



## **FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M. DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

### **A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS**

**L**as autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el periodo de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

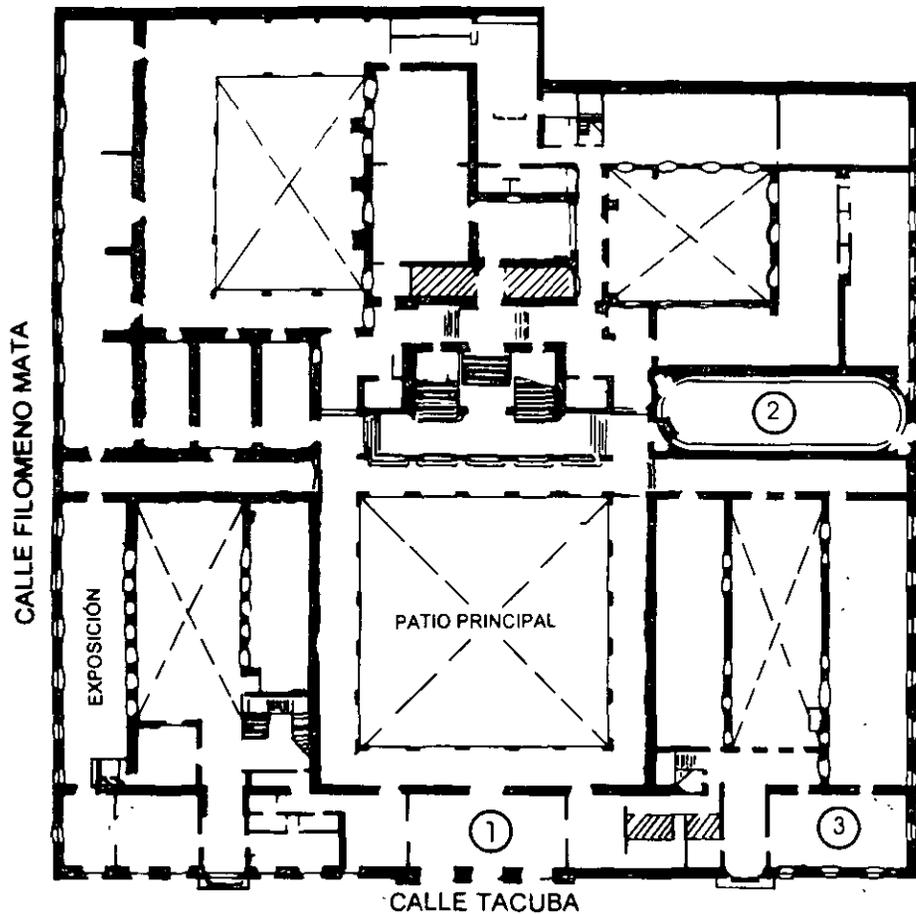
Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores imparten sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

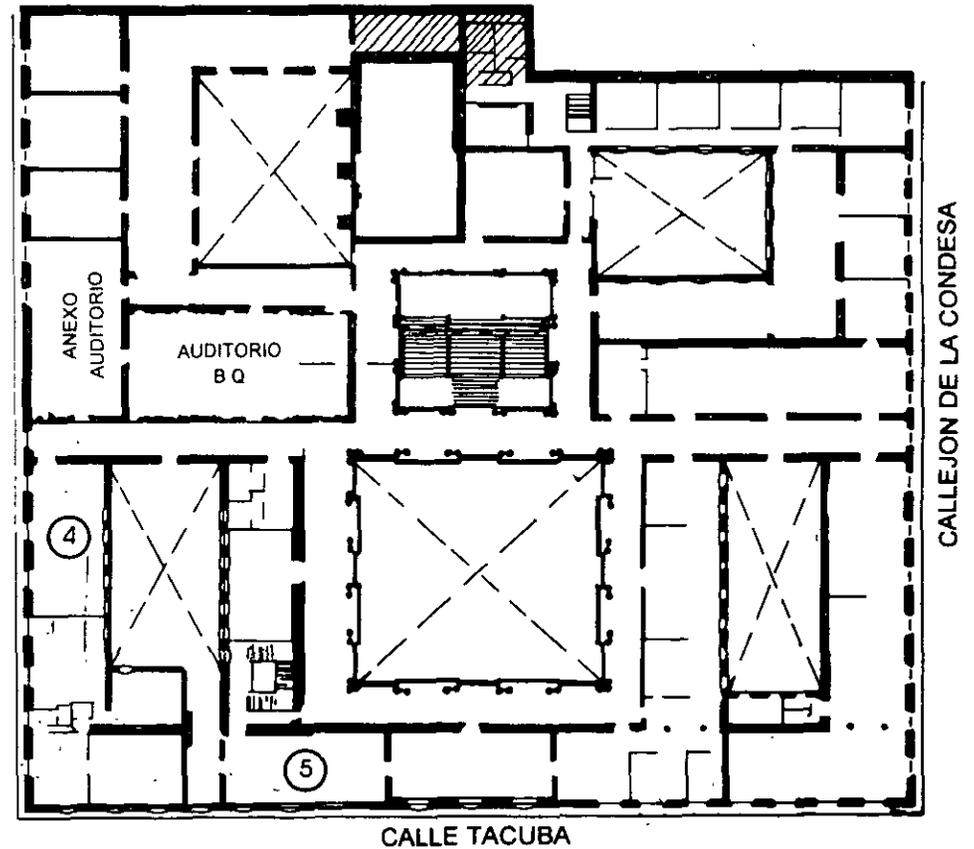
**Atentamente**

**División de Educación Continua.**

# PALACIO DE MINERIA

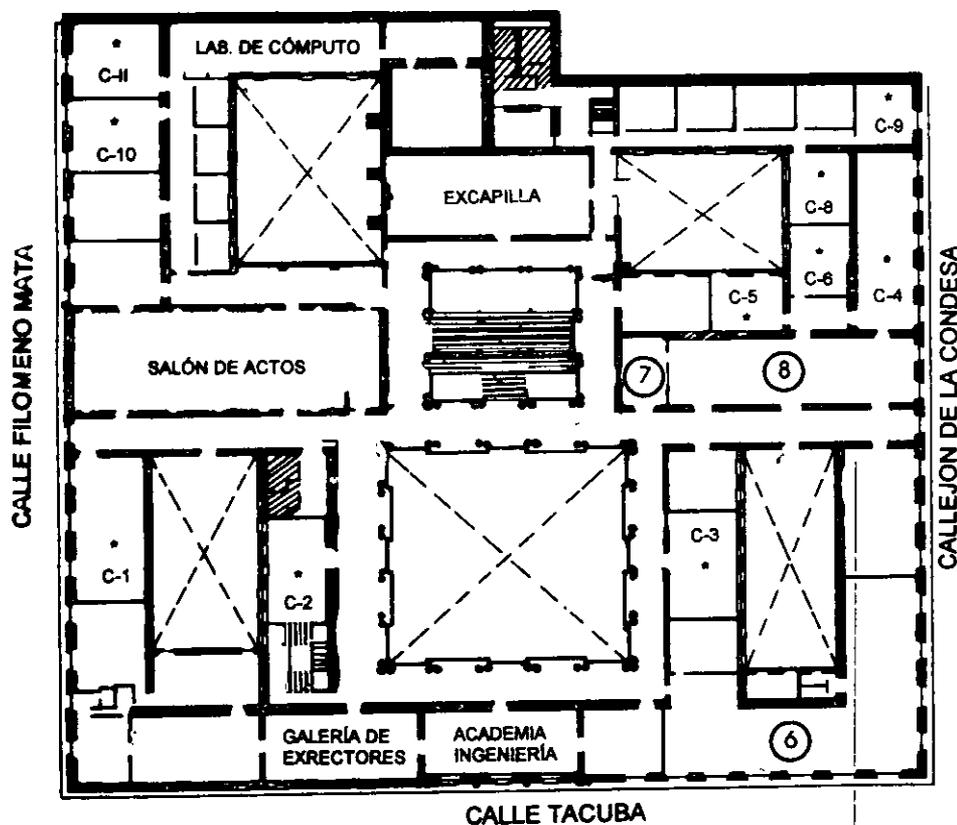


**PLANTA BAJA**



**MEZZANINNE**

# PALACIO DE MINERÍA



## GUÍA DE LOCALIZACIÓN

1. ACCESO
2. BIBLIOTECA HISTÓRICA
3. LIBRERÍA UNAM
4. CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN "ING. BRUNO MASCANZONI"
5. PROGRAMA DE APOYO A LA TITULACIÓN
6. OFICINAS GENERALES
7. ENTREGA DE MATERIAL Y CONTROL DE ASISTENCIA
8. SALA DE DESCANSO

SANITARIOS

\* AULAS

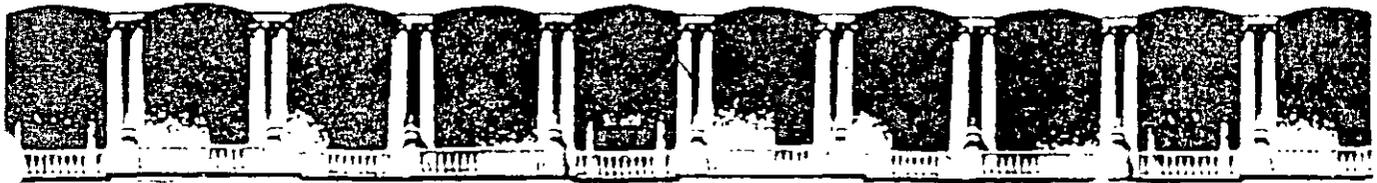
**1er. PISO**



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.  
CURSOS ABIERTOS

DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001**

## **CURSOS ABIERTOS**

# **DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

## **MODULO: SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA II**

### **TEMA**

### **ASPECTOS FILOSOFICOS**

**EXPOSITOR. ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2001.**

#### ASPECTOS FILOSOFICOS:

La coordinación de dispositivos de protección es un compromiso entre dos conceptos mutuamente inclusivos, pero que suelen contradecirse: máxima continuidad del servicio y máximo nivel de protección. En la mayoría de los casos, el concepto de máxima protección o protección óptima se interpreta como *coordinación selectiva*: para librar un corto-circuito, sólo operará el dispositivo de protección más cercano a la falla; el resto sólo ejercerá acción de respaldo.

La *coordinación* de dispositivos de protección - acto mediante el cual se logrará el balance entre las necesidades de dar continuidad al servicio y la de proteger - se logra y se mantiene como resultado de ejecutar los siguientes pasos:

- 1: Preparar el diagrama unifilar del sistema que se va a coordinar. El *unifilar*, a secas, sirve como registro de información pertinente a: la topología del sistema, relés, interruptores, fusibles, transformadores de corriente, equipo eléctrico diverso y, al mismo tiempo, - provee con un medio conveniente de visualización de la relación o interdependencia entre los dispositivos de protección. Nada impide, además, consignar en el diagrama información cuantitativa (ver figura 8.1)
- 2: Enseguida, se deberá proceder a la recopilación de las impedancias y de las capacidades nominales (de placa) del equipo que contribuye o influencia el flujo de la corriente de corto-circuito: máquinas rotatorias, transformadores, cables, reactores, equipo de puesta a tierra, etcétera. Esta información, con el *unifilar* a la vista, será la que se procese, manual o digitalmente, para obtener las corrientes y los voltajes de falla mínimos y máximos, en cualquier punto del sistema.
- 3: De cualquier manera, medidos o calculados, deben conocerse los flujos de carga del sistema en condiciones normales de operación. Las corrientes máximas de carga, junto con las máximas de falla, determinarán los límites bajo y alto de la sensibilidad de los dispositivos de protección.

Para estrechar esta zona de operación, de tal manera que refleje - los requerimientos de máxima protección con continuidad del servicio, es necesario conocer los límites diversos de los elementos de la red, que pudieran tocarse o rebasarse bajo circunstancias especiales. Como ejemplos se citan los siguientes:

- Lo que requiere el cumplimiento de las Normas para cables, motores, transformadores, reactores, etcétera.
  - Las corrientes de arranque y los tiempos de aceleración de los motores de gran capacidad, que pudieran afectar la selección del tipo y los ajustes del elemento de protección.
  - Los límites térmicos del equipo eléctrico diverso.
- 4: Luego procede la recopilación de las curvas características tiempo-corriente de todos los elementos de protección que van a ser *coor-*

dinados. Si la tarea se hace a mano o mediante una computadora, las curvas, de cualquier modo, serán presentadas en papel o gráficas - con escalas log-log.

- 5: El procesamiento de la información o la mecánica de la coordinación, dará como resultado una memoria técnica cuya culminación es: *un grado aceptable de coordinación entre todos los elementos de protección del sistema.*
- 6: Los aspectos teóricos del análisis, deben ser hechos realidad por la vía de la instalación y/o ajuste de los dispositivos de protección - en el campo.
- 7: Finalmente, la *coordinación* así lograda, debe ser preservada mediante revisiones periódicas o modificaciones, para dar de alta los cambios en la topología del sistema. Por cierto, sobre el período óptimo de mantenimiento se ha suscitado una controversia muy interesante que incluye - con argumentos justificados - las posiciones extremas, a saber: mantenimiento muy frecuente, lo menos frecuente posible. El segundo aporta una estadística interesante; en su mayoría, los grandes disturbios han ocurrido como consecuencia de fallas y/o omisiones del personal de mantenimiento.

En el caso de que la *coordinación* sea digital, v.gr. mediante el #PRODIGIO, el cálculo interactivo (diálogo usuario-máquina) permitirá la homologación sucesiva de las curvas características de diversos elementos de protección, que terminará cuando, al ser observadas al mismo tiempo en el papel logarítmico, las curvas ni se crucen ni se traslapen y cuando exista suficiente - espacio o claro entre ellas, dentro de una banda pre-establecida.

#### RESUMEN DE CRITERIOS COORDINACION:

*Evolución de la filosofía básica:*

• Dispositivo de protección con transformador:

Independientemente del tipo de elemento de protección aplicado, éste debe permitir que la corriente de carga plena del transformador fluya continuamente, sin que ocurra algún disparo.

En la *figura 8.2*, la corriente nominal del transformador tomado como ejemplo (1804.22 amps), se ubica en la región de los tiempos largos de la - gráfica log-log. De hecho, tal valor establece un límite debajo del cual el elemento de protección de sobrecorriente, ubicado en el lado de alta tensión, no debe operar.

Otro límite bajo es la corriente de magnetización, la cual debe poder pasar sin problemas, para poder energizar el banco. Por ejemplo, dependiendo de la marca, se debe seleccionar un fusible que no opere ni sufra menoscabo en sus características, si la corriente de magnetización (*inrush*) se multiplica por 8.0 y se integra desde 0.0 hasta 0.1 segundos. Estos dos puntos definen la curva limitante debajo de la cual ningún elemento - de protección debe operar.

**Coordinación de Protecciones:**

**Cálculo de Fallas:**

**LECTURA COMPLEMENTARIA:**

**Transformadores:**

**Marcas notables en la gráfica de coordinación:**

(1):

El artículo 450-3 de *NEC* trata de la protección de transformadores. La tabla que aparece enseguida es un resumen de los requerimientos del Código, y no toma en cuenta las variadas excepciones que deberán ser consultadas dado el caso. Así:

Siempre que se aplique un dispositivo de protección a un transformador, éste debe permitir, cuando menos, el flujo de la corriente de carga plena del aparato sin disparar. La corriente de carga plena aparecerá en la región de los tiempos largos de la gráfica *log-log* como un límite inferior.

Tabla 1. Ajustes Máximos Permitidos de la Protección de Sobrecorriente.  
Valores nominales Maximos Permitidos de los Dispositivos de Protección  
(ref: NEC-1975, articulo 450) (8827)

Lado Primario				Lado Secundario		
				mayor a 600		600 o menos
Impedancia	Volts	Interruptor	Fusible	Interruptor	Fusible	Interruptor o fusible
Todos	Mayor a 600 V	$\leq 3X$	$\leq 1.5X$	--	--	--
No mas de 6%		$\leq 6X$	$\leq 3X$	$\leq 3X$	$\leq 1.5X$	$\leq 2.5X$
De 6-10%		$\leq 4X$	$\leq 2X$	$\leq 2.5X$	$\leq 1.25X$	$\leq 2.5X$
Todos	600 V o menos	$\leq 1.25X$	$\leq 1.25X$			ninguno
		$\leq 2.5X$	$\leq 2.5X$			$\leq 1.25X$
No mas de 6%		$\leq 6X$	$\leq 6X$			(*)PTI
De 6-10%		$\leq 4X$	$\leq 4X$			

(\*) La Protección Térmica Integrada debe abrir el lado primario del Transformador.

Para ubicar el límite alto, existen un buen número de factores que deben ser considerados.

(2):

Otro límite bajo corresponde a la corriente de *inrush* que debe poder pasar - para permitir la energización del banco. En la gráfica *log-log* aparece como un punto.

Si la subestación unitaria tiene fusible en el lado primario, esta condición límite debe ser incluida al seleccionar el fusible, de tal manera que éste no opere ni sufra daño en presencia de una corriente de *inrush*, cuyo efecto *timepo-corriente* integrado equivale a 8 veces la corriente nominal multipli cada por 0.1 segundos.

Lo mismo, si se trata de un relé, el elemento instantáneo no debe disparar - en respuesta a esa corriente. La Tabla 2 es un sumario de este concepto.

Tabla 2. Punto Correspondiente a la Corriente de Magnetización:

Capacidad	Inrush	Duración
< 3 MVA	$8xI_{FL}$	0.1 seg
> 3 MVA	$12xI_{FL}$	0.1 seg

(3):

Otro punto interesante es el que especifica que el transformador debe soportar, sin daño, durante un intervalo de tiempo determinado, un corto circuito en la terminal de algún devanado o algunos devanados. El intervalo está relacionado con el porciento de impedancia del aparato.

La siguiente gráfica relaciona las tres cantidades que permiten ubicar parcialmente el punto *ANSI* en la gráfica de coordinación. En la figura se pueden relacionar, por ejemplo, los múltiplos de *I<sub>fl</sub>* (*Corriente de carga plena*) con el tiempo que el aparato debe soportar esa corriente. Lo que aparece en la escala de *Múltiplos de I<sub>fl</sub>*, es el recíproco de la impedancia en pu., referido a su propia base —dicho de otro modo, la escala da el valor máximo posible de la falla trifásica ocurrida en el devanado secundario.

La parte final del cálculo de esta corriente consiste en determinar el multi plicador que deberá aplicarse, dependiendo de la conexión del transformador.

La figura 2 define los factores, y su uso se ejemplifica en la página que - sigue. Anticipando la interpretación se puede decir, por ejemplo, que si el transformador tiene el devanado primario conectado en *delta* y el secundario en *estrella*, entonces, la corriente que se obtiene de multiplicar *I<sub>NOM</sub>* por el recíproco de la impedancia del aparato, debe ser multiplicada, a su vez, por 0.58.

Si la característica del dispositivo primario de protección está ubicado a la izquierda y abajo de este punto en la gráfica de coordinación, esto -- querrá decir que el elemento operará para proteger al transformador si ocurre una falla de fase a tierra en el lado secundario, si no es removida por algún interruptor secundario.

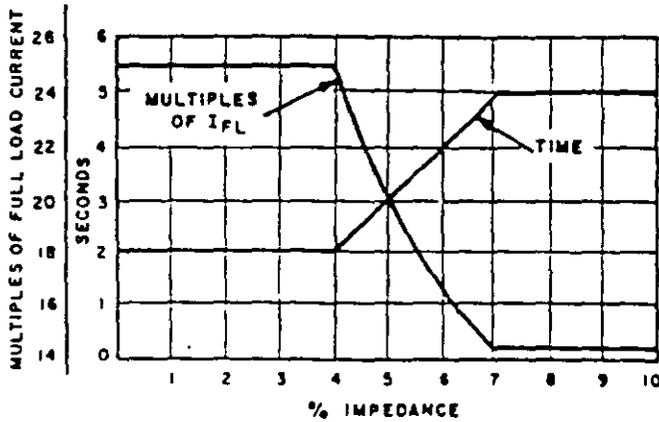


Figure 3. American National Standard Point (5061)

WINDING CONN	FACTOR (F)	WINDING CONN	FACTOR (F)
P. S. 	L-L 0.87	P. S. 	L-L 0.87
	L-G 0.58		L-L 0.87
	L-L 0.87		L-L 0.87
	L-L 0.87		L-L 0.87

Figure 4. ANSI Factors For Transformer Winding Connections (5062)

Ejemplo: Transformador de 1500 KVA, %Z=5.75, 13800/480 Volts.

Conexión Delta-Estrella: neutro sólido a tierra

$$\begin{aligned} \text{ANSI point} &= 1805 \times (1/.0575) \\ &= 18,208 \text{ amps durante } 3.75 \text{ segundos} \end{aligned}$$

*PREGUNTA:*

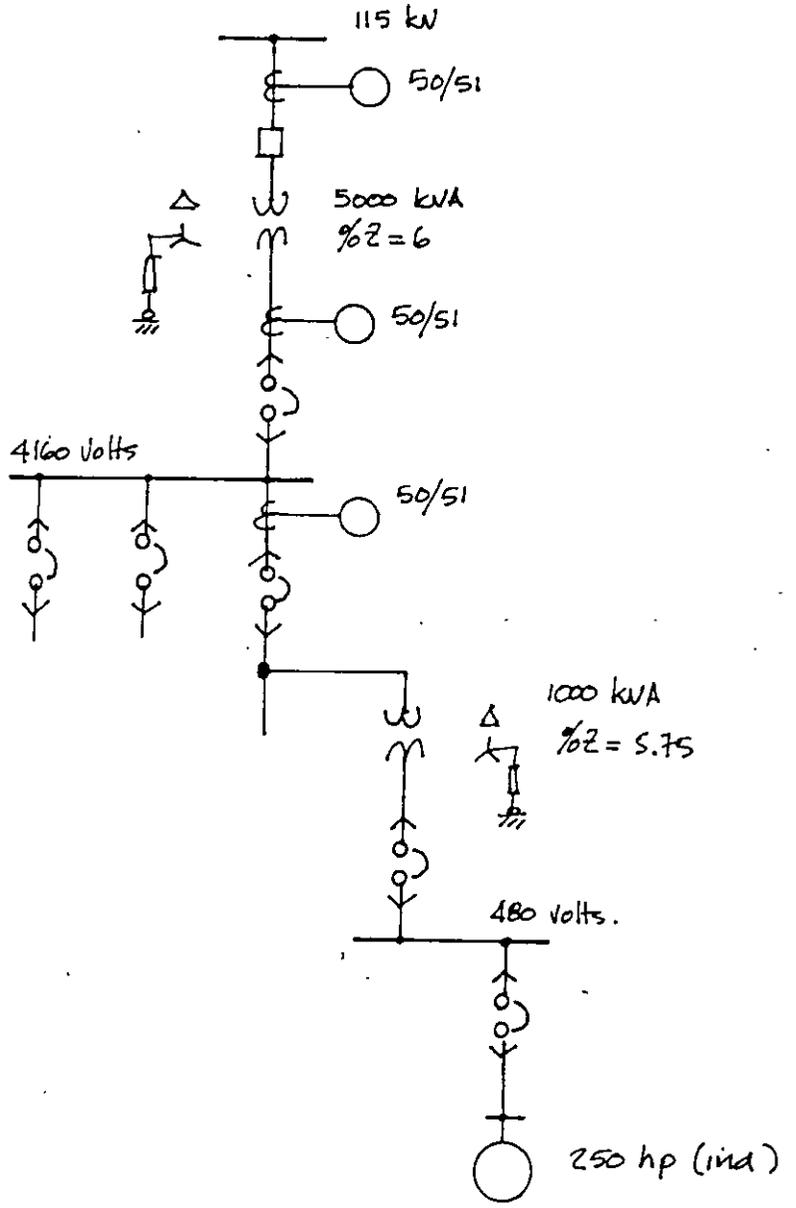
- (1): Tomando como referencia el diagrama unifilar, seleccionar *TC's*, relés e interruptores de baja tensión, para satisfacer las condiciones normales de operación.
- (2): Si la potencia de corto circuito en el bus de 115 kV es de 1200 MVA, se pide coordinar las protecciones y elaborar la *gráfica de coordinación* - que permita la visualización.

El motor de 250 hp, tarda 3.5 segundos en arrancar y la corriente máxima es de 5.6 veces la  $I_n$ .

---

Lectura recomendada: *BUFF BOOK: IEEE Recommended Practice For Protection & Coordination of Industrial & Commercial Power Systems.*

---



• Coordinación de una subestación unitaria:

La figura 8.3 avanza en la introducción de conceptos; ahora, se ilustran los criterios de coordinación entre dos interruptores de baja tensión y un relé de sobrecorriente, localizados en una porción del diagrama unifilar de la figura 8.1. Los conceptos aplicados para la coordinación se resumen enseguida:

- De acuerdo con la Norma NEC,<sup>(\*)</sup> el relé está ajustado de tal modo que deja pasar, sin operar, una corriente igual a 6 veces la nominal - del transformador (la norma admite un ajuste puesto para operar con una corriente no mayor a 6 veces In).
- Otro punto de interés se refiere a lo siguiente: *se requiere que un transformador sea capaz de soportar sin daño, durante un intervalo de tiempo especificado, un corto-circuito en las terminales de cualquier de sus devanados. El intervalo de tiempo especificado, dependerá del valor de la impedancia del transformador. En la figura se denomina como punto ASA y representa el 58% de la falla trifásica - soldada, valor que equivaldría a una falla monofásica en una de las terminales del devanado de baja tensión.*
- Por lo que se refiere a los interruptores de baja tensión, en la - figura 8.3 se muestran dos:
  - uno de 400 amperes para el alimentador radial con:
    - pickup de 110%,
    - la curva compuesta de operación consiste de:
      - una curva característica de tiempo largo (estándar NEMA)
      - una característica instantánea con pickup igual a --  
 $12 \times 400 = 4800$  amperes.
  - otro de 1600 amperes para el alimentador secundario principal con:
    - pickup de 100%,
    - la curva compuesta de operación consiste de:
      - una curva característica de tiempo largo (escogida o - especificada para ser selectiva con la del interruptor - del alimentador, en la región de tiempo largo). ←
      - una característica instantánea cuyo ajuste debe ser determinado como resultado del proceso de coordinación. Dicho de otro modo, si se decide habilitar el disparo instantáneo del interruptor principal, para tener velocidad máxima en la acción de protección, entonces quizá no se logre la coordinación selectiva total.
- La figura 8.3 muestra la aplicación de un criterio típico. Sin - embargo, como el grado de coordinación necesario y suficiente para tener un modo de operación apropiado, es materia de juicio (un concepto subjetivo), entonces, el número de soluciones (ajustes de la protección) aceptables, no tiene límite.

- Lo que es observable en la *figura 8.3*, puede resumirse de la manera siguiente:

(a): el relé primario (IAC51) y el interruptor de 1600 amps, coordinan sólo si la corriente es menor a 6910 amps ó mayor a 10560 amps (estos dos puntos son la intersecciones de las características (2), del interruptor de 1600 amps y de la curva del relé IAC51 *la otra*).

(b): Puede observarse, también, que para fallas menores a 6910 amps, pero cuyo valor sea menor al del pickup del elemento instantáneo del interruptor de 400 amps, entonces, el interruptor principal verá controlada su operación por el elemento de tiempo largo. El tiempo para remover la falla sería del orden de 10 segundos o más, resultaría en un daño serio del equipo de la subestación.

Este primer intento no es plenamente satisfactorio, por lo que procede a buscar una combinación diferente de las curvas características, hasta lograr la coordinación deseada.

Desde el punto de vista de continuidad del servicio (de las subestaciones servidas por ese mismo alimentador) vamos a suponer que es de la mayor importancia lograr una *coordinación selectiva total*, para evitar la desenergización de las otras subestaciones, para cuando ocurre una falla en el bus de 480 volts. Entonces procedería mejorar el nivel básico de protección que aporta el interruptor principal de la *figura 8.3*. Así:

• Subestación coordinada selectivamente:

El grado de protección puede ser optimizado, si se agregan los siguientes elementos de protección:

- La curva característica del interruptor del alimentador (de 400 amps), permanece sin cambio.
- Respecto al interruptor principal secundario (de 1600 amps) se procede a: la substitución del elemento de disparo instantáneo por un elemento con retardo de tiempo corto. ② a *desplazar la curva característica hacia la*
- Por último, la palanca (time dial setting) del relé primario se incrementa ligeramente (de 0.5 a 1.0).

*requiere de la gráfica de coordinación*

La mejora global se puede observar en la *figura 8.4*. Ahora, el efecto de los cambios se traduce en un esquema de protección totalmente selectivo para cualquier valor del corto-circuito, incluyendo a uno que ocurra en las terminales del interruptor del alimentador radial. Es oportuno mencionar que las fallas en el bus se librarán más rápidamente.

<b>LECTURA PRELIMINAR</b>	
TEMA:	Coordinación Prot
RAFAEL GUERRERO C.	

• Mejora ulterior:

Si bien la coordinación entre el relé primario y el interruptor principal secundario ha sido mejorada sensiblemente, existe una banda estrecha de corrientes, por debajo de los 7650 amps (señalada en la figura 4 por una línea intermitente que representa el valor de una falla de una fase contra tierra en el bus secundario) donde la selectividad total no está plenamente garantizada.

Como una opción resultante de someter a juicio la figura 8.4, podríamos agregar un elemento con retardo de tiempo corto al interruptor del alimentador (el de 400 amps).

• Realización práctica:

Para llevar a cabo en el campo las conclusiones plasmadas en los documentos de trabajo, se deben seguir los pasos (o quizá las precauciones) adicionales siguientes:

(1): Los rangos de ajuste deben contemplar las expansiones futuras. Así, si se requiere un disparo instantáneo a 6 veces el valor nominal (@ *coil rating*), que en nuestro caso equivaldría a  $6 \times 400$  amperes, entonces el rango de ajuste debe ser, digamos: 4 - 9 ó 6 - 12 veces el el valor nominal.

(2): Después de haber estipulado el rango, deberá decidirse el ajuste específico requerido, vr.gr., *pickup* igual al 130% de la corriente nominal para el elemento con demora de tiempo largo, ó 5.5 veces el valor nominal para el disparo instantáneo.

Esto debe hacerse para asegurar la calibración en la fábrica, pues casi siempre, dar ese ajuste en el sitio no sólo tiene inconvenientes, quizá resulte imposible efectuarlo.

---

Selectividad. El término en sí, no requiere explicación en cuanto a su significado, sin embargo, cuando califica a una protección, ésta se supone dotada con un cierto grado de *inteligencia* que le permite discernir la ubicación del corto-circuito, y luego, si le corresponde disparar con rapidez, con lentitud para ejercer *acción de respaldo*, o si debe permanecer inactiva; todo dentro del ejercicio de un concepto de ingeniería denominado *coordinación*.

Si se dice que una protección es *inherentemente selectiva*, entonces se está definiendo una facultad especial: la posición de los transformadores de instrumento delimitan una *zona de protección* fuera de la cual la protección no tiene sensibilidad, y dentro de ella detecta situaciones anormales y opera con gran rapidez.

Zona de protección de respaldo. En los sistemas de media tensión los elementos predominantes para ejercer una *acción de respaldo* son, en primer término, los relés de sobrecorriente y después, los fusibles que contienen en una misma cápsula los elementos sensible y de libramiento de las fallas.

*Translape.* Término que se refiere a la definición de las *zonas de protección*, que se escojen de tal manera que, en el mejor de los casos, todos los elementos del sistema, queden protegidos *coordinadamente* por dos o más dispositivos de protección.

La *acción de respaldo* es resultado de la aplicación de un procedimiento muy peculiar de análisis denominado *coordinación de las protecciones*. Los relés y los fusibles no son *inherentemente selectivos*, tal cualidad será lograda mediante la aceptación sistemática de los criterios siguientes:

- (1): Un sistema de protección *coordinado* de manera apropiada, habrá logrado el equilibrio entre las dos figuras de mérito, *selectividad y protección del equipo*, dentro de unos límites razonables.

Con la hoja de papel logarítmico - *gráfica de coordinación* con escalas logarítmicas para los ejes de la *corriente* y del *tiempo* - a la vista, se inicia el proceso de *coordinación* pensando que vamos a ajustar el *tap* con el valor mínimo posible; con ésto, el relé tendrá el grado mayor de *sensibilidad*.

El párrafo anterior puede ser escrito de una manera diferente, a saber: la selección del *tap* equivale a decidir la posición de la curva característica corriente-tiempo en la *gráfica de coordinación*, y, más específicamente, se establece el límite inferior de la corriente de operación localizado en la región de tiempo largo de la gráfica.

En ocasiones no puede respetarse esta premisa, v.gr., cuando se involucran en el proceso de *coordinación* curvas características disímiles, y/o cuando la rapidez de libramiento de la falla es de importancia primordial.

- (2): Cuando las curvas características de tiempo inverso, de los relés que van a ser incluidos en la *coordinación*, son similares, entonces, si se ha logrado la *selectividad* en los extremos de la *gráfica de coordinación*, dicha *selectividad* prevalecerá a través de toda la gráfica.

La *selectividad* en la zona de máximas corrientes es comprobable mediante una inspección de la gráfica y el intento será válido si se han respetado los claros o espacios atribuibles a: (1): el tiempo de operación de los fusibles o interruptores, (2): el margen de seguridad, y (3): el giro de más, atribuible a la inercia del elemento de inducción, que hace proseguir el viaje del disco a pesar de que la falla ya ha sido librada. Como referencia, se contabilizan enseguida:

#### Los Margenes o Tolerancias

- (1): tiempo de apertura del interruptor, v.gr., 0.13 seg para un interruptor de 8 ciclos.  
 (2): margen de seguridad dependiente del grado de precisión de la información usada en el análisis y de la calidad de la calibración.  
 (3): giro de más: electromecánicos=0.10 seg., electrónicos =0.0 seg.

- (3): Dada una serie o cadena de elementos de protección, entre la fuente y la carga, la definición de la posición de las *curvas características* (que equivale a *dar ajustes*) se debe iniciar con las protecciones más cercanas a la carga y así, sucesivamente, se ajustarán las demás protecciones hasta llegar a la fuente.
- (4): los relés electromecánicos de sobrecorriente son dispositivos de -- inducción, por lo tanto, sólo son sensibles a la componente de CA, la parte simétrica de la corriente de corto-circuito.

Por otra parte, el elemento instantáneo agregado al elemento de inducción suele ser un solenoide sensible al valor total o asimétrico de la corriente de corto-circuito.

Lo anterior establece ciertas reglas de procedimiento:

- (1) - El cálculo normal de cortos-circuitos, da como resultado corrientes de falla simétricas que se pueden usar directamente, - para definir el ajuste del elemento de *tiempo* o de *inducción*.
- (2) - Cuando se decide el ajuste del elemento instantáneo, se debe - usar un factor de corrección apropiado, que tome en cuenta la - presencia de la componente de directa (*d-c offset*). Una práctica empleada, en ausencia de información suficiente, consistía - en multiplicar el valor calculado simétrico por 1.6, para siste - mas con tensión mayor a 5000 volts. Para voltajes iguales o me - nores a 5000 volts, el factor se reducía a 1.5 veces el valor - simétrico.

(3): Lo anterior *no es necesariamente válida para los relés electrónicos*.

#### EJERCICIO TEORICO:

Partimos del supuesto que tenemos sobre la mesa de trabajo información suficiente relativa a:

- Los resultados del cálculo de fallas para generación máxima y mínima.
- Las condiciones normales y especiales de operación del sistema. Por lo tanto, son conocidos los flujos de carga y las características tiempo-corriente de las cargas de corta duración.
- Los límites de larga y corta duración de los elementos del sistema. Estos incluyen los que están descritos en las normas locales o - internacionales.
- El álbum de instructivos o catálogos descriptivos de todos los elementos del sistema.
- Los criterios para visualizar en la *gráfica(s) de coordinación*, los tiempos de operación, los márgenes, los límites, etcétera, independientemente de la ubicación topológica del elemento de protección.

Hasta entonces podríamos iniciar el proceso propiamente dicho, siguiendo - los siguientes pasos:

- *paso 1* — el sistema por coordinar está plenamente representado - en el diagrama unifilar de la *figura 8.5*. En él, el interruptor de amarre de los *buses* de 13.8 kV se muestra cerrado.
- *paso 2* — como resultado de consultar las normas (locales, ASA, - NEC, etc.) quedarán determinados los puntos de interés asociados - con los transformadores.
- *paso 3* — deben ubicarse en la *gráfica de coordinación* los puntos que corresponden a las corrientes de magnetización (*inrush*). Por lo general el valor se localizará en las coordenadas: *8 veces la corriente nominal, 0.1 segundos*. El punto debe quedar abajo de la - curva característica del relé primario del transformador.
- *paso 4* — para tener la certeza de que las sobrecargas normales - (pueden ser normales ?) serán permitidas sin que ocurra algún dispa ro no-deseado, tales valores deben quedar indicados en la región de los tiempos largos de la *gráfica de coordinación*. Así, ningún *tap* - debe ser ajustado por debajo de esos niveles de corriente.
- *paso 5* — merece atención especial el motor de inducción cuya capa- cidad se ha supuesto de 1000-hp. Es una carga determinante que de- be ser caracterizada plenamente en la *gráfica de coordinación*. Pode mos suponer, ahora, que el fabricante informa que la corriente de - arranque es igual a 6 veces  $I_n$  durante 5 segundos. Normalmente, un motor de esta capacidad está protegido por un relé térmico, cuya - característica se aproxima a la curva de calentamiento y con un ele- mento instantáneo agregado. En nuestro caso se observa que el ele- mento térmico permite una sobrecarga moderada continua de 15%. Por su parte, el instantáneo está ajustado ligeramente arriba de la - corriente asimétrica máxima esperada de arranque del motor; la es- pectativa se basa en un factor de asimetría de 1.6 y en la presen- cia de un voltaje igual a 1.1 pu.

La realización de los 5 pasos anteriores, puede observarse en la - *figura 8.6*

#### RELES DE TIERRA:

- *paso 6* — la práctica preferida para el aterrizamiento de los neu- tros (*puesta a tierra*), pretende limitar la magnitud de la corrien- te de falla (*3I<sub>ao</sub> circulando por el cuarto conductor*), a un valor - mínimo necesario para asegurar la operación de la protección.

Este valor (en amperes) suele ser igual al nominal de placa de los TC's. Por ejemplo: en el transformador de 10 MVA; 115/13.8 kV, -  $I_{13.8}=418.40$  amps, se ha decidido limitar la corriente de falla de fase a tierra a 600 amps. Con tal fin, se han especificado e insta- lado una resistencia de neutro para 600 amps y unos TC's de rela- ción 600/5 amps.

La corriente de falla de fase a tierra que fluye por el sistema, se detecta mediante un relé conectado al circuito secundario residual de los tres TC's de fase, o, en el secundario de un TC tipo dona o toroide por cuya ventana se hacen pasar los tres conductores de fase; este arreglo (*ground-sensor*) aporta más sensibilidad y rapidez a la protección, quizá por no estar sujeta a los errores de los TC's reflejados en el circuito residual. Por supuesto,  $3I_{a0}$  también está presente en los neutros de generadores y transformadores conectados en estrella.

- paso 7 — La gráfica de coordinación (un criterio de ajuste visualizado en papel *log-log*) supuestamente asociada con la protección de tierra, merece varios comentarios:  
Según la figura 8.7, los  $50G's$ =instantáneos de los sensores de tierra, darían protección de alta velocidad a todos los alimentadores.

La curva (1), perteneciente al  $50G$ , muestra un *pickup* no superior a los 15 *amps*, éste sería el valor de  $3I_{a0}$  suficiente para hacerlo operar y disparar el interruptor.

La curva (2) - incluye al tiempo del relé más el del contactor -- actuado por los  $50G's$ . El respaldo de neutro del banco, caracterizado por la curva (3), coordina con la curva (2) y, por eso, no necesita incluir en su ajuste el margen de tiempo requerido por el contactor, porque éste, ya está contabilizado en el trazo de la curva (2).

El ajuste del relé representado por la curva (3), es de fácil discernimiento; (3) no tiene que ser selectivo con algún otro relé y además opera con  $3I_{a0}$  (sólo "ve" secuencia cero). Podrá escogerse, entoces, el *tap mínimo* y la palanca (*dial*) necesaria.

Cada neutro de los transformadores de 10 MVA, tiene dos relés  $51G$  para dar protección de respaldo a los sensores  $50G's$  y a la protección diferencial de bus. La protección (5) dispara al interruptor de amarre de buses y su ajuste es tan sensible y tan rápido como es posible, sin violar la selectividad con los sensores  $50G's$  de los alimentadores. El disparo del interruptor de amarre separa al sistema y hace cesar el flujo de la corriente de falla por la parte sana de la pequeña red. El flujo continuado de  $I_r$  en el otro lado causará la operación del relé (6) cuyo ajuste debe ser lo más rápido y sensible que permita su selectividad con (5).

Todavía se podría lograr más rapidez de libramiento de las fallas monofásicas que ocurran en los circuitos secundarios, sin interrupciones de las cargas, si se aplican relés direccionales de tierra ( $67N's$ ), en esos mismos circuitos secundarios. Tal y como se indica en la figura 8.7, los relés están polarizados por las corrientes de los neutros de sus respectivos bancos; por lo tanto, son sensibles sólo a las fallas a tierra que ocurran en los circuitos de 13.8 kV, y sus ajustes pueden ser tan sensibles y tan rápidos como sea posible ( $tap=0.5$ ,  $pal=dial=1/2$ ), pues no existe relé alguno con el cual tenga que coordinar.

**CONCLUSION:**

A la ilustración del procedimiento básico de coordinación de protecciones en circuitos de tensión media, sólo restaría agregar lo siguiente:

Una práctica recomendable sería: verificar el ajuste de cada protección por medio de pruebas, para asegurar que va a funcionar como se pensó.

Además, el estudio que condujo a los ajustes, debe ser revisado y actualizado periódicamente. Con mayor razón si el sistema sufrió cambios. Este escrutinio o seguimiento debe ser permanente.

---

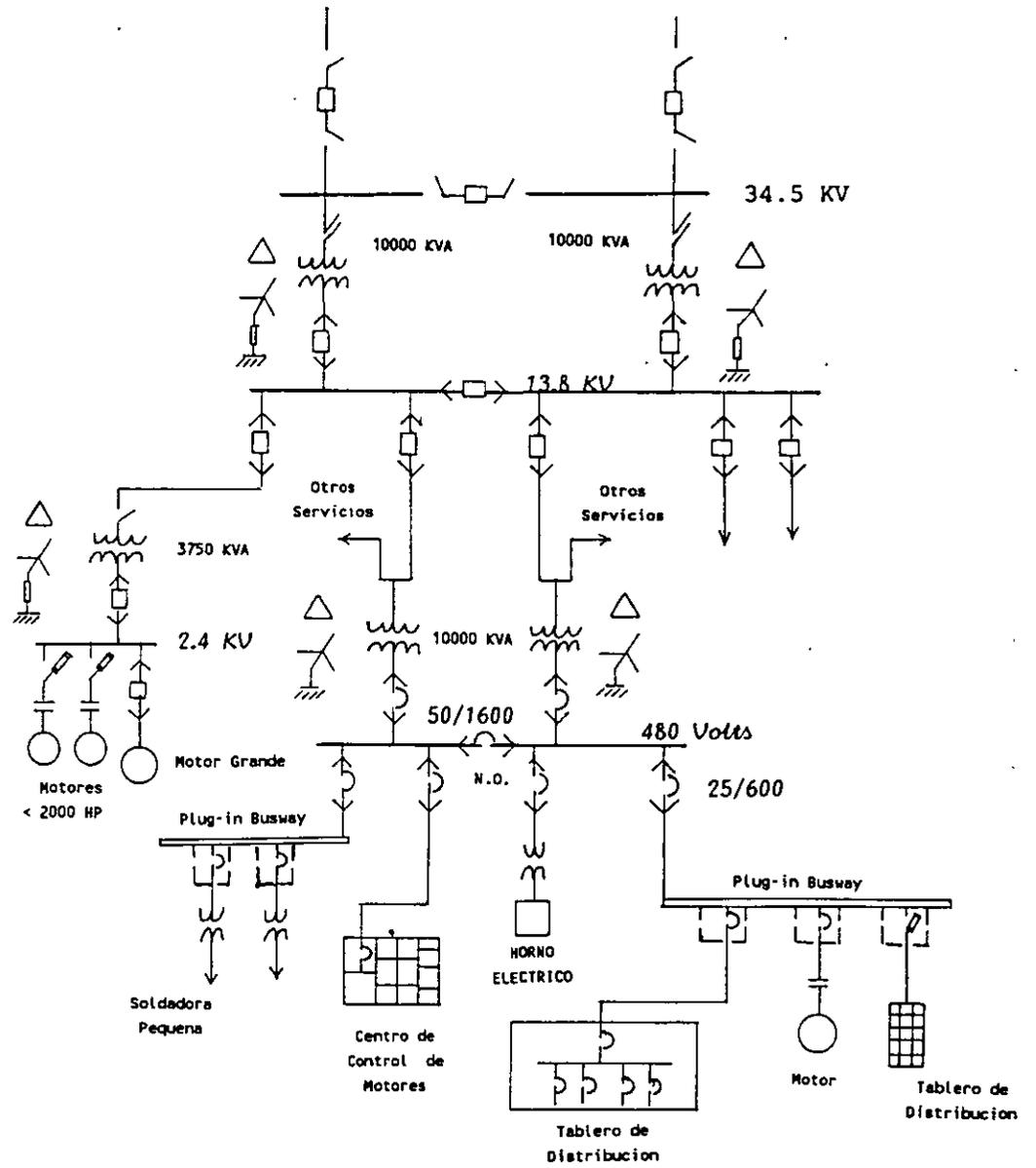
**Diccionario:**

- dial=time dial=palanca=tiempo de operación del relé para un ajuste dado.
  - pick-up=amperes mínimos requeridos para iniciar el movimiento del disco.
  - tap=ajuste visible (en ocasiones un tornillo); el disco inicia su tránsito cuando la corriente es igual o mayor a 1.5 veces el tap.
  - selectividad=término que se usa para indicar un cierto factor de calidad de la protección; es selectiva=coordina adecuadamente con el resto, es confiable.
  - sensibilidad=la característica común de las fallas es, casi siempre, que el voltaje se abate y la corriente crece mucho. En ocasiones no sucede así, entonces, si la protección detecta la falla a pesar de que la tensión no disminuye y de que la corriente es muy pequeña, se dice que es sensible.
- 

Preparó:

Ing. Rafael Guerrero C.

Para el Curso sobre Ingeniería de Protecciones.  
Subdirección de Generación  
Abril de 1996.



SISTEMA INDUSTRIAL

Figura: 1

<b>LECTURA PRELIMINAR</b>	
TEMA:	Coordinación Prot.
RAFAEL GUERRERO C.	(11)

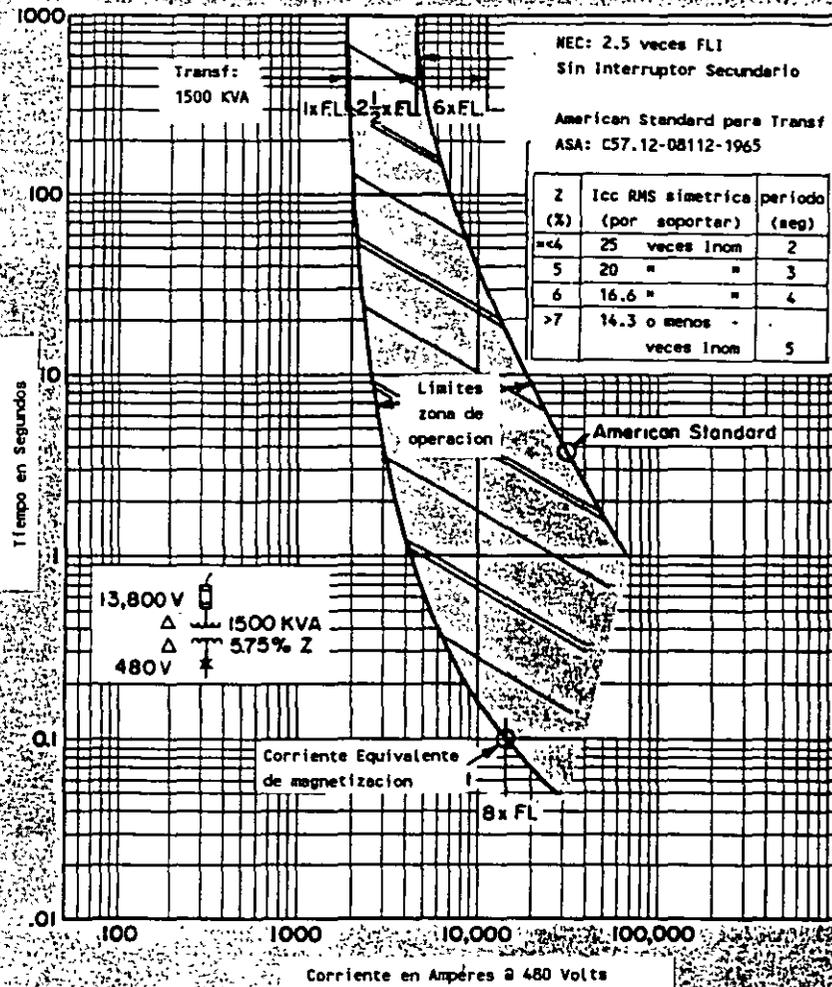


Figura: 2

**LECTURA PRELIMINAR**  
 TEMA: *Coordinación Prot.*  
 RAFAEL GUERRERO C. (12)

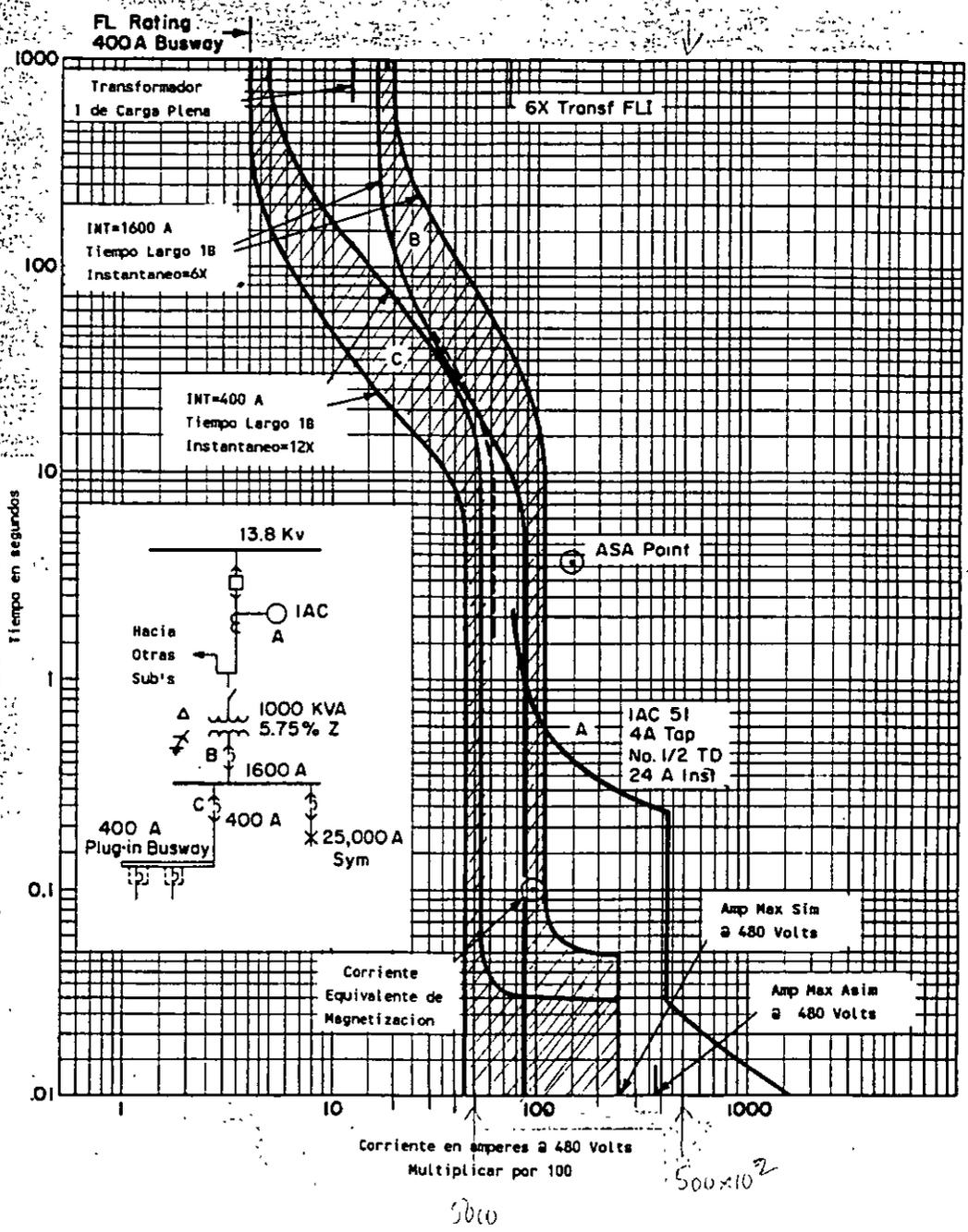
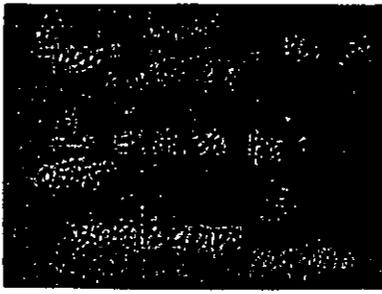


Figura: 3



**LECTURA PRELIMINAR**

TEMA: *Coordinación Prot.*

RAFAEL GUERRERO C. (13)

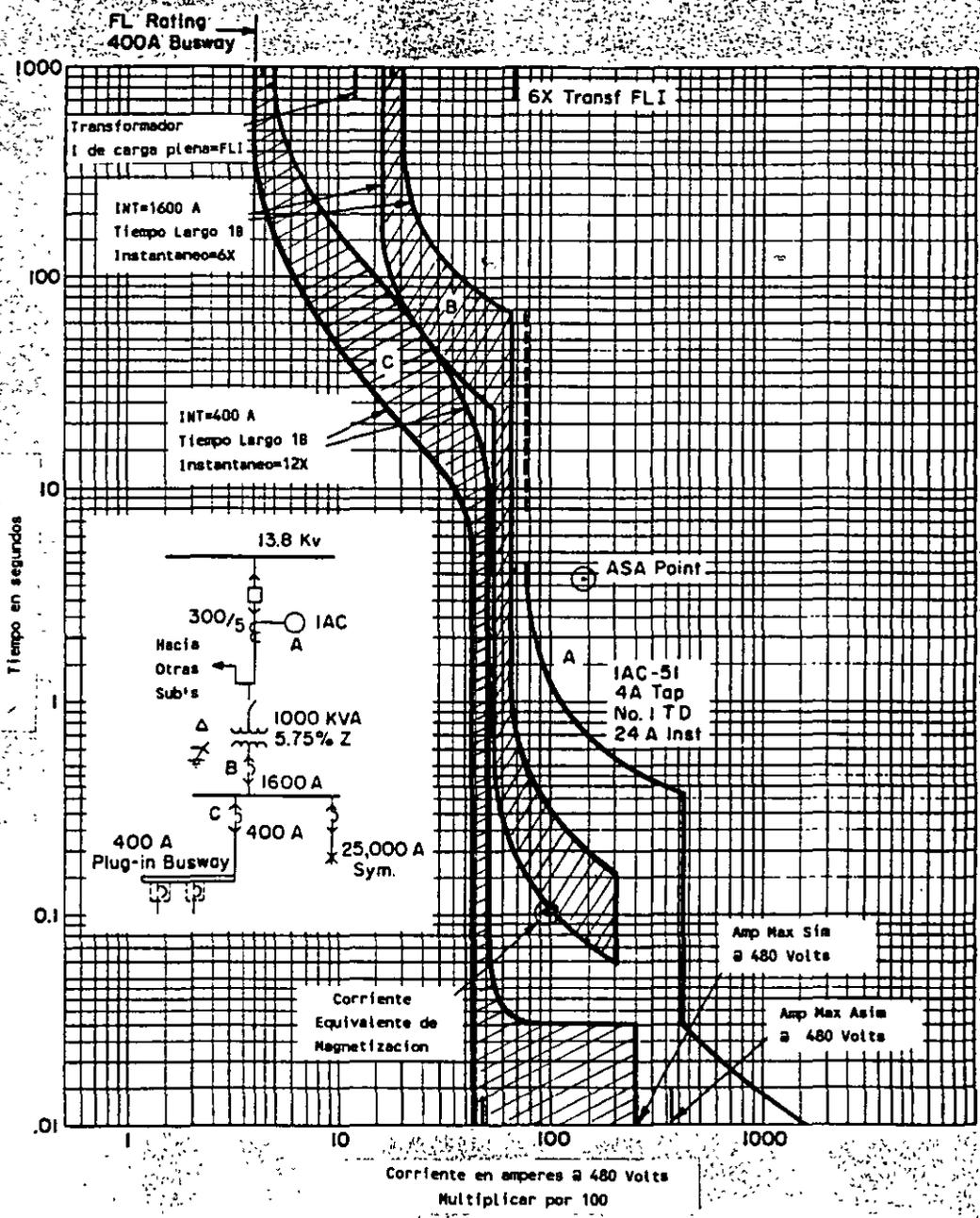


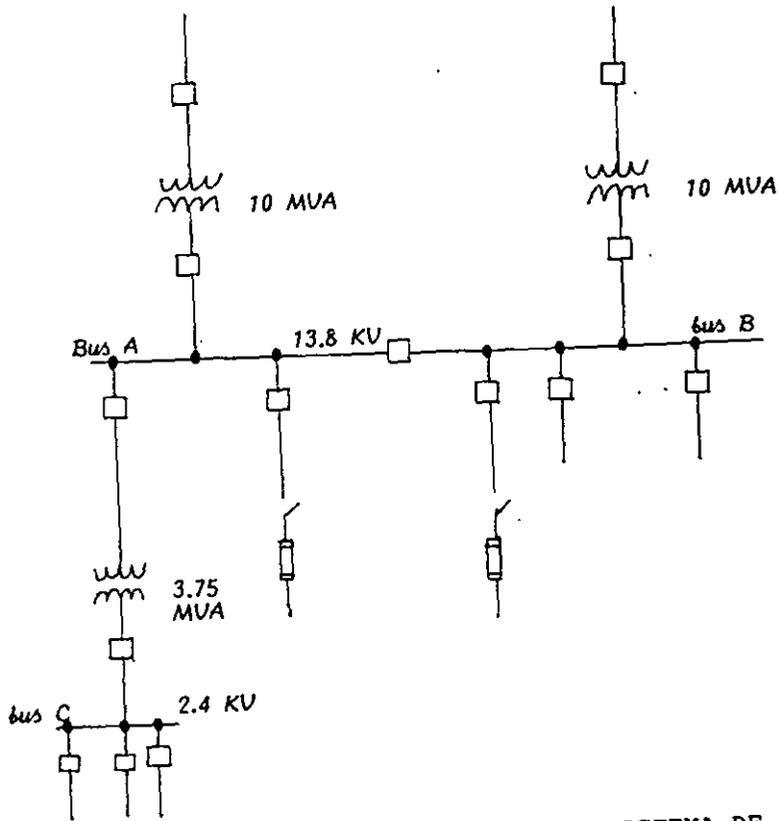
Figura: 4



**LECTURA PRELIMINAR**

TEMA: Coordinación Prot.

RAFAEL GUERRERO C. (14)



SISTEMA DE MEDIANA TENSION

**LECTURA PRELIMINAR**  
 TEMA: *Coordinación Prot.*  
 RAFAEL GUERRERO C. (15)

Figura: 5

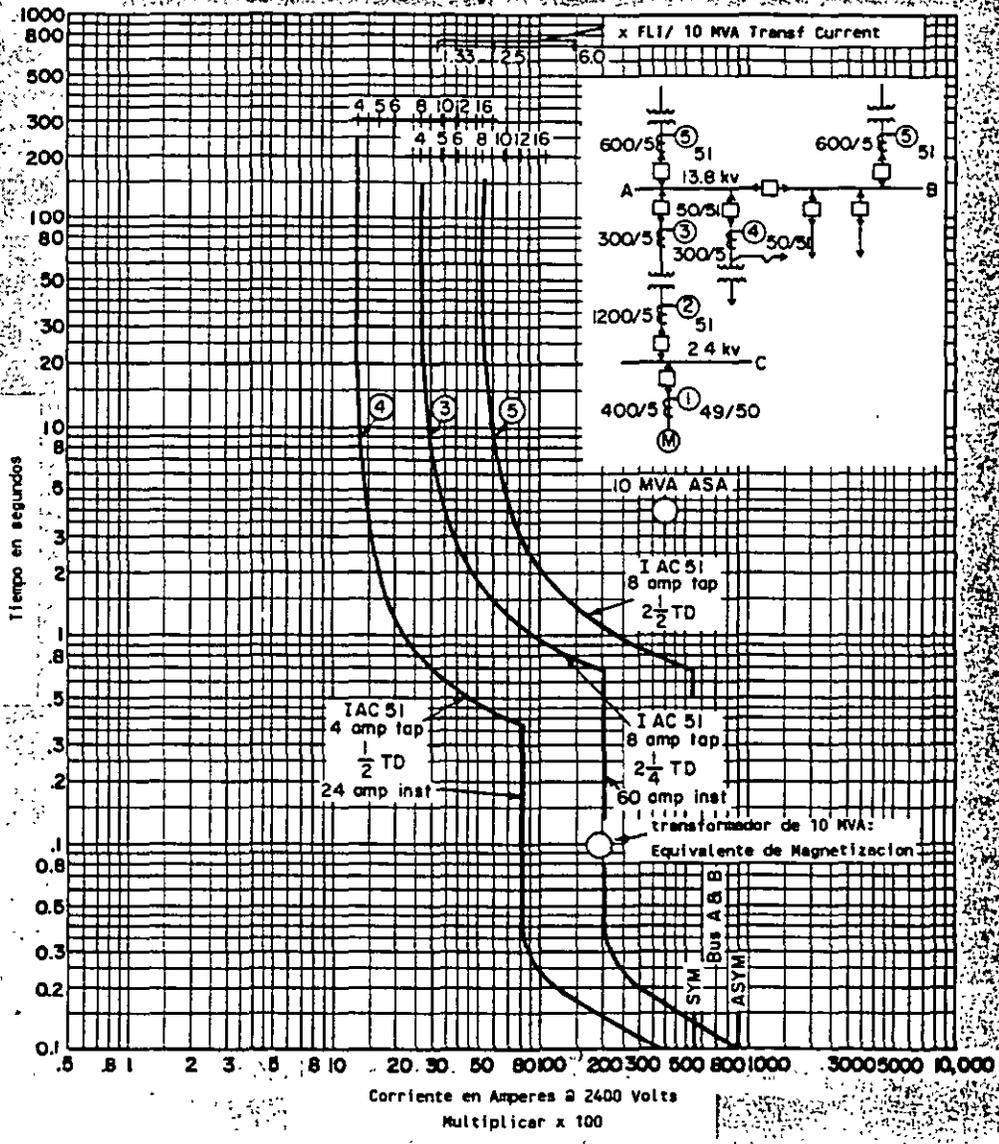


Figura: 6

**LECTURA PRELIMINAR**  
 TEMA: *Coordinación Prot.*  
 RAFAEL GUERRERO C. (16)

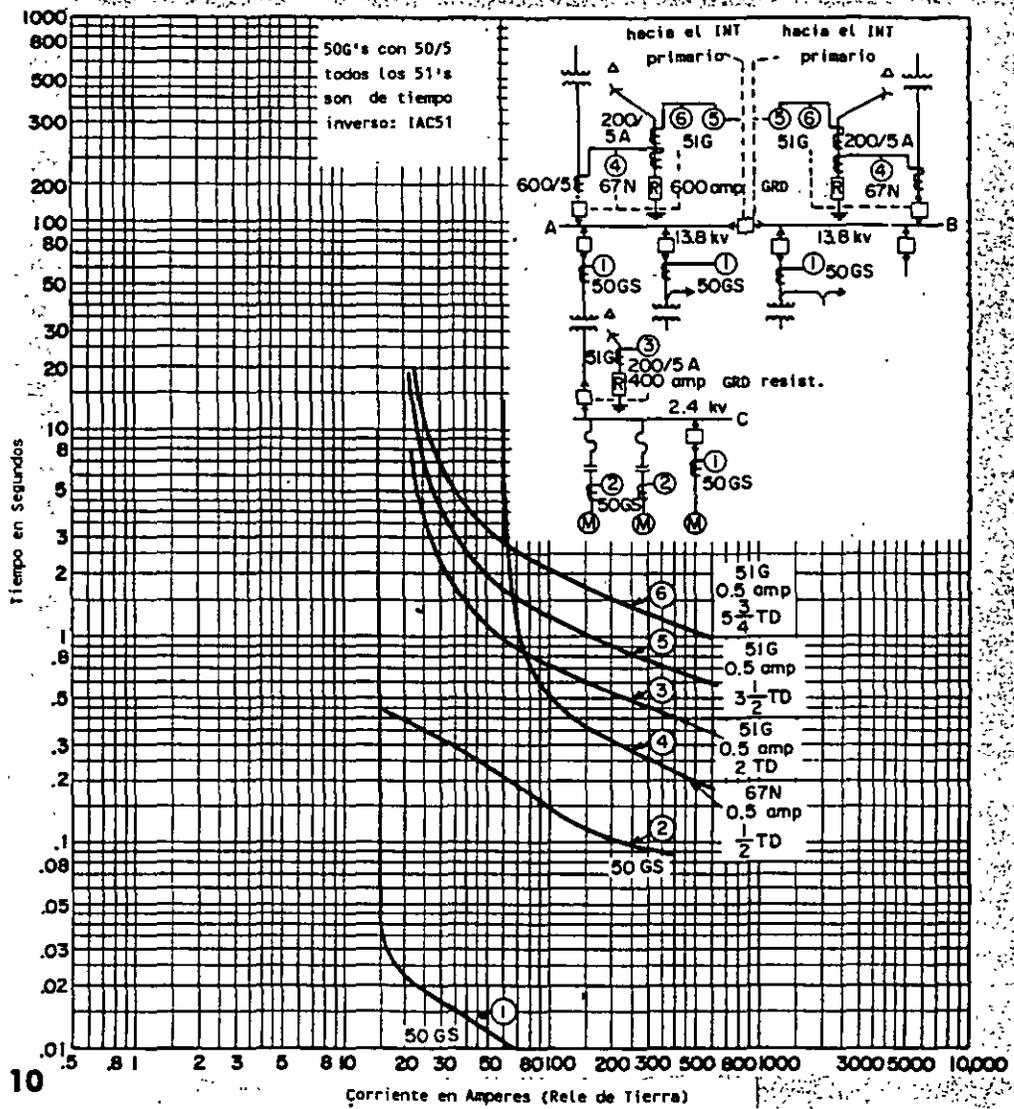


Figura: 7

**LECTURA PRELIMINAR**  
 TEMA: *Coordinación Prot.*  
 RAFAEL GUERRERO C. (13)