



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
CAMPUS ARAGÓN**

**“PROCEDIMIENTO PARA UN  
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE  
PROTECCIONES ELÉCTRICAS  
CONTRA SOBRECORRIENTES”**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO  
INGENIERO MECÁNICO  
ELECTRICISTA  
P R E S E N T A :  
JOSE ANTONIO GONZALEZ LOPEZ**

**ASESOR : ING. J.J. RAMÓN MEJÍA R.**

México

1997.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**





Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
ARAGÓN  
DIRECCIÓN

JOSE ANTONIO GONZALEZ LOPEZ  
PRESENTE.

En contestación a la solicitud de fecha 21 de agosto del año en curso, relativa a la autorización que se le debe conceder para que el señor profesor, Ing. J. J. RAMON MEJIA ROLDAN pueda dirigirle el trabajo de Tesis denominado, "PROCEDIMIENTO PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS CONTRA SOBRECORRIENTES", con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el prelado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobada su solicitud.

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

ATENTAMENTE  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"  
San Juan de Aragón, México., a 25 de agosto de 1997  
EL DIRECTOR

M. en I. CLAUDIO C. MERRIFIELD CASTRO

c c p Jefe de la Unidad Académica.  
c c p Jefatura de Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica.  
c c p Asesor de Tesis.

CCMC/AIR/vr



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
CAMPUS ARAGÓN

UNIDAD ACADÉMICA

Ing. RAÚL BARRÓN VERA  
Jefe de la Carrera de Ingeniería  
Mecánica Eléctrica,  
Presente.

En atención a la solicitud de fecha 24 de octubre del año en curso, por la que se comunica que el alumno JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ LÓPEZ, de la carrera de Ingeniero Mecánico Electricista, ha concluido su trabajo de investigación intitulado "PROCEDIMIENTO PARA UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS CONTRA SOBRECORRIENTES", y como el mismo ha sido revisado y aprobado por usted, se autoriza su impresión; así como la iniciación de los trámites correspondientes para la celebración del Examen Profesional.

Sin otro particular, reitero a usted las seguridades de mi atenta consideración.

ATENTAMENTE  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"  
San Juan de Aragón, México, 27 de octubre de 1997  
EL JEFE DE LA UNIDAD

Lic. ALBERTO BARRA ROSAS

c c p Asesor de Tesis.  
c c p Interesado.

AIR/la.

*Handwritten mark*



## AGRADECIMIENTOS:

A MIS PADRES, HERMANOS Y FAMILIARES QUE ESTUVIERON CONMIGO A LO LARGO DE MI CARRERA APOYÁNDOME EN MOMENTOS DE TRISTEZA Y ALEGRÍA. A ELLOS, QUE SIEMPRE DESEARON QUE YO REALIZARA UNA CARRERA.




































AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO POR LAS FACILIDADES BRINDADAS PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRESENTE TESIS.

A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS DE ESCUELA, QUE A LO LARGO DE MI FORMACIÓN INFLUYERON EN MI, PARA LA TERMINACIÓN DE MI CARRERA.

A TODOS MIS PROFESORES QUE AYUDARON A MI FORMACION.

A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO QUE DIRECTA O INDIRECTAMENTE COLABORARON PARA LA ELABORACIÓN DE ESTE TRABAJO.

## SIMBOLOGIA:

	COMBINACION CONTACTOR-FUSIBLE DE POTENCIA		TABLERO DE ALUMBRADO, o ALUMBRADO DE EMERGENCIA o CONTACTOS
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO		RECTIFICADOR
	INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO		INVERSOR
	COMBINACION ARRANCADOR-INTERRUPTOR		BANCO DE BATERIAS
	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION Y POTENCIA		LAMPARA PILOTO
	INTERRUPTOR DE POTENCIA		ESTACION DE BOTONES
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO BARRA		MOTOR ELECTRICO EN H.P.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO VENTANA		VOLTIMETRO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		SELECTOR DE VOLTIMETRO
	FUSIBLE PARA CONTROL		AMPERMETRO
	SELECTOR MANUAL		SELECTOR DE AMPERMETRO
	CONTROL POR FOTOCELDA		RESISTENCIA CALEFACTORA (EM-EN MOTOR, ET-EN TABLERO)
	FUSIBLE DE POTENCIA		RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE FALLA A TIERRA
	ALIMENTADOR		RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE PARA FALLA DE ARQUEO
			RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO Y CON RETARDO DE TIEMPO
			RELEVADOR TERMICO
			RELEVADOR DE CORRIENTE PARA SECUENCIA INVERSA
			CONTACTO TRIFASICO
			SISTEMA DE DETECCION DE FALLAS A TIERRA
			N.A. NORMALMENTE ABIERTO
			N.C. NORMALMENTE CERRADO

PROCEDIMIENTO PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES  
ELECTRICAS CONTRA SOBRECORRIENTES.

	Pág.
I.- GENERALIDADES DE UN ESTUDIO DE COORDINACION Y EQUIPO DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES .	
I.1.- LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	2
I.2.- CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.	3
I.3.- CARACTERÍSTICAS CORRIENTE-TIEMPO.	4
I.4.- TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.	5
I.5.- FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.	12
I.6.- RELEVADORES.	16
I.7.- INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE.	20
II.- PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES	
II.1.- INFORMACIÓN BASICA PARA UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN.	29
II.2.- DETERMINACIÓN DE RUTAS DE COORDINACIÓN.	31
II.3.- REFERENCIA A UN VOLTAJE BASE.	42
II.4.- MÁRGENES DE COORDINACIÓN.	54
II.5.- CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN Y LIMITES DE PROTECCIÓN A EQUIPO ELÉCTRICO.	56
III.- APLICACION DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES EN UNA PLANTA INDUSTRIAL DE PEMEX.	
III.1. CÁLCULO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA PLANTA DE ALQUILACION EN SALAMANCA, GTO.	64
CONCLUSIONES.	102
APENDICES.	
APÉNDICE A	
CONSTRUCCIÓN DEL PERFIL DE UN MOTOR	105

<b>APÉNDICE B</b>	
CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA ANSI Y DETERMINACIÓN DEL PUNTO INRUSH PARA TRANSFORMADORES	109
<b>APÉNDICE C</b>	
CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE DAÑO DE CONDUCTORES	115
<b>APÉNDICE D</b>	
MÁRGENES DE COORDINACIÓN	118
<b>APÉNDICE E</b>	
CURVAS DE FABRICANTE	126
<b>BIBLIOGRAFIA.</b>	139

CAPITULO I

GENERALIDADES DE UN ESTUDIO DE COORDINACION Y  
EQUIPO DE PROTECCION.

## 1.1. LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

La Coordinación de Protecciones, es una aplicación sistemática de los dispositivos de protección que actúan por corriente en un sistema eléctrico, los cuales, en respuesta a una falla, operan. El objetivo no sólo abarca el minimizar el daño en el equipo y los costos en el proceso, sino que también tiene la finalidad de proteger al personal de los efectos de estas fallas.

El Estudio de Coordinación de Protecciones de un sistema eléctrico consiste en un estudio organizado de las características tiempo-corriente de todos los dispositivos en serie, desde las fuentes de consumo hasta el suministro o soporte de voltaje. Dicho estudio es una comparación del tiempo que toma un elemento para operar cuando ciertos niveles de corriente normal o anormal pasan a través de los dispositivos de protección.

El objetivo de un estudio de coordinación, es determinar las características, capacidades y ajustes de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, que garantizan que un mínimo de elementos no fallados dejarán de alimentarse, cuando los dispositivos de protección operen aislando una falla en cualquier parte del sistema. Al mismo tiempo, los dispositivos y ajustes seleccionados brindarán una protección satisfactoria contra sobrecargas en el equipo e interrumpirán cortos circuitos tan rápidamente como sea posible.

Por lo tanto, coordinar o hacer selectivos dos o más dispositivos de protección, colocados en serie, consiste en calibrarlos de tal manera, que una falla sea liberada en el tiempo mínimo posible por el dispositivo más cercano a ella y en caso de fallar éste, por el dispositivo siguiente hacia la fuente de suministro, después de un tiempo predeterminado.

Como consecuencia, los tiempos de operación deberán ser los más cortos para los dispositivos de sobrecorriente más próximos a la falla y mayores para los dispositivos colocados progresivamente hacia la fuente.

## 1.2. CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.

Los sistemas eléctricos, básicamente deben ser confiables, es decir, deben garantizar la continuidad del servicio en el mayor tiempo posible; sin embargo, siempre existe la posibilidad de fallas y regímenes anormales en el sistema, y ante estas circunstancias, está prevista la operación de las protecciones.

Las protecciones, ante presencia de fallas en el sistema, deben operar en forma selectiva y rápida, o sea, deben desconectar únicamente el elemento dañado del sistema y en el menor tiempo posible.

En general, todas las protecciones deben ser confiables, rápidas, selectivas y sensibles.

### **Confiabilidad.-**

Es la capacidad que debe tener la protección en el momento en que sea requerida para operar, en las condiciones establecidas de antemano. La falta de confiabilidad, traería como consecuencia, la desconexión de elementos "sanos" del sistema.

### **Rapidez.-**

Las protecciones deben operar con la mayor rapidez posible, logrando con esto, evitar que los equipos sufran daños y posibles reducciones en su vida útil. El objetivo es lograr un mínimo tiempo de duración de la falla.

### **Selectividad.-**

Es la capacidad que debe tener el sistema de protecciones para determinar cual es el elemento en el cual ocurre la falla, para que de ser posible, únicamente este elemento sea el desconectado. El objetivo, es que opere solamente el dispositivo de protección más cercano a la falla.

### **Sensibilidad.-**

Es la capacidad que debe tener cada una de las protecciones, para detectar las fallas tanto en su zona de operación, como de respaldo.

### 1.3 CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE.

Como ya se habla mencionado anteriormente, la coordinación de protecciones, consiste en un análisis de las características tiempo-corriente de los dispositivos, por lo tanto, es de gran importancia contar con información confiable (preferentemente del fabricante), de todos aquellos dispositivos que intervendrán en el estudio, para su correcta graficación en la hoja de coordinación.

Las características tiempo-corriente, son curvas que nos representan los diferentes tiempos de operación de los dispositivos ante magnitudes de influencia (corriente) distintas.

La hoja de coordinación nos representa el formato estandarizado para la correcta representación gráfica del comportamiento del esquema de protección contra sobrecorriente. En ella el tiempo inicial o cero se considera aquel en el que la falla ocurre, representando los posteriores, los diferentes tiempos de operación requeridos por los dispositivos.

En esta hoja, figura 3.1; la región geométrica localizada a la izquierda y con características inversas tiempo-corriente, agrupa las características de operación normal del equipo, siendo por consecuencia área de no operación de la protección; las zona localizada a la derecha agrupa los limites de protección al equipo (zona de daños). La zona delimitada por estas dos regiones, nos representa el área de operación de la protección y aquí será donde deberán localizarse gráficamente las curvas de los dispositivos de protección.



Fig. 3.1 Zonificación de la Hoja de Coordinación



## I.4 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

En los sistemas de corriente alterna se manejan normalmente voltajes y corrientes de valor elevado, por ello, y para proteger al personal y aislar eléctricamente los equipos primarios (protección, control y medición), es que estos últimos son alimentados por magnitudes proporcionalmente menores, copiadas del sistema a través de dispositivos especiales denominados **transformadores de instrumento**.

La relación de las magnitudes de corriente y potencial, logra también una disminución de los niveles de aislamiento y capacidad, reduciendo tamaño y costo del equipo.

El comportamiento y la selección de los transformadores de instrumento es determinante en la operación adecuada del esquema de protección, por lo que se describirán brevemente sus características.

### I.4.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

Son transformadores de instrumento en los que, bajo una condición de operación normal, la tensión secundaria es prácticamente proporcional a la primaria y el ángulo de defasaje entre ambas es muy cercano a los 180°. Se emplean para medición y/o protección, permiten reducir un voltaje de un valor muy alto (el nominal de la red), a valores utilizados por instrumentos de medición o protección (generalmente 120 volts); las tensiones primarias pueden tener valores relativamente altos.

- **Especificaciones generales de un transformador de potencial (tp):**
  1. Relación de transformación
  2. Potencia a alimentar (carga en ohms o en volt-amperes).
  3. Clase de precisión(\*)
  4. Tipo de servicio (interior/intemperie).
  5. Número de devanados
  6. Especificaciones dieléctricas(\*\*)

(\*) (\*\*). Tanto la clase de precisión como los niveles de aislamiento, son especificaciones comunes a tp's y tc's, y resumidamente son:

**++ CLASE DE PRECISION. (ANSI).** "Error máximo admisible expresado en % que un transformador de instrumento puede introducir en una medición de potencia"

**++ NIVELES DE AISLAMIENTO.** Nivel básico de aislamiento (Basic Insulation Level): Valor máximo de cresta de una onda de impulso normalizada (1.2 x 50 microseg.) que puede soportar el equipo sin sufrir ruptura dieléctrica. Nivel básico de aislamiento a la tensión sostenida (Basic Insulation Voltage Level): Valor eficaz máximo de una onda alterna de frecuencia fundamental que puede soportar el dispositivo durante un tiempo de 60 segundos sin sufrir ruptura dieléctrica.

- **Consideraciones de Operación.**

Para respetar las condiciones impuestas en cuanto a la clase de precisión es necesario mencionar que cuando el TP es sobrecargado, no respetará los límites de desviación de error especificados por la clase de precisión.

Para determinar la carga impuesta (también denominada burden), se suman los consumos individuales (burden en VA) de cada uno de los dispositivos conectados a su secundario, o en su defecto el paralelo de las impedancias de cada instrumento conectado al devanado secundario (burden en ohms). La cargabilidad en ohms se expresa como el mínimo valor de impedancia a conectarse en las terminales del devanado secundario, lo que equivale a que al no conectarse ningún instrumento al secundario, este deberá mantenerse en circuito abierto. De acuerdo a esto, el límite operativo en cuanto a cargabilidad se establece como el valor máximo de corriente o el mínimo de impedancia conectada al secundario que puede soportar el tp sin perder sus características en cuanto a precisión se refiere.

#### I.4.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente (TC) se diseñan para conectarse en serie con la carga, de la misma forma que se conecta un amperímetro ordinario, es evidente entonces que su impedancia debe ser lo suficientemente baja como para poder despreciarse.

- **Relación de transformación.**

La corriente secundaria tiene una relación conocida con respecto a la corriente primaria: Relación de transformación de corriente, RTC o KTC. Por lo tanto, cualquier cambio en la corriente primaria, se refleja proporcionalmente en los instrumentos conectados en serie en el secundario.

$$RTC = KTC = \frac{\text{CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA}}{\text{CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA}}$$

La corriente nominal secundaria de los TC's se ha normalizado a 5 amperes, aunque en algunos casos especiales se emplean otros valores como son 1 y 2 amperes.

- **Selección de la Relación de Transformación.**

La selección de la RTC esta en función de dos características del circuito a donde va a estar físicamente localizado el TC:

- a. **Corriente Nominal del Circuito.** Como primer paso se selecciona una RTC tal que cumpla que la corriente nominal del circuito (plena carga) nunca sea mayor al valor de la corriente nominal primaria del TC, es decir, deben cumplirse las siguientes relaciones:

Corriente nominal secundaria (valor típico) del TC = 5 amp

Corriente nominal del alimentador  $\leq$  Corriente nominal PRIMARIA del TC.

- b. **Corriente Máxima de Falla.** La corriente máxima de falla (corto circuito) en el punto de conexión del TC no debe exceder 20 veces el valor nominal de la corriente primaria del TC. En el caso en el que al multiplicar por 20 el valor de la corriente nominal primaria -elegida en el punto anterior para el TC-, este valor sea inferior que el valor de corriente máxima esperada, deberá seleccionarse la RTC con respecto a la siguiente expresión:

$$RTC \approx \frac{(CORRIENTE DE FALLA MAXIMA) / 20}{5}$$

Se recomienda utilizar el valor inmediato superior, no obstante, el criterio de campo establecerá en términos de desviaciones pequeñas, si se puede utilizar alguna relación inferior.

- **Marcas de Polaridad.**

Los bornes primarios y secundarios se marcan con letras y números para determinar los sentidos de las corrientes, a estas se les denomina **MARCA DE POLARIDAD**, siendo de gran importancia especialmente en circuitos de protección y medición polifásica.

Segun las normas nacionales, se emplea la siguiente designación para las terminales de TC's:

P1 PRINCIPIO DEL PRIMARIO  
P2 FIN DEL PRIMARIO  
S1 PRINCIPIO DEL SECUNDARIO  
S2 FIN DEL SECUNDARIO

Cuando la corriente está entrando por la terminal primaria marcada P1, se establece que la corriente sale por la terminal secundaria MARCADA CON EL MISMO SUBINDICE (En este caso S1) y viceversa.

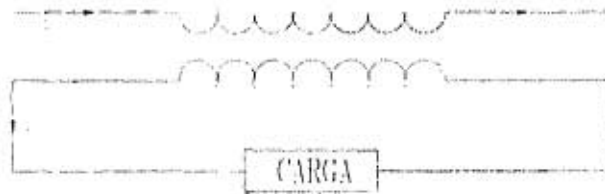


Figura 3.2 Conexiones en un TC

• **Especificaciones Generales de Transformadores de Corriente (TC's):**

**1. Tipo:**

- a. **Bushing.** Integrado al equipo primario, es inexacto a corrientes pequeñas, impedancia secundaria baja.
- b. **Devanado.** Separado al equipo primario, mayor costo, impedancia secundaria alta, saturación más rápida.

**2. Aislamiento:** Porcelana o aceite.

**3. Aplicación:** Medición o Protección

**4. Numero de Devanados Secundarios.**

**5.- BIL: Nivel Básico de Aislamiento**

**6.- Sobrecorriente Dinámica.** Valor máximo de sobrecorriente de impulso (instantánea) que puede soportar el TC sin dañarse.

**7. Sobrecorriente Térmica.** máximo valor de corriente que puede soportar el TC durante 4 segundos sin dañarse.

**8. Clase de Precisión.**

**9. Factor de Sobrecorriente.** Valor de sobrecorriente que puede soportar el TC durante periodos largos de tiempo sin dañarse (comúnmente 120% de la corriente nominal).

- **Clases de Precisión (Especificación ANSI)**

Como ya se había mencionado anteriormente, la clase de precisión, es el máximo error permitido en un transformador de instrumento, cuando este opera bajo condiciones nominales.

La clasificación ANSI establece que el transformador introduce un error máximo de 10% para una magnitud de corriente circulante hasta de 20 veces la corriente nominal.

Las clases nominales de un TC por Normas ANSI, son las indicadas en la siguiente tabla:

Clase	Potencia	Carga Admisible Burden (Ohms)
C-10	2.5 VA	0.1
C-20	5.0 VA	0.2
C-50	12.5 VA	0.5
C-100	25.0 VA	1.0
C-200	50.0 VA	2.0
C-400	100.0 VA	4.0
C-800	200.0 VA	8.0

Donde por ejemplo, para una Clase C-100, si la carga del TC no es mayor a 1.0 ohms, éste tendrá un error menor al 10% a cualquier valor de corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal secundaria.

El numero 100 ( 1.0 ohms x 5 Amp x 20 = 100 Volts ), nos indica el voltaje máximo en el secundario del TC.

Para esta clasificación, cabe mencionar que en el caso de transformadores de múltiple relación, la clase está dada para la relación máxima, y sigue en proporción directa al tomar una relación menor.

Por ejemplo, si se tiene un TC, Clase C-400, con múltiples relaciones:

$$(100, 200, 300, 400, 500, 600)/5$$

al conectarse a una relación: KTC = 300/5

tendría una carga máxima admisible (en VA) de:

$$V \cdot I = 100 \cdot V \frac{(300/5)}{(600/5)} = 50(\text{VOLT} - \text{AMPERE})$$

y soportaría una impedancia máxima admisible (BURDEN en ohms) de:

$$B(\text{OHMS}) = 4 \cdot V \frac{(300/5)}{(600/5)} = 2(\text{OHMS})$$

Como podemos observar de la tabla, al utilizar este TC de Clase C-400, en la relación 300/5, queda caracterizado como si fuese de clase C-200.

## 1.5 FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE.

Los fusibles son dispositivos de protección cuyo funcionamiento se basa en la acción térmica de la corriente eléctrica, que de acuerdo a la ley de joule, causa el desprendimiento de una determinada cantidad de calor. Al circular una corriente eléctrica a través del fusible -cuyo valor es superior al definido como nominal para el circuito-, se produce la fusión del elemento conductor (listón fusible) debida a la generación de calor, interrumpiendo con esto el paso de corriente y desenergizando de esta manera, el o los elementos bajo falla.

Un fusible limitador, se define como un dispositivo de protección limitador de corriente, que cuando opera, reduce el flujo de corriente en el circuito fallado a una magnitud considerablemente menor que la que se obtendría si el dispositivo fuera reemplazado por un conductor sólido de igual impedancia.

El fusible limitador de corriente tiene la capacidad de cortar la corriente antes de que alcance valores peligrosos, ver figura 5.1. La corriente total de corto circuito fluiría en la red si no existiera algún dispositivo limitador de corriente; un fusible limitador, cortará el flujo de corriente en un tiempo aproximado de medio ciclo, por lo que la corriente de corto circuito en este intervalo de tiempo, no alcanzará su valor máximo.

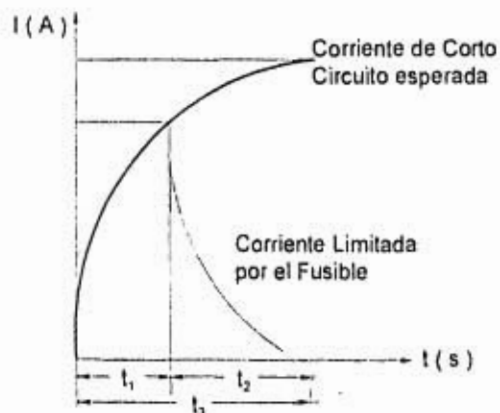


Fig. 5.1 Acción Limitadora de Corriente de Fusibles.



El grado de limitación de corriente de estos dispositivos, es representado mediante las curvas de máxima corriente circulante (peak let-through-current charts), y nos sirven para determinar el grado de protección que brinda el fusible al equipo ante condiciones de corto circuito.

Esta gráficas muestran la corriente instantánea de pico circulante a través del fusible en función de la corriente esperada de corto circuito, como se muestra en la figura 5.2.

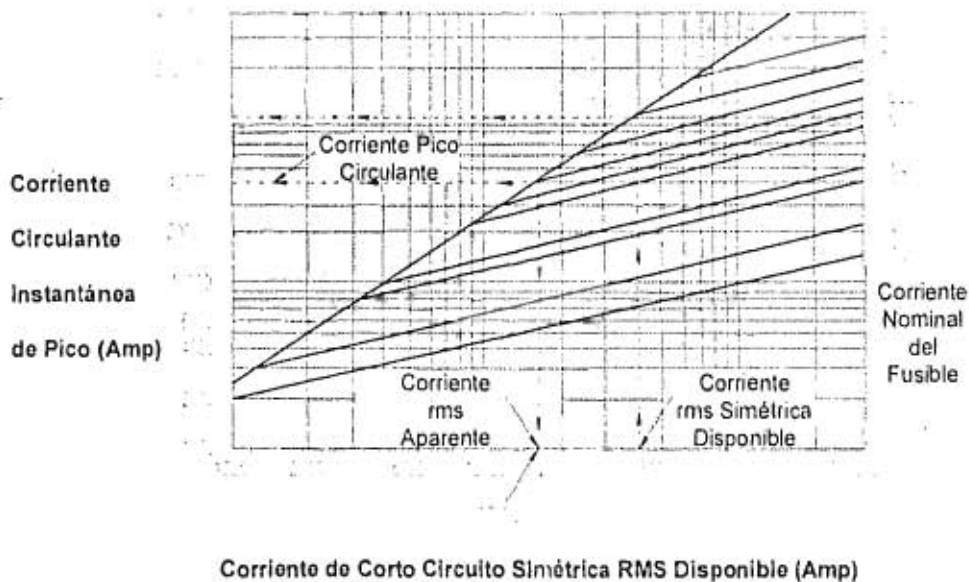


Fig. 5.2 Curvas de Limitación de Corriente en Función de la Corriente Esperada de Corto Circuito.

El ejemplo mostrado en la gráfica, supone que la corriente de corto circuito disponible es de 40 kA. Tomando este valor hacia la línea inclinada (de valores asimétricos disponibles pico) obtenemos 100 kA asimétricos. En este circuito el fusible de 800 amp, limitaría la corriente a 40 kA asimétricos, 17 kA simétricos.

- **Especificaciones Generales.**

**1. Corriente Nominal**

Es el valor máximo directo o eficaz de corriente alterna, en amperes, que puede soportar el fusible por un tiempo indefinido sin alterar sus características conductivas de diseño

**2. Voltaje Nominal**

Es el valor nominal máximo c.d. o alterna (rms) para el cual el fusible fue diseñado. Es un valor que no debe ser sobrepasado mas allá de las especificaciones dadas por el fabricante.

**3. Capacidad Interruptiva**

Es el valor máximo de corriente c.d. o alterna (rms) que el dispositivo es capaz de interrumpir con seguridad; este valor se elige de acuerdo a los valores máximos de corto circuito esperados en la localidad del dispositivo. Cabe aclarar, que esta capacidad deberá seleccionarse de acuerdo al valor inmediato superior disponible por el fabricante.

**4. HRC. High Rupturing Capacity**

Nos indica que el fusible tiene alta capacidad de ruptura y generalmente indica una capacidad interruptiva de al menos 100 kA para fusibles de bajo voltaje.

**5.  $I^2 t$** 

Representa la medida de energía calorífica disipada por un fusible al fundirse o librar una falla, y se lee " $I^2 t$ " de fusión o " $I^2 t$ " de despeje, según se trate de energía requerida para fundirse o aclarar completamente la falla, respectivamente.

**6. Corriente Circulante de Pico ( Peak Let-through Current )**

Es la máxima corriente instantánea a través de un fusible limitador de corriente durante el tiempo total de despeje.

**7. Corriente de Umbral ( Threshold Current )**

Es la magnitud de corriente para la cual el fusible inicia su acción Limitadora de corriente.

Existen además en la caracterización del comportamiento de un fusible, tres tiempos importantes a saber ( ver fig. 5.3 ):

### 1. Tiempo Mínimo de Fusión ( Minimum Melting Time, MMT )

Es el tiempo mínimo requerido por la corriente de falla, para que el fusible empiece a fundirse y está dado por el valor  $t_1$ , ver figura 5.3. A la colección de puntos representativos del MMT, se le denomina curva rápida del fusible.

### 2. Tiempo Máximo de Despeje ( Maximum Clearing Time, MCT)

Es el tiempo máximo requerido por el fusible para despejar o aclarar completamente una falla y está representado por el tiempo  $t_2$ , ver figura 5.3. A la colección de puntos representativos del MCT, se le denomina curva lenta del fusible.

El tiempo total de interrupción se compone del periodo de fusión, durante el cual el calor se incrementa en el elemento fusible y el periodo de arqueo, después de que el elemento se funde y otros componentes del fusible enfrían los productos del arco.

### 3. Tiempo de Arqueo (Arcing Time, AC)

Es el tiempo que requiere el fusible desde que empieza a fundirse hasta que aclara completamente la falla. Para cualquier valor de corriente se define como el tiempo total de despeje menos el tiempo mínimo de fusión.

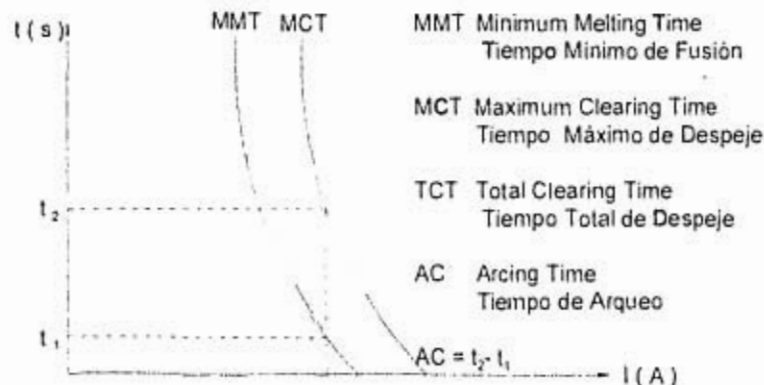


Fig. 5.3 Características Corriente-Tiempo de Fusibles

## I.6 RELEVADORES.

Los relevadores son dispositivos de protección que se conectan al sistema eléctrico para detectar condiciones intolerables o indeseables dentro de un área determinada. Están diseñados para mantener un alto grado de continuidad en el servicio, protección al personal y limitación de daño al equipo.

Cuando un relevador opera, es energizado mediante una señal que toma de dispositivos sensores del sistema, como lo son los transformadores de potencial ( TP's ) o transformadores de corriente ( TC's); el relevador a su vez puede actuar sobre una señal o un interruptor haciendo que este último dispare, aislando de esta manera la sección del sistema con problemas.

Existen diferentes tipos de relevadores, pero uno de los más usados para la protección de los sistemas eléctricos, es el llamado relevador de sobrecorriente. El Relevador de sobrecorriente constituye uno de los relevadores más simples de los usados en la protección de sistemas eléctricos, y como su nombre lo indica, está diseñado para operar cuando circule una corriente mayor de un valor previamente establecido en alguna parte de la instalación.

Este relevador tiene dos formas básicas de diseño: atracción electromagnética (sobrecorriente instantáneo) y de inducción (sobrecorriente de tiempo inverso).

Cabe mencionar, que para los fines de aplicación y de elaboración de diagramas de protección, los relevadores de sobrecorriente, como otros tipos de relevadores usados en los sistemas eléctricos, usan un número convencional de designación NEMA; así por ejemplo, se usa el número 50 para indicar un relevador de sobrecorriente instantáneo y el 51 para un relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo.

El relevador de sobrecorriente tipo instantáneo, se diseña para operar sin retraso intencional, cuando el valor de la corriente de falla excede un valor predeterminado. Los relevadores de sobrecorriente contra tiempo, poseen una característica (o curva tiempo-corriente) de tiempo inverso, lo que significa que el relevador opera lentamente ante valores bajos de sobrecorriente, y conforme la sobrecorriente se incrementa, el tiempo de operación disminuye.

Esta característica del relevador 51, se identifica en forma convencional con una de las 4 características siguientes:

- Tiempo definido
- Tiempo inverso
- Tiempo muy inverso
- Tiempo extremadamente inverso

Cada una de estas características difieren entre sí por la rapidez con que disminuye el tiempo de operación a medida que se incrementa el valor de la corriente. En la figura 6.1, se representan estas características.

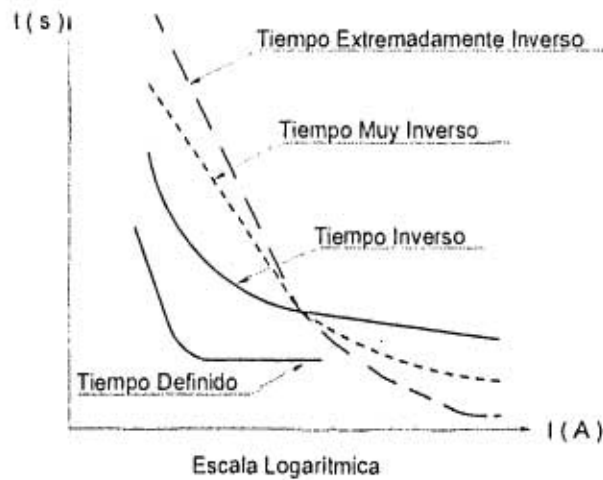


Fig. 6.1

La corriente de operación o de pickup de los relevadores de sobrecorriente es ajustable; cuando la corriente a través del relevador excede del ajuste dado -valor de corriente predeterminado-, el relevador cierra sus contactos y se inicia la operación de disparo del interruptor. Como ya se habla mencionado anteriormente, el relevador operará a un valor de corriente dado por el secundario de un TC.

Los relevadores de tipo instantáneo (unidad 50) tienen características de tiempo definido y su tiempo de operación es independiente de la magnitud de corriente, una vez que cierto valor ha sido alcanzado.

Para los relevadores de tiempo inverso (unidad 51), el tiempo de respuesta ante un valor de corriente, queda en término de dos ajustes: la posición tap (derivación) y la posición dial (palanca o disco).

La selección del tap nos va a determinar la corriente mínima de operación del relevador y debido a que la corriente que alimenta al relevador es un reflejo de la corriente que circula por el circuito, obtenida a través de un TC, el ajuste del tap deberá seguir la siguiente regla:

ajuste del tap:

$$\frac{\text{VALOR DE LA CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA DEL CIRCUITO}}{RTC}$$

Con este ajuste, se garantiza que el relevador no operara bajo condiciones normales de operación.

Una vez que se ha obtenido esta condición y por necesidades de protección y/o coordinación, se requiere que para un valor dado de corriente de falla, el dispositivo opere a un tiempo definido; esto se obtiene a partir de la selección de alguna de las curvas representativas de la posición palanca (dial). En la figura 6.3 -característica tiempo-corriente para un relevador de tiempo inverso (51)- podemos observar que para una posición tap fija, al utilizar ajustes del dial mas grandes, el tiempo de respuesta se incrementa

Resumiendo: Es posible desplazar la curva representativa del relevador en un rango muy grande de tiempos y corrientes recordando los siguientes puntos:

- Para desplazar la curva hacia la derecha o hacia la izquierda de la gráfica de coordinación, se utilizan ajustes del tap mas grandes o mas pequeños respectivamente.
- Para desplazar la curva hacia arriba o hacia abajo se utilizaran ajustes del dial mas grandes o mas pequeños respectivamente.



Fig. 6.2 Ajusto Tiempo-Corriente de Relevadores

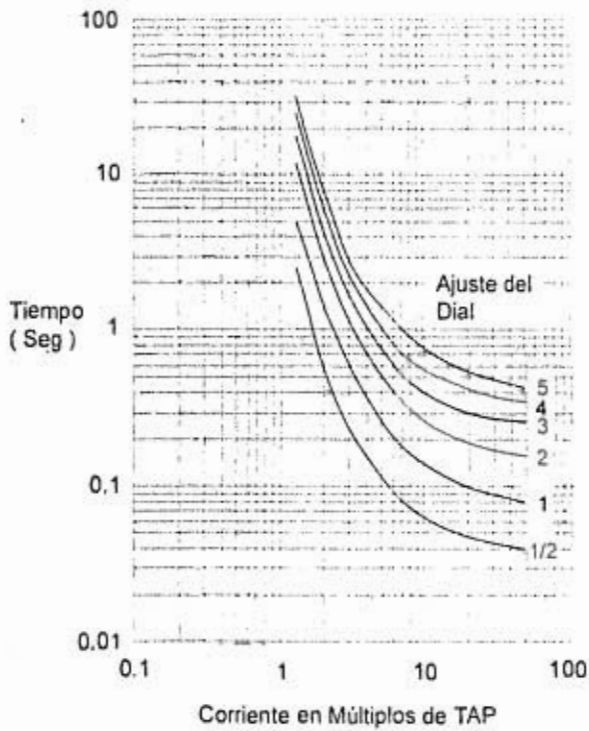


Fig. 6.3 Característica Corriente-Tiempo para un Relevador de Tiempo Inverso

## I.7 INTERRUPTORES DE BAJO VOLTAJE

### I.7.1. INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Los interruptores termomagnéticos, son dispositivos de protección que tienen una combinación de disparo térmico y disparo magnético, proporcionándonos una operación con retardo de tiempo a valores de sobrecarga y una operación instantánea para corrientes de corto circuito respectivamente.

Estos interruptores son utilizados en voltajes menores de 1000 V, y podemos mencionar que tienen como ventaja sobre los fusibles, su capacidad operativa, ya que siempre están listos para la conexión rápida de la red protegida.

Por otra parte, estos interruptores desconectan al mismo tiempo las tres fases de la derivación protegida evitando con esto el régimen bifásico que provocan los fusibles.

- **Disparo Térmico.**

La acción de disparo, se logra a través del uso de una cinta o laminilla bimetalica que se calienta por la acción de circulación de corriente. La laminilla está hecha de dos metales diferentes unidos entre sí y cuya longitud se ve incrementada por una elevación de temperatura, causada por un exceso de corriente. La laminilla se dobla hasta que produce la operación del mecanismo para abrir los contactos del interruptor.

Debido a que el elemento bimetalico responde al calor emitido por el flujo de corriente, permite un cierto retardo de tiempo antes de que se produzca el disparo, permitiendo con esto corrientes altas transitorias o sobrecargas ligeras.

- **Disparo Magnético.**

La acción de disparo magnético, se logra a través del uso de un electroimán conectado en serie con la corriente de carga. Esto proporciona una acción de disparo instantánea.



Cuando la corriente de falla alcanza un valor predeterminado, el electroimán se energiza instantáneamente operando el mecanismo de disparo del interruptor.

En estos interruptores, la característica térmica, por lo general es no ajustable después de su instalación, en tanto que el disparo instantáneo, puede tener características ajustables o no ajustables, dependiendo del fabricante.

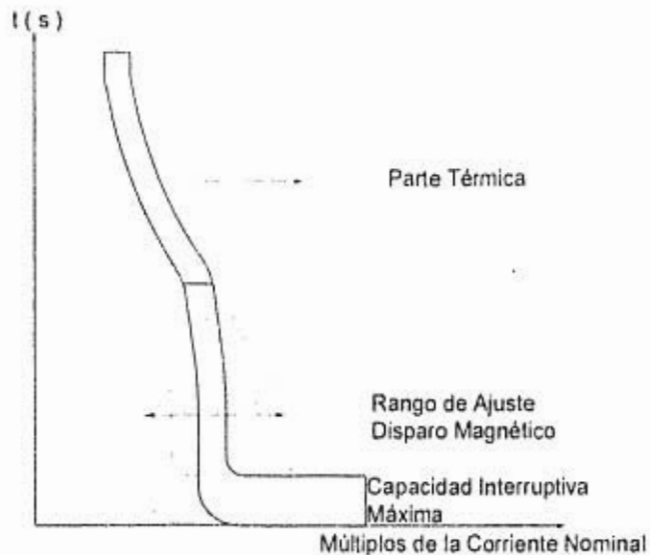
- **Curvas Tiempo-Corriente.**

Las curvas tiempo-corriente de los interruptores termomagnéticos, se dan en escala logarítmica y muestran el tiempo total (desde el instante en que aparece la corriente hasta el disparo del termomagnético) con respecto a la corriente.

En las curvas, se muestran o indican los posibles tolerancias en tiempo y en corriente que nos da el termomagnético, resultando con esto bandas de disparo.

La curva de operación de un interruptor termomagnético se muestra en la fig. 7.1 , ahí se muestran sus características como son:

- a) Rango de disparo térmico
- b) Rango de disparo magnético
- c) Capacidad interruptiva máxima
- d) Curva de operación de tiempo mínimo de apertura
- e) Curva de operación de tiempo máximo de apertura



**Fig. 7.1 Características Corriente-Tiempo para Interruptores Termomagnéticos.**

En esta figura, puede verse con línea punteada el rango de ajuste del disparo magnético y esto significa que el disparo magnético de este interruptor tiene 2 posibles ajustes: Ajuste Magnético Bajo ( Limit Low Setting ) y Ajuste Magnético Alto ( Limit High Setting ), y por lo tanto podemos seleccionar cualquiera de los 2 ajustes de acuerdo a nuestras necesidades.

Los valores de corriente en el eje horizontal, se leen como Múltiplos de la Corriente Nominal del interruptor ( Multiples of Rated Current), o sea, si el interruptor es de 15 amperes, la ordenada 1 del eje horizontal, significa 15A, la 2 significará 30A y así sucesivamente.

- **Especificaciones Generales.**

- 1. Corriente Nominal del Termomagnético.**

Es la corriente que circula por el interruptor por tiempo indefinido.

- 2. Tensión Nominal del Termomagnético.**

Es el valor nominal máximo c.d. o c.a. (rms) para el cual el termomagnético fue diseñado.

- 3. Corriente Máxima de Interrupción.**

Es la máxima corriente de corto circuito que puede ser interrumpida por el interruptor termomagnético.

- 4. Corriente de Disparo ( Pick-Up ) del interruptor.**

Es la mínima corriente con la cual el interruptor inicia su acción de disparo.

Debemos mencionar además, que la tensión nominal del termomagnético ( $V_{Nom}$ ), siempre deberá ser mayor o igual a la tensión de la red, cumpliéndose:

$$V_{Nom} \geq V_{Nom\ red}$$

y que la corriente máxima de interrupción, deberá ser mayor que la corriente máxima de corto circuito que puede existir en la red protegida, o sea:

$$I_{maxInt} \geq I_{ccmax}$$

### 1.7.2. INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

Estos interruptores al igual que los termomagnéticos, son dispositivos de protección que actúan ante condiciones de sobrecarga o corto circuito para un rango específico del mismo. Estas condiciones quedan determinadas por el rango, los sensores y el ajuste en la unidad de disparo del interruptor.

La principal aplicación de estos interruptores- que cuentan con una característica de protección flexible-, se encuentra en la protección secundaria de los transformadores y centros de control de motores.

Los interruptores electromagnéticos pueden tener un total de siete controles ajustables que nos sirven para calibrar las unidades de disparo disponible y que son:

- 1.- Magnitud de la corriente a tiempo diferido largo.
- 2.- Tiempo diferido largo.
- 3.- Magnitud de la corriente a tiempo diferido corto
- 4.- Tiempo diferido corto
- 5.- Magnitud de la corriente instantánea
- 6.- Tiempo de disparo para falla a tierra
- 7.- Magnitud de corriente de falla a tierra

La curva de operación de un interruptor electromagnético se muestra en la Fig. 7.2 donde se indican las características mencionadas anteriormente.

Es de hacer notar que con frecuencia no es necesario utilizar todo los ajustes ya que no trae ventaja alguna y por el contrario resulta mas costoso.

La banda que se observa en la curva del interruptor es debida al margen de error que se tiene de parte del mismo, con respecto a la corriente y el tiempo.

Las curvas características corriente-tiempo para un interruptor electromagnético, están en función principalmente de la marca, del tipo de unidad de disparo y de sus ajustes. Las líneas punteadas en la Fig. 7.2 muestran los rangos de ajuste y/o tolerancia especificadas por cada fabricante en particular.

Los valores de corrientes de disparo son variables según el fabricante, pero generalmente se dan en múltiplos o submúltiplos del rango del sensor.

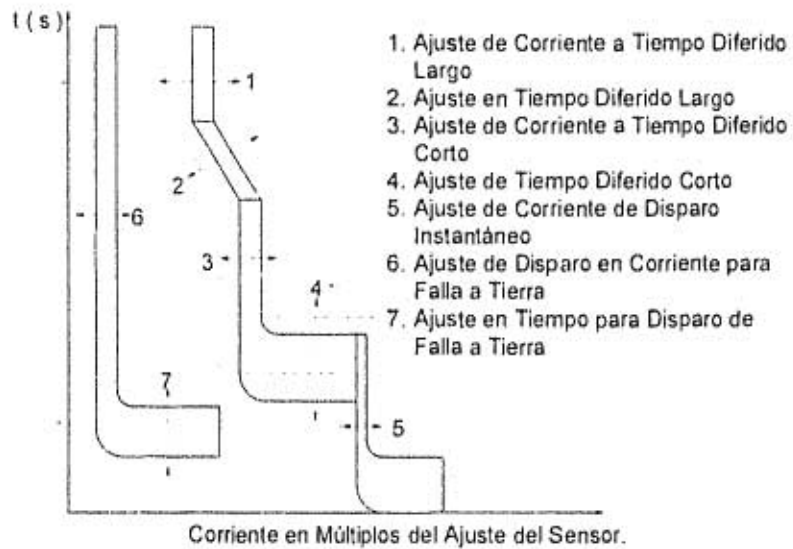


Fig. 7.2 Características Corriente-Tiempo para Interruptores Electromagnéticos.

- Especificaciones Generales.

### 1. Marco

Es el valor de corriente (expresada en amperes) máxima que el interruptor es capaz de conducir en forma permanente ( $I_{marco}$ ).

## 2. Sensor

Es un elemento del interruptor que compara corrientes de un circuito contra un valor establecido por el mismo sensor. Su valor ( $I_{\text{sensor}}$ ) se expresa en amperes y establecerá el valor por el cual hay que multiplicar los valores en múltiplos del sensor de la curva del dispositivo, para obtener la característica de respuesta en amperes-sensor. Siempre se cumple que  $I_{\text{sensor}} \leq I_{\text{marco}}$ .

Es necesario mencionar que a cada marco de un interruptor electromagnético, le corresponde un determinado número de sensores, de los cuales -como se menciona con anterioridad- ninguno debe sobrepasar al marco.

Por ejemplo, para un interruptor DS416 con marco de 1600 A, se dispone de los siguientes sensores: 100, 150, 200, 400, 600, 800, 1200 y 1600 A.

## 3. Voltaje

Es el valor nominal máximo c.d. o c.a. (rms) para el cual el interruptor fue diseñado. Estos dispositivos pueden ser usados en cualquier sistema en donde el voltaje sea menor que el de el especificado en el interruptor.

## 4. Capacidad Interruptiva

Es la máxima corriente rms simétrica o asimétrica que el interruptor es capaz de interrumpir con seguridad.

## 5. Voltaje de Control

Voltaje (ac o cd) designado para aplicarse al circuito de control de disparo o cierre del interruptor.

Debemos mencionar además que un interruptor electromagnético debe cumplir con los siguientes puntos:

1. La tensión nominal del interruptor electromagnético ( $V_{nrec}$ ) debe ser mayor o igual que la tensión de la red ( $V_{red}$ ).

$$V_{nrec} \geq V_{red}$$

2. La corriente máxima de interrupción (disparo instantáneo) del interruptor, debe ser mayor que la corriente de corto circuito máxima de la red protegida.

$$I_{max\ int} \geq I_{ccmax}$$

3. La corriente nominal del marco y del sensor del electromagnético no deben ser menores que la corriente de carga máxima en la red.

$$I_{marco} \geq I_{sensor} \geq I_{carga\ maxima}$$

**CAPITULO II**

**PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACION DE  
PROTECCIONES.**



**II.1 INFORMACION BASICA PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION**

Para hacer un cálculo de coordinación de protecciones es necesario poseer cierta información que nos permita poder realizar dicho estudio. Es deseable, que esta información sea lo mas completa y confiable para poder obtener mejores resultados.

A continuación se recomienda en forma general la información básica para realizar un estudio de coordinación:

**A. Curvas de operación y ajustes de los dispositivos de protección específicas del fabricante del equipo.**

**B. Diagrama unifilar del sistema o de la sección del sistema involucrado en el estudio.**

En él se debe indicar claramente:

1. Tensión, no. de fases, no. de hilos en barras.
2. Potencia aparente, tensión, impedancia y conexiones de todos los transformadores, así como tipo de enfriamiento.
3. Datos de placa y reactancias subtransitorias y transitorias de las maquinas rotatorias, adicionalmente, reactancias sincronicas de generadores.
4. Tamaños y tipos de conductores de la red
5. Relaciones de transformación, ubicación y especificaciones generales de transformadores de instrumento, asociados al equipo de protección.
6. Características generales del equipo de protección como: capacidad de fusibles, marca, tipo y ajuste de relevadores, marcos y sensores de interruptores de baja tensión.

### C. Estudio completo de corto circuito

Se recomienda utilizar el método de la norma IEEE-std 141-1993 (red book), obteniendo para cada barra:

1. Corrientes momentáneas de corto circuito trifásico (Primera Red).
2. Corrientes interruptivas de corto circuito trifásico (Segunda Red).
3. Corrientes de corto circuito trifásico para relevadores con retardo de tiempo (Tercera Red).

Las corrientes momentáneas se utilizan para determinar los valores de respuesta de los relevadores con ajuste instantáneo y de los dispositivos con disparo de acción directa. Además, para verificar la capacidad momentánea de interruptores en bajo voltaje, fusibles, desconectores y reactores.

Las corrientes interruptivas sirven, como su nombre lo indica, para verificar la capacidad interruptiva a la cual están sujetos los interruptores en una tensión arriba de 1000 volts.

Las corrientes para dispositivos con retardo de tiempo se utilizan para determinar el valor en la que se terminaran de graficar las curvas de coordinación.

## II.2. SELECCION DE RUTAS DE COORDINACION

La Ruta a coordinar es el primer documento generado por el calculista y es la base para proseguir con todo el estudio de coordinación.

Esta ruta es seleccionada a criterio del diseñador y en ella se definen los dispositivos de protección que tienen una vital importancia de ajustarse para que el sistema tenga una determinada flexibilidad.

En un sistema eléctrico puede haber mas de una ruta a coordinarse. por lo tanto, es necesario ver cuantas rutas existen y pueden ser seleccionadas, y no intentar sujetarse a una sola ruta de coordinación.

Para seleccionar la ruta o rutas de coordinación, es necesario conocer lo siguiente:

### 1. DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar nos proporciona toda la información requerida para nuestro estudio, pues como ya se habla mencionado anteriormente, en él se encuentra información tal como datos nominales de cargas, características de los transformadores de potencia, relación de transformación y ubicación de los transformadores de corriente y características generales del equipo de protección; además, nos proporciona una representación conveniente de la relación que existe entre los diferentes dispositivos de protección.

### 2. FILOSOFIA DE OPERACION DEL SISTEMA

La filosofía de operación del sistema se refiere a todas las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico, o sea, las condiciones normales de operación, las condiciones anormales y las condiciones de emergencia del sistema.

Las consideraciones principales a tomar en cuenta al seleccionar la ruta son:

- a) Abarcar el mayor número de equipos de protección en serie desde el mas lejano de la fuente hasta la protección mas cercana a dicha fuente.

El término "mas lejano a la fuente" debe interpretarse en el aspecto eléctrico, no en el físico, ya que un equipo puede estar localizado físicamente junto a la fuente pero eléctricamente puede ser el más lejano (caso 1 de la figura 2.1) o viceversa (caso 2 de la figura 2.1).

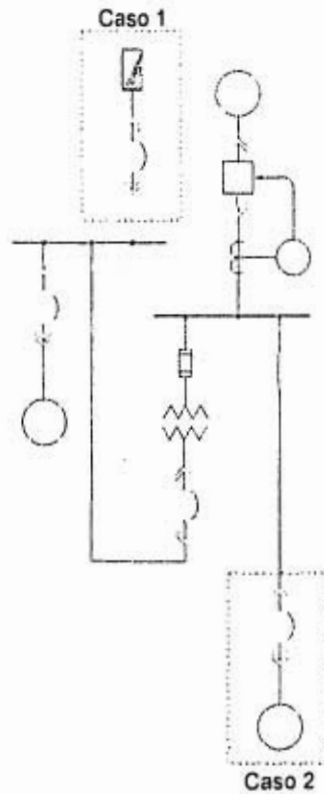


Figura No. 2.1

- b) Seleccionar una ruta de coordinación tal que incluya por lo menos un elemento de protección por cada nivel de tensión que tenga la ruta
- c) Seleccionar la protección que es la representativa de una serie de equipos similares.

Para cada bus, se toma como representativo el equipo de mayor capacidad, siendo excepciones cuando se tienen equipos distintos (p.e. motor y transformador) de capacidad similar, en cuyo caso se toman los dos elementos como representativos del bus.

En los sistemas de utilización es común encontrar arreglos tal como al mostrado en la figura 2.2, en dicha ilustración se observa un conjunto de protecciones similares, los cuales están alejados eléctricamente por igual. La protección mas representativa es la del motor de 15 H.P. ya que cualquiera de las otras protecciones tiene características de operación menores que la seleccionada como representativa.

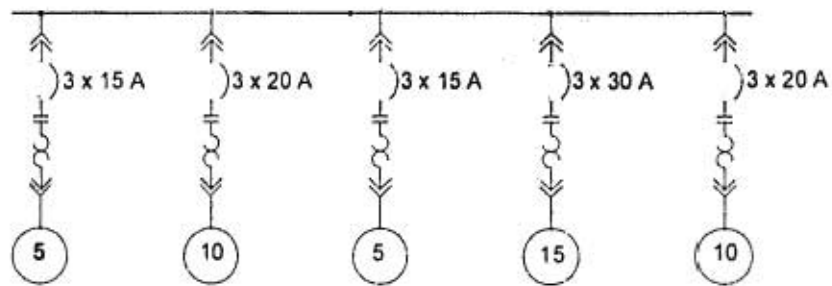


Figura No. 2.2

- d) Que contenga solo dispositivos de protección con una característica de selectividad similar.

Esto significa que solo vamos a poder coordinar protecciones contra sobrecargas o sobrecorrientes o protecciones similares y no coordinar dispositivos de protección diferentes; por ejemplo la característica de un fusible con un relevador contra sobretemperatura en chumaceras o baleros de un motor.

Resumiendo todo lo expuesto anteriormente, podemos proponer el siguiente criterio para seleccionar la(s) ruta(s) a coordinar:

1. Dibujar un diagrama unifilar simplificado indicando todas las protecciones con características de selectividad igual (sobrecarga o sobrecorriente) en los alimentadores y también las protecciones representativas en las barras de distribución, indicando además, los equipos normalmente abiertos.
2. Hacer un resumen de la filosofía de operación en el cual se indique el comportamiento de los equipos para la mayoría de las situaciones posibles del sistema.
3. En base al resumen de la filosofía de operación (indicado en el punto anterior) se dibujan tantos diagramas unilaterales simplificados modificados (rutas) de acuerdo a las posibles situaciones del sistema.
4. De los diagramas unilaterales modificados (rutas) se elige aquél que contenga el mayor número de equipos de protección.

A este diagrama unifilar simplificado modificado, se le conoce como "Ruta a coordinar".

Para un mejor entendimiento considérese el siguiente ejemplo:

De un sistema eléctrico se obtuvo un diagrama unifilar simplificado tal como se muestra en la figura 2.3

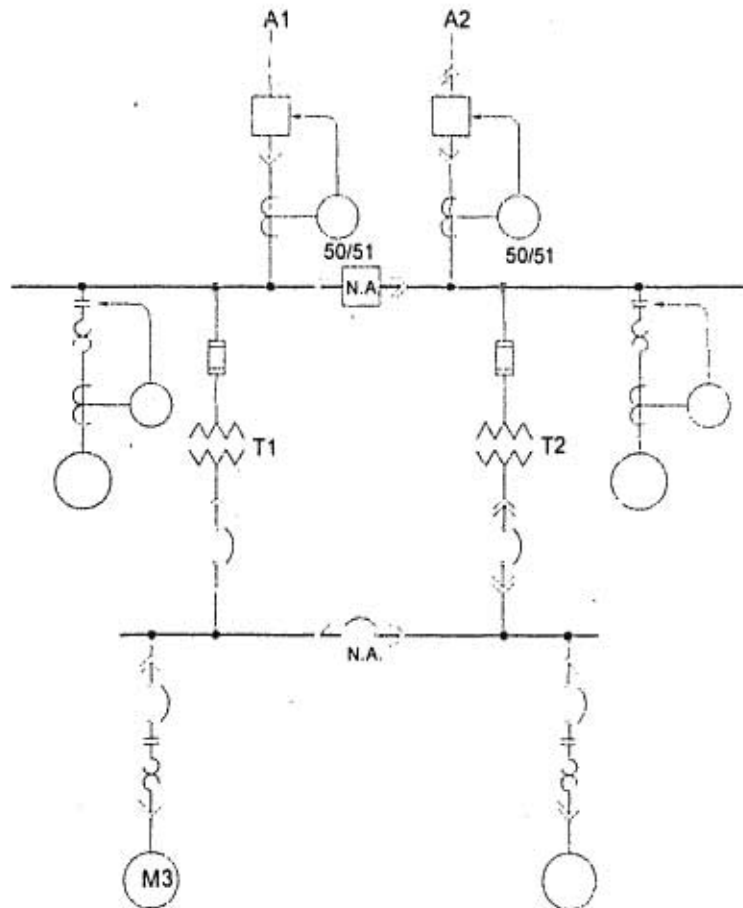


Figura No. 2.3

Las condiciones principales indicadas en la filosofía de operación son:

- ◆ En operación normal cada alimentador principal (A1 y A2) debe manejar el 50% de la carga del sistema.
- ◆ A falla de cualquier alimentador principal (A1 o A2) el otro alimentador debe poder suministrar toda la carga del sistema.
- ◆ A falla de cualquier transformador principal ( T1 o T2) el otro transformador debe manejar la carga de ambos (T1 y T2).
- ◆ Tener máxima flexibilidad a falla simultánea de un transformador y un alimentador principal.

**Problema:**

Para este diagrama unifilar y las condiciones principales de operación dadas, seleccionar la ruta de coordinación mas adecuada.

**Solución:**

De la primera condición indicada, la cual nos dice que en operación normal, cada alimentador principal (A1 y A2) debe manejar el 50% de la carga del sistema, el diagrama unifilar quedara de la manera siguiente:



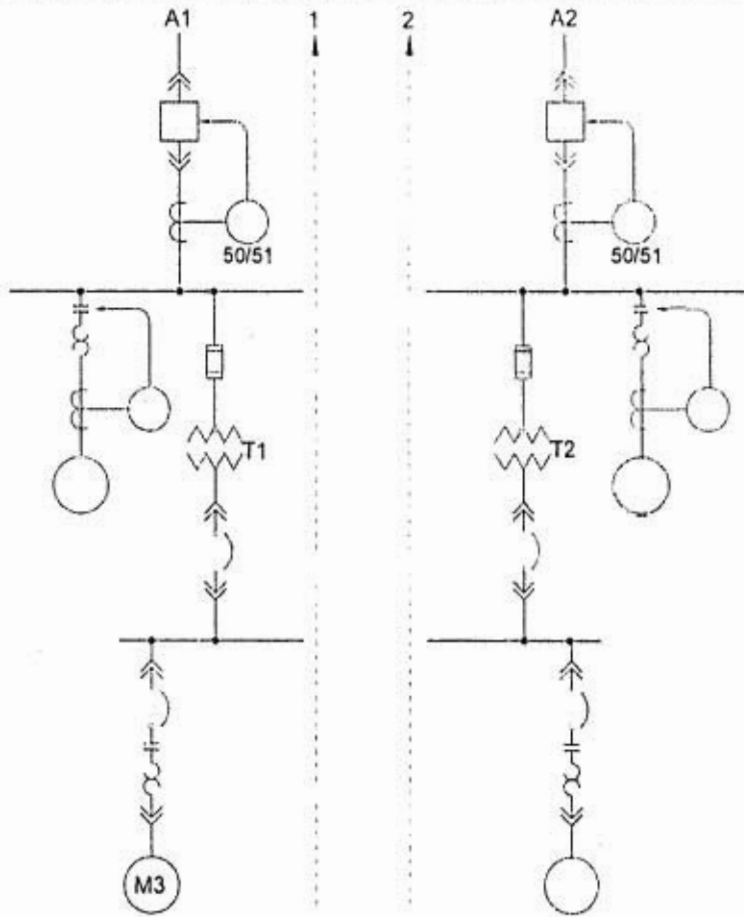


Figura No. 2.4.

Donde las posibles rutas de coordinación, se muestran con líneas punteadas.

La segunda condición indicada, la cual menciona que a falla de cualquier alimentador principal (A1 o A2), el otro alimentador debe poder suministrar toda la carga del sistema, se encuentra en la figura 2.5.

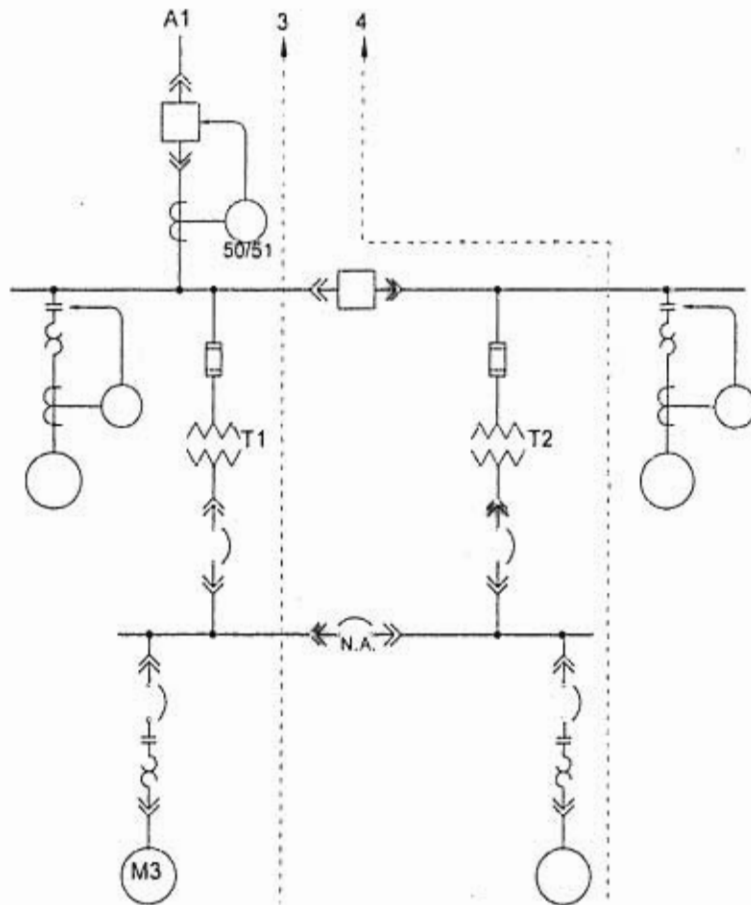


Figura No. 2.5.

La tercera condición -a falla de cualquier transformador principal (T1 o T2), el otro transformador debe manejar la carga de ambos-, quedaría como se muestra en la figura 2.6.

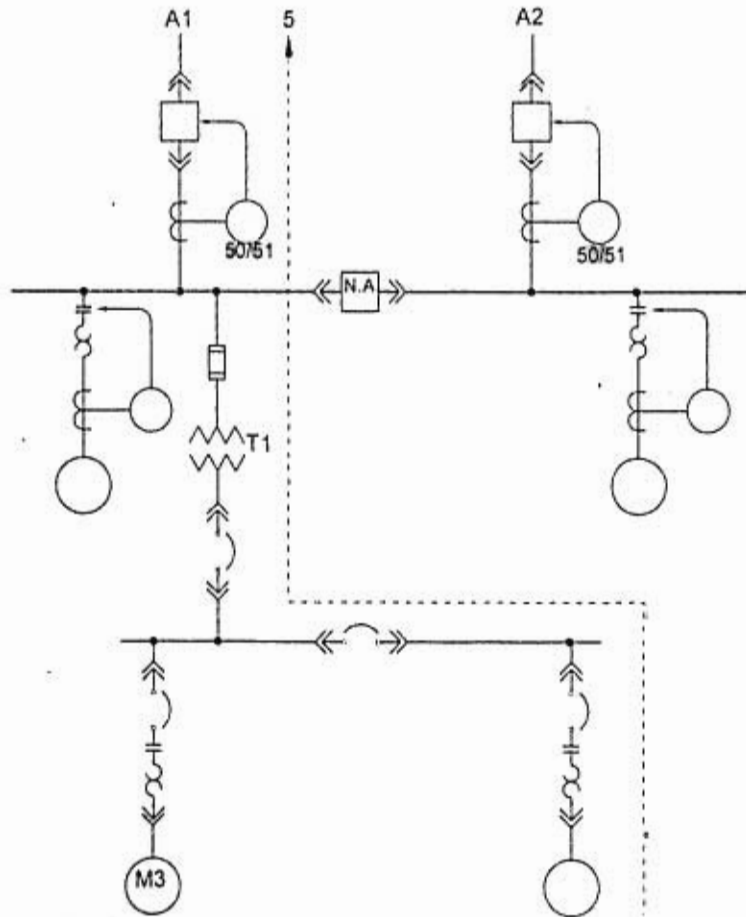


Figura No. 2.6.

La ultima condición -tener máxima flexibilidad a falla simultánea de un transformador y un alimentador principal-, se muestra en la figura 2.7.

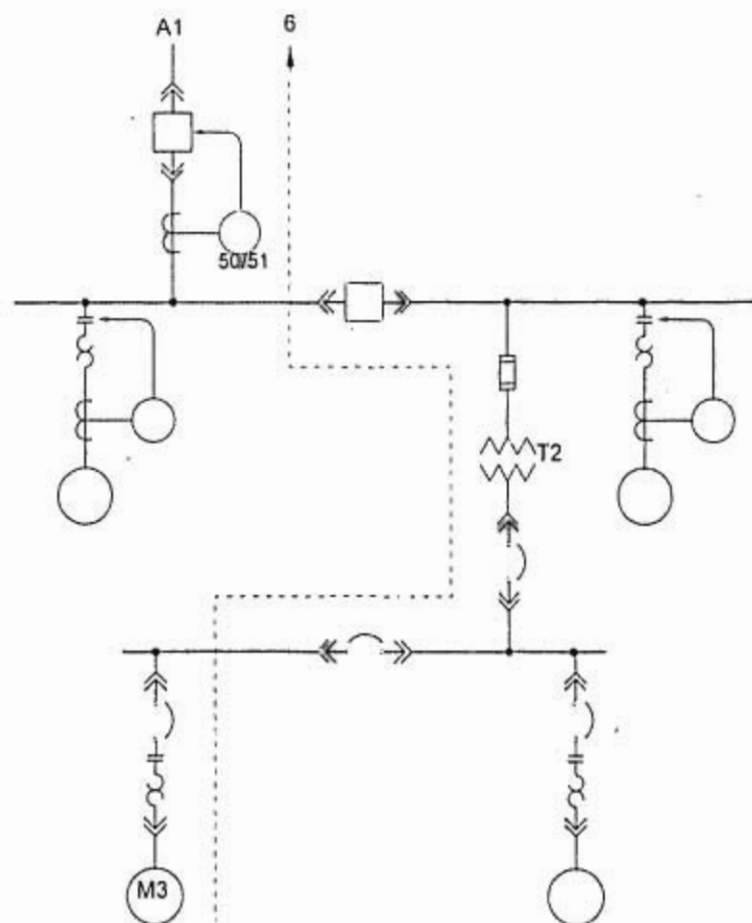


Figura No. 2.7.

Como ya se había mencionado anteriormente, las posibles rutas de coordinación se muestran con líneas punteadas.

Observando y comparando las rutas propuestas, la ruta de coordinación seleccionada es la No. 6. y se escogió en base a las condiciones expuestas anteriormente, es decir:

- 1 Que contenga el mayor numero de dispositivos de protección en serie, (en este caso, 6 dispositivos), y
- 2 Que abarque desde el equipo mas lejano (M3) hasta la protección mas cercana a la fuente (dispositivo 50/51 de A1).

Cabe mencionar que si hubiéramos seleccionado cualquiera de las otras cinco rutas, ninguna de ellas seria la adecuada, ya que la ruta numero seis cubre todas las posibles situaciones existentes en las otras cinco rutas propuestas.

Nota:

En este ejemplo los pasos 1 y 2 del criterio de selección fueron dados como datos.

### II.3. REFERENCIA A UN VOLTAJE BASE

Para poder visualizar, comparar y ajustar las características tiempo-corriente (t-c) del equipo eléctrico a proteger, así como de los dispositivos de protección de un sistema eléctrico, es necesario que dichas características queden resumidas en un solo documento.

Debido a que en un sistema eléctrico pueden existir diferentes niveles de tensión, es necesario -para poder comparar objetivamente las características tiempo-corriente de los dispositivos involucrados en la coordinación-, referir todas las corrientes de las diferentes tensiones, a una sola tensión llamada "voltaje base".

En otras palabras, se requiere que los valores de corriente de algún dispositivo a cierta tensión -480 V por ejemplo-, sean convertidos a valores de corriente equivalente al nivel de tensión del dispositivo con el que se desea comparar, 4160 V por ejemplo.

Matemáticamente, para referir cualquier valor de corriente al nivel de tensión base ( $V_B$ ) se emplea la siguiente expresión

$$I_R = \frac{I_N V_N}{V_B}$$

donde:

- $V_N$  = Voltaje Nominal del Elemento.
- $I_N$  = Corriente Nominal del Elemento.
- $I_R$  = Corriente Referida
- $V_B$  = Voltaje Base.

### II.3. REFERENCIA A UN VOLTAJE BASE

Para poder visualizar, comparar y ajustar las características tiempo-corriente (t-c) del equipo eléctrico a proteger, así como de los dispositivos de protección de un sistema eléctrico, es necesario que dichas características queden resumidas en un solo documento.

Debido a que en un sistema eléctrico pueden existir diferentes niveles de tensión, es necesario -para poder comparar objetivamente las características tiempo-corriente de los dispositivos involucrados en la coordinación-, referir todas las corrientes de las diferentes tensiones, a una sola tensión llamada "voltaje base".

En otras palabras, se requiere que los valores de corriente de algún dispositivo a cierta tensión -480 V por ejemplo-, sean convertidos a valores de corriente equivalente al nivel de tensión del dispositivo con el que se desea comparar, 4160 V por ejemplo.

Matemáticamente, para referir cualquier valor de corriente al nivel de tensión base ( $V_B$ ) se emplea la siguiente expresión

$$I_R = \frac{I_N V_N}{V_B}$$

donde:

- $V_N$  = Voltaje Nominal del Elemento.
- $I_N$  = Corriente Nominal del Elemento.
- $I_R$  = Corriente Referida
- $V_B$  = Voltaje Base.

Como ejemplo, considérese el caso de la figura 3.1; se desea referir el valor de corriente de 225 A en 220 V, al valor equivalente en 480V.

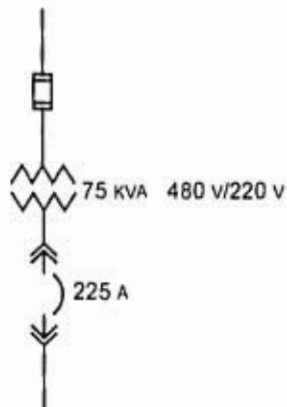


Figura No. 3.1

Sustituyendo valores en la expresión anterior tendremos:

$$I_R = I_N \frac{I'_N}{I'_R} = (225 \text{ A}) \times \left( \frac{220 \text{ V}}{480 \text{ V}} \right)$$

$$I_R = 103.125 \text{ A}$$

Por lo tanto, 225 A en 220 V corresponden a 103.125 A en 480 V.

Si se desea referir una curva completa, se desarrolla el mismo procedimiento para cada valor de corriente en ese tiempo, es decir, se eligen ciertos puntos de la curva y se refiere la corriente para cada punto en el mismo tiempo.



Como ejemplo, considérese que se desea referir la curva mostrada en la figura 3.2 a una tensión de 480 V; considérese un  $V_N$  igual a 4.16 kV.

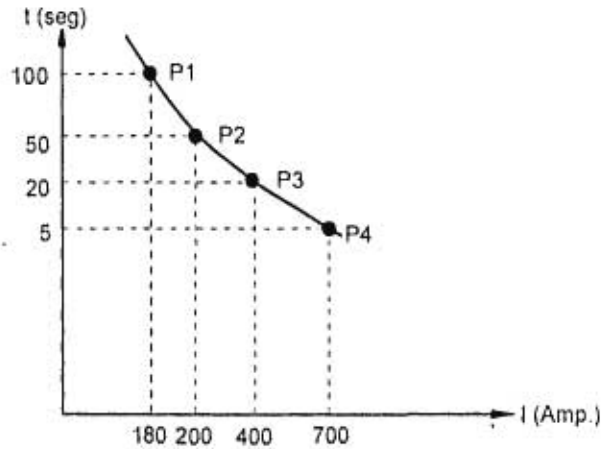


Figura No. 3.2

Aplicando el método tenemos:

$$I_R = \frac{I'_N}{I'_N} I_N, \text{ donde sustituyendo tendremos:}$$

$$I_R = \frac{4160 I'}{480 I'} I_N$$

$$I_R = 8.66 I_N$$

Punto	Tiempo (Seg)	$I_N$ (A)	$I_R$ (A)
1	100	180	1559
2	50	200	1732
3	20	400	3464
4	5	700	6062

La curva referida a una tensión de 480 V será la mostrada en la figura 3.3:

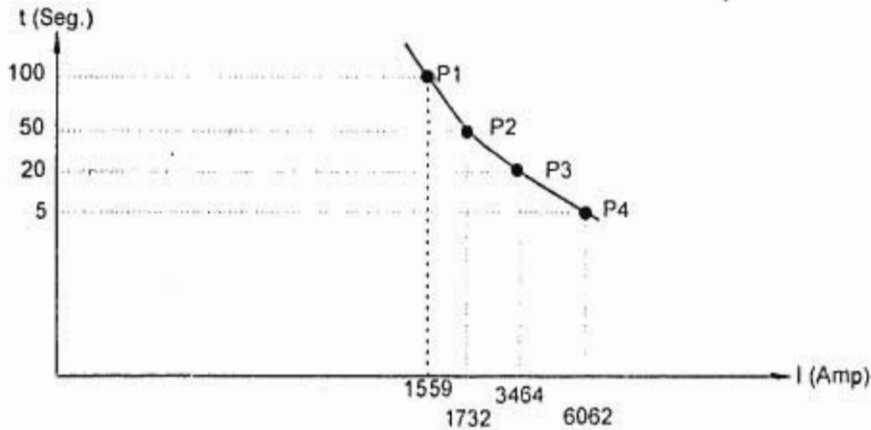


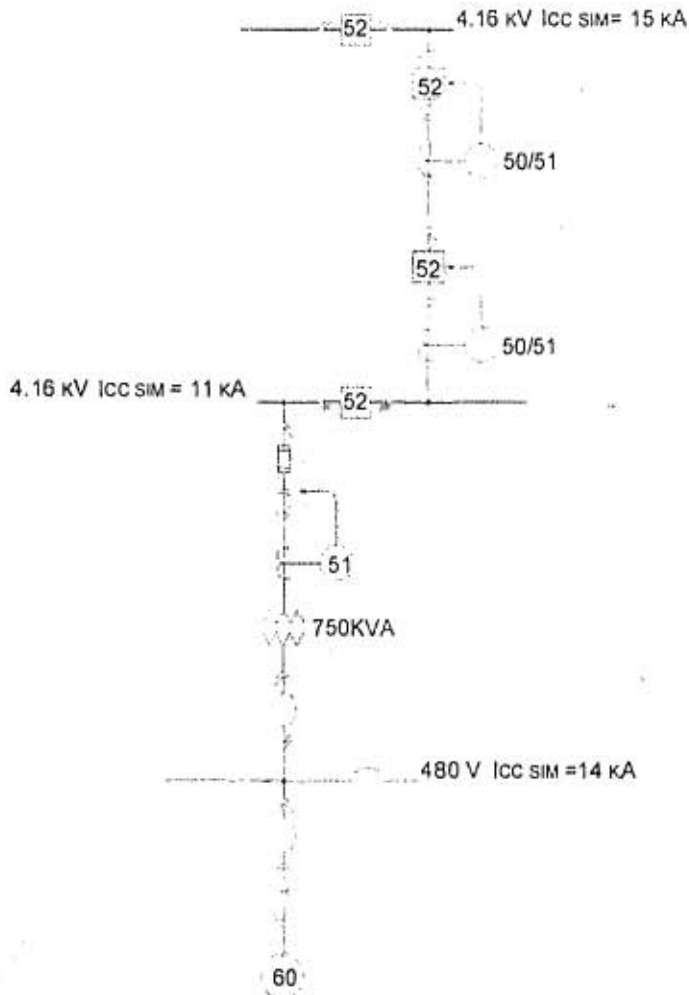
Figura No. 3.3

En los ejemplos anteriores, se eligieron arbitrariamente los voltajes base; a continuación se indica el criterio para elegir el voltaje base adecuado para nuestros propósitos:

1. Se recomienda proponer como voltaje base ( $V_0$ ), aquella tensión que dentro de la ruta de coordinación, contenga la mayor cantidad de dispositivos de protección. Esto evitara operaciones innecesarias al referir al voltaje base una menor cantidad de dispositivos.
2. El voltaje base debe considerar dos limitantes en la hoja de coordinación:
  - a) **Límite Inferior:** El límite inferior será la corriente del dispositivo representativo -dentro de la ruta de coordinación- del nivel de tensión mas bajo.
  - b) **Límite Superior:** El límite superior será el valor máximo de falla de corto circuito del sistema.

Para comprobar que el voltaje base elegido es el recomendable, se debe verificar que ambos límites (superior e inferior) pueden graficarse en la misma Hoja Log-Log; para ello, y para un mejor entendimiento, considérese el siguiente ejemplo:

Considérese la siguiente ruta a coordinar:



**Primer Paso:**

Elegimos 4.16 kV como voltaje base debido a que en esa tensión existe la mayoría de dispositivos de protección.

**Segundo Paso:**

Se comprueba que el voltaje seleccionado cumpla con el límite inferior y superior.

**a) Límite Inferior**

Para verificar si el voltaje base cumple con el límite inferior, usamos la siguiente expresión antes vista.

$$I_R = \frac{I_{NI}}{V_B} V_{NI}$$

Donde:

$I_R$  = Corriente Referida.

$V_{NI}$  = Voltaje Nominal del Dispositivo mas lejano.

$V_B$  = Voltaje Base.

$I_{NI}$  = Corriente Nominal del Dispositivo mas lejano.

y cumplirá siempre y cuando se cumpla la siguiente relación

$$I_R \geq I_{MIN}$$

Donde  $I_{MIN}$  esta definida como la corriente mínima del eje horizontal de la hoja logarítmica. Ver Figura No. 3.4

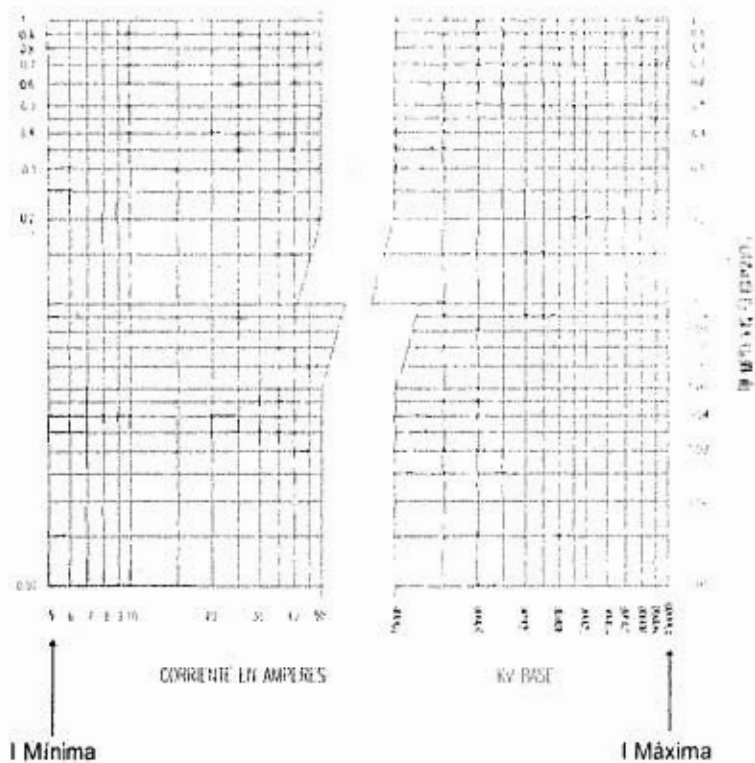


Figura No. 3.4

Para nuestro ejemplo, el limite inferior será la corriente nominal del motor de 60 H.P.

La corriente nominal de un motor de 60 H.P. de acuerdo a la tabla 430.150 de NOM-001-1994, es:

$$I_N = 80 \text{ Amp.}$$

Refiriendo esta corriente al voltaje base de 4,16 kV tendremos:

$$I_R = \frac{480 \text{ V}}{4160 \text{ V}} \times (80 \cdot I)$$

$$I_R = 9.23 \text{ A @ } 4.16 \text{ kV}$$

y como  $I_{MIN} = 5 \text{ A}$ , se cumple que

$$I_R \geq I_{MIN}$$

Por lo tanto el voltaje base elegido cumple con el limite inferior.

### b) Limite Superior

La comprobación de si cumple con el limite superior el voltaje base, será solo si:

$$I_{CCMAX} \leq I_{MAX}$$

Donde  $I_{MAX}$  esta definida como la corriente máxima representada al final de las décadas del eje horizontal de la hoja logaritmica, ver figura No. 3.5.

En nuestra ruta a coordinar tenemos 3 valores de falla de corto circuito, los cuales son:

$$I_{CC} = 15,710.64 \text{ Amp en } 4.16 \text{ kV}$$

$$I_{CC} = 10,944.41 \text{ Amp en } 4.16 \text{ kV}$$

$$I_{CC} = 14,064.84 \text{ Amp en } 0.48 \text{ kV}$$

Para saber cual de estos tres valores es el máximo valor de falla hay que referir los tres valores a un mismo nivel de tensión para que la comparación sea consistente.

Los valores de  $I_{CC} = 15,710.64 \text{ Amp}$  e  $I_{CC} = 10,944.41 \text{ Amp}$  están en una tensión de 4.16 kV por lo que no se requiere referir a 4.16 kV que es la tensión base.

Refiriendo la  $I_{CC} = 14,064.84 \text{ Amp}$  a 4.16 kV, tenemos la expresión por nosotros ya conocida:

$$I_R = \frac{V_N I_{L1}}{V_B}$$

$$I_R = \frac{480 V}{4160 V} \times (14.064,84 A)$$

$$I_R = 1622.86 \text{ Amp @ } 4.16 \text{ kV}$$

Donde comparando, podemos ver que el valor máximo de falla de corto circuito es:

$$I_{CC} = 15,710.64 \text{ Amp}$$

y como  $I_{MAX} = 100,000 \text{ A}$ , se cumple que

$$I_{CCMAX} < I_{MAX}$$

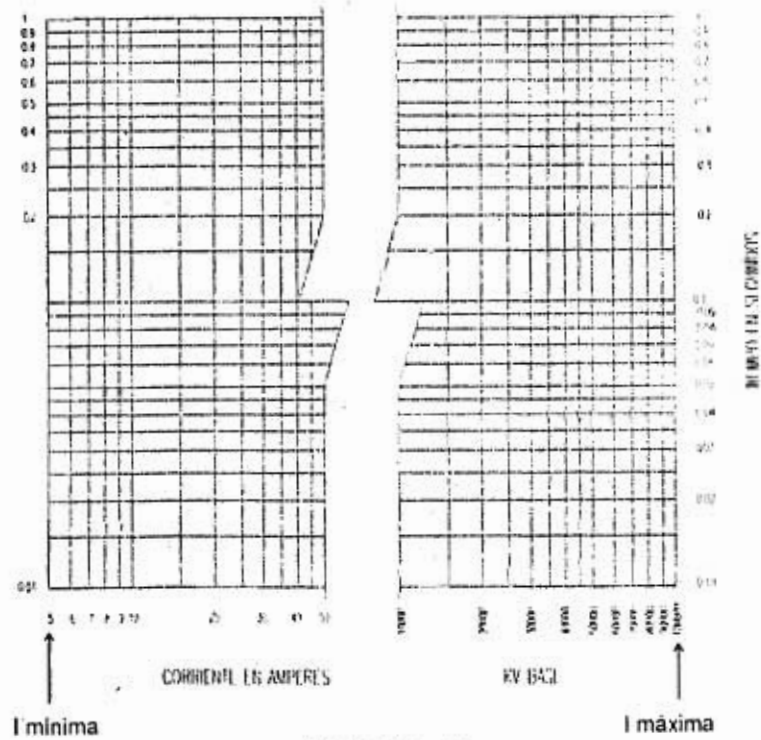


Figura No. 3.5

En caso de que alguno o los dos límites no cumplieran con las restricciones indicadas, será necesario afectar la escala de corriente de la hoja log-log por un factor multiplicativo (generalmente submúltiplos o múltiplos de 10), que haga que la escala de corriente cumpla con los dos límites requeridos.

Como ejemplo considérese que tenemos una ruta de coordinación en la que existen los siguientes niveles de tensión.

13.8 kV  
4.16 kV  
0.48 kV

La corriente del equipo más alejado dentro de la ruta (límite inferior) es:

$$I_N = 72A \text{ en } 480 V$$

y la corriente máxima de falla de corto circuito es:

$$I_{cc} = 10 \text{ kA en } 13.8 \text{ kV}$$

#### Caso 1

Tomando como voltaje base la tensión de 480 V, tendríamos:

a) Límite Inferior  $I_N = 72A$  (no es necesario referirla)

donde cumple que:

$$I_N \geq I_{MIN} \text{ , ya que } I_{MIN} = 5 \text{ Amp}$$

b) Límite Superior:

$I_{cc} = 10 \text{ kA en } 13.8 \text{ kV}$ , donde refiriendo a 480 V tenemos:

$$I_R = 10 \text{ kA} \left( \frac{13.8 \text{ kV}}{0.48 \text{ kV}} \right) = 280,000A @ 480 V$$



Donde podemos ver que no cumple con

$$I_R \leq I_{MAX}, \text{ ya que } I_{MAX} = 100,000 \text{ Amp}$$

Por lo tanto en la hoja log-log, la escala de corriente será multiplicada por 10 y así cumplirán los dos límites.

$$I_{MIN} = 5A, \text{ pasara a tomar el valor de } I_{MIN} = 50A$$

$$I_{MAX} = 100,000A, \text{ pasara a tomar el valor de } I_{MAX} = 1,000,000A$$

y se cumplirá que:

$$\begin{aligned} 72A &\geq I_{MIN} \\ 280 \text{ kA} &\leq I_{MAX} \end{aligned}$$

## Caso 2

Tomando como voltaje base, la tensión de 13.8 KV, tendríamos

### a) Límite Inferior

$$I_N = 72A \text{ en } 480 \text{ V}$$

Refiriendo A 13.8 kV. Tenemos

$$I_R = 72 \left( \frac{0.48 \text{ kV}}{13.8 \text{ kV}} \right)$$

$$I_R = 2.5A$$

Donde podemos ver que no cumple con

$$\text{ya que } I_{MIN} = 5 \text{ Amp} \quad I_R \geq I_{MIN}$$

## b) Límite Superior

$$I_{CC} = 10 \text{ kA en } 13.8 \text{ kV}$$

No es necesario referirlo y cumple con

$$I_{CC} \leq I_{MAX}$$

Como no cumple el límite inferior, multiplicaremos la escala de corriente por 0.1 y tendremos que:

$$I_{MIN} = 5A \text{ pasara a tomar el valor de } I_{MIN} = 0.5 \text{ A}$$

$$I_{MAX} = 100,000A \text{ pasara a tomar el valor de } I_{MAX} = 10,000A$$

y se cumplirá que:

$$2.5A \geq I_{MIN}$$

$$\text{y } 10 \text{ KA} \leq I_{MAX}$$

#### II.4. TIEMPOS MINIMOS DE SEPARACION RECOMENDADOS ENTRE CURVAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

El procedimiento de coordinación de protecciones, implica necesariamente -como ya se habla mencionado anteriormente-, el uso de las curvas tiempo-corriente de los distintos elementos de protección que intervienen en el sistema eléctrico; cuando se grafican estas curvas de coordinación, se deben mantener entre ellas, ciertos intervalos de tiempo con el propósito de asegurar la operación secuencial y selectiva de los diferentes dispositivos de protección.

Estos márgenes se hacen necesarios, debido a que las características de operación de los fusibles, relevadores e interruptores, son distintas: Los fusibles tienen características de operación bien definidas, los interruptores ciertas velocidades de operación ( necesitan cierto tiempo para abrir totalmente sus contactos) y ciertos relevadores tienen un tiempo de sobrecarrera ( overtravel ).

La sobrecarrera, se define como el movimiento que continua el disco o elemento de respuesta, después de que la señal de entrada cambia a un valor que ocasione este movimiento y cese. Este movimiento sucede por inercia.

Estos intervalos de tiempo se componen de los siguientes factores:

- a) Tiempo de apertura del interruptor.
- b) Sobrecarrera de los relevadores, y
- c) Tolerancia de seguridad (por razones de manufactura y de error al fijar la posición del disco).

Cuando se coordinan relevadores de sobrecorriente con características de tiempo inverso, el intervalo de separación entre ellos dos, es usualmente de 0.4 segundos. Este intervalo consiste de:

Tiempo de Apertura del Interruptor (5 ciclos)	0.08 seg.
Sobrecarrera	0.10 seg.
Margen de Seguridad	0.12 - 0.22 seg.

En los relevadores de sobrecorriente con características de tiempo o muy inverso o extremadamente inverso, la sobrecarrera es un poco menor que en los relevadores de tiempo inverso, permitiendo con esto un intervalo de separación de 0.30 seg.

Cuando se utilizan relevadores del tipo estado sólido (electrónicos), el tiempo correspondiente a la sobrecarrera (overtravel), no es considerado, reduciendo con esto, el intervalo de tiempo.

En forma similar, existen intervalos -márgenes de coordinación- entre los diferentes dispositivos de protección. Para mayor referencia de estos intervalos de tiempo, ver Apéndice D.

## II.5. CARACTERISTICAS DE OPERACION Y LIMITES DE PROTECCION DE EQUIPOS.

Como ya se había mencionado anteriormente, la coordinación de protecciones de sobrecorriente consiste en un análisis organizado de las características corriente-tiempo de los dispositivos de protección de un sistema, obteniendo parámetros de selección y ajuste que nos permitan garantizar que, ante la presencia de una falla, se tenga conjuntamente, un número mínimo de usuarios afectados y un tiempo reducido de falta de suministro de servicio.

Para ello es necesario conocer para el equipo a proteger, al menos dos aspectos importantes:

- Características de operación, y
- Límites de protección.

El primer punto se refiere a el conocimiento de las condiciones normales de operación del equipo como pueden ser: corrientes de magnetización, de arranque, sobrecargas momentáneas, etc. mismas que graficadas en la hoja de coordinación, definen una zona denotada como de no operación de la protección, o zona de operación normal del equipo.

El segundo punto establece el límite de soporte térmico del equipo, de tal manera que representara gráficamente la frontera de operación de la protección, garantizando con ello que la protección actuara antes de que el equipo empiece a dañarse.

Dado que ambas características tienen un comportamiento corriente-tiempo inversa, en la hoja de coordinación se establecen zonas gráficas cuyo comportamiento típico se muestra en la siguiente figura:

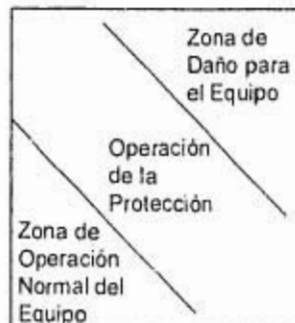


Figura 5.1. Zonificación de la Hoja de Coordinación

A continuación se describen las características de operación y límites de protección del equipo a proteger:

## MOTORES

### 1. CARACTERÍSTICAS DE OPERACION

Las características de operación del motor se describen gráficamente con el perfil del motor. La curva o perfil del motor debe consistir de cinco elementos (figura 5.2).

- Corriente a Plena Carga.
- Corriente a Rotor Bloqueado.
- Tiempo de Aceleración
- Tiempo Máximo Permitido de Atascamiento.
- Corriente de Magnetización.

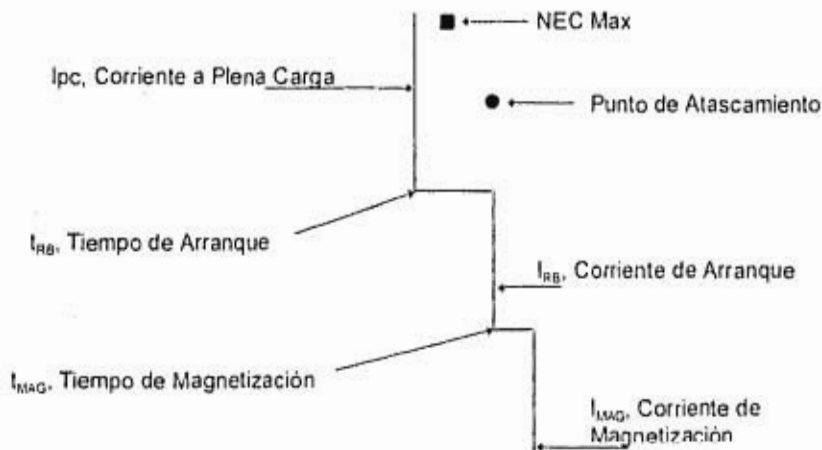


Figura 5.2. Características de Operación y Límites de Protección para un Motor.

**a) Corriente a Plena Carga**

La corriente a plena carga  $I_{pc}$  corresponde al valor de corriente que demanda el motor en condiciones de voltaje, potencia y frecuencia nominales. Este dato normalmente aparece indicado en la placa del motor, en caso de desconocerse, se parte de sus características nominales. Para construcción del perfil del motor ver Apéndice A.

La protección de sobrecorriente deberá tener el retraso suficiente de tiempo para permitir que el motor arranque, pero cuidando conjuntamente no exceder el ajuste máximo NEC, y que opere antes que se alcance el tiempo máximo de atascamiento del rotor.

**b) Corriente a Rotor Bloqueado.**

La corriente a rotor bloqueado representa la corriente del motor a velocidad cero; si este valor de corriente no es conocido, la letra de código NEMA de placa puede ser usada para determinarlo (ver Tabla I, Apéndice A)

**c) Tiempo de Aceleración.**

El tiempo de aceleración define la duración de la transición de la corriente de arranque a la corriente a plena carga y depende del tamaño del motor, al par de arranque, la inercia y la carga.

**d) Tiempo Máximo de Atascamiento.**

El tiempo de atascamiento del rotor representa un punto de la curva límite de calentamiento térmico del motor definido por  $t^2 I^2$  a corriente de rotor bloqueado. Este valor es generalmente proporcionado por el fabricante del motor

**e) Corriente de Magnetización.**

La corriente de magnetización consiste de la corriente que circula a través de los devanados del motor cuando este es inicialmente energizado. El valor aproximado de esta corriente es de 1.76 veces la corriente a rotor bloqueado para medio y alto voltaje y de 1.5 veces para bajo voltaje; se considera un tiempo de duración de esta corriente de 0.10 seg.

### 1. LIMITES DE PROTECCION.

Los máximos ajustes permitidos de los dispositivos de sobrecorriente para la protección de sobrecarga del motor son indicadas en la Tabla II Apéndice A; el porcentaje de ajuste esta en función de la corriente a plena carga del motor.

	Máximo ajuste (%)
Si $F_s \geq 1.15$ ó $T \leq 40^\circ\text{C}$	130-140*
Todos los demás	115-130*

Donde:

- F<sub>s</sub>** Es el Factor de Servicio  
**T** es la Sobre-elevación de la temperatura en ° C.  
 \* Valores máximos, solo si se tienen problemas al arranque.

**CENTRO DE CONTROL DE MOTORES.** Cuando un grupo de motores en un centro de control de motores están protegidos por un interruptor, es necesario graficar una curva que considere el arranque del motor mas grande mas la corriente nominal del resto de la carga (llamada también de sobrecarga momentánea). El dispositivo de protección debe ser ajustado para que opere arriba de esta curva y para que no dispare cuando los motores de este bus están contribuyendo con corrientes de corto circuito en el caso de ocurrir una falla en algún bus adyacente.



---

**TRANSFORMADORES**


---

**I. CARACTERISTICAS DE OPERACION**

Las características de operación de los transformadores, quedan definidas por la corriente a plena carga, capacidad de sobrecarga y el punto inrush.

**a) Corriente a Plena Carga**

La corriente a plena carga se obtiene de la placa del transformador o a partir de la fórmula de la potencia aparente trifásica.

$$I_{pc} = \frac{KVAnom}{\sqrt{3} \times kVnom}$$

**b) Punto De Magnetización o Punto INRUSH**

El punto de magnetización es una aproximación del efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador. El punto de magnetización es variable y depende del magnetismo residual en el transformador, de su capacidad y del punto en la onda de voltaje aplicado cuando ocurre la energización.

La corriente de magnetización de un transformador es considerada como un múltiplo de su corriente nominal que varía de acuerdo a la capacidad nominal del transformador.

Para calcular el punto de magnetización, se determina el factor INRUSH ( $F_{INRUSH}$ ) de acuerdo a la Tabla V, Apéndice B: cabe hacer notar que sus valores corresponden a transformadores sumergidos en aceite, para transformadores del tipo seco, el valor es mayor, alcanzando en algunas ocasiones hasta 22 veces la  $I_{pc}$ .

El tiempo de duración de la corriente de magnetización es invariablemente de 0.10 segundos.

$$P_{INRUSH} = ( I_{INRUSH} \cdot t_{INRUSH} = 0.10s )$$

$$I_{INRUSH} = I_{pc} \times F_{INRUSH}$$

**c) Capacidad De Sobrecarga.**

La capacidad de sobrecarga del transformador depende del tipo de enfriamiento proporcionado y de la temperatura de diseño. La capacidad de sobrecarga del transformador son los amperes de plena carga multiplicados por el factor de enfriamiento y por el factor de elevación de temperatura.

Los factores de enfriamiento y temperatura están resumidos en la Tabla VII, Apéndice B.

**2. LIMITES DE PROTECCION****a) Curva ANSI**

La Curva ANSI -ver figura 5.3-, representa la máxima capacidad del transformador de soportar, sin dañarse, esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por la circulación de corriente de corto circuito.

Para la determinación de la curva ANSI de daño a transformadores es necesario conocer:

**- Impedancia del Transformador.-**

Al calcular los puntos de la curva ANSI, es necesario verificar que la impedancia del transformador, no sea menor a las indicadas en la tabla I, apéndice B.

**- Factor ANSI por tipo de conexión.-**

Dependiendo de la conexión del transformador los valores de la curva se deben multiplicar por el factor ANSI, ver Tabla II. Apéndice B.

**- Categoría del Transformador.-**

Para calcular la curva ANSI, es necesario clasificar a los transformadores en categorías, de acuerdo a su potencia, como se muestra en la Tabla III, Apéndice B.

Una vez determinados estos parámetros, se procede a graficar la curva ANSI, cuyos perfiles -de acuerdo a la categoría- se muestran en la Figura 5.3.

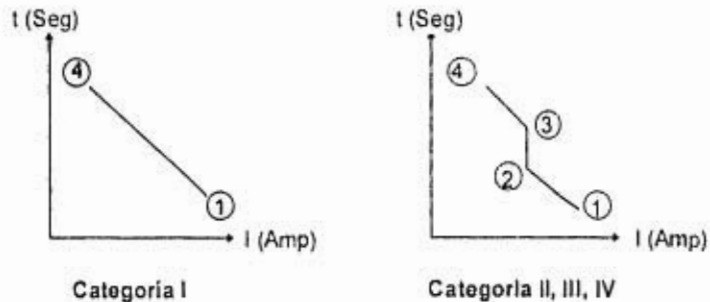


Figura 5.3. Curva ANSI Para Transformadores.

Los puntos de la curva ANSI, se calculan de acuerdo a la Tabla IV, Apéndice B.

#### a) LIMITES NEC

El National Electric Code ( NEC), establece los límites máximos de ajuste requeridos para la protección de sobrecorriente del primario y secundario de transformadores; la Tabla VI, Apéndice b. resume estos límites en porciento de la corriente a plena carga del transformador.

---

#### Cables

---

Para la protección de cables, se debe asegurar que su curva de daño quede sobre la correspondiente del dispositivo que lo protege, en el caso de interruptores se deben ajustar a valores de corriente no mayores al 600% de la ampacidad del conductor.

Para el calculo de la curva de daño de un cable, ver apéndice C.

**CAPITULO III**

**APLICACION DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA  
COORDINACION DE PROTECCIONES EN UNA PLANTA  
INDUSTRIAL DE PEMEX.**

A continuación se indican en forma resumida, los pasos a seguir para el desarrollo del estudio de coordinación:

- 1<sup>RO</sup> Recopilación de la información necesaria para el estudio de coordinación (curvas de fabricante, diagrama unifilar, etc.).
- 2<sup>DO</sup> Realizar un diagrama unifilar simplificado, indicando las características principales del sistema tales como tensión, KW conectados, corrientes de corto circuito, designación de equipos, equipos representativos, etc. En el se toman las siguientes consideraciones:
  - a) En Media Tensión se muestran todos los motores.
  - b) En Baja Tensión.
    - b.1.) El equivalente de la suma en HP del grupo de motores y el motor de mayor capacidad.
- 3<sup>RO</sup> Selección de la ruta a coordinar.
- 4<sup>TO</sup> Se enumeran los dispositivos de protección y se indican sus características principales.
- 5<sup>TO</sup> Se elige el voltaje base.
- 6<sup>TO</sup> Se traza la curva del 1<sup>ER</sup> dispositivo de protección.

Cada dispositivo de protección, debe ser calibrado de tal manera que permita sobrecargas temporales normales (arranque de motores, corrientes magnetizantes, etc.) pero que actúe cuando se sobrepasa el valor determinado en el ajuste.

En la practica, las curvas de cada dispositivo de protección se dibujan solo hasta el valor de falla existente en las terminales del mismo.
- 7<sup>MO</sup> Se procede de manera similar con los demás dispositivos de protección, considerando la separación en tiempo que debe existir entre dos curvas.

### III.1 CALCULO PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES DE LA PLANTA DE ALQUILACION EN SALAMANCA GUANAJUATO.

#### III.1.1 APLICACION PRACTICA DEL PROCEDIMIENTO.

A continuación, se procede a realizar el estudio de coordinación de la planta de Alquiler en Salamanca Guanajuato ( Proyecto FB-8429 ).

##### 1<sup>ER</sup> PASO.

Recopilación de la información necesaria para el estudio de coordinación (curvas de fabricante, diagrama unifilar, etc.).

Las curvas de fabricante de los dispositivos de protección, que serán usadas en este estudio se encuentran en el apéndice E. El diagrama unifilar real del sistema eléctrico de la planta en estudio, se muestra en la figura 3.1 y 3.1.1.

##### 2<sup>DO</sup> PASO.

Realizar un diagrama unifilar simplificado, indicando las características principales del sistema tales como tensión, KW conectados, corrientes de corto circuito, designación de equipos, equipos representativos, etc. En el se toman las siguientes consideraciones:

- a) En media tensión se muestran todos los motores.
- b) En Baja Tensión.

- b.1.) El equivalente de la suma en HP del grupo de motores y el motor de mayor capacidad.

El diagrama unifilar simplificado, elaborado de acuerdo a las consideraciones hechas se muestran en la figura 3.2.

##### 3<sup>ER</sup> PASO.

Selección de la ruta a coordinar

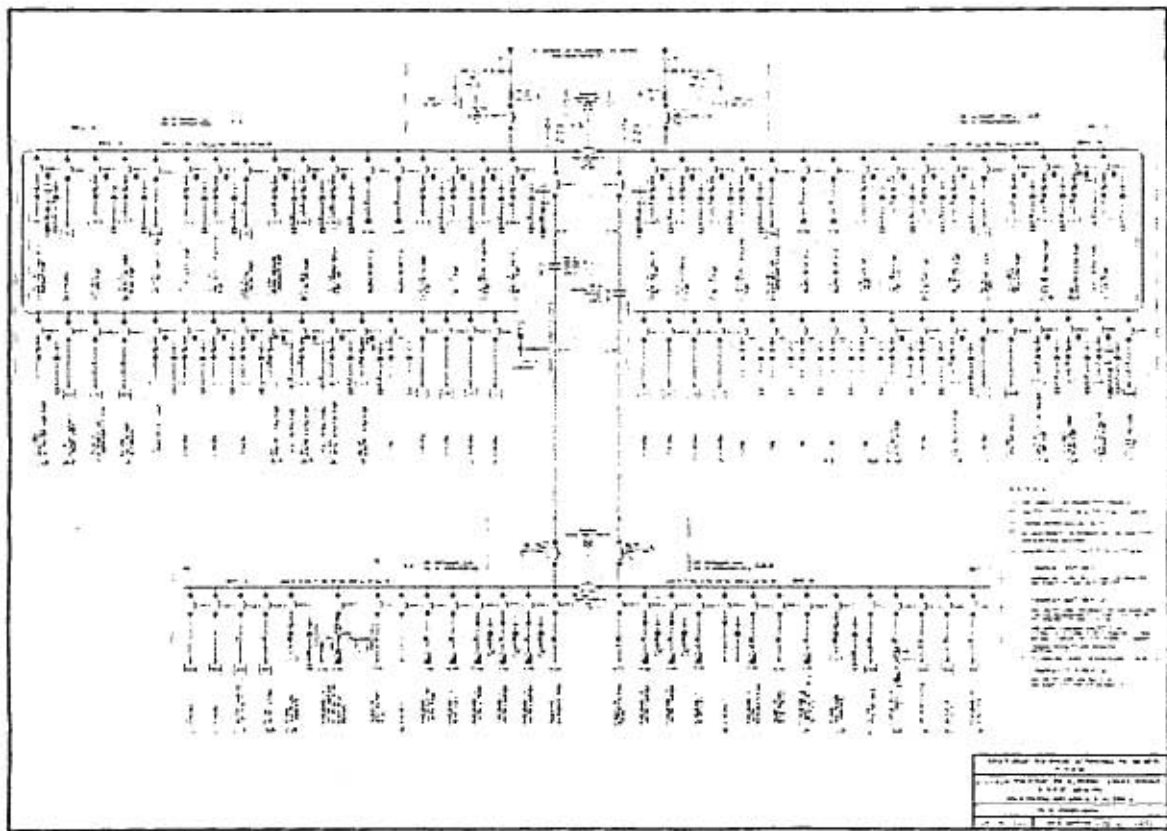
La ruta a coordinar, seleccionada de acuerdo a lo visto en el tema correspondiente, es mostrada en la figura 3.3.

##### 4<sup>TO</sup> PASO.

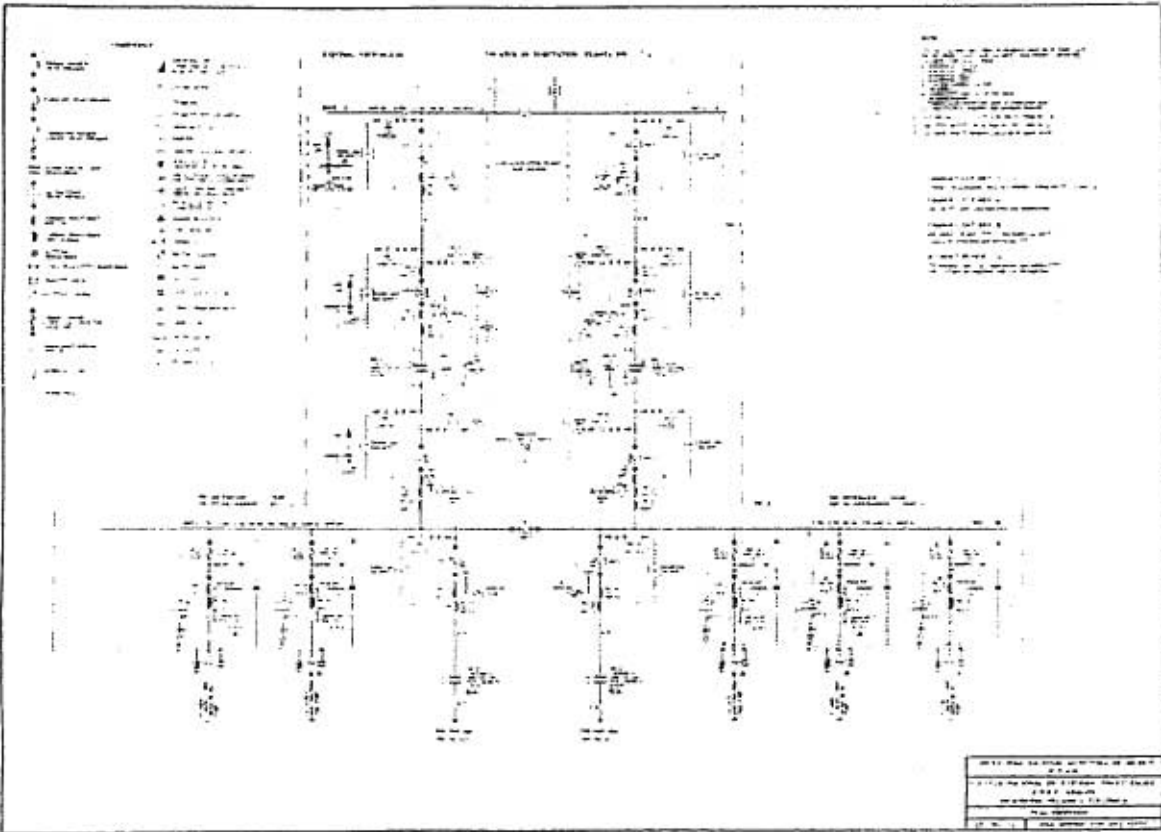
Se enumeran los dispositivos de protección y se indican sus características principales.

**IDENTIFICACION DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE LA RUTA A  
COORDINAR**

- 1 Interruptor termomagnético tipo SLH, Marca SQ'D de 3 x 350A, 600 VCA Máximos, Curva No. I-660-3.
- 2 Interruptor termomagnético tipo SLA Marca SQ'D, de 3 x 400A, 600 VCA Máximos, Curva No. I-660-3.
- 2' Elemento Térmico DD112-DD320, aleación fusible, tipo G, serie B, C tamaño 5, Marca SQ'D.
- 3 Interruptor electromagnético (C.B.1) Tipo DS-420, Marca Westinghouse con unidades de disparo L.S.I. Marco 2000A, sensor 2000A, 600 VCA, Amptector II-A, curva No. 44025-791-R1, Mayo de 1980 y curva de la página 7 del catálogo No. 32203CMDP/Marzo/1988.
- 4 Relevador trifásico multifuncional con parámetros de medición y protección 50/51, serie Sepam 1000 Mod. Sepam 1000SO5-LX501, Marca Merlin Gerin, para curvas ver boletín técnico SEPAM-1000.
- 5 Relevador trifásico multifuncional con parámetros de protección 49, Serie SEPAM 1000 Mod. 1000SO5-LXM01, Marca MERLIN GERIN para curvas de calibración ver boletín técnico SEPAM-1000.
- 6 Fusibles de potencia limitadores de corriente de 3 x 130A Tipo 4R, curva GES-8101-B.
- 7 Relevador trifásico multifuncional con parámetros de medición y protección 50/51, serie Sepam 1000 Mod. Sepam 1000SO5-LX501, Marca Merlin Gerin, para curvas ver boletín técnico SEPAM-1000.
- 8 Relevador trifásico multifuncional con parámetros de medición y protección 50/51, serie Sepam 1000 Mod. Sepam 1000SO5-LX501, Marca Merlin Gerin, para curvas ver boletín técnico SEPAM-1000.







- 1. 1.5
- 2. 1.5
- 3. 1.5
- 4. 1.5
- 5. 1.5
- 6. 1.5
- 7. 1.5
- 8. 1.5
- 9. 1.5
- 10. 1.5
- 11. 1.5
- 12. 1.5
- 13. 1.5
- 14. 1.5
- 15. 1.5
- 16. 1.5
- 17. 1.5
- 18. 1.5
- 19. 1.5
- 20. 1.5
- 21. 1.5
- 22. 1.5
- 23. 1.5
- 24. 1.5
- 25. 1.5
- 26. 1.5
- 27. 1.5
- 28. 1.5
- 29. 1.5
- 30. 1.5
- 31. 1.5
- 32. 1.5
- 33. 1.5
- 34. 1.5
- 35. 1.5
- 36. 1.5
- 37. 1.5
- 38. 1.5
- 39. 1.5
- 40. 1.5
- 41. 1.5
- 42. 1.5
- 43. 1.5
- 44. 1.5
- 45. 1.5
- 46. 1.5
- 47. 1.5
- 48. 1.5
- 49. 1.5
- 50. 1.5
- 51. 1.5
- 52. 1.5
- 53. 1.5
- 54. 1.5
- 55. 1.5
- 56. 1.5
- 57. 1.5
- 58. 1.5
- 59. 1.5
- 60. 1.5
- 61. 1.5
- 62. 1.5
- 63. 1.5
- 64. 1.5
- 65. 1.5
- 66. 1.5
- 67. 1.5
- 68. 1.5
- 69. 1.5
- 70. 1.5
- 71. 1.5
- 72. 1.5
- 73. 1.5
- 74. 1.5
- 75. 1.5
- 76. 1.5
- 77. 1.5
- 78. 1.5
- 79. 1.5
- 80. 1.5
- 81. 1.5
- 82. 1.5
- 83. 1.5
- 84. 1.5
- 85. 1.5
- 86. 1.5
- 87. 1.5
- 88. 1.5
- 89. 1.5
- 90. 1.5
- 91. 1.5
- 92. 1.5
- 93. 1.5
- 94. 1.5
- 95. 1.5
- 96. 1.5
- 97. 1.5
- 98. 1.5
- 99. 1.5
- 100. 1.5

KEY

1. 1.5

2. 1.5

3. 1.5

4. 1.5

5. 1.5

6. 1.5

7. 1.5

8. 1.5

9. 1.5

10. 1.5

11. 1.5

12. 1.5

13. 1.5

14. 1.5

15. 1.5

16. 1.5

17. 1.5

18. 1.5

19. 1.5

20. 1.5

21. 1.5

22. 1.5

23. 1.5

24. 1.5

25. 1.5

26. 1.5

27. 1.5

28. 1.5

29. 1.5

30. 1.5

31. 1.5

32. 1.5

33. 1.5

34. 1.5

35. 1.5

36. 1.5

37. 1.5

38. 1.5

39. 1.5

40. 1.5

41. 1.5

42. 1.5

43. 1.5

44. 1.5

45. 1.5

46. 1.5

47. 1.5

48. 1.5

49. 1.5

50. 1.5

51. 1.5

52. 1.5

53. 1.5

54. 1.5

55. 1.5

56. 1.5

57. 1.5

58. 1.5

59. 1.5

60. 1.5

61. 1.5

62. 1.5

63. 1.5

64. 1.5

65. 1.5

66. 1.5

67. 1.5

68. 1.5

69. 1.5

70. 1.5

71. 1.5

72. 1.5

73. 1.5

74. 1.5

75. 1.5

76. 1.5

77. 1.5

78. 1.5

79. 1.5

80. 1.5

81. 1.5

82. 1.5

83. 1.5

84. 1.5

85. 1.5

86. 1.5

87. 1.5

88. 1.5

89. 1.5

90. 1.5

91. 1.5

92. 1.5

93. 1.5

94. 1.5

95. 1.5

96. 1.5

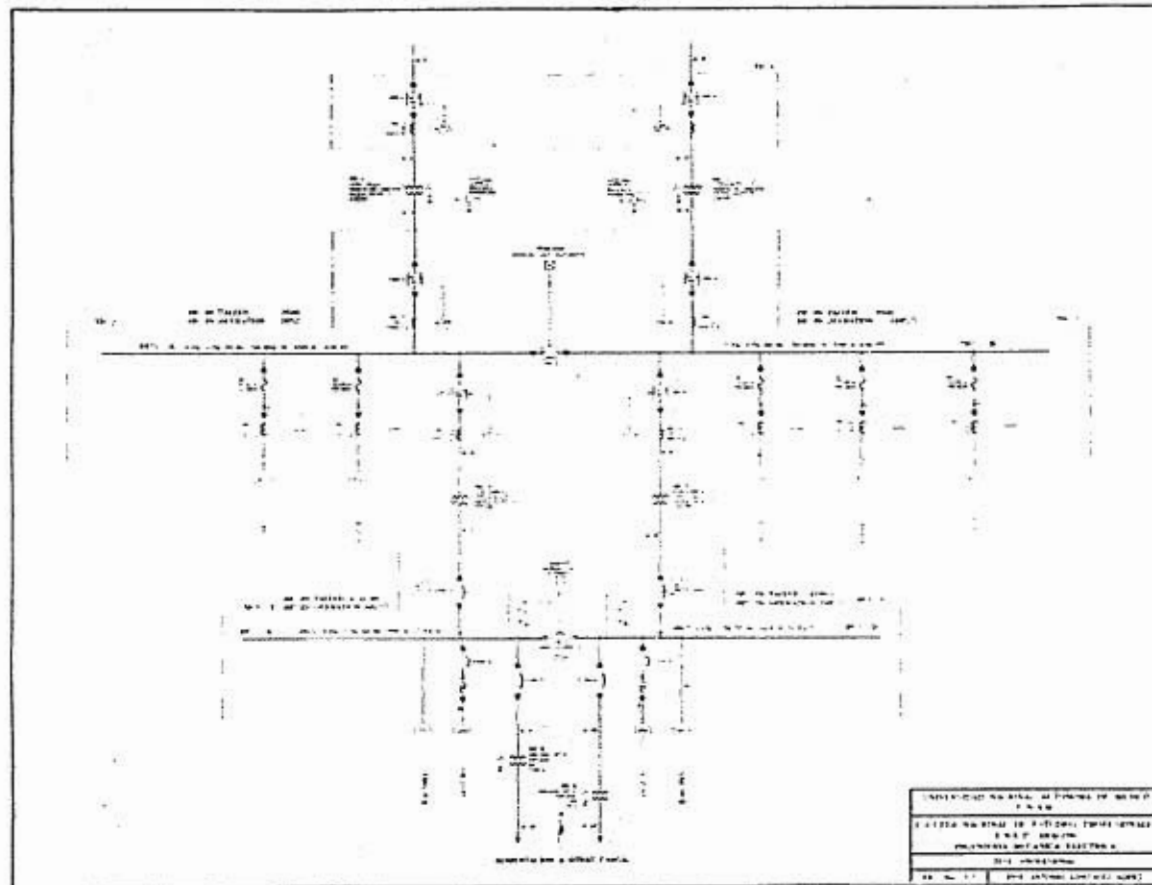
97. 1.5

98. 1.5

99. 1.5

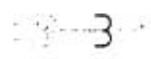
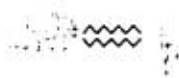
100. 1.5

1. 1.5	1.5
2. 1.5	1.5
3. 1.5	1.5
4. 1.5	1.5
5. 1.5	1.5
6. 1.5	1.5
7. 1.5	1.5
8. 1.5	1.5
9. 1.5	1.5
10. 1.5	1.5
11. 1.5	1.5
12. 1.5	1.5
13. 1.5	1.5
14. 1.5	1.5
15. 1.5	1.5
16. 1.5	1.5
17. 1.5	1.5
18. 1.5	1.5
19. 1.5	1.5
20. 1.5	1.5
21. 1.5	1.5
22. 1.5	1.5
23. 1.5	1.5
24. 1.5	1.5
25. 1.5	1.5
26. 1.5	1.5
27. 1.5	1.5
28. 1.5	1.5
29. 1.5	1.5
30. 1.5	1.5
31. 1.5	1.5
32. 1.5	1.5
33. 1.5	1.5
34. 1.5	1.5
35. 1.5	1.5
36. 1.5	1.5
37. 1.5	1.5
38. 1.5	1.5
39. 1.5	1.5
40. 1.5	1.5
41. 1.5	1.5
42. 1.5	1.5
43. 1.5	1.5
44. 1.5	1.5
45. 1.5	1.5
46. 1.5	1.5
47. 1.5	1.5
48. 1.5	1.5
49. 1.5	1.5
50. 1.5	1.5
51. 1.5	1.5
52. 1.5	1.5
53. 1.5	1.5
54. 1.5	1.5
55. 1.5	1.5
56. 1.5	1.5
57. 1.5	1.5
58. 1.5	1.5
59. 1.5	1.5
60. 1.5	1.5
61. 1.5	1.5
62. 1.5	1.5
63. 1.5	1.5
64. 1.5	1.5
65. 1.5	1.5
66. 1.5	1.5
67. 1.5	1.5
68. 1.5	1.5
69. 1.5	1.5
70. 1.5	1.5
71. 1.5	1.5
72. 1.5	1.5
73. 1.5	1.5
74. 1.5	1.5
75. 1.5	1.5
76. 1.5	1.5
77. 1.5	1.5
78. 1.5	1.5
79. 1.5	1.5
80. 1.5	1.5
81. 1.5	1.5
82. 1.5	1.5
83. 1.5	1.5
84. 1.5	1.5
85. 1.5	1.5
86. 1.5	1.5
87. 1.5	1.5
88. 1.5	1.5
89. 1.5	1.5
90. 1.5	1.5
91. 1.5	1.5
92. 1.5	1.5
93. 1.5	1.5
94. 1.5	1.5
95. 1.5	1.5
96. 1.5	1.5
97. 1.5	1.5
98. 1.5	1.5
99. 1.5	1.5
100. 1.5	1.5

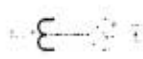
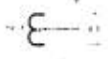


UNIVERSITY OF MICHIGAN LIBRARY  
115 TAPPAN STREET  
ANN ARBOR, MICHIGAN 48106  
SERIALS ACQUISITION  
300 NORTH ZEEB ROAD  
ANN ARBOR, MICHIGAN 48106

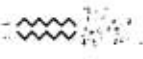
M.T. 2 - 300 kV  
 Proyecto - 10704-250 kV



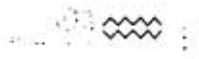
M.T. 2 - 300 kV  
 Proyecto - 10704-250 kV



FACTOR DE ASIMETRIA = 0.75

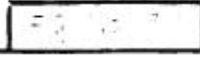


M.T. 2 - 300 kV  
 Proyecto - 10704-250 kV



ALIMENTACION A TRAVES CARRETA

RUTA DE COORDINACION



5<sup>to</sup> PASO.  
Se elige el Voltaje Base.

Elección del Voltaje Base

Se propone como primera tentativa, el voltaje base de 0.48 kV, de acuerdo a lo visto en el tema correspondiente.

Verificando que cumpla con el límite inferior y el límite superior, tenemos:

a) Límite Inferior

El elemento más alejado dentro de la ruta, es el transformador TR-6, su  $I_{PC}$  es:

$$I_N = \frac{225 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ kV}} \cdot I_N = 270.633 \text{ Amp}$$

Por lo tanto se cumple que  $270.633 \text{ Amp} \geq I_{MIN}$

y cumplimos con el límite inferior.

b) Límite Superior

En nuestro sistema eléctrico tenemos las siguientes corrientes de corto circuito:

$$\begin{aligned} I_{CC} &= 31,725.580A \text{ en } 13.8 \text{ kV} \\ I_{CC} &= 10,966.250A \text{ en } 4.16 \text{ kV} \\ I_{CC} &= 25,675.330A \text{ en } 0.48 \text{ kV} \end{aligned}$$

Refiriendo estos valores al voltaje base propuesto tenemos:

$$\begin{aligned} I_{CC13.8KV} &= 912,110.425A @ 0.48 \text{ kV} \\ I_{CC4.16KV} &= 95,040.833A @ 0.48 \text{ kV} \\ I_{CC0.48KV} &= 25,675.330A @ 0.48 \text{ kV} \end{aligned}$$

Como podemos ver, la corriente máxima de corto circuito es  $I_{CC13.8KV} = 912,110.425 @ 0.48 \text{ kV}$  y no cumple con:

$$912,110.425 \leq I_{MAX}$$

Por lo tanto se utilizará un multiplicador igual a 10, y los valores de  $I_{MIN} = 5A$  e  $I_{MAX} = 100,000A$  pasarán a tomar los siguientes valores.

$$I_{MIN} = 50A \text{ e}$$

$$I_{MAX} = 1,000,000A$$

De este modo se cumplirá con los dos limites, o sea:

$$270.633A \geq I_{MIN} \text{ e}$$

$$912,110.425A \leq I_{MAX}$$

y se elige por lo tanto la tensión de 0.48 kV como voltaje base.

**5<sup>to</sup> PASO.**  
**Se traza la curva de 1<sup>er</sup> dispositivo de protección.**

Cada dispositivo de protección, debe ser calibrado de tal manera que permita sobrecargas temporales normales (arranque de motores, corrientes magnetizantes, etc.) pero que actúe cuando se sobrepasa el valor determinado en el ajuste.

En la practica, las curvas de cada dispositivo de protección se dibujan solo hasta el valor de falla existente en las terminales del mismo.

**7<sup>to</sup> PASO.**  
**Se procede de manera similar con los demás dispositivos de protección, considerando la separación en tiempo que debe existir entre dos curvas.**

Ahora procedemos a realizar la coordinación de protecciones del sistema eléctrico.

**3.1. AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES ANSI 50 Y 49 (DISPOSITIVO 1), DEL TRANSFORMADOR TR-6.**

• **Datos del transformador TR-6:**

Potencia: 225 KVA  
 Relación: 480/220-127 V  
 Z: 5%  
 Tipo: OA  
 Conexión: Delta-Estrella Aterrizada

## 3.1.1. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR TR-1:

- Corriente a Plena Carga

$$I_{PC} = \frac{225 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ kV}} = 270.633 \text{ A @ 480 V}$$

- Punto INRUSH de Magnetización

La corriente de magnetización, de acuerdo a la tabla V apéndice B, es:

$$\begin{aligned} I_{MAG} &= 8 I_{PC} \\ I_{MAG} &= 8 (270.633 \text{ A}) \\ I_{MAG} &= 2165.064 \text{ @ 480V} \end{aligned}$$

El tiempo de magnetización es invariablemente:  $t = 0.1 \text{ seg}$

- Curva ANSI

Categoría del Transformador: I, Ver Tabla III, Apéndice B.

Calculando los puntos de la curva ANSI - Tabla IV Apéndice B, tenemos:

Punto 1.

$$\begin{aligned} t_1 &= 1250 (Zt)^2 \\ t_1 &= 1250 (0.05)^2 \\ t_1 &= 3.125 \text{ seg} \end{aligned}$$

$$I_1 = \frac{I_{PC}}{Zt}$$

$$I_1 = \frac{270.633 \text{ A}}{.05}$$

$$I_1 = 5412.66 \text{ Amp}$$

Por lo tanto, el punto 1 será:

$$P_1 (5412.66 \text{ A}, 3.125 \text{ seg}) @ 480 \text{ V}$$

y debido a que el voltaje base, es igual al voltaje nominal, no es necesario referir estos valores.

Punto 4,

$$\begin{aligned}t_4 &= 50 \text{ seg} \\I_4 &= 5 (I_{pc}) \\I_4 &= 5 (270.633A) \\I_4 &= 1353.16A\end{aligned}$$

Por lo tanto, el punto 4 será:

$$P_4 (1353.16A, 50 \text{ seg}) @ 480 V.$$

- **Corriente de Sobrecarga**

La corriente de sobrecarga, de acuerdo a la Tabla VII, Apéndice B, es

$$I_{sc} = I_{pc} = 270.633A @ 480 V.$$

- **Limites NEC**

NEC Primario

En el primario del transformador, el máximo ajuste del dispositivo de protección - en este caso interruptor-, no deberá exceder, según Tabla VI, Apéndice B, el 600% de la corriente a plena carga, o sea

$$\begin{aligned}\text{NEC Primario} &= 600\% I_{pc} \\ \text{NEC Primario} &= 6(270.633A) \\ \text{NEC Primario} &= 1,623.8 A @ 480 V.\end{aligned}$$

### 3.1.2. PROTECCION DEL TRANSFORMADOR TR-6.

- **Datos de la Protección:**

Interruptor Termomagnético

Tipo: SLH

$I_{NOMINAL}$ : 350 Amp

Para mayores detalles sobre este dispositivo, así como de los usados en este estudio, ver Apéndice E.

- Cálculo de Ajustes

Nuestro dispositivo de protección, debe permitir que circule la corriente magnetizante, pero debe actuar antes de que se alcance la curva ANSI del transformador.

Por lo tanto el ajuste recomendado es:

$$\text{Pick-Up} = 9 I_{\text{NOMINAL}}$$

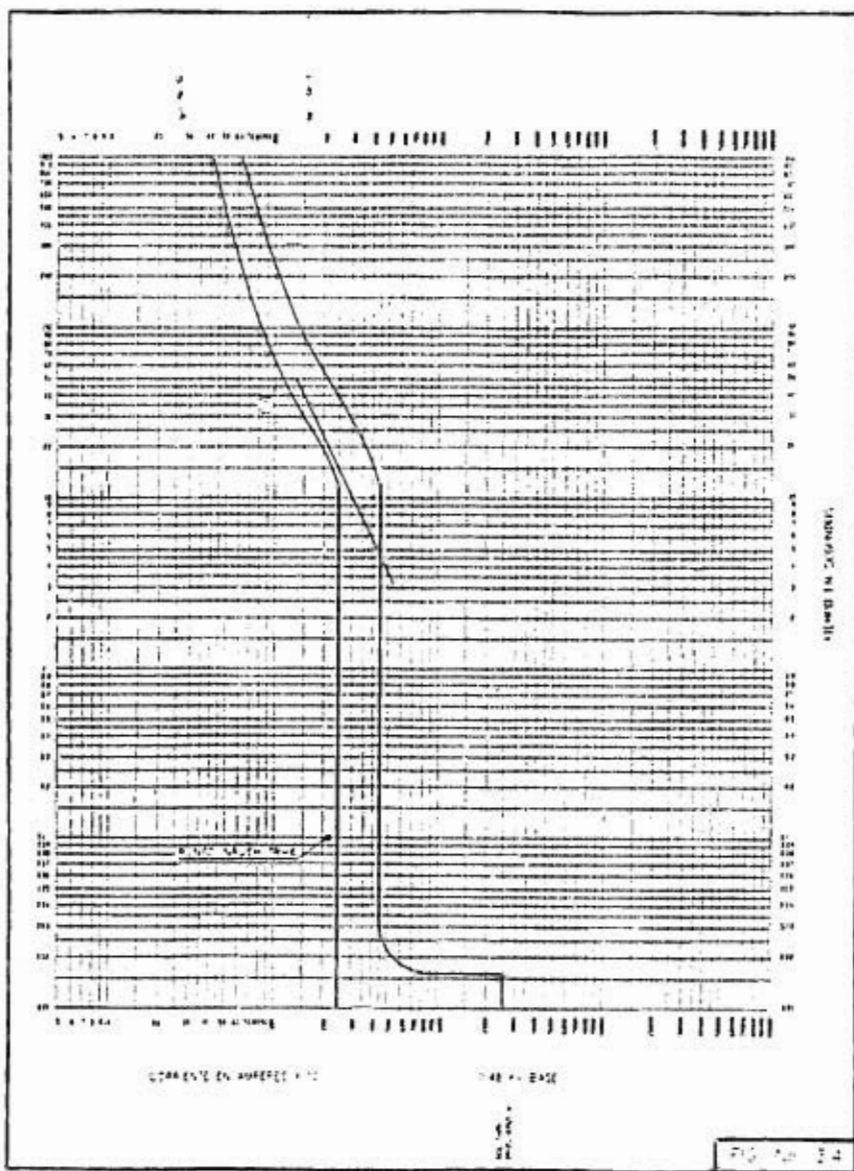
A manera de ilustración se procede a vaciar la curva del interruptor a la hoja de coordinación.

Los siguientes puntos (t,I) fueron tomados de la franja de protección del dispositivo en consideración.

t (seg)	$I_{OP}$ (A) @ 0.48 KV CURVA RAPIDA	$I_{OP}$ (A) @ 0.48 KV CURVA LENTA
1000	$1.183 \times (350) = 414.0$	$1.800 \times (350) = 630$
700	$1.275 \times (350) = 446.25$	$2.000 \times (350) = 700$
400	$1.500 \times (350) = 525.0$	$2.390 \times (350) = 836.5$
250	$1.750 \times (350) = 612.5$	$2.790 \times (350) = 976.5$
150	$2.040 \times (350) = 714.0$	$3.470 \times (350) = 1214.5$
100	$2.390 \times (350) = 836.5$	$4.000 \times (350) = 1400$
60	$2.970 \times (350) = 1039.5$	$5.370 \times (350) = 1879.5$
30	$4.240 \times (350) = 1484.0$	$8.560 \times (350) = 2996$
15	$6.930 \times (350) = 2425.5$	$12.00 \times (350) = 4200$
8	$7.000 \times (350) = 2450.0$	$12.50 \times (350) = 4375$

Una vez obtenidos estos puntos, son vaciados en la hoja de coordinación al igual que las características del transformador quedando de la manera como se indica en la figura 3.4.





### 3.2. AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES ANSI 50 Y 49 (DISPOSITIVO 2Y 2'), DEL MOTOR GA-211A/B

El ajuste de ésta protección, se hará en base al perfil del motor.

- **Datos del Motor:**

Tipo: Inducción  
 Potencia: 200 H.P.  
 Tensión: 480 Volts  
 Factor de Servicio ( F.S. ): 1.1

#### 3.2.1. Cálculo del perfil del motor GA-211A/B.

- **Corriente a Plena Carga,  $I_{PC}$ .**

De tabla 430.150 NOM-001-SEMP 1994, se tiene:

$$I_{PC} = 251 \text{ Amp}$$

Como tenemos un factor de servicio F. S. = 1.1, la corriente a factor de servicio ( $I_{FS}$ ), será:

$$I_{FS} = 251 (1.1)$$

$$I_{FS} = 276.1 \text{ Amp}$$

- **Corriente de Rotor Bloqueado,  $I_{RB}$ .**

Debido a que en este caso no tenemos datos sobre la letra de código, la corriente de rotor bloqueado será:

$$I_{RB} = 6 I_{FS}$$

$$I_{RB} = 6 (276.1 \text{ Amp})$$

$$I_{RB} = 1656.6 \text{ Amp @ } 0.48 \text{ kV, } t = 10 \text{ seg.}$$

- **Corriente de Magnetización,  $I_{MAG}$**

La corriente de magnetización del motor en baja tensión será:

$$I_{MAG} = 1.5 I_{RB}$$

$$I_{MAG} = 1.5 (1656.6 \text{ Amp})$$

$$I_{MAG} = 2484.9 \text{ Amp @ } 0.48 \text{ kV, } t = 0.1 \text{ seg.}$$

## 3.2.2. PROTECCION ANSI 50 DEL MOTOR GA-211 A/B

## • Datos de la Protección:

Interruptor Termomagnético  
 Tipo: SLH  
 $I_{NOMINAL}$ : 400 Amp

## • Cálculo de Ajustes

El dispositivo de protección debe permitir el arranque del motor, pero no deberá ajustarse -ver Tabla II apéndice A-, a un valor mayor del 115% de la corriente a factor de servicio.

$$NEC_{MAXIMO} = 1.15 (276.1) = 317.515 @ 0.48 \text{ kV.}$$

Por lo tanto el ajuste recomendado es:

$$\text{Pick-Up} = 10 I_{NOMINAL}$$

A manera de ilustración se procederá a graficar la curva del interruptor termomagnético, de manera similar al dispositivo 1.

Se toman puntos (t,I) del dispositivo de protección de la curva del fabricante.

t (seg)	$I_{OP}$ (A) @ 0.48 KV CURVA RAPIDA	$I_{OP}$ (A) @ 0.48 KV CURVA LENTA
1000	$1.183 \times (400) = 472.2$	$1.800 \times (400) = 720$
700	$1.275 \times (400) = 510$	$2.000 \times (400) = 800$
400	$1.500 \times (400) = 600$	$2.390 \times (400) = 956$
250	$1.750 \times (400) = 700$	$2.790 \times (400) = 1116$
150	$2.040 \times (400) = 816$	$3.470 \times (400) = 1388$
100	$2.390 \times (400) = 956$	$4.000 \times (400) = 1600$
60	$2.970 \times (400) = 1188$	$5.370 \times (400) = 2148$
30	$4.240 \times (400) = 1696$	$8.560 \times (400) = 3424$
15	$6.930 \times (400) = 2772$	$12.00 \times (400) = 4800$
8	$8.000 \times (400) = 3200$	$12.75 \times (400) = 5100$

Ahora procedemos a vaciar estos puntos, al igual que las características del motor GA-211A/B en la hoja de coordinación quedando de la manera como se indica en la figura 3.5.

Si observamos la figura 3.5, nos damos cuenta que el dispositivo 2, permite arrancar el motor, pero esta ajustado a un valor mayor al 115% de la corriente a factor de servicio, por lo tanto no cumplimos con el NEC y de esta manera no estamos protegiendo al motor contra sobrecarga.

Para solucionar esto procedemos a ajustar el dispositivo 2'.

### 3.2.3 PROTECCION ANSI 49 DEL MOTOR GA-211 A/B.

- Datos de la Protección.

Elemento Térmico  
Aleación Fusible  
Tamaño 5

- Cálculo de Ajustes

El dispositivo debe proteger contra sobrecarga y no deberá ajustarse -ver Tabla II apéndice A-, a un valor mayor del 115% de la corriente a factor de servicio.

$$NEC_{MAXIMO} = 1.15 (276.1) = 317.515 @ 0.48 \text{ kV.}$$

A manera de ilustración se procederá a graficar la curva del elemento térmico tomando puntos (t,I) del dispositivo de protección de la curva del fabricante.

t (seg)	I <sub>OP</sub> (A) @ 0.48 kV
1000	1.248 x (276.1) = 344.6
800	1.274 x (276.1) = 351.75
600	1.326 x (276.1) = 366.1
400	1.392 x (276.1) = 384.33
250	1.500 x (276.1) = 414.15
150	1.697 x (276.1) = 468.54
90	2.027 x (276.1) = 559.65
60	2.422 x (276.1) = 668.71
40	3.037 x (276.1) = 838.51
30	3.569 x (276.1) = 985.4
20	4.736 x (276.1) = 1307.6
15	5.796 x (276.1) = 1600.27

Ahora procedemos a vaciar estos puntos en nuestra hoja de coordinación quedando de la manera como se indica en la figura 3.5.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

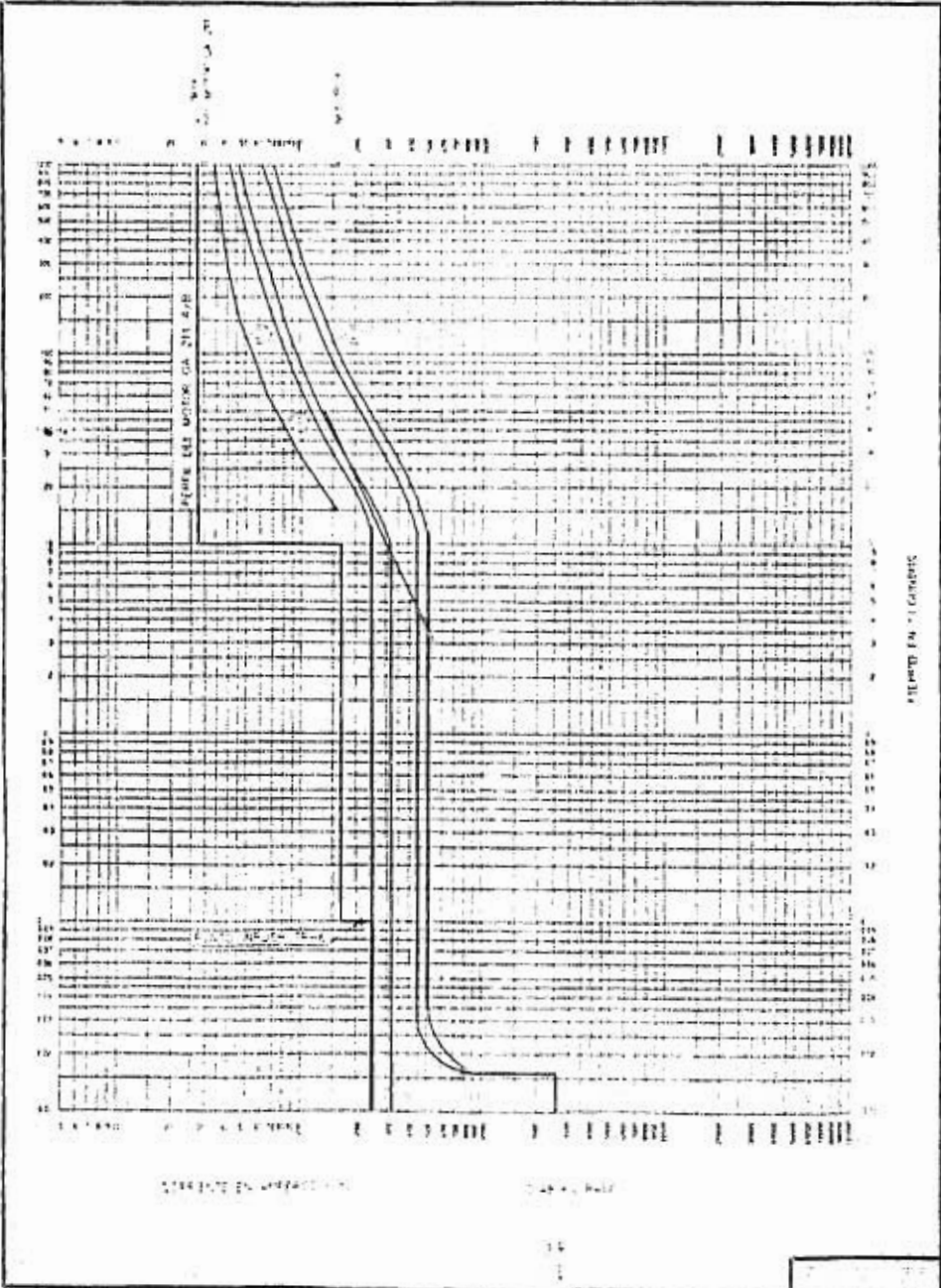


Fig. 10 - 11 - 12

### 3.3. AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES (DISPOSITIVO 3) DEL TABLERO MCC-1.

Este interruptor electromagnético, protege al MCC-1.

El ajuste de estas protecciones, se hará en base a la carga máxima en operación conectada al tablero MCC-1 y a la corriente de demanda momentánea ( $I_{DEM MOM}$ ) del mismo.

#### 3.3.1. CALCULO DE LOS PARAMETROS DEL TABLERO MCC-1.

- Carga en Operación Instalada

Carga en Operación en el Bus "A" = 602 HP.

Carga en Operación en el Bus "B" = 605.5 HP

Por lo tanto la carga total en operación que alimenta el transformador, es:

$$602 \text{ HP} + 605.5 \text{ HP} = 1207.5 \text{ HP.}$$

- Carga Nominal del Bus.

La corriente nominal del Bus será

$$I_{NBUS} = \frac{1207.5 \text{ HP} (0.746)}{\sqrt{3} (0.48)(0.85)(0.9)} = 1416.32 \text{ A @ } 480 \text{ V.}$$

- Corriente de Demanda Momentánea

$$I_{DEM MOM} = I_{NBUS} + I_{RB \text{ MOTOR MAYOR}} + I_{NOM MOTOR MAYOR}$$

Sustituyendo valores tenemos:

$$I_{DEM MOM} = 1416.32 \text{ A} + 1656.6 \text{ A} = 276.1 \text{ A.}$$

$$I_{DEM MOM} = 2796.82 \text{ A @ } 480 \text{ V.}$$

## 3.3.2. PROTECCION AL TABLERO MCC-1.

- Datos de la Protección.

Interruptor Electromagnético  
 Tipo: DS-420  
 Marco: 2000 Amp  
 Sensor: 2000 Amp  
 Unidades de Disparo: L.S.I.

- Cálculo de ajustes de la Unidad de Retardo Largo.

**Ajuste de corriente de retardo largo ( $I_{RL}$ )**

El ajuste largo "L", se hará de acuerdo a la carga máxima en operación conectada en el MCC-1.

Entonces el ajuste largo "L" será:

$$\text{Múltiplo del Sensor} = \left( \frac{I_{MÁX}}{I_{SENSOR}} \right)$$

$$\text{Múltiplo del Sensor} = \left( \frac{1416.32}{2000} \right)$$

$$\text{Múltiplo del Sensor} = 0.708$$

Por lo tanto el ajuste para la corriente de retardo largo ( $I_{RETARDO LARGO}$ ), considerando la tolerancia del  $\pm 10\%$  y dando un margen de seguridad, será:

$$I_{RETARDO LARGO} = 0.9 I_{SENSOR}$$

**Ajuste de tiempo de retardo largo ( $t_{RL}$ )**

El ajuste de tiempo de retardo largo ( $t_{RETARDO LARGO}$ ), se hará de tal manera que libere el codo de la curva del dispositivo anterior, o sea, el interruptor termomagnético de 3 x 400A.

Para esto es necesario calibrar el tiempo de retardo largo a 8 seg, o sea:

$$t_{RL} = 8.0 \text{ seg.}$$

- **Cálculo de Ajustes de la Unidad de Retardo Corto.**

**Ajuste de Corriente de Retardo Corto ( $I_{RC}$ )**

Este ajuste se hará de acuerdo a la corriente de demanda momentánea ( $I_{DEMANDA}$ ) del tablero.

Entonces el ajuste corto "S" será:

$$\text{Múltiplo del Sensor} = \left( \frac{I_{DEMANDA}}{I_{SENSOR}} \right)$$

$$\text{Múltiplo del Sensor} = \left( \frac{2796.82.A}{2000.A} \right)$$

$$\text{Múltiplo del Sensor} = 1.398$$

El ajuste mínimo de retardo corto existente es 4, por lo tanto seleccionamos tal ajuste y tenemos que

$$I_{RC} = 4 I_{SENSOR}$$

**Ajuste de tiempo de retardo corto ( $t_{RC}$ )**

Este ajuste se hará de tal manera que libre al interruptor termomagnético.

De nuestra hoja de coordinación, vemos que el tiempo máximo de disparo del interruptor termomagnético, es 0.016 seg. ( 1 ciclo ) por lo tanto con el ajuste mínimo del interruptor electromagnético que es de 0.18 seg cumplimos con esta condición. Por lo tanto el ajuste de tiempo de retardo corto será.

$$t_{RC} = 0.18 \text{ seg.}$$

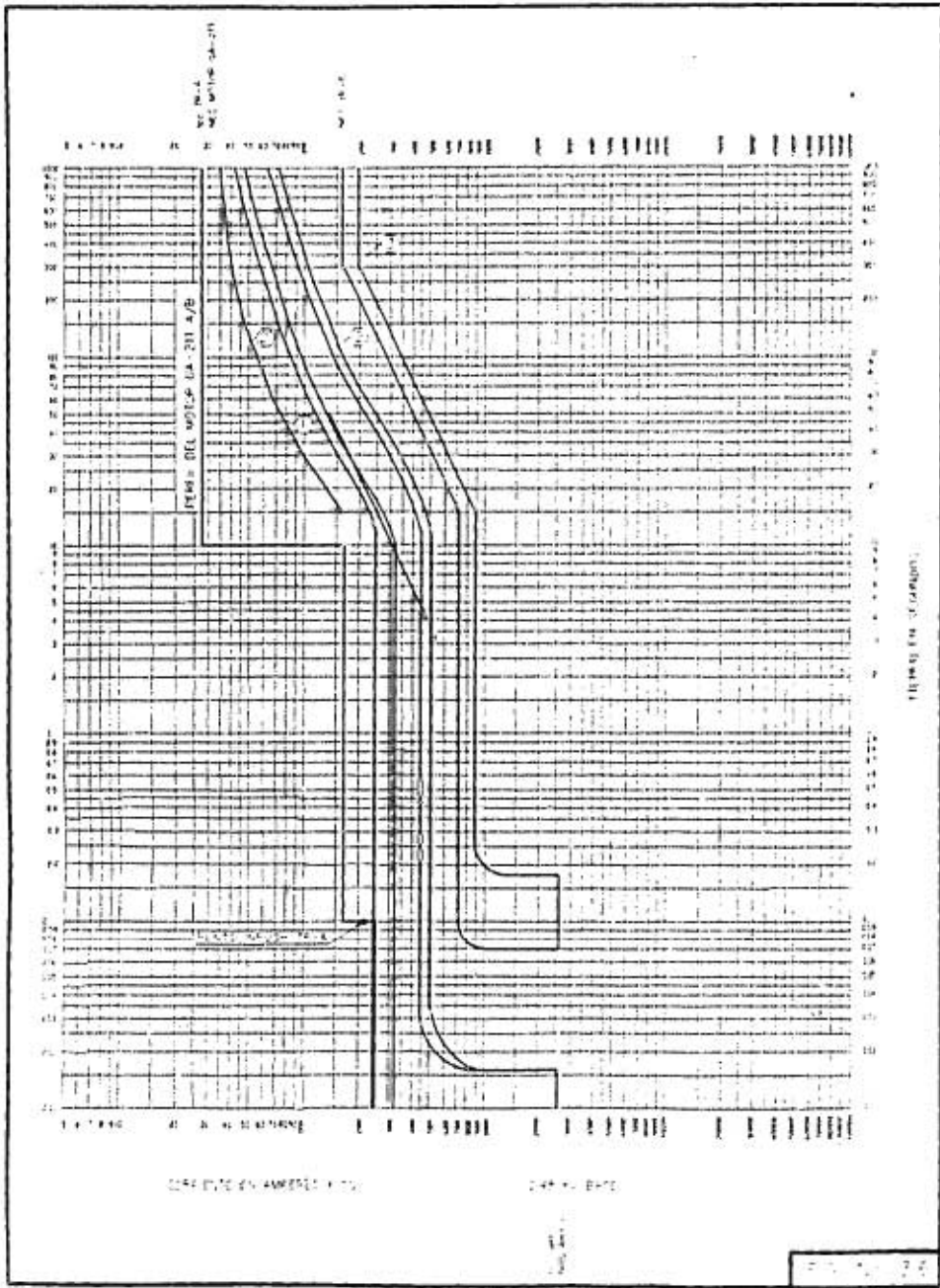
- **Cálculo de Ajustes de la Unidad Instantánea.**

**Ajuste Instantáneo**

La unidad instantánea para nuestro caso, se inhabilitará, esto debido a que se traslapa este ajuste con el interruptor termomagnético.

La curva de este dispositivo con los ajustes recomendados, se muestra en la figura 3.6.





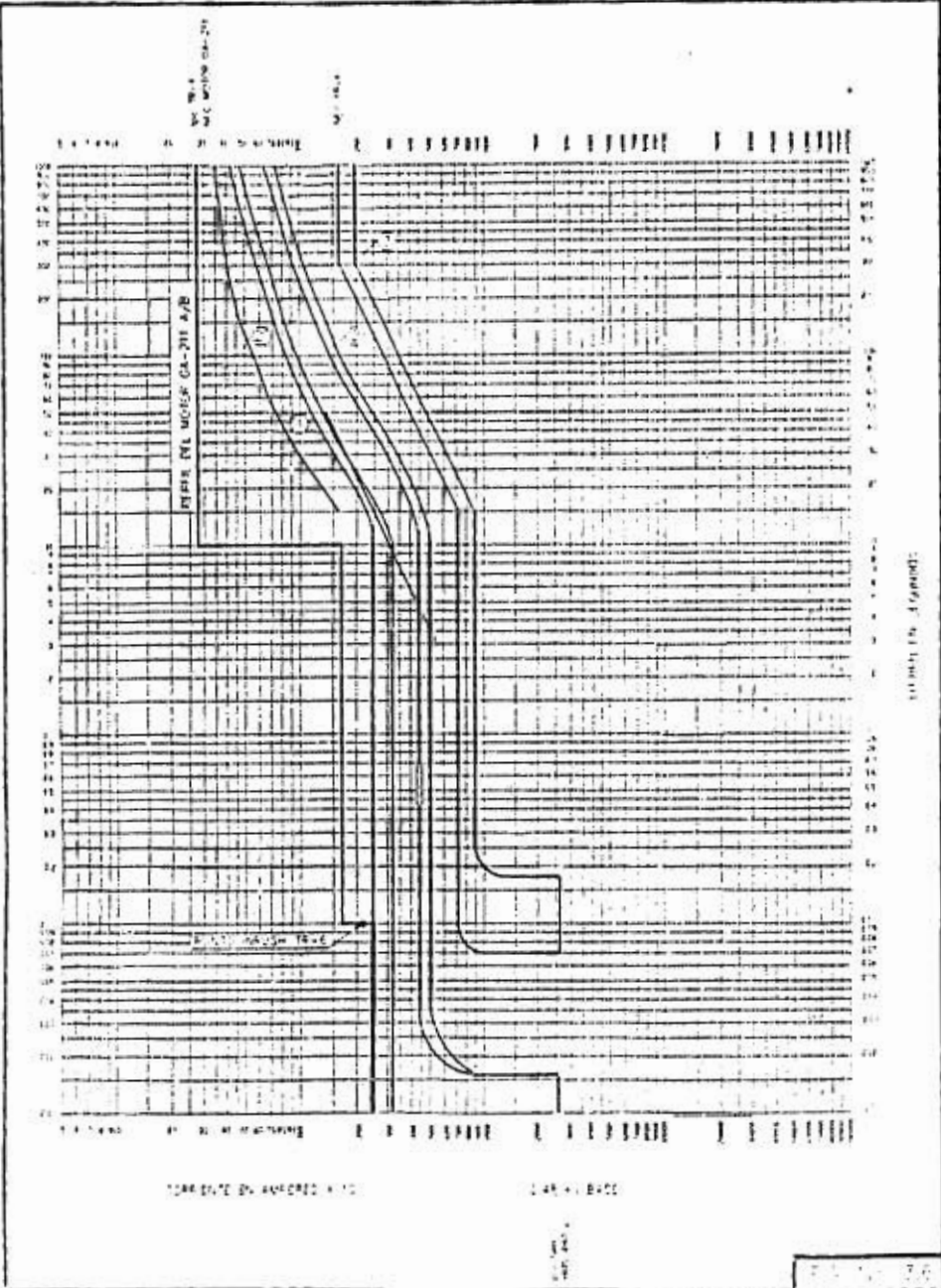


Figure 16 - (Continued)

### 3.4. AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES ANSI 50 Y 51 (DISPOSITIVO 4), DEL TRANSFORMADOR TR-3.

- Datos del transformador TR-3:

Potencia: 1500 KVA  
 Relación: 4.16 kV/480V  
 Z: 6.5%  
 Tipo: OA/FA, 55/65°C  
 Conexión: Delta-Delta

#### 3.4.1. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR TR-3:

- Corriente a Plena Carga.

$$I_{PC} = \frac{1500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}} = 208.18 \text{ A @ } 4.16 \text{ kV}$$

- Punto INRUSH de Magnetización

$$I_{INRUSH} = I_{PC} \times F_{INRUSH}$$

El factor INRUSH es, según Tabla V Apéndice B,

$$I_{INRUSH} = 8.0$$

Por lo tanto la  $I_{INRUSH}$  será:

$$I_{INRUSH} = 208.18 \text{ A (8)}$$

$$I_{INRUSH} = 1665.44 \text{ A @ } 4.16 \text{ kV, en un } t = 0.1 \text{ seg.}$$

Entonces el punto INRUSH referido al voltaje base es:

$$P_{INRUSH} = (14,433.81 \text{ A, } 0.1 \text{ seg}).$$

- Curva ANSI

Categoría del transformador: II, Ver Tabla III, Apéndice B.  
 Factor ANSI: 0.87, Ver Tabla II, Apéndice B.

Calculando los puntos de la curva ANSI de acuerdo a la Tabla IV Apéndice B, tenemos:

**Punto 1.**

$$I_1 = (I_{PC}/Z_t) \text{ Factor ANSI.}$$

$$I_1 = (208.18A/0.065) (0.87)$$

$$I_1 = 2786.41 \text{ Amp. @ 4.16 kV.}$$

$$t_1 = 2 \text{ seg.}$$

Por lo tanto, el Punto 1 Será:

$$P_1 (2786.41A, 2 \text{ seg}) @ 4.16 \text{ kV.}$$

**Punto 2**

$$I_2 = 0.7 (I_{PC}/Z_T) \text{ Factor ANSI}$$

$$I_2 = 0.7 (208.18A/0.065) (0.87)$$

$$I_2 = 1950.48A @ 4.16 \text{ kV.}$$

$$t_2 = 4.08 \text{ seg}$$

Por lo tanto, el Punto 2 será:

$$P_2 (1950.48A, 4.08 \text{ seg}) @ 4.16 \text{ kV.}$$

**Punto 3.**

$$I_3 = I_2 = 1950.48A @ 4.16 \text{ kV.}$$

$$t_3 = 2551 \times Z_T^2$$

$$t_3 = 2551 (0.065)^2.$$

$$t_3 = 10.78 \text{ seg.}$$

Por lo tanto el punto 3 será:

$$P_3 (1950.48A, 10.78 \text{ seg}) @ 4.16 \text{ kV.}$$

**Punto 4.**

$$I_4 = 5 I_{PC}$$

$$I_4 = 5 (208.18A)$$

$$I_4 = 1040.9 \text{ Amp. @ 4.16 kV.}$$

$$t_4 = 50 \text{ seg}$$

Por lo tanto el punto 4 será:

$$P_4 = (1040.9A, 50 \text{ seg.}) @ 4.16 \text{ kV.}$$

Refiriendo estos puntos al voltaje base tenemos:

Punto	I(A) @ 4.16 kV	I (A) @ 0.48 kV	t (seg)
1	2786.41	24148.89	2
2	1950.48	16904.16	4.08
3	1950.48	16904.16	10.78
4	1040.90	9021.13	50

- **Corriente de sobrecarga ( $I_{sc}$ ).**

La corriente de sobrecarga ( $I_{sc}$ ), de acuerdo a la Tabla VII, Apéndice B es:

$$\begin{aligned} I_{sc} &= I_{pc} \times (1.15)(1.12) \\ I_{sc} &= (208.18A)(1.15)(1.12) \\ I_{sc} &= 268.13A @ 4.16 \text{ kV} \\ I_{sc} &= 2323.83A @ 0.48 \text{ kV} \end{aligned}$$

- **Limites NEC**

De acuerdo con NEC, Tabla VI Apéndice B, el rango máximo de ajuste del interruptor, no deberá ser mayor del 400% de la corriente nominal, por lo tanto:

$$\begin{aligned} \text{Rango Máximo NEC} &\leq 400\% I_{NOM} \\ \text{Rango Máximo NEC} &\leq (4) (208.18) \\ \text{Rango Máximo NEC} &\leq 832.72 \text{ A @ } 4.16 \text{ kV} \\ \text{Rango Máximo NEC} &\leq 7216.9 \text{ A @ } 0.48 \text{ kV} \end{aligned}$$

### 3.4.2. PROTECCION ANSI 50/51 DEL TRANSFORMADOR TR-3.

- **Datos de la Protección.**

Relevador ANSI 50/51.

ANSI 51

Rango Pick-Up ( $I_p$ ):  $0.31 I_n$  hasta  $8 I_n$

Rango Time Delay ( $t$ ): 100 m seg hasta 90 seg.

ANSI 50

Rango Pick-Up ( $I_{p>}$ ):  $1 I_n$  hasta  $224 I_n$

Rango Time Delay ( $t_{>}$ ): inst (25 m seg ) y 50 m seg hasta 2 seg

- **Transformadores de Corriente.**

La relación de transformación del TC de donde se toma la señal es:

$$RTC = 300/5 \text{ Amp}$$

- **Cálculo de Ajustes de la Unidad de Retardo de Tiempo ANSI 51**

Esta unidad será ajustada de tal manera que permita operar al transformador y no debe ajustarse a un valor mayor al 400% de la corriente nominal del mismo.

Por lo tanto y por coordinación con la protección anterior (Interruptor Electromagnético), el ajuste recomendado es:

**Tipo de Curva:** Tiempo Extremadamente Inverso.

$I_n = 300 \text{ Amp}$

**Pick-Up ( $I_p$ )** =  $1.5 I_n = 450 \text{ Amp}$

**Time Delay ( $t$ )** = 0.7 seg.

- **Cálculo de Ajustes de la Unidad Instantánea ANSI 50**

Esta unidad será ajustada para operar con corrientes iguales o mayores a la corriente simétrica de corto circuito en el secundario del transformador TR-3.

La corriente de corto circuito simétrica en el Bus 480 V es:

$I_{CC_{480V}} = 25,675.330 \text{ A @ } 480 \text{ V.}$

$I_{CC_{REF}} = 2962.54 \text{ A @ } 4.16 \text{ kV.}$

Por lo tanto y por coordinación con la protección anterior, el ajuste recomendado es:

**Tipo de Curva:** Tiempo Extremadamente Inverso

$I_n = 300 \text{ Amp}$

**Pick-Up ( $I >>$ )** =  $10 I_n = 3000 \text{ Amp}$

**Time Delay ( $t >>$ )** = 25 m seg

Las características del transformador así como su curva de protección se muestra en la figura 3.7.

### 3.5. CALCULO Y AJUSTE DE LAS PROTECCIONES ANSI 50 Y ANSI 49 DEL MOTOR P-506 A/B/C.

El ajuste de estas protecciones se hará en base al perfil del motor.

- **Datos del Motor:**

Tipo: Inducción

Potencia: 450 H.P.

$I_{NOM} = 61 \text{ Amp}$

Factor de Servicio ( F.S. ): 1.0

Tensión: 4.16 kV

#### 3.5.1. CALCULO DEL PERFIL DEL MOTOR P-506 A/B/C.

- **Corriente Nominal ( $I_{NOM}$ )**

$I_{NOM} = 61 \text{ Amp @ } 4.16 \text{ kV.}$

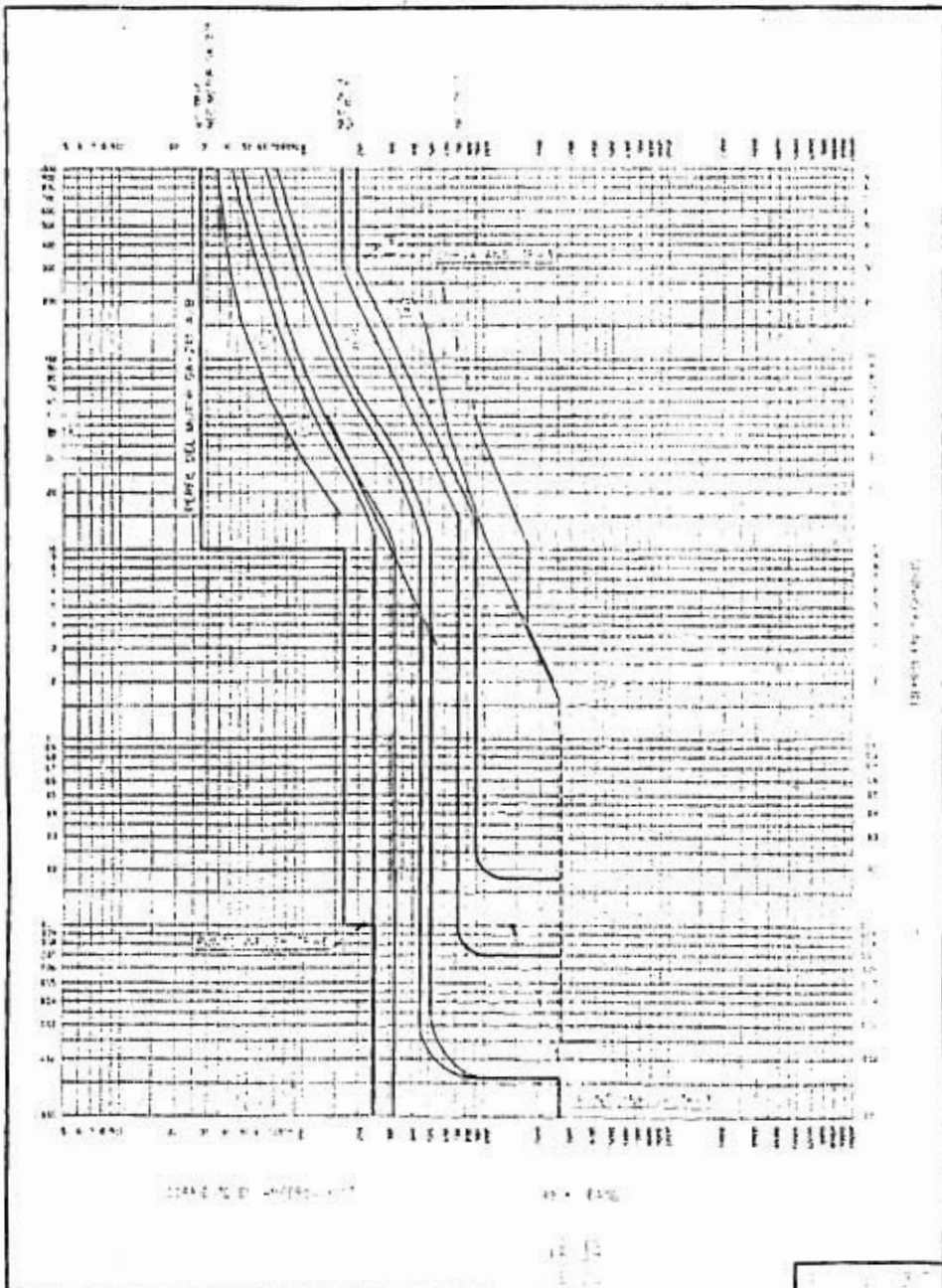
- **Corriente a Rotor Bloqueado ( $I_{RB}$ )**

Debido a que en este caso no tenemos datos sobre la letra de código, la corriente a rotor bloqueado será:

$I_{RB} = 6 I_{NOM}$

$I_{RB} = 6 ( 61 \text{ Amp } )$

$I_{RB} = 366 \text{ Amp @ } 4.16 \text{ kV, } 10 \text{ seg.}$



1.000

1.000

1.000

1.000

1.000



- Corriente de Magnetización ( $I_{MAG}$ )

La corriente de magnetización, considerando que el motor se encuentra en media tensión, será:

$$\begin{aligned} I_{MAG} &= 1.76 I_{RB} \\ I_{MAG} &= 1.76 (366 \text{ Amp}) \\ I_{MAG} &= 644.2 \text{ Amp @ } 4.16 \text{ kV, } 0.1 \text{ seg.} \end{aligned}$$

Refiriendo estos valores a la tensión base, tenemos:

@ 4.16 kV	@ 0.48 kV
$I_{NOM} = 61 \text{ Amp}$	$I_{NOM} = 528.66 \text{ Amp}$
$I_{RB} = 366 \text{ Amp}$	$I_{RB} = 3172.00 \text{ Amp, } 10 \text{ seg}$
$I_{MAG} = 644.2 \text{ Amp}$	$I_{MAG} = 5583.06 \text{ Amp, } 0.1 \text{ seg}$

### 3.5.2. PROTECCION ANSI 49 DEL MOTOR P-506 A/B/C.

- Datos de la Protección.

Relevador ANSI 49.

Rango Pick-Up (I<sub>b</sub>): 0.4 I<sub>n</sub> hasta 1.3 I<sub>n</sub>.

Rango del Alcance de Disparo (E >): 50% hasta 200%.

Constante de Tiempo del Incremento de Calor (T1): 5 min hasta 120 min.

- Transformadores de Corriente (TC)

La relación de transformación del TC es :

$$RTC = 75/5 \text{ Amp}$$

Donde I<sub>n</sub> para este relevador será:

$$I_n = 75 \text{ Amp}$$

- **Cálculo de Ajusto de la Unidad ANSI 49**

Esta protección se ajustará para proteger al motor contra sobrecargas.

Según NEC, el dispositivo de protección contra sobrecarga de los motores con factor de servicio F. S. = 1.0, no debe ajustarse a un valor mayor del 115% de la corriente nominal.

$$NEC_{MAXIMO} \leq 115\% I_{NOM}$$

$$NEC_{MAXIMO} \leq (1.15) (61\text{Amp})$$

$$NEC_{MAXIMO} \leq 70.15 \text{ Amp @ } 4.16 \text{ kV}$$

$$NEC_{MAXIMO} \leq 607.96 \text{ Amp @ } 0.48 \text{ kV}$$

Por lo tanto y en base a las consideraciones anteriores, el ajuste recomendado es:

$$I_a = 75 \text{ Amp}$$

$$\text{Pick-Up (Ib)}: 0.85 \times I_a$$

$$\text{Alcance de Disparo (E>)}: 115\%$$

$$\text{Constante de tiempo del incremento de calor (T1)}: 59 \text{ min.}$$

### 3.5.3. PROTECCION ANSI 50 DEL MOTOR P-506 A/B/C

Esta protección se hará con fusible limitador de corriente.

El fusible debe permitir el paso de la corriente de arranque y proteger contra corto circuito al motor.

El fusible es el siguiente:

Fusible Limitador de Corriente

Tipo EJ-2.

Voltaje 4.16 kV

Designación: 4R

$I_{NOMINAL}$ : 130A

Las características del motor como la curva del dispositivo de protección se muestra en la figura 3.8.



### 3.6. AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES ANSI 50 Y 51 (DISPOSITIVO 7) DEL TABLERO TD-2.

Este relevador ANSI 50/51, protege al tablero TD-2.

El ajuste de estas protecciones, se hará en base a la carga máxima en operación conectada al tablero TD-2 y a la corriente de demanda momentánea ( $I_{DEMMOM}$ ) del mismo.

#### 3.6.1. CALCULO DE LOS PARAMETROS DEL TABLERO TD-2.

- **Carga en Operación Instalada.**

La carga en operación es:

Carga en Operación en el Bus "A" = 1052 H.P.  
Carga en Operación en el Bus "B" = 1405.5 H.P.

Por lo tanto la carga total en operación es:

$$1052 \text{ H.P.} + 1405.5 \text{ H.P.} = 2457.5 \text{ H.P.}$$

- **Corriente Nominal del Bus**

La corriente nominal del Bus ( $I_{NBUS}$ ) será:

$$I_{NBUS} = \frac{2457.5 \text{ H.P.} (0.746)}{\sqrt{3} (4.16 \text{ kV}) (0.85) (0.9)} = 332.6 \text{ Amp @ } 4.16 \text{ kV}$$

- **Corriente de Demanda Momentánea**

La corriente de demanda momentánea la obtenemos a partir de la siguiente expresión.

$$I_{DEMMOM} = I_{NBUS} + I_{RMOTOR \text{ MAYOR}} - I_{NOM \text{ MOTOR \text{ MAYOR}}}$$

Donde suslituyendo valores tenemos:

$$\begin{aligned} I_{DEMMOM} &= 332.6 \text{ Amp} + 366 \text{ Amp} - 61 \text{ Amp} \\ I_{DEMMOM} &= 637.6 \text{ Amp @ } 4.16 \text{ KV.} \end{aligned}$$

### 3.6.2. PROTECCION ANSI 50/51 DEL INTERRUPTOR DEL ALIMENTADOR AL TABLERO TD-2.

- **Datos de la Protección**

Relevador ANSI 50/51.

ANSI 51

Rango Pick-Up ( $I_1$ ):  $0.3 I_n$  hasta  $8 I_n$

Rango Time Delay ( $t_>$ ): 100 m seg hasta 90 seg.

ANSI 50

Rango Pick-Up ( $I_{>>}$ ):  $1 I_n$  hasta  $24 I_n$

Rango Time Delay ( $t_{>>}$ ): inst (25 m seg ) y 50 m seg hasta 2 seg

- **Transformador de Corriente ( TC )**

La relación de transformación del TC para este interruptor es:

$$RTC = 1000/5A.$$

- **Cálculo de Ajustes de la Unidad de Retardo de Tiempo ANSI 51.**

Esta unidad será ajustada de tal manera que permita circular la corriente nominal del bus ( $I_{NBUS}$ ), así como la corriente de demanda momentánea ( $I_{DEMOM}$ )

Por lo tanto y por coordinación con la protección anterior (Dispositivo 4), el ajuste recomendado es:

Tipo de Curva: Tiempo Extremadamente Inverso

$I_n = 1000$  Amp

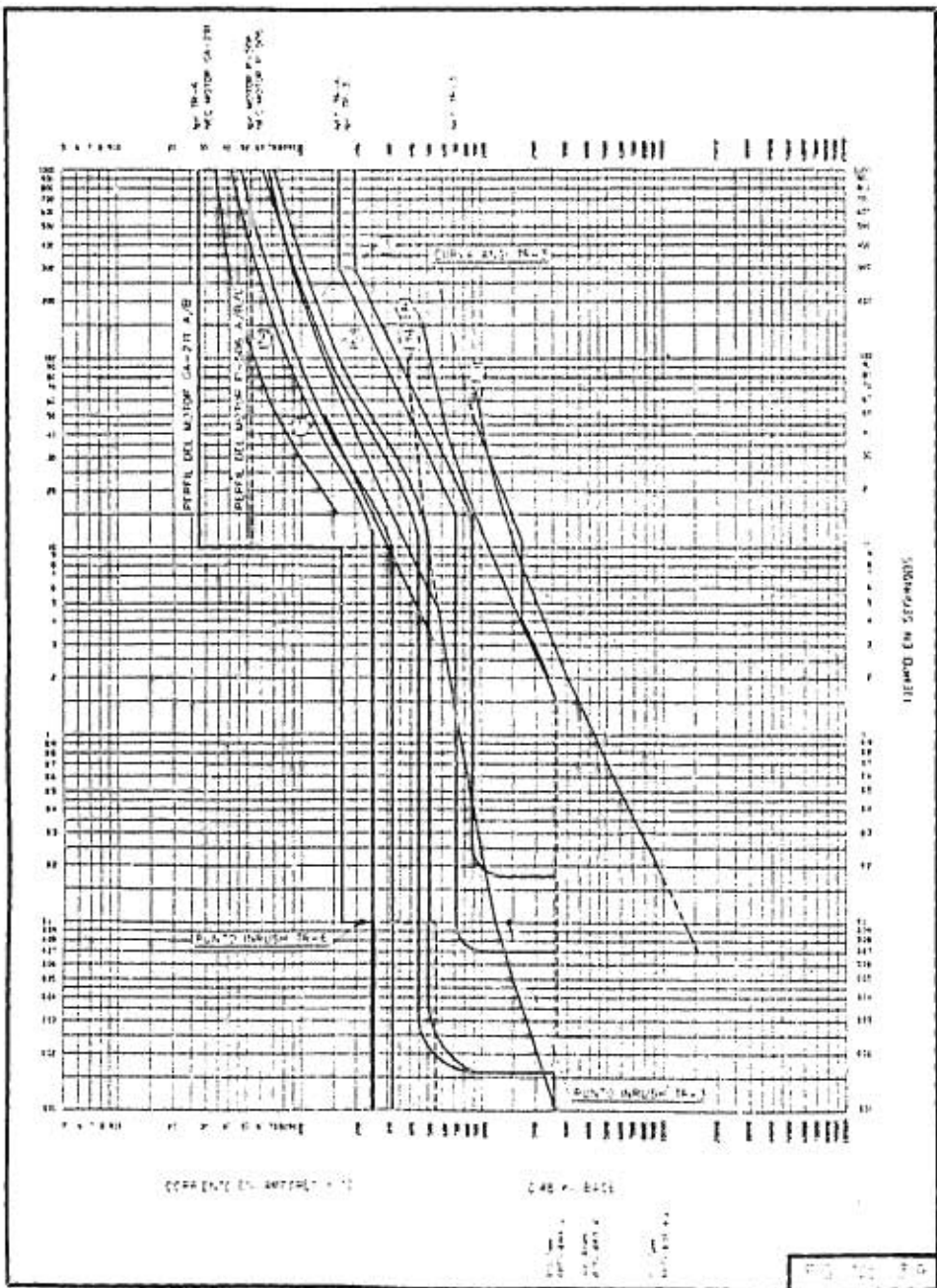
Pick-Up ( $I_1$ ) =  $0.9 I_n = 900$  Amp

Time Delay ( $t_>$ ) = 0.3 seg.

- **Cálculo de Ajustes de la Unidad Instantánea ANSI 50.**

Esta unidad por coordinación con el dispositivo 8, será inhabilitada.

La curva de este dispositivo es mostrada en la figura 3.9.



### 3.7. AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES ANSI 50 Y 51 (DISPOSITIVO 8), DEL TRANSFORMADOR TR-1.

- Datos del Transformador TR-1

Potencia: 5000 KVA.  
 Z: 6.5%  
 Relación: 13.8 kV/4.16 kV  
 Tipo: OA/FA,55/65°C  
 Conexión: Delta-Estrella Aterrizada con resistencia.

#### 3.7.1. Cálculo de los parámetros del Transformador TR-1.

- Corriente a Plena Carga

$$I_{pc} = 209.19 \text{ Amp @ } 13.8 \text{ kV}$$

$$I_{pc} = 6014.21 \text{ Amp @ } 0.48 \text{ kV}$$

- Punto INRUSH de Magnetización.

La corriente de magnetización al energizar el transformador es:

$$I_{INRUSH} = I_{pc} \times F_{INRUSH}$$

$$I_{INRUSH} = 209.19 \times (12), \text{ ver Tabla V Apéndice B.}$$

$$I_{INRUSH} = 2510.28 \text{ Amp @ } 13.8 \text{ kV, en } t = 0.1 \text{ seg.}$$

El punto referido al voltaje base es:

$$P_{INRUSH} (72,170.55 \text{ Amp, } 0.1 \text{ seg) @ } 0.48 \text{ kV.}$$

- Curva ANSI

Categoría del transformador: II, ver Tabla IV Apéndice B.  
 Factor ANSI: 0.58, ver Tabla II Apéndice B.

Calculando los puntos de la curva ANSI de acuerdo a la Tabla IV Apéndice B, tenemos:

$$I_{pc} = 209.19 \text{ @ } 13.8 \text{ kV}$$

**Punto 1.**

$$I_1 = 1866.61 \text{ Amp @ } 13.8 \text{ kV}$$

$$t_1 = 2 \text{ seg.}$$

$$P_1 ( 1866.61 \text{ Amp, } 2 \text{ seg } ) @ 13.8 \text{ kV.}$$

**Punto 2.**

$$I_2 = 1306.63 \text{ Amp @ } 13.8 \text{ kV}$$

$$t_2 = 4.08 \text{ seg.}$$

$$P_2 ( 1306.63 \text{ Amp, } 4.08 \text{ seg } ) @ 13.8 \text{ kV}$$

**Punto 3.**

$$I_3 = I_2 = 1306.63 \text{ Amp @ } 13.8 \text{ kV}$$

$$t_3 = 10.78 \text{ seg.}$$

$$P_3 ( 1306.63 \text{ Amp, } 10.78 \text{ seg } ) @ 13.8 \text{ kV.}$$

**Punto 4.**

$$I_4 = 606.65 \text{ Amp}$$

$$t_4 = 50 \text{ seg}$$

$$P_4 ( 606.65 \text{ Amp, } 50 \text{ seg } )$$

Refiriendo estos puntos al voltaje base tenemos:

Punto	I (A) @ 13.8 kV	I(A) @ 0.48 kV	t ( seg )
1	1866.61	53665.15	2
2	1306.63	37565.60	4.08
3	1306.63	37565.60	10.78
4	606.65	17441.21	50



- Corriente de Sobrecarga ( $I_{sc}$ )

La corriente de sobrecarga, de acuerdo a la Tabla VII Apéndice B es:

$$I_{sc} = (209.19) (1.33) (1.12)$$

$$I_{sc} = 311.61 \text{ Amp @ } 13.8 \text{ kV}$$

$$I_{sc} = 8958.79 \text{ Amp @ } 0.48 \text{ kV}$$

- Límites NEC

De acuerdo a la Tabla VI apéndice B, el rango máximo de ajuste del interruptor en el primario, no deberá ser mayor del 400% de la corriente nominal, por lo tanto:

$$\text{Rango máximo NEC} \leq 400\% I_{pc}$$

$$\text{Rango máximo NEC} \leq 836.76 \text{ Amp @ } 13.8 \text{ kV}$$

$$\text{Rango máximo NEC} \leq 24056.85 \text{ Amp @ } 0.48 \text{ kV.}$$

### 3.7.2. PROTECCION ANSI 50/51 DEL TRANSFORMADOR TR-3.

- Datos de la Protección

Relevador ANSI 50/51.

ANSI 51

Rango Pick-Up ( $I_p$ ):  $0.3 I_n$  hasta  $8 I_n$

Rango Time Delay ( $t$ ): 100 m seg hasta 90 seg.

ANSI 50

Rango Pick-Up ( $I_{p>}$ ):  $1 I_n$  hasta  $24 I_n$

Rango Time Delay ( $t_{p>}$ ): inst (25 m seg ) y 50 m seg hasta 2 seg

- Transformador de Corriente ( TC )

La relación de transformación del TC para este interruptor es:

$$RTC = 300/5A.$$

- **Cálculo de Ajustes de la Unidad de Retardo de Tiempo ANSI 51.**

Esta unidad será ajustada de tal manera que permita energizar al transformador y no permitir daño al mismo; así como no ajustarse a un valor mayor al 400% de la corriente nominal del transformador.

Por lo tanto y por coordinación con la protección anterior ( Relevador ANSI 50/51, dispositivo 7 ), el ajuste recomendado es:

Tipo de Curva: Tiempo Extremadamente Inverso

$I_n = 300 \text{ Amp}$

Pick-Up ( $I_x$ ) =  $0.9 I_n = 270 \text{ Amp}$

Time Delay ( $t>$ ) =  $0.8 \text{ seg.}$

- **Cálculo de Ajustes de la Unidad Instantánea ANSI 50.**

Esta unidad será ajustada para operar con corrientes iguales o mayores a la corriente simétrica de corto circuito en el tablero TD-2.

La corriente de corto circuito simétrica en el tablero TD-2 de 4.16 kV es:

$I_{CC_{4.16 \text{ kV}}} = 10966.250 \text{ Amp @ } 4.16 \text{ kV}$

$I_{CC_{13.8 \text{ kV}}} = 3305.768 \text{ Amp @ } 13.8 \text{ kV.}$

Por lo tanto y por coordinación con la protección anterior, el ajuste recomendado es:

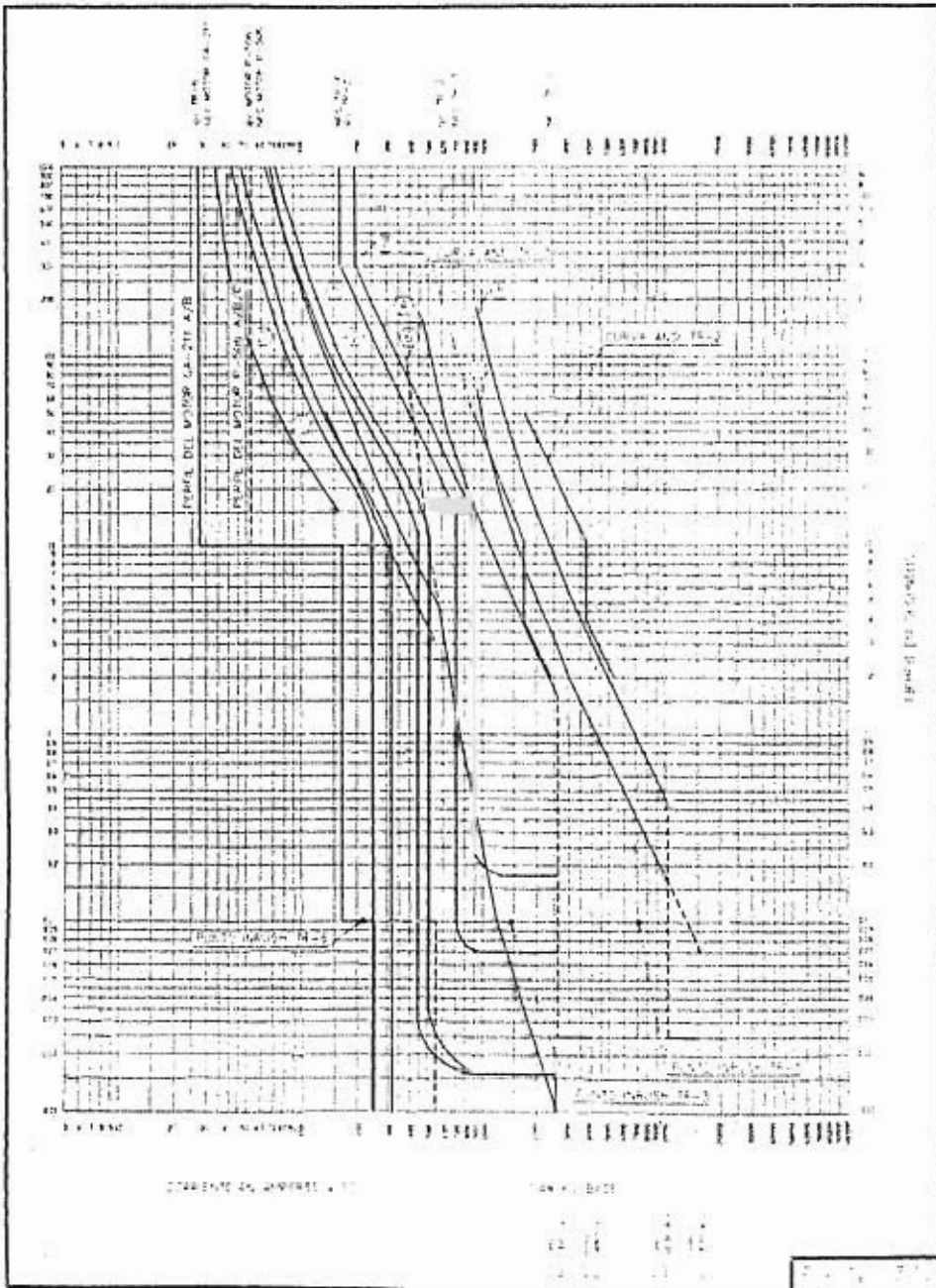
Tipo de Curva: Tiempo Extremadamente Inverso

$I_n = 300 \text{ Amp}$

Pick-Up ( $I>>$ ) =  $12 I_n$

Time Delay ( $t>>$ ) =  $25 \text{ mseg.}$

Las características del transformador, la curva de su dispositivo de protección así como el estudio completo de la coordinación, se muestra en la figura 3.10.



## CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES

Una vez que se ha llegado al término de este trabajo, se puede constatar que el estudio de coordinación de protecciones, es mucho más profundo de lo que se ha expuesto en el mismo. Sin embargo, considero que con los lineamientos tratados en este trabajo, el ingeniero electricista tiene los fundamentos básicos para iniciarse en estudios de este tipo.

El procedimiento aquí incluido, ayudará a todo aquel ingeniero electricista que desee realizar un estudio de coordinación y no este relacionado con el tema, a contar con una herramienta que le permita conocer y aplicar, de una manera sencilla, los pasos a seguir para poder comenzar a realizar esta actividad que es de primordial importancia dentro de un sistema eléctrico.

Cabe mencionar que el procedimiento aquí incluido no nos va a ayudar a realizar la coordinación misma, si no a introducirnos en ella, a iniciarla y solo con la práctica sobre el tema nos hará tener conocimiento profundo de un estudio de este tipo.

Al mencionar que no nos va a ayudar a realizar la coordinación misma, me refiero a condiciones como la decisión de cómo ajustar - por ejemplo - una curva, tomar la decisión - en algunos casos - de proteger o coordinar o inhabilitar o no alguna unidad de un interruptor electromagnético, entre otras. Condiciones que no fueron tratadas aquí y que solo con la experiencia y práctica se irá cubriendo.

Hay que recordar por otra parte, que este procedimiento es para el estudio de coordinación de protecciones de sistemas industriales, pero la filosofía de este, puede ser aplicada a otros tipos de sistemas.

## APENDICES

APENDICE A

APÉNDICE A

1.- CONSTRUCCION DEL PERFIL DE UN MOTOR

Para graficar la curva de operación normal de un motor -ver figura 1-, se recomienda utilizar la siguiente regla:

- Corriente a plena carga  $I_{pc}$  con tiempo de  $10\text{ s} < t < 1000\text{ s}$
- Corriente a rotor bloqueado  $I_{RB}$  con tiempo de  $0.1\text{ s} < t \leq 10\text{ s}$ .
- Corriente de magnetización  $I_{MAG}$  con tiempo de  $0\text{ s} < t \leq 0.1\text{ s}$ .

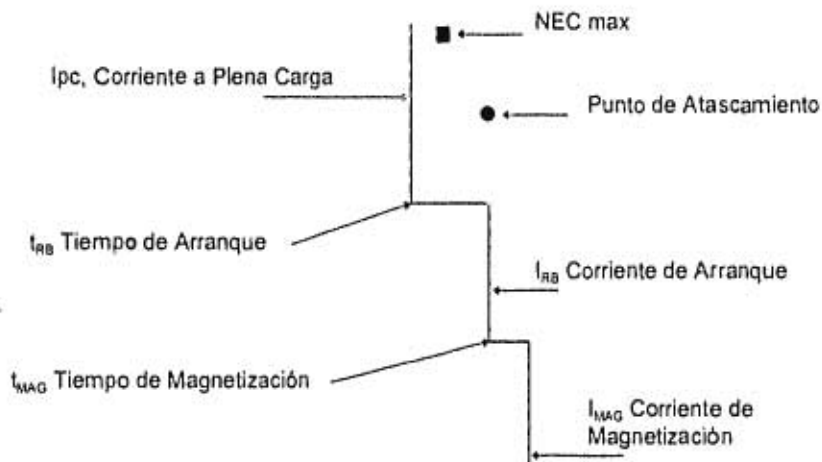


Figura 1 Características de Operación y Límites de Protección para un Motor.

Corriente a Plena Carga  $I_{pc}$ .

Si se desconoce de datos de placa, se parte de sus características nominales:

$$I_{pc} = \frac{H.P. \times 0.746}{\sqrt{3} \times F.P. \times Ef \times KV}$$



Donde:

- H.P. = Capacidad nominal del motor en H.P.
- F.P. = factor de potencia del motor.
- Ef = eficiencia del motor.
- KV = tensión nominal del motor en kv.

**Corriente de Rotor Bloqueado  $I_{RB}$ .**

Si se desconoce la magnitud de esta corriente, la letra código NEMA de placa, puede ser usada para determinarlo -ver tabla I-:

$$I_{RB} = (\text{Letra Código NEMA}) \times I_{OC}$$

LETRA CÓDIGO	KVA POR HP A ROTOR BLOQUEADO		
A	0.00	-	3.14
B	3.15	-	3.54
C	3.55	-	3.99
D	4.00	-	4.49
E	4.50	-	4.99
F	5.00	-	5.59
G	5.60	-	6.29
H	6.30	-	7.09
J	7.10	-	7.99
K	8.00	-	8.99
L	9.00	-	9.99
M	10.00	-	11.19
N	11.20	-	12.49
P	12.50	-	13.99
R	14.00	-	15.99
S	16.00	-	17.99
T	18.00	-	19.99
U	20.00	-	22.39
V	22.40	-	y MAS

Tabla I. NEC 430-7 (b)

Múltiplos de KVA-HP por Letra Código.

Si este dato se desconoce, se considera como 6 veces la corriente nominal o corriente de plena carga:

$$I_{RB} = 6 \times I_{PC}$$

**Corriente de Magnetización  $I_{MAG}$ .**

La corriente de magnetización depende de la tensión del motor por lo que se considera:

Para motores con tensión mayor o igual a 600V:

$$I_{MAG} = 1.76 \times I_{RB}$$

Para motores con tensión menor a los 600 V se considera:

$$I_{MAG} = 1.5 \times I_{RB}$$

**2.- LIMITES DE PROTECCIÓN**

	máximo ajuste (%)
SI $FS \geq 1.15$ O $T \leq 40^{\circ}C$	130 - 140*
TODOS LOS DEMÁS	115 - 130*

Tabla II NEC 430-34

**Ajustes Máximos de Protección Contra Sobrecarga Para Motores**

donde:

- fs** Es el Factor de Servicio
- t** Es la Sobre-elevación de temperatura en °C
- \* Valores máximos, solo si se tienen problemas al arranque.

APENDICE B

**APÉNDICE B**

**1.- CONSTRUCCION DE LA CURVA ANSI Y DETERMINACION DEL PUNTO INRUSH PARA TRANSFORMADORES..**

**A) Curva ANSI**

Para la determinación de la curva ANSI de daño a transformadores es necesario conocer.

- Impedancia del transformador
- Factor ANSI por tipo de conexión
- Categoría del transformador

Las tablas I, II, III, sirven de referencia en caso de desconocer alguno de estos valores.

KVA's		Impedancias mínimas (pu) en base a los kva del transformador
1 fase	3 fases	
5 - 25	15 - 75	0.0250
37.5 - 100	112.5 - 300	0.0286
167 - 500	500	0.0400

**Tabla I**

**Impedancias Mínimas de Transformadores**

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR		FACTOR ANSI
DELTA	DELTA	0.87
DELTA	ESTRELLA ATERRIZADA	0.58
DELTA	ESTRELLA	1.0
ESTRELLA ATERRIZADA	ESTRELLA	1.0
ESTRELLA ATERRIZADA	ESTRELLA ATERRIZADA	1.0
ESTRELLA	ESTRELLA ATERRIZ NUCLEO	0.67
ESTRELLA	ESTRELLA ATERRIZ ACORAZADO	1.0
ESTRELLA	ESTRELLA	1.0
ESTRELLA ATERRIZADA	DELTA	1.0
ESTRELLA	DELTA	1.0

Tabla II

Modificadores de Valores de Corriente ANSI por Tipo de Conexión

CATEGORÍAS	CAPACIDAD NOMINAL EN KVA	
	1 FASE	3 FASES
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10000	5001 - 30000
IV	ARRIBA DE 10000	ARRIBA DE 30000

Tabla III

Clasificación de Transformadores por Capacidad y Numero de Fases.

Una vez determinados estos parámetros, se procede a graficar la curva ANSI cuyos perfiles de acuerdo a la categoría, se muestran en la figura 1; los puntos se calculan de acuerdo a la tabla IV.

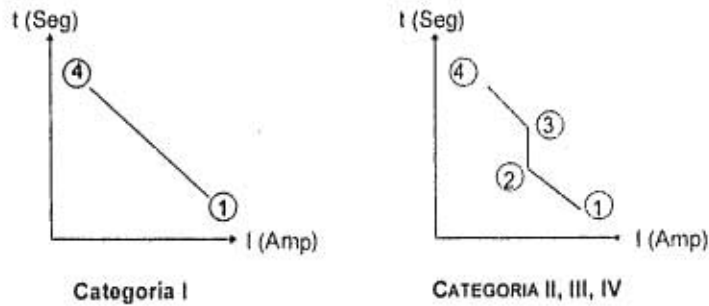


Figura 1. Curva ANSI para Transformadores.

PUNTO	CATEGORÍA	TIEMPO(s)	CORRIENTE (A)
1	I	$1250 \times Z_T^2$	$I_{PC}/Z_T$
	II	2	$I_{PC}/Z_T$
	III Y IV	2	$I_{PC}/(Z_T + Z_S)$
2	II	4.08	$0.7 \times (I_{PC}/Z_T)$
	III Y IV	8.0	$0.5 \times I_{PC}/(Z_T + Z_S)$
3	II	$2551 \times Z_T^2$	$0.7 \times (I_{PC}/Z_T)$
	III Y IV	$5000 \times (Z_T + Z_S)^2$	$0.5 \times I_{PC}/(Z_T + Z_S)$
4	I, II, III Y IV	50	$5 \times I_{PC}$

Tabla IV.

Puntos (I,t) para la Construcción de la Curva ANSI para Transformadores.

Donde:

- $Z_T$  = Impedancia del transformador en P.U. en base a los KVA mínimos del transformador (OA)
- $Z_s$  = Impedancia Thevenin equivalente del sistema en P.U. en base a los KVA mínimos del transformador
- $I_{pc}$  = Corriente a plena carga del transformador en Amperes considerando la potencia mínima del transformador.

Recordemos que los valores de corriente los debemos afectar por los factores ANSI en función del tipo de conexión del transformador (Tabla II.).

**B) Determinación Del Punto INRUSH Para Transformadores.**

$$P_{INRUSH} = (I_{INRUSH} \cdot t_{INRUSH} = 0.10 \text{ s})$$

Donde:

$$I_{INRUSH} = I_{SC} \times F_{INRUSH}$$

POTENCIA (KVA)	FACTOR INRUSH
KVA $\leq$ 1500	8.0
1500 < KVA $\leq$ 3750	10.0
KVA > 3750	12.0

Tabla V.

**Factor INRUSH para Transformadores Sumergidos en Aceite**

**2.- LIMITES DE PROTECCION.**

**LIMITES NEC.** El National Electric Code (NEC) establece los limites máximos de ajuste requeridos para la protección de sobrecorriente del primario y secundario de transformadores, la Tabla VI. resume estos limites en porciento de la corriente a plena carga del transformador.

Z <sub>max</sub> (z%)	VOLTAJE (V)	PRIMARIO		SECUNDARIO		
		AJUSTE INTERRUPTOR (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	ARRIBA DE 600 V		600 V O MENOS
				AJUSTE INTERRUPTOR (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	
TODAS Z% $\leq$ 6 6 < Z% $\leq$ 10	ARRIBA DE 600 V	300	250	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA
		600	300	300	250	125
		400	300	250	225	125
TODAS Z% $\leq$ 6 6 < Z% $\leq$ 10	600 V O MENOS	125	125	....	....	NINGUNA
		250	250	....	....	125
		600	600	....	....	protecc. térmica de sobrecarga coordinada
		400	400	....	....	

Tabla VI.

**Ajustes Máximos NEC 450 de Sobrecorriente**

**CAPACIDAD DE SOBRECARGA.** La capacidad de sobrecarga del transformador depende del tipo de enfriamiento proporcionado y de la temperatura de diseño. Los factores de enfriamiento y temperatura están resumidos en la tabla VII. La capacidad de sobrecarga del transformador son los amperes de plena carga multiplicados por el factor de enfriamiento y por el factor de elevación de temperatura.

$$I_{sc} = I_{pc} K1K2$$

Donde:

$I_{sc}$  = Corriente de sobrecarga.

$I_{pc}$  = Corriente de plena carga.

K1 = Factor de Enfriamiento

K2 = Factor de Elevación de Temperatura.

TIPO DE TRANSFORMADOR	CAPACIDAD KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA		
		TIPO	FACTOR	ELEVACIÓN	FACTOR	
SECO	≤ 2500	AA	1.00	150°C	1.00	
		FA	1.30			
CENTRO DE CARGA	≤ 2500	OA	1.00	55/65°C	1.12	
				65°C	1.00	
	< 500	FA	1.00	55/65°C	1.12	
				65°C	1.00	
	≤ 2000	FA	1.15	55/65°C	1.12	
				65°C	1.00	
> 2000	FA	1.25	55/65°C	1.12		
			65°C	1.00		
SUBESTACIÓN PRIMARIA		OA	1.00	55/65°C	1.12	
				55°C	1.00	
		FA	1.33		55/65°C	1.12
					55°C	1.00
		FOA	1.67		55/65°C	1.12
					55°C	1.00

Tabla VII.

Factores de Sobrecarga para Transformadores



APENDICE C

## APÉNDICE C

## CONSTRUCCION DE LA CURVA DE DAÑO DE CONDUCTORES.

La curva de daño de los conductores debe quedar siempre encima de la curva del dispositivo que lo protege, en el caso de interruptores, deben ajustarse a no mas del 600% de la ampacidad del conductor. Para calcular la curva de daño de los conductores, es necesario utilizar las siguientes ecuaciones:

Cobre:

$$\left[ \frac{I}{CM} \right]^2 (t) F_{ac} = 0.0297 \log_{10} \left[ \frac{T_f + 234}{T_i + 234} \right]$$

Aluminio:

$$\left[ \frac{I}{CM} \right]^2 (t) F_{ac} = 0.0125 \log_{10} \left[ \frac{T_f + 228}{T_i + 228} \right]$$

Donde:

- I = Corriente que fluye por el cable en amperes
- CM = Calibre del conductor en circular mils
- t = Tiempo que fluye la corriente en segundos
- F<sub>ac</sub> = Relación del efecto piel o relación de corriente alterna a directa
- T<sub>i</sub> = Temperatura inicial antes de un cambio de corriente (°C)
- T<sub>f</sub> = Temperatura final después de un cambio de corriente (°C)

Tipo de aislamiento	TEMPERATURA DEL CONDUCTOR		
	Normal (Tc) °C	Emergencia (To) °C	Cortocircuito (Tf) °C
THW	75	105	150
XLP, EPR	90	130	250

Tabla 1

Temperatura Permisible en Conductores

TEMPERATURA °C	FACTOR DE MULTIPLICACIÓN	
	Cobre	Aluminio
20	1.0000	1.0000
25	1.0916	1.0202
30	1.0393	1.0393
40	1.0786	1.0806
50	1.1179	1.1210
60	1.1572	1.1613
70	1.1965	1.2016
75	1.2161	1.2218
80	1.2358	1.2419
85	1.2551	1.2621
90	1.2750	1.2823
95	1.2947	1.3024
100	1.3143	1.3226
105	1.3340	1.3427
110	1.3536	1.3629
130	1.4322	1.4435
150	1.5108	1.5242
160	1.5501	1.5645
200	1.7073	1.7258
250	1.9073	1.9274

Tabla 2

Factores de Corrección de la Resistencia por Variación de la Temperatura del Conductor.

APENDICE D

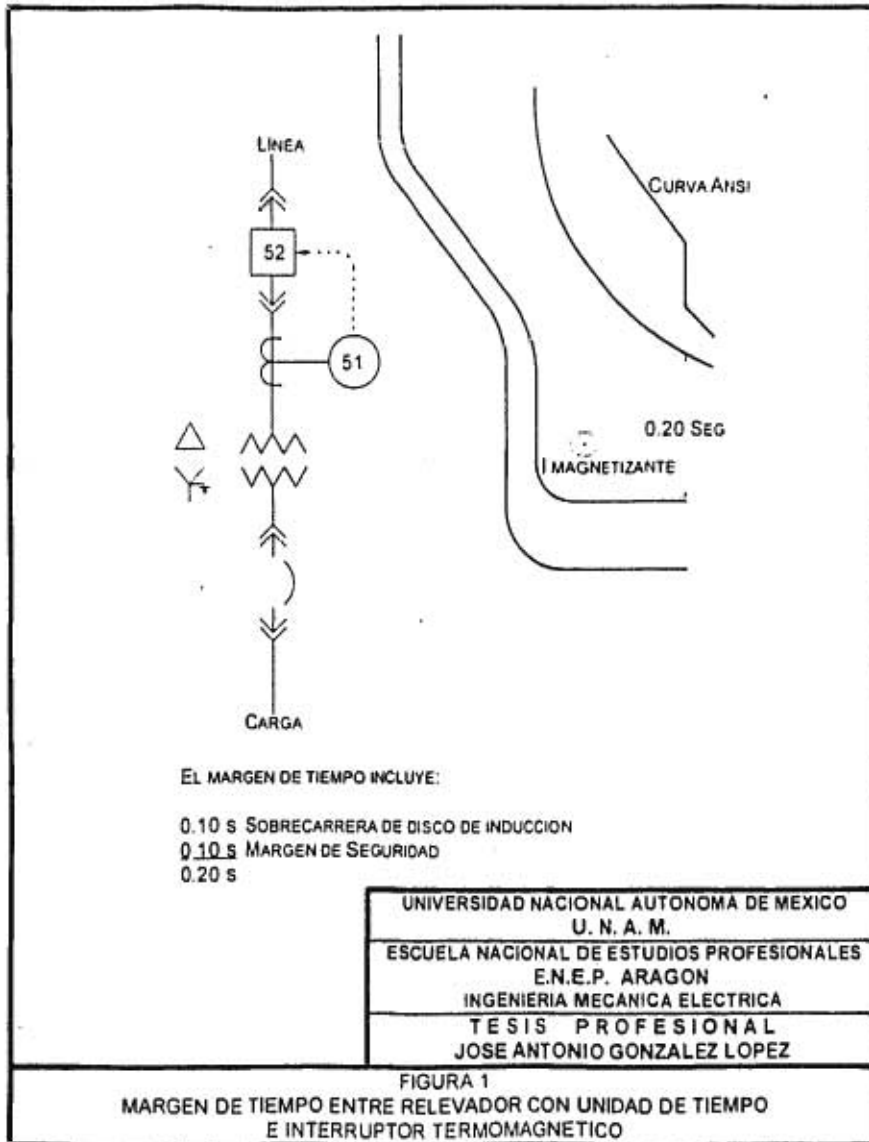
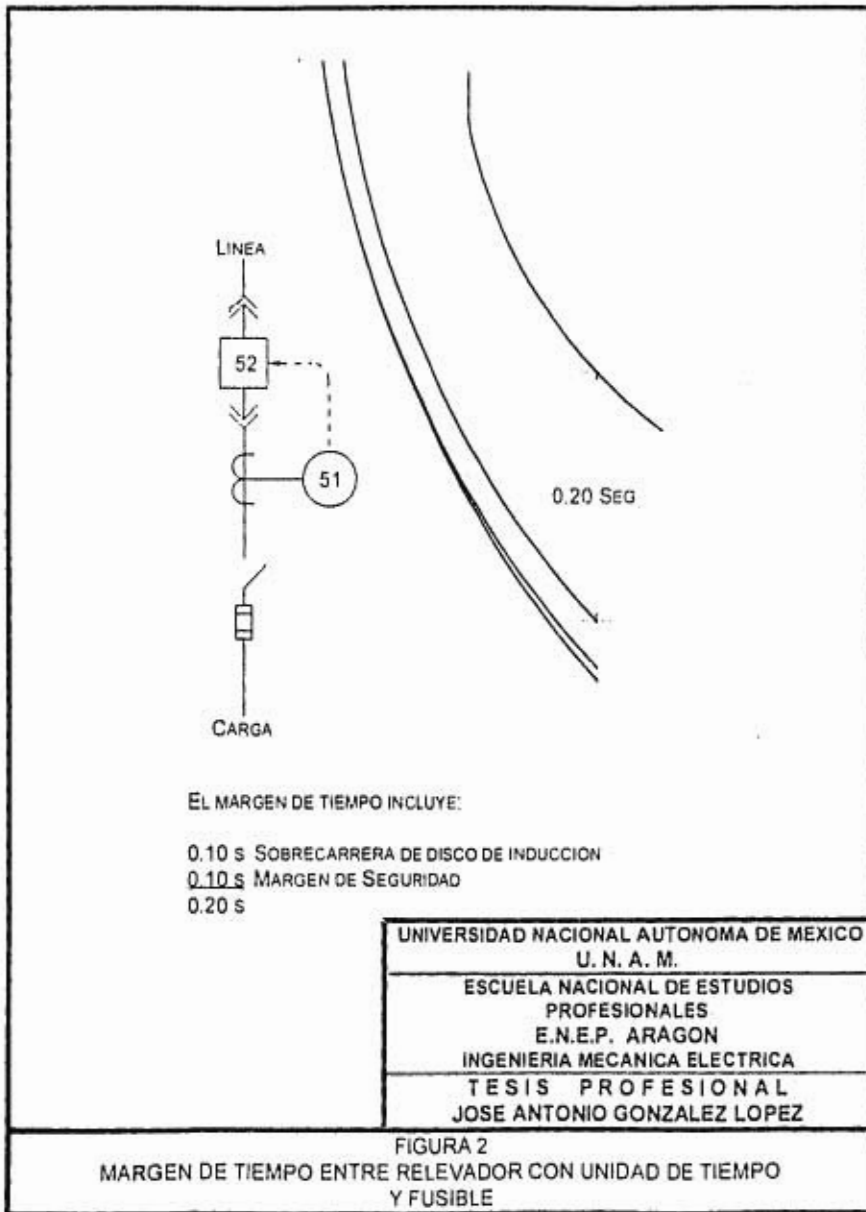
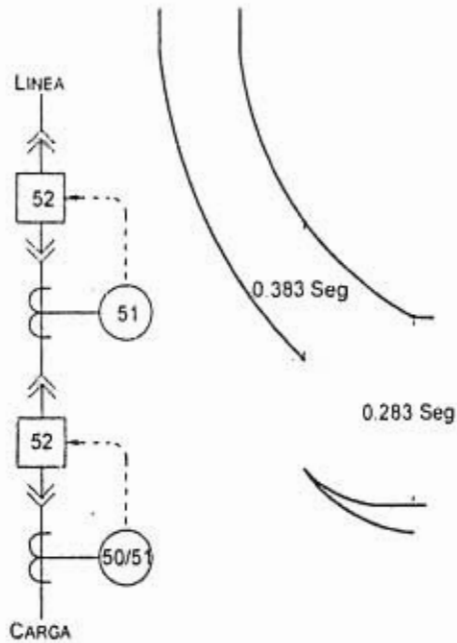


FIGURA 1  
 MARGEN DE TIEMPO ENTRE RELEVADOR CON UNIDAD DE TIEMPO  
 E INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO





EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE.

0.083 s TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)

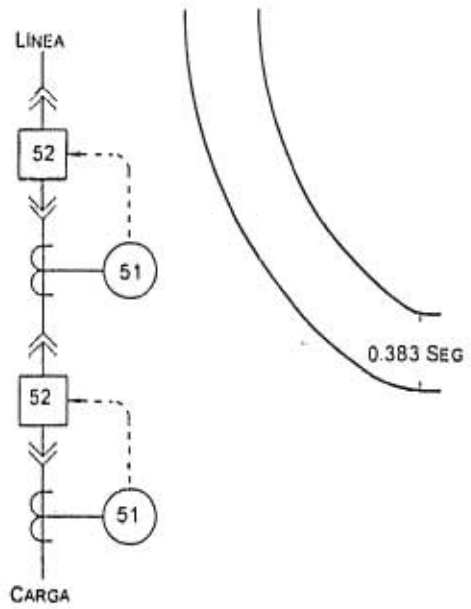
0.10 s SOBRECARRERA DE DISCO DE INDUCCION

0.10 s MARGEN DE SEGURIDAD (0.20 s PARA RELEVADOR A RELEVADOR)

0.283 s

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO U. N. A. M.
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES E.N.E.P. ARAGON
INGENIERIA MECANICA ELECTRICA
TESIS PROFESIONAL JOSE ANTONIO GONZALEZ LOPEZ

FIGURA 3  
MARGEN DE TIEMPO ENTRE RELEVADOR CON UNIDAD DE TIEMPO  
Y RELEVADOR CON UNIDAD INSTANTANEA Y UNIDAD DE TIEMPO



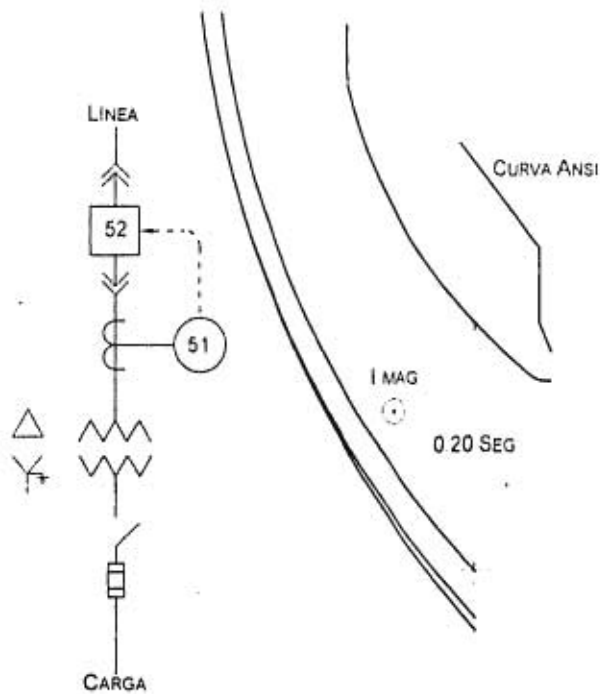
EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:

- 0.083 s TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
- 0.10 s SOBRECARRERA DE DISCO DE INDUCCION
- 0.20 s MARGEN DE SEGURIDAD
- 0.383 s

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO U. N. A. M.
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES E.N.E.P. ARAGON
INGENIERIA MECANICA ELECTRICA
TESIS PROFESIONAL JOSE ANTONIO GONZALEZ LOPEZ

FIGURA 4  
MARGEN DE TIEMPO ENTRE RELEVADORES CON UNIDAD DE TIEMPO





EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:

- 0.10 s SOBRECARRERA DE DISCO DE INDUCCION
- 0.10 s MARGEN DE SEGURIDAD
- 0.20 s

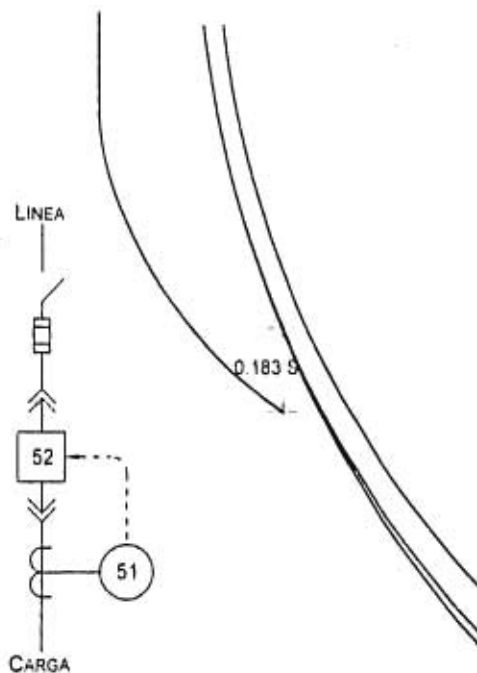
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
U. N. A. M.

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS  
PROFESIONALES  
E.N.E.P. ARAGON

INGENIERIA MECANICA ELECTRICA

TESIS PROFESIONAL  
JOSE ANTONIO GONZALEZ LOPEZ

FIGURA 5  
MARGEN DE TIEMPO ENTRE FUSIBLE DE BAJA TENSION Y  
RELEVADOR CON UNIDAD DE TIEMPO

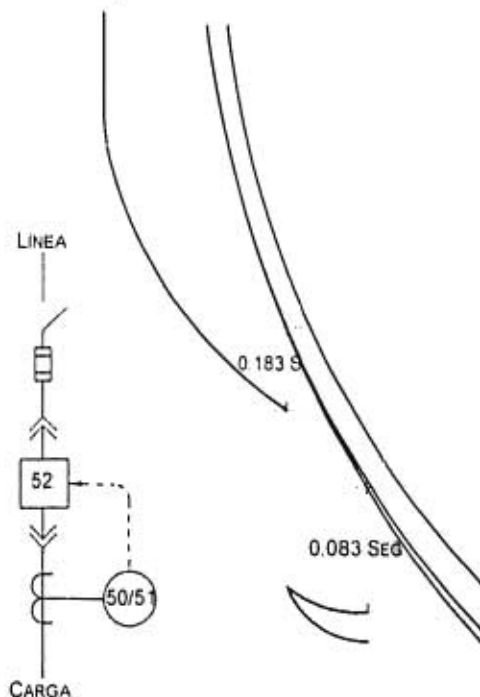


EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:

- 0.083 s TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)
- 0.10 s MARGEN DE SEGURIDAD
- 0.183 s

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO U. N. A. M.
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES E.N.E.P. ARAGON
INGENIERIA MECANICA ELECTRICA
TESIS PROFESIONAL JOSE ANTONIO GONZALEZ LOPEZ

FIGURA 6  
MARGEN DE TIEMPO ENTRE FUSIBLE Y  
RELEVADOR CON UNIDAD DE TIEMPO



EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:

0.083 s TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR (5 CICLOS)

0.10 s MARGEN DE SEGURIDAD

0.183 s

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO U. N. A. M.
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES E.N.E.P. ARAGON
INGENIERIA MECANICA ELECTRICA TESIS PROFESIONAL JOSE ANTONIO GONZALEZ LOPEZ

FIGURA 7  
MARGEN DE TIEMPO ENTRE FUSIBLE Y  
RELEVADOR CON UNIDAD DE TIEMPO Y UNIDAD INSTANTANEA

APENDICE E



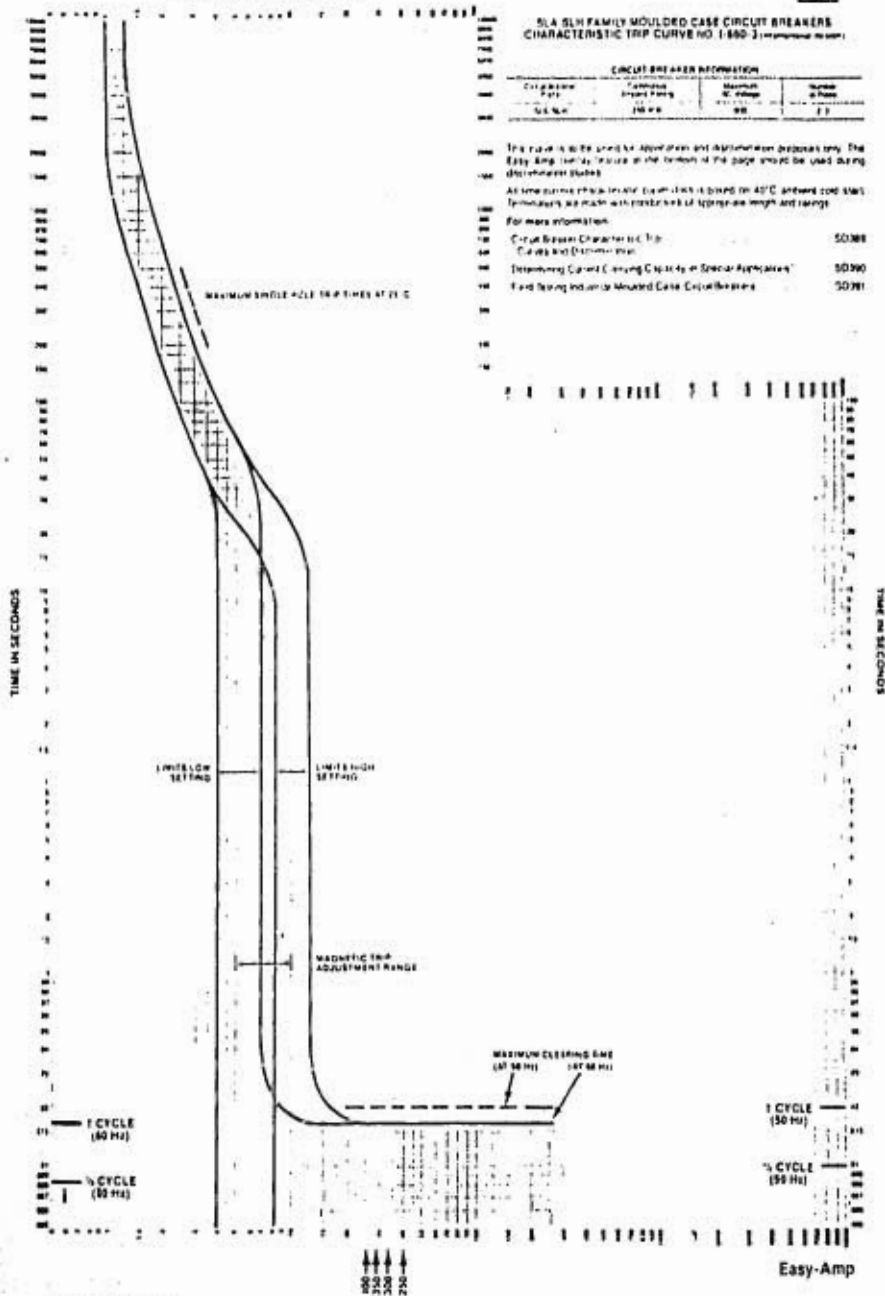
MULTIPLES OF RATED CURRENT

**5LA 5LN FAMILY MOULDED CASE CIRCUIT BREAKERS  
CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO. 1-500-3 (continued on next page)**

**CIRCUIT BREAKER INFORMATION**

Configuration Part	Rated Amps (at 40°C)	Maximum AC Voltage (at 50 Hz)	Number of Poles
5LA 5LN	200-400	600	1-3

- 1000 The data is to be used for application and adjustment purposes only. The Easy Amp feature, if used, is the function of the page should be used during the application studies.
- 1000 All time-current characteristics shown on this graph are at 40°C and rated voltage. Terminals are shown with standard length and spacing.
- 1000 For more information:
- 1000 Circuit Breaker Characteristic Trip Curves and Description: 50388
- 1000 Determining Circuit-Carrying Capacity in Special Applications: 50390
- 1000 Field Setting Industrial Moulded Case Circuit Breakers: 50391



**SQUARE D**  
Circuit Breakers

MULTIPLES OF RATED CURRENT

Easy-Amp

Circle 10 on Reader Service Card

MÚLTIPLOS DE CORRIENTE

### CURVAS CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE  
ALEACION FUSIBLE  
ELEMENTO TÉRMICO: DDH2-DD320

APLICADA EN ARRANCADORES MAGNÉTICOS

TAMAÑO: 4

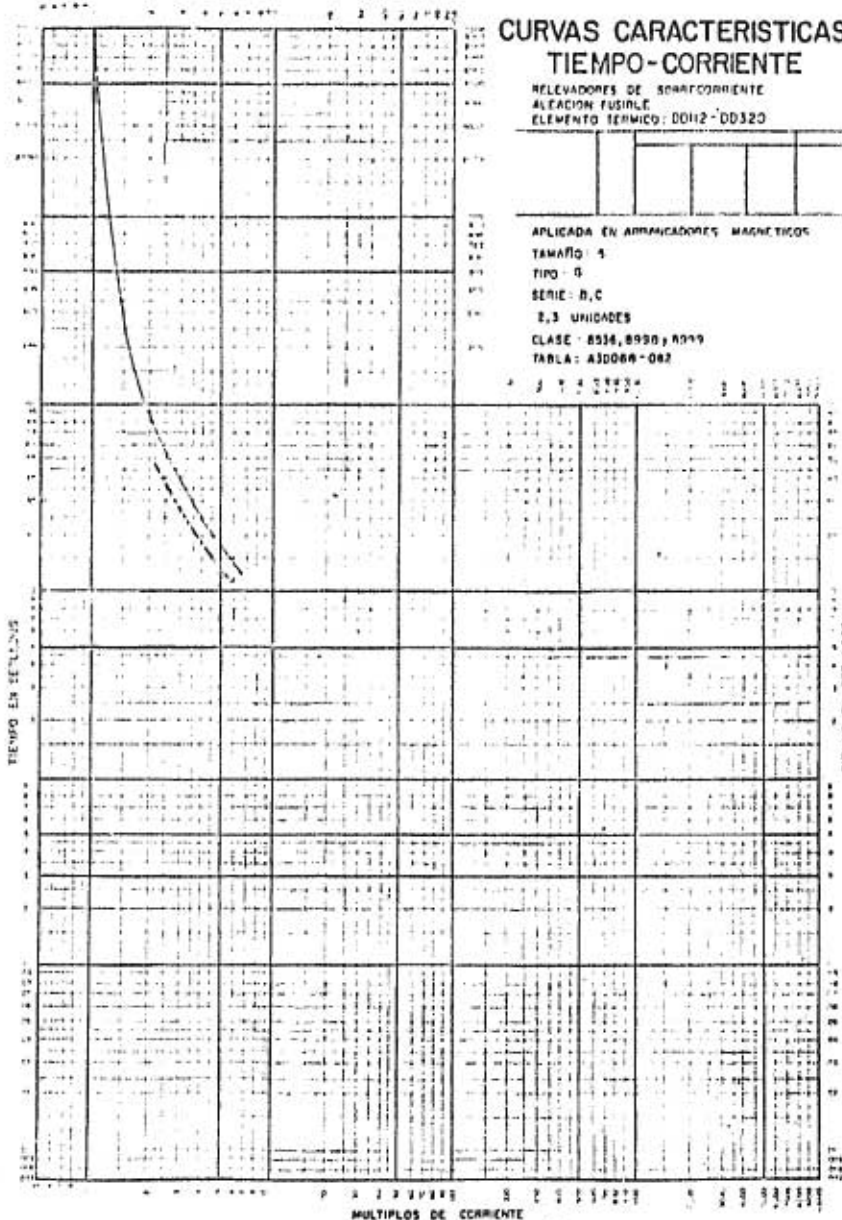
TIPO: G

SERIE: B, C

2,3 UNIDADES

CLASE: 8536, 8990, 8999

TABLA: A3D068-082



SQUARE D<sup>1</sup>

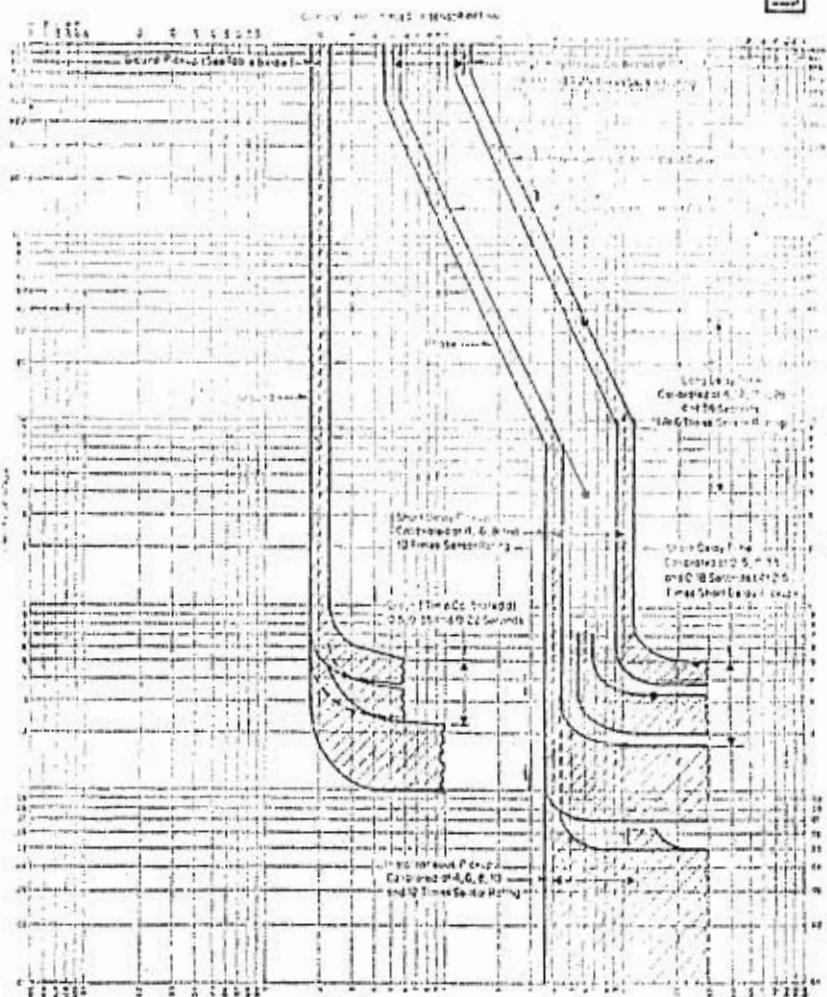


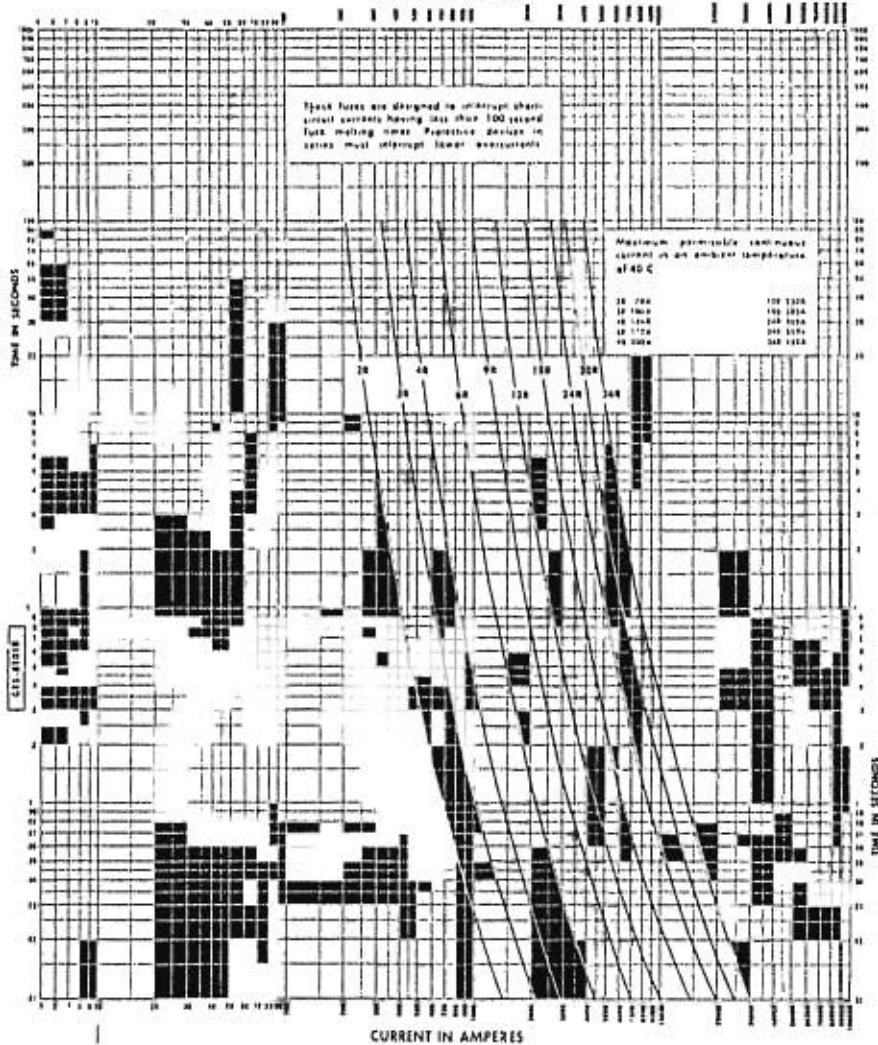
TABLE 1  
 EQUIPMENT RULING OF MEASUREMENTS

Time (Sec)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
V	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
I	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
P	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Q	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Amplifier 1-A  
 SQUARS COMPANY  
 P.O. Box 218 - Allentown, Pa. 18102

740-4427-131-00  
 004, 000

CURRENT IN AMPERES



<p><b>GENERAL ELECTRIC</b></p>	<p><b>CURRENT-LIMITING MOTOR STARTER POWER FUSE</b> <b>EJ-2 2.54 &amp; 5.08 KV MAX.</b></p>	<p><b>GES-81018</b></p>
<p>Current Rating 50 to 1000 amperes</p> <p>Frequency Rating 60 Hertz</p>	<p>Size D (2R to 12R), DD (14R, 24R) &amp; EE (30R, 36R)</p> <p>Maximum Total-clearing Time-current Curves</p> <p>(at 100°C with no wind speed)</p>	

1974-174

GENERAL ELECTRIC CO., PROTECTIVE EQUIPMENT PRODUCTS DEPT., PITTSFIELD, MASS



# commissioning: protection setting and testing

## SÉPAM 1000

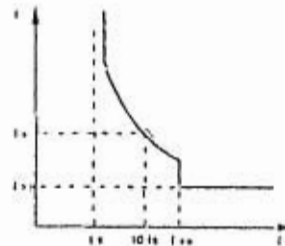
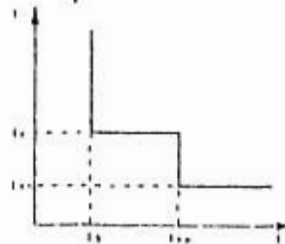
### three-phase overcurrent (ANSI 50 + 51)

This function protects networks and equipment against overloads and short-circuits between phases

#### operation

- the protection includes two thresholds:
  - definite turn of IDMT low threshold unit
  - instantaneous or time-delayed IDMT high threshold
- There are 3 settings for the protection low threshold unit:
  - type of curve CURVE
  - setting current  $I_s$
  - time delay  $t_s$
- There are 2 settings for the protection high threshold unit:
  - high threshold  $I_{>>}$
  - time delay  $t_{>>}$

#### tripping curves



parameter	settings
CT primary rated current ( $I_n$ ) or CSP sensor rating	A: 10 - 15 - 20 - 25 - 30 - 36 - 40 - 45 - 50 - 60 - 75 - 90 - 100 - 120 - 125 - 150 - 160 - 180 - 192 - 200 - 225 - 240 - 250 - 300 - 320 - 400 - 480 - 500 - 600 - 640 - 750 - 800 - 960 kA: 1 - 1.2 - 1.25 - 1.5 - 1.6 - 2 - 2.5 - 3 - 3.75 - 4 - 5 - 6 - 6.25
curve (CURVE)	DT - SIT - VIT - UIT - IIT
setting current ( $I_s$ )	0.3 to 1 In by steps of 0.05 - 1 to 2 In by steps of 0.1 In - 2 to 3 In by steps of 0.2 In - 3 to 8 In by steps of 0.5 In the low threshold unit is disabled by setting $I_s$ to -999 kA - for IDMT curves, the setting range is limited to 2 In
low threshold unit time delay ( $t_s$ )	100 ms to 3 s by steps of 100 ms - 3 to 4 s by steps of 0.2 s - 4 to 12.5 s by steps of 0.5 s
high threshold ( $I_{>>}$ )	1 to 20 In by steps of 1 In the low threshold unit is disabled by setting $I_{>>}$ to -999 kA -
high threshold unit time delay ( $t_{>>}$ )	-inst - instantaneous, typical tripping time 25 ms 50 to 300 ms by steps of 50 ms - 300 ms to 2 s by steps of 100 ms

## commissioning: protection setting and testing

### three-phase overcurrent (cont'd)

#### protection setting

##### CURVE setting:

- DT : definite time curve
- SIT : standard inverse time curve

$$\text{equation: } t = \frac{0.047 \cdot I_s}{(I/I_s)^{2.5} - 1} \text{ s}$$

■ VIF : very inverse time or long time inverse (LTI) curve. The LTI curve is the very inverse time curve set with long time delays (longer than 3s).

$$\text{equation: } t = \frac{9 \cdot I_s}{(I/I_s) \cdot t} \text{ s}$$

- EIT : extremely inverse time curve

$$\text{equation: } t = \frac{99 \cdot I_s}{(I/I_s)^2 \cdot t} \text{ s}$$

- UIT : ultra inverse time curve

$$\text{equation: } t = \frac{315 \cdot I_s}{(I/I_s)^3 \cdot t} \text{ s}$$

- RI : RI curve

$$\text{equation: } t = \frac{0.315 \cdot I_s}{0.339 \cdot 0.238 \cdot \frac{I}{I_s}} \text{ s}$$

##### $I_s$ setting:

The  $I_s$  settings are displayed in A or kA. NB. It is preferable to set  $I_s$  after  $I_n$  and CURVE since the  $I_s$  setting range depends on these parameters. For the definite time curves and the RI curve,  $I_s$  is the tripping threshold. For the other IDMT curves,  $I_s$  is the asymptote of the curve. The tripping threshold is situated at  $1.2 \times I_s$ . The protection low threshold unit can be disabled by setting  $I_s$  to -999 kA.

##### $t_s$ setting:

For IDMT curves, the time delay  $t_s$  is determined for a current value of 10  $I_s$ .

Knowing a point on the curve (i.e. a tripping time  $T$  for a given current  $I$ ), how is  $t_s$  determined?

- Calculate the ratio  $I/I_s$ .
- In the table on the next page, find the coefficient  $K$  for the selected type of curve that is the closest to the  $I/I_s$  ratio.
- Then calculate  $t_s = T/K$ . From the list of possible  $t_s$  settings, choose the closest one to the value obtained. To simplify calculations,  $1/K$  values are also given in the table.

example: with  $I_s = 180$  A, an SIT curve which trips in 2s for 600 A is required.

- $I/I_s = 600/180 = 3.33$
- the table gives for  $I/I_s = 3.4$ ,  $K = 1.88$  or  $1/K = 0.53$
- hence  $t_s = 2 \times 0.53 = 1.06$  s
- $t_s = 1.1$  s is chosen, being the closest setting

Once  $t_s$  has been set, how are the tripping times close to a given current  $I$  found?

- Calculate the ratio  $I/I_s$ .
- In the table on the next page, find the coefficient  $K$  for the selected type of curve that is the closest to the  $I/I_s$  ratio.
- Then calculate  $T = K \cdot t_s$ , the time delay for the current which corresponds to the  $I/I_s$  ratio in the table.

example: for  $I_s = 180$  A,  $t_s = 1.1$  s and a standard inverse time curve (SIT), what is the time delay for a current close to 1 kA?

- $I/I_s = 1000/180 = 5.55$
- the table gives for  $I/I_s = 5.6$ :

$K = 1.33$   
■ hence  $T = 1.33 \times 1.1 = 1.46$  s for a current of  $180 \times 5.6 = 1.008$  kA

##### $t_{>>}$ setting:

The  $t_{>>}$  settings are displayed in A or kA.

NB. It is preferable to set  $t_{>>}$  after  $I_n$  since the  $t_{>>}$  setting range depends on  $I_n$ .

The protection low threshold unit can be disabled by setting  $t_{>>}$  to -999 kA.

##### $t_{>>>}$ setting:

when  $t_{>>}$  is set to -inst., tripping time is in the vicinity of 30s.

# commissioning: protection setting and testing

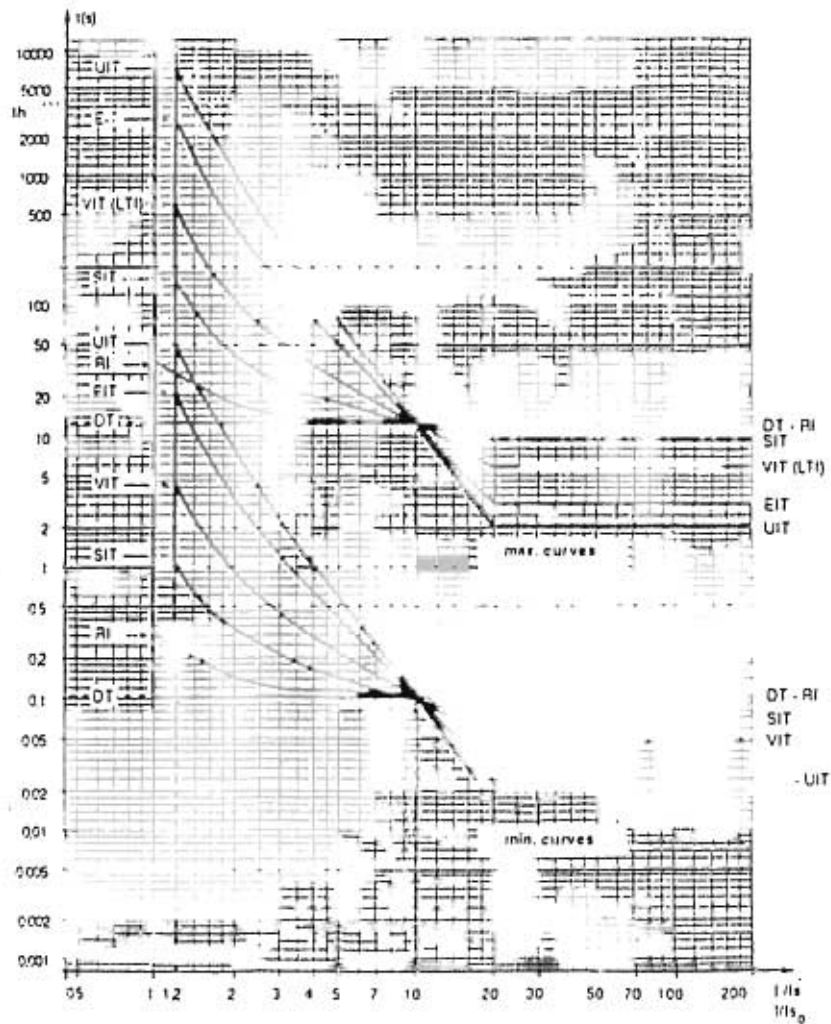
## three-phase overcurrent (cont'd)

I/I <sub>N</sub>	SIT		VIT		EIT		UIT		PI	
	K	I/K	K	I/K	K	I/K	K	I/K	K	I/K
1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	3.06	0.327
1.2	12.9	0.0775	45.0	0.0222	275	0.00444	545	0.00183	2.21	0.452
1.4	6.92	0.144	22.5	0.0444	103	0.00971	239	0.00418	1.85	0.543
1.6	4.95	0.202	15.0	0.0667	63.5	0.0157	141	0.00709	1.64	0.610
1.8	3.95	0.253	11.2	0.0889	44.2	0.0226	94.1	0.0106	1.52	0.658
2.0	3.35	0.299	9.00	0.111	33.0	0.0303	67.6	0.0148	1.42	0.704
2.2	2.94	0.340	7.50	0.133	25.8	0.0388	51.0	0.0196	1.36	0.735
2.4	2.64	0.378	6.43	0.155	20.8	0.0481	39.8	0.0251	1.31	0.763
2.6	2.44	0.410	5.62	0.178	17.2	0.0581	31.8	0.0314	1.27	0.787
2.8	2.24	0.445	5.00	0.200	14.5	0.0690	26.0	0.0385	1.24	0.806
3.0	2.10	0.475	4.50	0.222	12.4	0.0806	21.6	0.0463	1.21	0.826
3.2	1.98	0.504	4.09	0.244	10.7	0.0934	18.2	0.0549	1.19	0.840
3.4	1.88	0.530	3.75	0.267	9.38	0.107	15.5	0.0646	1.17	0.854
3.6	1.80	0.550	3.46	0.289	8.28	0.121	13.4	0.0746	1.15	0.870
3.8	1.73	0.579	3.21	0.311	7.37	0.136	11.6	0.0862	1.14	0.877
4.0	1.66	0.602	3.00	0.333	6.60	0.152	10.2	0.0980	1.12	0.893
4.2	1.60	0.623	2.81	0.358	5.95	0.168	8.96	0.112	1.11	0.901
4.4	1.55	0.644	2.65	0.378	5.39	0.186	7.95	0.128	1.10	0.909
4.6	1.51	0.664	2.50	0.400	4.91	0.204	7.10	0.141	1.09	0.917
4.8	1.47	0.682	2.37	0.422	4.49	0.223	6.37	0.157	1.09	0.917
5.0	1.43	0.700	2.25	0.444	4.12	0.243	5.74	0.174	1.08	0.926
5.2	1.39	0.718	2.14	0.467	3.80	0.263	5.20	0.192	1.07	0.935
5.4	1.36	0.734	2.04	0.489	3.52	0.284	4.72	0.212	1.07	0.935
5.6	1.33	0.750	1.96	0.511	3.26	0.307	4.30	0.233	1.06	0.943
5.8	1.31	0.761	1.87	0.533	3.03	0.330	3.94	0.254	1.06	0.943
6.0	1.28	0.781	1.80	0.558	2.83	0.353	3.61	0.277	1.05	0.952
6.2	1.26	0.798	1.73	0.578	2.64	0.379	3.33	0.300	1.05	0.952
6.4	1.23	0.810	1.67	0.600	2.48	0.403	3.07	0.326	1.04	0.962
6.6	1.21	0.823	1.61	0.622	2.33	0.429	2.84	0.352	1.04	0.962
6.8	1.19	0.837	1.55	0.644	2.19	0.457	2.63	0.380	1.04	0.962
7.0	1.12	0.900	1.50	0.666	2.06	0.485	2.45	0.408	1.03	0.971
8.0	1.10	0.909	1.29	0.778	1.57	0.637	1.75	0.571	1.02	0.980
9.0	1.04	0.962	1.12	0.889	1.24	0.808	1.30	0.769	1.01	0.990
10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
11	0.951	1.05	0.900	1.11	0.825	1.21	0.787	1.27	0.992	1.01
12	0.916	1.09	0.818	1.22	0.691	1.45	0.633	1.58	0.986	1.01
13	0.887	1.13	0.750	1.33	0.589	1.70	0.518	1.93	0.982	1.02
14	0.862	1.16	0.692	1.45	0.507	1.97	0.430	2.33	0.978	1.02
15	0.839	1.19	0.642	1.56	0.441	2.27	0.362	2.76	0.974	1.03
16	0.819	1.22	0.600	1.66	0.388	2.58	0.308	3.25	0.971	1.03
17	0.801	1.25	0.562	1.78	0.344	2.91	0.265	3.77	0.969	1.03
18	0.784	1.28	0.529	1.89	0.306	3.27	0.229	4.37	0.967	1.03
19	0.769	1.30	0.500	2.00	0.274	3.65	0.200	5.00	0.965	1.04
≥ 20	0.756	1.32	0.474	2.11	0.248	4.03	0.176	5.68	0.963	1.04

N.B. Beyond 20 Is or 24 In, all the curves are definite time curves

three-phase overcurrent  
(cont'd)

low threshold unit tripping curves



**thermal image (ANSI 49)**

This function protects motors or transformers against excessive temperature rises following overloads

**operation**

**Heat rise calculation**

The thermal image protective system monitors the heat rise variable. Heat rise is expressed as a percentage, 100% being the temperature of the motor when operating under its rated load. The protection calculates equipment heat rise E according to the thermal model defined by the equation:

$$dE = (I^2 / I_b^2) dt - E dt / T \quad (1)$$

with:

E: heat rise

I<sub>b</sub>: basic current of motor

This is the current consumed by the motor when operating under its rated load

I<sub>eq</sub>: equivalent current defined by:

$$I_{eq}^2 = I^2 + K I_s^2$$

I<sub>s</sub> is the maximum of phase 1 and 3 currents

I<sub>s</sub> is negative sequence current, also calculated from phase 1 and 3 currents, considering earth fault current to be equal to zero.

K is the negative sequence current factor. It is set to 4.5 for the motor protection functions (LXM01 and LXM02) to 0 for the transformer protection functions (LXT01)

T is the equipment's characteristic time. T can have 2 values:

T1: heat rise time constant

T2: cool-down time constant

For the motor applications (LXM01 and LXM02), T1 represents the motor's thermal time constant when running and T2 its time constant when stopped. T2 is generally greater than T1 since a motor which is stopped, and not ventilated, cools down more slowly than when running.

For the transformer applications (LXT01), only the T1 time constant is used.

The thermal model given by the equations (1) allows the hot curve and hot curve to be defined:

The cold curve is the characteristic tripping curve that the thermal model supplies in the following particular case:

- at starting time t=0, the current rises from zero to I<sub>1</sub>.
- heat rise is zero at the starting time.

In this case, the heat rise varies according to the equation:

$$E = 100 (I_1 / I_b)^2 (1 - e^{-t/T}) \%$$

When E<sub>0</sub> is the value of the tripping threshold (given as a %), tripping time for the protection is:

$$t = T \ln \log \left( \frac{(I_1 / I_b)^2}{(I_1 / I_b)^2 - E_0 / 100} \right)$$

This is the equation for the cold curve. The cold curve is used especially during protection commissioning remark: for (I<sub>1</sub> / I<sub>b</sub>)<sup>2</sup> > E<sub>0</sub> / 100, the equation is simplified:

$$t = \frac{T1 \times E_0 / 100}{(I_1 / I_b)^2}$$

The hot curve is the characteristic tripping curve that the thermal model supplies in the following particular case:

- at t = 0, the current rises from an initial value equal to the basic current I<sub>b</sub> to a new I value that is greater than I<sub>b</sub>.
- heat rise is 100% at the starting time.

In this case, heat rise varies according to the equation:

$$E = 100 \left[ (I / I_b)^2 - e^{-t/T} \right] (I / I_b)^2 \%$$

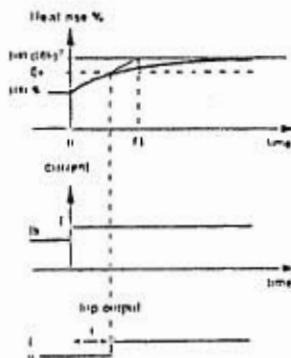
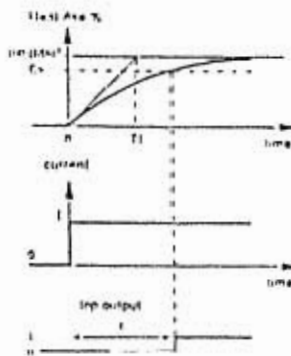
When E<sub>0</sub> is the value of the tripping threshold (given as a %), the protection tripping time is:

$$t = T \ln \log \left( \frac{(I / I_b)^2 - I}{(I / I_b)^2 - E_0 / 100} \right)$$

This is the equation for the hot curve

The hot curve is used to calculate tripping time when a fault occurs in equipment that is running.

(\*) Log: natural logarithm (ln)



## commissioning: protection setting and testing

### thermal image (cont'd)

Example of the operation of the thermal image protection (in the case of a motor application)

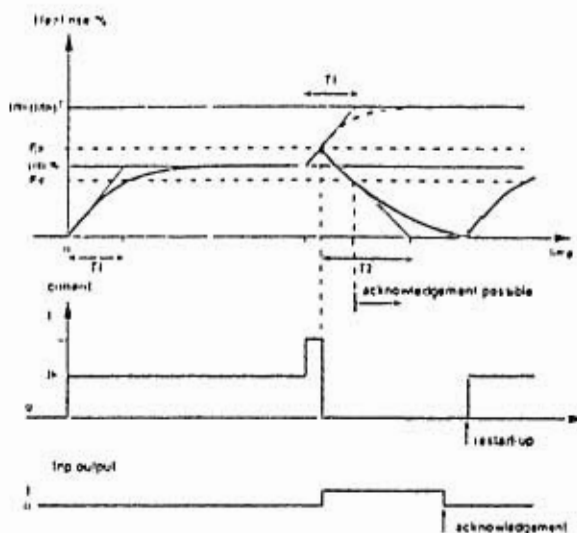
phase 1: start-up and operation of the motor under its rated load

phase 2: motor overload and tripping

phase 3: motor cooling (T2 time constant)

phase 4: acknowledgement after heat rise drops below the  $E_{\leq}$  threshold

phase 5: restart-up



parameters	settings
basic current of protected equipment (Ib)	0.4 to 1 In by steps of 0.05 In 1 to 1.3 In by steps of 0.1 In
tripping threshold ( $E_{>}$ )	50 to 200% by steps of 5% the protection can be disabled by setting the threshold to >999%
start up authorization threshold ( $E_{\leq}$ )	50 to 200% by steps of 5%
alarm threshold	non-adjustable value equal to $0.9 \times E_{>}$
heat rise time constant (T1)	min: 5 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 16 - 18 - 20 - 25 - 30 - 35 - 40 - 45 - 50 - 55 - 60 - 70 - 80 - 90 - 100 - 110 - 120
cool down time constant (T2) (motor protection applications only)	min: 5 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 16 - 18 - 20 - 25 - 30 - 35 - 40 - 45 - 50 - 55 - 60 - 70 - 80 - 90 - 100 - 110 - 120 - 150 - 180 - 240 - 300 - 420 - 600

#### protection setting

##### $E_{>}$ setting

The recommended  $E_{>}$  setting for standard applications is 115%.  
The protection can be disabled by setting  $E_{>}$  to >999%. Heat rise will still be calculated and displayed.

##### $E_{\leq}$ setting

Setting  $E_{\leq}$  to a value greater than or equal to the value of  $E_{>}$  will authorize equipment start-up as soon as heat rise drops back below  $E_{>}$ .

##### T1 setting

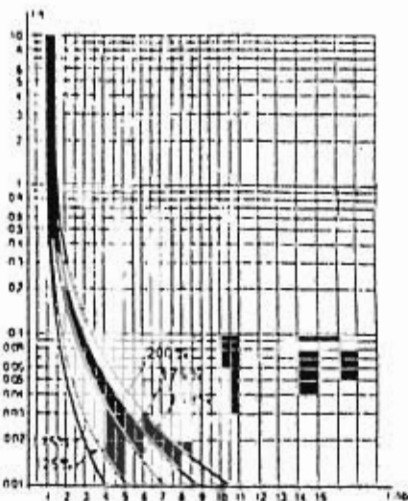
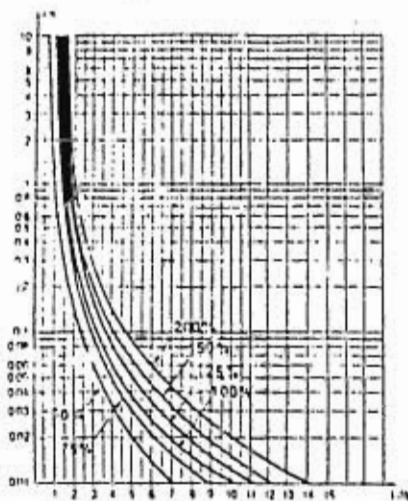
T1 can be displayed by pressing the status key.

##### T2 setting

T2 is only included in the motor protection applications (LXM01 and LXM02).  
T2 is displayed by pressing the status key.

# Commissioning, protection setting and testing

## Thermal image (cont'd)



The following tables give the numerical value of the cold and hot curves

example of use of the tables:  
 For a tripping threshold  $E_T$  set to 115% with a T1 time constant of 30 ms, what is the cold tripping time at 2.5 lb?  
 In the  $E_T$  column, the value 115 is read; in the  $V_{T1}$  line, the value 2.5 is read. At the intersection of the two, the value  $VT_1 = 0.203$  is read, hence  $t = 0.203 \times T_1$   
 $t = 0.203 \times 30 \times 60 = 364$  s

Hot tripping, again at 2.5 lb.  
 In the hot curve table: in the  $E_T$  column, the value 115 is read; in the  $V_{T1}$  line, the value 2.5 is read. At the intersection of the two, the value  $VT_1 = 0.0289$  is read, hence  $t = 0.0289 \times T_1$   
 $t = 0.0289 \times 30 \times 60 = 52$  s

Cold curves:  $VT_1 = f(E_T, I_{th})$

	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	220	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	
10	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
11	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
12	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
13	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
14	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
15	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
16	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
17	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
18	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
19	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
20	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
21	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
22	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
23	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
24	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
25	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
26	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
27	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
28	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
29	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024
30	0.0001	0.0002	0.0003	0.0004	0.0005	0.0006	0.0007	0.0008	0.0009	0.0010	0.0011	0.0012	0.0013	0.0014	0.0015	0.0016	0.0017	0.0018	0.0019	0.0020	0.0021	0.0022	0.0023	0.0024





## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Enriquez Harper  
Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales  
Editorial Limusa.  
México 1994.
- 2.- Irwin Lazar  
Análisis y Diseño de Sistemas Eléctricos para Planta Industriales  
Editorial Limusa.  
México 1993
- 3.- ANSI/IEEE Std 242-1986  
Recommended Practice For Protection and Coordination Of Industrial And  
Commercial Power Systems.
- 4.- PEMEX  
Manual de Procedimientos de Ingeniería de Diseño.  
Sección LV  
México, 1990
- 5.- Norma Oficial Mexicana  
NOM-001-SEMP-1994  
Relativa a las Instalaciones Destinadas al Suministro y Uso de la Energía  
Eléctrica  
México, 1994