

ETAP[®]22

Coordinación de las protecciones en Sistemas de Distribución Radiales: Parte II

*Diego Moitre, M. Sc.
Ingeniero Mecánico Electricista
Matricula Profesional N° 11044984 - CIEC
Senior Member, PES – IEEE
Socio Activo Pleno AEA
XOREN S.A. Congreso 2171 – 6° Piso
Código Postal: C1428 BVE
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, ARGENTINA
Fijo: (54) 11 4701-9316
Móvil: (54) 358-156000104
dmoitre@xoreningeneria.com
dmoitre@gmail.com*

Temario



- Coordinación de las protecciones en sistemas de distribución radiales
 - ✓ Coordinación de relevadores
 - ✓ Coordinación reconectador-relevador

Bibliografía

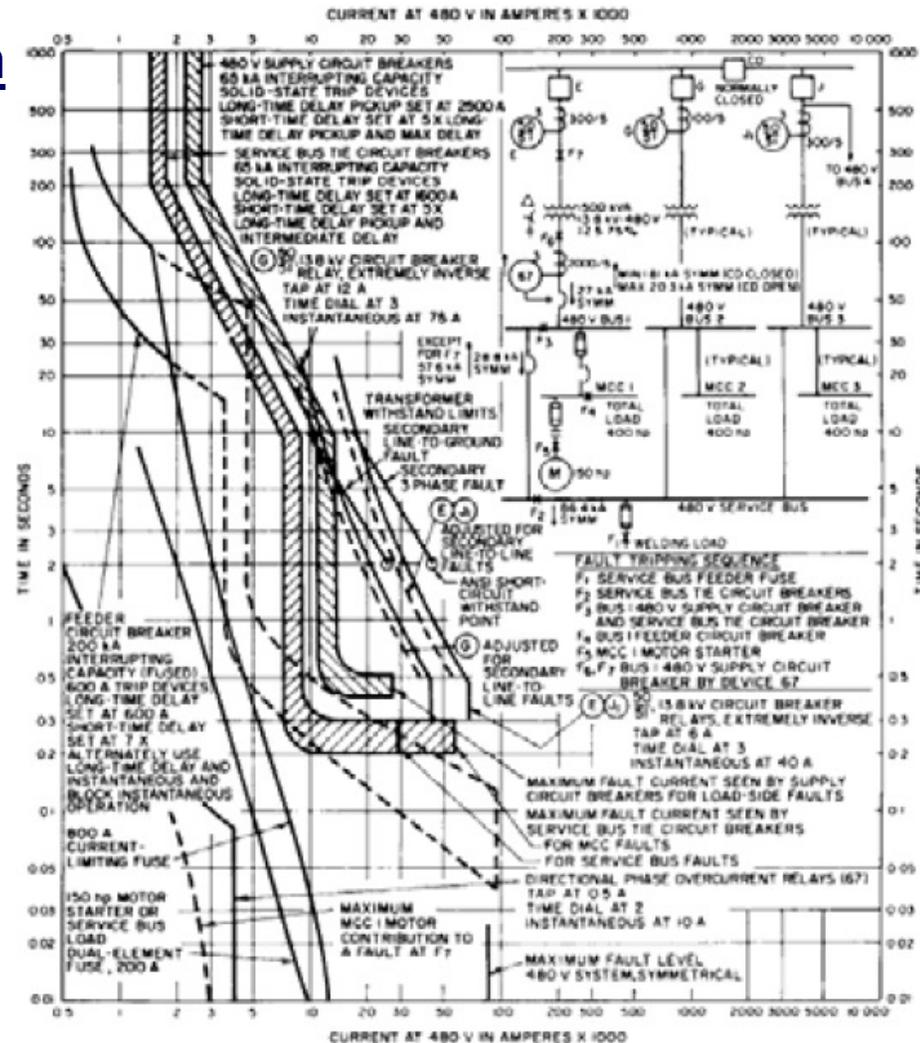
- P. M. Anderson ***Power System Protection*** IEEE Press Power Engineering Series. 1.999.
- S. Kahn ***Industrial Power Systems***. CRC Press. 2.008.
- IPSEP-UNRC **Curso de Protecciones de Sistemas Eléctricos**, 2.006.
- **IEEE Std C37.2™ -2008** - IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations
- **IEEE Std C37.90™-2005** IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus
- **ETAP®22 User Guide**

Coordinación de dispositivos de protección



Coordinación de Protecciones en Sistemas Eléctricos de Potencia

- Las curvas de operación TCC muestran las protecciones y la coordinación.
- Para los sistemas complejos superponer muchos elementos puede ser poco proactivo y muy confuso.
- Los ajustes deben ser verificados en las curvas de coordinación.
- Los elementos protegidos deben aparecer en los diagramas de coordinación.
- La comparación de curvas de operación era muy laboriosa y compleja, ahora con las herramientas de ETAP, es muy simple.



Coordinación de dispositivos de protección



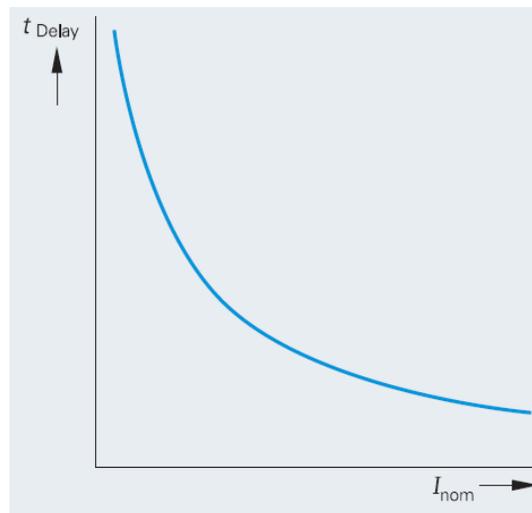
Coordinación de Relevadores

Los relevadores son protecciones muy utilizadas en los SEP. Para distribución se utilizan las funciones o elementos 50/51. Los sistemas de distribución se operan normalmente como sistemas radiales, simplificando la operación del relevador sin necesidad de la función direccional.

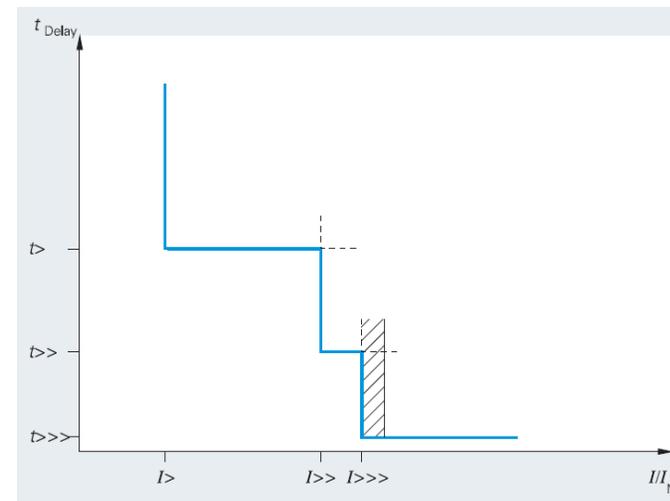
Relevador



Curva temporizada de tiempo inverso



Curvas de tiempo fijo

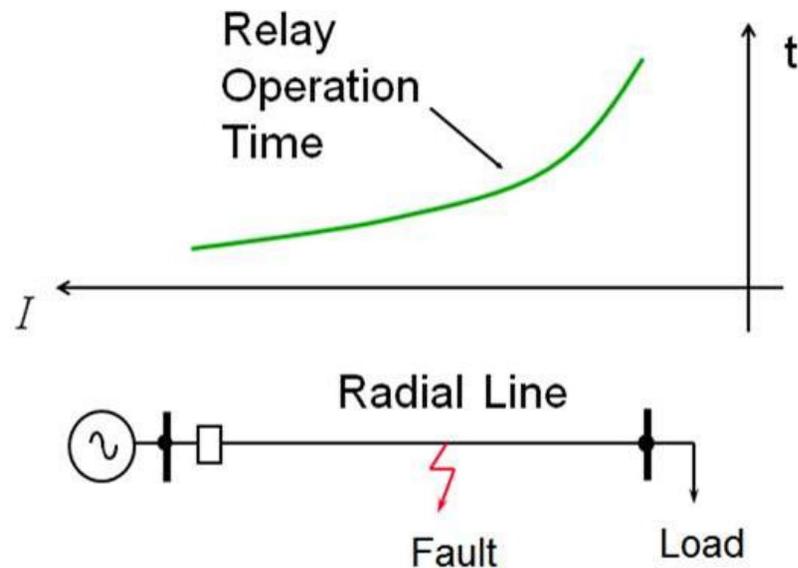


Coordinación de dispositivos de protección



Coordinación de Relevadores

La aplicación de relevadores con curvas de tiempo inverso (51) implica que los tiempos de operación serán más rápidos cerca de la fuente y más lentos, en puntos remotos donde la corriente de cortocircuito disminuye considerablemente.

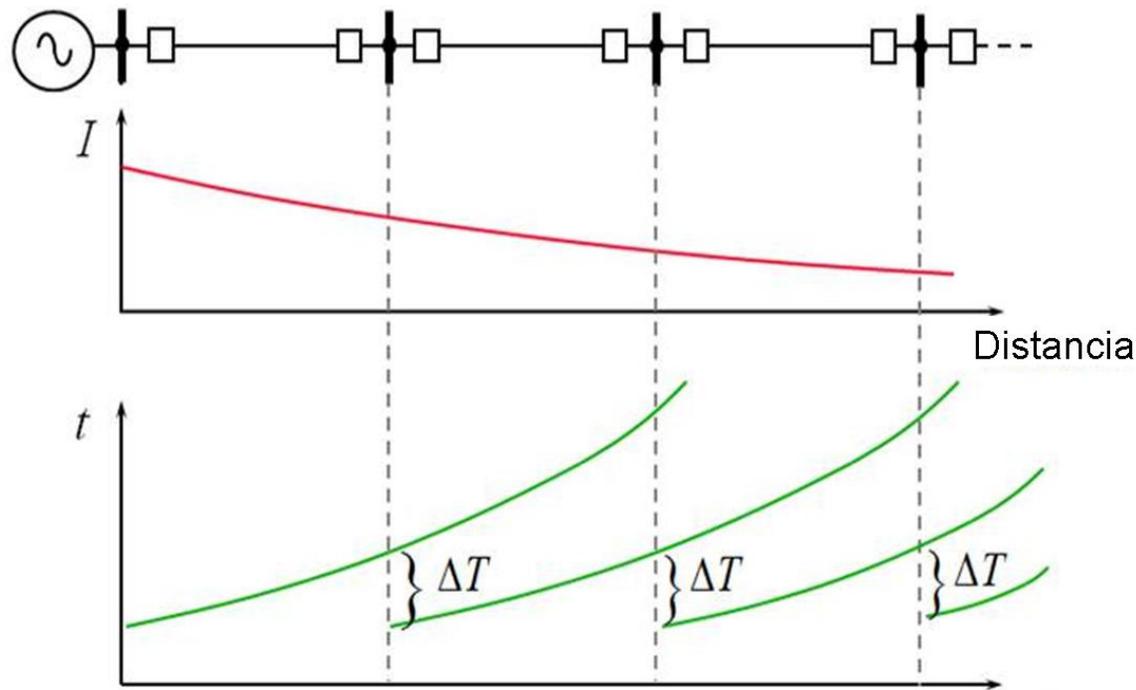


Coordinación de dispositivos de protección



Coordinación de Relevadores

En los sistemas como el de la figura los relevadores se instalan en serie y las curvas de operación se ubican de manera tal que el relevador más cercano a la fuente debe tener la curva por arriba de los demás relevadores.



Coordinación de dispositivos de protección

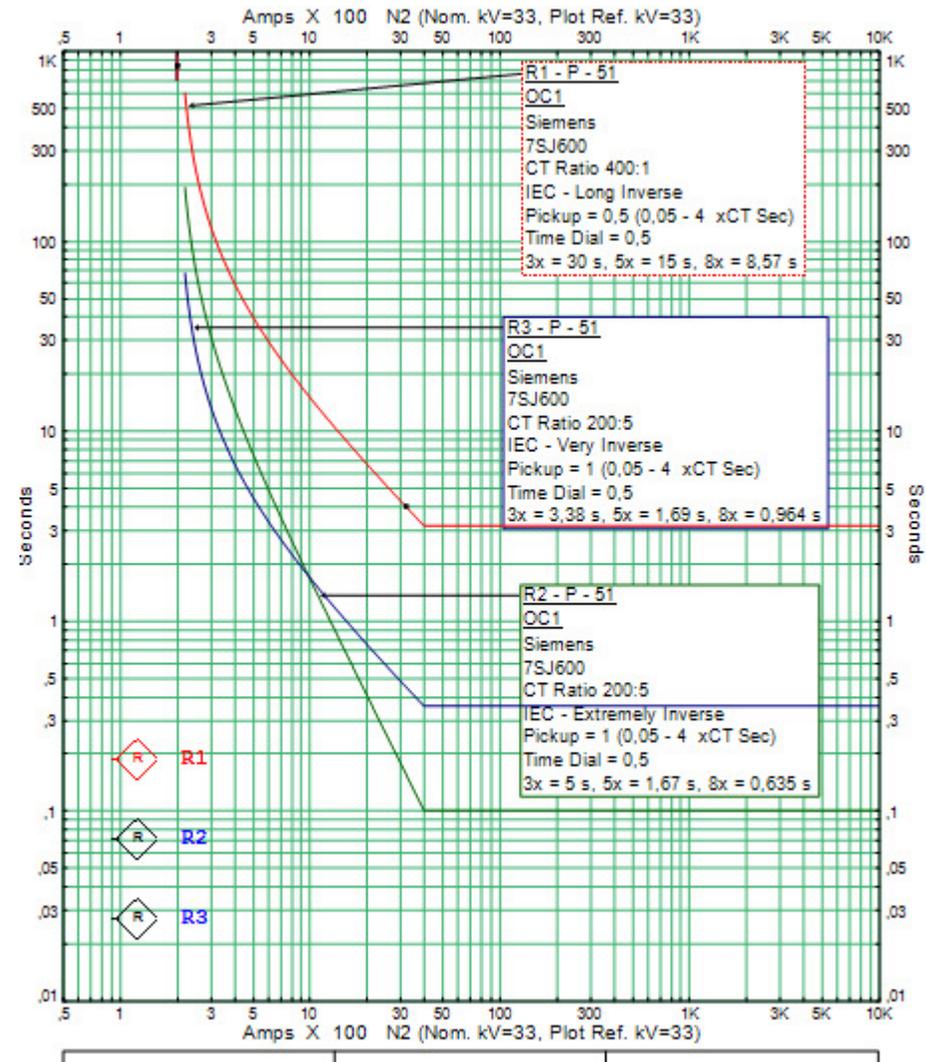
Coordinación de Relevadores

Se pueden utilizar distintos tipos de curvas normalizadas IEC o ANSI, de tipo muy inversa, extremadamente inversa y long inversa.

$$t = \frac{13,5}{(I/I_p) - 1} \cdot T_p [s]$$

$$t = \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p [s]$$

$$t = \frac{120}{(I/I_p) - 1} \cdot T_p [s]$$



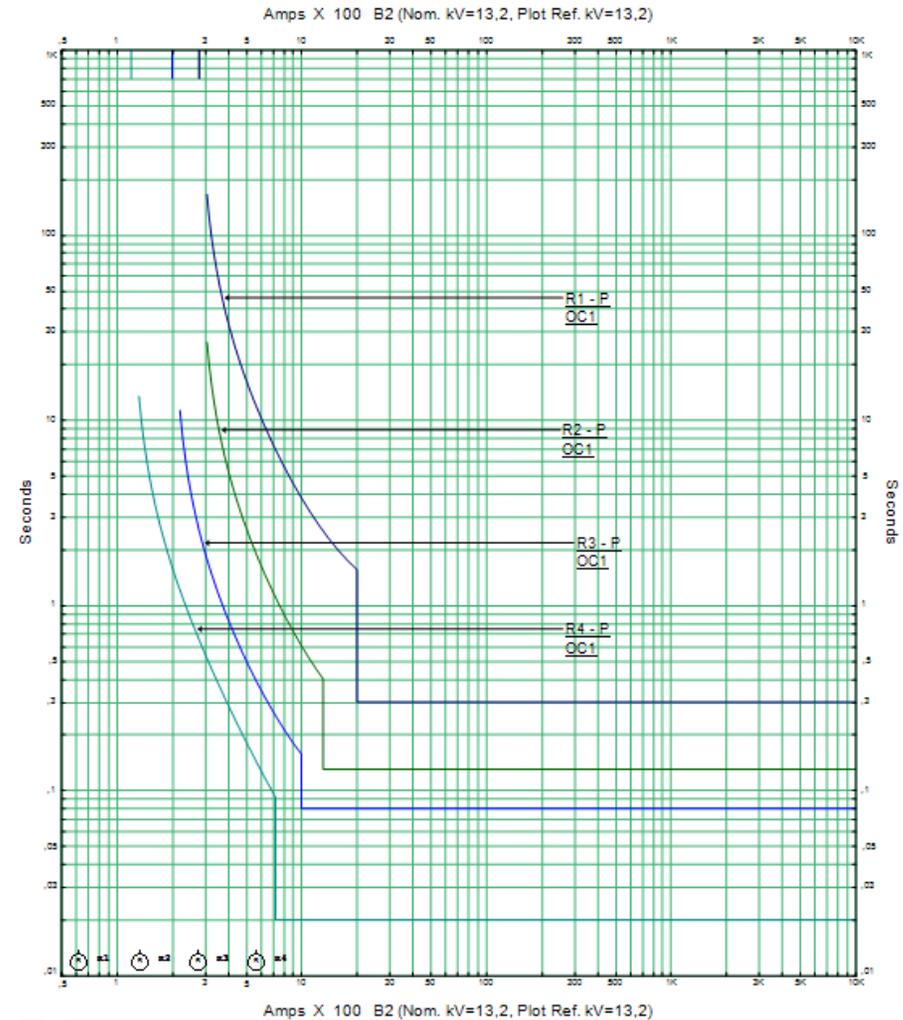
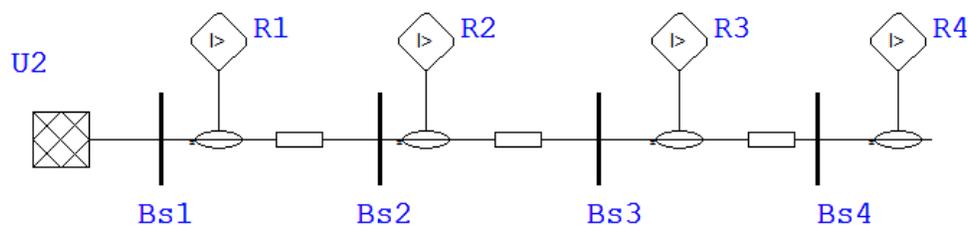
Coordinación de dispositivos de protección



Coordinación de Relevadores

Para lograr una coordinación selectiva de los relevadores, siempre debe operar primero el relevador ubicado más cerca de la falla.

La coordinación se debe lograr para cualquier condición de la fuente y valor de la impedancia de falla.



Coordinación de dispositivos de protección



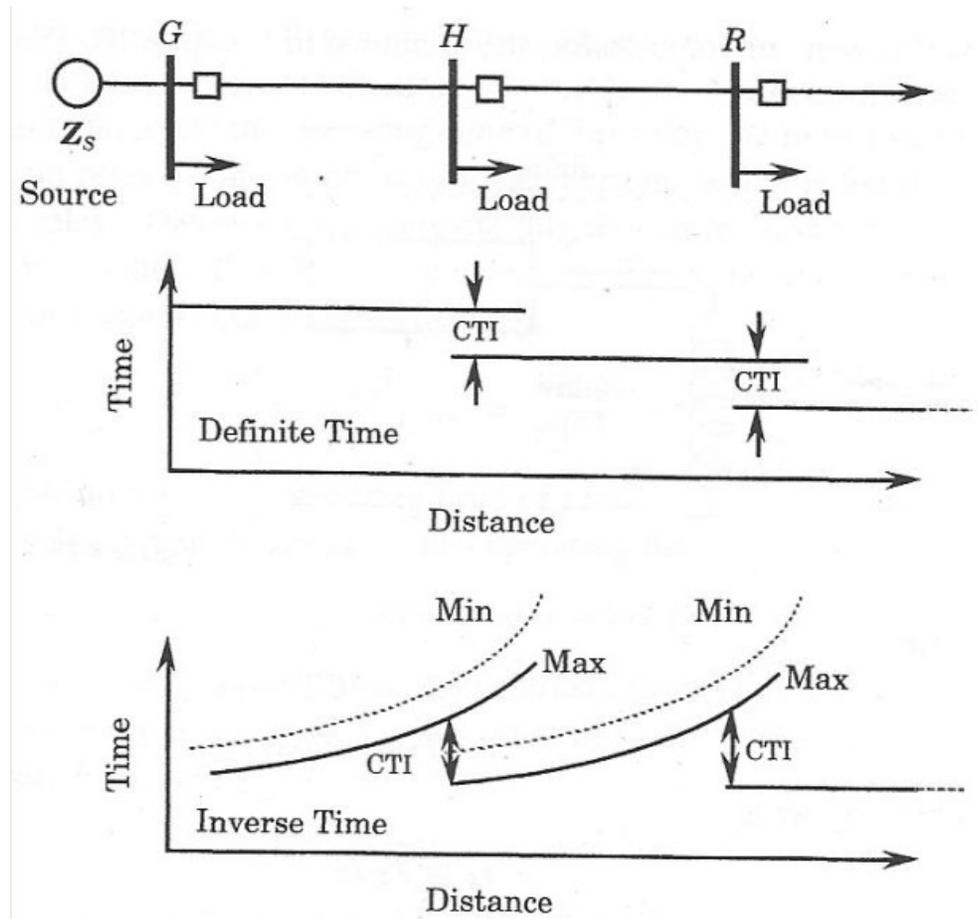
Coordinación de relevadores

Para sistemas como el de la figura una manera de lograr la coordinación selectiva es con características de tiempo definido y características de tiempo inverso.

Los relevadores se escalonan, en las zonas primarias de protección para cada relevador los tiempos pueden ser muy altos cuando existen varios en serie.

La zona mas delicada para la coordinación se determina por la separación mínima de las curvas.

Para estos puntos se establece el Δt o intervalo de tiempo de coordinación (CTI).



Coordinación de dispositivos de protección



Coordinación de relevadores

Como vemos las curvas se separan un tiempo CTI, para asegurar la coordinación.

La curva de operación de tipo tiempo inverso, tiene ventajas frente a la de tiempo definido, al reducir los tiempos para las corrientes altas cercanas a la ubicación de la protección.

$$t_{resp} = t_{pri} + \Delta t$$

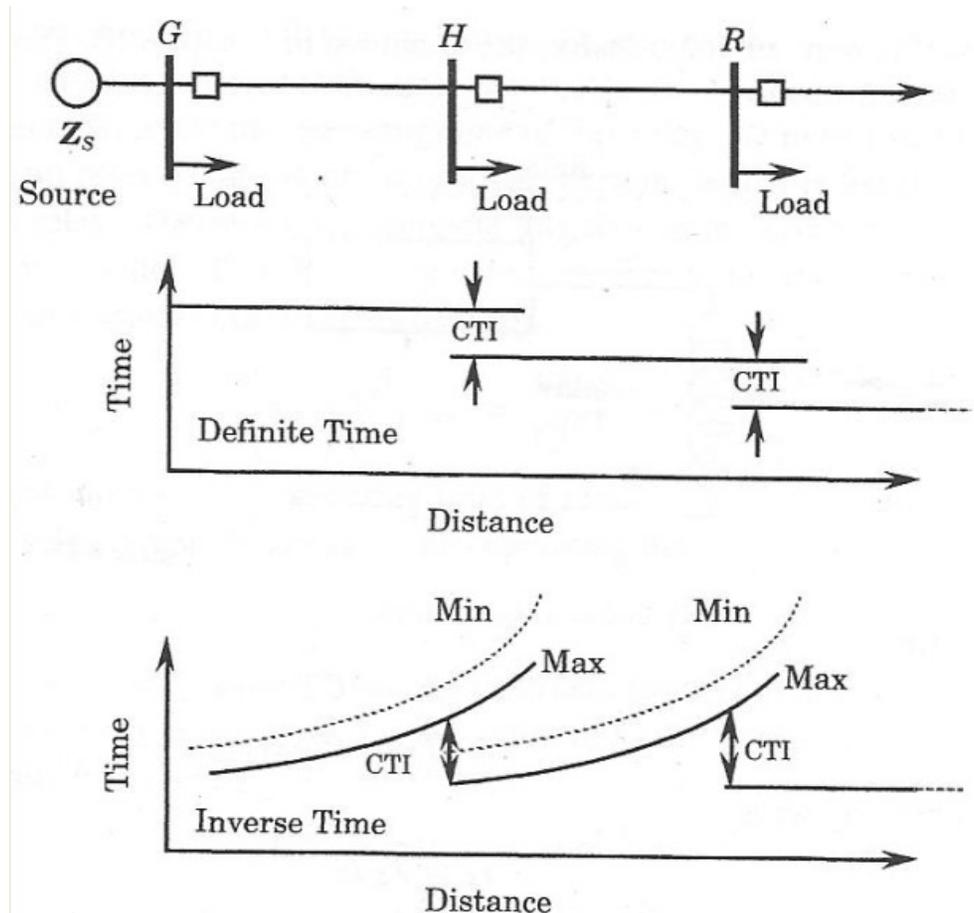
$$CTI = \Delta t = t_{over} + t_{sec}.$$

t_{over} = tiempo de sobreviaje.

t_{sec} = tiempo de seguridad.

Δt (típico) = 0,2 a 0,4 seg.

(Varia con la tecnología de los relevadores y los interruptores)



Coordinación de dispositivos de protección



Procedimiento para relevadores de fase y de tierra

Al realizar la coordinación de los relevadores, estos son considerados de a pares, usualmente comenzando por el correspondiente al final del alimentador ('aguas abajo' del alimentador) y progresando hacia la fuente ('aguas arriba' del alimentador).

1) Determinación de la mínima corriente operativa (MOC)

Puede haber varios criterios y no existe una única regla que pueda aplicarse a todos los sistemas eléctricos. Las reglas tratan de ser un punto de partida para determinar la MOC, que son diferentes para los relés de fase y de tierra (51 y 51N).

Relé de Fase (51)

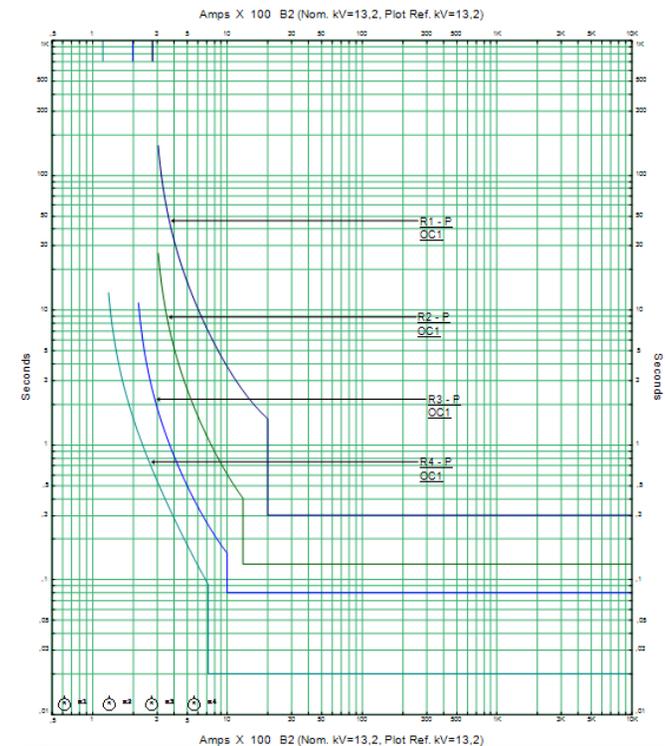
- a) Normalmente se tiene en cuenta la corriente nominal del elemento protegido o la corriente máxima de carga del distribuidor.
- b) En muchos casos se pretende que ***la MOC sea al menos de 2 a 2,5 veces la máxima corriente de carga***, para evitar el disparo en la inserción del sistema por el arranque frío (cool load pick up).

Coordinación de dispositivos de protección

c) Definir el elemento de disparo instantáneo (50)

Las unidades instantáneas son más eficaces cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que son protegidos son grandes comparadas con la impedancia de la fuente. Ellos ofrecen dos ventajas fundamentales:

- reducen el tiempo de operación de los relés ante fallas severas
- evitan la pérdida de selectividad que puede darse en el caso de relés con características diferentes; esto se obtiene por el ajuste de las unidades instantáneas de modo que ellos operen antes que se crucen las curvas características de los relés, como se muestra en la figura.



Coordinación de dispositivos de protección

El criterio general es que el ajuste del elemento instantáneo sea de un valor por encima de la corriente de cortocircuito en el punto de ubicación de la protección más cercana. El porcentaje puede variar dependiendo de la tecnología de los relevadores pero se puede tomar entre un 10 a 20 %

Pueden definirse otros criterios específicos en base al elemento protegido: las líneas entre las subestaciones, las líneas de distribución y transformadores.

Líneas entre las subestaciones

El ajuste de las unidades instantáneas se lleva a cabo tomando por lo menos el 125% de la corriente eficaz para el nivel máximo de corriente de falla en la próxima subestación. El procedimiento debe empezarse de la subestación más alejada, y luego continuarlo moviéndose hacia la fuente.

Cuando las características de dos relés se cruzan en un nivel de falla particular del sistema, se hace más difícil la obtención de la coordinación correcta y se requiere poner la unidad instantánea del relé de la subestación más alejada de la fuente a tal valor que éste opere para un nivel de corriente ligeramente menor, evitando así la pérdida de la coordinación.

Coordinación de dispositivos de protección



El 25% de margen evita solapar aguas abajo la unidad instantánea en caso de que se presente una componente DC considerable. En los sistemas de alta tensión de 220kV y superior, debe usarse un valor más alto, dado que la relación X/R se vuelve más grande, y de esa forma también la componente DC.

Líneas de Distribución

El ajuste del elemento instantáneo del relé en las líneas de distribución, las cuales suministran energía a los transformadores de las subestaciones de rebaje a baja tensión, se trata en forma diferente al caso anterior, dado que no se tiene que cumplir la condición de coordinación de relés de líneas entre subestaciones; así, puede usarse uno de los siguiente dos valores para regular estas unidades:

- 1- Si la línea alimenta un conjunto de transformadores se tiene en cuenta la protección del transformador más grande o las condiciones de falla en la estación más cercana.
- 2- Entre diez a quince veces el ajuste del elemento temporizado.

Coordinación de dispositivos de protección



Transformadores

Las unidades instantáneas de los relés de sobrecorriente instalados en el lado primario de los transformadores deben ajustarse teniendo en cuenta la coordinación con la protección de baja tensión del transformador.

Se podría tomar como referencia un valor entre 125% y 150% de la corriente de cortocircuito en la barra del lado de baja tensión, referida al lado de alta tensión.

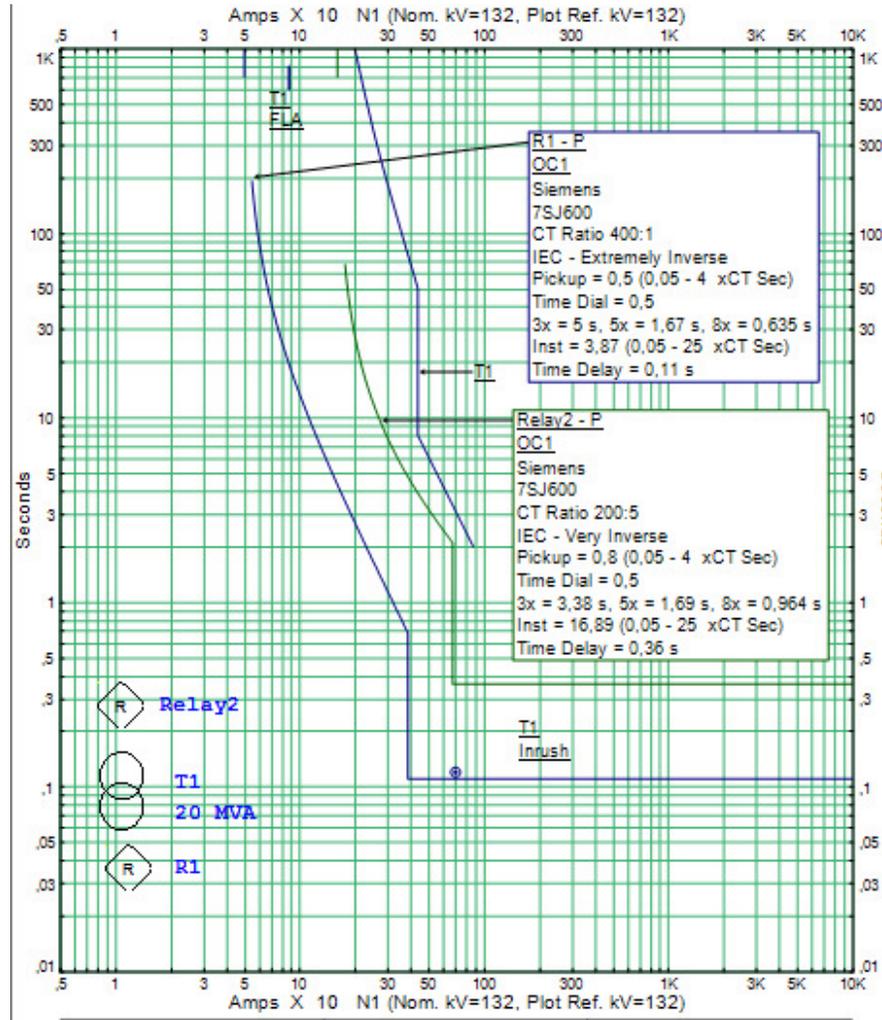
Se debe tener en cuenta la corriente de magnetización del transformador utilizando la regla $12 I_n$ 0,1 s y $25 I_n$ 0,01 s. La protección debe estar por encima y a la derecha de estos puntos en el gráfico de coordinación.

Si las unidades instantáneas de protección contra sobrecorriente del arrollamiento secundario del transformador y los alimentadores de los relés están sujetos a los mismos niveles de corriente de cortocircuito, entonces el ajuste de tiempo de la unidad instantánea del transformador debe ser ajustado en un valor superior para evitar la pérdida de selectividad. Esto es aplicable a menos que haya intercomunicación entre estas unidades, lo cual pueda permitir el bloqueo de la unidad instantánea de la protección del transformador, para fallas detectadas por la unidad instantánea de la protección del alimentador.

Coordinación de dispositivos de protección



Transformadores



Coordinación de dispositivos de protección



Relé de Tierra 50N/51N

El ajuste de este elemento depende de la filosofía de protecciones utilizada por la empresa de distribución eléctrica.

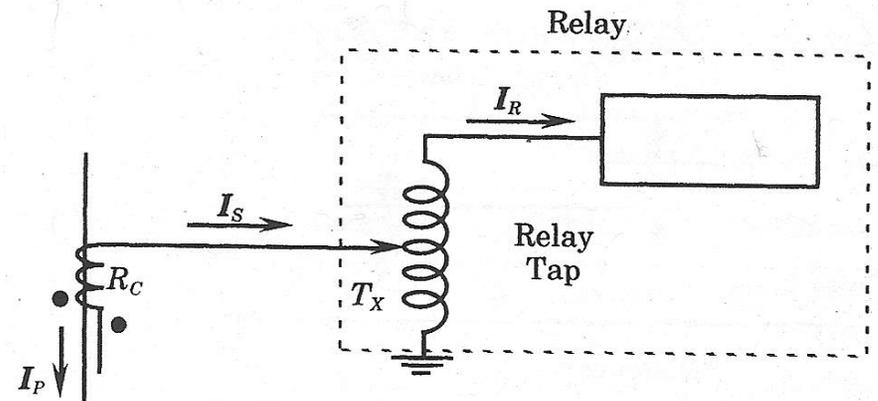
La protección debe tener como objetivo la seguridad de las personas, por lo tanto en la mayoría de los casos la MOC debería ser la más baja posible. El valor dependerá de los siguientes factores

- ✓ Tipo de puesta a tierra del sistema.
 - ✓ Medición utilizada para detectar la falla
 - ✓ Tecnología de la protección utilizada
- a) Valores recomendados por la IEEE C37.230 son definidos entre el 10 al 25 % del valor ajustado en la protección de fase, no debería ser mayor al 33% de la MOC de fase.
- b) Definir la MOC no mayor al 50% de la corriente de cortocircuito monofásico a tierra correspondiente al final del alimentador.
- c) Definir la MOC de disparo instantáneo al 150% de la corriente de cortocircuito monofásico a tierra en el primer dispositivo de protección aguas abajo.

Coordinación de dispositivos de protección

2) Determinación del TAP del relé

El TAP es un valor que define la corriente “pick up” o de “arranque” del relé, y las corrientes se expresan como múltiplos de ésta. Podemos pensar en el TAP del relé como si fuera un autotransformador, como se muestra en la figura.



Sean:

R_C : relación de transformación del transformador de corriente

T_X : TAP del relevador

Entonces podemos escribir:

$$I_S = T_X I_R$$

$$I_P = R_C I_S = R_C T_X I_R$$

Coordinación de dispositivos de protección



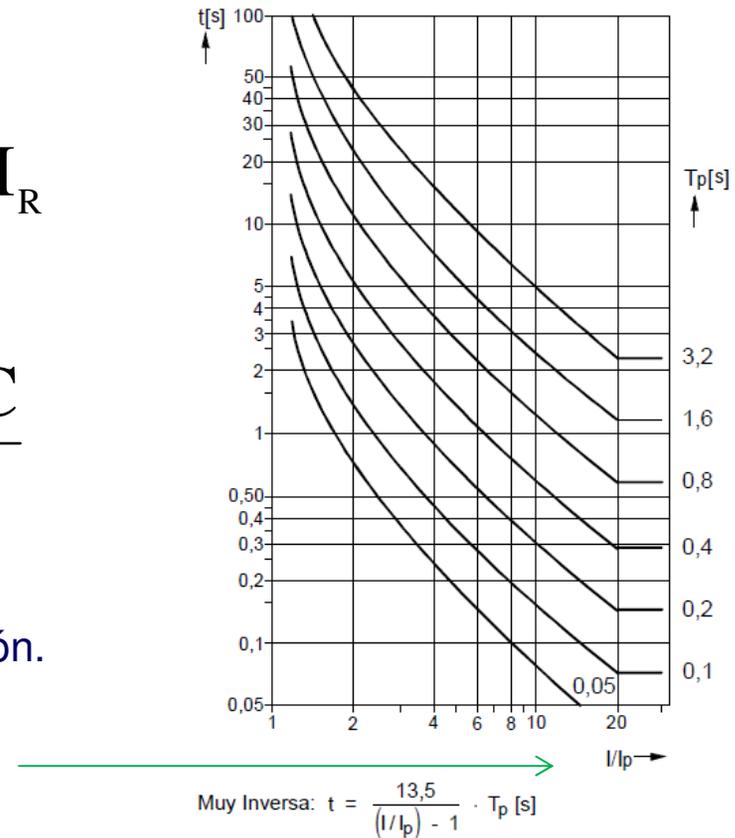
La corriente “pick up” o de “arranque” del relé será I_R . En consecuencia, la corriente primaria de arranque (en el primario del transformador de corriente) será:

$$I_P = R_C T_X I_R$$

Puesto que $I_p = MOC$, resulta:

$$T_X = \frac{MOC}{R_C I_R}$$

En el caso de la figura I_p es la corriente de regulación.



Coordinación de dispositivos de protección



Características típicas protección de sobreintensidad de tiempo inverso

3.3 Protección de sobreintensidad de tiempo inverso

Campos de ajuste/ escalones

Arranque de sobreintensidad I_p (fases)	I/I_N	0,1 hasta 4,0	(escalones 0,1)
Arranque de sobreintensidad I_{Ep} (tierra)	I/I_N	0,1 hasta 4,0	(escalones 0,1)
Multiplicador de tiempo para I_p, I_{Ep} (caract. IEC) T_p		0,05 hasta 3,20 s	(escalones 0,01 s)
Tiempo para I_p, I_{Ep} (caract. ANSI) D		0,5 hasta 15,0 s	(escalones 0,1 s)
Arranque de elevada intensidad $I>>$ (fases)	I/I_N	0,1 hasta 25,0	(escalones 0,1); ó ∞
Disparo instantaneo $I>>>$ (fases)	I/I_N	0,1 hasta 12,5	(escalones 0,1); ó ∞
Arranque de sobreintensidad $I_{E>>}$ (tierra)	I/I_N	0,1 hasta 25,0	(escalones 0,1); ó ∞
Temporización T $I>>$ (caract. independiente)		0,00 s hasta 60,00 s	(escalones 0,01 s)

Características de tiempo de disparo según IEC

IEC 255-3, sección 3.5.2 ó también BS 142, (ver también figuras 3.1 y 3.2)

inverso normal (S/C T. inv) (IEC 255-3 tipo A)

$$t = \frac{0,14}{(I/I_p)^{0,02} - 1} \cdot T_p$$

muy inversa (S/C T. inv A) (IEC 255-3 tipo B)

$$t = \frac{13,5}{(I/I_p) - 1} \cdot T_p$$

extremadamente inversa (S/C T. inv E) (IEC 255-3 tipo C)

$$t = \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p$$

inverso largo (S/C T. inv L) (IEC 255-3 tipo B)

$$t = \frac{120}{(I/I_p) - 1} \cdot T_p$$

Aquí significa:

t tiempo de disparo
 T_p valor de ajuste del multiplicador de tiempo
 I corriente de falta
 I_p valor de ajuste de la corriente

Las fórmulas matemáticas son válidas en el campo de $1,1 \leq I/I_p \leq 20$.

Los tiempos de disparo para $I/I_p > 20$ son idénticos a los de $I/I_p = 20$.

Valor límite de arranque
 Valor límite de reposición
 Tiempo de reposición

aprox. $1,1 \times I_p$
 aprox. $1,03 \times I_p$
 aprox. 50 ms con 50 Hz
 aprox. 60 ms con 60 Hz

En el caso de la figura I_p es la corriente de regulación.

Coordinación de dispositivos de protección



3) *Determinación de la corriente de cortocircuito crítica del relé*

Los relevadores son coordinados de a pares, con el relé aguas arriba ajustado para coordinar con el relé aguas abajo. Al hacerlo, siempre existe un valor de corriente de cortocircuito que es crítico. **Una buena elección para este valor es la máxima corriente de cortocircuito en el relé aguas abajo.** Una vez que se ha seleccionado la corriente de cortocircuito crítica del relé, se convierte el valor de su intensidad en Ampere I_{CR} en un múltiplo de la corriente “pick up” o de “arranque” del relé, que denominamos XPU (por “times pick up”). Este valor XPU corresponde al eje horizontal (corriente) de la característica del relé.

$$XPU_{CR} = \frac{I_{CR}}{T_X R_C}$$

Será necesario verificar posteriormente que la corriente de cortocircuito crítica del relé elegida es la correcta. Podría ocurrir que algún otro valor sea el crítico, dependiendo de los dispositivos que están siendo coordinados y de la forma de sus curvas características.

Coordinación de dispositivos de protección

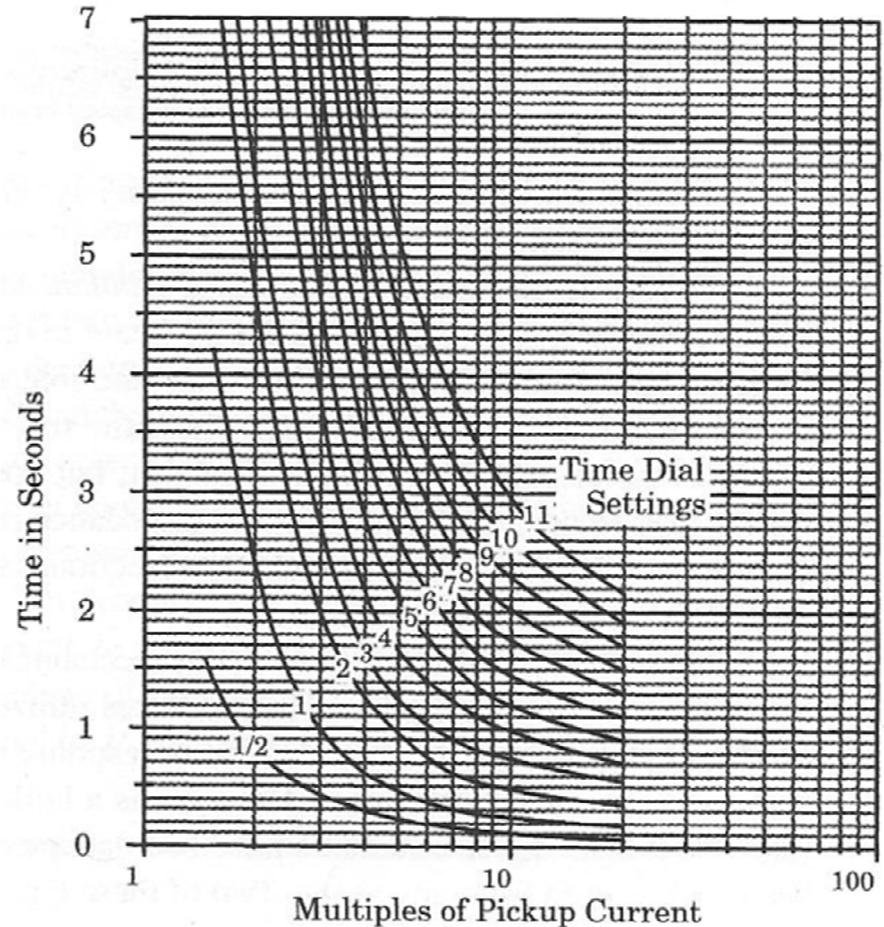


4) *Determinación del DIAL del relé*

El ajuste del DIAL representa el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual, o mayor que, la corriente “pick up” o de “arranque” del relé. Las características tiempo - corriente del relé, se dan siempre como una familia de curvas, como se muestra en la figura.

Cada miembro de la familia de curvas corresponde a diferentes valores del “Time Dial” del relé.

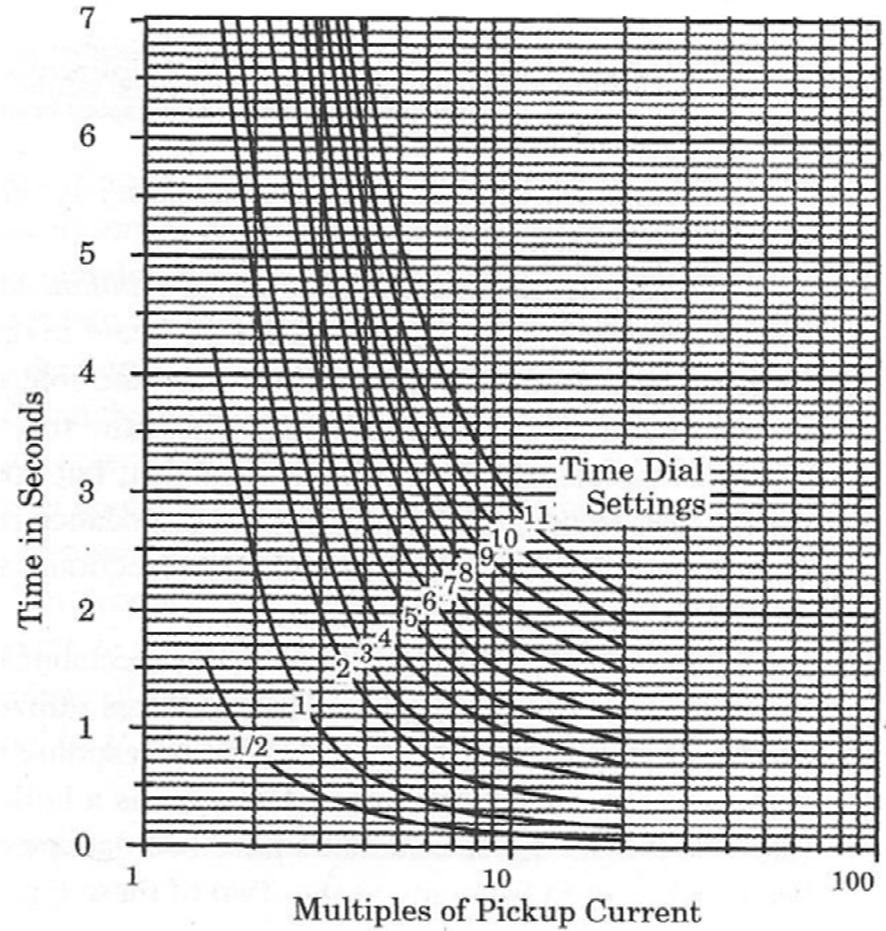
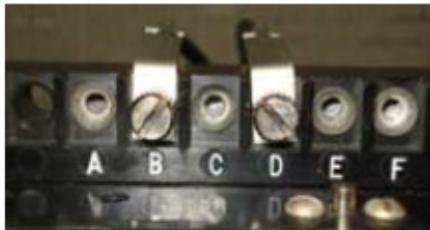
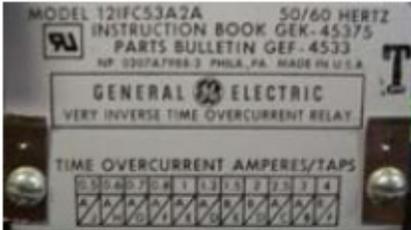
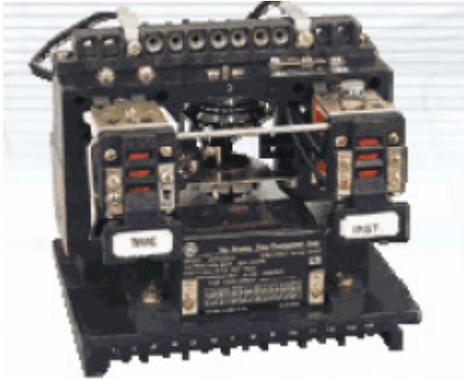
Ahora queremos seleccionar el ajuste correcto para el DIAL que proveerá la coordinación a la corriente crítica.



Coordinación de dispositivos de protección



4) Determinación del DIAL del relé



Coordinación de dispositivos de protección



Ya hemos determinado el XPU de la corriente crítica para este relé (el eje horizontal). Necesitamos conocer el parámetro de tiempo (el eje vertical) que corresponde a la corriente crítica de este relé. Para seleccionar el tiempo de operación de este relé, debemos hallar el tiempo de operación del relé ‘aguas abajo’ para el valor de la corriente crítica, la cual es la máxima corriente de cortocircuito del relé ‘aguas abajo’. Por lo tanto, calculamos este tiempo para el relé ‘aguas abajo’ (el cual será designado con el subíndice D, por downstream). La coordenada horizontal será:

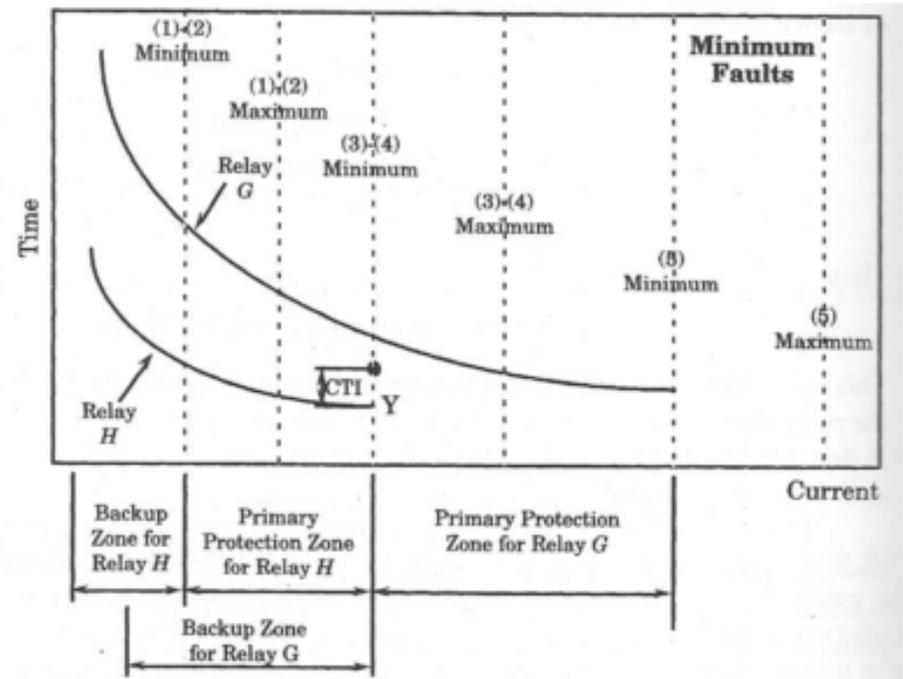
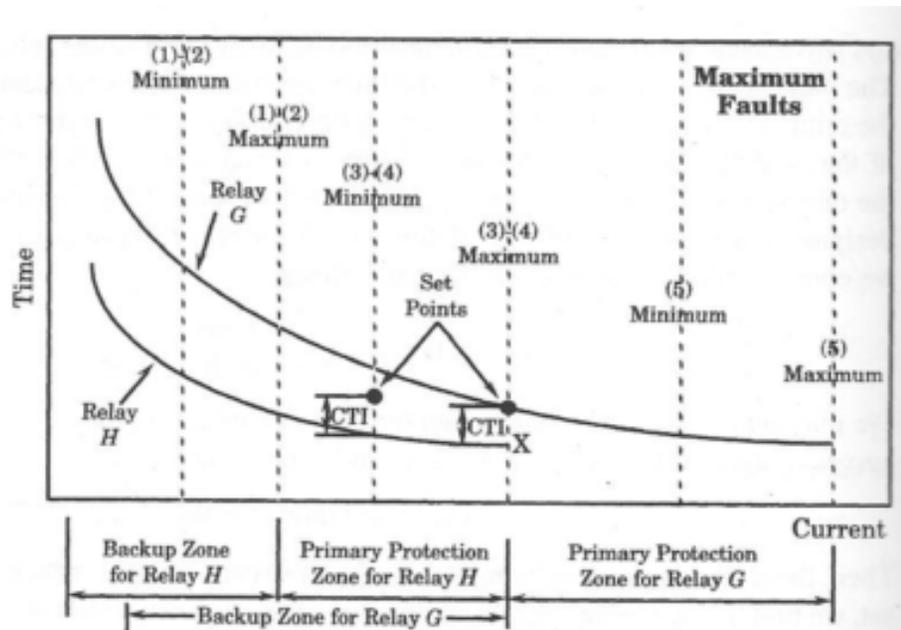
$$XPU_{Dmax} = \frac{I_{Dmax}}{T_{XD} R_{CD}}$$

y de la característica del relé D, obtenemos t_{Dmax} , el tiempo de actuación del relé D para I_{Dmax} . Ahora, si consideramos el intervalo de tiempo de coordinación:

CTI= tiempo de detección del relé + tiempo de pick up del relé + margen de error $\approx 0,2$ a $0,3$ s.

Coordinación de dispositivos de protección

obtenemos $t_{CR} \geq t_{Dmax} + CTI$. Este es el parámetro del eje vertical que necesitamos para garantizar un adecuado tiempo de coordinación. El procedimiento se representa en las figuras siguientes:



Coordinación de dispositivos de protección



Buff Book (Table 15-3 – Minimum CTIs^a)

Downstream	Upstream			
	Fuse	Low-voltage breaker	Electro-mechanical relay	Static relay
Fuse	CS ^{b,c}	CS	0.22 s	0.12 s
Low-voltage circuit breaker	CS ^c	CS	0.22 s	0.12 s
Electromechanical relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
Static relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

^aRelay settings assumed to be field-tested and -calibrated.

^bCS = Clear space between curves with upstream minimum-melting curve adjusted for pre-load.

^cSome manufacturers may also recommend a safety factor. Consult manufacturers' time-current curves.

Coordinación de dispositivos de protección



5) Verificación del reset de los relés

Verificar si para los dispositivos aguas abajo debe considerarse sus respectivos tiempos del margen de impulso.

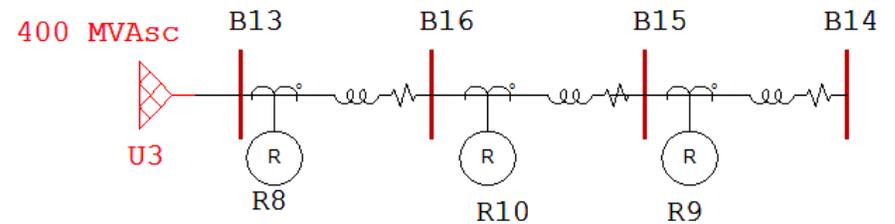
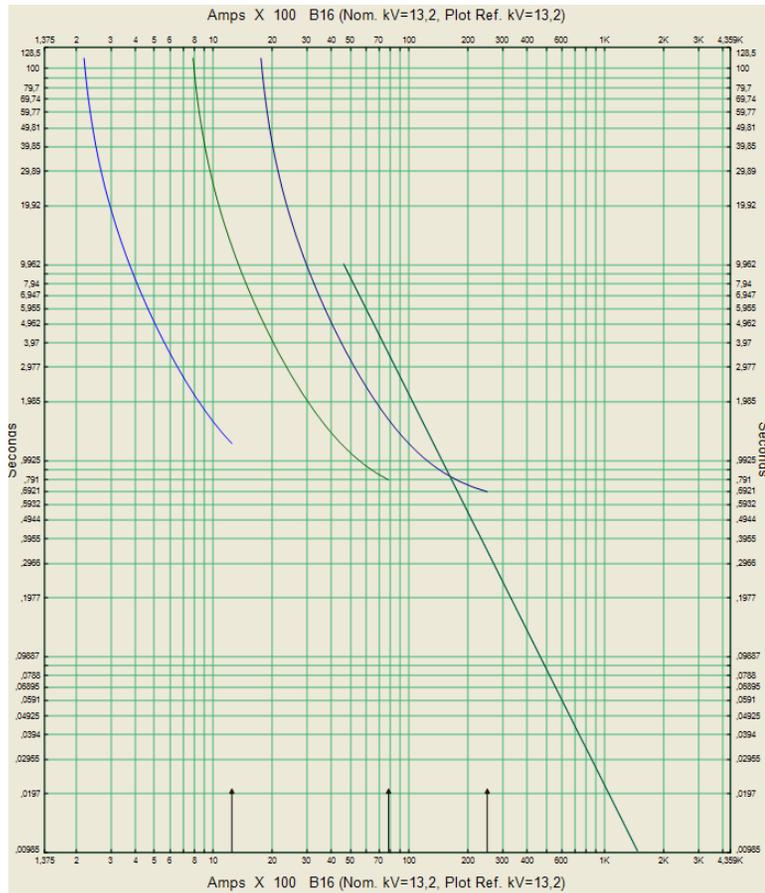
6) Cálculo de la corriente de cortocircuito máxima del relé

Calcular la máxima corriente de cortocircuito para este relé y su tiempo de actuación para dicha corriente. Este valor será necesario para coordinar el próximo relé aguas arriba. Ver punto 4.

7) Repetir el procedimiento para el próximo relé aguas arriba

Coordinación de dispositivos de protección

Ejemplo de coordinación de los relevadores de fase



Coordinación de dispositivos de protección



Procedimiento analítico para ajuste de relevadores

Elemento instantáneo

Una práctica común en los esquemas de protección con relevadores es utilizar un relevador separado de disparo “instantáneo” en adición al relevador de fase usual (característica de tiempo inversa) para suministrar un disparo rápido ante fallas cercanas. El instantáneo está disponible como un segundo elemento en el relevador de fase, más que en un relevador completamente separado. En este caso, la lógica del relé es una lógica OR, lo que significa que la falla será detectada y disparada por el relé de fase ya sea por la característica de tiempo inversa o por la instantánea. Definamos ahora las siguientes corrientes:

I_{CI} = corriente de cortocircuito “cercana”

I_{FE} = corriente de cortocircuito “lejana”

Entonces, si $I_{CI} \geq 1,3 I_{FE}$ el agregado de la característica de disparo instantáneo será beneficioso.

Coordinación de dispositivos de protección



Si $I_{CI} < 1,3 I_{FE}$ entonces no existirá suficiente diferencia entre las corrientes de cortocircuitos “cercano” y “lejano”, resultando dificultoso coordinar el relé de manera tal que el disparo instantáneo pueda proteger una fracción razonable de la longitud del alimentador.

Para justificar esta afirmación, supongamos que el relé está protegiendo una línea, para lo cual definimos:

E_S = tensión de circuito abierto equivalente de Thevenin

Z_L = impedancia de la línea protegida

Z_{SR} = impedancia de Thevenin de la fuente “vista” por el relé

Entonces, las corrientes de cortocircuitos “cercano” y “lejano” se calculan por:

$$I_{CI} = \frac{E_S}{Z_{SR}}; \quad I_{FE} = \frac{E_S}{Z_{SR} + Z_L}$$

Coordinación de dispositivos de protección



Definimos:

$$K_{SR} = \frac{Z_{SR}}{Z_L}$$

Entonces podemos escribir:

$$I_{FE} = \frac{I_{CI}}{1 + \frac{1}{K_{SR}}}$$

El extremo final que alcanza el disparo instantáneo puede definirse en términos de la fracción “h” de la longitud total de la línea a ser protegida por el relé instantáneo, esto es,

$$\text{extremo final que alcanza el disparo instantáneo} = h Z_L$$

Coordinación de dispositivos de protección



La corriente de cortocircuito para una falla en el extremo final que alcanza el disparo instantáneo (ER) será:

$$I_{ER} = \frac{E_S}{Z_{SR} + hZ_L}$$

Ahora definimos la relación:

$$K_I = \frac{|I_{ER}|}{|I_{FE}|} = \frac{|K_{SR}| + 1}{|K_{SR}| + h}$$

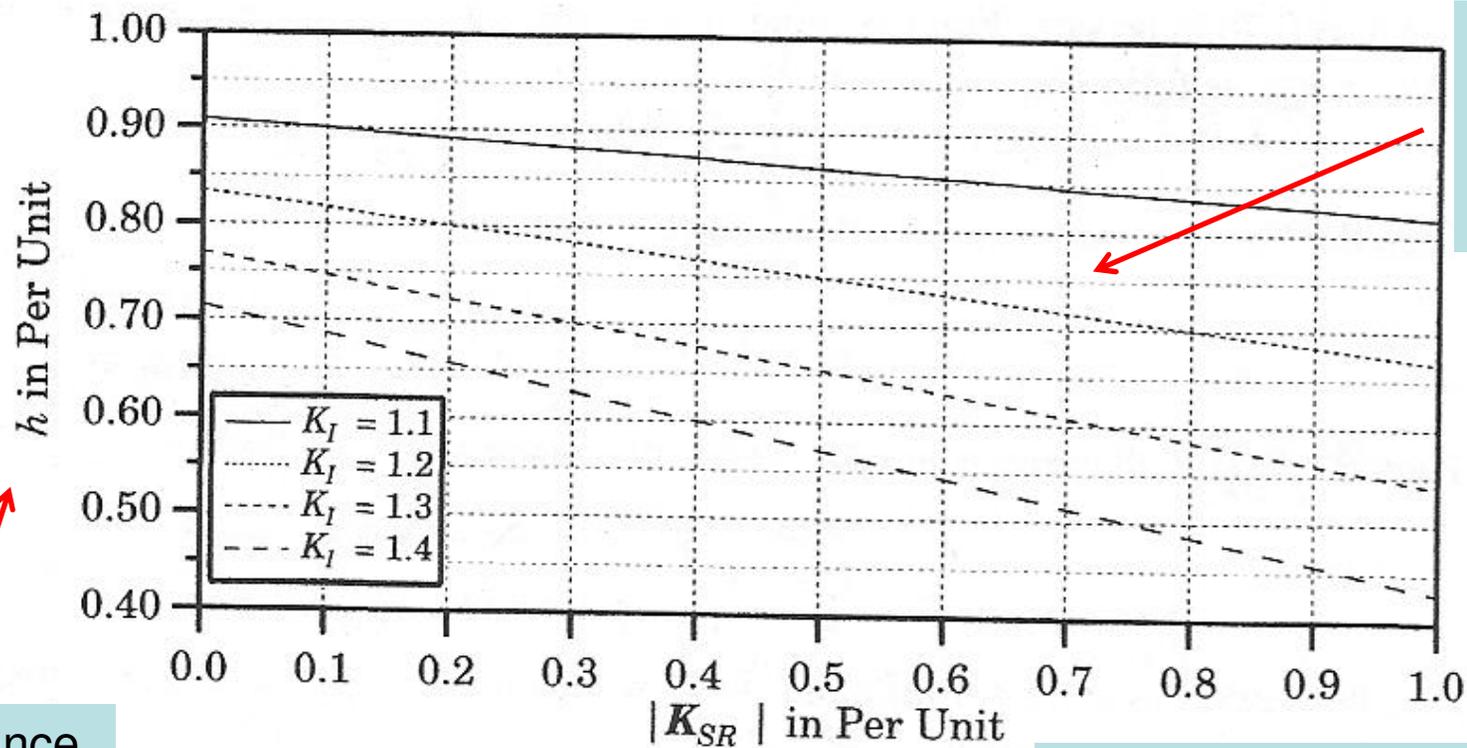
Relación entre la corriente del disparo instantáneo y la corriente de falla al final de la línea

de donde obtenemos:

$$h = \frac{|K_{SR}|(1 - K_I) + 1}{K_I}$$

Coordinación de dispositivos de protección

El valor recomendado de K_I está en el rango 1,15 a 1,30. Usualmente, es posible lograr protección instantánea para la mitad de la longitud de la línea, esto es $h \geq 0,5$ como se muestra en la figura siguiente:



Relación disparo instantáneo y corriente de falla al final de la línea

Alcance

Relación entre impedancia de fuente y de la línea

Coordinación de dispositivos de protección



El criterio aplicado para el arranque de la protección instantánea depende de las características del sistema y es difícil establecer un valor para todos los casos. Por ejemplo se podrían utilizar los siguientes:

$$I_{IPU} = \begin{cases} 6 \times I_{Lmax} \\ 1,25 \times I_{CCmax} \end{cases}$$

Sobre la base de la experiencia propia, pueden desarrollarse otros criterios.

I_{IPU} = corriente “pick up” o de “arranque” de la unidad instantánea

I_{Lmax} = máxima corriente de corto “vista” por el relé

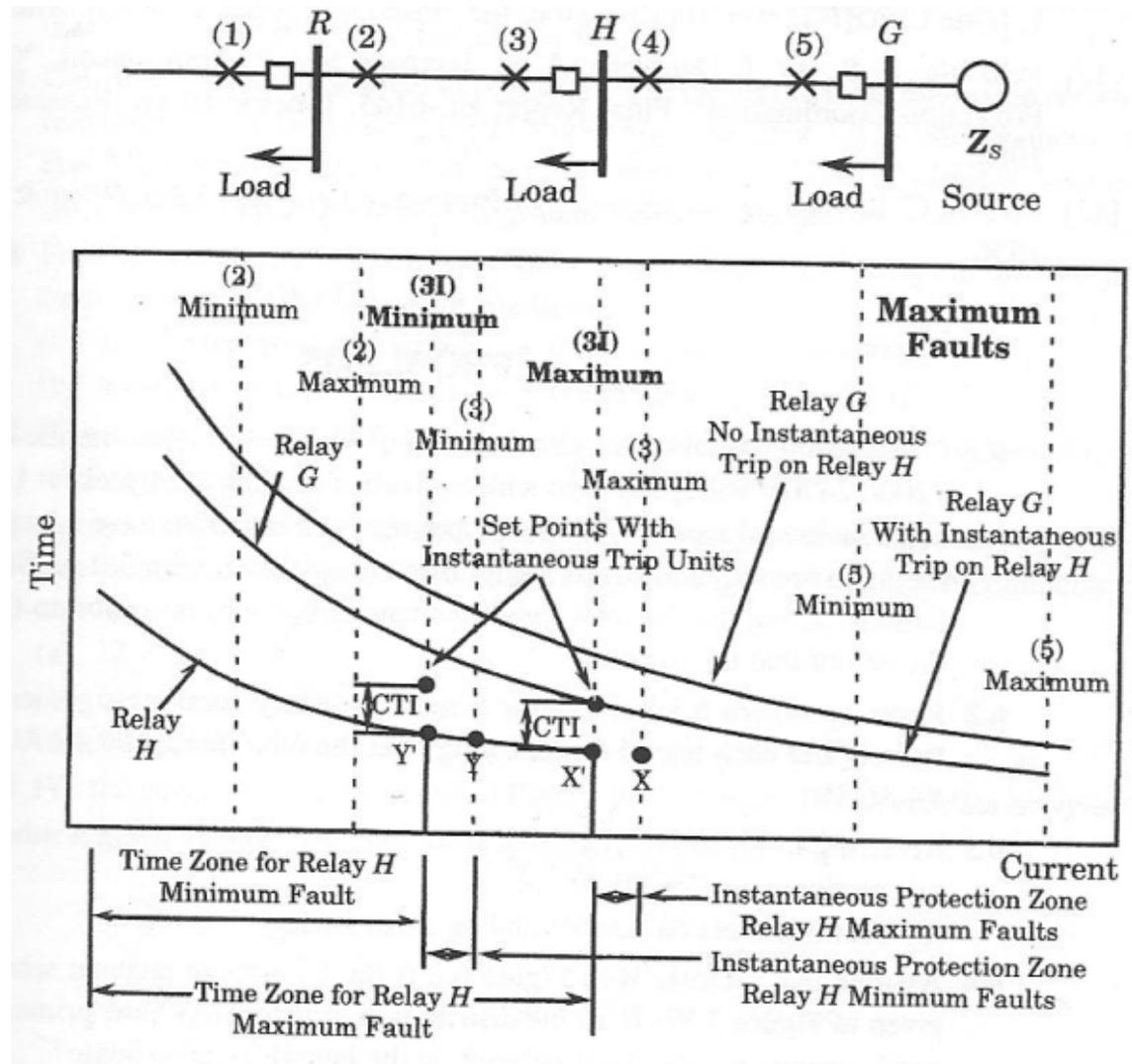
I_{CCmax} = máxima corriente de cortocircuito en la próxima barra aguas abajo del relé

(***Distribution Data Book***, Manual GET-1008L, General Electric, Schenectady, NY, 20.672):

Coordinación de dispositivos de protección

Los elementos instantáneos modifican ligeramente la coordinación de los relés de fase.

Puesto que la coordinación crítica ocurre para las grandes corrientes al final de las características de tiempo inverso de los relés, y dado que los elementos instantáneos disminuyen el tiempo en dicha zona, mejora el intervalo de tiempo de coordinación. En situaciones “ajustadas” este efecto será muy útil.



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Ejemplo

Desarrollaremos la coordinación selectiva de un sistema de protecciones compuesto por cuatro relevadores. Se tendrán como datos los siguientes:

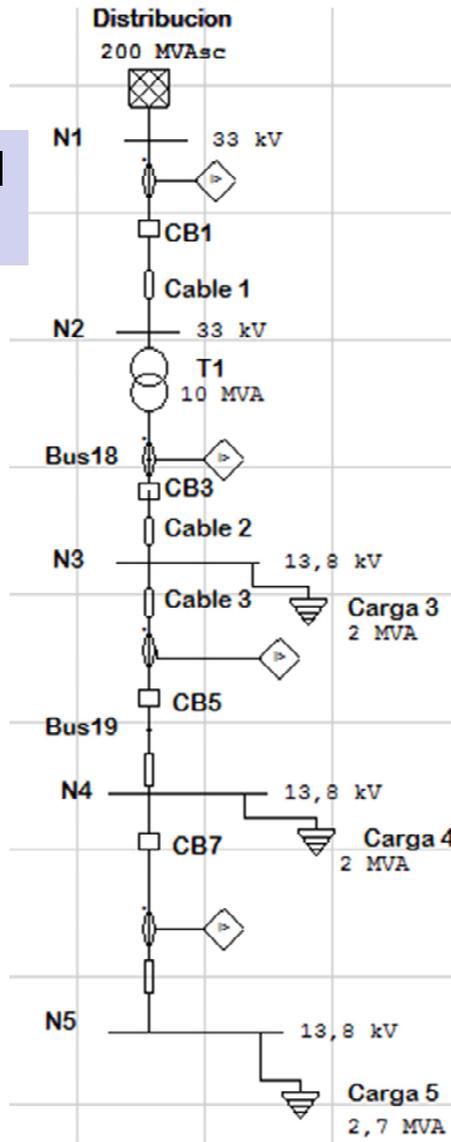
- ✓ Modelo del unifilar del sistema.
- ✓ Salida del sistema en barra de 33 kv.
- ✓ Estación transformadora típica de 10 MVA; 33/13,8 kV.
- ✓ Protecciones de tipo electrónicas.
- ✓ Cargas en los distintos nodos.

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

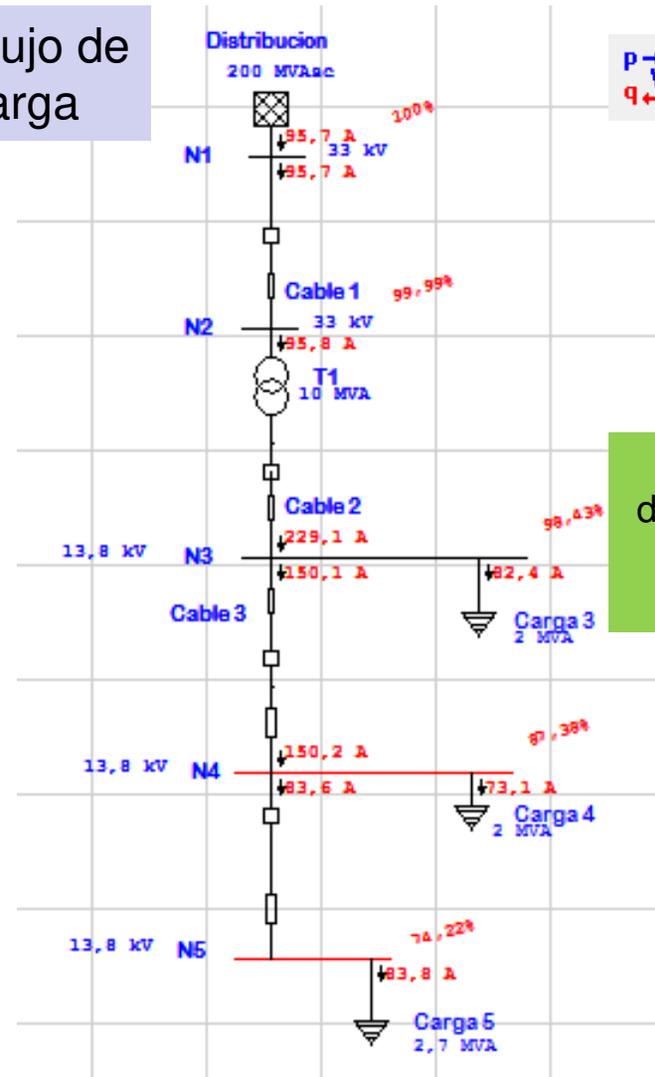


Modelo del Sistema

Principales componentes bajo estudio



Flujo de carga

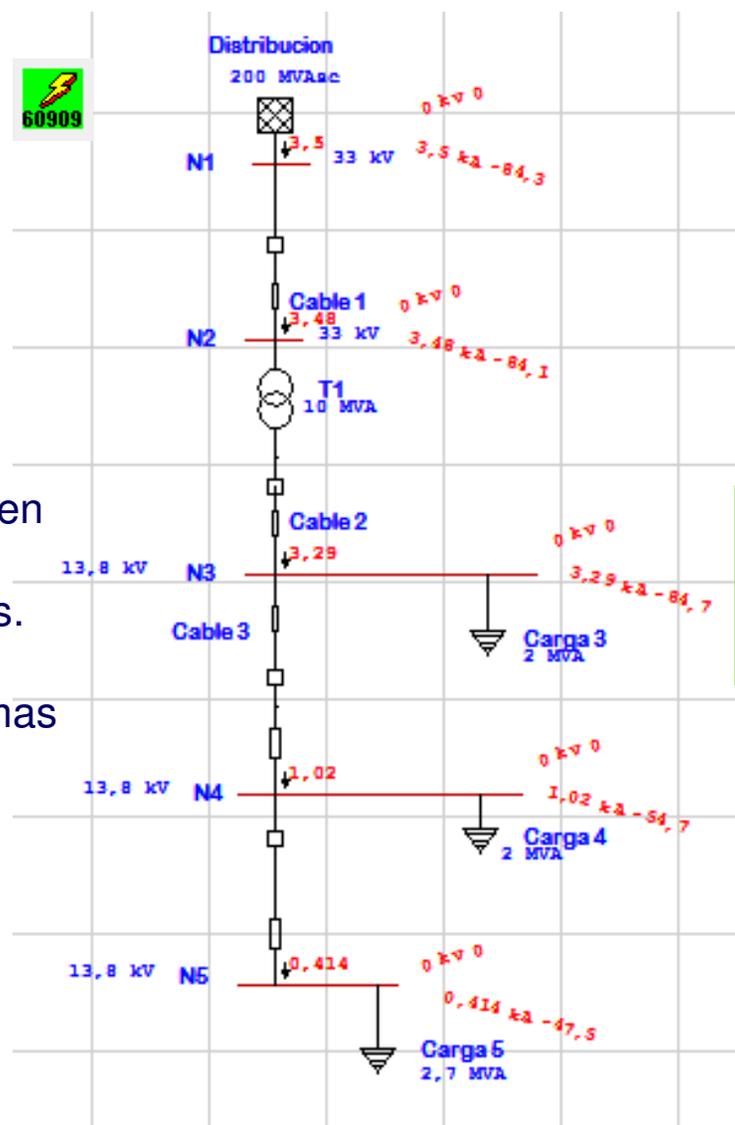


Determinación de las corrientes máximas de carga [A]

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Estudio de Cortocircuitos

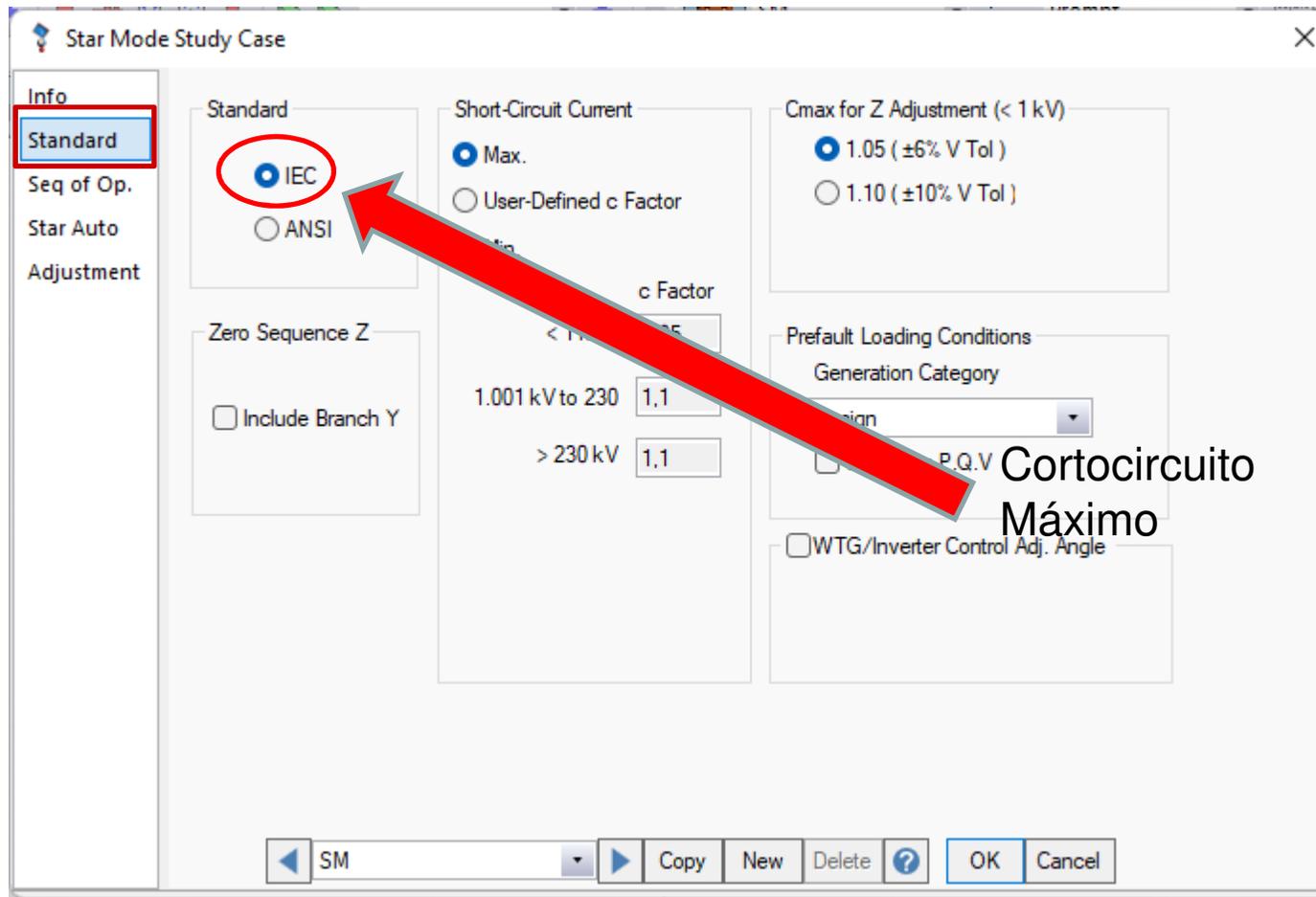
- ✓ Norma IEC 60909 (ANSI).
- ✓ Cálculo de cortocircuito en los puntos en donde están ubicadas las protecciones.
- ✓ Determinación de las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito.



Corrientes de cortocircuito máximas y mínimas [kA]

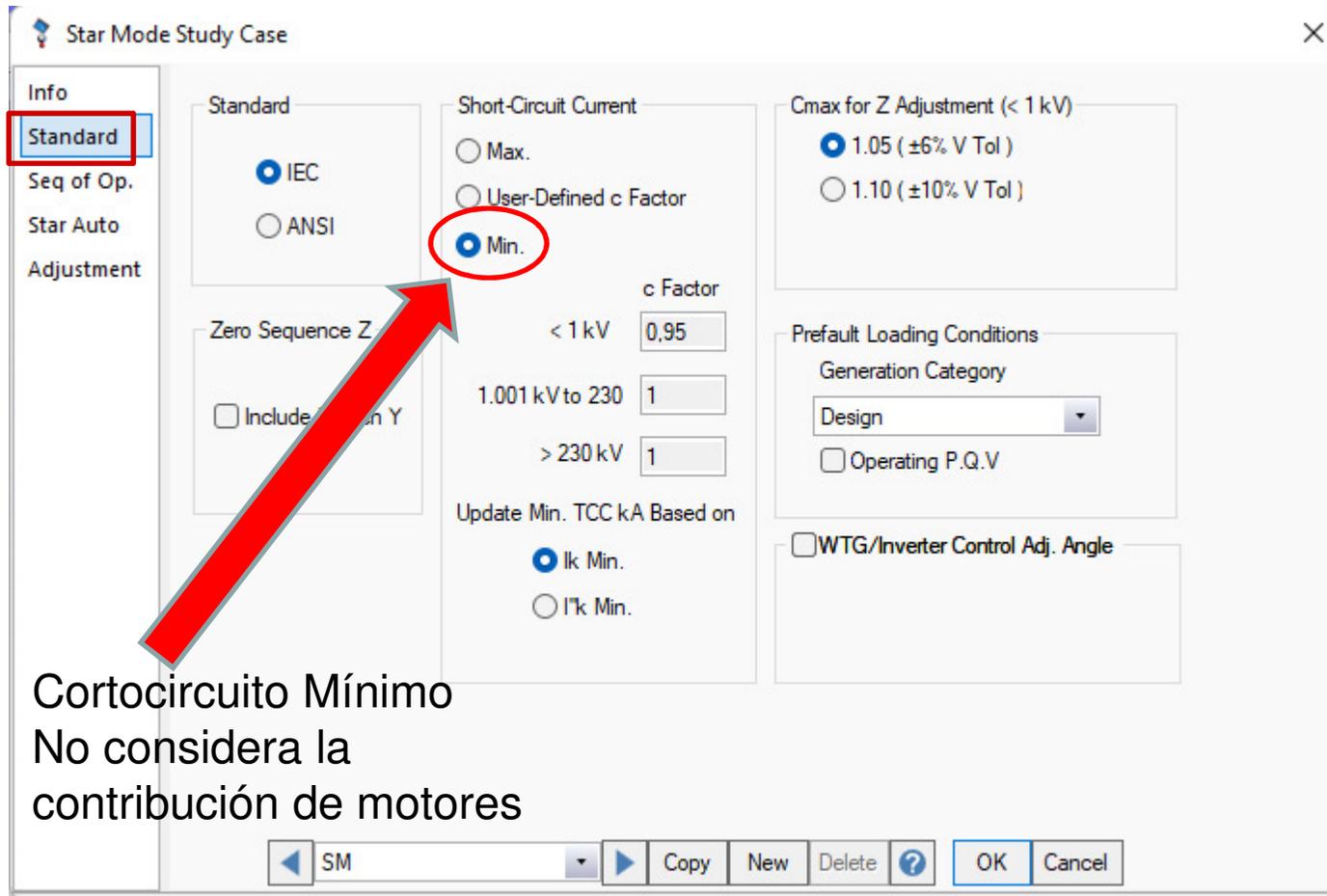
Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Corrientes de cortocircuito máximas y mínimas bajo IEC 60.909



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

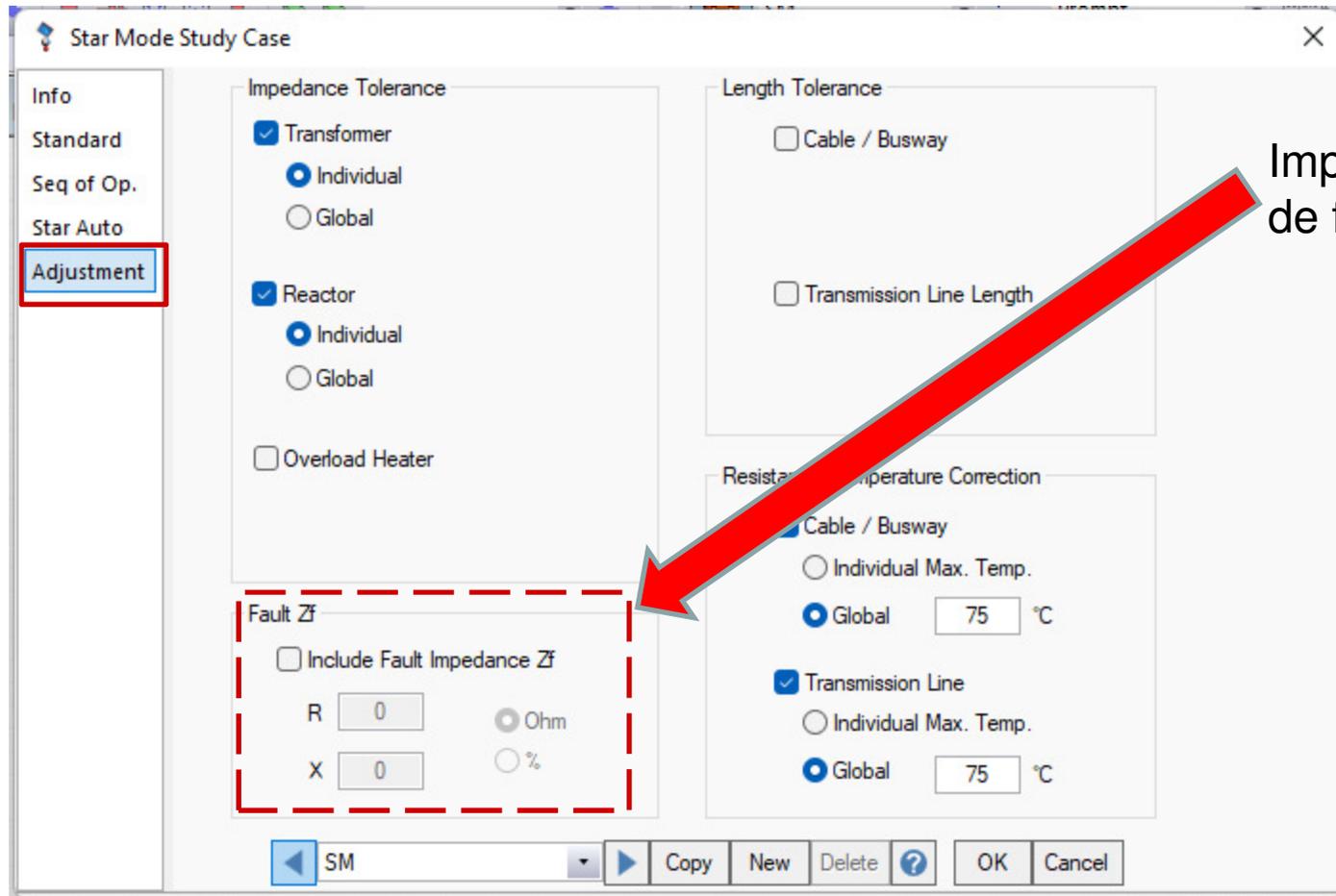
Corrientes de cortocircuito máximas y mínimas bajo IEC 60.909



Cortocircuito Mínimo
No considera la
contribución de motores

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Corrientes de cortocircuito máximas y mínimas bajo IEC 60.909



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

AJUSTE DE LAS PROTECCIONES

Determinación del ajuste del elemento 51 de los relevadores

- ✓ La metodología consiste en comenzar por la protección más alejada de la fuente.
- ✓ Se elige el ajuste teniendo en cuenta los elementos protegidos aguas abajo.
- ✓ Se tienen en cuenta las características de los mismos.
- ✓ Se verifica que la corriente de carga no provoque el disparo de la protección 51.
- ✓ Se utiliza la herramienta gráfica Star View para analizar la coordinación selectiva.

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Determinación del ajuste del elemento 51 del relé 4

Para el relé 4 suponemos que las condiciones de máxima carga en la barra N5, produce una corriente máxima de carga de 83,8 A \approx 84 A.

La mínima corriente de operación MOC es igual a:

$$\text{MOC} = 2 \times I_c = 2 \times 84 \text{ A} = 168 \text{ A}$$

❖ Tap del relé

$$R_{C_CT7} = 400/5 = 80$$

$$I_S = 168 \text{ A}/80 = 2,1 \text{ A}$$

$$T_x = 2,1 \text{ A}/5\text{A} = 0,42$$

Podemos tomar un T_x de 0,4 o 0,5

Debido a que en la mayoría de los relés electrónicos el elemento 51 se puede ajustar entre 0,1 a 4 I_n .

El t_d queda definido por los elementos aguas abajo, en este caso podemos utilizar un valor de 0,1.

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Overcurrent Relay Editor - Relay4

Info
Input
Output
OCR
Scheme Logic
TCC kA
Model Info
Checker
Asset/UD
Comment

Siemens
7SJ601

OC Level: OC1
 Enabled
 Integrated Curves
 Block TOC by IOC & combine for this level

Library Info
Library...

Device Parameters

Selected Device ID	Type	FLA	% LRC	SF
	Induction Motor	0.00	0	0

Phase: Neutral

Overcurrent

Curve Type: IEC - Very Inverse
Terminal: CT Input

Pickup Range: 0,1 - 4 xCT Sec
Multiples: []

Pickup: 0,4
Step: 0,1

Time Dial: 0,1
Step: 0,05

Relay Amps: 2
Prim. Amps: 160

Instantaneous

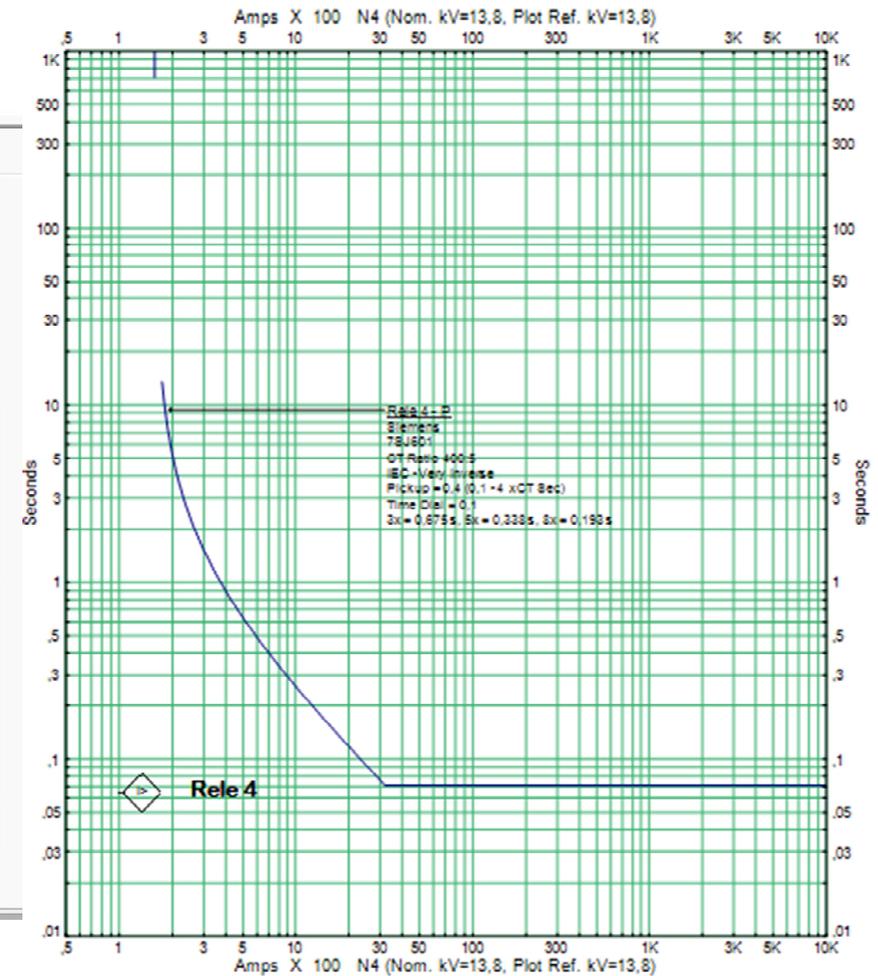
Pickup Range: 0,1 - 25 xCT Sec
Multiples: []

Pickup: 25
Step: 0,1

Delay Range: 0 - 60 sec
Delay (sec): 0,01
Step: 0,01

Relay Amps: 125
Prim. Amps: 10000

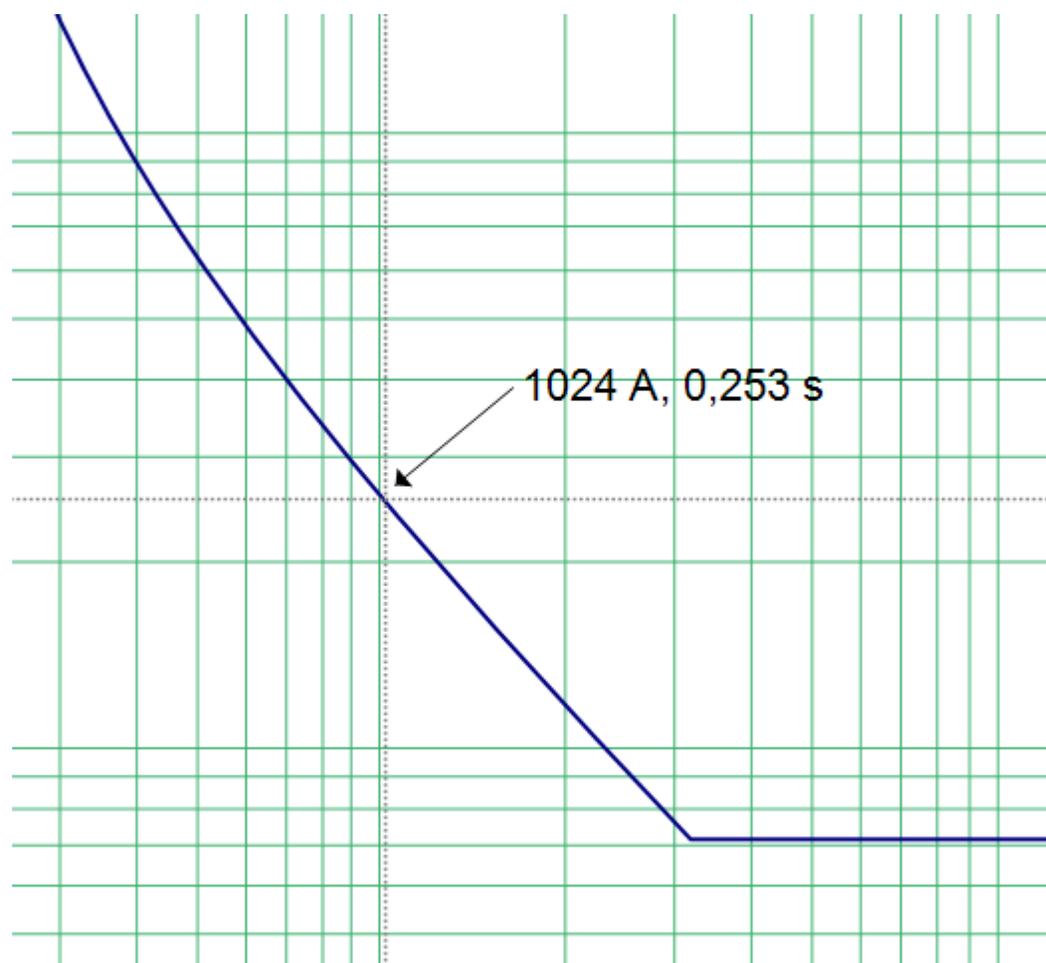
Relay4
OK Cancel



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



La corriente de cortocircuito máxima en el punto de ubicación del relé 4 (barra N4) es 1.025 A (trifásico) y el tiempo de operación para esta corriente según la curva elegida del elemento temporizado es $\approx 0,253$ s, como podemos verificar en la figura.



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Para el relé 3 suponemos que la condición de máxima carga en las barras N4 y N5 produce una corriente máxima de carga de ≈ 150 A.

La mínima corriente de operación MOC es igual a:

$$\text{MOC} = 2 \times I_c = 2 \times 150 \text{ A} = 300 \text{ A}$$

❖ Tap del relé

$$R_{C_CT5} = 400/5 = 80$$

$$I_s = 300 \text{ A}/80 = 3,75 \text{ A}$$

$$T_x = 3,75 \text{ A}/5\text{A} = 0,75$$

Podemos tomar un T_x de 0,7 o 0,8

$$t_{\text{maxp}} = t_{\text{dmax}} + \text{CTI} = 253 \text{ ms} + 200 \text{ ms} = 453 \text{ ms}$$



Se utiliza un $t_d = 0,15$

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Overcurrent Relay Editor - Relay3

Info
Input
Output
OCR
Scheme Logic
TCC kA
Model Info
Checker
Asset/UD
Comment

Siemens
7SJ601

OC Level
OC1 Enabled Integrated Curves
 Block TOC by IOC & combine for this level

Library Info
Library...

Selected Device ID	Type	FLA	% LRC	SF
	Induction Motor	0.00	0	0

Phase Neutral
 Overcurrent

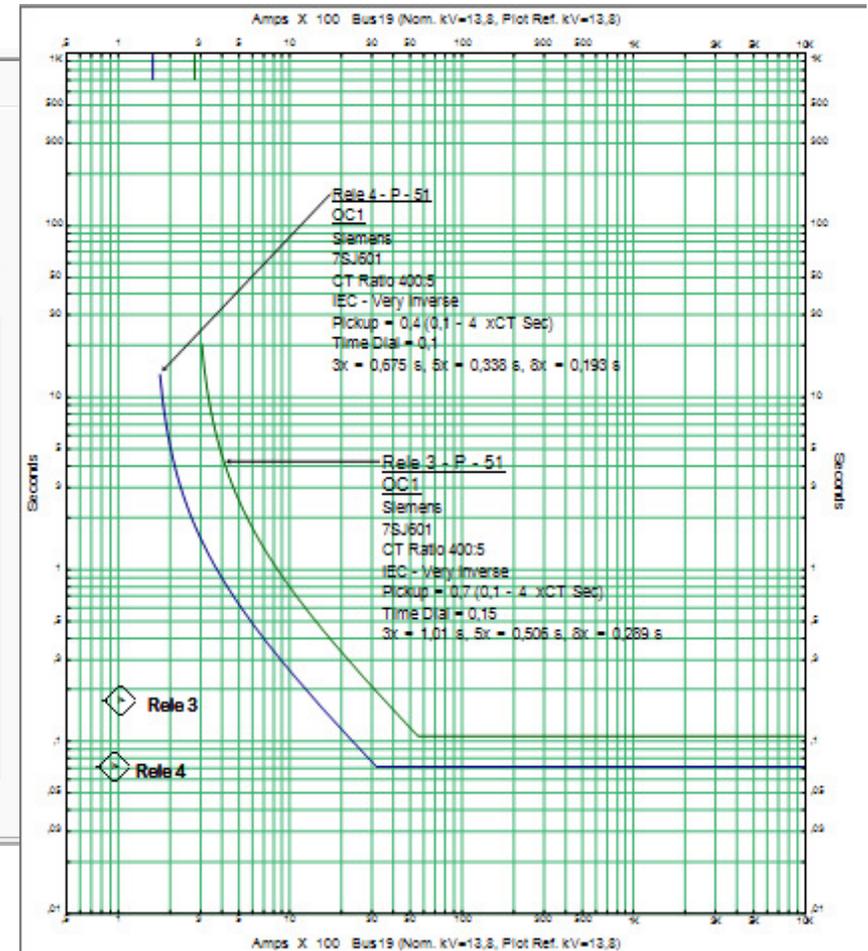
Curve Type: IEC - Very Inverse Terminal: CT Input

Pickup Range: 0.1 - 4 xCT Sec Multiples
Pickup: 0.7 Step: 0.1 Relay Amps: 3.5 Prim. Amps: 280
Time Dial: 0.15 Step: 0.05

Instantaneous

Pickup Range: 0.1 - 25 xCT Sec Multiples
Pickup: 25 Step: 0.1 Relay Amps: 125 Prim. Amps: 10000
Delay Range: 0 - 60 sec
Delay (sec): 0.01 Step: 0.01

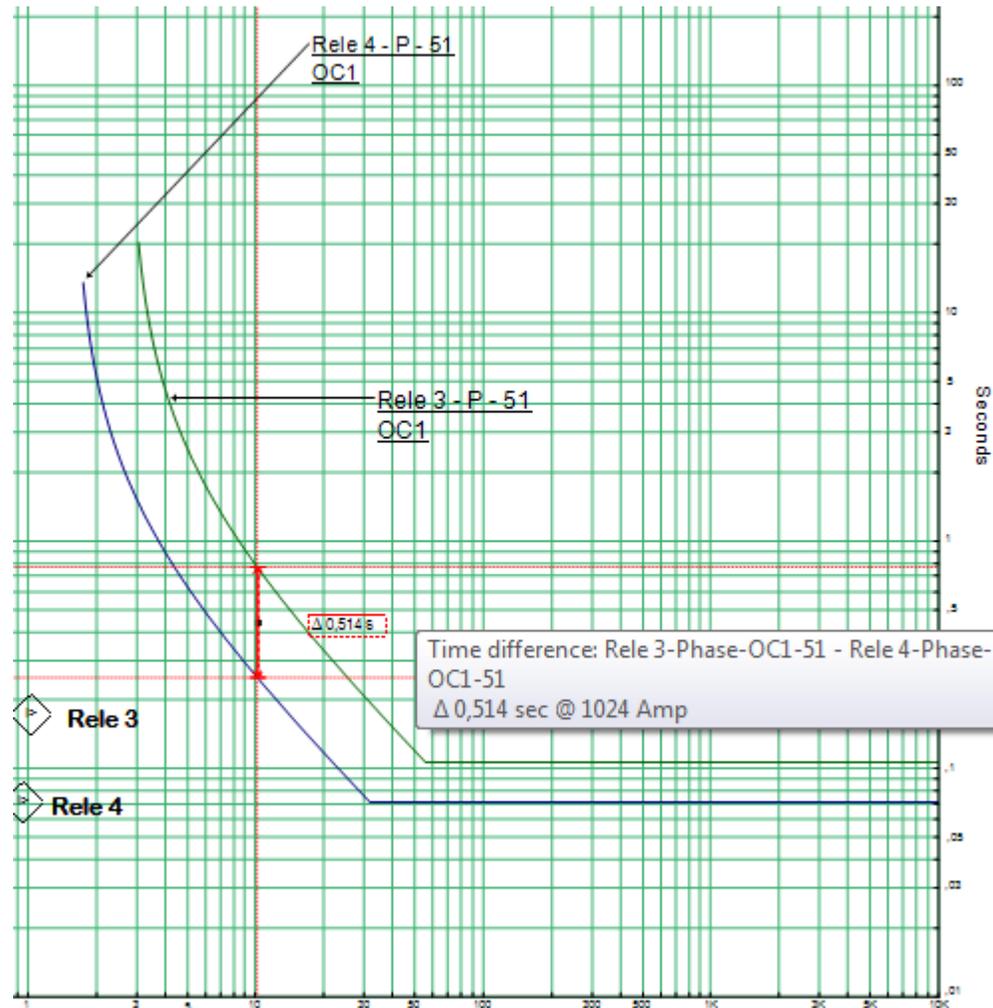
Relay3 OK Cancel



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Verificamos que la separación de las curvas es mayor que el t_{maxp}



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Para el relé 2 suponemos que la condición de máxima carga en las barras N3, N4 y N5 produce una corriente máxima de carga de ≈ 230 A.

La mínima corriente de operación MOC es igual a:

$$\text{MOC} = 2 \times I_c = 2 \times 230 \text{ A} = 460 \text{ A}$$

❖ Tap del relé

$$R_{C_CT3} = 600/5 = 120$$

$$I_S = 460 \text{ A} / 120 \approx 3,9 \text{ A}$$

$$T_x = 3,9 \text{ A} / 5 \text{ A} = 0,78$$

Fijamos un T_x de 0,8

$$t_{\text{maxp}} = t_{\text{dmax}} + \text{CTI} = 20.60 \text{ ms} + 200 \text{ ms} = 390 \text{ ms}$$

Relé 3 (relé aguas abajo) para la I_{cc} máx. en barra N3 (3.293 A) t_{dccmax} es de ≈ 20.60 ms.



Se utiliza un $t_d = 0,3$

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Overcurrent Relay Editor - Relay2

Info
Input
Output
OCR
Scheme Logic
TCC KA
Model Info
Checker
Asset/UD
Comment

Siemens
7SJ601

OC Level
OC1 Enabled
 Integrated Curves
 Block TOC by IOC & combine for this level

Library Info
Library...

Device Parameters

Selected Device ID	Type	FLA	% LRC	SF
	Induction Motor	0.00	0	0

Phase Neutral
 Overcurrent

Curve Type IEC - Very Inverse Terminal CT Input

Pickup Range 0,1 - 4 xCT Sec Multiples

Pickup 0,8 Step: 0,1 Relay Amps 4 Prim. Amps 480

Time Dial 0,3 Step: 0,05

Instantaneous

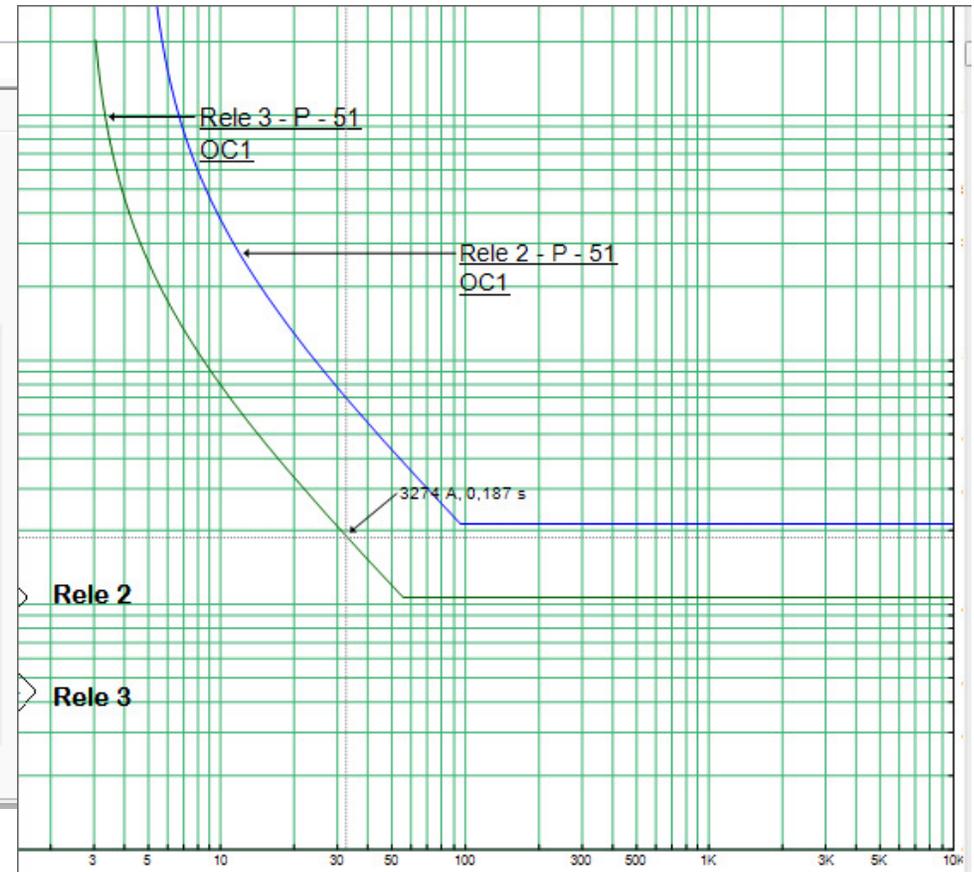
Pickup Range 0,1 - 25 xCT Sec Multiples Terminal CT Input

Pickup 25 Step: 0,1 Relay Amps 125 Prim. Amps 15000

Delay Range 0 - 60 sec

Delay (sec) 0,01 Step: 0,01

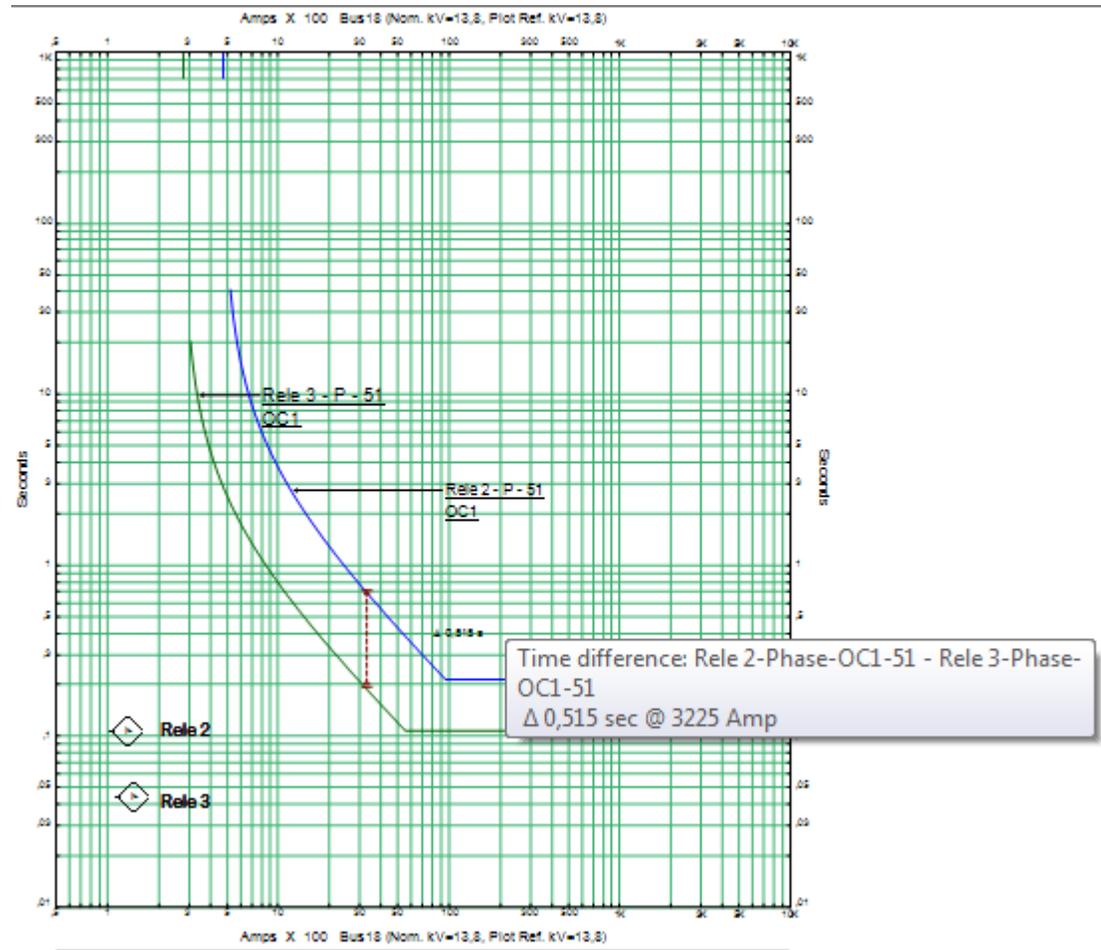
Relay2 OK Cancel



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Verificamos que la separación de las curvas es mayor que el t_{maxp}



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Para el relé 1 suponemos que la condición de máxima carga en las barras N2, N3, N4 y N5 produce una corriente máxima de carga de ≈ 230 A (@ 13,8 kV).

La mínima corriente de operación MOC es igual a:

$$\text{MOC} = 2 \times I_c = 2 \times 230 \text{ A} = 460 \text{ A}$$

❖ Tap del relé

$$R_{C_CT1} = 400/5 = 80$$

$$I_s = 460 \text{ A}/80 \approx 5,8 \text{ A}$$

$$T_x = 5,8 \text{ A}/5 \text{ A} = 1,15$$

Fijamos un T_x de 1,2

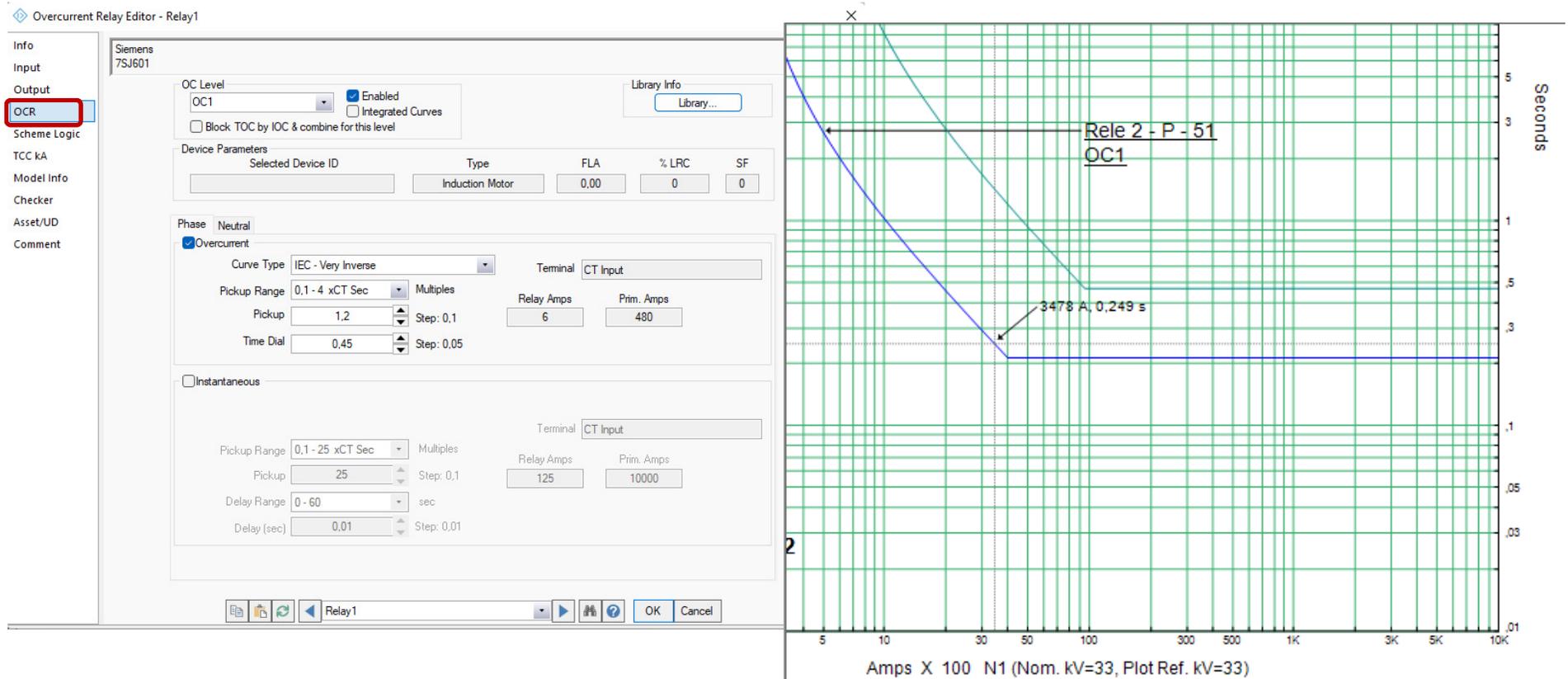
$$t_{\text{maxp}} = t_{\text{dmax}} + \text{CTI} = 250 \text{ ms} + 200 \text{ ms} = 450 \text{ ms}$$

Relé 2 (relé aguas abajo) para la $I_{cc \text{ max}}$ en N2 (3.484 A) t_{dccbmax} es de 250 ms.



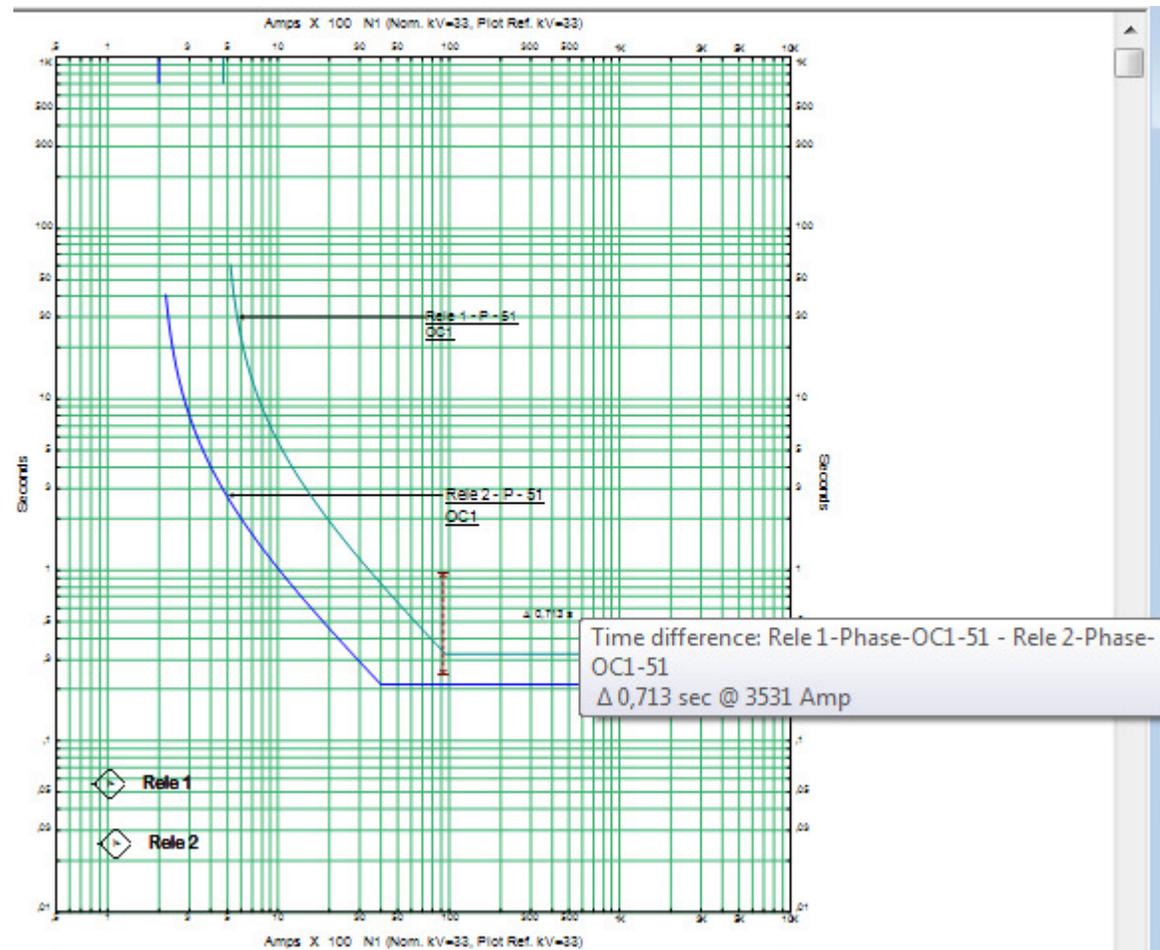
Se utiliza un $t_d = 0,45$

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

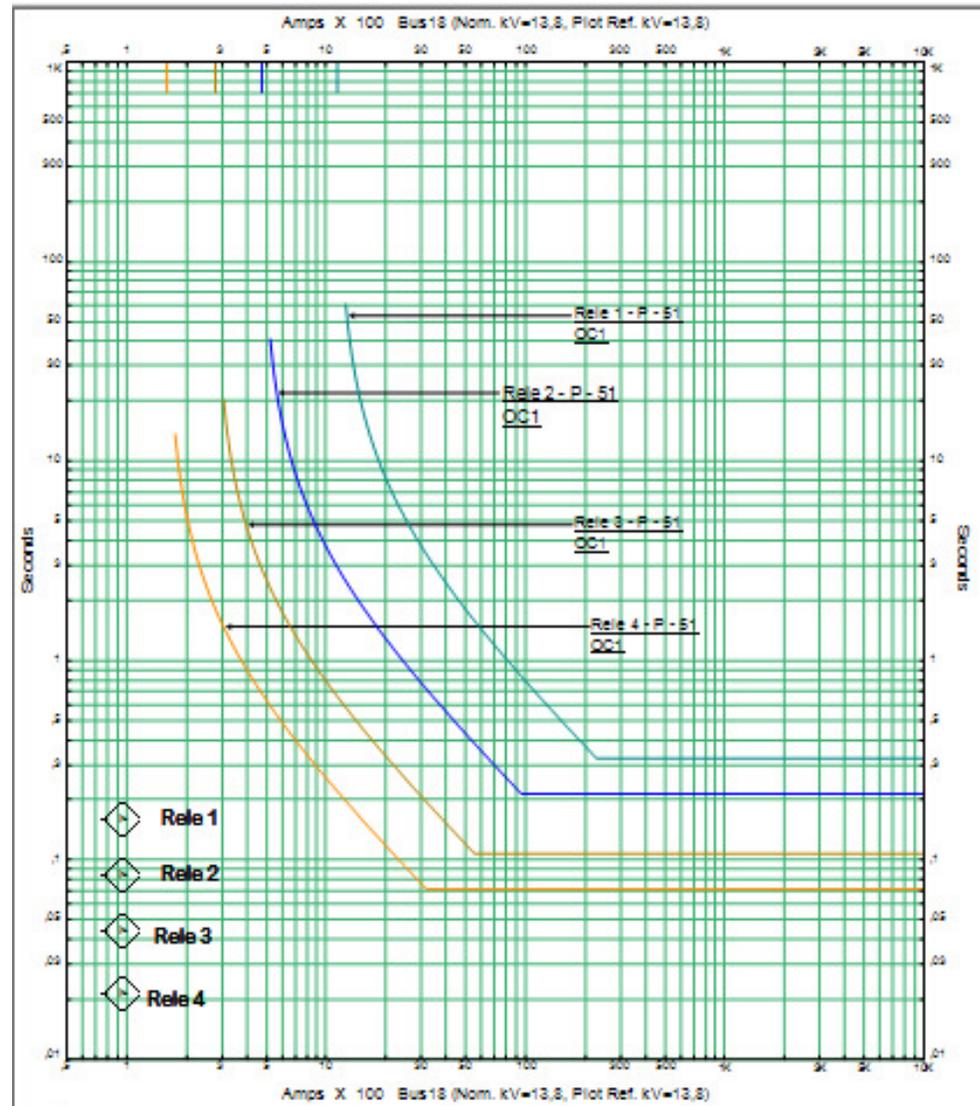


Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Verificamos que la separación de las curvas es mayor que el t_{maxp}



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

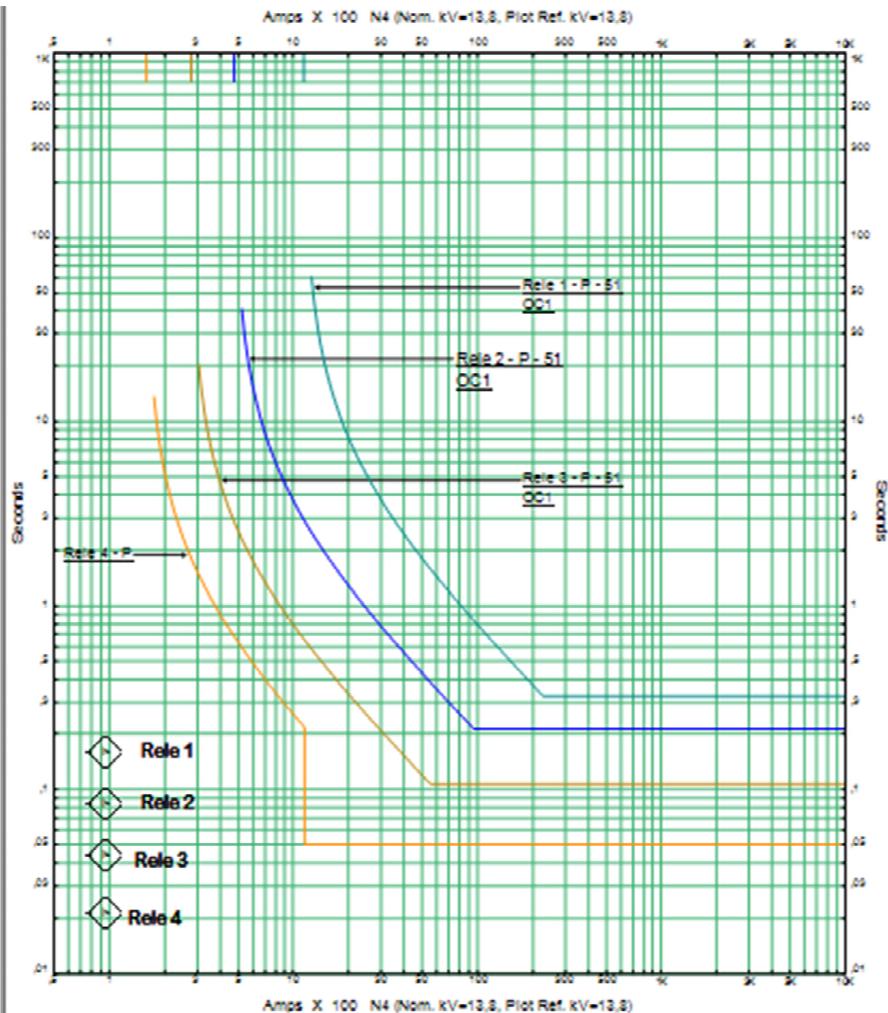


AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ELEMENTO INSTANTANEO (50)

a) Relé 4 elemento instantáneo de fase

- ✓ Se deben tener en cuenta las protecciones aguas abajo.
- ✓ Las curvas de sobrecarga de los elementos protegidos.
- ✓ La corriente de cortocircuito máxima en el punto de ubicación de la protección más cercana
- ✓ Se puede aplicar un criterio de 8 a 12 veces el ajuste de fase.
- ✓ La alternativa es utilizar como criterio el 10 o 20 % de la corriente de cortocircuito donde se ubica la protección más cercana.
- ✓ Los elementos se ajustan en veces la I_n del relé.
- ✓ El tiempo se ajusta lo más bajo posible que permita la coordinación selectiva con los elementos aguas abajo

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

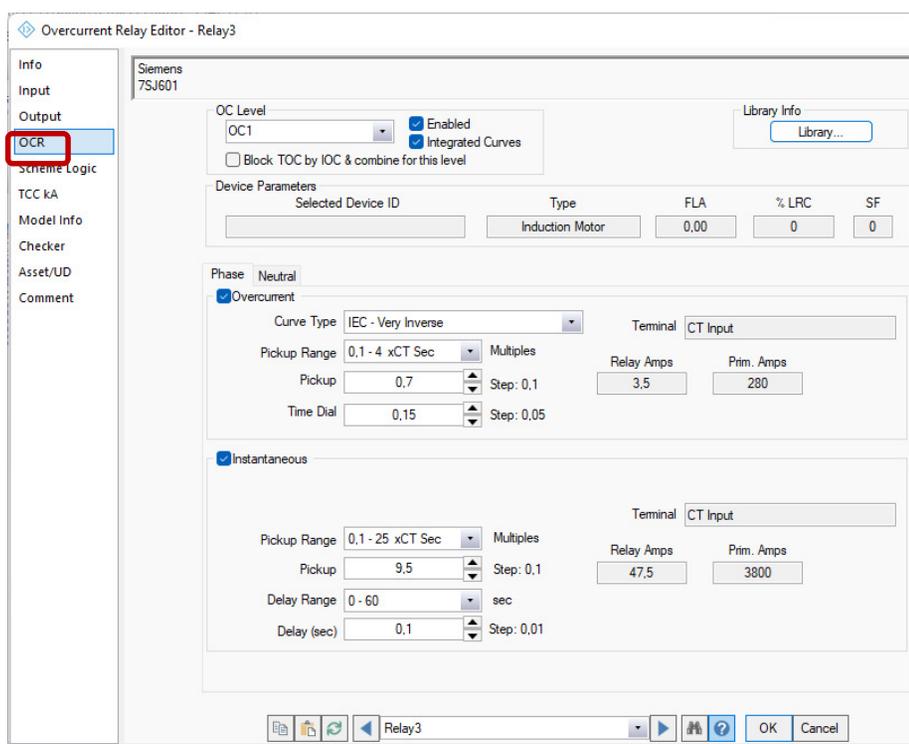
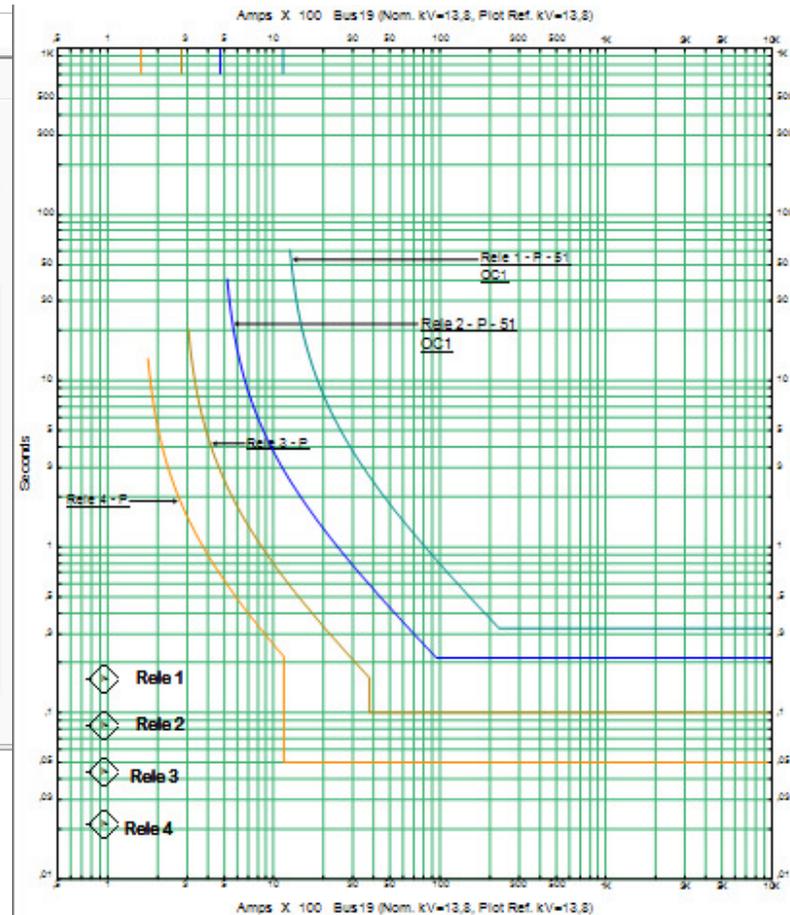


1.025 A x 1,15 ≈ 1.260 A

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Se aplica un criterio parecido para ajustar el elemento instantáneo del relé 3.

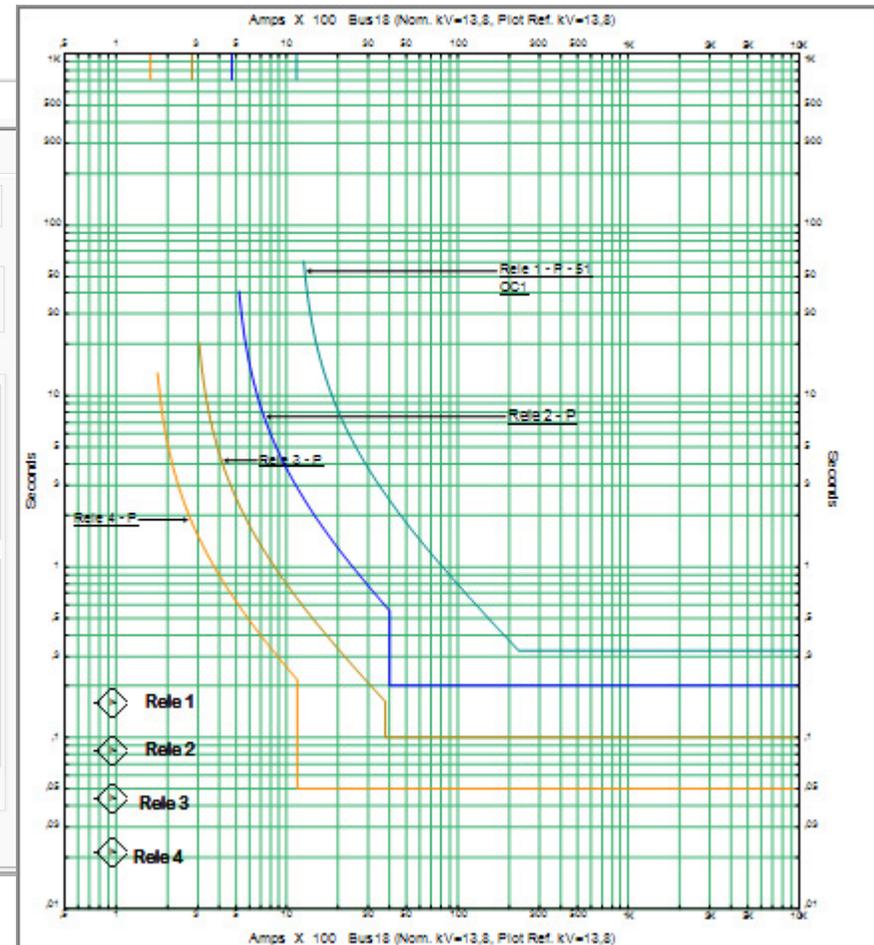
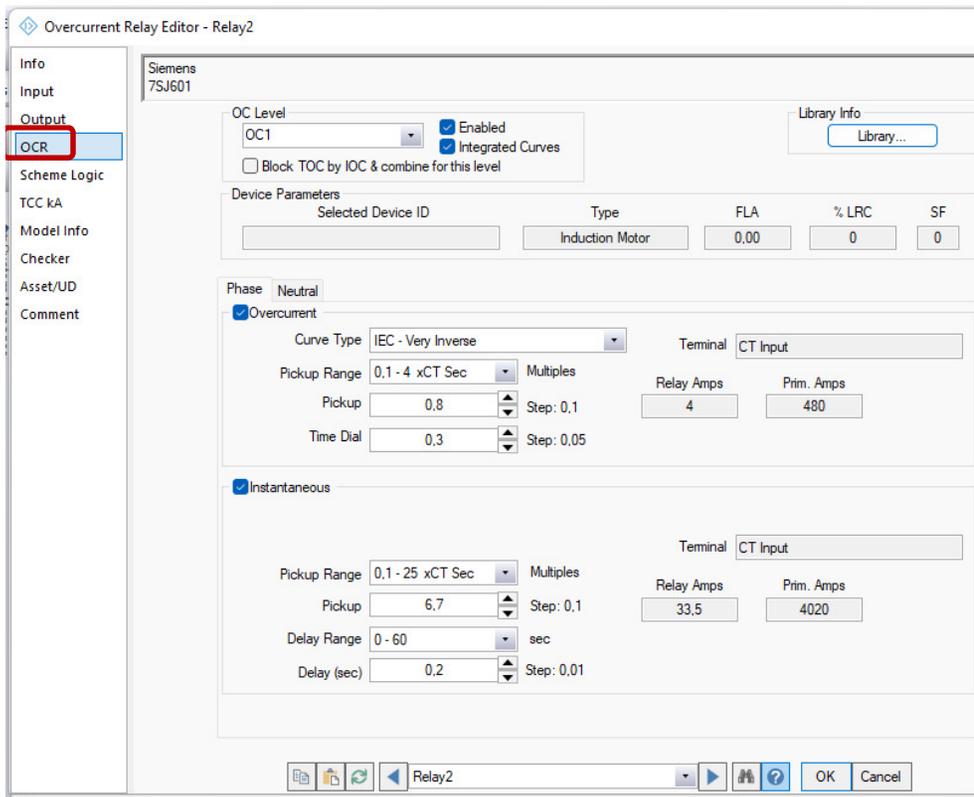
$$3.293 \text{ A} \times 1,15 \approx 3.790 \text{ A}$$

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Se aplica un criterio parecido para ajustar el elemento instantáneo del relé 2.

$$3.484 \text{ A} \times 1,15 \approx 4.007 \text{ A}$$

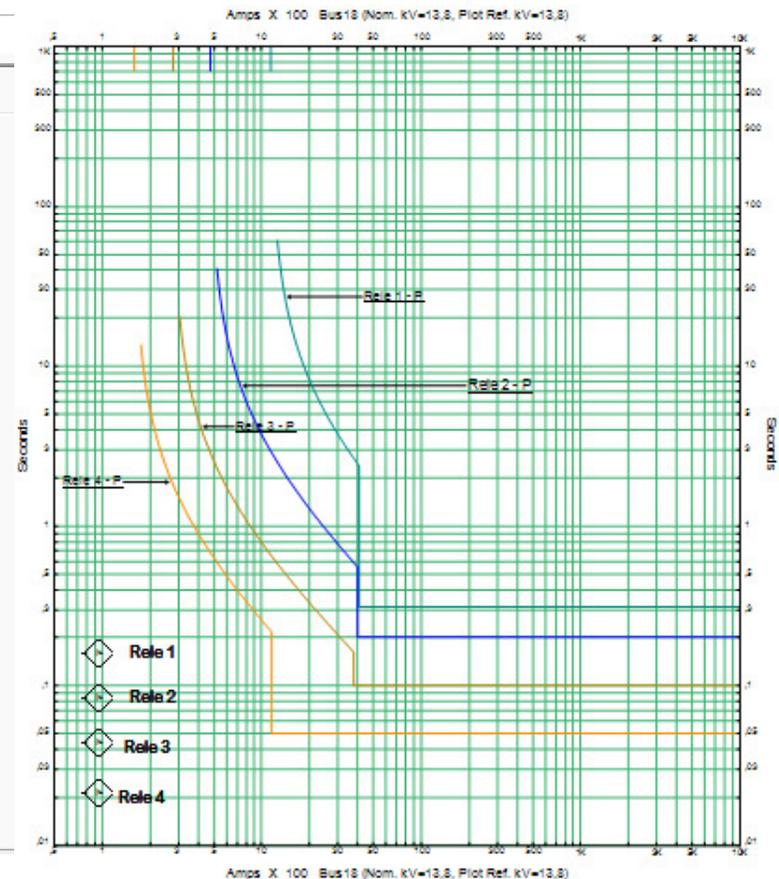
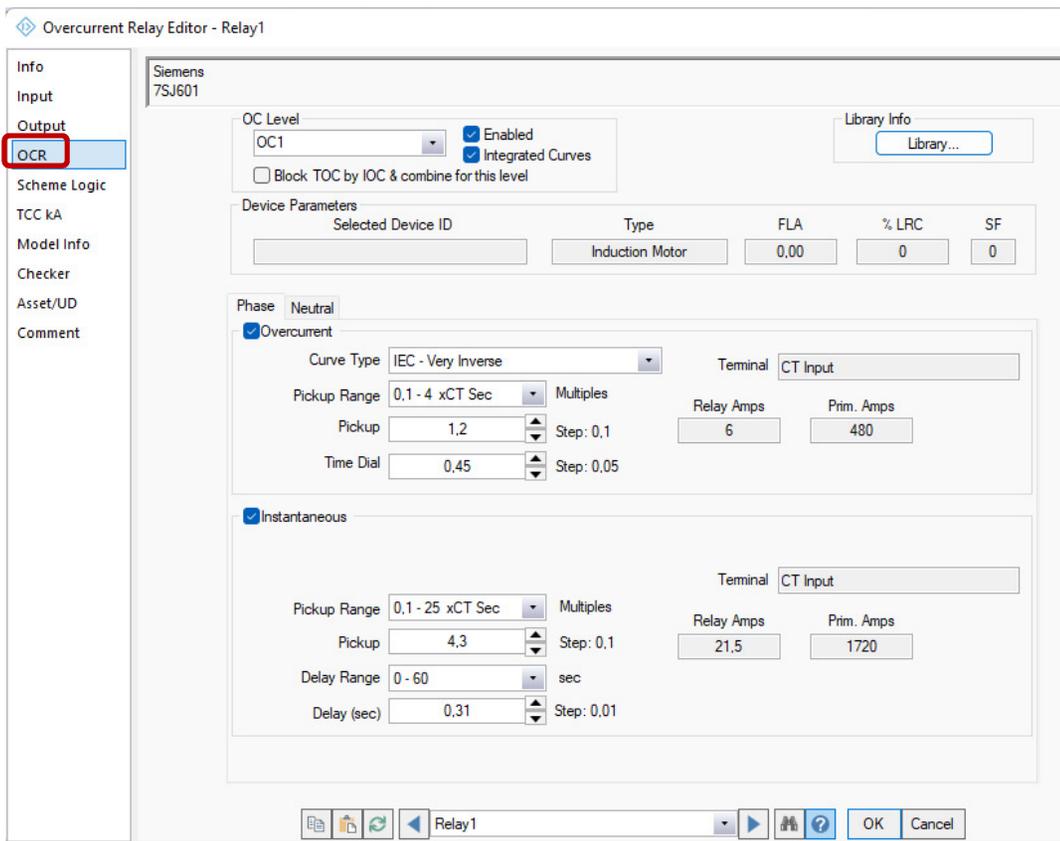


Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

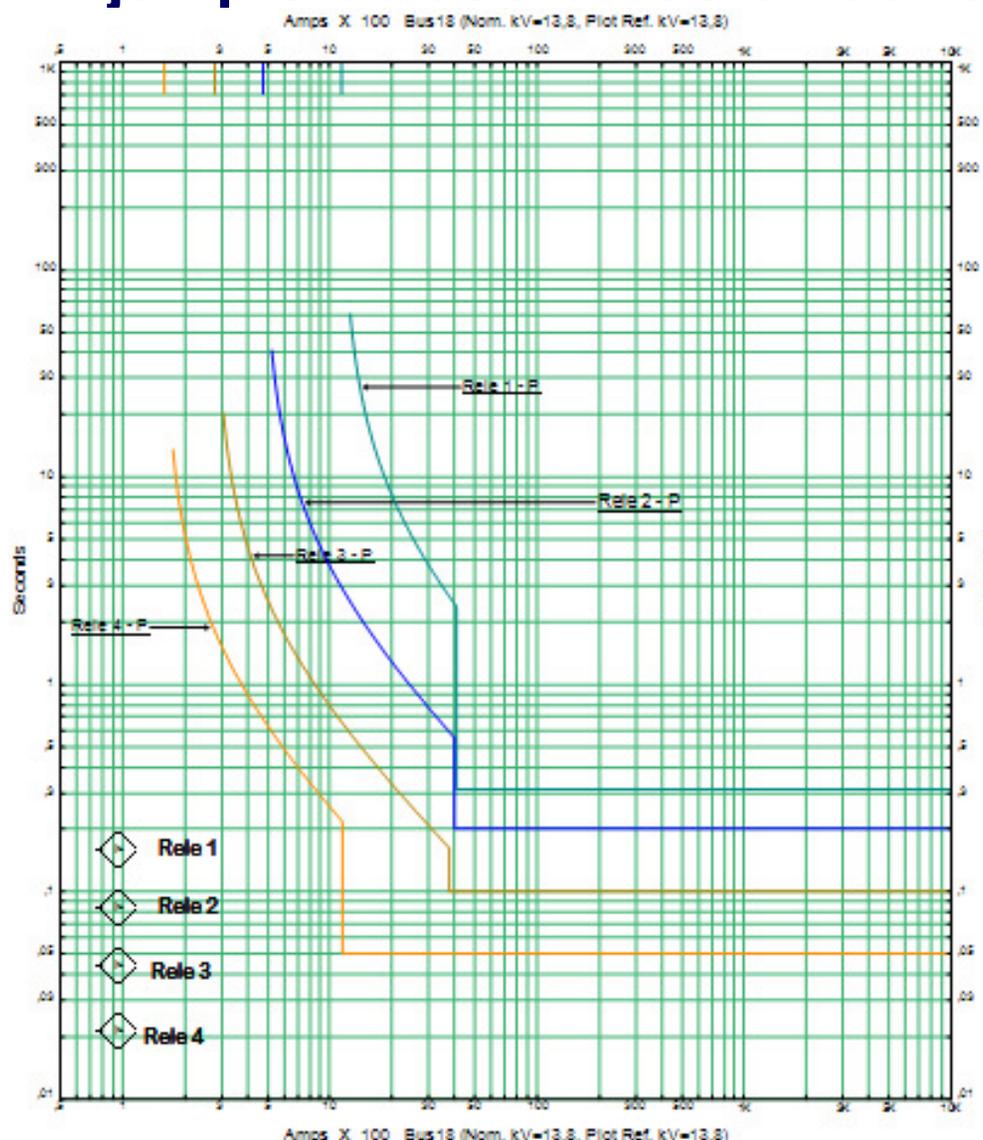
Se aplica un criterio parecido para ajustar el elemento instantáneo del relé 1.

$$3.500 \text{ A} \times 1,15 \approx 4.025 \text{ A} @ 13,8 \text{ kV}$$

$$4.025 \text{ A} \times 13,8 / 33 \approx 1.684 \text{ A} @ 33 \text{ kV}$$



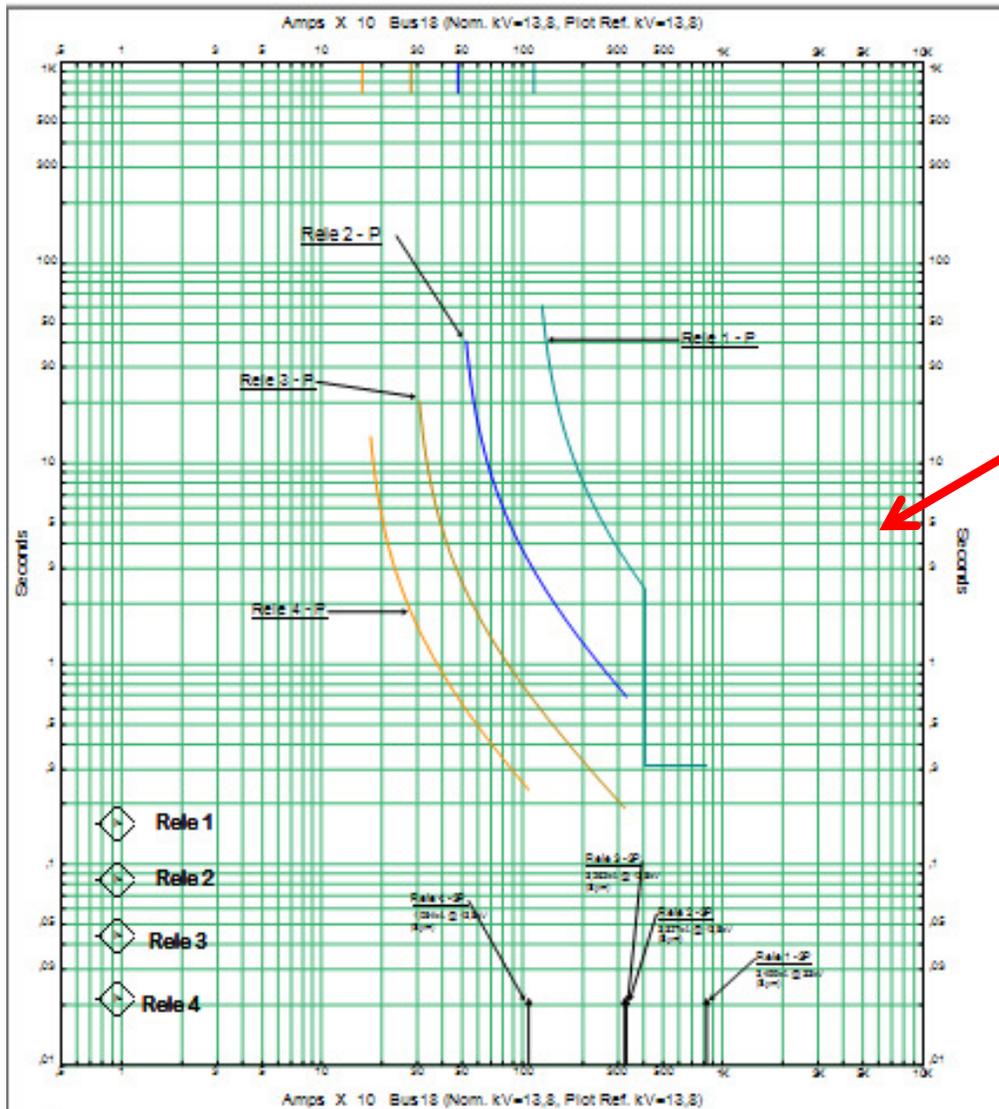
Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Las protecciones con estos ajustes operan según las curvas de la figura.

Se podría haber utilizado la función de cortar la curva TCC con la corriente máxima de cortocircuito, para poder mejorar la respuesta a las fallas cercanas a la fuente.

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Con esta facilidad se puede reducir a un valor muy bajo la operación instantánea, por arriba de las corrientes máximas.

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

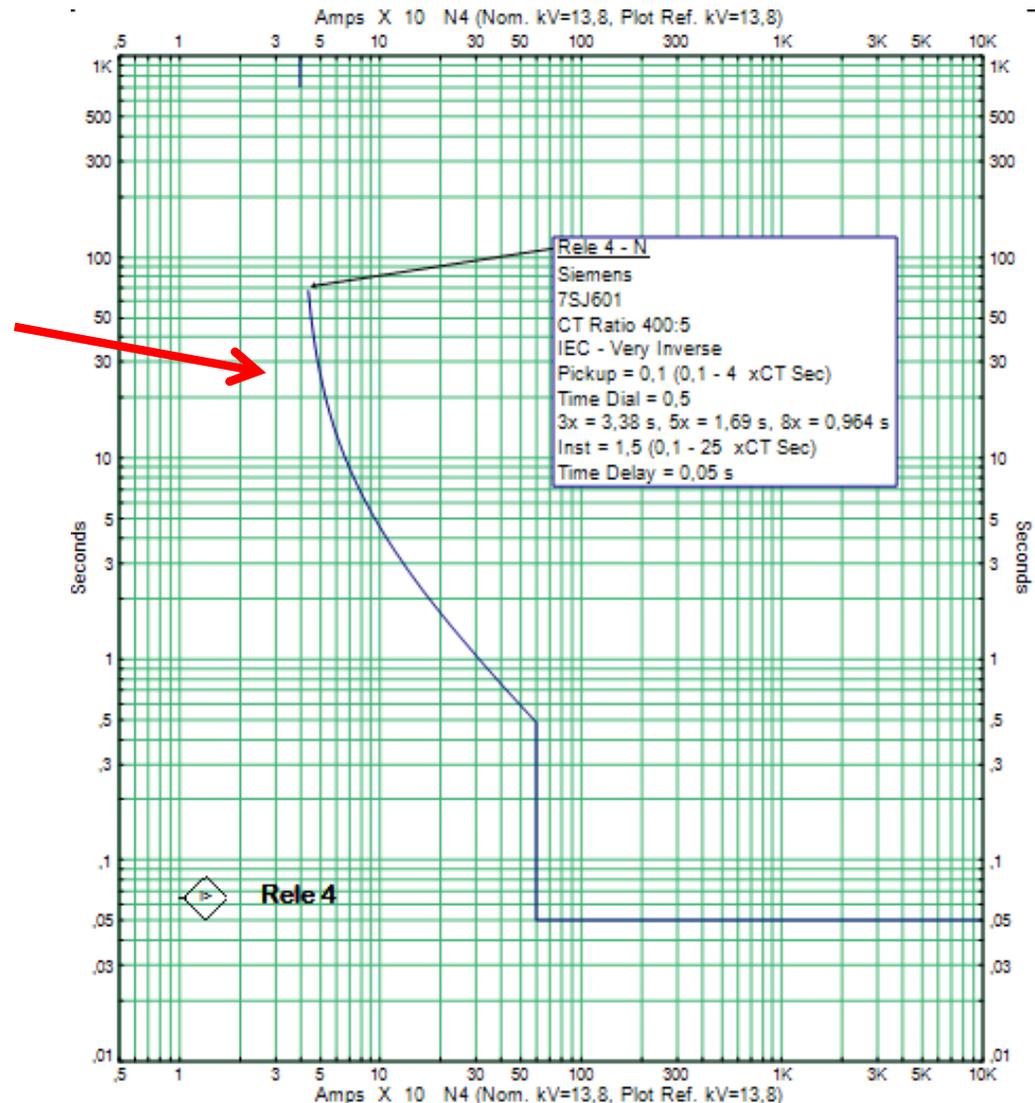


Protección de Tierra

Relé 4

Se tienen en cuenta los siguientes puntos:

- ✓ Protecciones aguas abajo.
- ✓ Criterio de seguridad personal.
- ✓ Sistema de puesta a tierra o régimen de neutro.
- ✓ Características de la protección



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Relé 4: Tierra (disparo temporizado)

- Mínima corriente operativa

$$MOC_{Tierra} = 1/3 \times MOC_{Fase} = 1/3 \times 168 \text{ A} = 56 \text{ A}$$

Por cuestiones de seguridad se podría utilizar 20 % del ajuste de fase, en el relé elegido la mínima regulación es 0,1 de I_n (5A) y estamos en el valor más bajo. Como es un relé de sobrecorriente no tiene tierra sensible.

Las corriente de falla mínimas a tierra están influenciadas por la impedancia de falla o resistencia de falla, pueden ser más chicas que las corrientes nominales en las líneas. Se utilizan metodologías especiales para detectar fallas de alta impedancia.

Elemento instantáneo de tierra

- Teniendo en cuenta las protecciones aguas abajo se ajusta a 600 A.
- El t_{pn} lo ajustamos a 0,05 ms.

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Relé 3: Tierra (disparo temporizado)

- Mínima corriente operativa

$$MOC_{\text{Tierra}} = 1/3 \times MOC_{\text{Fase}} = 1/3 \times 300 \text{ A} = 100 \text{ A}$$

Las curvas de los relé que participan de una zona de protección o quedan en serie y son recorridos por las corrientes de falla a tierra, se escalonan en forma creciente.

Se pueden reducir los tiempos de los elementos instantáneos considerando las corrientes de falla máximas a tierra en los puntos de ubicación de los elementos de protección.

La herramienta de ETAP de corte de las curvas de tiempo corriente (**TCC Clipping Currents**) permite potenciar esta alternativa y facilita mucho el trabajo.

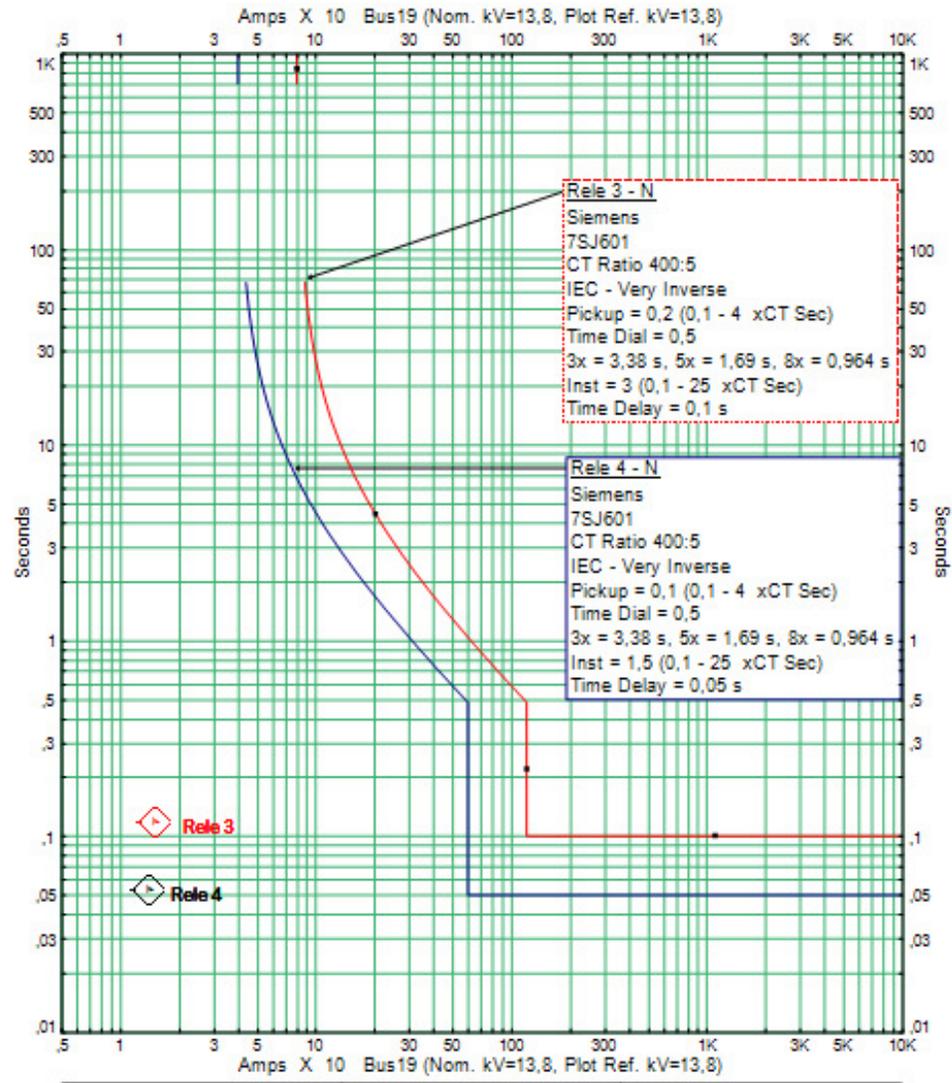
Elemento instantáneo de tierra

- Teniendo en cuenta las protecciones aguas a bajo se ajusta a 1200 A.
- El t_{pn} lo ajustamos a 0,05 ms.

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



Escalonamos las curvas TCC de los elementos de tierra 50/51N. Teniendo en cuenta las corrientes máximas de cortocircuito a tierra se pueden reducir considerablemente los tiempos de despeje de las fallas

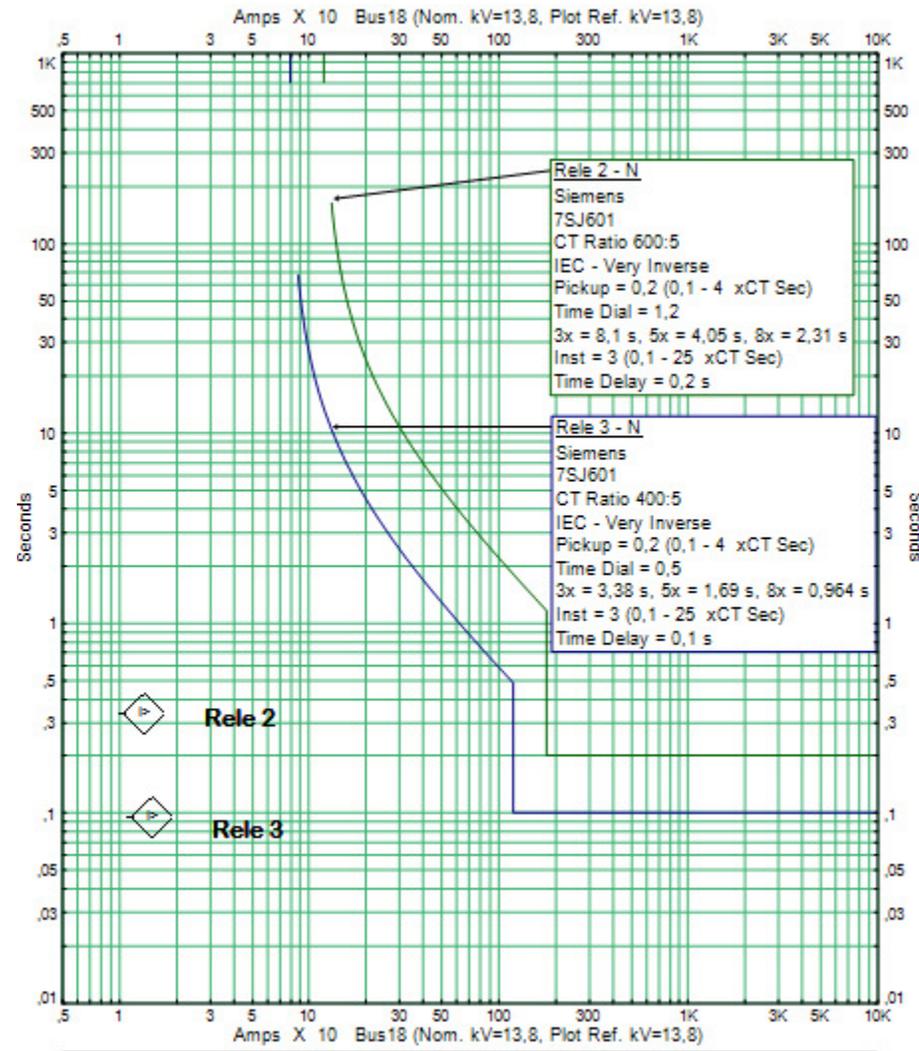


Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Para la coordinación de los elementos de tierra del relé 2 y 3 utilizamos otra estrategia de achicar la MOC del elemento del relé 2 y le damos un ajuste de tiempo más alto.

Se debe verificar que las curvas quedan separadas con un intervalo de tiempo de 0,2 s como se establecen en las referencias.

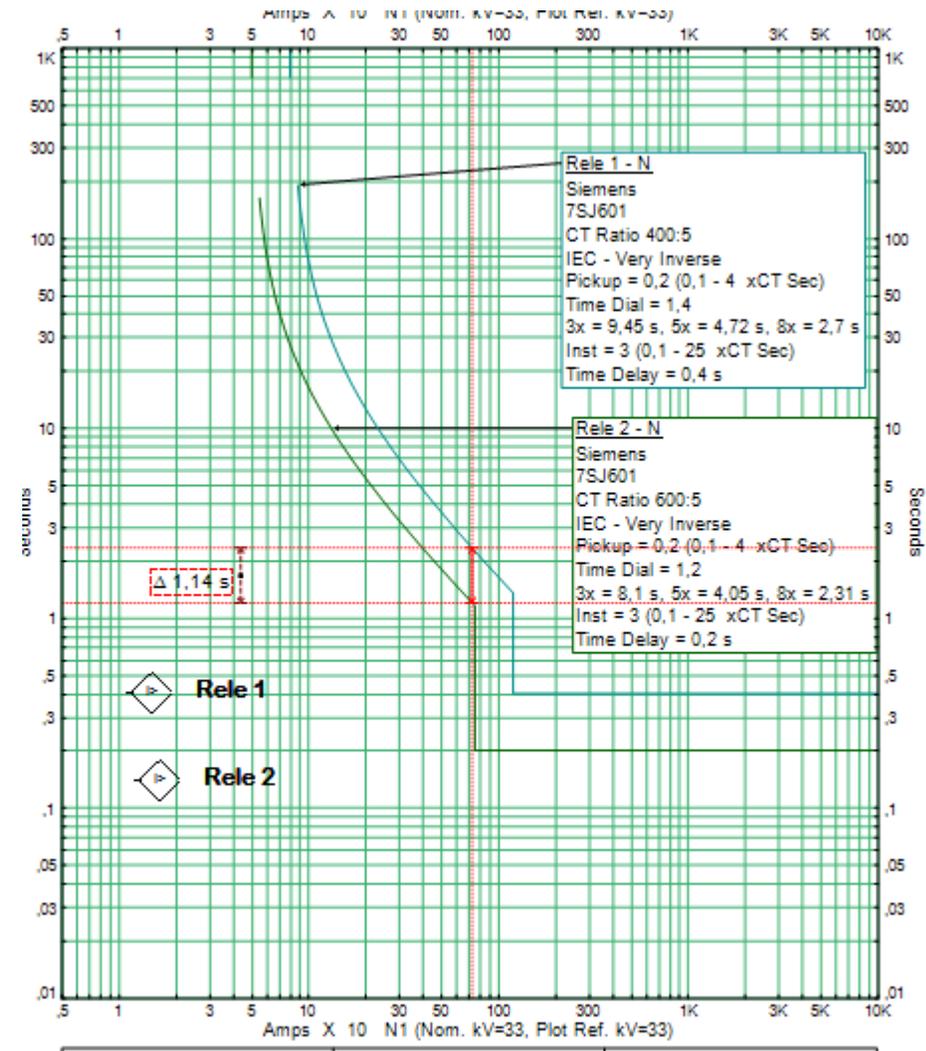
La experiencia práctica puede verificar que con 0,1 s si los relé son iguales coordinan.



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



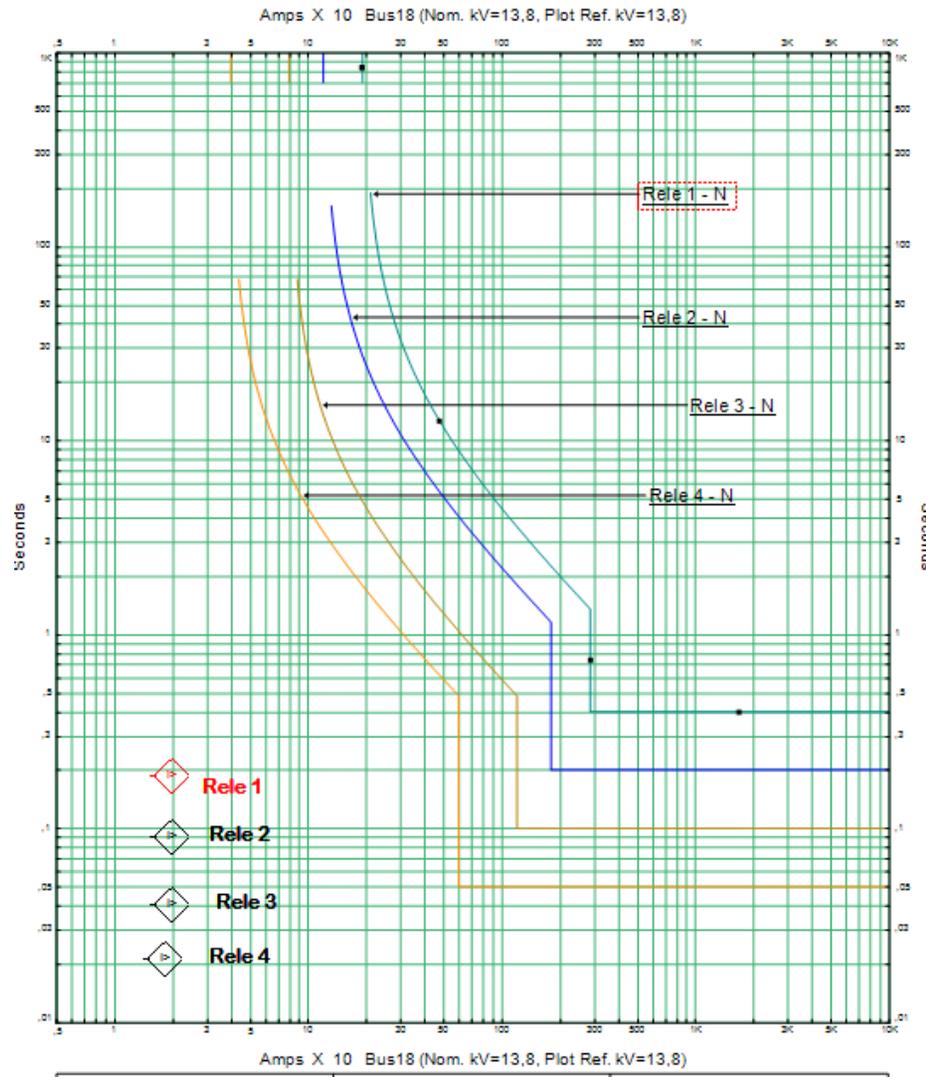
Para la coordinación de los elementos de tierra del relé 1 y 2 utilizando la potencialidad de la herramienta gráfica de ETAP, muy fácilmente podemos escalonar la curva del relé 1 y elegir un t_p que permita cumplir con el intervalo de coordinación convenientemente.



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22



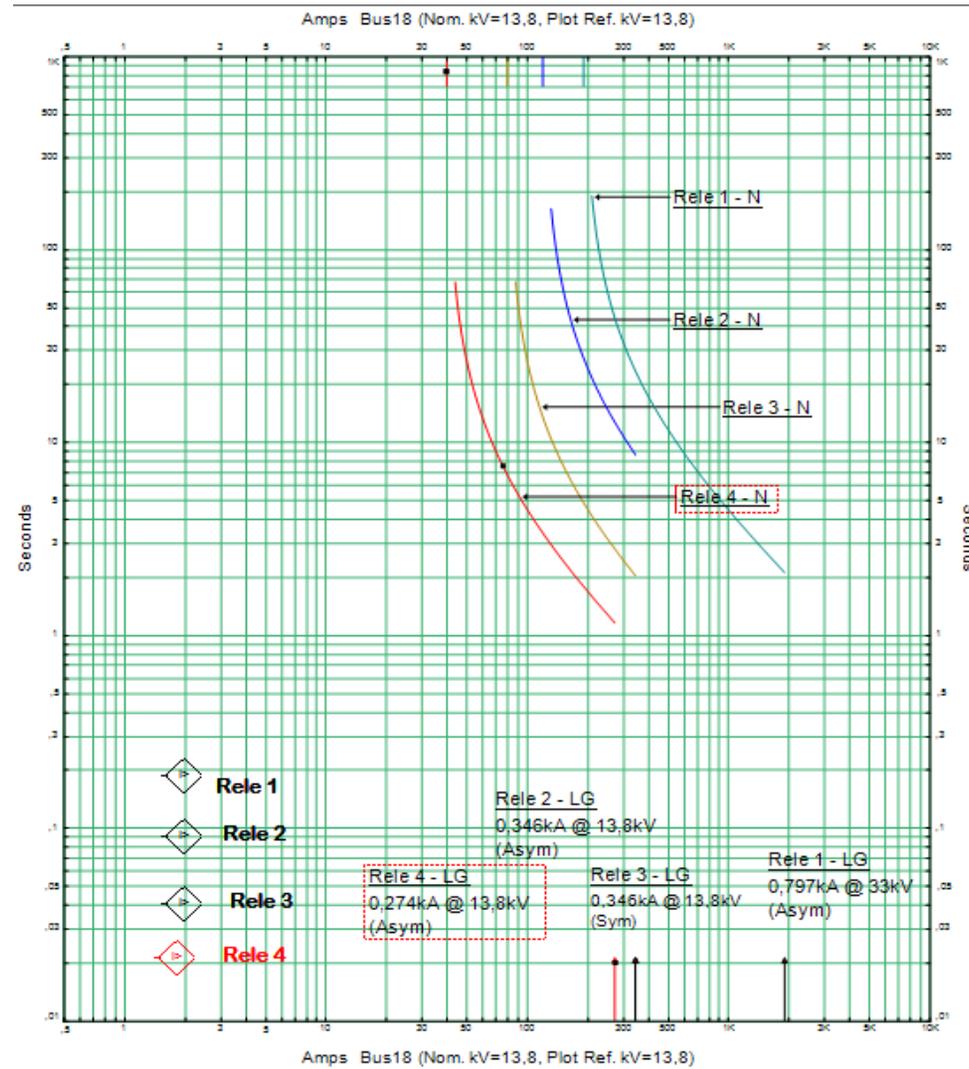
En la figura podemos ver las protecciones como están escalonadas para los elementos de tierra.



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Como podemos ver en la figura considerando las máximas corriente de cortocircuito a tierra con la opción de ETAP de corte de curvas los elementos instantáneos desde el punto de vista teórico no tendrían funcionalidad.

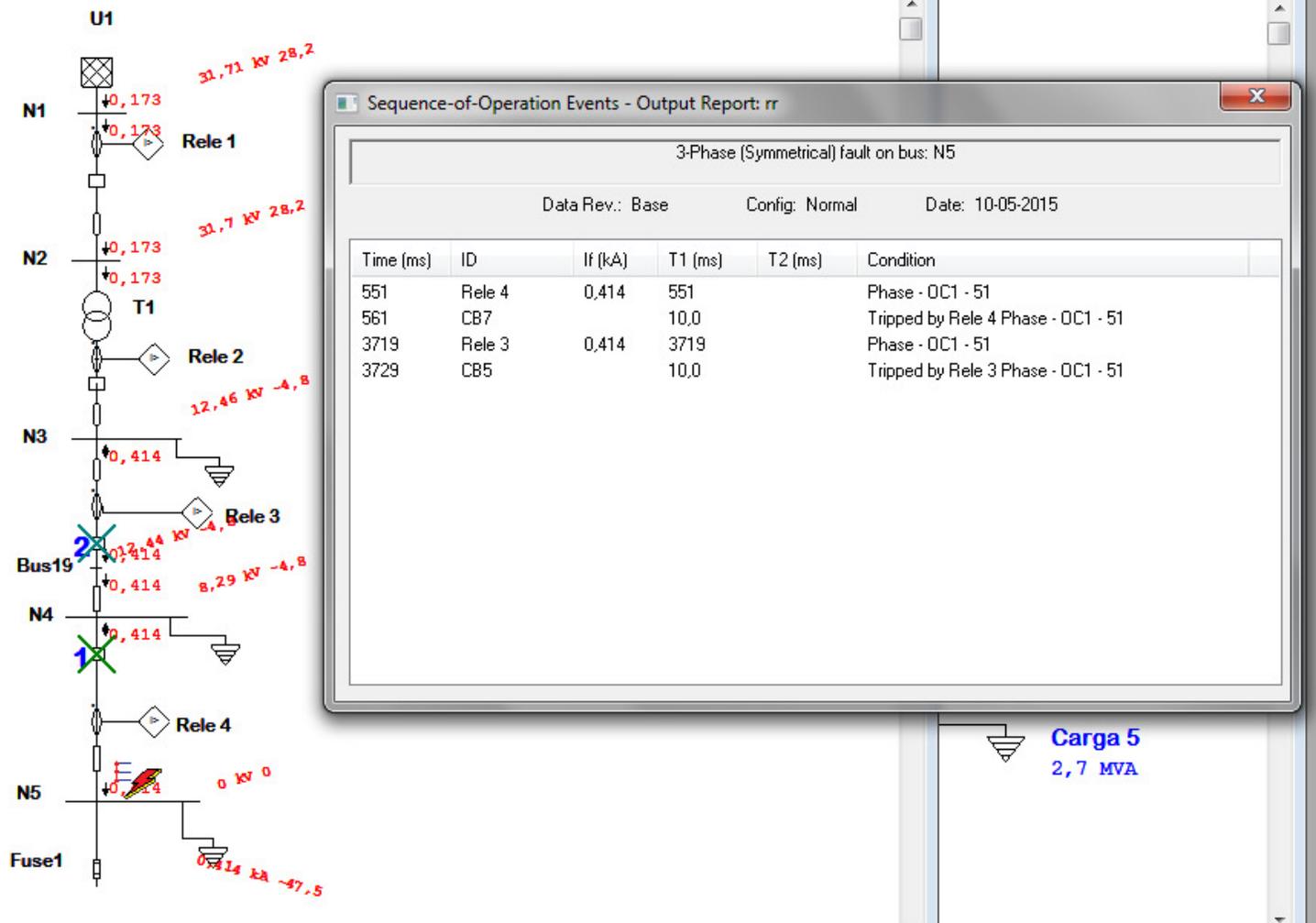
La facilidad de esta herramienta de agregar a las curvas de operación de las protecciones las corrientes de cortocircuito, implica una ventaja muy importante.



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

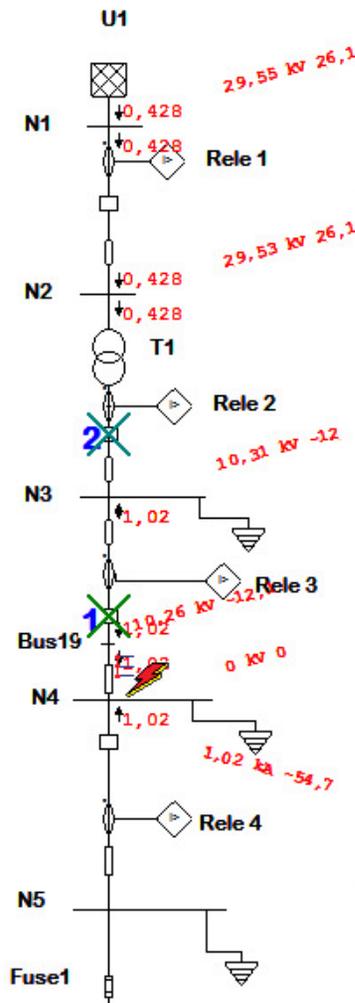


Verificación de la coordinación



Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Verificación de la coordinación



Sequence-of-Operation Events - Output Report: rr

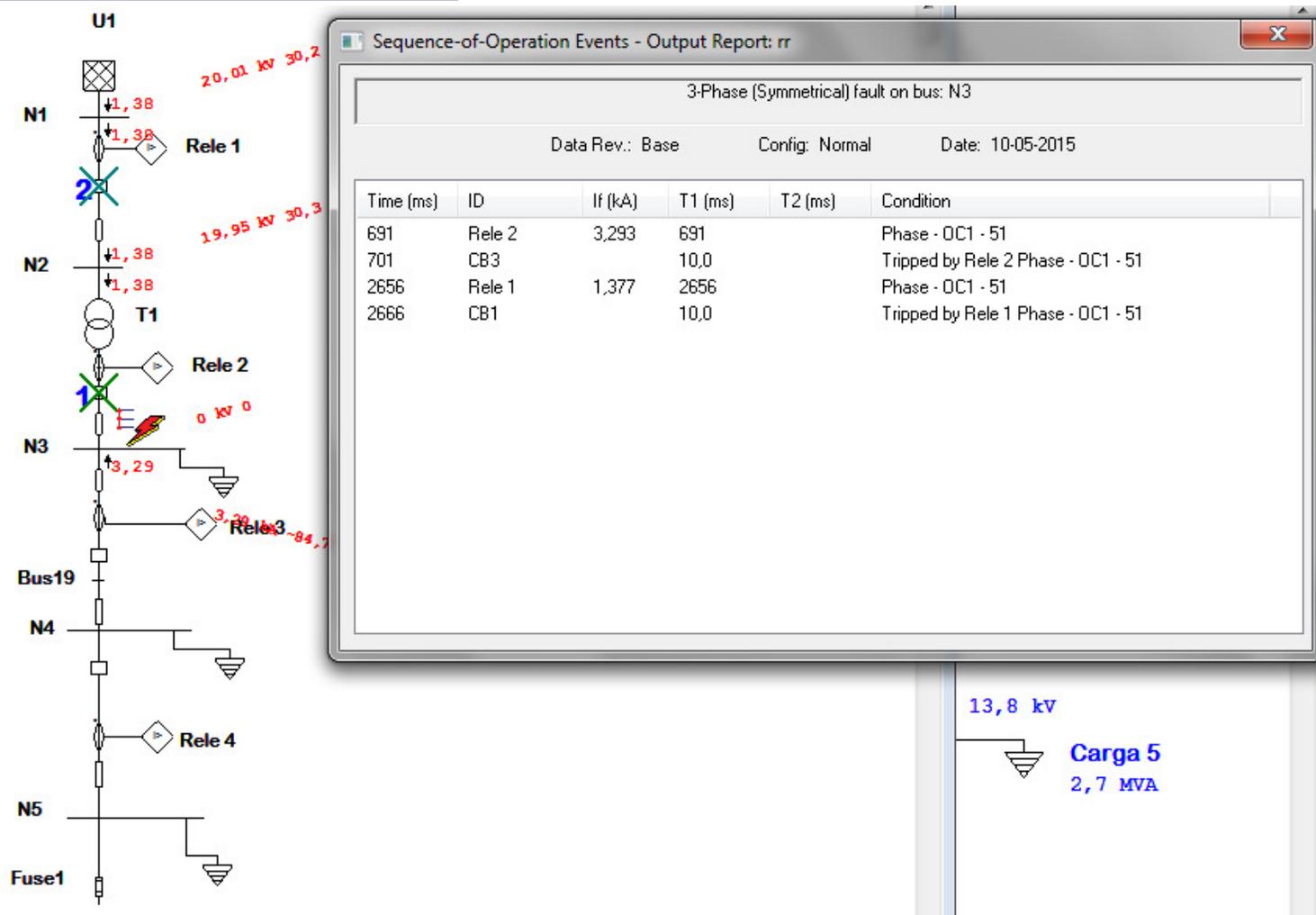
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: N4

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 10-05-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
826	Relé 3	1,025	826		Phase - OC1 - 51
836	CB5		10,0		Tripped by Relé 3 Phase - OC1 - 51
3282	Relé 2	1,025	3282		Phase - OC1 - 51
3292	CB3		10,0		Tripped by Relé 2 Phase - OC1 - 51

Ejemplo de coordinación de relés en ETAP®22

Verificación de la coordinación

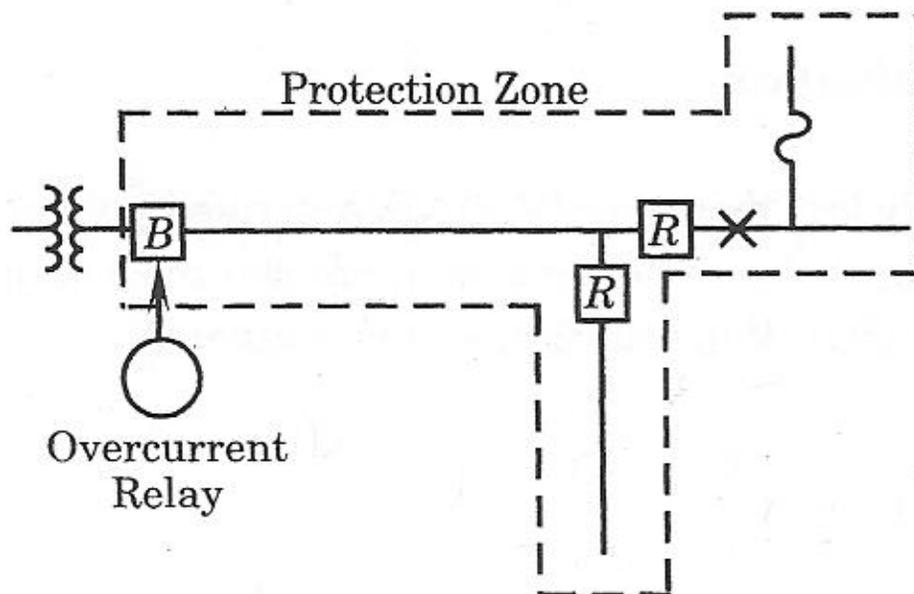


Coordinación de dispositivos de protección



Coordinación reconectador-relevador

Esta situación se puede presentar cuando a la salida de la subestación el distribuidor está protegido con un interruptor con su correspondiente relé y aguas abajo se encuentra instalado el reconectador.



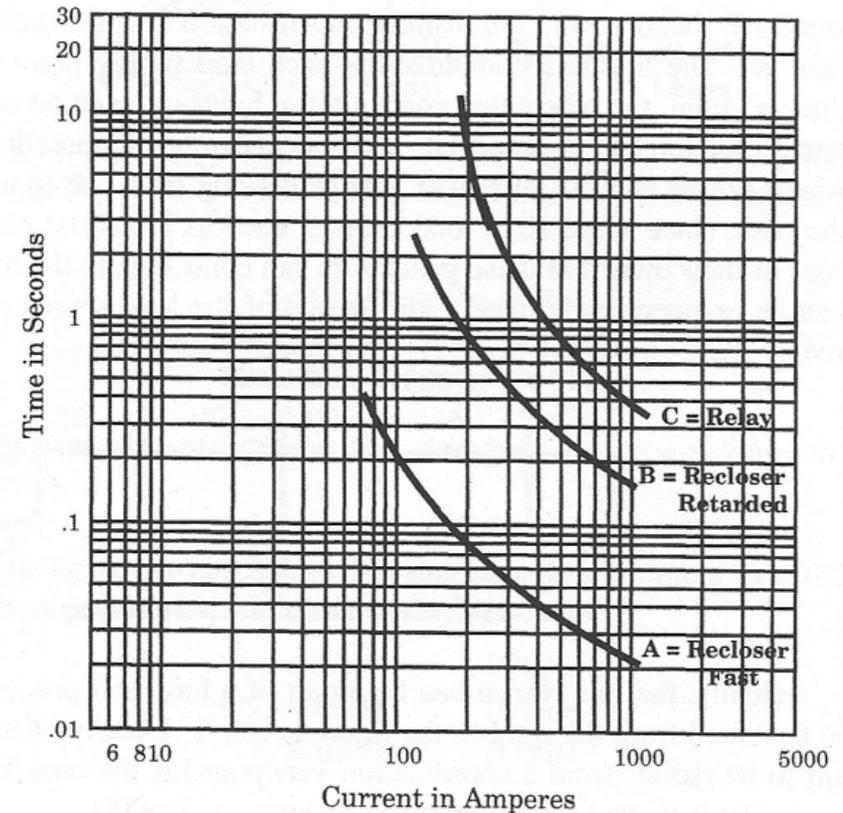
El estudio de la coordinación puede ser analizado según el tipo de relé, si es estático o electromagnético.

Coordinación de dispositivos de protección



Coordinación reconectador-relevador

Relé estático: Para coordinar este tipo de relé no es necesario considerar los fenómenos de sobregiro y de tiempo del margen de impulso. Se debe utilizar la curva del relé con los ajustes de disparo para verificar que la curva lenta del reconectador sea menor que la curva de disparo del relé. Como el relé estático tiene un rápido reset no es necesario considerar la curva de tiempo acumulada del reconectador.



Coordinación de dispositivos de protección



Coordinación reconectador-relevador

Relé electromagnético: Para coordinar estos relés se deberán tener en cuenta algunas consideraciones.

- Tiempo del margen de impulso: Cuando el relé cuenta una falla, el disco se mueve hacia la posición de disparo y este mantendrá por un corto tiempo esta posición hasta que la corriente es interrumpida por el dispositivo de protección remoto. Este movimiento adicional es denominado margen de impulso, para cada tipo de relé electromagnético se tendrán valores de tiempo definidos, que para los General Electric varían entre 0.06 y 0.03 segundos.

$$TIM = TOP - TI$$

TIM = Tiempo del margen de impulso

TOP = Tiempo de operación del relé

TI = Tiempo de impulso mínimo de la corriente de falla.

Coordinación de dispositivos de protección

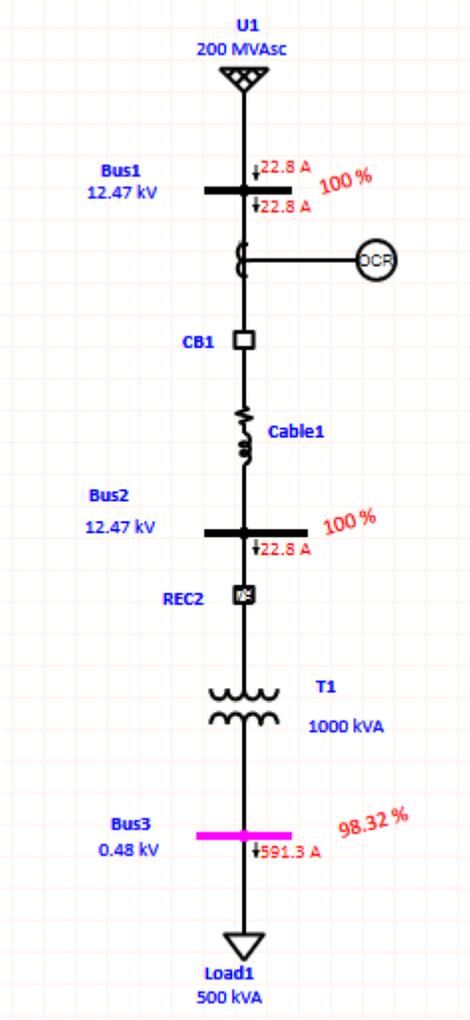
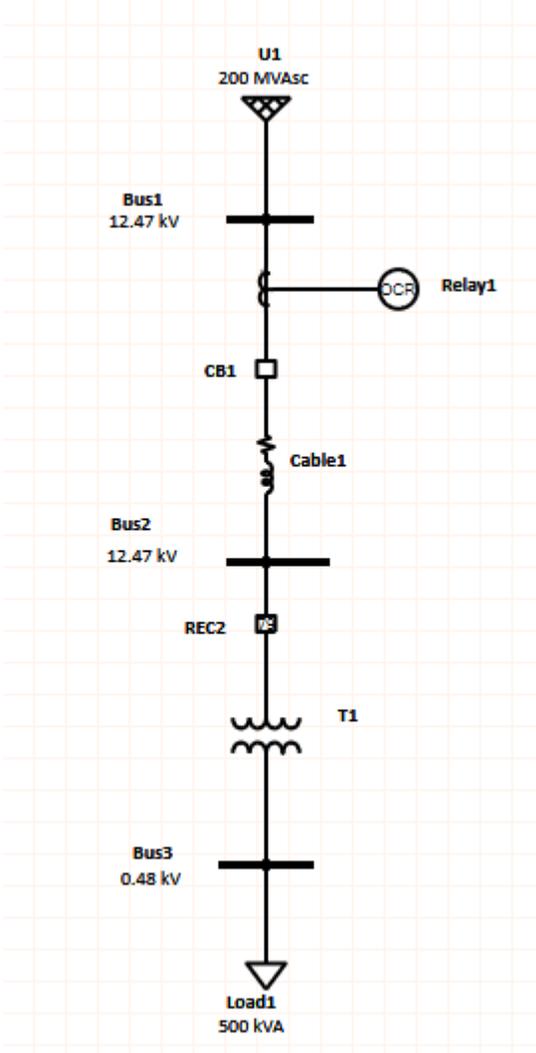


Coordinación reconectador-relevador

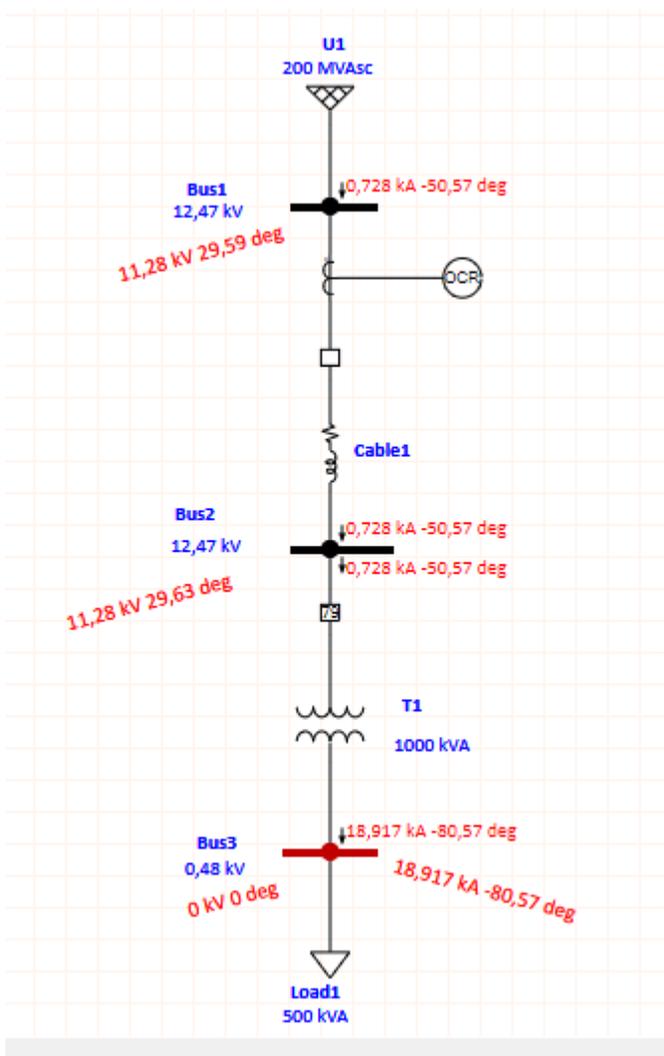
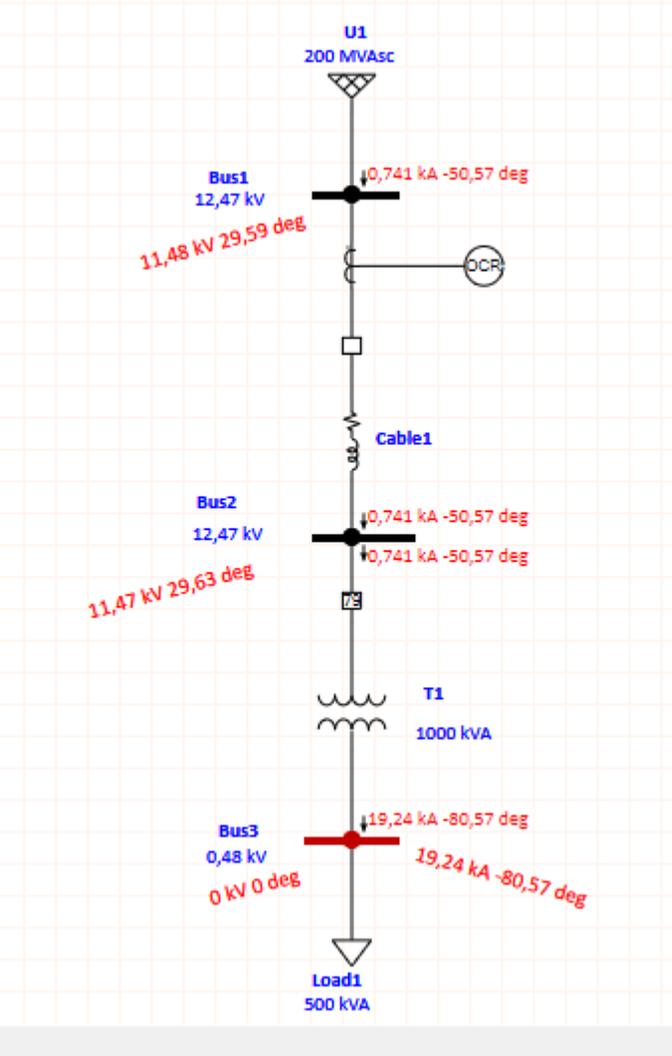
▪ Para los relés electromecánicos cuando desaparece la corriente de falla por el despeje de la protección remota, no se resetean instantáneamente lo que implica la necesidad de considerar este tiempo en la coordinación. Por lo general se tienen gráficas que representan el tiempo de reseteo en función de la posición del disco.

Se pueden utilizar métodos que permiten chequear la coordinación del relé con el reconectador. Un método conservativo consiste en adicionar 0.3 segundos a la curva del reconectador para tener en cuenta los fenómenos antes mencionados. Por último para una secuencia completa del reconectador se puede pensar en comparar la curva de sumas de tiempo del reconectador. También en este caso es un método conservador que puede dar resultados que no son realistas.

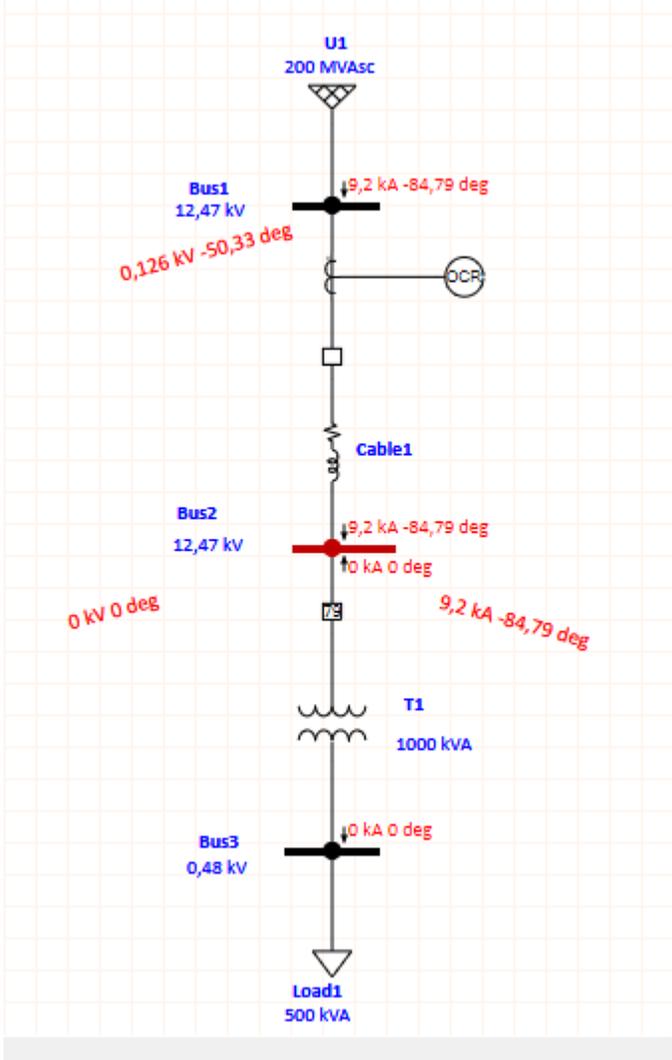
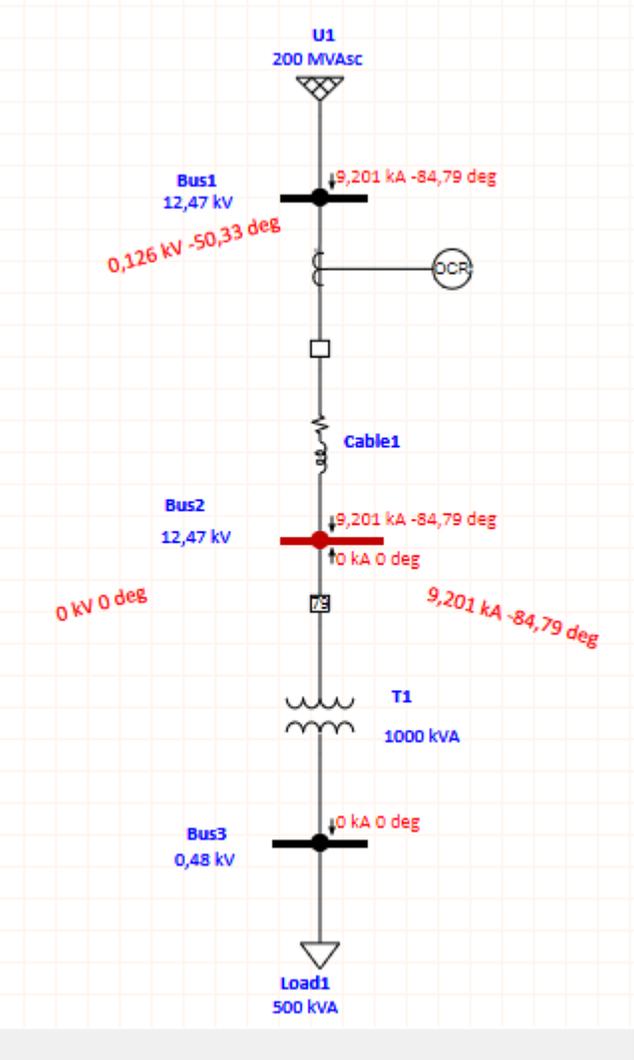
Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



The image displays two screenshots of the ETAP Overcurrent Relay Editor interface for a Cooper IM30BE relay. The left screenshot shows the 'Info' tab, and the right screenshot shows the 'Input' tab.

Left Screenshot (Info Tab):

- Cooper IM30BE
- Info: ID ; Display Tag
- Revision Data: Base
- Equipment: Tag # ; Name ; Description
- Condition: Service In Out; State

Right Screenshot (Input Tab):

Current Voltage Digital Base

Phase	Terminal	ID	Type	Prim. Amp	Sec. Amp	Σ
Ip1	Phase	CT1	Phase	50	5	<input type="checkbox"/>

Ground	Terminal	ID	Type	Prim Amp	Sec Amp
Ip1	Ground	CT1	Phase	50	5

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Overcurrent Relay Editor - Relay1

Cooper IM30BE

Output

	Output ID	Relay Element	Level
▶ 1	DO1	Any	Any

Buttons: Add, Delete

Interlock

Output: DO1

	Device Type	Device ID	Action
▶ 1	HVCB	CB1	Open

Buttons: Add, Delete

Buttons: OK, Cancel

Overcurrent Relay Editor - Relay1

Cooper IM30BE

OCR

OC Level: OC1 Enabled Integrated Curves

Block TOC by IOC & combine for this level

Library Info: Library...

Device Parameters

Selected Device ID	Type	FLA	% LRC	SF
	Induction Motor	0.00	0	0

Phase: Ground

Overcurrent

Curve Type: IEC - Very Inverse (B) Terminal: Phase

Pickup Range: 0,5 - 4 xCT Sec Multiples

Pickup: 4 Step: 0,01 Relay Amps: 20 Prim. Amps: 200

Time Dial: 4,48 Step: 0,01

Instantaneous

Pickup Range: 0,5 - 40 xCT Sec Multiples

Pickup: 40 Step: 0,1 Relay Amps: 200 Prim. Amps: 2000

Delay Range: 0,05 - 3 sec

Delay (sec): 0,05 Step: 0,01

Buttons: OK, Cancel

Ejemplo de coordinación de reconector – relevador en ETAP®22



High Voltage Circuit Breaker Editor - CB1

15 kV 5 Cy 28,9 kA 101,3 kA

Info

Rating
Reliability
Interlock
Asset/UD
Comment

Info
ID: CB1
From: Bus1 12,47 kV
To: Cable1

Revision Data
Base

Equipment
Tag #
Name
Description

Condition
Service: In Out
State: As-Built

Real Time
Status: Not Scanned
Control: Close, Open
Pin:
Alarm:

Configuration
Normal
Status: Close Open

CB1 OK Cancel

High Voltage Circuit Breaker Editor - CB1

15 kV 5 Cy 28,9 kA 101,3 kA

Rating

Reliability
Interlock
Asset/UD
Comment

Standard
 ANSI
 IEC
 IEC/IEEE

Library Info
Library...
MFR: ABB
Model: 15HKSA750

Rating

Max. kV	Cont. Amp	Standard	Cycle	CPT	Time Constant
15	1200	SYM	5	3	45
Rated Int.	Max Int.	C & L ms	C & L Peak	S Factor	% dc
28,9	37,5	60	101,3	1,1031	32,92

Application/Association
 Association
 Reverse Direction TRV

CB1 OK Cancel

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



79 Recloser - REC2

Cooper Hydraulic 12 kA @ 14.4 kV
VW <400X Coil> Three Phase

Info

Rating
Controller
Reliability
TCC kA
Model Info
Interlock
Checker
Asset/UD
Comment

Info
ID REC2

Revision Data
Base

Condition
From Bus2 12.47 kV
To T1

Service In
 Out
State As-Built

Equipment
Tag #
Name
Description

Configuration
Normal
Status Close
 Open

Real-Time Status
Status Not Scanned
Control Control (No Tag)
Close Open
Pin Alarm Alarm

REC2 OK Cancel

79 Recloser - REC2

Cooper Hydraulic 12 kA @ 14.4 kV
VW <400X Coil> Three Phase

Info
Rating
Controller
Reliability
TCC kA
Model Info
Interlock
Checker
Asset/UD
Comment

Standard ANSI
 IEC

Type Recloser - Hydraulic

Recloser & Controller Library
Library... Exclude Controller

Operation Intervals
Time Unit Interrupting Time Opening Time Release Delay CPT
Millisecond 45 2 0.5 2.5

Ratings
kV Max. Amps BIL Limit
14.4 560 110
Interrupting kA Test X/R Making kA ms Making kA Peak
12 15 18.26 30.73
ST Withstand Tkr
0 1

REC2 OK Cancel

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Recloser - REC2

Info: Cooper Hydraulic 12 kA @ 14.4 kV
Rating: VW <400X Coil> Three Phase

Controller

Controller Info: Hydraulic - Three Phase, Info..., Manufacturer: Cooper, Model: VW <400X Coil>

Operation: Sequence, Coordination

Phase Ground: Overcurrent (checked), Fast Curve: A, Delayed Curve: B, Coil: 400X, Trip Amps: 560

Sequence - REC2

Operation: Phase (2), Ground (0), Sen. Ground (0)

Operation 1st TCC: 2, 0, 0

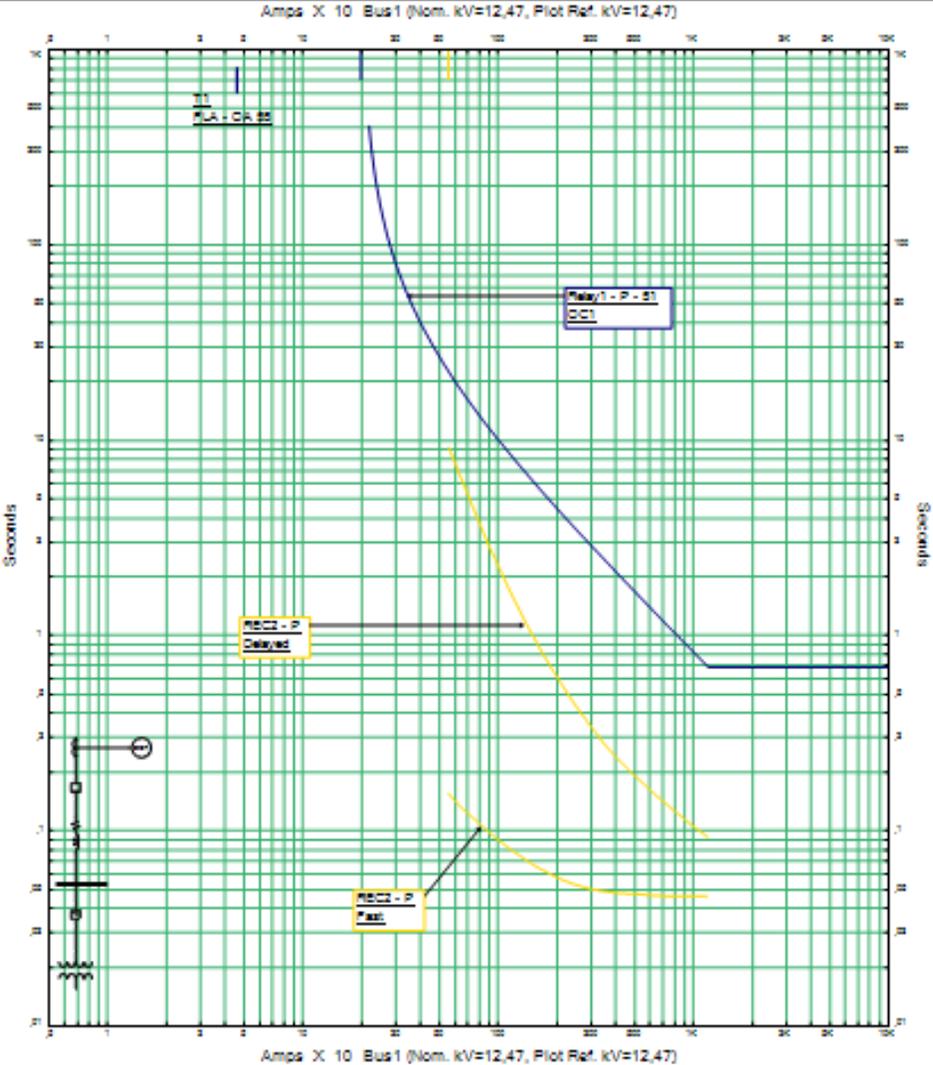
Operation to Lockout: 4, 0, 0

Duration: Reclosing Duration (sec): #1 (1), #2 (1), #3 (1)

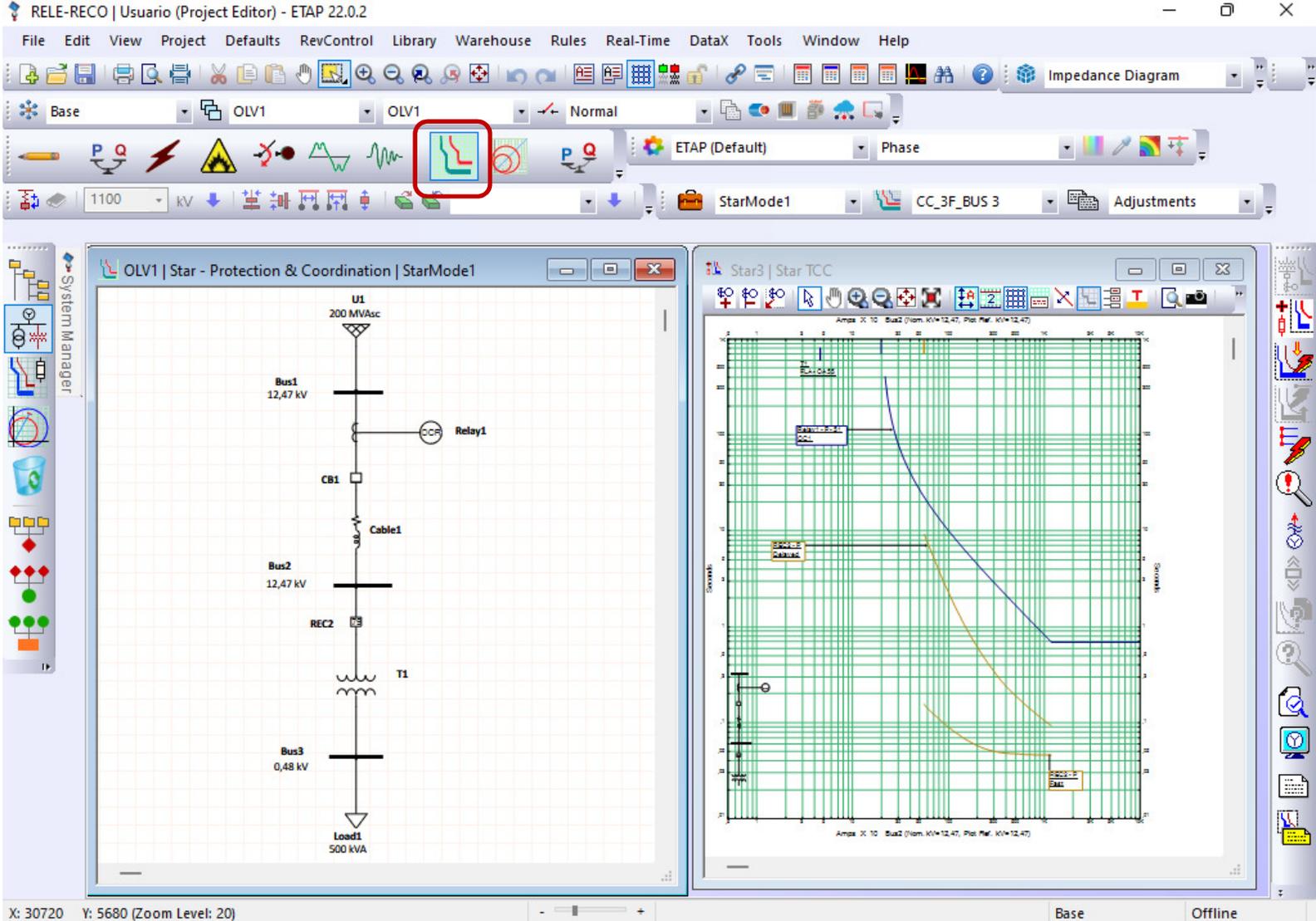
Reset Time (sec): 30

Buttons: Help, OK, Cancel

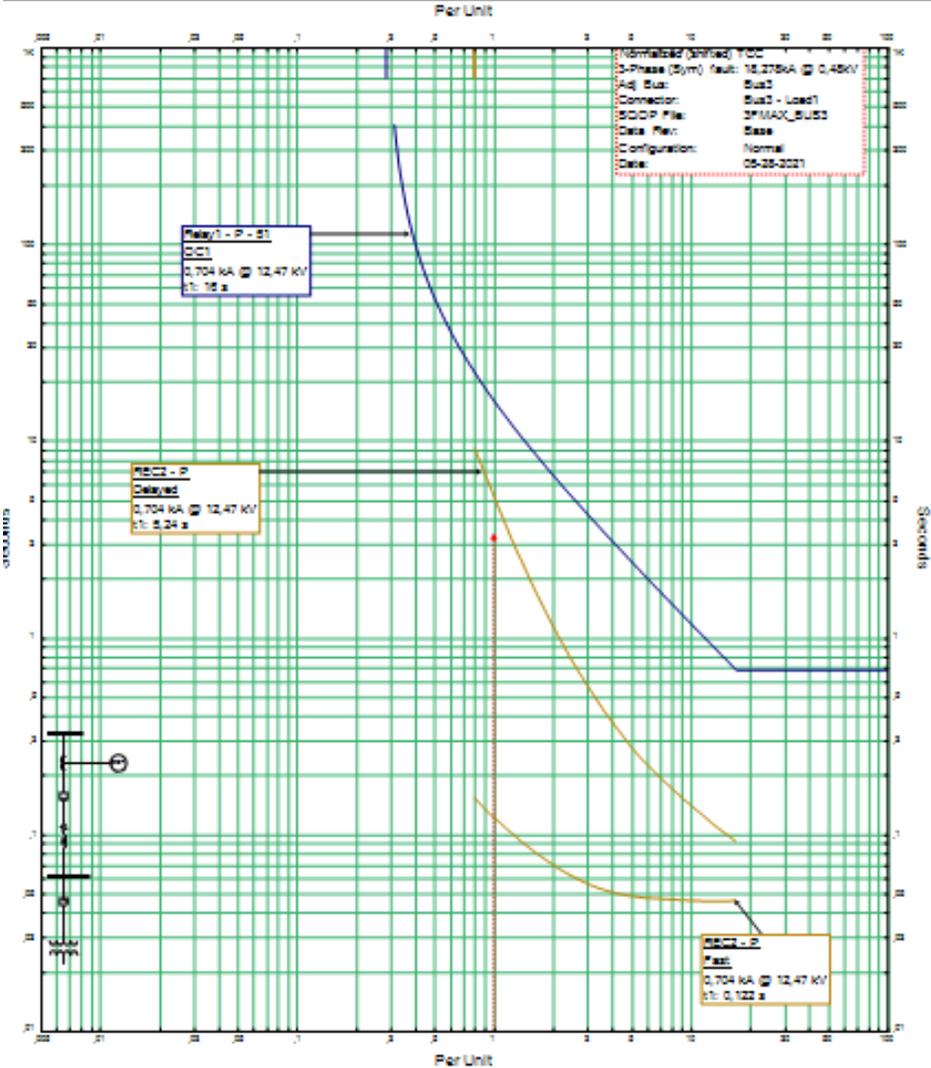
Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



RELE-RECO | Usuario (Project Editor) - ETAP 22.0.2

File Edit View Project Defaults RevControl Library Warehouse Rules Real-Time DataX Tools Window Help

Base OLV1 OLV1 Normal Impedance Diagram

1100 kV

System Manager

OLV1 | Star - Protection & Coordination | StarMode

Sequence-of-Operation Events - Output Report: CC_3F_BUS 3

Time 0,122000 1,122000 Seconds 16,098000

Display of Operated Protected Devices

Devices to Flash

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 04-08-2023

	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1	122	REC2	0,704	77,1	122	1st Operation - Phase - Fast - TOC
▶ 2	1122	REC2		1000		1st Recloser
3	1244	REC2	0,704	77,1	122	2nd Operation - Phase - Fast - TOC
4	2244	REC2		1000		2nd Recloser
5	7480	REC2	0,704	5191	5236	3rd Operation - Phase - Delayed - TOC
6	8480	REC2		1000		3rd Recloser
7	13717	REC2	0,704	5191	5236	4th Operation - Lockout - Phase - Delayed - ...
8	16015	Relay1	0,704	16015		Phase - OC1 - 51
9	16098	CB1		83,3		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Enter the number of PD to flash on OLV

Base Offline

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



RELE-RECO | Usuario (Project Editor) - ETAP 22.0.2

File Edit View Project Defaults RevControl Library Warehouse Rules Real-Time DataX Tools Window Help

Base OLV1 OLV1 Normal

Impedance Diagram

Sequence-of-Operation Events - Output Report: CC_3F_BUS 3

Time 0,896000 0,896000 Seconds 0,979000

Display of Operated Protected Devices

Devices to Flash 9

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2

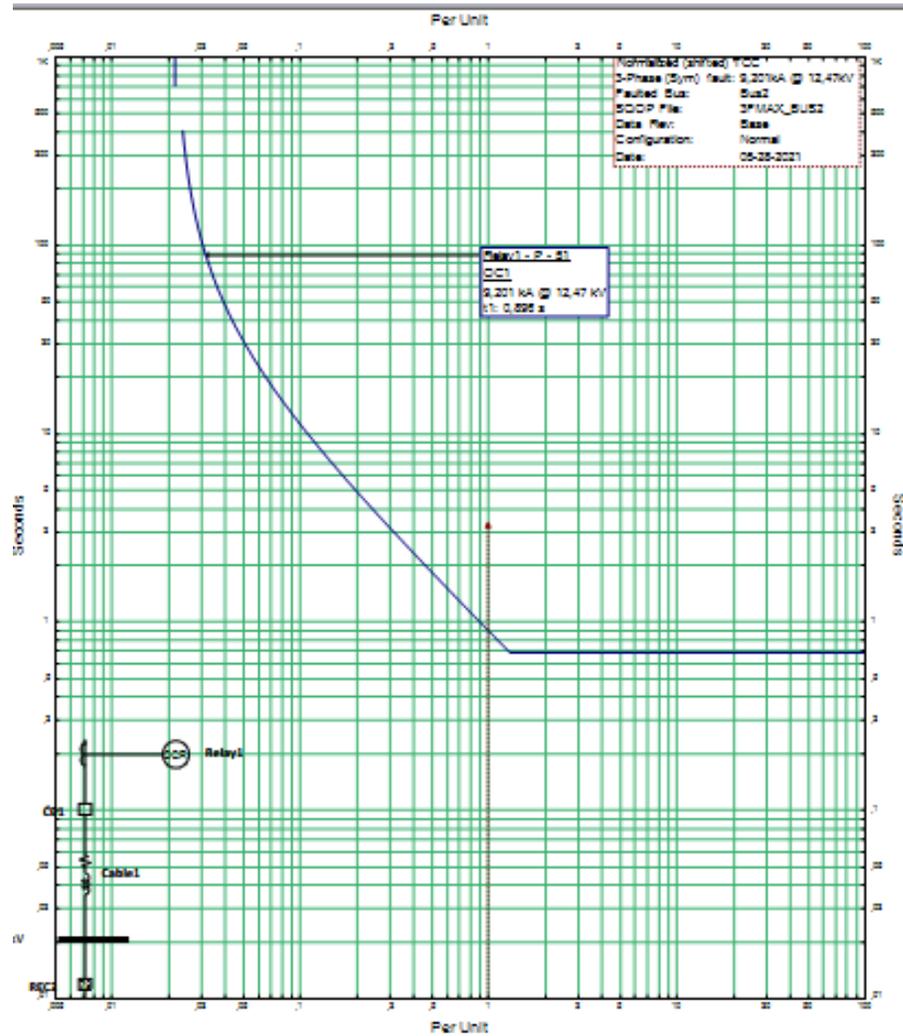
Data Rev.: Base Config: Normal Date: 04-08-2023

	Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
▶ 1	896	Relay 1	9,201	896		Phase - OC1 - 51
2	979	CB1		83,3		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Click to change display PD flashing on OLV based on slider or autorun

Base Offline

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Project:	Coordinacion de Protecciones	ETAP	Page:	1
Location:	ARGENTINA	22.0.2C	Date:	04-08-2023
Contract:	Curso de Capacitacion ETAP		SN:	DLR-RAIARG
Engineer:	Diego Moitre		Revision:	Base
Filename:	RELE-RECO	Study Case: StarModel	Config.:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Bus2**
 Nominal kV = 12.470
 Voltage c Factor = 1.00 (Minimum If)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	Ib	R1	X1	R0	X0
Bus2	Total	0.00	9.201	0.00	99.68	100.65	9.170	9.170	4.57E+000	5.01E+001	5.47E+000	5.05E+001
Bus1	Bus2	1.01	9.201	1.65	100.00	100.00	9.170	9.170	4.57E+000	5.01E+001	5.47E+000	5.05E+001
Bus3	Bus2	0.00	0.000	58.11	57.55	100.00	0.000	0.000				
U1	Bus1	100.00	9.201	100.00	100.00	100.00	9.170	9.170	4.15E+000	4.98E+001	4.15E+000	4.98E+001
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Peak Current (kA), Method C		22.971		22.895		19.893		23.044				
Breaking Current (kA, rms, symm)		9.201		9.170		7.968		9.230				
Steady State Current (kA, rms)		9.201		9.170		7.968		9.230				

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Project:	Coordinacion de Protecciones	ETAP	Page:	1
Location:	ARGENTINA	22.0.2C	Date:	04-08-2023
Contract:	Curso de Capacitacion ETAP		SN:	DLR-RAIARG
Engineer:	Diego Moitre		Revision:	Base
Filename:	RELE-RECO	Study Case: StarModel	Config.:	Normal

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I ¹ k	ip	Ik	I ¹ k	ip	Ib	Ik	I ¹ k	ip	Ib	Ik	I ¹ k	ip	Ib	Ik
Bus2	12.470	9.201	22.971	9.201	9.170	22.895	9.170	9.170	7.968	19.893	7.968	7.968	9.230	23.044	9.230	9.230

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Project:	Coordinacion de Protecciones	ETAP	Page:	3
Location:	ARGENTINA	22.0.2C	Date:	04-08-2023
Contract:	Curso de Capacitacion ETAP		SN:	DLR-RAIARG
Engineer:	Diego Moitre	Study Case: StarModel	Revision:	Base
Filename:	RELE-RECO		Config.:	Normal

Sequence-of-Operation Event Summary Report

Symmetrical 3-Phase Fault at Bus2.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
896	Relay1	9.201	896		Phase - OC1 - 51
979	CB1	-0.001	83,3		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Coordination de Protecciones-All Devices - Detail (AC, DC) - Excel

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA

General Formato condicional Insertar Dar formato como tabla Estilos de celda Estilos Celdas Modificar

A1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T		
1			Protective Device Settings																			
2																						
3		Project:	Coordinacion de Protecciones						Date:	08-04-2023												
4		Location:	ARGENTINA						Revision:	Base												
5		Contract:	Curso de Capacitacion ETAP																			
6		Filename:	D:\ETAP\WORKSHOP_2023\ETAP 143A\EJEMPLOS ETAP 143A\EJEMPLO COORDINACION RELEVADOR - RECONECTADOR\RELE-RECO.C																			
7																						
8																						
9																						
10																						
11																						
12																						
13																						
14																						
15																						
16																						
17																						
18																						
19																						
20																						
21																						
22																						
23																						
24																						

Project Info Recloser|HVCB Relay

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Coordination de Protecciones-All Devices - Detail (AC, DC) - Excel

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA

Inicio sesión

Pegar Fuente Alineación Número Estilos Celdas Modificar

A1

	Reconector ID	Adjacent Bus	Manufacturer	Model	Tag #	Max kV	Amps	Interrupting kA	Interrupting Time	M...
4	REC2	Bus2	Cooper	VW <400X Coil>		14.40	560	12	45 ms	
5	REC2	Bus2	Cooper	VW <400X Coil>		14.40	560	12	45 ms	
6	REC2	Bus2	Cooper	VW <400X Coil>		14.40	560	12	45 ms	
7	REC2	Bus2	Cooper	VW <400X Coil>		14.40	560	12	45 ms	

*Library settings have been modified.

Project Info Recloser|HVCB Relay

LISTO 64 %

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Coordination de Protecciones-All Devices - Detail (AC, DC) - Excel

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA

Portapapeles Fuente Alineación Número Estilos Celdas Modificar

Level	Trip Element	Curve	Tap (Pickup)			Alternate Trip		Time Dial		CTA Setting	MRT Setting
			Range	Setting	Primary (A)	Setting	Primary (A)	Range	Setting		
Fast	Phase	A	Hydraulic Recloser Coils	400%	560,000						
Delayed	Phase	B	Hydraulic Recloser Coils	400%	560,000						
Fast	Ground	1 (First socket)	Hydraulic Recloser Coils	5	5,000						
Delayed	Ground	1 (Second socket)	Hydraulic Recloser Coils	5	5,000						

Project Info Recloser|HVCB Relay

LISTO 64 %

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Coordination de Protecciones-All Devices - Detail (AC, DC) - Excel

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA

Portapapeles Fuente Alineación Número Estilos Celdas Modificar

A1

	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE
1	Top (Pickup)			Time Dial / Mult.		Instantaneous			Inst. Delay		Black TOC by IOC	Direction	K Multiplier	
2	Curve	Range	Setting	Primary	Range	Setting	Range	Setting	Primary	Range	Setting	Direction	Type	Range
3	IEC-Very Inverse (B)	0,5 - 4 xCTSec	4,000	200,000	0,05-30	4,400								
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
26														
27														
28														
29														
30														
31														
32														
33														
34														
35														
36														
37														
38														
39														
40														
41														
42														
43														
44														
45														
46														
47														
48														
49														
50														
51														
52														

Project Info Recloser|HVCB Relay

Ejemplo de coordinación de reconectador – relevador en ETAP®22



Microsoft Excel interface showing a spreadsheet for protection coordination. The title bar reads "Coordinación de Protecciones-All Devices - Detail (AC, DC) - Excel". The ribbon includes "ARCHIVO", "INICIO", "INSERTAR", "DISEÑO DE PÁGINA", "FÓRMULAS", "DATOS", "REVISAR", and "VISTA".

The spreadsheet data is as follows:

Intensidad	Primary	Int. Delay	Block TOC by 100	Direction	K Multiplier	Preloading	Device Parameters	Fault Current (kA)	Base kV
Setting	Range	Setting	Setting	Direction	Type	Setting	LA/AMP, XLRG, SF	0.3 ph, Sym. (Calc.)	12,470

The bottom status bar shows "Project Info", "Recloser|HVCB", and "Relay".