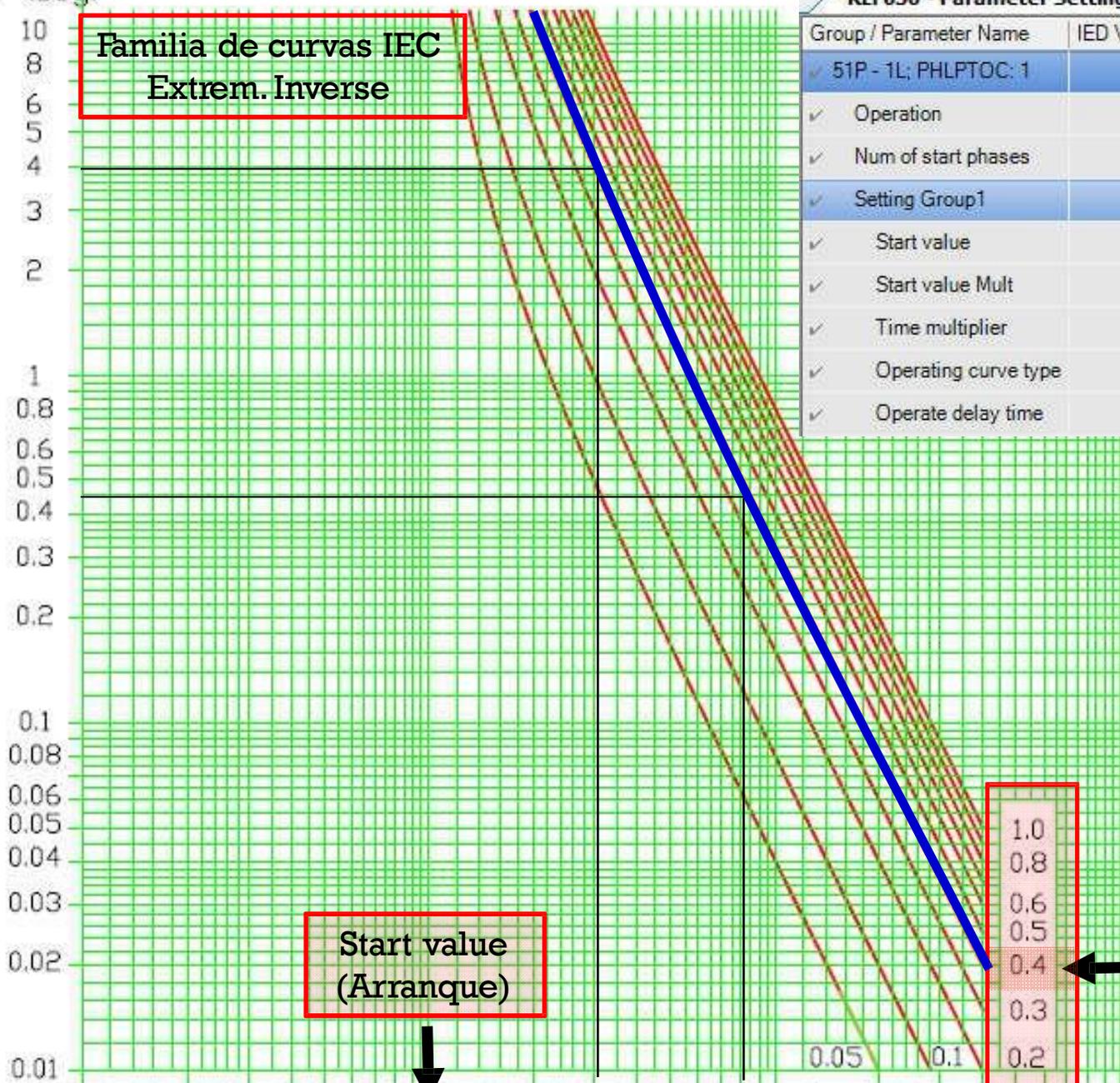
EJEMPLO DE AJUSTE



T (seg)

Familia de curvas IEC
Extrem. Inverse

REF630 - Parameter Setting					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
✓ 51P - 1L; PHLPTOC: 1					
✓ Operation		On			
✓ Num of start phases		1 out of 3			
✓ Setting Group1		<input checked="" type="checkbox"/>			
✓ Start value		0.83	pu	0.05	5.00
✓ Start value Mult		1.0		0.8	10.0
✓ Time multiplier		0.40		0.05	15.00
✓ Operating curve type		IEC Ext. inv.			
✓ Operate delay time		1.00	s	0.04	200.00



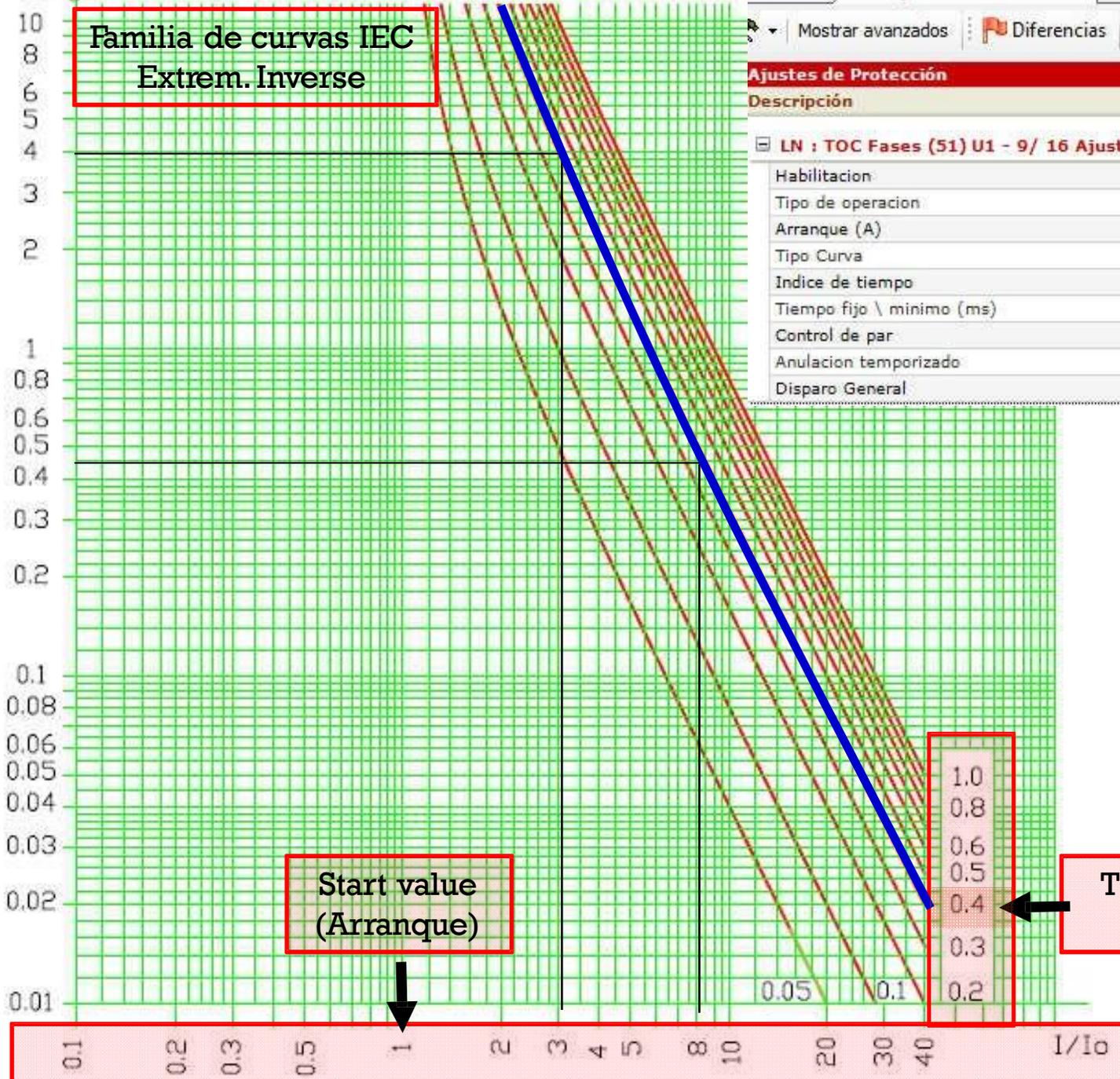
Start value
(Arranque)

Time multiplier
(Indice)

0.1 0.2 0.3 0.5 1 2 3 4 5 8 10 20 30 40 1/10

(I_{FALLA} / I_{AJUSTE})

T (seg)



Familia de curvas IEC
Extrem. Inverse

Start value
(Arranque)

Time multiplier
(Indice)

(I_{FALLA} / I_{AJUSTE})

Estado Ajustes de Protección		
Mostrar avanzados	Diferencias	INGETEAM MD1
Ajustes de Protección		
Descripción	Dev_SG1	Pc_SG1
LN : TOC Fases (51) U1 - 9/ 16 Ajuste(s)		
Habilitacion	-	SI
Tipo de operacion	-	Disparo
Arranque (A)	-	0.83
Tipo Curva	-	IEC Extrema inversa
Indice de tiempo	-	0.4
Tiempo fijo \ minimo (ms)	-	0
Control de par	-	No Direccional
Anulacion temporizado	-	Sin Definir
Disparo General	-	SI

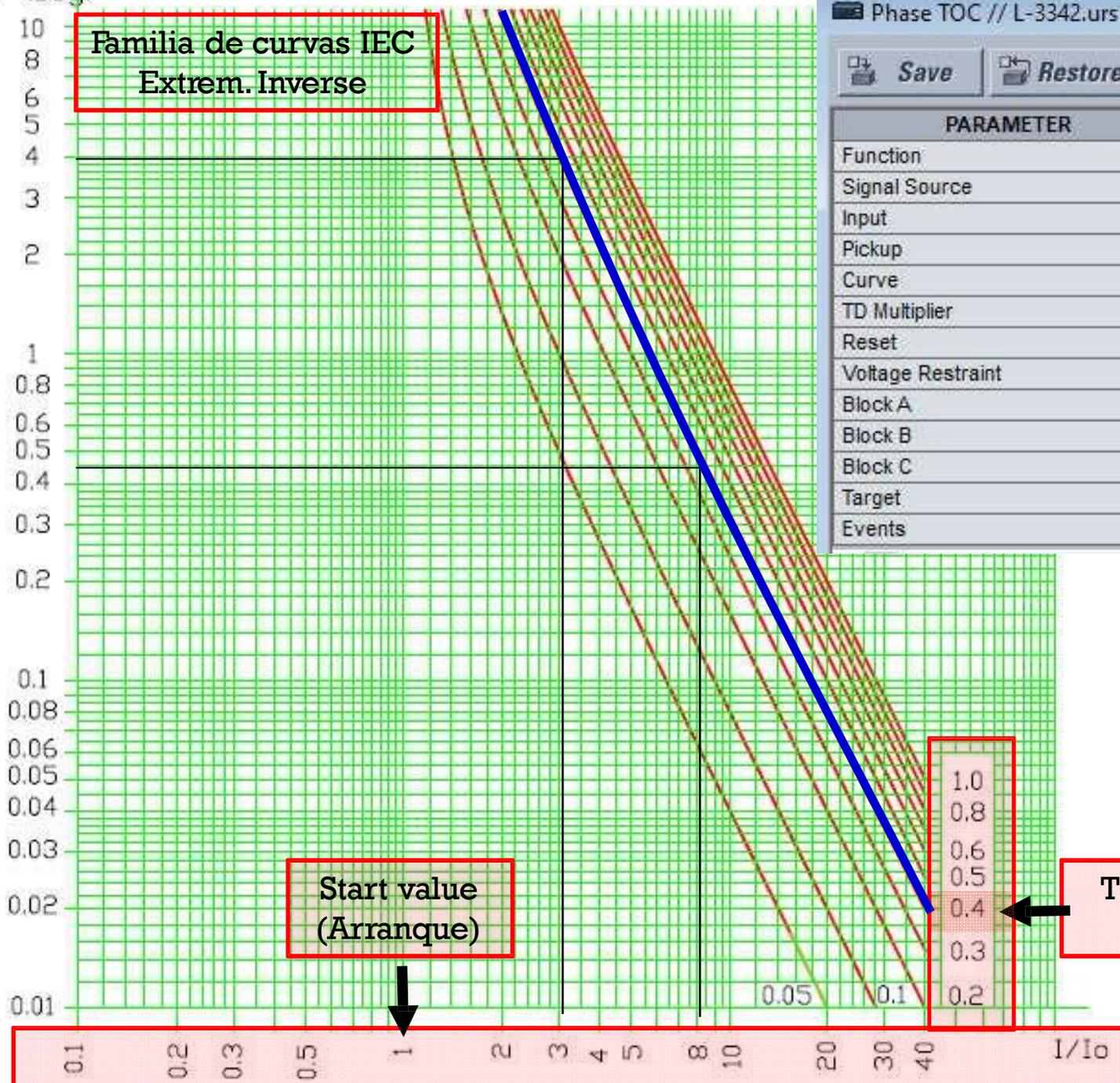
T (seg)

Familia de curvas IEC
Extrem. Inverse

Phase TOC // L-3342.urs : C:\Users\...

Save Restore Default Reset

PARAMETER	PHASE TOC1
Function	Enabled
Signal Source	34.5kV (SRC 1)
Input	RMS
Pickup	0.830 pu
Curve	IEC Curve C
TD Multiplier	0.40
Reset	Instantaneous
Voltage Restraint	Disabled
Block A	PH DIR1 BLK A
Block B	PH DIR1 BLK B
Block C	PH DIR1 BLK C
Target	Latched
Events	Enabled



Start value
(Arranque)

Time multiplier
(Indice)

0.1 0.2 0.3 0.5 1 2 3 4 5 8 10 20 30 40 1/Io

(I_{FALLA} / I_{AJUSTE})

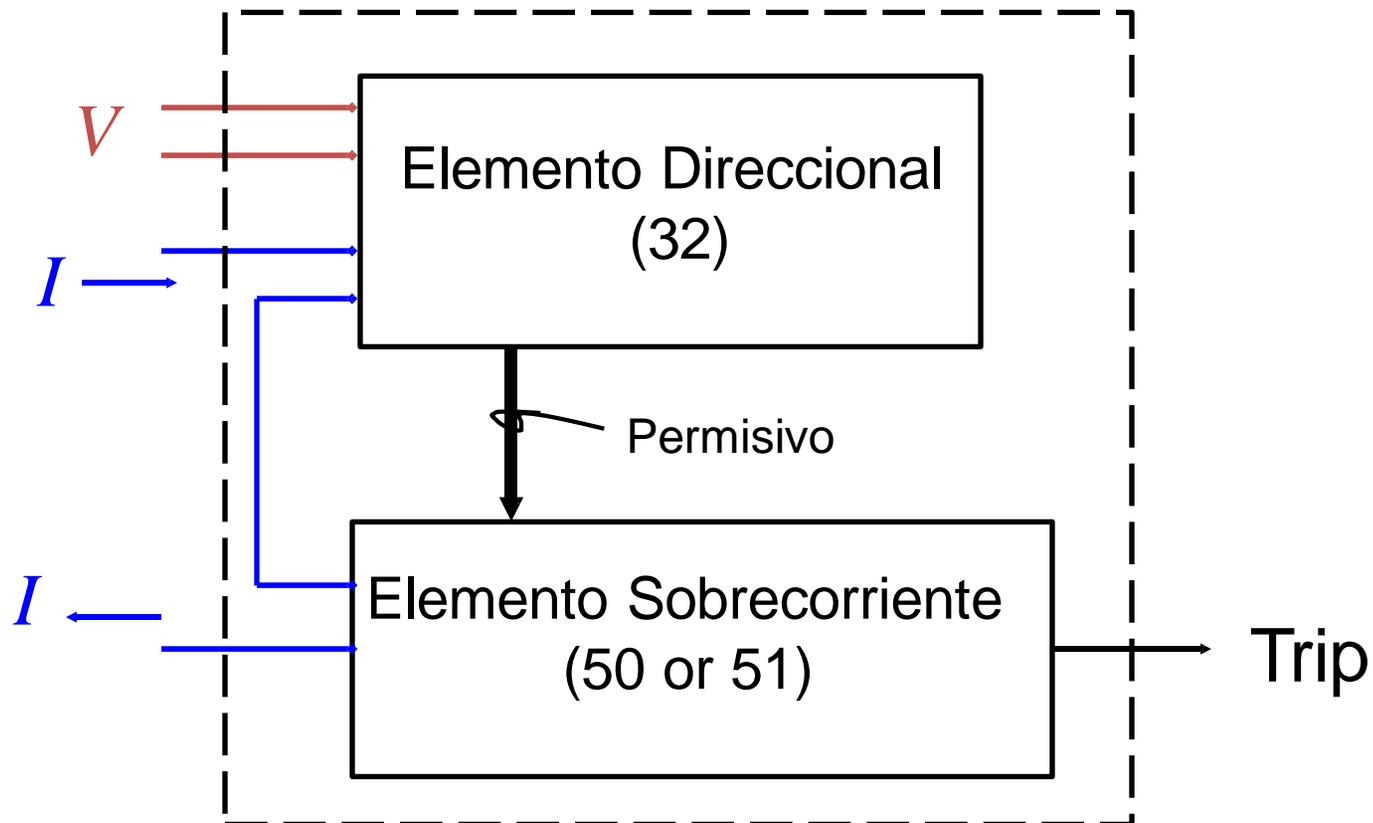
5.2

SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL



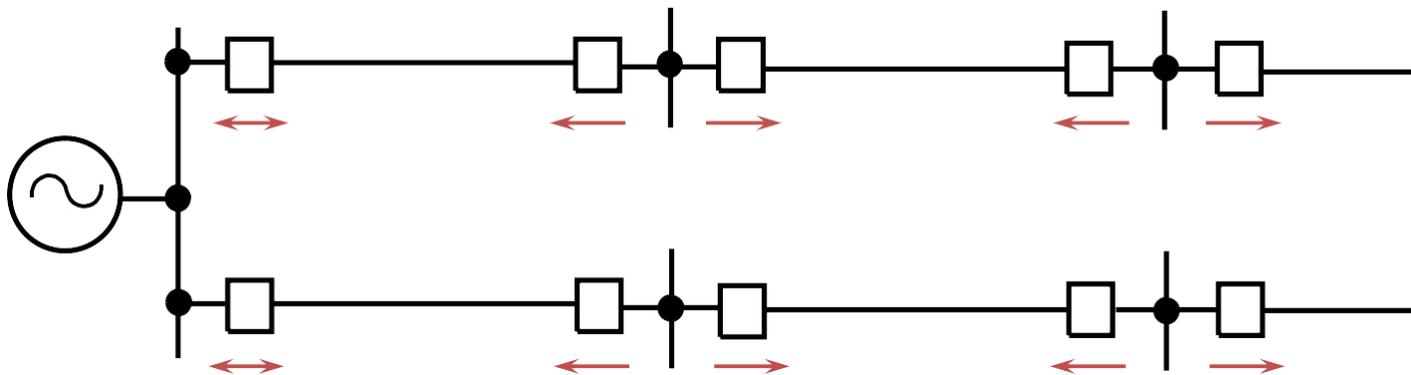
SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL

- ❖ Esquema Básico de un relé direccional (67)



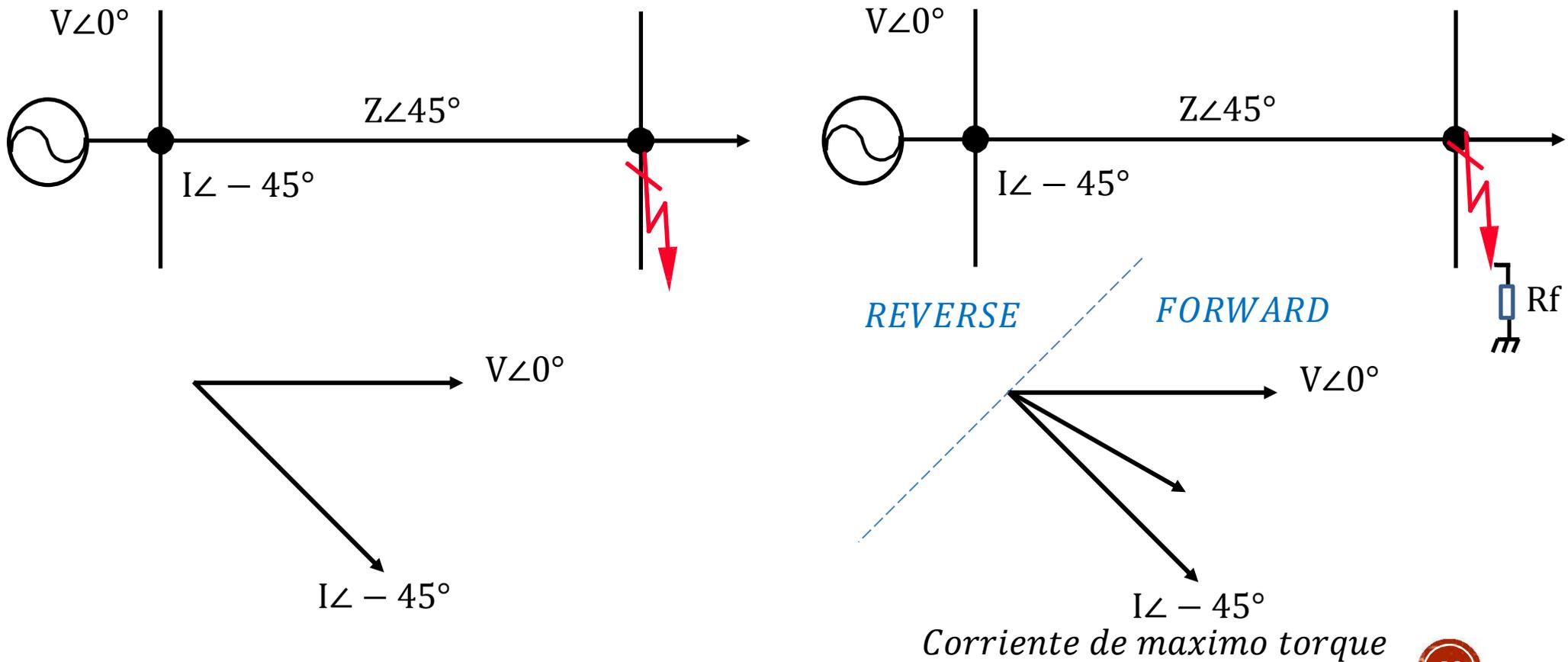
SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL

- ❖ Donde se aplica: Sistemas con dos o mas fuentes de alimentación, sistemas en anillo.



SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL

❖ Donde se aplica

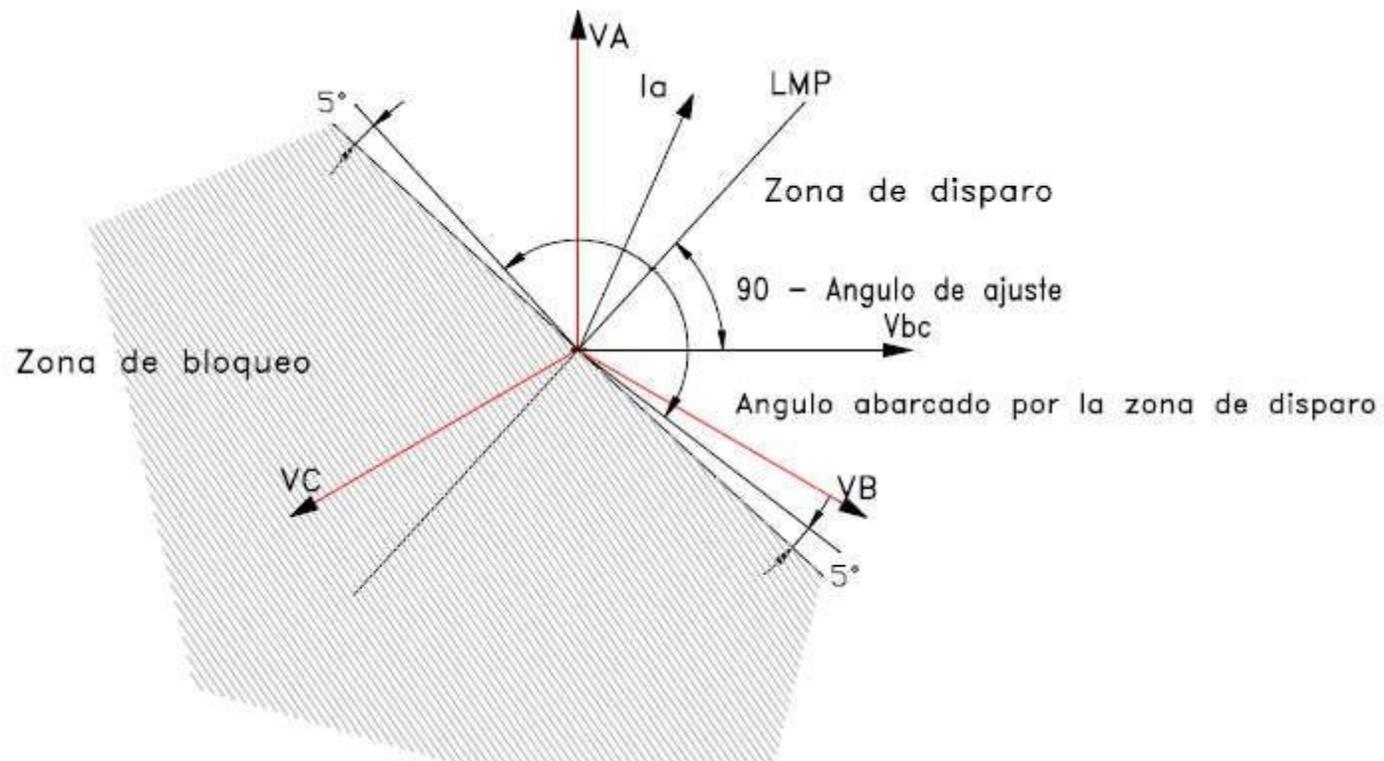


SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL

- ❖ La función de sobre corriente puede ser definida como **direccional** o **no direccional**.
- ❖ La norma ANSI divide esta función en dos tipos:
 - Relé de Sobre corriente temporizado de Fases (67)
 - Relé de Sobre corriente temporizado de Neutro (67N)
- ❖ Para definir la direccionalidad se debe especificar:
 - Un ángulo de Ajuste
 - Tensión de Polarización
- ❖ Los criterios de direccionalidad mas utilizados son:
 - En cuadratura
 - Por secuencias

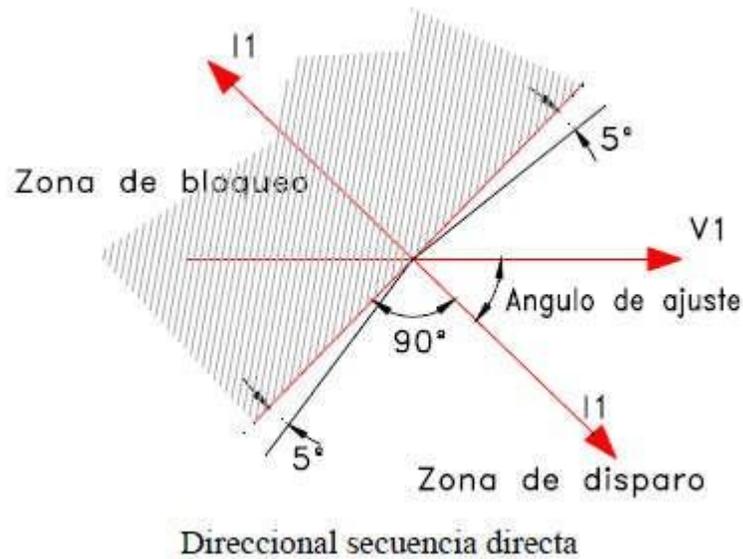
SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL

❖ En Cuadratura

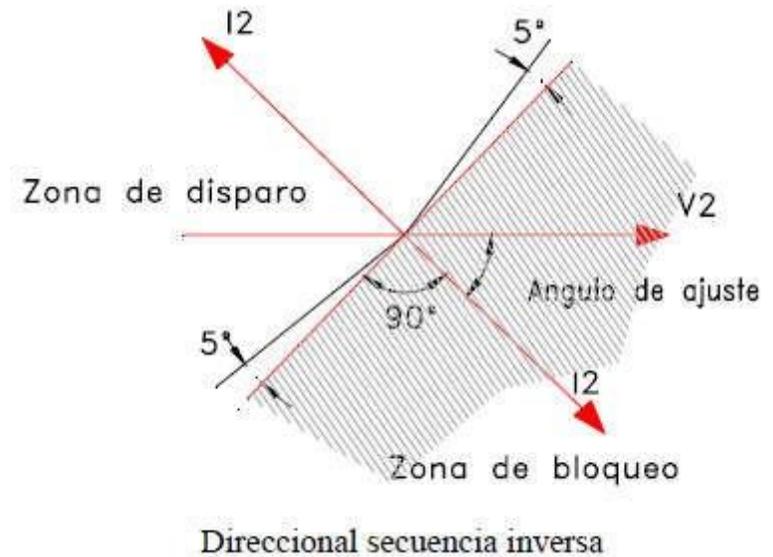


SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL

❖ Secuencias



$$90 - \text{ángulo ajuste} \geq \arg(I_1) - \arg(V_1) \geq 270 - \text{ángulo ajuste}$$



$$90 - \text{ángulo ajuste} \leq \arg(I_2) - \arg(V_2) \leq 270 - \text{ángulo ajuste}$$

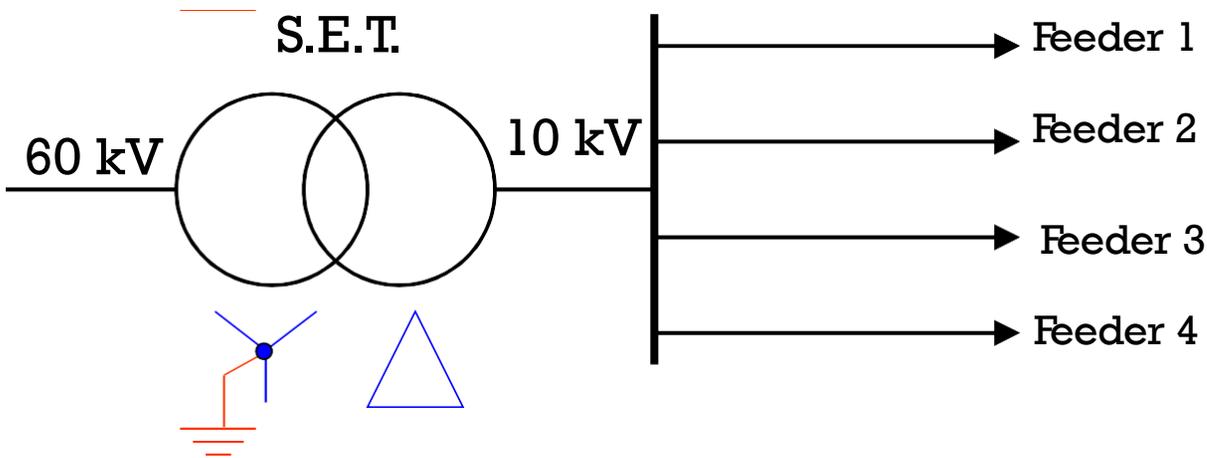
5.3

PROTECCIÓN DE REDES DE MT CON NEUTRO AISLADO

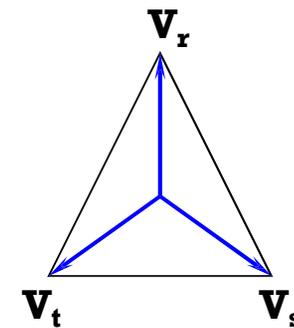
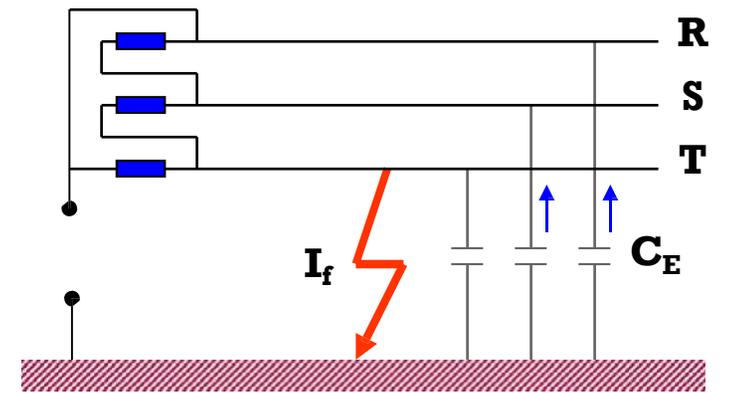


SISTEMAS CON NEUTRO AISLADO

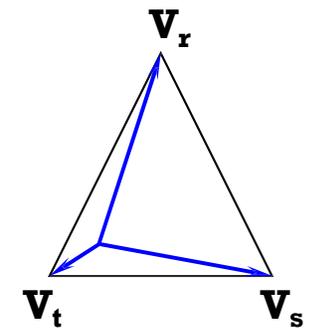
- La conexión del lado de baja del transformador es en delta, sin conexión física del neutro a tierra.



Neutro Aislado



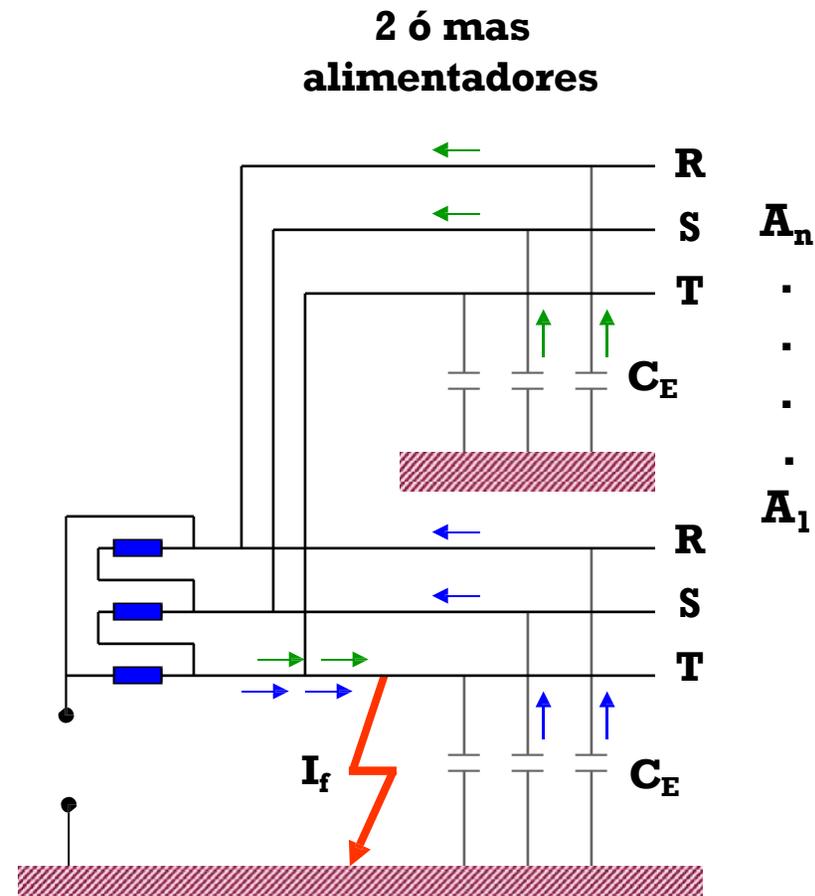
Sin falla



Con falla

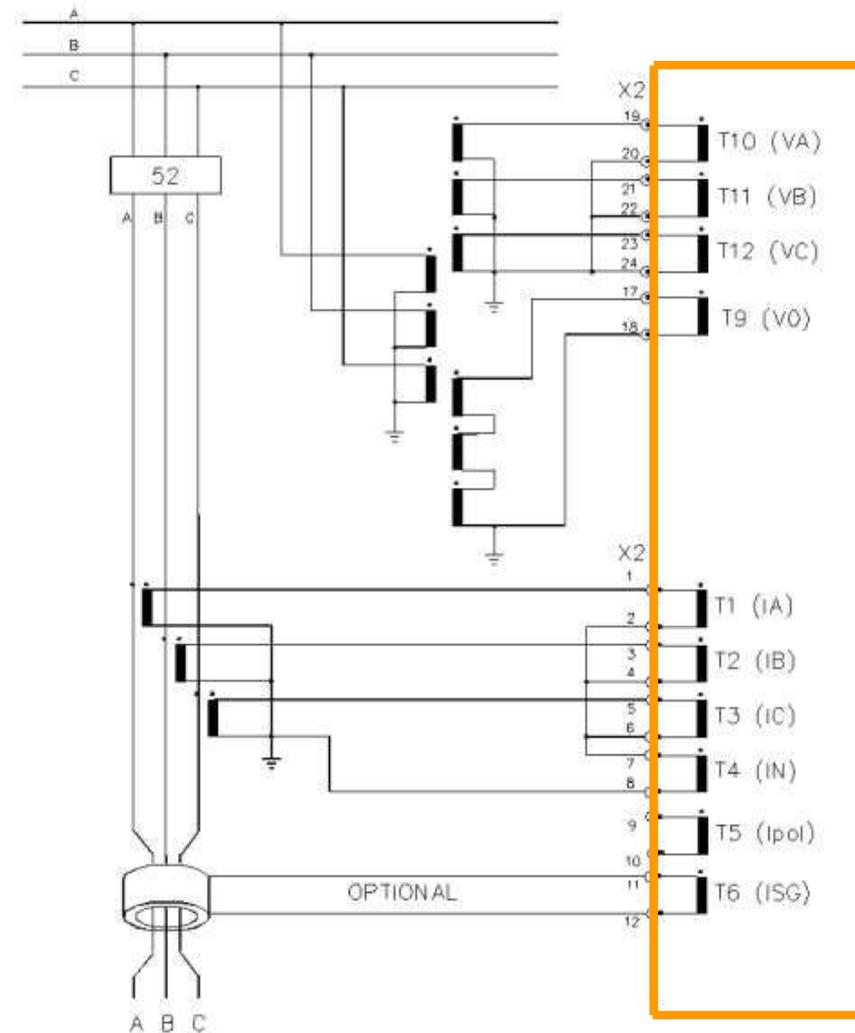
CORRIENTE HOMOPOLAR

- Se debe a la capacitancia de cables, líneas, arrollamientos, etc.
- Son muy pequeñas y por tanto, difíciles de detectar.
- Tiene dirección opuesta al de las fases sanas.
- La corriente aumenta conforme se enmalla la red.
- Se utiliza protección direccional a tierra (67N) para varios alimentadores y función de sobretensión homopolar (59N) para 01 alimentador.



CONEXIÓN DE I_0 & V_0

- Señales de entrada
 - Intensidad homopolar: I_0
(proveniente del TC toroidal a 1 Amp)
 - Tensión homopolar: V_0
(calculada internamente, de las 3 tensiones de fase)

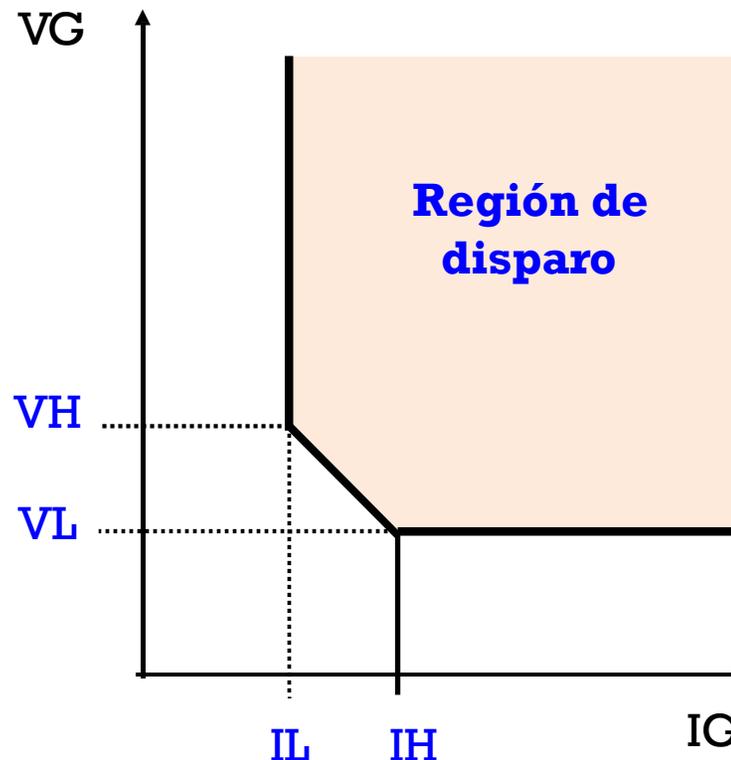


CURVA CARACTERISTICA

- Donde la región de disparo tiene el límite inferior con un corte o “chaflan”
- Intensidad: IL, IH
 - 0,005 a 1 A , con resolución 1 mA
- Tensión VL, VH:
 - 0,5 V a 60 V con resolución 0,1 V

IL: Corriente Baja
IH: Corriente Alta

VL: Tensión Baja
VH: Tensión Alta



ALARMERO ENOSA

CELDA 2

PL300 - EH3645/F - TEAM-ARTECHE

08/01/08

17:27:15



AJUSTES Protección

Protección de Sobreintensidad (2)

TG T1 T2 T3 T4 T5 T6

Coms fallo

3-75

INTENSIDAD RESIDUAL

	Relé	Pc	Dif
Habilitado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Arranque (A)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Tiempo fijo (seg)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

FASE ABIERTA

	Relé	Pc	Dif
Habilitado	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>
Arranque (tanto por uno)	<input type="checkbox"/>	0.30	<input type="checkbox"/>
Tiempo fijo (seg)	<input type="checkbox"/>	0.50	<input type="checkbox"/>

NEUTRO AISLADO

	Relé	Pc	Dif
Habilitado	<input type="checkbox"/>	SI	<input type="checkbox"/>
Control de par	<input type="checkbox"/>	SI	<input type="checkbox"/>
Intensidad de baja (A)	<input type="checkbox"/>	0.050	<input type="checkbox"/>
Intensidad de alta (A)	<input type="checkbox"/>	0.100	<input type="checkbox"/>
Tensión de baja (V)	<input type="checkbox"/>	5.0	<input type="checkbox"/>
Tensión de alta (V)	<input type="checkbox"/>	10.0	<input type="checkbox"/>
Tempor.primer disparo (seg)	<input type="checkbox"/>	1.00	<input type="checkbox"/>
Comutación a instantáneo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tiempo conmutación a instantáneo (seg)	<input type="checkbox"/>	5.0	<input type="checkbox"/>

FALLO INTERRUPTOR

Habilitado	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>
Reposición fases	<input type="checkbox"/>	0.10	<input type="checkbox"/>
Reposición neutro	<input type="checkbox"/>	0.10	<input type="checkbox"/>
Tiempo fijo (seg)	<input type="checkbox"/>	0.00	<input type="checkbox"/>

BLOQUEO DE REGULADOR

	Relé	Pc	Dif
Habilitado bloqueo	<input type="checkbox"/>	NO	<input type="checkbox"/>
Intensidad bloqueo (A)	<input type="checkbox"/>	6.00	<input type="checkbox"/>

TELEPROTECCION

	Relé	Pc	Dif
Habilitado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Tiempo de retardo (seg)	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>



5.4

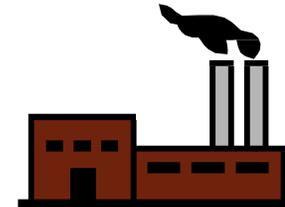
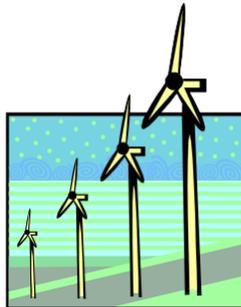
RECHAZO O DESLASTRE DE CARGA



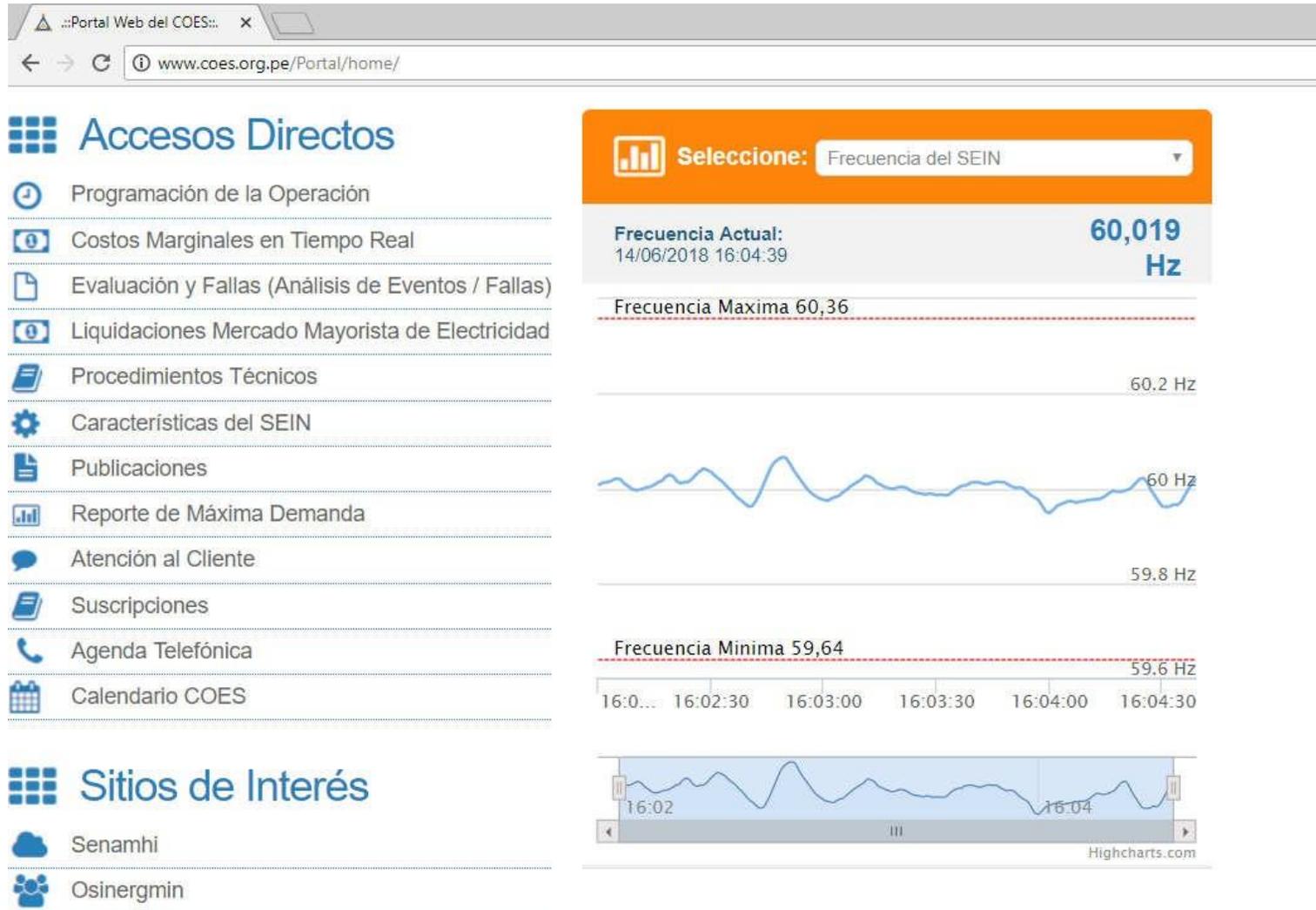
RECHAZO DE CARGA

- Cuando un sistema de potencia está en funcionamiento estable a frecuencia normal, la potencia total generada es igual a la suma de todas las cargas conectadas más todas las pérdidas de potencia reales del sistema:

$$\Sigma \text{ Generación} = \Sigma \text{ Cargas} + \Sigma \text{ Pérdidas}$$



FRECUENCIA ACTUAL DEL SISTEMA



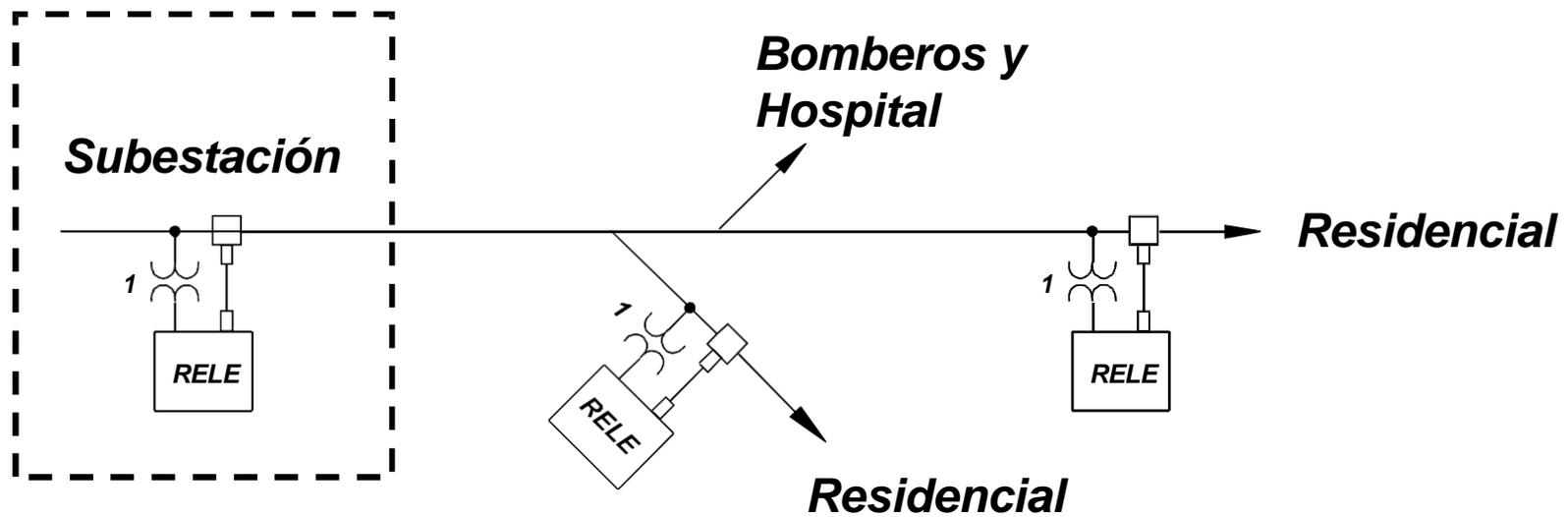
RECHAZO DE CARGA

- Cualquier perturbación significativa de este equilibrio causa un cambio de frecuencia en el sistema.
- Por ejemplo, la pérdida de un generador o de una interconexión importante, puede producir un severo desequilibrio de generación y carga, dando como resultado una caída rápida de la frecuencia.
- Si los reguladores respectivos no responden muy rápidamente, el sistema puede colapsar. Una rápida, selectiva y temporal desconexión de cargas pueden lograr la recuperación, evitando una parada prolongada de sistema y restaurando el servicio con mínimo retraso.

RECHAZO DE CARGA

- Para detener semejante caída, es necesario desconectar intencional y automáticamente una porción de cargas igual o mayor que la sobrecarga. Después de que la caída se ha detenido, y la frecuencia vuelve a su normalidad, la carga puede restaurarse en incrementos pequeños.
- En general, pueden interrumpirse cargas no-críticas, normalmente residenciales, por periodos cortos y de este modo minimizar el impacto de la perturbación en el servicio.
- El rechazo automático de cargas, basado en la subfrecuencia, es necesario debido a que las sobrecargas súbitas, moderadas a severas, pueden llevar al sistema a un estado peligroso más rápido de lo que un operador puede reaccionar.

RECHAZO DE CARGA



CÁLCULO DE LA FRECUENCIA

- El relé realiza la medida de frecuencia por ciclos completos, refrescándola cada medio ciclo, ésta medida se toma de la onda de tensión, tal como indica la figura.

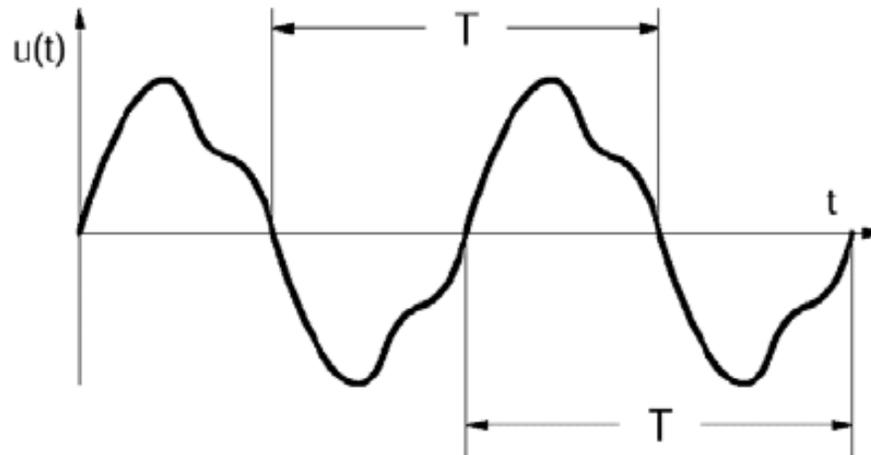
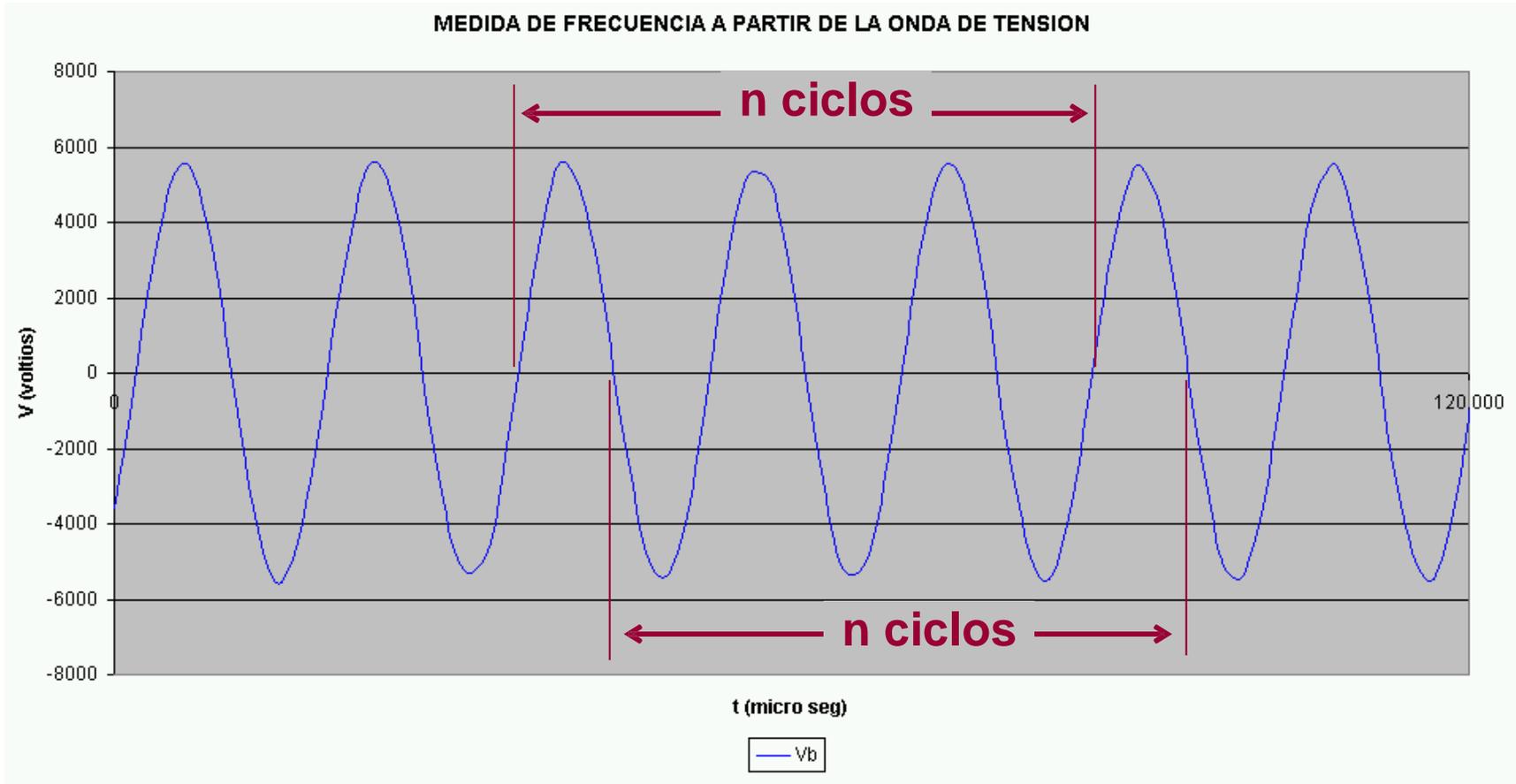


Imagen: Manual de relé INGETEAM PL300

CÁLCULO CADA N CICLOS



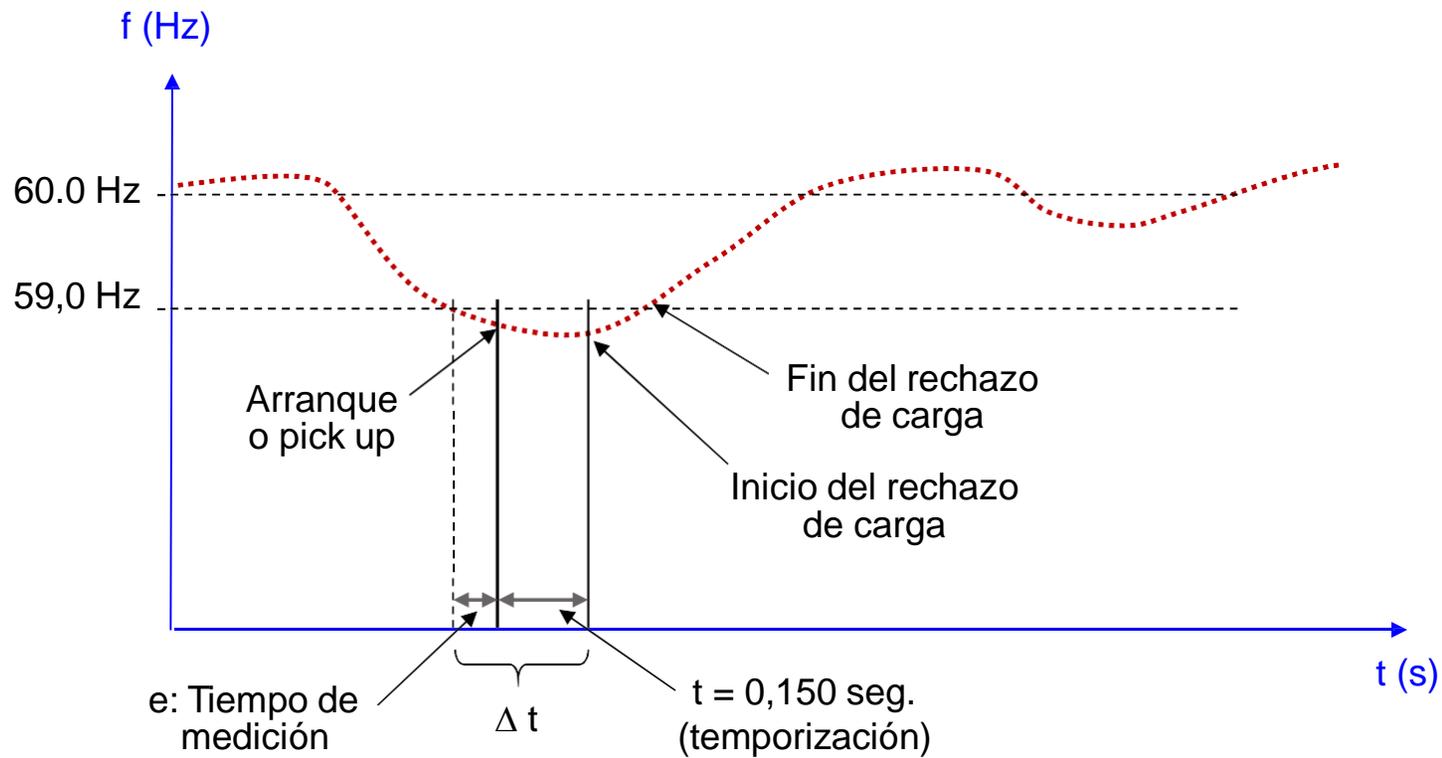
MEDIDA DE FRECUENCIA



MÍNIMA FRECUENCIA

- En la protección de frecuencia, en cada etapa se produce un arranque si la frecuencia está por debajo del valor ajustado durante un N° de ciclos igual o superior al establecido. Una vez arrancada, para producir disparo debe superar el tiempo programado. La unidad recae si la frecuencia vuelve a ser correcta antes de superar el tiempo ajustado (usualmente 2 ciclos).
- Bloqueo: Si la tensión en la fase medida es inferior al valor de ajuste “Tensión mínima de supervisión” no se permite el arranque de la unidad de frecuencia.

MÍNIMA FRECUENCIA (ANSI 81U)



ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA

Tabla 2. Ajustes del ERACMF 2019 Zona A (Área Centro-Norte del SEIN)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACIÓN	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACIÓN
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	4.0%	59.20	0.15	59.8	-1.0	0.15
2	5.0%	59.00	0.15	59.8	-1.0	0.15
3	5.0%	58.80	0.15	59.8	-1.0	0.15
4	6.0%	58.60	0.15			
5	4.0%	58.50	0.15			
6	-	-	-			
7	1.5%	59.50	60.0			

(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente. Se recomienda ajustar la ventana de medición de la pendiente de 4 a 6 ciclos.

(2) La etapa 7 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59.5 Hz

(3) La temporización de los relés de derivada de frecuencia será 300 ms en las cargas que se localizan aguas abajo de:

- Transformadores 138/66 kV de la subestación Huallanca y 10/66 kV de la subestación Kiman Ayllu.
- Subestación Zorritos 220 kV
- Subestación Talara 220 kV
- Líneas L-6654 y L-6698
- Subestación Oxapampa 138/60/23 kV

Fuente: Publicación ERACMF del COES para el año 2019

ESQUEMA DE RECHAZO DE CARGA

Tabla 3. Ajustes del ERACMF 2019 Zona B (Área Sur del SEIN)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACIÓN	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACIÓN
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	4.0%	59.20	0.15	59.8	-1.1	0.2
2	5.0%	59.00	0.15	59.8	-1.1	0.2
3	5.0%	58.80	0.15	59.8	-1.1	0.2
4	6.0%	58.60	0.15			
5	4.0%	58.50	0.15			
6	12.0%	58.20	0.15			
7	1.5%	59.50	60.0			

(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente. Se recomienda ajustar la ventana de medición de la pendiente de 4 a 6 ciclos.

(2) La etapa 7 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59.5 Hz

(3) La temporización de los relés de derivada de frecuencia será 350 ms en las cargas que se localizan aguas debajo de las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay.

Fuente: Publicación ERACMF del COES para el año 2019

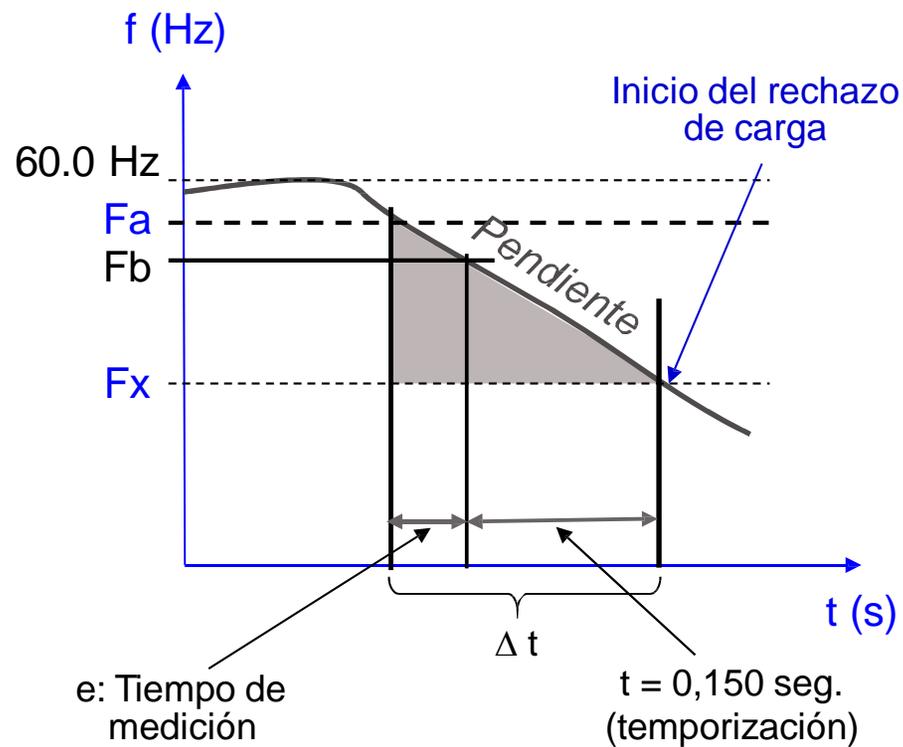
DERIVADA DE FRECUENCIA

- En cada etapa se produce la activación cuando la frecuencia medida esté por debajo del umbral de “frecuencia de supervisión” programado y la variación de frecuencia por unidad de tiempo (df/dt) supera el valor ajustado, durante un tiempo igual al programado.

- Una vez arrancada la unidad, para recaer debe verse la medida de df/dt un total de usualmente 0.05Hz/s por debajo del valor ajustado.

- Bloqueos:
 - Si supera la frecuencia mínima.
 - Por tensión mínima de supervisión.
 - Algunos relés también permiten por intensidad mínima.

DERIVADA DE FRECUENCIA (ANSI 81R)



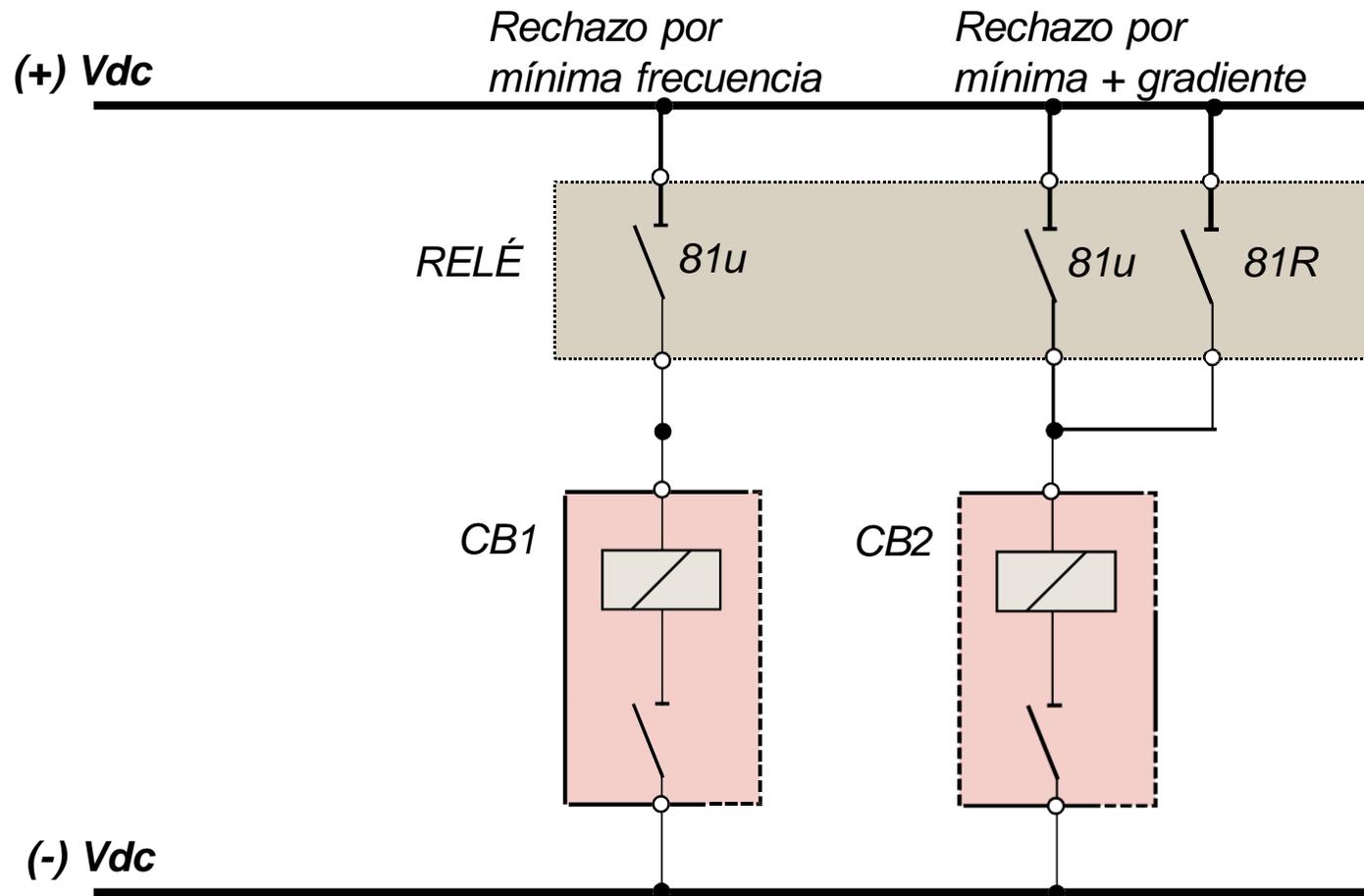
F_{arranque} $F_a = 59.80 \text{ Hz}$
 Pendiente $m = -1.10 \text{ Hz/s}$
 $T_{\text{medic_relé}}$ $e = 0.100 \text{ s}$
 Temporización $t = 0.150 \text{ s}$
 $e + t$ $\Delta t = 0.250 \text{ s}$

$$m = \Delta F / \Delta t$$

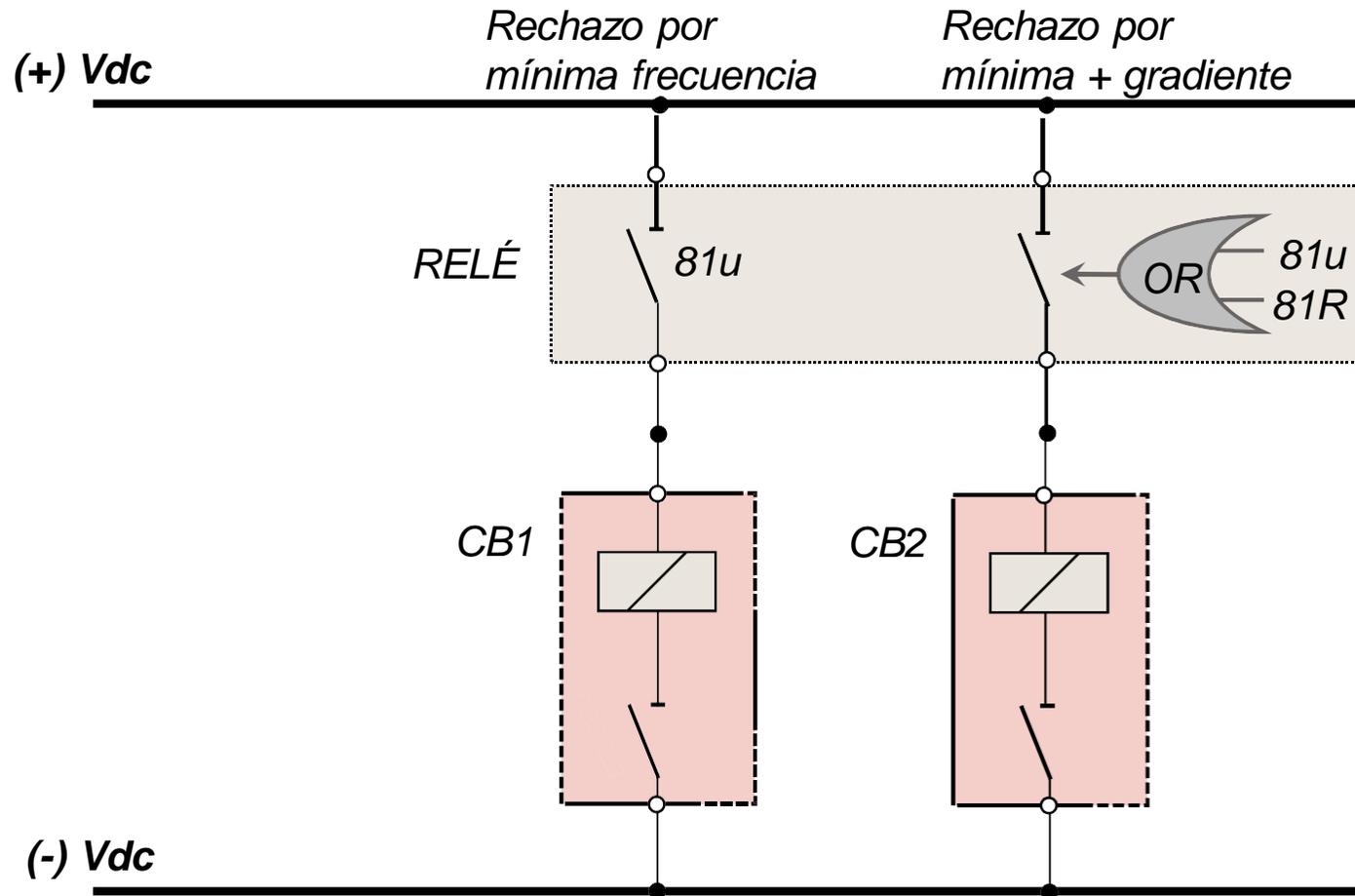
$$F_x = F_a + m \cdot \Delta t$$

m	F _x
-1.1	59.525
-1.2	59.5
-1.3	59.475

RECHAZO DE CARGA



RECHAZO DE CARGA



RECHAZO DE CARGA

Caso de Ejemplo: Desconexión de la C.T. Fénix cuando generaba 543 MW.

I. ANTECEDENTES

- 1.1 Con fecha 14.01.2019, a las 05:29:23 h, se produjo la interrupción de 414,30 MW, por la activación del *Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF)*, debido a la desconexión de la C.T. Fénix cuando generaba 543,00 MW; la desconexión de esta central fue consecuencia de la apertura del interruptor 52-L1 de la línea L-5011 (Fénix – Chilca CTM) en la S.E. Fénix, de titularidad de la empresa FÉNIX POWER PERÚ, (en adelante, “Evento”).
- 1.2 Con relación a los hechos antes descritos, el COES procedió a efectuar el análisis de asignación de responsabilidad, de acuerdo con el Procedimiento Técnico N° 40 “Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE” (en adelante, “PR-40”).

RECHAZO DE CARGA

Ejemplo

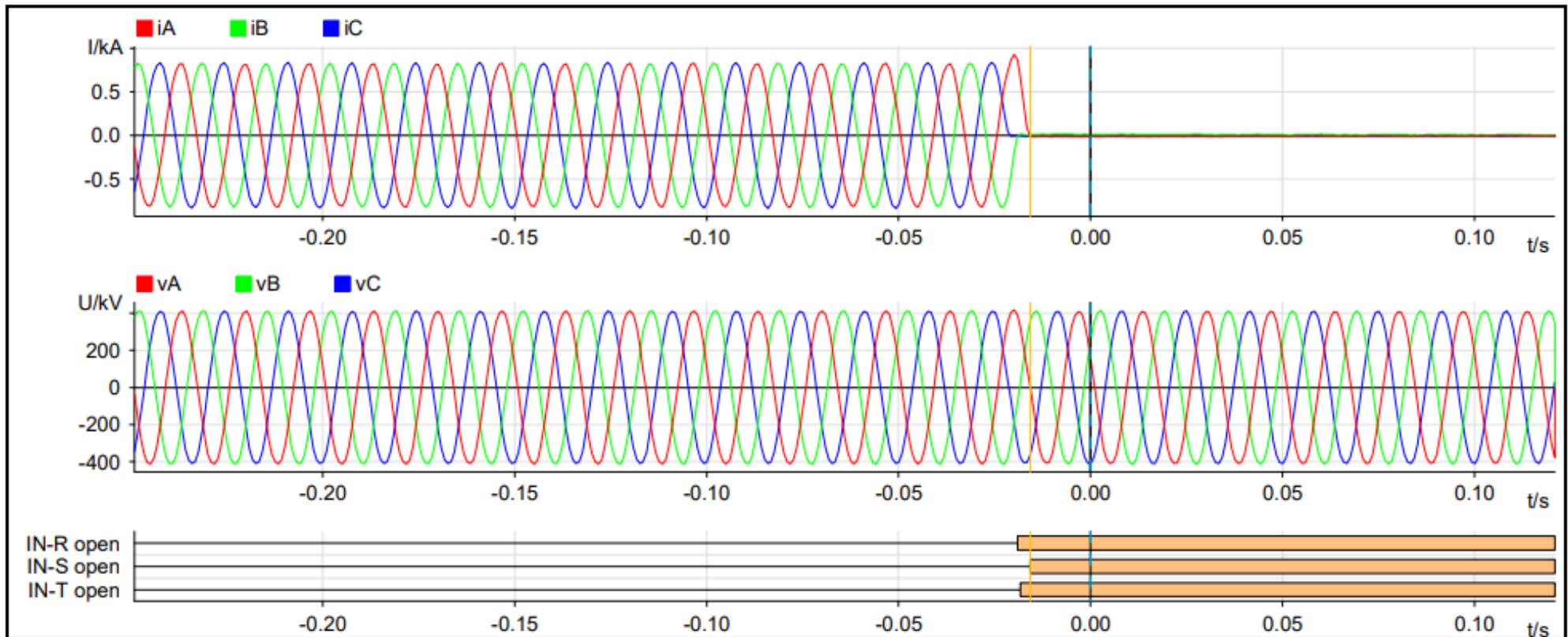


Figura 5 Registro oscilográfico del relé SIEMENS-7SD522 de la línea L-5011 en la S.E. Fénix (Fuente: FÉNIX)

RECHAZO DE CARGA

2.2 Asignación de Responsabilidad

- 2.2.1 De conformidad con lo dispuesto en el literal b) del Artículo 31º de la LCE², los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a conservar y mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. En concordancia con ello, el numeral 1.4.3 de la NTCOTRSI establece que son los propios Agentes los responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.
- 2.2.2 Conforme a lo establecido en el numeral 6.1.2 de la NTCSE, se considera interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, cuya duración sea igual o mayor a tres (03) minutos.
- 2.2.3 Del análisis contemplado en el Informe Técnico, se evidencia que se produjo la apertura del interruptor 52-L1 de la línea L-5011 (Fénix – Chilca CTM) en la S.E. Fénix, de titularidad de la empresa FÉNIX POWER PERÚ, la cual originó la desconexión de la C.T. Fénix cuando generaban 543,00 MW, como consecuencia, la frecuencia del SEIN disminuyó desde 59,968 Hz hasta 58,911 Hz, activándose el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF), interrumpiéndose un total de 414,30 MW.

RECHAZO DE CARGA

2.2.4 Cabe precisar que, del total de la carga interrumpida, se reportaron 11,83 MW con una duración menor a tres (03) minutos, por lo tanto, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.1.2 de la NTCSE, ésta no constituye una transgresión y no es considerada como interrupción compensable. En el siguiente cuadro se muestran los suministros que no se consideran transgresiones:

2.2.5 Asimismo, tampoco debe ser considerada para fines de compensación por transgresiones a la NTCSE, la interrupción de suministros de las empresas ELECTRONOROESTE, GRAFIPAPEL, VITAPRO y FERROSALT con un total de 12,20 MW, respectivamente, debido a que estas desconectaron por actuación incorrecta del ERACMF por la función de derivada de frecuencia o etapas diferentes a la Primera (1°) o Segunda (2°) por umbral de frecuencia, sin existir condiciones para estas activaciones.

2.2.6 Por lo tanto, se evidencia que la interrupción de suministros que transgredieron a la NTCSE, con un total de 390,27 MW por actuación del ERACMF, fue consecuencia de la desconexión del interruptor 52-L1 de la línea L-5011 (Fénix – Chilca CTM) en la S.E. Fénix, de titularidad de la empresa FÉNIX POWER PERÚ.

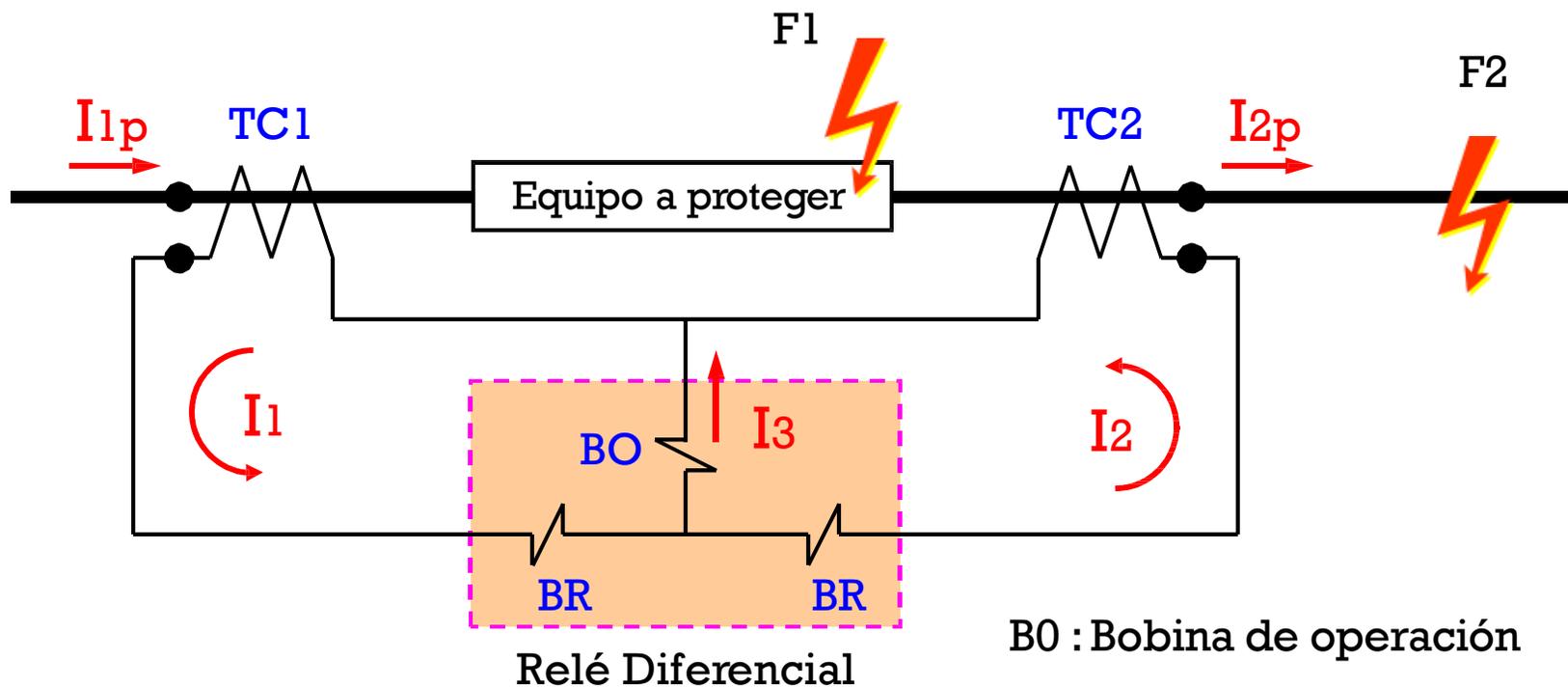
5.5

DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR



PROTECCIÓN DIFERENCIAL

- ❖ La protección diferencial compara la corriente que ingresa y sale de la zona protegida, y opera cuando la corriente diferencial excede un valor determinado.



B0 : Bobina de operación
BR : Bobina de restricción

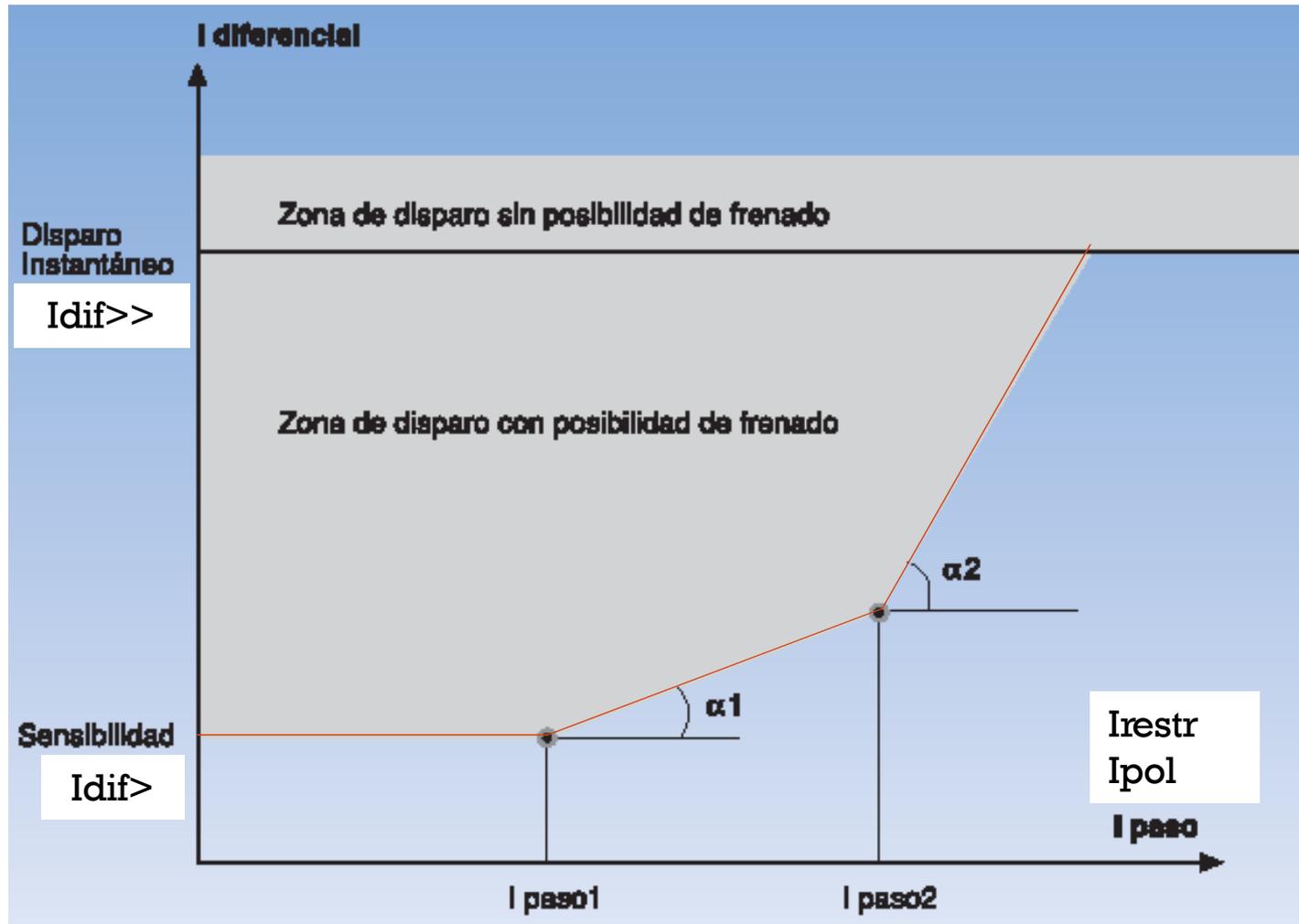
PROTECCIÓN DIFERENCIAL

- ❖ Detecta fallas al interior de la zona protegida
- ❖ Están formados por 3 bobinas:
 - ✓ 2 de restricción; y
 - ✓ 1 de operación.
- ❖ La operación se produce cuando existe una diferencia entre corrientes.
- ❖ El relé **diferencial de porcentaje** es el mas común.

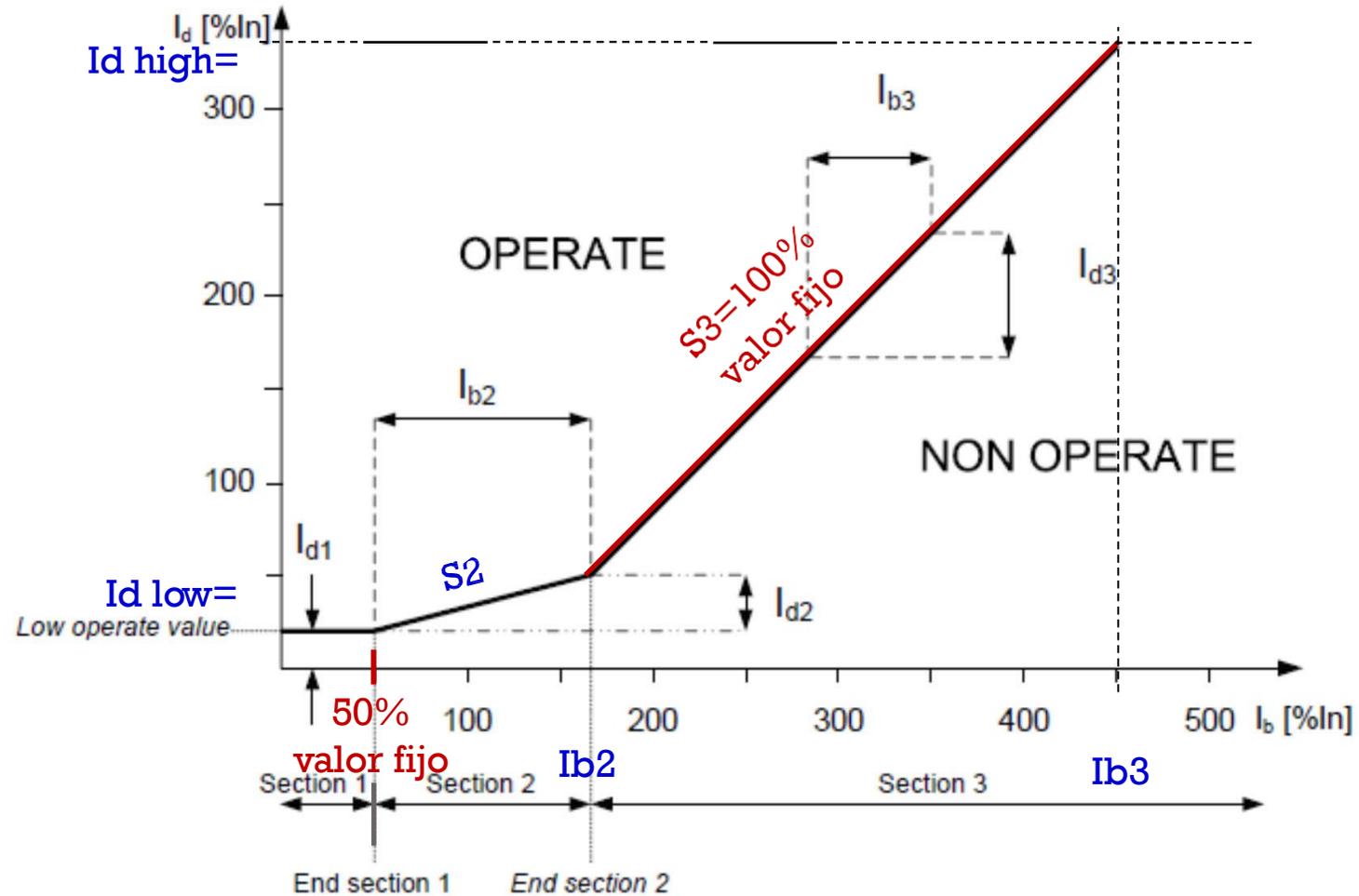
PROTECCIÓN DIFERENCIAL

- ❖ Sensibilidad: Depende del valor de la Corriente Diferencial (I_{dif}) durante condiciones normales de operación
- ❖ Doble pendiente:
 - 1ª: Asegura la sensibilidad en fallas internas durante condiciones de carga
 - 2ª: Estabilidad frente a condiciones de falla de gran magnitud que están situadas fuera de la zona protegida

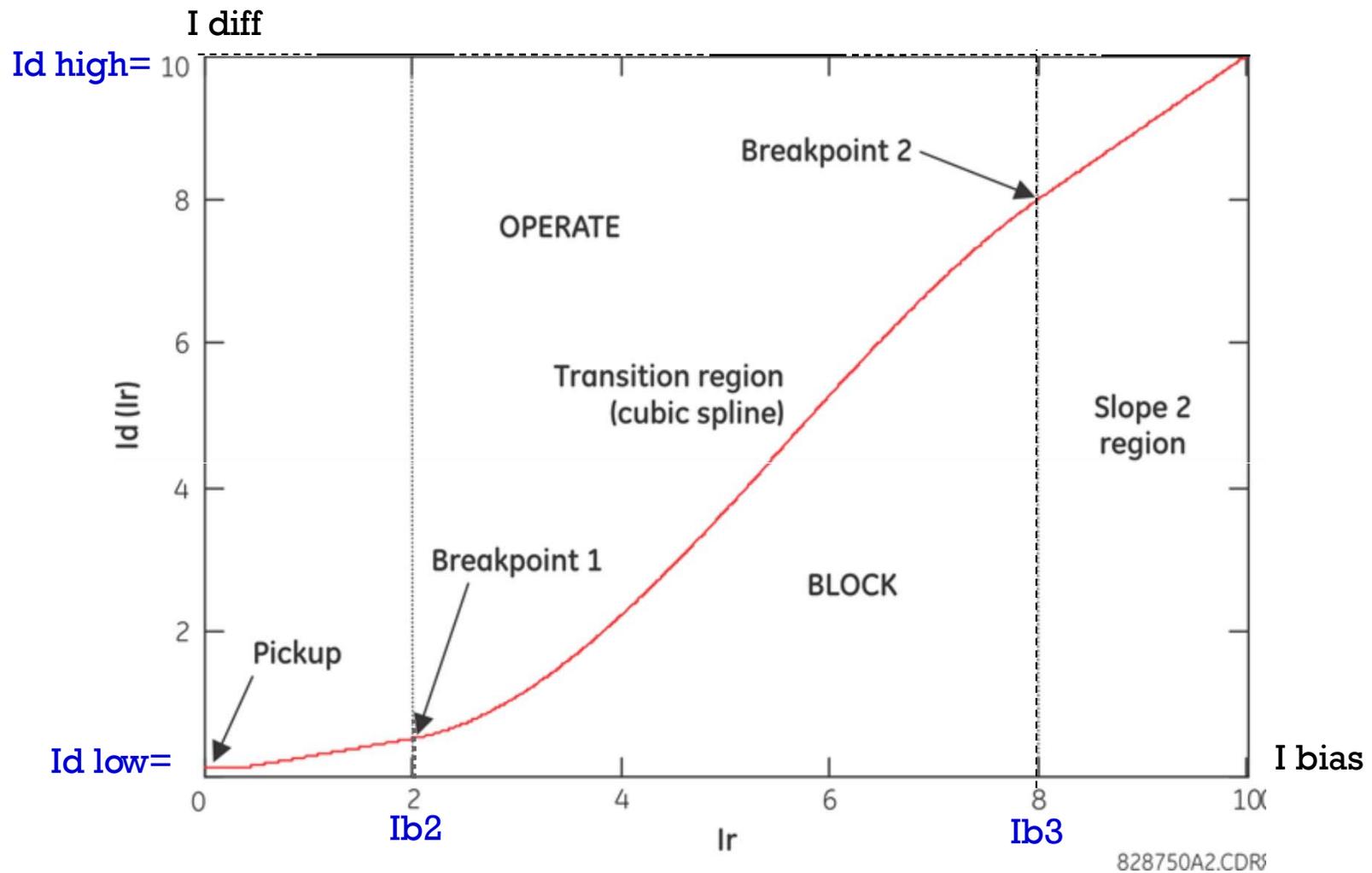
PROTECCIÓN DIFERENCIAL



CURVA CARACTERISTICA (ABB RET630)

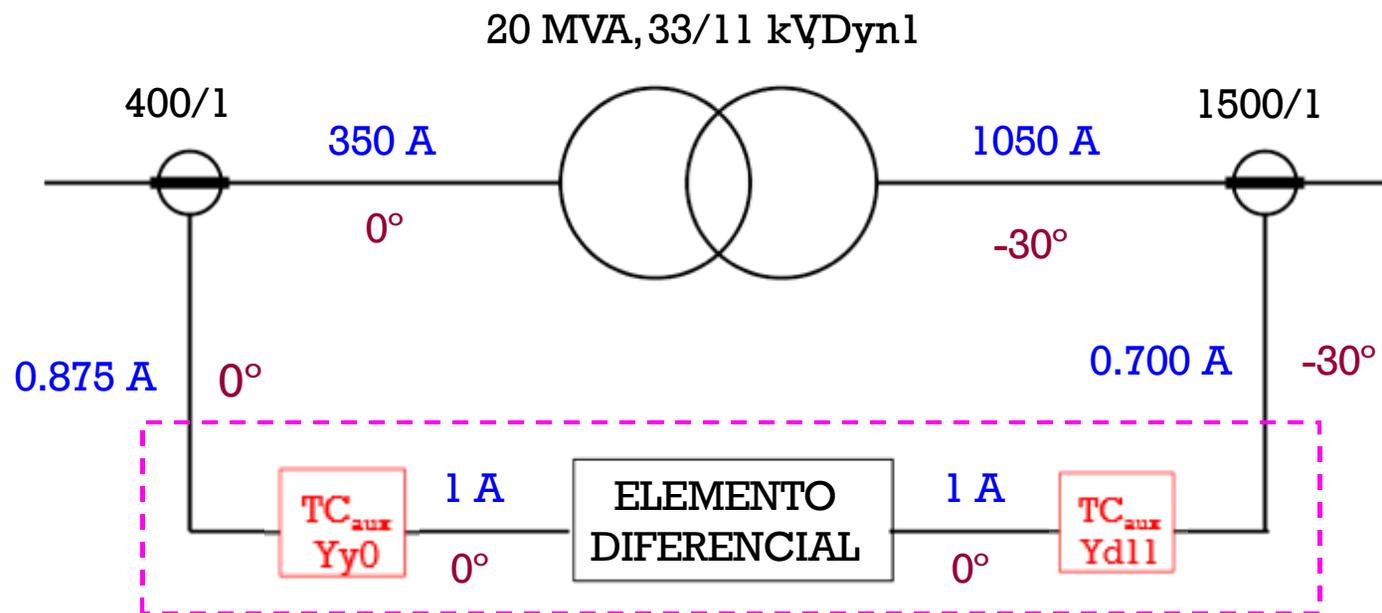


CURVA CARACTERISTICA (GE UR-T60)



PROTECCIÓN DIFERENCIAL

❖ Corrección de Ratio y Grupo



- La relación de transformación y grupo de conexión se corrige mediante TC's auxiliares.
- Los actuales relés digitales lo corrigen por software.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL

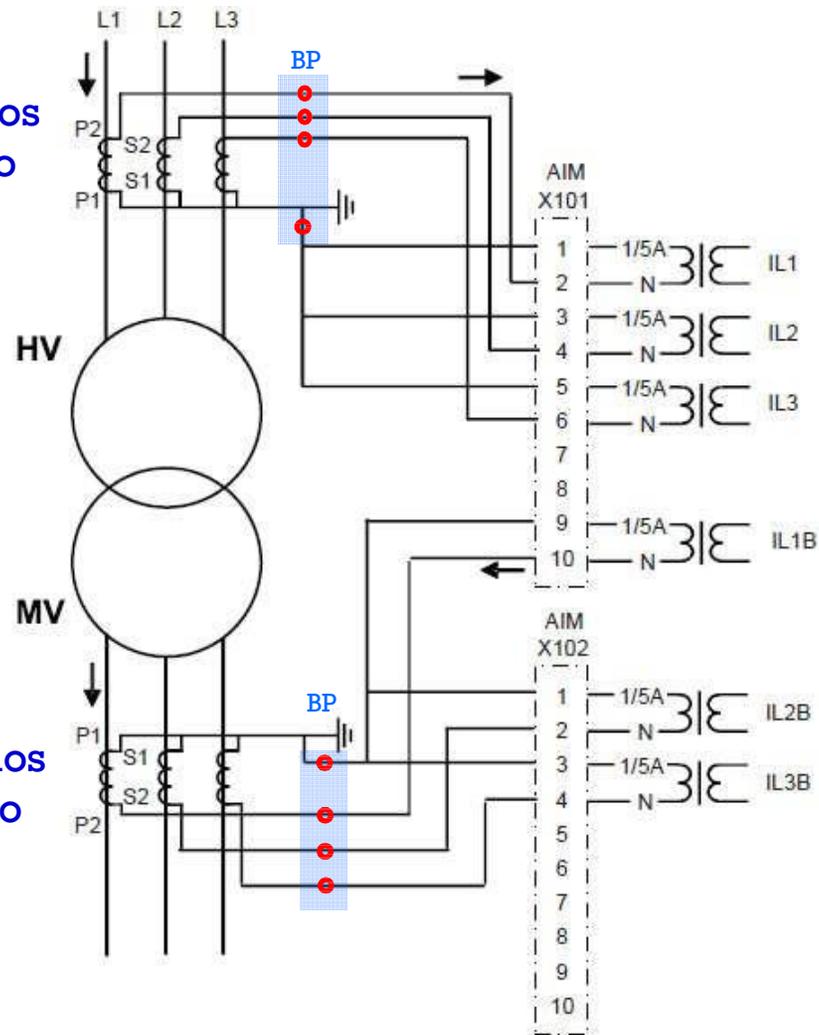
Corriente Inrush

- ❖ Condición transitoria que ocurre cuando:
 - Se energiza un transformador
 - Se restablece el sistema luego de una falla
 - Se energizan 2 transformadores en paralelo
- ❖ No es una condición de falla interna, por ello se debe inhibir la operación del relé diferencial ante la presencia de Inrush.
- ❖ Se ha encontrado que la Inrush presenta alto contenido de 2° armónico.

RET630: Conexiones Tipo 1

Punto estrella de los TCs hacia Equipo protegido

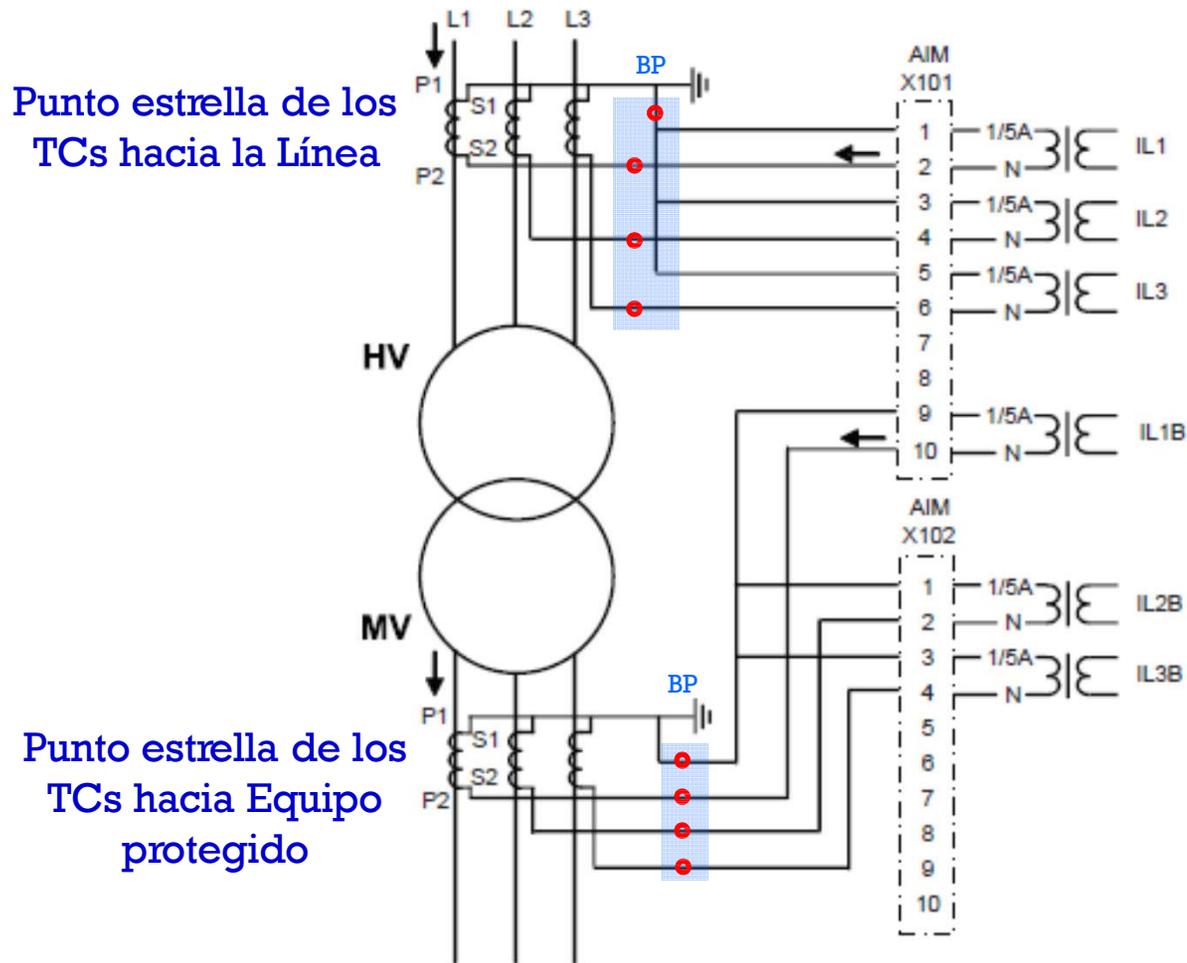
Punto estrella de los TCs hacia Equipo protegido



Corrientes entrando por los bornes pares

*Imagen: relé ABB RET630

RET630: Conexiones Tipo 2



Punto estrella de los TCs hacia la Línea

Punto estrella de los TCs hacia Equipo protegido

Corrientes saliendo por los bornes pares

5.6

PROTECCIÓN DE DISTANCIA



PROTECCIÓN DE DISTANCIA

- ❖ Función de protección temporizada que efectúa la reconexión de un interruptor de un circuito de corriente alterna (ANSI C37-2)
- ❖ Tiene por finalidad proteger instalaciones donde existe una alta probabilidad de fallas transitorias.
- ❖ Las fallas transitorias, son despejadas producto del aislamiento temporal de la instalación y en caso de fallas permanentes permiten la operación del dispositivo de protección más próximo a la falla.
- ❖ La medición es comparada con los valores de ajuste y en caso de ser menor, se emite un comando de disparo a los interruptores respectivos, con el objeto de eliminar el aporte a la falla.
- ❖ La protección de distancia debe garantizar un tiempo máximo de operación independientemente de la potencia de cortocircuito existente.

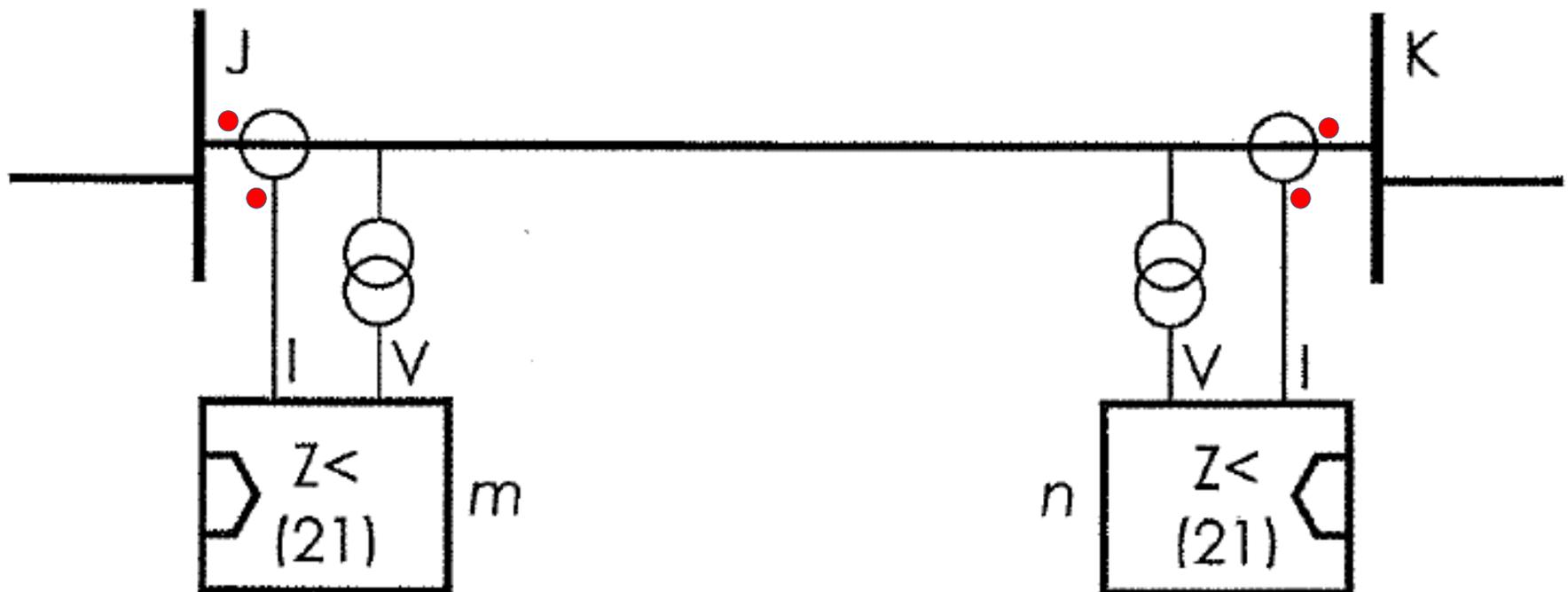
PROTECCIÓN DE DISTANCIA



PROTECCIÓN DE DISTANCIA

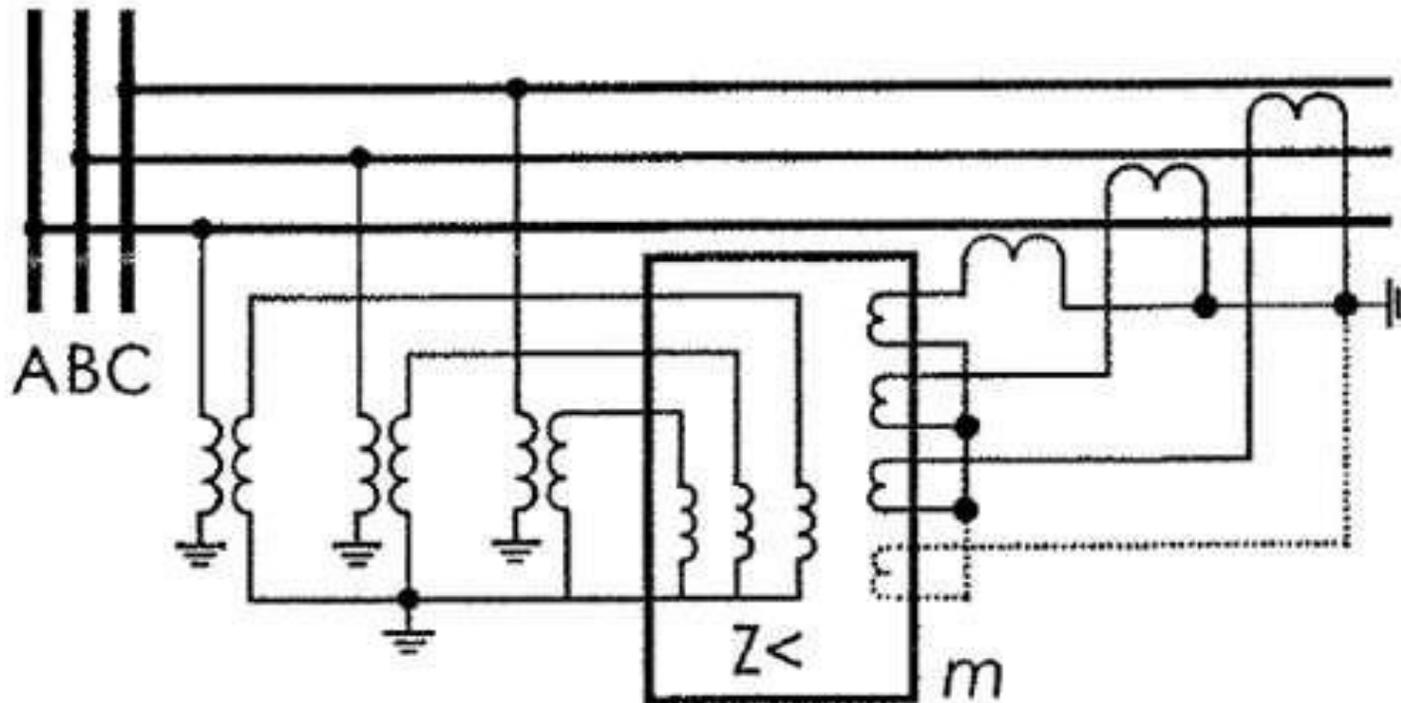


❖ Conexionado y Simbología



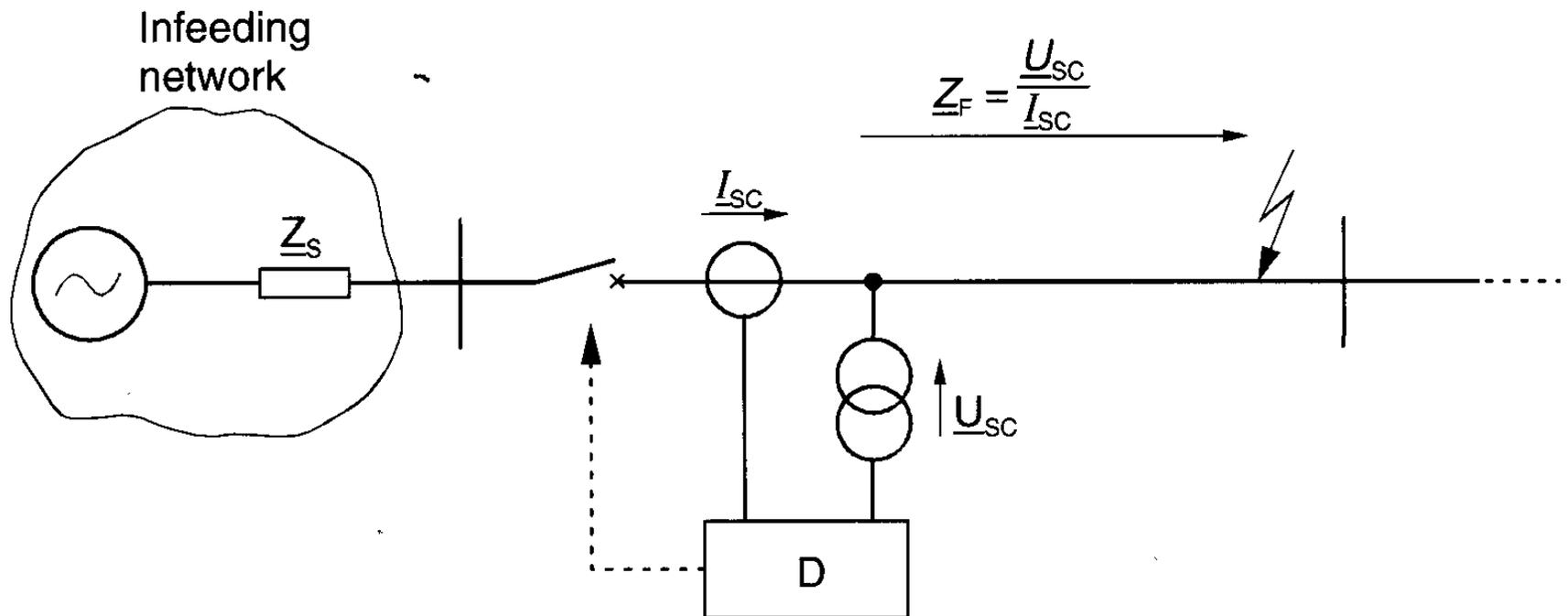
PROTECCIÓN DE DISTANCIA

❖ Conexión y Simbología



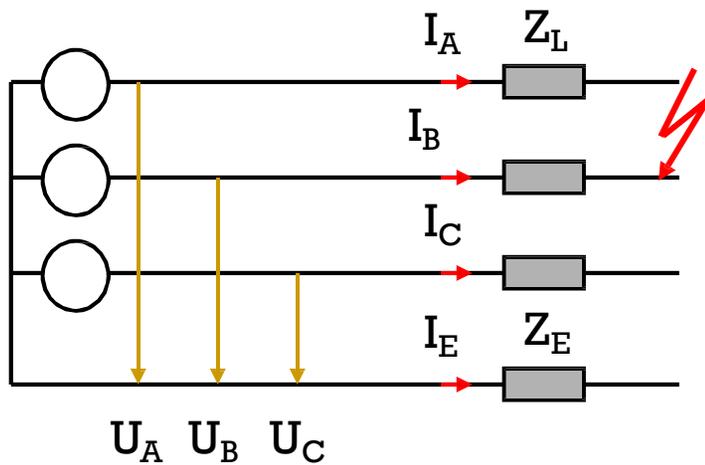
PROTECCIÓN DE DISTANCIA

- ❖ Medición de la impedancia de falta



PROTECCIÓN DE DISTANCIA

❖ Principio de Medición – Fallas Bifásicas:

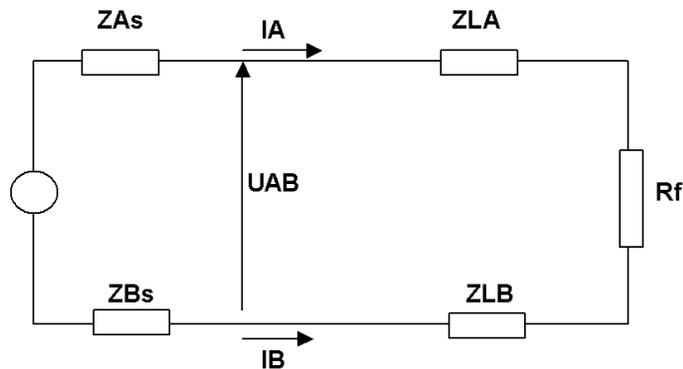


$$\underline{Z}_L = R_L + j X_L$$

$$\underline{Z}_E = R_E + j X_E$$

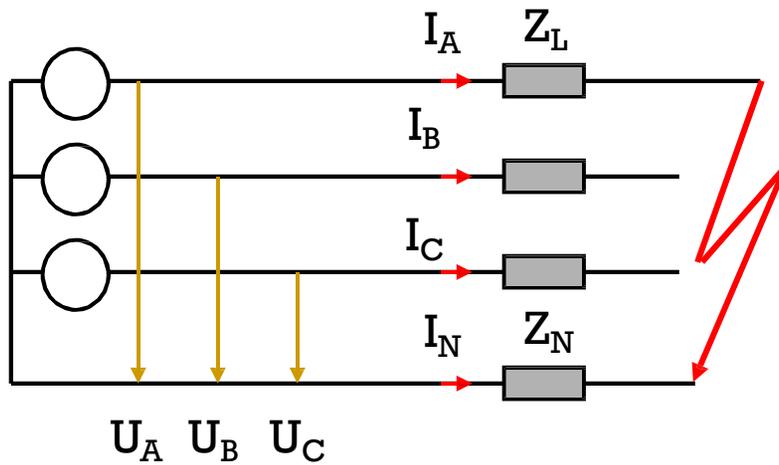
$$\underline{U}_{L1-L2} = \underline{Z}_L (\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2})$$

Corrientes medidas
Voltaje Medido



PROTECCIÓN DE DISTANCIA

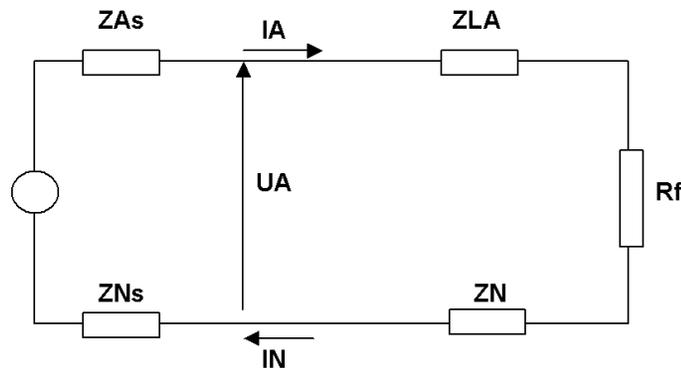
❖ Principio de Medición – Fallas Monofásicas:



$$\underline{Z}_L = R_L + j X_L$$

$$\underline{Z}_N = R_N + j X_N$$

$$\underline{U}_A = \underline{I}_A \cdot (R_L + j X_L) - \underline{I}_N \cdot (R_N + j X_N)$$



Hipótesis:

- ❖ Corriente de Fase: I_A (I_B ó I_C)
- ❖ Corriente de Tierra: I_N
- ❖ Corriente Compensada: $I_A + K_0 I_N$

PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Principio de Medición – Fallas Monofásicas:

- Factor de Compensación de Falta a Tierra (Factor de Puesta a Tierra):
 - ✓ Compensa la diferencia entre las impedancias de falta a tierra y las impedancias de falta entre fases medidas por el relé.
 - ✓ El Factor de puesta a tierra es aplicable solamente para las faltas monofásicas a tierra.
 - ✓ Su ajuste es muy importante en la determinación del cálculo de la falla.
 - ✓ Los fabricantes de Relés, utilizan varios algoritmos para el cálculo del Factor de Compensación de puesta tierra.

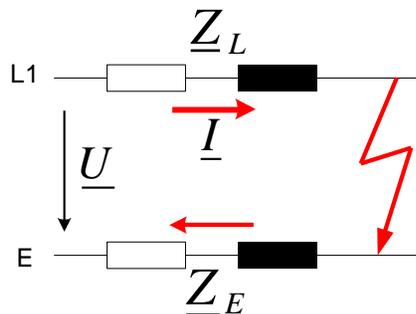
PROTECCIÓN DE DISTANCIA

❖ Principio de Medición – Fallas Monofásicas:

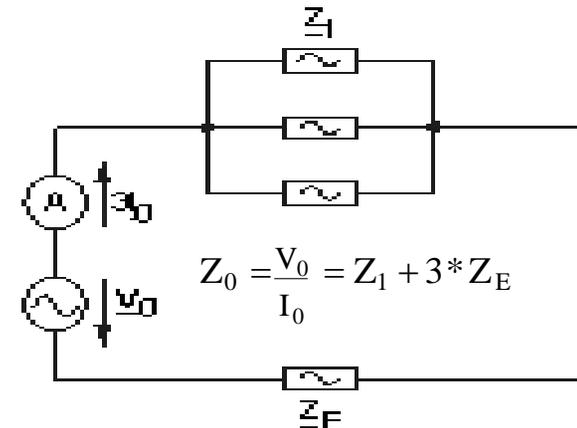
$$k_L = \frac{Z_E}{Z_L} = \frac{1}{3} \left[\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right] \quad \frac{Z_0}{Z_1} \quad \frac{R_E}{R_L} \text{ y } \frac{X_E}{X_L}$$

Donde:

- "Z₀" Impedancia homopolar de la línea protegida.
- "Z₁" Impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.
- "Z_E" Alcance de la falta a tierra (sin compensación)
- "Z_L" Alcance de falta entre fases del relé.

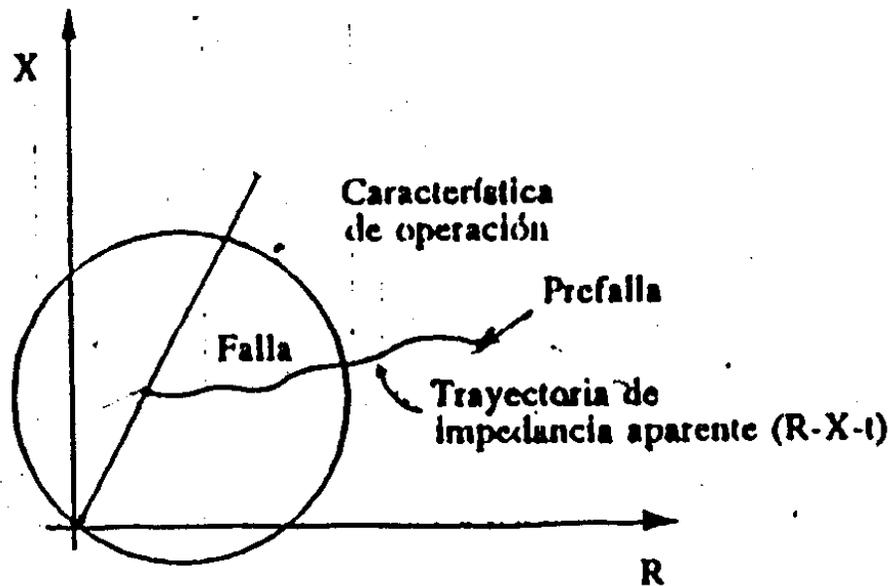


$$\begin{aligned} \underline{U} &= \underline{I} \cdot (\underline{Z}_L + \underline{Z}_E) \\ \underline{U} &= \underline{I} \cdot \left(\underline{Z}_L + \left(\frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L} \right) \underline{Z}_L \right) \\ \underline{U} &= \underline{I} \cdot (\underline{Z}_L + k_L \underline{Z}_L) \end{aligned}$$

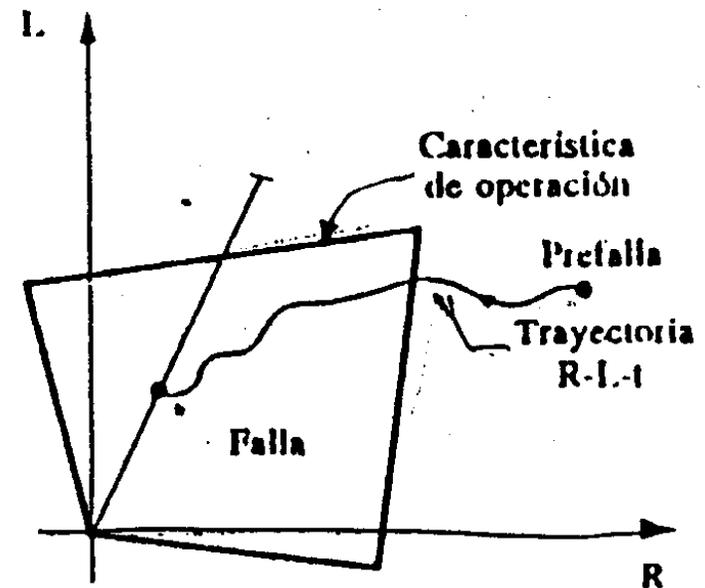


PROTECCIÓN DE DISTANCIA

- ❖ Tipos de característica: Mho y Cuadrilateral



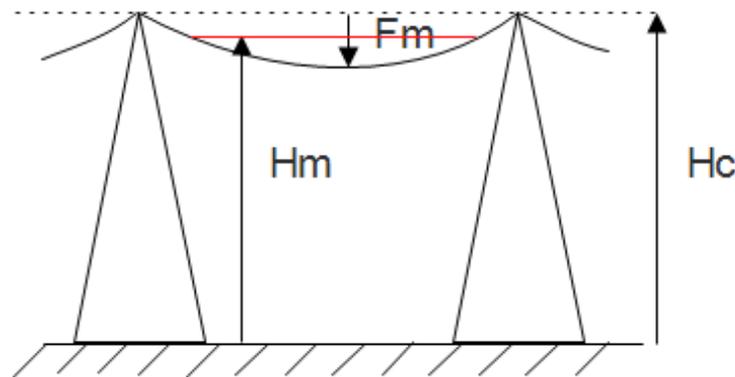
(a)



(b)

PROTECCIÓN DE DISTANCIA

❖ Errores a considerar



$$H_m = H_c - \frac{2}{3} F_m$$

Donde:

H_m : Altura promedio

H_c : Altura de suspensión del conductor.

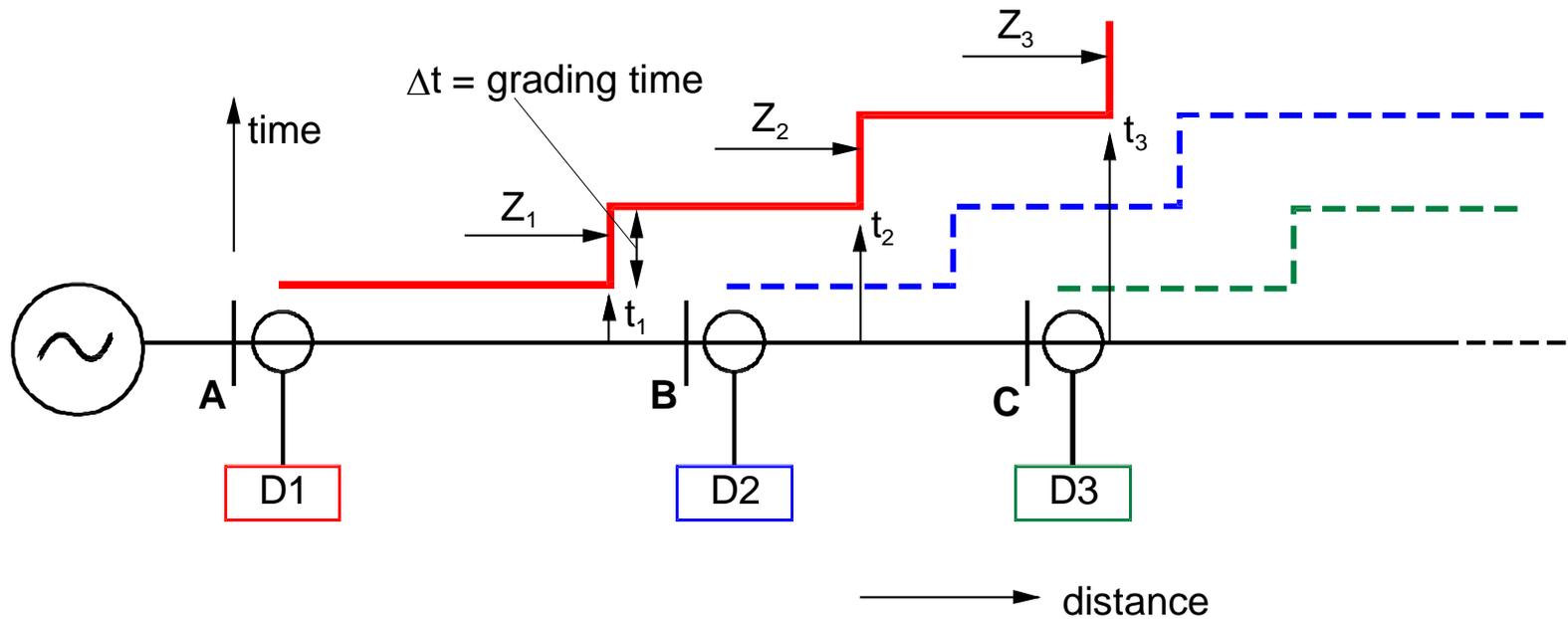
F_m : Flecha Máxima

Error de los transformadores de tensión:	1%
Conexiones:	1%
Error de los transformadores de corriente:	5%
Error de relé:	1%
Tolerancia de calculo:	5%
Error de parámetros de líneas:	5%
Total:	18% → 20%

*Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN

PROTECCIÓN DE DISTANCIA

❖ Reglas de ajuste



Z_1, Z_2, Z_3 : Zonas de protección

Regla 1:

- $Z_1 = 0,80 Z_{AB}$
- $Z_2 = 1,2 \cdot Z_{AB}$
- $Z_3 = 1,2 (Z_{AB} + Z_{BC})$

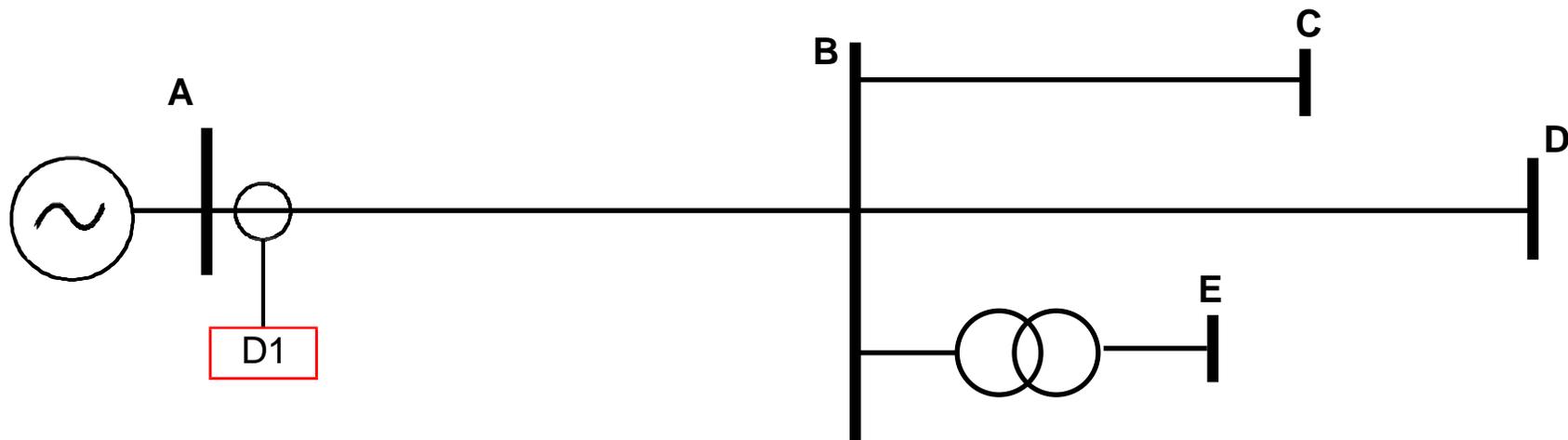
Regla 02:

- $Z_1 = 0,85 Z_{AB}$
- $Z_2 = 0,85 (Z_{AB} + 0,85 Z_{BC})$
- $Z_3 = 0,85 (Z_{AB} + 0,85 (Z_{BC} + 0,85 Z_{CD}))$

NOTA: La Zona 1 (Z_1) deberá operar en tiempo instantáneo

PROTECCIÓN DE DISTANCIA

- ❖ Variantes de la protección de distancia



Los ajustes de la función 21, pueden variar según el elemento adyacente a la línea “LAB” (Línea corta, Línea Larga, Transformador de potencia)

5.7

RECIERRE AUTOMÁTICO

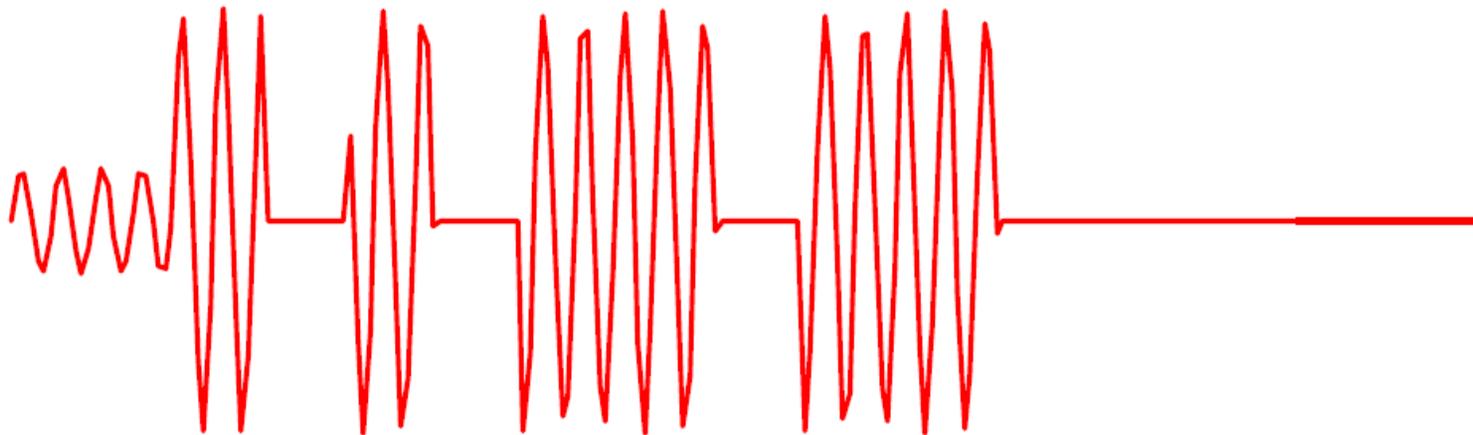


RECIERRE (79)

- ❖ Función de protección temporizada que efectúa la reconexión de un interruptor de un circuito de corriente alterna (ANSI C37-2)
- ❖ Tiene por finalidad proteger instalaciones donde existe una alta probabilidad de fallas transitorias.
- ❖ Las fallas transitorias, son despejadas producto del aislamiento temporal de la instalación y en caso de fallas permanentes permiten la operación del dispositivo de protección más próximo a la falla.

RECIERRE (79)

- Un ciclo típico de trabajo es como el mostrado en el gráfico con dos operaciones denominadas “rápidas” y dos operaciones denominadas “lentas”. Luego de la última operación, el reconectador queda abierto.



RECIERRE (79)

