

2a.
edición

Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales

Enríquez Harper

Acerca del autor:

Egresado de la ESIME-IPN, donde obtuvo el título de Ingeniero Electricista, realizó estudios de especialización docente y obtuvo el grado de Maestro en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica. Cursó estudios de posgrado en el Imperial College de la Universidad de Londres. Fue acreditado con el Premio Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica, Electrónica y Ramas Afines, otorgado por el Colegio de Ingenieros Mecánicos y Eléctricos (CIME).

Es profesor titular en cursos de licenciatura y posgrado en la ESIME, donde ha ocupado los cargos de jefe de cátedra, subdirector técnico, jefe del departamento de ingeniería eléctrica y jefe de la sección de posgrado e investigación. También ha sido jefe de la carrera de Ingeniería Eléctrica en el CENETI y coordinador de carrera en la Universidad Autónoma Metropolitana. Ha impartido cursos de matemáticas avanzadas, computación, métodos numéricos, teoría del control, análisis de sistema, técnicas de alta tensión y redes eléctricas.

Se ha desempeñado en la Comisión Federal de Electricidad como jefe de ingenieros en el laboratorio, jefe del departamento de ingeniería electromecánica, subgerente de ingeniería básica para el diseño de líneas y subestaciones y jefe de la unidad de ingeniería especializada.

Es autor de varios artículos presentados en congresos nacionales e internacionales. Es miembro de la Conferencia Internacional para el Estudio de Grandes Redes Eléctricas y senior member del Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica.

PROTECCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES

PROTECCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES

2a EDICIÓN

Gilberto Enríquez Harper

Profesor titular de la ESIME-IPN

LC	DEWEY	CUTTER
TK4035.F3	621.319	E 57pr

LA PRESENTACIÓN Y DISPOSICIÓN EN CONJUNTO DE
PROTECCIÓN DE INSTALACIONES
ELÉCTRICAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES

SON PROPIEDAD DEL EDITOR. NINGUNA PARTE DE ESTA OBRA PUEDE SER REPRODUCIDA O TRANSMITIDA, MEDIANTE NINGÚN SISTEMA O MÉTODO, ELECTRÓNICO O MECÁNICO (INCLUYENDO EL FOTOCOPIADO, LA GRABACIÓN O CUALQUIER SISTEMA DE RECUPERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN), SIN CONSENTIMIENTO POR ESCRITO DEL EDITOR.

DERECHOS RESERVADOS:

© 2003, EDITORIAL LIMUSA, S.A. DE C.V.
GRUPO NORIEGA EDITORES
BALDERAS 95, MÉXICO, D.F.
C.P. 06040
TEL: 8503 8050
01(800) 706 9100
5512 2903
E-MAIL: limusa@noriega.com.mx
www.noriega.com.mx

CANIEM NÚM. 121

PRIMERA REIMPRESIÓN
DE LA SEGUNDA EDICIÓN

HECHO EN MÉXICO
ISBN 968-18-6152-3

LA EDICIÓN, COMPOSICIÓN, DISEÑO E IMPRESIÓN DE ESTA OBRA FUERON REALIZADOS
BAJO LA SUPERVISIÓN DE GRUPO NORIEGA EDITORES.
BALDERAS 95, COL. CENTRO, MÉXICO, D.F. C.P. 06040
0213067000103656DP9200IE

PRÓLOGO

ANTE EL CONTINUO CRECIMIENTO DE LOS COMERCIOS, LA PEQUEÑA, MEDIANA Y GRAN INDUSTRIA Y LA NECESIDAD DE UNA MAYOR CALIDAD EN EL SUMINISTRO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, ES IMPORTANTE QUE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS CUENTEN CON INSTALACIONES CONFIAZBLES QUE ESTÉN BIEN DISEÑADAS Y CON UNA PROTECCIÓN APROPIADA.

EN ESTA SEGUNDA EDICIÓN, SE HAN TOMADO LAS AMABLES SUGERENCIAS DE LOS LECTORES DE LA PRIMERA EDICIÓN Y SE HICIERON ALGUNAS CORRECCIONES, TAMBIÉN SE AMPLIARON LOS CAPÍTULOS DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO, ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, Y EN GENERAL, SE INCLUYE UN NÚMERO IMPORTANTE DE EJEMPLOS PRÁCTICOS. ESTOS CAMBIOS PERMITIRÁN AL LECTOR CONTAR CON UNA INFORMACIÓN MÁS PRÁCTICA Y COMPLETA SOBRE ESTE TEMA TAN IMPORTANTE DE LA PROTECCIÓN EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES.

PARA LA REALIZACIÓN DE ESTA SEGUNDA EDICIÓN, SE CONTÓ CON LA VALIOSA COLABORACIÓN DE LA LIC. AÍDA A. GARCÍA BONOLA, DEL ING. ALEJANDRO FRÍAS MARTÍNEZ, Y DE LAS SEÑORAS ANA MARÍA ACEVES PADILLA Y MARÍA DEL CARMEN BANDA, A QUIENES EXPRESO MI SINCERO AGRADECIMIENTO.

NADA EN LA VIDA ES TAN CONSTANTE COMO EL CAMBIO.

AMIS HIJOS:

PAOLA, CLAUDIA Y GILBERTO

CONTENIDO

CAPÍTULO I CONCEPTOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

INTRODUCCIÓN	17
LOS CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	18
EL EQUIPO BÁSICO DE PROTECCIÓN	19
LOS CONCEPTOS DE DISEÑO PRELIMINAR	19
DIAGRAMAS UNIFILARES	19
EL SERVICIO DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA	23
VALORES EN PORCIENTO Y EN POR UNIDAD	25
DEFINICIONES DE CANTIDADES EN POR UNIDAD Y EN PORCIENTO	25
VENTAJAS DE LAS CANTIDADES EN POR UNIDAD Y EN PORCIENTO	26
RELACIONES GENERALES ENTRE LAS CANTIDADES DE LOS CIRCUITOS	27
CANTIDADES BASE Y RELACIONES ENTRE LAS IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD Y EN PORCIENTO	30
CAMBIO DE CANTIDADES EN POR UNIDAD O EN PORCIENTO A BASES DIFERENTES	31
PREPARACIÓN DE UN SISTEMA PARA ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO Y ANÁLISIS DE PROTECCIONES	34
LA OBTENCIÓN DE LOS VALORES DE IMPEDANCIAS DE ALGUNAS DE LAS COMPONENTES	37
OTRA FORMA DE OBTENER LOS DATOS DE LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS	41

CAPÍTULO 2

EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN INSTALACIONES INDUSTRIALES Y COMERCIALES

INTRODUCCIÓN	51
LOS CONCEPTOS BÁSICOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	52
FUENTES DE CORTOCIRCUITO	53
LAS REACTANCIAS DE LAS MÁQUINAS ROTATORIAS	59
CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS	60
EL CÁLCULO DEL CORTOCIRCUITO	62
TIPOS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA INDUSTRIALES	63
FALLA TRIFÁSICA SÓLIDA.....	63
FALLA DE FASE A FASE SÓLIDA	63
FALLA DE LÍNEA (FASE) A TIERRA SÓLIDA.....	63
EL DETALLE DE LOS CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO	64
EL PROCEDIMIENTO PASO A PASO	65
APLICACIÓN DEL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO A INSTALACIONES INDUSTRIALES Y COMERCIALES	65
CAPACIDADES INTERRUPTIVAS PARA FUSIBLES E INTERRUPTORES DE BAJO VOLTAJE	69
CAPACIDADES INTERRUPTIVAS EN PRIMER CICLO PARA INTERRUPTORES DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE	73
CAPACIDADES INTERRUPTIVAS PARA INTERRUPTORES DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE	74
EL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO POR MÉTODO SIMPLIFICADO.....	76
LOS CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO PARA LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES	81
EL RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO	82

CAPÍTULO 3

DISPOSITIVOS Y REQUERIMIENTOS PARA LA PROTECCIÓN DE SISTEMAS

INTRODUCCIÓN	115
LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES	117
INTERRUPTORES PARA SISTEMAS CON VOLTAJES MAYORES DE 600 VOLTS.....	118
INTERRUPTORES EN AIRE	118
INTERRUPTORES EN VACÍO	119
INTERRUPTORES EN ACEITE.....	123
INTERRUPTORES EN GAS	124
FUSIBLES PARA SISTEMAS ARRIBA DE 600 VOLTS.....	129
FUSIBLES DE POTENCIA LIMITADORES DE CORRIENTE.....	129
FUSIBLES DE POTENCIA NO LIMITADORES DE CORRIENTE	130
FUSIBLES TIPO DISTRIBUCIÓN PARA USO EN CORTOCIRCUITO.....	131
DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA INSTALACIONES EN BAJA TENSIÓN	134
LA ACCIÓN DE DISPARO TÉRMICO	136
LA ACCIÓN DE DISPARO MAGNÉTICO.....	142
LA ACCIÓN DE DISPARO TERMOMAGNÉTICO.....	143
COMBINACIÓN DE INTERRUPTOR Y FUSIBLE.....	155
INSTALACIÓN Y PROTECCIÓN DE MOTORES ELÉCTRICOS EN BAJA TENSIÓN	156
ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA MOTORES	157
LA CORRIENTE NOMINAL DE LOS MOTORES DE INDUCCIÓN	160
CÁLCULO DE ALIMENTADORES PARA MOTORES	166
CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL ALIMENTADOR	166
CENTRO DE CONTROL DE MOTORES (CCM)	167
DATOS PARA EL DISEÑO DE UN CENTRO DE CONTROL DE MOTORES	173

CAPÍTULO 4

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

INTRODUCCIÓN.....	207
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	208
ERRORES DE TRANSFORMACIÓN	214
EL ERROR DE RELACIÓN	214
FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	216
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA APLICACIONES EN PROTECCIÓN	222
CLASE DE PRECISIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	228
EL EFECTO DE SATURACIÓN Y LAS CURVAS DE EXCITACIÓN	230
NÚMEROS DE DEVANADOS	236
CONEXIONES TÍPICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	238
POLARIDAD.....	241
FORMA CONSTRUCTIVA DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	242
PARA INSTALACIONES EN BAJA TENSIÓN	242
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO DOS DEVANADOS.....	242
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.....	250
EL CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO.....	252
ERROR DE RELACIÓN	254
ERROR DE ÁNGULO.....	255
LA POTENCIA EN LA CARGA SECUNDARIA.....	256
FORMAS DE EXPRESAR LOS ERRORES.....	256
CLASIFICACIÓN DE LA PRECISIÓN Y CLASES DE PRECISIÓN.....	257
CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	258
CLASIFICACIÓN Y TIPOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	263

CAPÍTULO 5 APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

INTRODUCCIÓN	271
RELEVADORES Y CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN	273
RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO (50)	287
RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE CON RETRASO DE TIEMPO (51)	287
RELEVADORES DIFERENCIALES	288
RELEVADORES DE FLUIDO Y PRESENCIA DE GASES	295
RELEVADORES DE TEMPERATURA	298
RELEVADORES DE PRESIÓN	299
RELEVADORES AUXILIARES	300
ELEMENTOS PARA LA PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES	300
LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES	309
PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES DE MÁS DE 600 VOLTS	310
PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES DE MÁS DE 600 VOLTS O MENORES	314
PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	316
PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87)	318
PROTECCIÓN PARA DETECCIÓN DE GASES	324
PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA	324
RELEVADORES INSTANTÁNEOS	339

CAPÍTULO 6

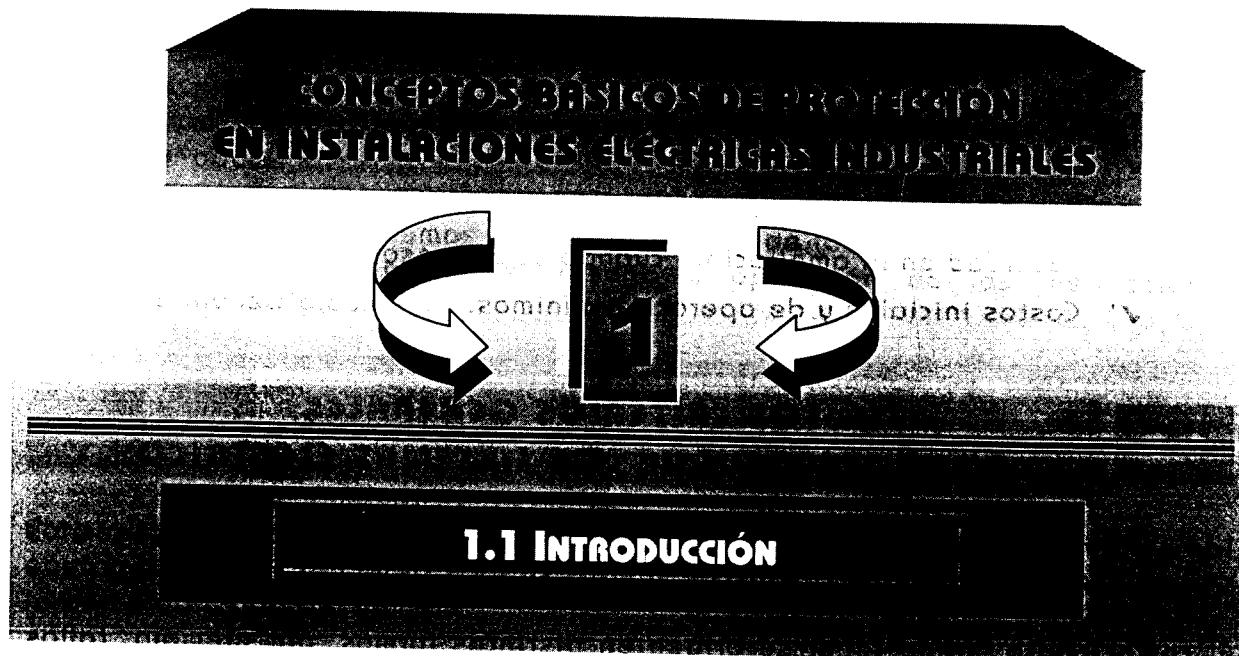
PROTECCIÓN DE MOTORES Y GENERADORES ELÉCTRICOS

INTRODUCCIÓN.....	341
LOS RIESGOS DURANTE LA OPERACIÓN DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS.....	341
CARACTERÍSTICAS DE LOS MOTORES A CONSIDERAR EN LA PROTECCIÓN	343
EL CIRCUITO EQUIVALENTE DEL MOTOR DE INDUCCIÓN.....	344
PROTECCIÓN GENERAL DE MOTORES ELÉCTRICOS.....	347
PROTECCIÓN CONTRA FALLA DE FASE	347
SOBRECORRIENTE INSTÁNTANEA DE FASE	349
SOBRECORRIENTE DE FASE CON RETARDO DE TIEMPO	351
PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA	355
MOTORES DE TRABAJO CONTINUO MAYORES A 1 Hp.....	355
MOTORES PARA SERVICIO INTERMITENTE	355
ALGUNOS CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE MOTORES	355
INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS.....	355
INTERRUPTORES ELECTROMAGNÉTICOS.....	358
PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA (49)	359
PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA (50)	359
PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO (51).....	360
PROTECCIÓN INSTANTÁNEA DE FALLA A TIERRA (50G)	360
PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA.....	361
PROTECCIÓN DE BAJO VOLTAJE (27)	363
PROTECCIÓN DE GENERADORES ELÉCTRICOS	382
CLASIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS GENERADORES	382
LAS BASES PARA LA PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS	383
ESQUEMAS DE PROTECCIÓN RECOMENDADOS	383

CAPÍTULO 7

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA Y MEDIANA TENSIÓN

INTRODUCCIÓN.....	395
EL PROCESO DE COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	397
LA SELECTIVIDAD.....	404
LA METODOLOGÍA DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES	430
MÁRGENES DE COORDINACIÓN.....	433
COORDINACIÓN DE INTERVALOS DE TIEMPO	433
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES DEL MOTOR DE 500 Hp	462
CÁLCULO PARA LOS AJUSTES Y PROTECCIONES PARA UN CENTRO DE CONTROL DE MOTORES NO. 1 A 440 VOLTS CON MOTORES HASTA DE 50 Hp	468
CÁLCULO PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR DE 20 MVA	475
SELECCIÓN DEL TAP	480
APÉNDICE A.....	482
APÉNDICE B	489
BIBLIOGRAFÍA	519



Las instalaciones eléctricas industriales, por su tamaño y complejidad, son en ocasiones tan importantes como los sistemas eléctricos de potencia, el uso de las técnicas de análisis usadas en éstos, pueden ser aplicables también en las instalaciones del tipo industrial.

El análisis de los sistemas, es un conjunto de técnicas que se basan en las leyes fundamentales de la electricidad, **aplicables principalmente a circuitos trifásicos de corriente alterna**. Estas técnicas facilitan el cálculo del comportamiento de los sistemas bajo condiciones específicas, para auxiliar en el diseño de nuevos sistemas, para rediseñar los sistemas existentes, o bien, para hacer ajustes y modificaciones a partes de las instalaciones.

Los estudios principales de análisis en instalaciones industriales incluyen:

- Estudios y cálculos de cortocircuito.
- Selección de dispositivos de protección.
- Coordinación de dispositivos de protección.
- Otros aspectos como: arranque de motores, estudios de caída de voltaje y corrección de factores de potencia.

El principal objetivo de este tipo de estudios es proporcionar a los técnicos una fuente de información simple y relativamente económica para instalaciones industriales y comerciales, de manera que se satisfagan los aspectos de:

- ✓ Seguridad.
- ✓ Confiabilidad de servicio.
- ✓ Calidad en el suministro de la energía.
- ✓ Diseño de instalaciones fáciles de operar y mantener.
- ✓ Facilidad en la ampliación, cuando sea necesario.
- ✓ Costos iniciales y de operación mínimos.

1.2

LOS CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Las condiciones de operación anormales contra las que se deben proteger los sistemas eléctricos son el **cortocircuito y las sobrecargas**.

El **cortocircuito** puede tener su origen en distintas formas, por ejemplo, fallas de aislamiento, fallas mecánicas en el equipo, fallas en el equipo por sobrecargas excesivas y repetitivas, etcétera.

Las **sobrecargas** se pueden presentar también por causas muy simples, como pueden ser instalaciones inapropiadas, operación incorrecta del equipo, por ejemplo, arranques frecuentes de motores, ventilación deficiente, períodos largos de arranque de motores.

En el diseño de sistemas eléctricos, se han desarrollado varias técnicas para minimizar los efectos de las anormalidades que ocurren en el mismo, de tal forma que se diseña el sistema para que sea capaz de:

- a) Aislar rápidamente la porción afectada del sistema, de manera que se minimice el efecto y se mantenga el servicio tan normal como sea posible.
- b) Reducir el valor de la corriente de cortocircuito, para reducir los daños potenciales al equipo o partes de la instalación.
- c) Proveer al sistema, siempre que sea posible, de medio de recierre automático, para minimizar la duración de fallas de tipo transitorio.

De acuerdo con lo anterior, la función de un sistema de protección se puede definir como: "**La detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema, ya sea que ocurra en cortocircuito, o bien, en otra condición anormal que pueda producir daño a la parte afectada o a la carga que alimenta**".

La coordinación, es la selección o ajuste, o ambas cosas, de los dispositivos de protección, para aislar la parte afectada del sistema cuando ocurre alguna anormalidad. Este aspecto se debe considerar en cualquier sistema eléctrico bien diseñado.

La protección de los sistemas eléctricos, es uno de los aspectos esenciales que deben ser considerados en el diseño y operación de las instalaciones eléctricas industriales.

1.3

EL EQUIPO BÁSICO DE PROTECCIÓN

Para aislar un cortocircuito o una sobrecarga, se requiere de la aplicación de equipo de protección que pueda cumplir con ambas funciones, para desconectar la parte afectada del sistema.

En algunos casos, el elemento sensor y el dispositivo de interrupción son elementos completamente separados e interconectados sólo por los cables de control; en otros, los sensores y los dispositivos de interrupción se encuentran en un mismo dispositivo. **Un fusible cumple con ambas funciones**, es un elemento sensor y de interrupción, se conecta en serie con el circuito y responde a los efectos térmicos producidos por la circulación de corriente a través del mismo.

Los interruptores son sólo dispositivos de interrupción que se deben usar necesariamente con elementos sensores (relevadores).

1.4

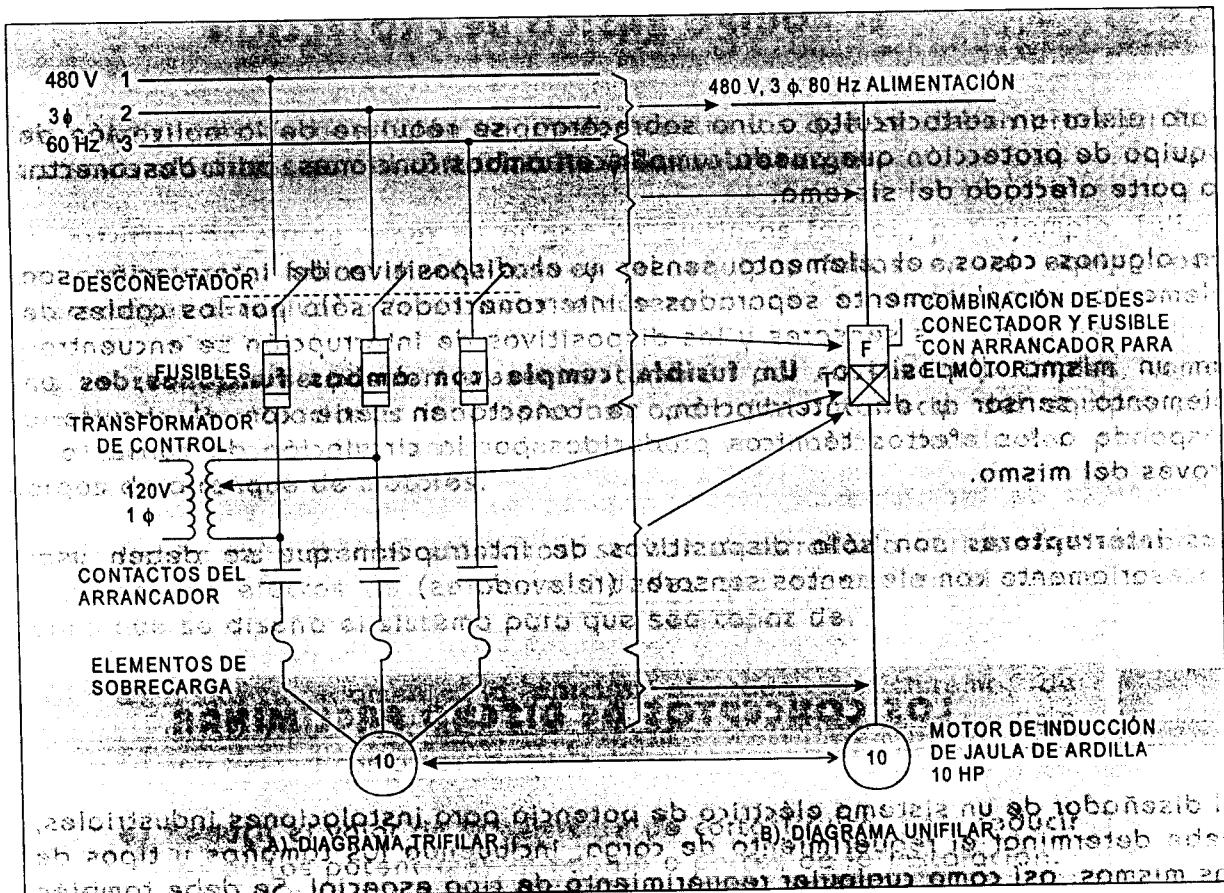
LOS CONCEPTOS DE DISEÑO PRELIMINAR

El diseñador de un sistema eléctrico de potencia para instalaciones industriales, debe determinar el requerimiento de carga, incluyendo los tamaños y tipos de las mismas, así como cualquier requerimiento de tipo especial. Se debe también disponer del valor del cortocircuito en el punto de conexión y la red de suministro eléctrico o de entrega de ésta a la instalación, y conocer las características de los dispositivos de protección de la compañía suministradora; entonces, el diseño debe comenzar con un cálculo preliminar del sistema que cubra los fundamentos del cortocircuito, de manera que permita el diseño preliminar y la selección correcta de los dispositivos de protección.

DIAGRAMAS UNIFILARES. En el estudio de sistemas eléctricos de potencia o para aplicaciones industriales, el uso de diagramas unifilares resulta de gran

utilidad y representa un elemento básico para el diseño y los estudios de sistemas eléctricos. El diagrama unifilar se definen como: "un diagrama que indica por medio de líneas sencillas y símbolos simplificados, la interconexión y partes componentes de un circuito o sistema eléctrico". En el caso particular de los sistemas eléctricos de potencia, como se sabe, las instalaciones son trifásicas, es decir, que su representación se obtendrá por medio de un diagrama trifilar.

En la siguiente figura, se muestran ambos diagramas, es decir, uno trifilar y la correspondiente representación unifilar.

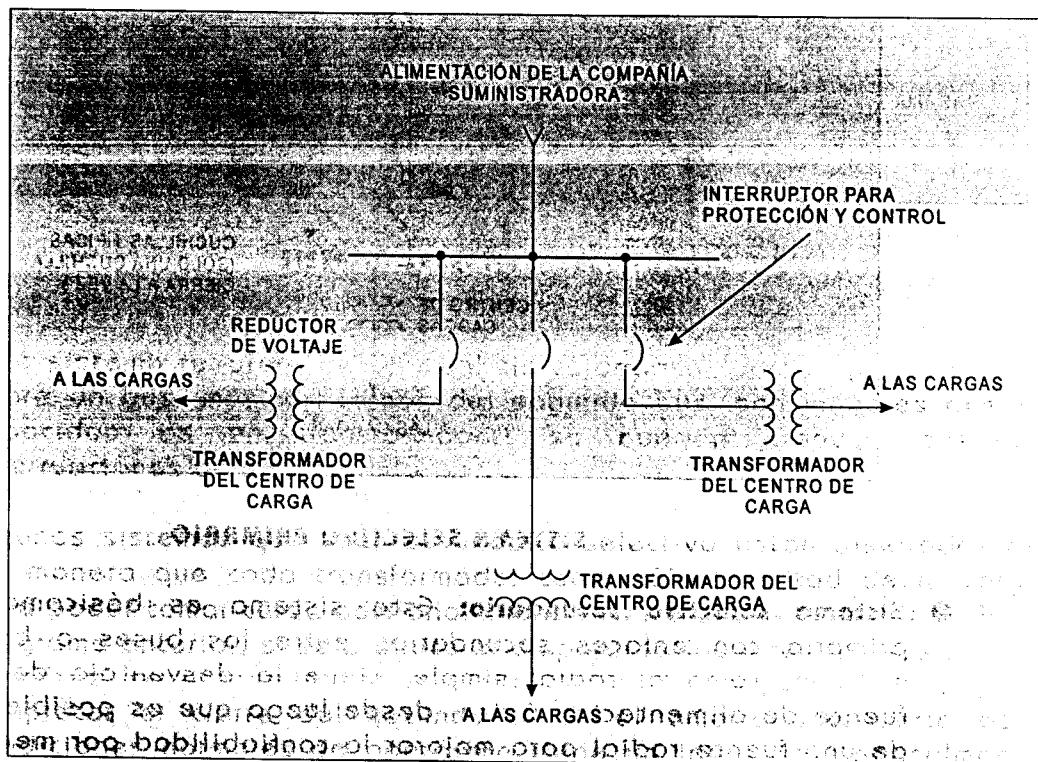


COMPARACIÓN ENTRE DIAGRAMAS TRIFILAR Y UNIFILAR EN DONDE SE MUESTRA LA SIMPLIFICACIÓN ENTRE LA REPRESENTACIÓN DE LOS ELEMENTOS ENTRE CADA DIAGRAMA

El propósito de un diagrama unifilar es que el diseñador desarrolle a través de una manera sencilla sus ideas y tenga una forma simple de comunicar a otros su proyecto para comentarios y/o aprobaciones.

Para distribución de potencia a escala industrial, existen al menos tres sistemas básicos que se han desarrollado a partir de los distintos posibles arreglos, que son los siguientes:

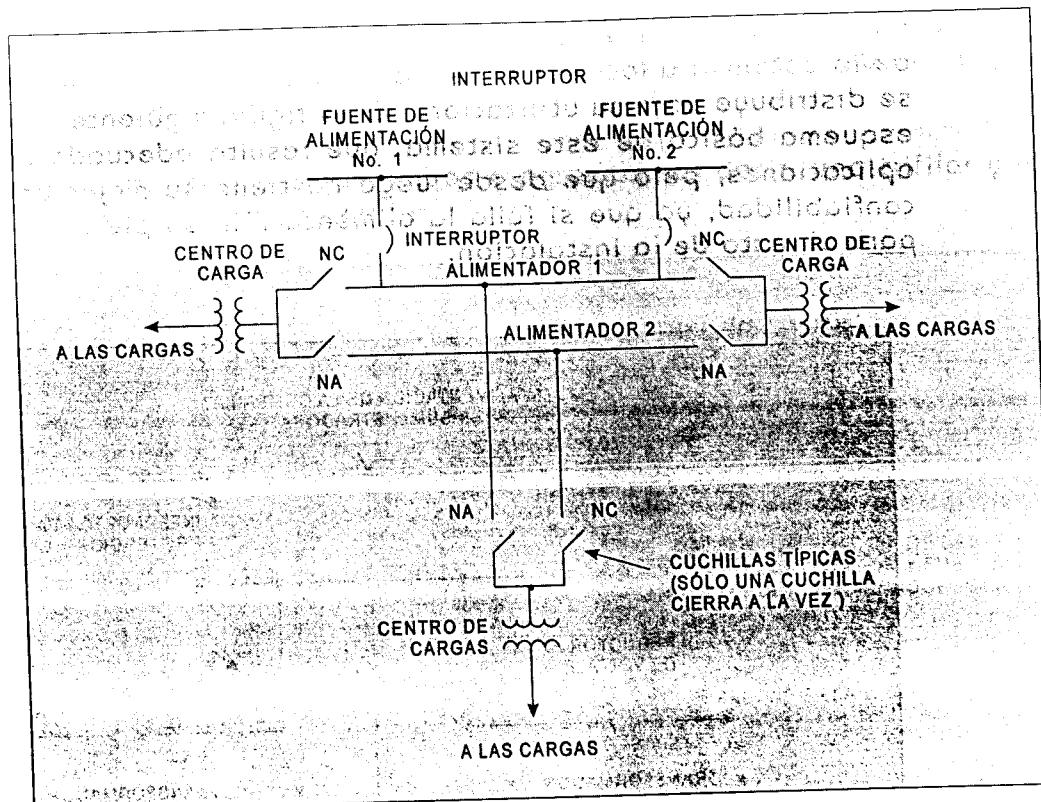
- ① **Sistema radial simple:** Es el más económico para la distribución directa de la potencia a los centros de carga, de donde, a su vez, la potencia se distribuye para su utilización. En la figura siguiente, se muestra el esquema básico de este sistema, que resulta adecuado para muchas aplicaciones, pero que desde luego no tiene su mejor bondad en la confiabilidad, ya que si falla la alimentación, se pierde el suministro para el resto de la instalación.



SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL (SIMPLE)

- ② **Sistema selectivo primario:** Este sistema primario proporciona una alimentación alterna a cada centro de carga. En esto, dos líneas van hacia cada unidad o centro de carga. En resistencia, si se presenta una falla en las líneas de alimentación, entonces sólo algunos de los centros de carga pierden su potencia y mediante switcheos rápidos se regresan a servicio, en tanto que el alimentador en falla se repara. En la siguiente figura, se muestra este sistema, que tiene un costo

superior, debido a los alimentadores adicionales y al equipo de switcheo; pero este costo se puede pagar sólo en lugares en donde la demanda es tal que se requiere un mayor grado de confiabilidad.

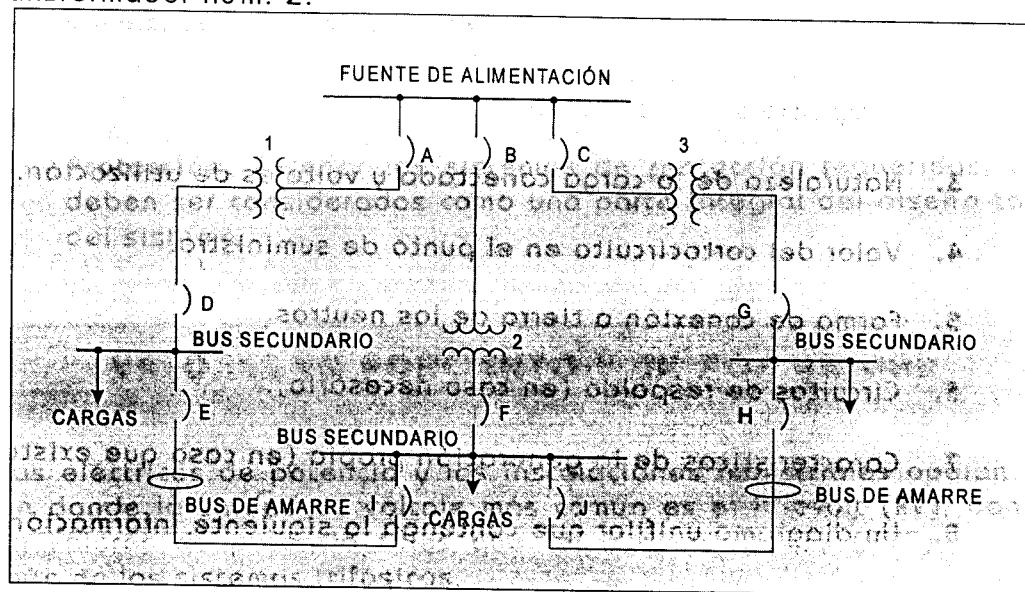


SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO

- ③ **Sistema selectivo secundario:** Este sistema es básicamente radial primario con enlaces secundarios entre los buses o barras. Este sistema, como el radial simple, tiene la desventaja de tener una fuente de alimentación única, desde luego que es posible tener más de una fuente radial para mejorar la confiabilidad por medio del uso de bus secundario de amarre, que permite aislar cualquier alimentador secundario y alimentar el bus secundario, cerrando los interruptores de amarre al bus.

En la figura siguiente, se muestra este sistema, donde se observa, por ejemplo, que si por alguna razón el transformador n.º 1 tiene que estar fuera de servicio, o bien, si se presenta una falla en el alimentador, los interruptores A y D podrían ser abiertos para aislar el circuito del alimentador al transformador. Los interruptores de amarre I y E podrían cerrarse y todas las cargas sobre el secundario

del transformador númer. 1 serían alimentadas temporalmente desde el transformador númer. 2.



SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO

Este sistema requiere de un análisis cuidadoso, porque si las cargas sobre un bus, más las cargas del segundo bus, son mayores que la capacidad de un transformador, se pueden producir posibles interrupciones de servicio.

Algunos sistemas que usan secundario selectivo están diseñados de tal manera que cada transformador toma sólo la mitad de la carga para poder tomar carga adicional cuando cierra el bus de amarre. En el diagrama anterior, si se produce el disparo de los interruptores A o D, o ambos, se podría iniciar el cierre de los interruptores I y E para completar el cierre del secundario. Si el amarre secundario bajo condiciones normales de operación tiene un interruptor normalmente abierto, podría cerrar.

1.5

EL SERVICIO DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA

Es importante que, a partir de las necesidades de servicio, o bien, de las características de las cargas por alimentar, la información requerida en principio sea la siguiente:

1. El plano de la planta o factoría, mostrando las obras adyacentes.
2. El punto de entrega o suministro de energía eléctrica por la compañía suministradora.
3. Naturaleza de la carga conectada y voltajes de utilización.
4. Valor del cortocircuito en el punto de suministro.
5. Forma de conexión a tierra de los neutros.
6. Circuitos de respaldo (en caso necesario).
7. Características de la generación propia (en caso que exista).
8. Un diagrama unifilar que contenga la siguiente información:
 - Fuentes de alimentación, incluyendo el valor del cortocircuito disponible.
 - Tamaño, tipo, ampacidad y número de todos los conductores.
 - Capacidad, voltajes, impedancia, conexión de devanados y conexión a tierra de los mismos.
 - Identificación y cantidad de dispositivos de protección (fusibles, relevadores, etcétera).
 - Transformadores de instrumento.

Otros requerimientos que es conveniente conocer son:

- Requerimientos de arranque para motores grandes.
- Operación de hornos de arco (sí los hay).
- Operación de soldaduras eléctricas.
- Cargas que se deben conservar en operación bajo cualquier condición.
- Cargas muy sensibles (computadoras, laboratorios, etcétera).
- Equipos que producen alto nivel de ruido.

Toda esta información, debe permitir realizar los siguientes estudios:

- ✓ **Cortocircuito.** Cálculo de la corriente y/o potencia del cortocircuito en todas las barras del sistema y las contribuciones en los elementos.
- ✓ **Protección.** Diseñar los sistemas de protección requeridos, que deben ser considerados como una parte integral del diseño total del sistema.

1.6

VALORES EN PORCENTAJE Y EN POR UNIDAD

Los sistemas eléctricos de potencia y las instalaciones industriales operan en sistemas en donde la unidad de voltaje más común es el Kilovolt (kV), donde se manejan valores de potencia tales que, el kilovolt-ampere (KVA) es una unidad común en los sistemas trifásicos.

Estas cantidades, junto con la corriente y los valores de impedancias, se expresan en forma común en por unidad o en porcentaje para simplificar notación y cálculos, en especial cuando en un mismo sistema eléctrico se manejan distintos niveles de voltaje y distintos valores de potencia en los equipos.

Estos conceptos son aplicables a sistemas eléctricos trifásicos balanceados o con un nivel de desbalance tolerable.

DEFINICIONES DE CANTIDADES EN POR UNIDAD Y EN PORCENTAJE. Una cantidad en porcentaje es 100 veces una cantidad en por unidad, ambas son usadas por cada persona a conveniencia o como selección de facilidad en su uso, por lo que es conveniente tener el concepto de las dos formas de representar o de expresar cantidades.

Un valor en por unidad o cualquier cantidad expresada en por unidad, es la relación de esta cantidad entre un valor denominado como base. El resultado se expresa como una cantidad adimensional.

Los valores reales a actuales, tales como voltaje (V), corriente (I), potencia (P), potencia reactiva (Q), volt-ampere (VA), resistencia (R), reactancia (X) e impedancia (Z), se pueden expresar en por unidad o en porcentaje, de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$\text{Cantidad en por unidad} = \frac{\text{Cantidad}}{\text{Cantidad base en las mismas unidades}}$$

$$\text{Cantidad en por ciento} = (\text{Cantidad en por unidad}) \times 100$$

Donde la "cantidad" es un valor escalar o complejo, expresado en sus propias unidades, tales como: voltios, amperes, ohms, volt-amperes o watts.

La llamada "cantidad base" o valor base, se refiere a un valor de referencia, seleccionado en forma arbitraria o a conveniencia para la misma cantidad y en las mismas unidades.

Por lo tanto, las cantidades en por unidad o en porcentaje son cantidades adimensionales.

EJEMPLO 1.1

Referir los voltajes de 100, 115 y 13.8 kV a la base de 115 kV y expresarlos en por unidad o en porcentaje.

En el Ejemplo 1.1 se muestra el desarrollo de los cálculos para convertir los voltajes de 100, 115 y 13.8 kV a la base de 115 kV y expresarlos en por unidad o en porcentaje.

$$\text{Cantidad en p.u.} = \frac{\text{Cantidad en base}}{\text{Cantidad base}}$$

$$\text{Cantidad en porcentaje} = (\text{Cantidad en p.u.}) \times 100\%$$

Seleccionando como base 115 kV los valores en por unidad y en porcentaje para cada voltaje:

SOLUCIÓN

$$\frac{100}{115} = 0.87 \text{ p.u. o } 0.87 \times 100 = 87\%$$

$$\frac{115}{115} = 1.00 \text{ p.u. o } 1.00 \times 100 = 100\%$$

$$\frac{13.8}{115} = 0.120 \text{ p.u. o } 0.120 \times 100 = 12\%$$

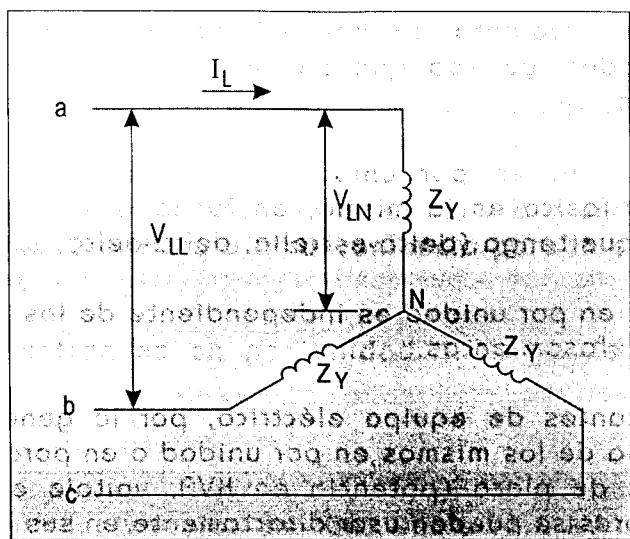
$$\frac{13.8}{115} = 1.20 \text{ p.u. o } 1.20 \times 100 = 120\%$$

VENTAJAS DE LAS CANTIDADES EN POR UNIDAD Y EN PORCENTAJE. Algunas de las ventajas de usar cantidades en por unidad o en porcentaje son:

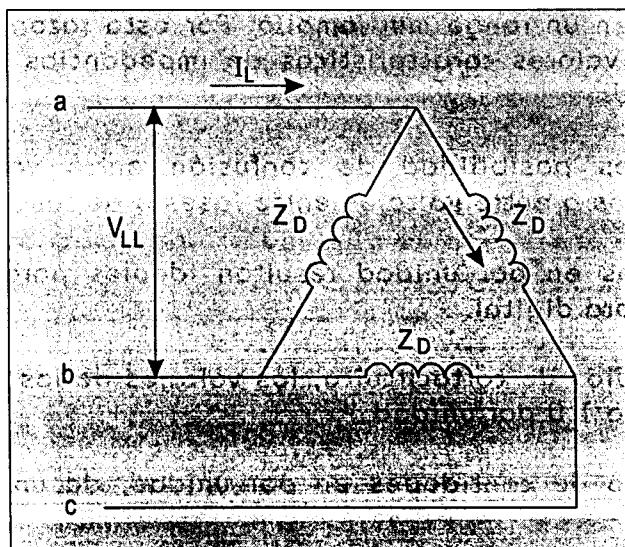
1. Su representación resulta ser una forma más directa de comparar datos, ya que las magnitudes relativas se pueden comparar directamente.

2. El valor equivalente en por unidad es el mismo para cualquier transformador, ya sea que se refiera al lado primario o al lado secundario.
3. La impedancia en por unidad (p.u.) de un transformador en un sistema trifásico es la misma, en forma independiente del tipo de conexión que tenga (delta-estrella, delta-delta, etcétera).
4. El método en por unidad es independiente de los cambios de voltaje y de los defasamientos.
5. Los fabricantes de equipo eléctrico, por lo general especifican la impedancia de los mismos en por unidad o en porcentaje a la base de sus datos de placa (potencia en KVA, voltaje en kV), por lo que estos valores se pueden usar directamente en sus propias bases.
6. Los valores en por unidad de impedancias de los equipos caen dentro de una banda muy estrecha, en tanto que los valores en ohms lo hacen en un rango muy amplio. Por esta razón, es más frecuente encontrar valores característicos de impedancias de los equipos en por unidad.
7. Hay menos posibilidad de confusión entre valores trifásicos o monofásicos o entre voltajes entre fases o de fase a neutro.
8. Los valores en por unidad resultan ideales para los estudios por computadora digital.
9. Para estudios de cortocircuito, los voltajes de las fuentes se pueden tomar como 1.0 por unidad.
10. El producto de cantidades en por unidad, da una cantidad en por unidad.

RELACIONES GENERALES ENTRE LAS CANTIDADES DE LOS CIRCUITOS. Para aclarar algunos de los conceptos relativos a las cantidades en por unidad, es conveniente hacer una revisión de las cantidades que intervienen en los circuitos trifásicos, considerando los dos tipos de conexiones más comunes, estrella y delta.



A) IMPEDANCIAS CONECTADAS EN ESTRELLA.



B) IMPEDANCIAS CONECTADAS EN DELTA.

Para cada una de las conexiones anteriores, aplican las siguientes expresiones:

	Donde:
$S = \sqrt{3} V_{LL} I_L$	S = Potencia trifásica aparente.
$V_{LL} = \sqrt{3} V_{LN} \angle -30^\circ$	V_{LL} = Voltaje de línea a línea.
$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} V_{LL}}$	V_{LN} = Voltaje de línea a neutro.

Para las conexiones estrella y delta, se pueden obtener los valores de impedancia y corriente.

1. Impedancias conectadas en estrella.	$Z_Y = \frac{V_{LN}}{\sqrt{3} V_{LL} \angle -30^\circ} = \frac{V_{LN}}{\sqrt{3} V_{LL}} \angle -30^\circ$
2. Para las impedancias conectadas en delta:	$I_D = \frac{V_{LL}}{Z_D} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3} V_{LL} \angle -30^\circ} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3} V_{LL}} \angle -30^\circ$

CANTIDADES BASE Y RELACIONES ENTRE LAS IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD Y EN PORCENTAJE. Las cantidades tomadas como referencia y conocidas como base, son cantidades escalares, por lo que no se requiere notación fasorial para su manejo, de manera que si se usa el subíndice (b) para expresar estas cantidades, se puede escribir en la forma siguiente:

Para la potencia base:	$KVA_b = \sqrt{3} KV_b I_b$
La corriente base:	$I_b = \frac{KVA_b}{\sqrt{3} KV_b}$
La impedancia base:	$Z_b = \frac{KV_b^2 \times 1000}{KVA_b}$
Si se expresa la potencia en MVA, dado que se puede escribir $KVA_b = 1000 \times MVA_b$, la impedancia se puede expresar como:	$Z_b = \frac{KV_b^2}{MVA_b}$

En los sistemas eléctricos trifásicos, la práctica común es usar el voltaje nominal del sistema como voltaje base y un valor conveniente en KVA o MVA como potencia base.

Para instalaciones industriales, 10 MVA puede ser un valor apropiado; en tanto que en sistemas eléctricos de potencia, 100 MVA es un valor conveniente.

El voltaje usado como base, es el de fase a fase. Los valores de impedancias expresados en por unidad, se refieren al valor base de impedancia y, entonces, se tienen las siguientes expresiones:

$$Z_{p.u.} = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{Z(\Omega) MVA_b}{(KV_b)^2}$$

También:

$$Z_{p.u.} = \frac{Z(\Omega) KVA_b}{1000 (KV_b)^2}$$

En notación en porciento, recordando que:

$$Z\% = Z \text{ p.u.} \times 100$$

$$Z\% = \frac{100 \text{ MVA}_{\text{b}}}{(\text{kV}_{\text{b}})^2} \frac{Z(\Omega)}{\text{MVA}_{\text{b}}}$$

También:

$$Z\% = \frac{Z(\Omega) \text{ kVA}_{\text{b}}}{10 (\text{kV}_{\text{b}})^2}$$

Cuando los valores en ohms se desean obtener a partir de los valores en por unidad o en porcentaje:

$$Z(\Omega) = \frac{\text{kV}_{\text{b}}^2 Z \text{ p.u.}}{\text{MVA}_{\text{b}}}, \text{ o bien: } Z(\Omega) = \frac{1000 (\text{kV}_{\text{b}})^2 Z \text{ p.u.}}{\text{kVA}_{\text{b}}}$$

$$Z(\Omega) = \frac{(\text{kV}_{\text{b}})^2 (Z\%)}{100 \text{ MVA}_{\text{b}}}, \text{ o bien: } Z(\Omega) = \frac{10 (\text{kV}_{\text{b}})^2 (Z\%)}{\text{kVA}_{\text{b}}}$$

Desde luego que estos valores son aplicables al cálculo de valores de resistencias o de reactancias.

CAMBIO DE CANTIDADES EN POR UNIDAD O EN PORCIENTO A BASES DIFERENTES.

Normalmente las impedancias en porcentaje o en por unidad del equipo se especifican sobre la base del equipo, las cuales son generalmente diferentes de la base del sistema de potencia. Debido a que todas las impedancias en un sistema se deben expresar sobre la misma base para los cálculos en por unidad o en porcentaje, es necesario convertir todos los valores a una base común seleccionada.

Esta conversión, se puede derivar expresando la misma impedancia en ohms en dos bases distintas en por unidad. Si se designa una base como kVA_1 y kV_1 , y la otra como kVA_2 y kV_2 , los valores de impedancia en por unidad referidos a cada base son:

$$Z_{1\text{p.u.}} = \frac{Z(\Omega) \text{KV}_1}{1000 \text{KV}_1^2}$$

$$Z_{2\text{p.u.}} = \frac{Z(\Omega) \text{KV}_2}{1000 \text{KV}_2^2}$$

Dado que la impedancia en ohms tiene el mismo valor, despejando de cada ecuación e igualando:

$$\frac{Z_{2\text{p.u.}}}{Z_{1\text{p.u.}}} = \frac{\text{KV}_2}{1000 \text{KV}_2^2} \times \frac{1000 \text{KV}_1^2}{\text{KV}_1}$$

$$Z_{2\text{p.u.}} = Z_{1\text{p.u.}} \frac{\text{KV}_2}{\text{KV}_1} \times \frac{\text{KV}_1^2}{\text{KV}_2^2}$$

La ecuación anterior, representa la ecuación general para cambiar de una base a otra.

Cuando las relaciones de transformación de los transformadores corresponden a los voltajes nominales, entonces la ecuación para el cambio de base se simplifica.

$$Z_{2\text{pu}} = Z_{1\text{p.u.}} \frac{\text{KV}_2}{\text{KV}_1}$$

EJEMPLO 1.2

CAMBIO DE CANTIDADES EN LAS BOSQUES
Un transformador de 10 MVA, 115 KV/34.5 KV, con una impedancia 10%. Expresa su impedancia a la base de 20 MVA.

SOLUCIÓN



$$Z_{\text{p.u.}} = \frac{Z(\Omega) \times K_1}{1000 \times V_1^2}$$

$$Z_{\text{p.u.}} = \frac{Z(\Omega) \times K_2}{1000 \times V_2^2}$$

Dado que la impedancia en ohms tiene el mismo valor, despejando de cada ecuación e igualando:

$$\frac{Z_{2\text{p.u.}}}{Z_{1\text{p.u.}}} = \frac{K_2}{1000 \times V_2^2} \times \frac{1000 \times V_1^2}{K_1}$$

$$Z_{2\text{p.u.}} = Z_{1\text{p.u.}} \frac{K_2}{K_1} \times \frac{V_1^2}{V_2^2}$$

La ecuación anterior representa la ecuación general para cambiar de una base a otra.

Cuando las relaciones de transformación de los transformadores corresponden a los voltajes nominales, entonces la ecuación para el cambio de base se simplifica:

$$Z_{2\text{p.u.}} = Z_{1\text{p.u.}} \frac{K_2}{K_1}$$

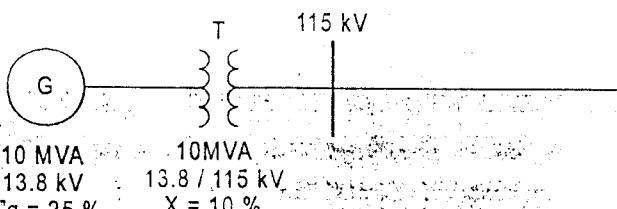
EJEMPLO 1.2

Un transformador de 10 MVA, 115 KV/34.5 kV, con una impedancia 10%. Expresa su impedancia a la base de 20 MVA.

SOLUCIÓN

$$Z_{2\text{p.u.}} = Z_{1\text{p.u.}} \frac{K_2}{K_1} = 10\% \times \frac{20}{10} = 20\% \text{ o bien } Z_{2\text{p.u.}} = 0.2 \text{ p.u.}$$

Para el sistema mostrado en la figura, referir los valores a la base de 100 MVA y 115 kV en el lado de alto voltaje.

EJEMPLO 1.3

Se seleccionan como valores base:

$$100 \text{ MVA}$$

$$V_{\text{base}}(\text{alto voltaje}) = 115 \text{ kV}$$

$$V_{\text{base}}(\text{bajo voltaje}) = 13.8 \text{ kV}$$

SOLUCIÓN

Para el generador (G):

$$X''_g = 0.25 \times 100/10 = 2.5 \text{ p.u.}$$

Para el transformador (T):

$$X_T = 0.10 \times 100/10 = 1.0 \text{ p.u.}$$

EJEMPLO 1.4

Para el ejemplo anterior, supóngase que el transformador tiene los siguientes datos: 10 MVA, 13.2/115 kV, $X_T = 10\%$. Referir a la base de 100 MVA y 115 kV.

$$V_{\text{base}}(\text{alto voltaje}) = 115 \text{ kV}$$

$$V_{\text{base}}(\text{bajo voltaje}) = 13.2 \text{ kV}$$

Para el generador (G):

$$X''_g = 0.25 \times (100/10) \times (13.8/13.2)^2 = 2.73 \text{ p.u.}$$

Para el transformador (T):

$$X_T = 0.10 \times 100/10 = 1.0 \text{ p.u.}$$

SOLUCIÓN

EJEMPLO 1.5

Para el ejemplo 1.3, si los valores base son 100 MVA y 115 kV en el lado de alto voltaje y los datos de transformador son 10 MVA, 13.2/100 kV, $X_T = 10\%$, obtener los valores a la base indicada.

SOLUCIÓN

$$\begin{aligned} V_{\text{base (alto voltaje)}} &= 115 \text{ kV} \\ V_{\text{base (bajo voltaje)}} &= 115 \times 13.2/100 = 13.8 \text{ kV} \end{aligned}$$

Para el generador (G):

$$X'_G = 0.25 \times 100/10 = 2.5 \text{ p.u.}$$

Para el transformador (T):

$$\begin{aligned} X'_T &= 0.10 \times (100/10) \times (13.2/13.8)^2 \\ &= 0.10 \times (100/10) \times (110/115)^2 \\ X'_T &= 0.916 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

1-7

PREPARACIÓN DE UN SISTEMA PARA ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO Y ANÁLISIS DE PROTECCIONES

Normalmente la representación de cantidades en porcentaje o en por unidad, se hace para la realización de estudios de cortocircuito en general, y en el caso particular de la selección y ajuste de protecciones, se requieren de casos de estudio adicionales que justifican la representación de los sistemas en por unidad.

Este tipo de representación se hace basándose en un procedimiento de paso a paso que proporciona las bases para los estudios en la mayoría de los sistemas eléctricos industriales y comerciales, como tensiones primarias hasta de 115 kV y voltajes de distribución y/o utilización de 13.8 kV, 4.16 kV, 2.4 kV, 440/254 V y 220/127 V, incluyendo aquellas industrias que además de la alimentación de la compañía suministradora tienen generación propia.

Para los estudios de cortocircuito, es necesario reparar la red, por lo que para tal fin, se sugiere el siguiente procedimiento, basado en la combinación de un diagrama unifilar y un diagrama de impedancias:

1. Preparar el diagrama unifilar del sistema en estudio, incluyendo todas las componentes significativas del sistema y los datos de cada componente, como son: potencia, voltaje e impedancia. El diagrama puede ser

simplificado en su estructura, pero debe representar las partes de interés para el estudio, como se muestra en la figura:

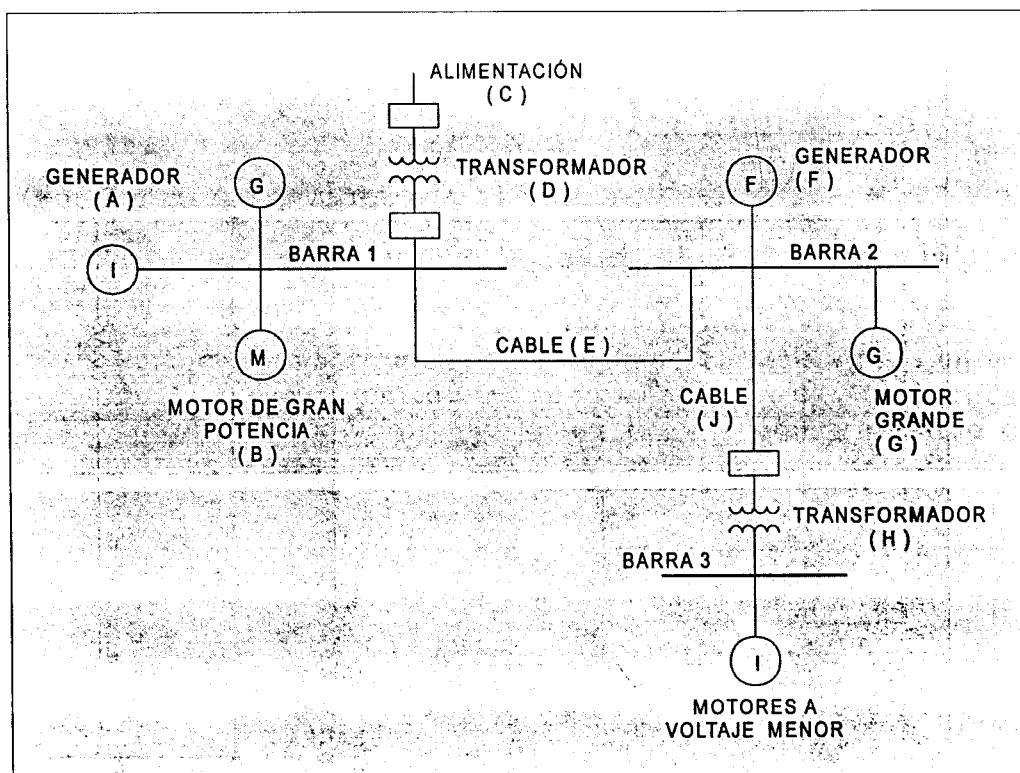


DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE UN SISTEMA

2. Preparar el diagrama de impedancias. Este diagrama se obtiene del diagrama unifilar para el sistema reemplazando cada elemento por su impedancia, conservando su interconexión. Los valores de las impedancias de cada una de las componentes, pueden estar expresados en términos de cualquiera de las siguientes unidades:
 - a) Ohms por fase.
 - b) Porcento, referidos a sus datos nominales de potencia y voltaje.
 - c) Por unidad, referidos a una base común de KVA.

Para los estudios de cortocircuito, las cantidades se expresan por lo general en por unidad (pu), referidas a una base común de potencia (KVA o MVA) y los niveles de base de voltaje para el sistema en estudio.

Para el diagrama unifilar mostrado en la figura anterior, el diagrama de impedancias correspondiente es el siguiente:

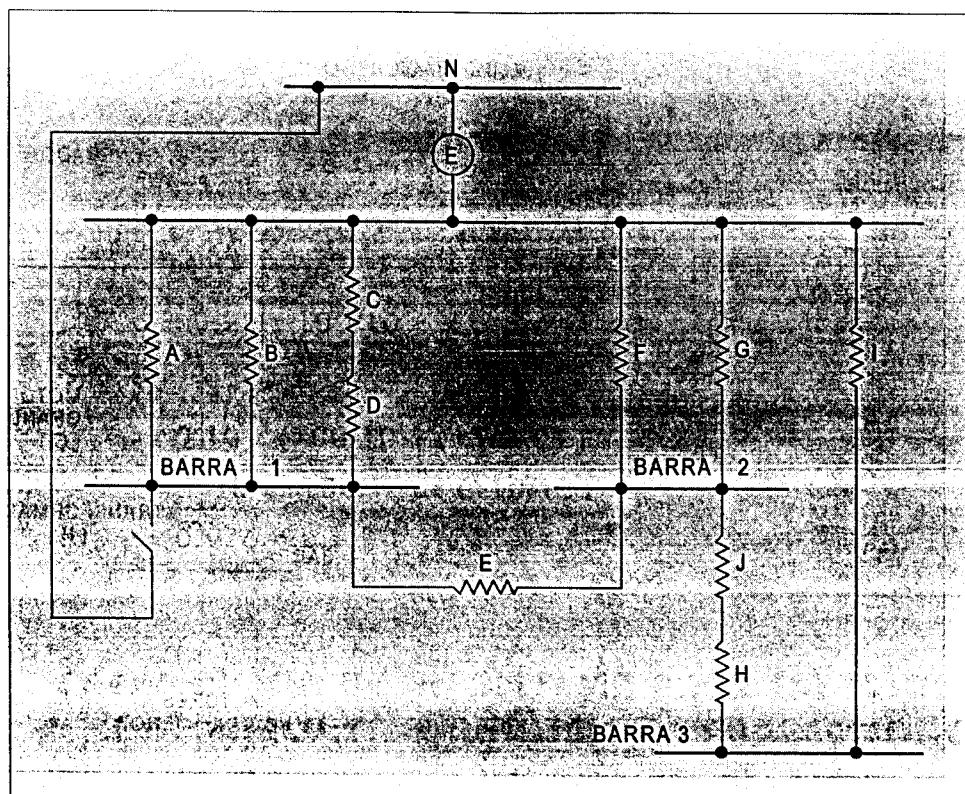


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS

Obsérvese que en el diagrama de impedancias anterior, aparece una fuente equivalente para el sistema de alimentación de la compañía suministradora. Esta fuente equivalente es un equivalente de Thevenin, que se representa como una fuente de voltaje en serie con una impedancia. La fuente de voltaje se toma por lo general con una valor de 1.0 p.u. ($\epsilon = 1.0$ p.u.) y la impedancia en serie con esta fuente se obtiene a partir del valor de la potencia (o corriente) de cortocircuito en el punto de alimentación, referida al valor de la potencia base (o la corriente base en su caso).

EJEMPLO 1.6

El valor de la potencia de cortocircuito trifásica en el punto de alimentación a una industria es 500 MVA, se desea obtener el valor de la reactancia en por unidad referida a una base de 10 MVA.

SOLUCIÓN

$$\begin{aligned} X_{p.u.} &= \frac{X_{KVA_{base}}}{X_{KVA_{ref}}} = \frac{10.000}{500.000} = 0.02 \\ X_{p.u.} &= 0.02 \end{aligned}$$

EJEMPLO 1.7

Para el ejemplo anterior, el valor de cortocircuito a un voltaje de 13.8 kV, se indica en amperes como: $I_{cc}=20940$ A trifásicos. Calcular la reactancia de la fuente equivalente referida a una potencia base de 10 MVA y referirla a una potencia de 100 MVA.

SOLUCIÓN

$$\begin{aligned} X_{p.u.} &= \frac{X_{KVA_{base}}}{X_{KVA_{ref}}} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \times 13.8} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \times 20940} = 0.02 \\ X_{p.u.} &= 0.02 \end{aligned}$$

Refiriendo a la potencia de 100 MVA

$$\begin{aligned} X_{p.u.} &= X_{p.u.} \left(\frac{KVA_{ref}}{KVA_1} \right) = 0.02 \left(\frac{100}{10} \right) = 0.2 \\ X_{p.u.} &= 0.2 \end{aligned}$$

LA OBTENCIÓN DE LOS VALORES DE IMPEDANCIAS DE ALGUNAS DE LAS COMPONENTES. Para los estudios de cortocircuito, en la elaboración del diagrama de reactancias es necesario representar los valores de las impedancias o reactancias de los elementos del sistema; algunas veces estos valores se obtienen directamente de datos de placa de cada componente, en otras es necesario hacer algunos cálculos y consideraciones. En esta parte, se hace referencia a estos criterios.

TRANSFORMADORES. La reactancia o impedancia de los transformadores se expresa comúnmente en porcentaje (%Zr) referida a la potencia nominal del transformador en KVA. Este valor de impedancia, usualmente se expresa a la capacidad del transformador (en KVA) a la capacidad de autoenfriamiento.

Se tiene un transformador de 500 KVA, con una impedancia de 5% referida al valor nominal de su potencia.

EJEMPLO 1.8

- Calcular su valor en por unidad a la base de 10,000 KVA.
- Calcular el valor en ohms por fase a 440 volts.

a) Conversión a por unidad a una base de 10,000 KVA:

$$Z_{p.u.} = \frac{\% ZT}{100} \left(\frac{KVA_{ab}}{KVA_{transf}} \right)$$

$$Z_{p.u.} = \frac{5}{100} \left(\frac{10,000}{500} \right) = 1.0$$

b) Conversión a Ohms por fase a 400 volts:

$$Z = \frac{\% ZT}{100} \left(\frac{KVA_{ab}^2 \times 1000}{KVA_{transf}} \right)$$

$$Z = \frac{5 \cdot (0.44)^2 \times 1000}{100 \cdot 500}$$

$$Z = 0.0194 \text{ Ohms.}$$

SOLUCIÓN

BUS DUCTO, CABLES Y CONDUCTORES. La resistencia y reactancia de los buses ducto, los cables y conductores, se obtienen más frecuentemente de datos en tablas o diskettes que proporcionan los fabricantes, expresados en ohms por fase, por unidad de longitud. Normalmente se aplica la expresión para convertir a porcentaje.

$$Z\% = \frac{Z(\Omega) KV_{ab}}{10(KV_b)^2} \quad \text{Siendo: } Z (\Omega) \text{ la impedancia total del conductor, cable o bus ducto.}$$

MÁQUINAS ROTATORIAS. Las reactancias de las máquinas se expresan usualmente en términos de su valor en porciento (% X_m) o en por unidad (X_pu), referidos a su valor nominal de potencia en KVA. Cualquiera de los valores de reactancia subtransitoria ($X''d$) o transitoria ($X'd$) se selecciona, dependiendo del tipo de cálculo de cortocircuito. Como en algunas ocasiones, la potencia de los motores se expresa en HP, su valor en KVA se puede determinar de acuerdo a las siguientes expresiones simples:

CLASE DE MÁQUINA	EXPRESIÓN MATEMÁTICA
Todas a 0.8 m factor de potencia	$\frac{V_{\text{nominal}} \times I_{\text{nominal}}}{1000}$ (valor exacto)
Motores de inducción y motores síncronos a 0.8 m factor de potencia	Valor de potencia nominal en HP (valor aproximado)
Motores síncronos a factor de potencia unitario (1.0)	$0.8 \times \text{HP nominales}$ (valor aproximado)

MOTORES CON TENSIONES DE OPERACIÓN MAYORES DE 600 VOLTS. Los motores que operan con voltajes de 600 volts o mayores, son por lo general de un valor elevado de potencia y pueden tener una contribución significativa durante un cortocircuito. Los motores de 1000 HP o potencias mayores, del orden de miles de HP, se deben considerar como elementos individuales, por lo que sus reactancias se deben determinar antes de que se inicie un estudio de cortocircuito. En las plantas industriales grandes, en donde se tienen motores de varios cientos de HP, ya sea en forma individual o agrupados a través de los centros de control de motores, es deseable representar estos motores como equivalentes agrupados en un bus y apareciendo como una reactancia en el diagrama de impedancias.

En la tabla siguiente, se dan los valores aproximados de las reactancias para motores de inducción de más de 1000 HP.

VALORES APROXIMADOS DE REACTANCIAS PARA MOTORES DE INDUCCIÓN

La reactancia de cortocircuito de un motor de inducción (o de un generador de inducción) expresada en porciento a su propia base en KVA, se puede tomar en porcentaje como:

$$X''d = \frac{100}{\text{Número de veces la corriente a rotor bloqueado}}$$

El valor de la reactancia de estas máquinas, cae aproximadamente (expresada en porcentaje) dentro de los siguientes valores:

X''d (%)	
Rango	Valor más común
15 – 25	25

VALORES DE REACTANCIAS PARA PEQUEÑOS MOTORES AGRUPADOS. En muchos estudios de cortocircuito, el número y tamaño de los motores, ya sean de inducción y síncronos, no se conoce con precisión; sin embargo, el valor de la corriente de cortocircuito con que contribuyen estos motores, se debe estimar. En tales casos, la siguiente tabla de reactancias se usa para tomar en consideración el número elevado de pequeños motores de inducción o síncronos.

REACTANCIAS DE PEQUEÑOS MOTORES AGRUPADOS

CASOS	DATOS DE LOS MOTORES Y OTROS ELEMENTOS	REACTANCIA SUBTRANSITORIA	REACTANCIA TRANSITORIA
		X''d (%)	X'd (%)
1	600 volts o menos – inducción.	25	-
2	600 volts o menos – síncronos.	25	33
3	600 volts o menos – inducción.	31	-
4	600 volts o menos – síncronos. (Incluyendo los conductores y el transformador reductor).	31	39
5	Motores arriba 600 volts inducción.	20	-
6	Motores arriba 600 volts síncronos.	15	25
7	Motores de inducción arriba de 600 volts.	26	-
8	Motores arriba de 600 volts. (Incluyendo transformador reductor).	21	31

DATOS DE REACTANCIA DE MÁQUINAS SÍNCRONAS

	X''D MEDIO	RANGO	X''D MEDIO	RANGO		
A. GENERADORES.						
1. Turbogeneradores de rotor liso.						
2 Polos 625-9375 KVA. 2 Polos 12500 KVA o mayores. 4 polos 12500 KVA o mayores.	6-13	9	No se usa en los cálculos de cortocircuito.			
8-12	10					
10-17	14					
2. Generador de polos salientes (sin devanado de amortiguamiento).						
12 polos o menos.	15-35	25	No se usa en los cálculos de cortocircuito.			
14 polos o más.	25-45	35				
3. Generador de polos salientes (con devanado de amortiguamiento).						
12 polos o menos.	10-25	18	No se usa en los cálculos de cortocircuito.			
14 polos o más.	18-40	24				
B. CONDENSADORES SÍNCRONOS.						
9-38						
C. MOTORES SÍNCRONOS.						
4 polos.	7-16	10	10-22	15		
8-14 polos.	11-22	15	17-36	24		

**DATOS PARA TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES
INTEGRALES Y UNITARIAS**

KVA	TIPO SECO						EN ACEITE	
	440 V		2400 - 4800 V		6.9 - 15 KV		2400 - 1500 V	
	%Z	X/R	%Z	X/R	%Z	X/R	%Z	X/R
75	3	0.83	6.2	2.15				
112.5	4.6	1.63	4.5	1.77	6.1	1.93		
150	5.5	2.08	4.2	1.95	5.3	2.33		
225	5.9	4.58	4.6	1.75	6.1	2.4	2.0	2.5
300	4.9	2.5	5.2	3.57	6.0	3.22	4.5	3.0
500	4.1	3.69	5.3	4.33	6.4	4.43	4.5	3.5
2400 - 15000 V								
750	5.2	2.88	5.75		5.0		5.75	4.0
1000	4.7	3.46	5.75		3.7		5.75	4.75
1500			5.75		6.5		5.75	5.5
2000			5.75		7.2		5.75	9.0
2500			5.75		7.5		5.79	6.0

MOTORES DE 600 VOLTS O MENORES. En sistemas de 600 volts o menos, los motores más grandes (es decir, motores del orden de cientos de HP), son sólo unos cuantos y representan una pequeña porción de la carga total conectada. Estos motores grandes se pueden representar en forma individual, o bien, se pueden agrupar con los motores pequeños para representar los grupos completos como un motor equivalente en el diagrama de impedancias. Los motores muy pequeños, por lo general se dejan fuera de los cálculos, ya que en estudios de cortocircuito es difícil predecir qué tanto puedan contribuir y si es seguro que agregue complejidad al estudio. Una solución alternativa es agrupar todos los motores pequeños y representar una reactancia equivalente de ellos. Algunas reglas simples a seguir son las siguientes:

1. En sistemas industriales que operan con tensiones de 600, 440 ó 480 V trifásicos, se supone que los motores operan agrupados en el secundario del transformador y están conectados justamente en el bus secundario y tienen una reactancia del 25% a una base en KVA igual al 100% de la capacidad del transformador.
2. En todos los sistemas de 220 V y las instalaciones comerciales de 440 ó 480 V, una parte importante de la carga es alumbrado, por lo tanto, se puede suponer que todos los motores están agrupados en el secundario del transformador y tienen una reactancia del 25% referidos a una base en KVA del 50% de la potencia nominal del transformador.
3. Los grupos de pequeños motores de inducción que están alimentados por un centro de control de motores se pueden representar suponiendo que el grupo tiene una reactancia de 25% a la base en KVA equivalente a la potencia en KVA de los HP totales de los motores conectados.

OTRA FORMA DE OBTENER LOS DATOS DE LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS. Además de las reglas generales indicadas en los párrafos anteriores, existen formas más exactas de obtener o estimar los parámetros de las máquinas eléctricas, es decir, obtener datos típicos para las máquinas para estudios de cortocircuito.

a) GENERADORES Y MOTORES SÍNCRONOS.

Reactancia subtransitoria ($X''d$)

Rango: 0.1 – 0.3 a la base en KVA de la máquina reactancia de secuencia negativa.

$$X_2 = \frac{X''d + X''q}{2} = X''d$$

$X''q$ = reactancia subtransitoria de eje en cuadratura.

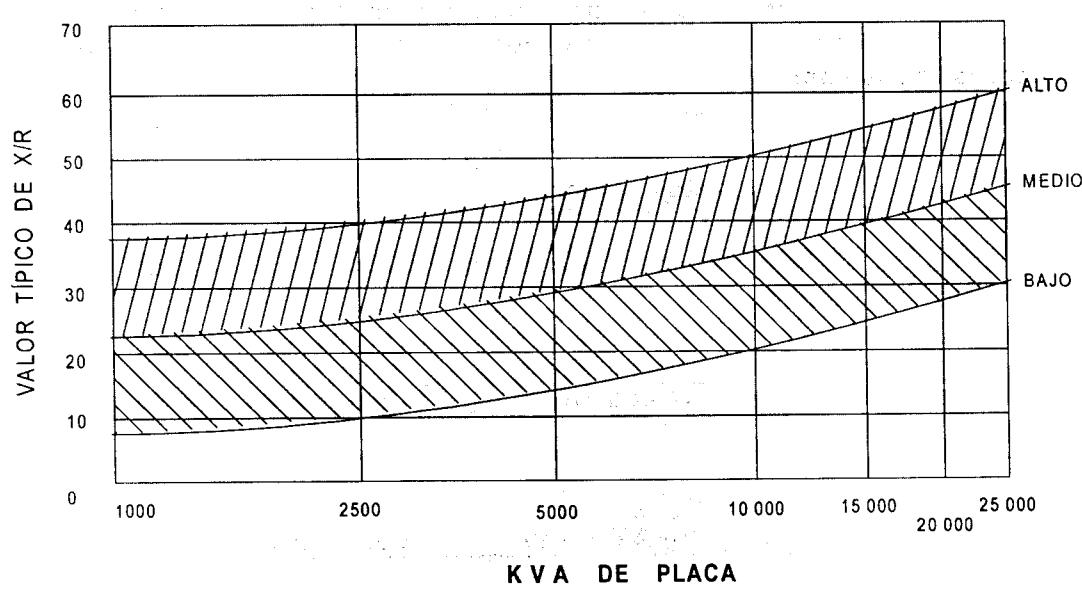
Reactancia de secuencia cero:

$X_0 = 0.1$ a 0.7 de $X''d$.

Para los motores síncronos, durante el arranque, la reactancia a rotor bloqueado es típicamente igual a la reactancia de secuencia negativa.

X rotor bloqueado = X secuencia negativa = X_2

Para los valores de resistencia, se pueden hacer uso de las curvas típicas de relación X/R para las secuencias positiva y negativa.



RANGOS PARA LA RELACIÓN X/R PARA GENERADORES PEQUEÑOS Y MOTORES SÍNCRONOS (ROTOR LISO Y DE POLOS SALIENTES)

b) DATOS TÍPICOS PARA MOTORES DE INDUCCIÓN.

Reactancia subtransitoria.

$$X''d = \frac{\text{Corriente a plena carga}}{\text{Corriente a rotor bloqueado}} \left(\frac{V_{\text{motor}}}{V_{\text{base}}} \right)^2$$

Para los estudios de cortocircuito, generalmente se hace:

$$X''d = X \text{ secuencia positiva} = X_1$$

Para cálculos de arranque de motores, la reactancia de rotor bloqueado se toma como valor típico igual a la reactancia subtransitoria.

$$X_{\text{rotor bloqueado}} = X''d$$

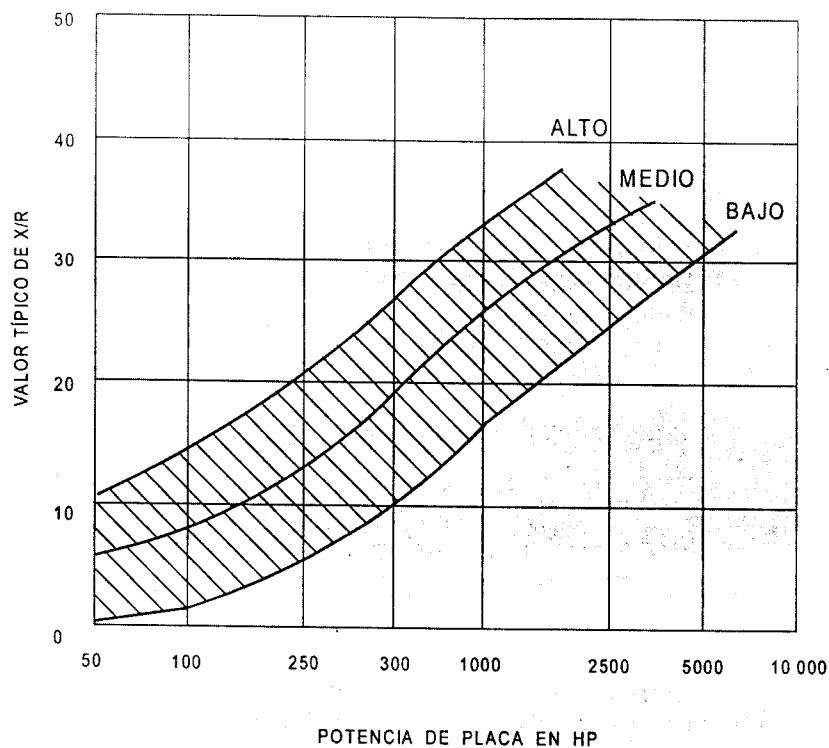
La corriente de arranque o los KVA de arranque para los motores de inducción, se basan en los datos de norma para los propios motores. Para el cálculo de la corriente de arranque de un motor, cuando se conoce la letra del código del mismo, se puede usar la siguiente fórmula para motores trifásicos:

$$I_{\text{arranque}} = \frac{1000(\text{HP})(\text{KVA/HP a la letra de código})}{1.73 \times (\text{voltaje nominal})}$$

Las letras de código comunes que corresponden a los KVA de arranque por HP son las siguientes:

LETRA DE CÓDIGO	KVA/HP
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

Los valores típicos de la relación X/R para motores trifásicos de inducción, se pueden obtener de la curva siguiente:



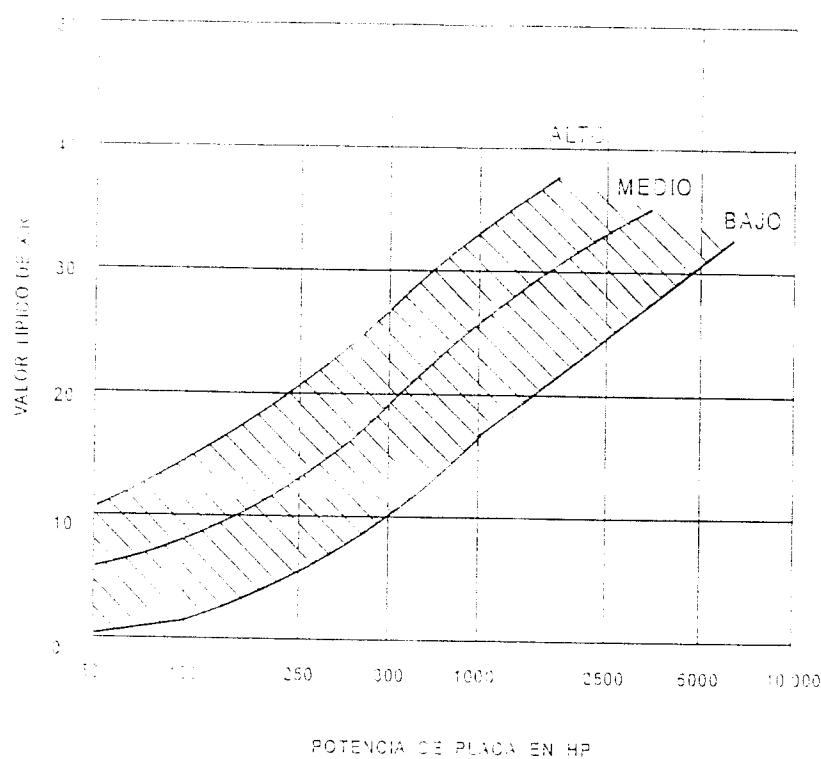
RANGO DE VALORES DE X/R PARA MOTORES TRIFÁSICOS DE INDUCCIÓN

EJEMPLO 1.9

Se tiene un motor de inducción de 500 HP a factor de potencia 0.8 atrasado, que tiene una reactancia subtransitoria ($X''d$) del 15%. Calcular el valor de la reactancia en por unidad a la base de 10,000 KVA.

SOLUCIÓN

$$\begin{aligned} X''d_{pu} &= \frac{15}{100} = 0.15 \\ X''d_{pu} &= \frac{0.15}{500} = 0.0003 \end{aligned}$$



RANGO DE VALORES DE X/R PARA MOTORES TRIFÁSICOS DE INDUCCIÓN

EJEMPLO 1.9

Se tiene un motor de inducción de 500 HP a factor de potencia 0.8 atrasado, que tiene una reactancia subtransitoria ($X''d$) del 15%. Calcular el valor de la reactancia en por unidad a la base de 10,000 KVA.

SOLUCIÓN

El valor en por unidad de la reactancia subtransitoria es:

$$X''d \text{ p.u.} = \frac{X''d (\%)}{100} \left(\frac{\text{KVA}_b}{\text{KVA del motor}} \right)$$

$$X''d \text{ p.u.} = \frac{15}{100} \left(\frac{10,000}{500} \right) = 3.0$$

EJEMPLO 1.10

Se tiene un centro de control de motores que tiene conectados motores de inducción con una potencia total de 420 kVA a 440 V. Si se supone que el grupo de motores tiene una reactancia equivalente del 25% a la base de 420 KVA. Calcular el valor de la reactancia en ohms.

SOLUCIÓN

$$X(\Omega) = \frac{X(\%)}{100} \left(\frac{KV^2 \times 1000}{KVA \text{ rotor}} \right)$$

$$X(\Omega) = \frac{25}{100} \left(\frac{(0.440)^2 \times 1000}{420} \right)$$

$$X(\Omega) = 0.1152 \Omega/\text{Fase}$$

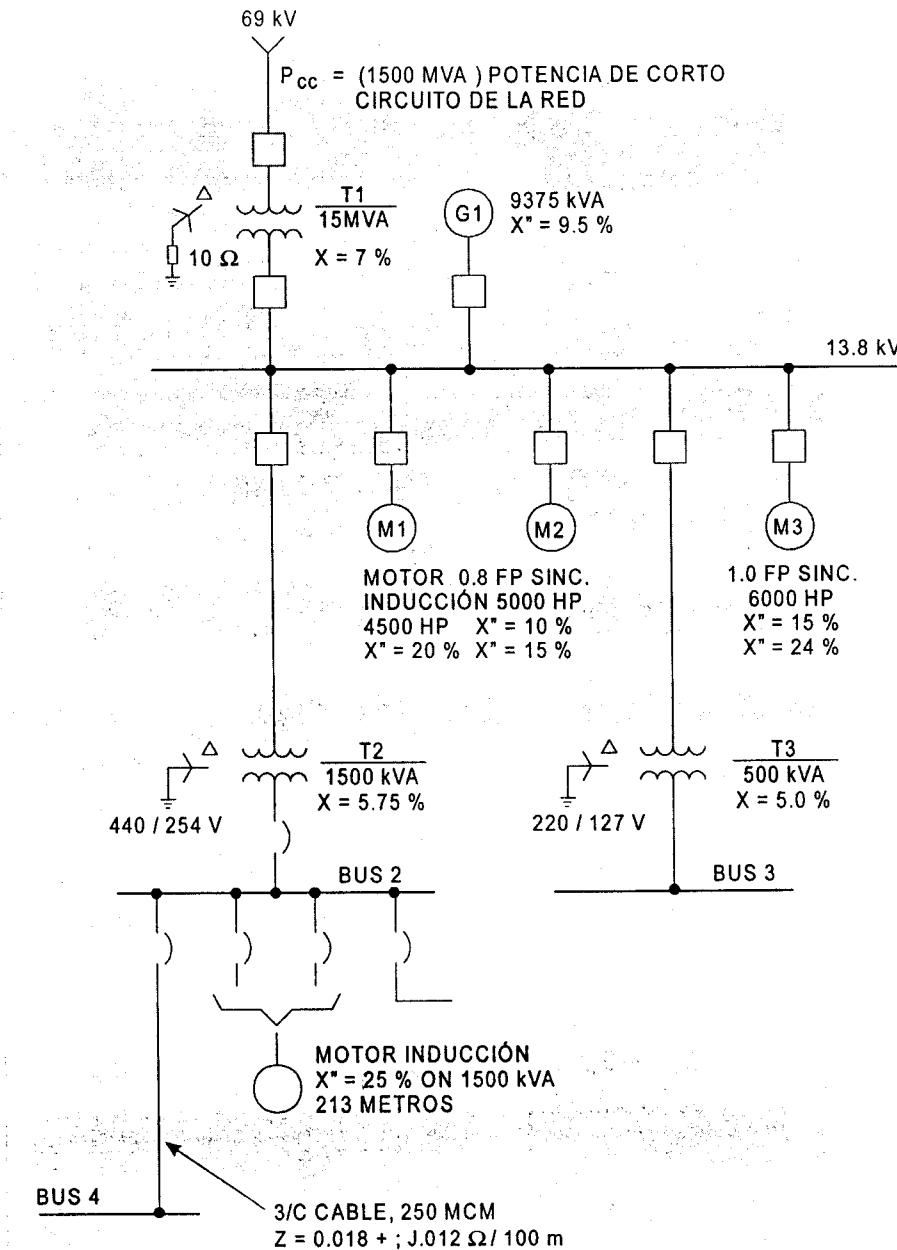
EJEMPLO 1.11

En la siguiente figura, se muestra el diagrama unifilar de un sistema de potencia industrial. Muestra la información básica que identifica a cada uno de sus componentes y su interconexión. El diagrama también incluye la siguiente información:

1. La capacidad de cortocircuito de la compañía suministradora.
2. La potencia en KVA de los transformadores y sus valores de impedancias.
3. Los tipos, potencias y reactancias de las máquinas.
4. El tipo de cable, su longitud e impedancia.

Si se selecciona como base de potencia 15,000 KVA y los valores de voltajes de referencia son 13.8 kV, 440 V y 220 V. Calcular los valores de reactancias en por unidad.

ALIMENTACIÓN DE LA COMPAÑÍA
SUMINISTRADORA



1. La reactancia equivalente de la compañía suministradora.

$$X_s = \frac{KVA_{base}}{KVA_{cc}} = \frac{15\ 000}{1500\ 000} = 0.01 \text{ p.u.}$$

2. Transformador T_1 .

$$X = \frac{7}{100} \left(\frac{15\ 000}{15\ 000} \right) = 0.07 \text{ p.u.}$$

3. Generador G_1 .

$$X = \frac{9.5}{100} \left(\frac{15\ 000}{9\ 375} \right) = 0.152 \text{ p.u.}$$

4. Motor M_1 .

SOLUCIÓN

$$X = \frac{20}{100} \left(\frac{15\ 000}{4\ 500} \right) = 0.666 \text{ p.u.}$$

5. Motor M_2 .

$$X = \frac{10}{100} \left(\frac{15\ 000}{5\ 000} \right) = 0.30 \text{ p.u.}$$

6. Motor M_3 .

$$X = \frac{15}{100} \left(\frac{15\ 000}{6\ 000 \times 0.8} \right) = 0.468 \text{ p.u.}$$

7. Motores a 440 V.

$$X = \frac{25}{100} \left(\frac{15\ 000}{1\ 500} \right) = 2.5 \text{ p.u.}$$

8. Transformador T₂.

$$X = \frac{5.75}{100} \left(\frac{15000}{500} \right) = 0.575 \text{ p.u.}$$

9. Transformador T₃.

$$X = \frac{5}{100} \left(\frac{15000}{500} \right) = 1.5 \text{ p.u.}$$

10. Cable trifásico de 250 MCM a 440 V y 213 m de longitud.

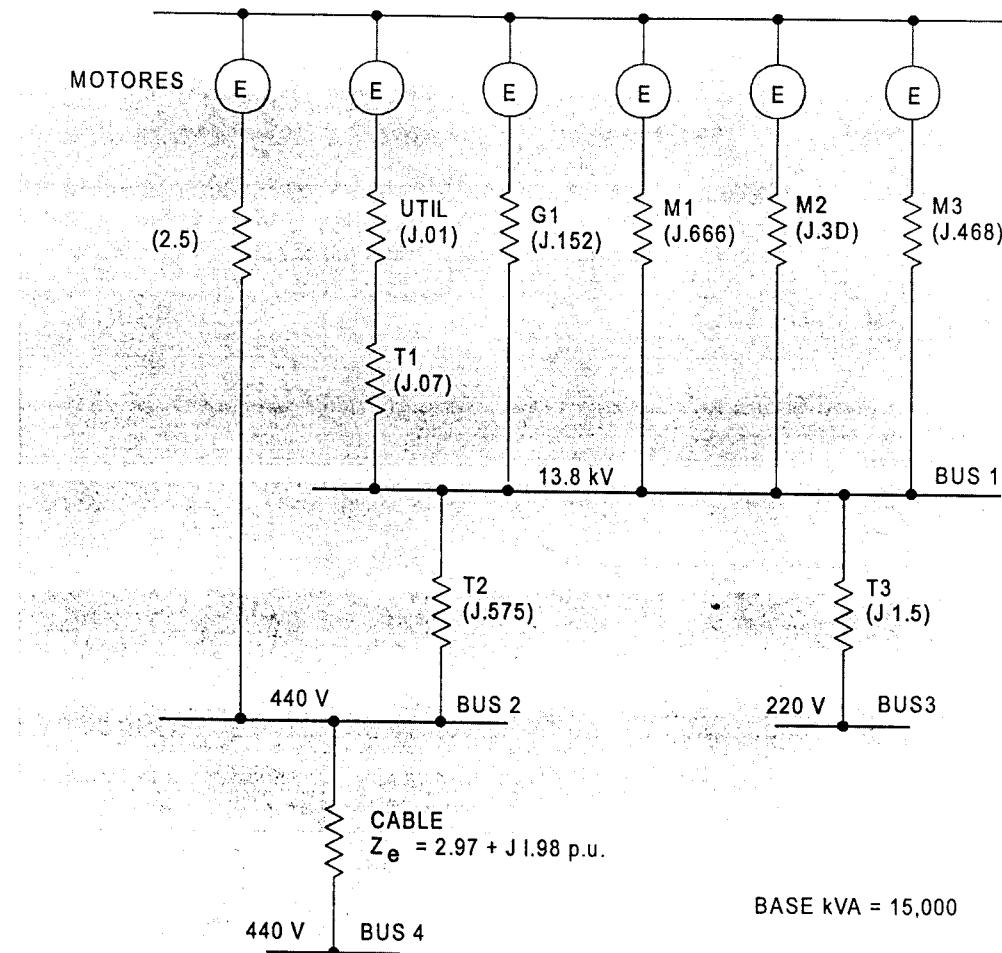
$$Z_c = (0.10) + j0.012 \times \frac{213}{100}$$

$$Z_c = 0.03834 + j0.02556 \Omega/\text{fase}$$

$$R = \frac{0.03834 \times (15000)}{1000 \times (0.44)^2} = 2.97 \text{ p.u.}$$

$$X = \frac{0.02556 \times (15000)}{1000 \times (0.44)^2} = 1.98 \text{ p.u.}$$

El diagrama de impedancias correspondiente es el siguiente:



EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN INSTALACIONES INDUSTRIALES Y COMERCIALES



2.1 INTRODUCCIÓN

El cálculo de las corrientes de cortocircuito, es esencial para la selección de la capacidad adecuada del equipo de protección y los dispositivos de interrupción. En los estudios de protección, también es básico para la coordinación de protecciones. Los procedimientos de cálculo de cortocircuito son generales, ya que por un lado el fenómeno es el mismo y, por el otro, la metodología no difiere en forma importante entre un sistema eléctrico de potencia clásico y un sistema de potencia de tipo industrial.

Para la persona que diseña o hace cálculos para ajustes de protecciones en las instalaciones eléctricas, o bien, selecciona o verifica las características del equipo de interrupción, tiene la necesidad de hacer cálculos de cortocircuito; éstos, dependiendo del tamaño y complejidad de la instalación, se pueden hacer por métodos manuales simplificados, con la simple ayuda de calculadoras de bolsillo para las operaciones, o bien, como ocurre en la actualidad en muchos casos, con la ayuda de programas digitales, especialmente para computadoras personales (PC).

El tema sobre el estudio del cortocircuito ha sido suficientemente estudiado en distintos libros de texto y publicaciones, y en ocasiones se le dan distintos enfoques, en especial a los métodos para programas digitales, pero en el fondo es el mismo. En este capítulo, se tratará el tema en forma conceptual, principalmente, ya que con frecuencia hay personas que se dedican al estudio de las protecciones, que han tenido poco contacto con este tema, el cual requiere claridad para su estudio y aplicaciones.



LOS CONCEPTOS BÁSICOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Los sistemas eléctricos de potencia en plantas industriales, centros comerciales y grandes edificios, se diseñan para alimentar las cargas en una forma segura y confiable. Uno de los aspectos a los que se les pone mayor atención en el diseño de los sistemas de potencia, es el control adecuado de los cortocircuitos o de las fallas, como se les conoce comúnmente, ya que éstas pueden producir interrupciones de servicio con la consecuente pérdida de tiempo, la interrupción de facilidades importantes o servicios vitales y, desde luego, el riesgo de daño a personas, equipos e instalaciones.

Los sistemas eléctricos de potencia, se diseñan para estar tan libres de fallas como sea posible, mediante el uso de equipos especializados y diseños completos y cuidadosos, así como técnicas modernas de construcción y mantenimiento apropiado.

Aún con todas las precauciones y medidas antes mencionadas, las fallas ocurren, algunas de las causas principales son las siguientes:

- Sobre tensiones de origen atmosférico.
- Envejecimiento prematuro de los aislamientos.
- Falsos contactos y conexiones.
- Presencia de elementos corrosivos.
- Humedad.
- Presencia de roedores.
- Errores humanos.
- Y aún las llamadas causas desconocidas.

Cuando ocurre un cortocircuito, se presentan situaciones inconvenientes que se manifiestan con distintos fenómenos, como son:

1. En el punto de la falla se puede presentar un fenómeno de arco eléctrico o fusión de los metales mismos.
2. Las corrientes de cortocircuito, circulan de las fuentes (alimentación de la red y máquinas rotatorias) hacia el punto de la falla.
3. Todas las componentes de la instalación por donde circulan las corrientes de cortocircuito, se ven sujetas a esfuerzos térmicos y

dinámicos; éstos varían con el cuadrado de la corriente (I^2) y de la duración de la corriente (seg).

4. Las caídas de voltaje en el sistema están en proporción a la magnitud de las corrientes de cortocircuito. La caída de voltaje máxima se presenta en el punto de ocurrencia de la falla (es prácticamente cero para el valor máximo de falla).

Por todos los disturbios que produce la ocurrencia de un cortocircuito, las fallas se deben remover tan rápido como sea posible, y esta es justamente la función de los dispositivos de protección (interruptores, fusibles, etcétera). De hecho, para cumplir con esta función, los dispositivos de protección, deben tener la capacidad de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que pueda circular para una falla en el punto de localización del dispositivo de interrupción.

El máximo valor de la corriente de cortocircuito está directamente relacionado al tamaño y capacidad de la fuente de potencia, y es independiente de la corriente de carga del circuito protegido por el dispositivo de protección.

Entre mayor es la capacidad de cortocircuito de la fuente de potencia, mayor es la corriente de cortocircuito.

FUENTES DE CORTOCIRCUITO. Cuando se hace un estudio para determinar la magnitud de las corrientes de cortocircuito, es muy importante que se consideren todas las fuentes de cortocircuito y que las características de las impedancias de estas fuentes sean conocidas. Las fuentes de cortocircuito son principalmente las siguientes:

- A) los generadores.
- B) los motores síncronos.
- C) los motores de inducción.
- D) la compañía suministradora de energía eléctrica.

A) GENERADORES.

Como se sabe, los generadores eléctricos están accionados por turbinas o primomotores, de modo que cuando ocurre un cortocircuito en el circuito alimentado por el generador, éste tiende a seguir produciendo voltaje, debido a que la excitación del campo se mantiene y el primotor continúa accionando al generador a la velocidad normal. El voltaje generado produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud que circula del generador (o

generadores) al punto del cortocircuito. El valor de esta corriente, se encuentra limitada sólo por la impedancia del generador y la del circuito entre el generador y el punto de la falla. Si se trata de un cortocircuito en las terminales del generador, la corriente sólo está limitada por la propia impedancia de éste.

B) MOTORES SÍNCRONOS.

Los motores síncronos se construyen en forma muy parecida a los generadores, es decir: tienen un devanado de campo excitado por corriente directa y un devanado del estator por el cual circula la corriente alterna. **El motor síncrono demanda corriente alterna del sistema y la transforma en energía mecánica.**

Cuando se presenta el cortocircuito en el sistema, el voltaje en éste se reduce a un valor muy bajo. En consecuencia, el motor suspende la entrega de energía a la carga mecánica e inicia su frenado lentamente. Sin embargo, justo como el primo motor acciona al generador, la inercia de la carga y el rotor del motor accionan al motor síncrono, entonces, el motor síncrono se convierte en generador y entrega la corriente de cortocircuito por varios ciclos después de que el cortocircuito ha ocurrido. El valor de la corriente de cortocircuito producida por el motor depende de la impedancia del mismo y de la del sistema al punto del cortocircuito.

C) MOTORES DE INDUCCIÓN.

La inercia de la carga y el rotor de un motor de inducción, **tienen el mismo efecto sobre un motor síncrono que sobre un motor de inducción**, es decir, acciona el motor después de que ocurre el cortocircuito en el sistema. Sin embargo, existe una diferencia importante: el motor de inducción no tiene devanado de excitación en corriente continua, pero existe un flujo en el motor de inducción durante la operación normal, que actúa como el producido por el devanado de campo en corriente continua en el motor.

El campo del motor de inducción, es producido por la inducción del estator, en forma análoga se proviene del devanado de corriente continua.

El flujo del rotor permanece normal en la medida que el voltaje es aplicado al estator por la fuente externa. Sin embargo, si la fuente externa de voltaje fuera súbitamente removida, como ocurre cuando se presenta un cortocircuito en el sistema, el flujo en el rotor no puede decaer instantáneamente.

Debido a que el flujo en el rotor no puede decaer en forma instantánea y porque la inercia de las partes rotatorias accionan al motor de inducción, se genera un voltaje en el devanado del estator, esto produce que una corriente de cortocircuito circule hacia la falla, hasta que el flujo del rotor decae a cero. La corriente de cortocircuito desaparece casi por completo en alrededor de cuatro ciclos, debido a que no hay una corriente de campo sostenida en el rotor para proporcionar un flujo, como en el caso de la máquina síncrona.

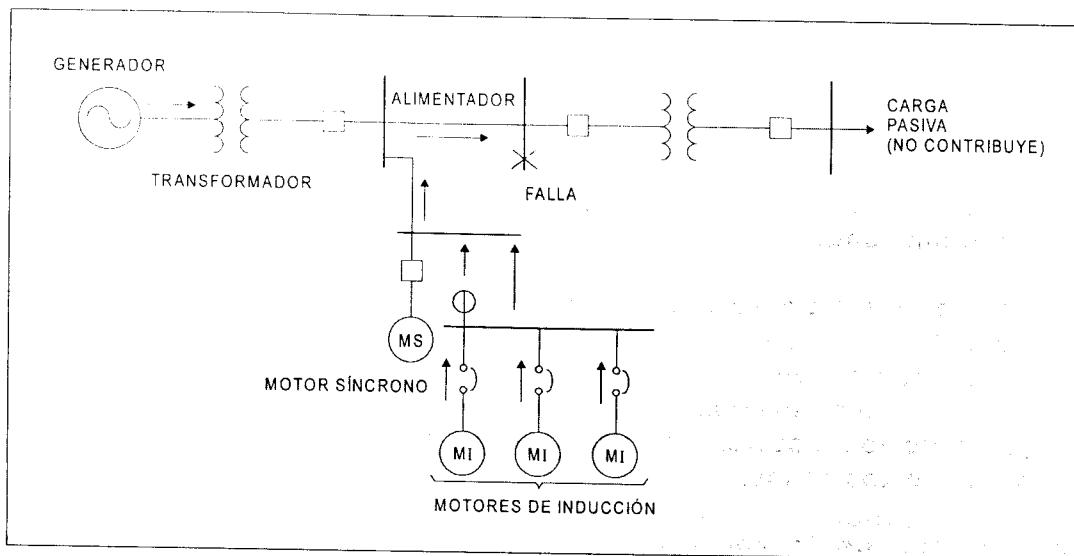
El flujo no es suficiente como para mantener la corriente de cortocircuito por mucho tiempo, de modo que afecta sólo momentáneamente el comportamiento del interruptor y la capacidad de interrupción en dispositivos que interrumpen en alrededor de dos ciclos, de aquí que la inclusión de los motores de inducción en estudios de cortocircuito se debe hacer en ciertos casos.

La magnitud de la corriente de cortocircuito producida por un motor de inducción, depende de la impedancia del propio motor y de la impedancia del sistema en el punto de ocurrencia de la falla. La impedancia de la máquina efectiva en el momento del cortocircuito, corresponde muy aproximadamente a la impedancia a rotor bloqueado. Consecuentemente, el valor inicial de la corriente de cortocircuito, es aproximadamente igual al valor de la corriente de arranque a rotor bloqueado del motor.

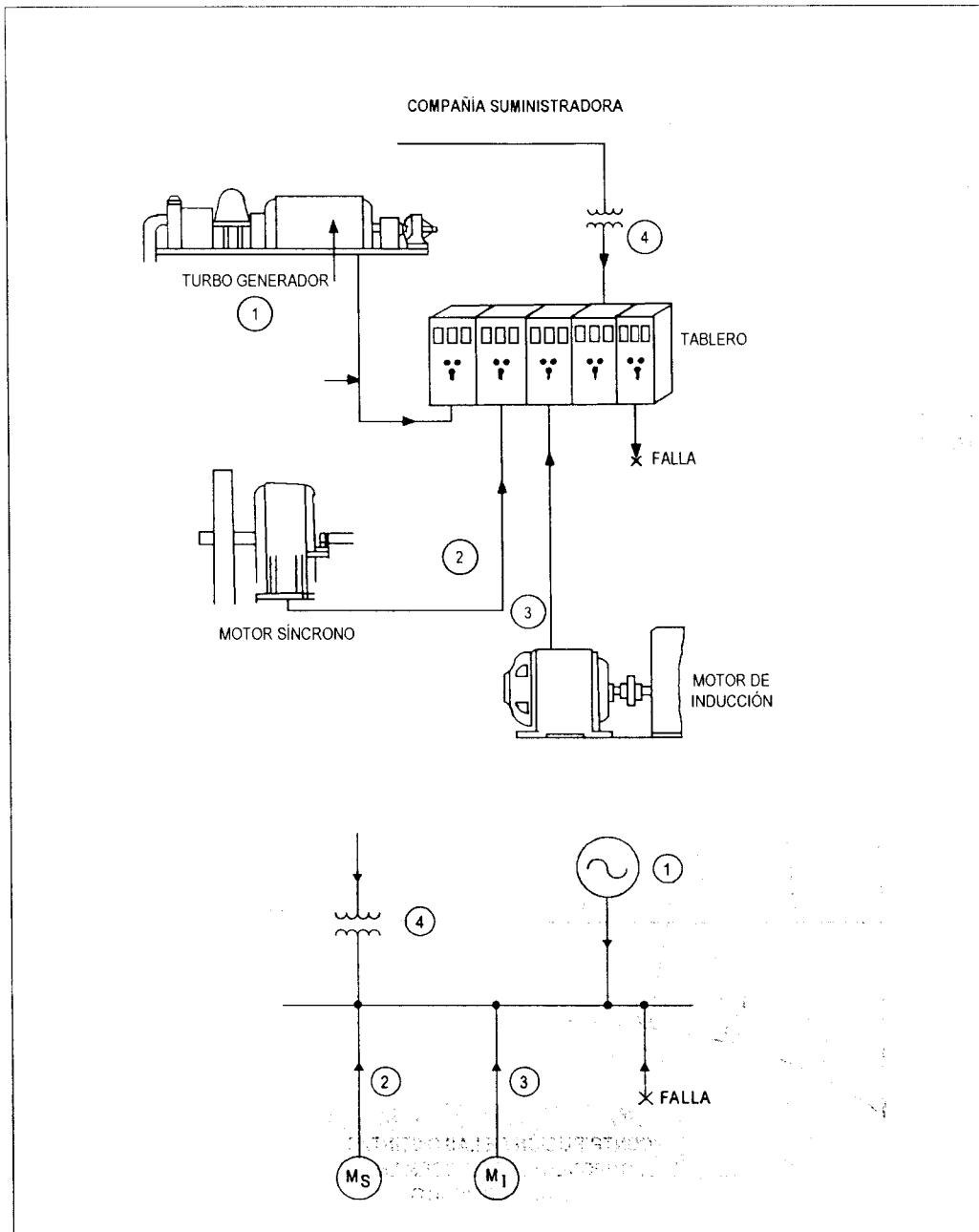
D) ALIMENTACIÓN DE LA FUENTE DE SUMINISTRO DE LA RED (COMPAÑÍA SUMINISTRADORA)

La alimentación a las industrias o comercios, se hace por lo general de una fuente externa que proporciona la compañía suministradora de energía, esto se hace en alta tensión y pasa a través del transformador de la subestación. La compañía suministradora en el punto de conexión a la industria, representa un equivalente de Thevenin de toda la red que se encuentra detrás, por lo que es en realidad una fuente importante de contribución de la corriente de cortocircuito. La compañía suministradora es la encargada de proporcionar en el punto de conexión el valor de la potencia a la corriente de cortocircuito, como un valor equivalente de la red o sistema detrás de ese punto.

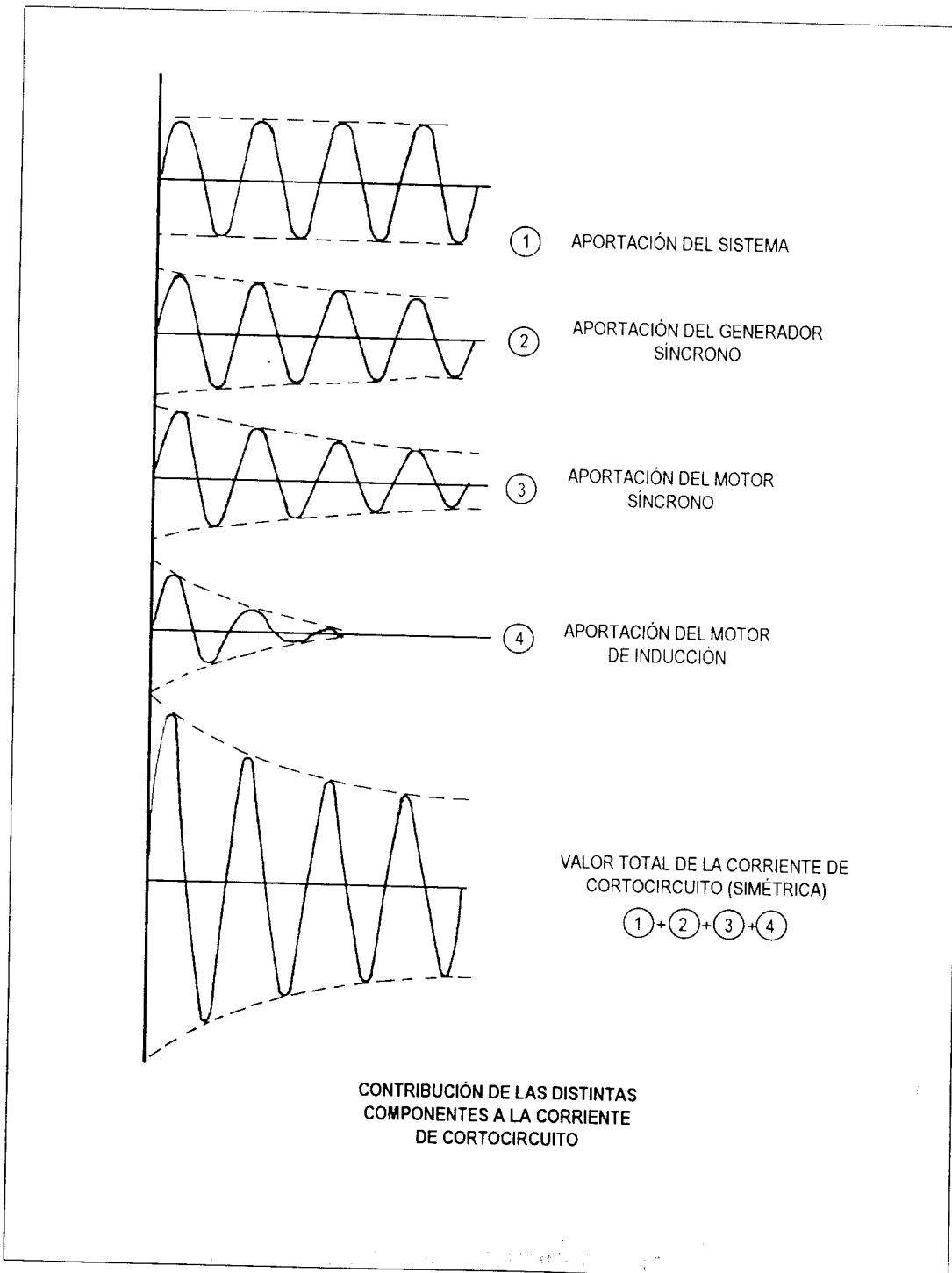
El valor total de la corriente de cortocircuito en un punto de la red, es la suma de las contribuciones de cada uno de los elementos con la intensidad y duración de cada caso. En la figura siguiente, se muestra teóricamente como ocurriría esto:



- Los elementos que alimentan la falla (activos) son: el generador, el motor síncrono y los motores de inducción.
- Los elementos que se oponen al paso de la corriente de falla (pasivos) son: la impedancia de los propios elementos activos de los alimentadores, barras y transformadores principalmente.



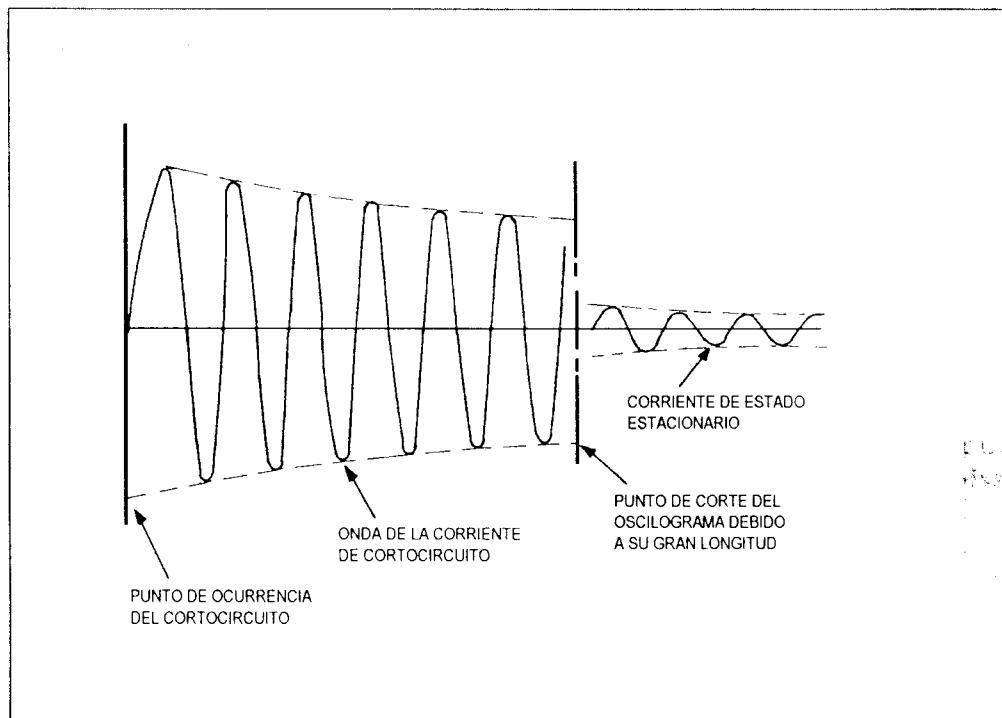
**FUENTE DE ALIMENTACIÓN A UN CORTOCIRCUITO O FALLA
Y DIAGRAMA UNIFILAR CORRESPONDIENTE**



LAS REACTANCIAS DE LAS MÁQUINAS ROTATORIAS. La impedancia de una máquina rotatoria, consiste en principio de una reactancia que no es un valor simple, como es el caso de la impedancia de los transformadores o de los cables, ya que para las máquinas, es un valor complejo y variable con el tiempo.

Por ejemplo, si se aplica un cortocircuito trifásico a las terminales de un generador, se observa, cuando se toma un oscilograma, que se inicia con un valor alto y decréce a un valor de estado estacionario, después de algún tiempo que se ha iniciado el cortocircuito. Dado que el voltaje de excitación al devanado de campo, permanece prácticamente constante dentro de un intervalo de tiempo relativamente corto, como el considerado, se puede usar la reactancia de las máquinas para explicar el comportamiento de la corriente de cortocircuito.

Las expresiones para analizar la variación de las reactancias en cualquier instante, requieren de una formulación complicada que involucra al tiempo como una de las variables. Por lo tanto, con el propósito de simplificar, se consideran tres valores de reactancias para generadores y motores en el cálculo de cortocircuito en tiempo específico. Estos valores se conocen como: **La reactancia subtransitoria ($X''d$), la reactancia transitoria ($X'd$) y la reactancia síncrona (X_s).**



Los valores de las reactancias se describen como sigue:

a) Reactancia subtransitoria ($X''d$).

Es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante en que ocurre el cortocircuito y determina el valor de la corriente que circula durante los primeros pocos ciclos después de la falla.

b) Reactancia transitoria ($X'd$).

Esta reactancia determina la corriente que sigue al período cuando la reactancia subtransitoria decrece. La reactancia transitoria es efectiva después de uno y medio ciclos, ésto, dependiendo del diseño de la máquina.

c) Reactancia síncrona (X_s).

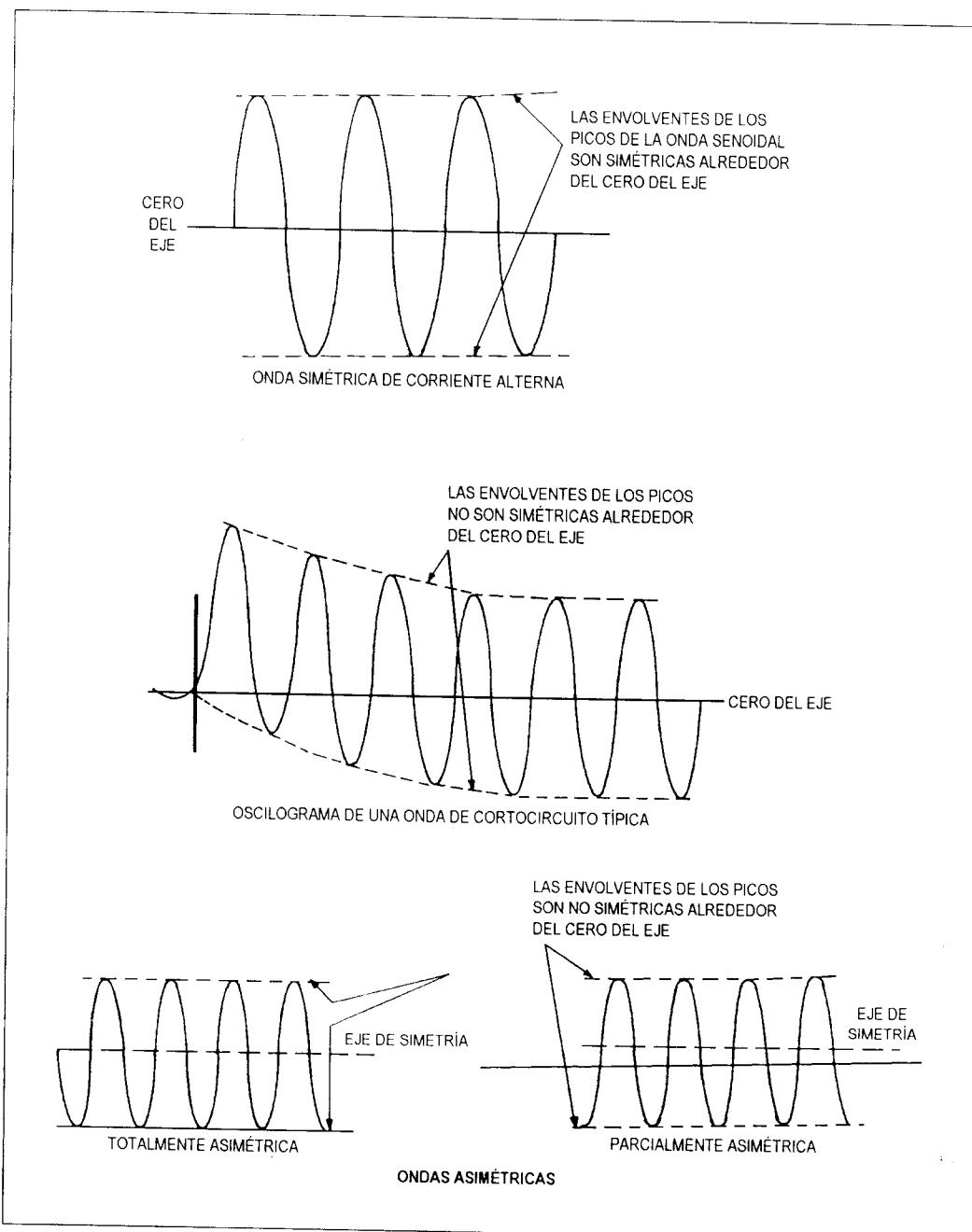
Esta reactancia es la que determina la corriente que circula cuando se llega a la condición de estado permanente. No es efectiva hasta después de varios segundos de que ocurre el cortocircuito, por lo que no se usa normalmente en los estudios de cortocircuito.

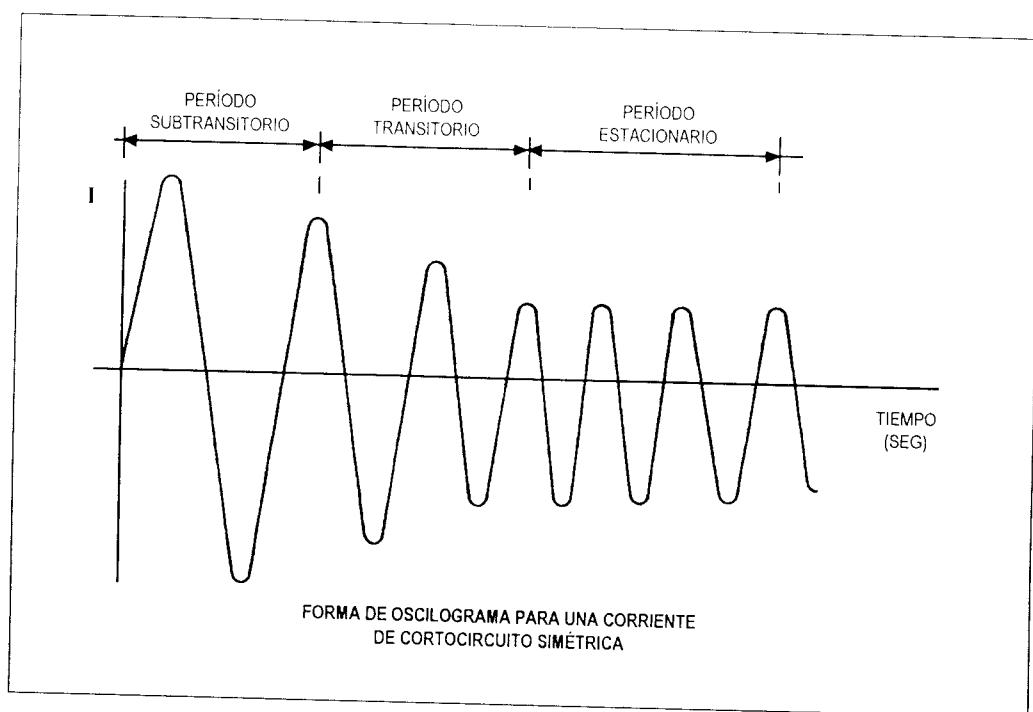
Los motores síncronos tienen las mismas reactancias que los generadores, pero desde luego con diferente valor.

Los motores de inducción, por su parte, no tienen devanado de campo, pero las barras del rotor actúan como el devanado de amortiguamiento de un generador. Por lo tanto, se dice que los motores de inducción tienen reactancia subtransitoria.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS. Las palabras "simétrica" y "asimétrica" describen la forma de las ondas de corriente alterna, alrededor de su eje cero. Si las equivalentes de los picos de las ondas de corriente son simétricas alrededor del eje cero, se les denomina "**envolventes de corriente simétrica**": Si las envolventes no son simétricas alrededor del cero, se les denomina entonces "**envolventes de corriente asimétrica**".

En cualquier caso, la envolvente es una línea que se traza uniendo los picos de las ondas.





La mayoría de las corrientes de cortocircuito son casi siempre asimétricas, durante los primeros ciclos después de la ocurrencia del cortocircuito. La corriente asimétrica está en su máximo durante el primer ciclo después que el cortocircuito ocurre y en unos pocos ciclos más tarde se transforma en simétrica.

2.3

EL CÁLCULO DEL CORTOCIRCUITO

El cálculo del valor preciso de una corriente asimétrica en un tiempo dado después de la incepción de una falla, es un cálculo que puede resultar complejo. En consecuencia, se pueden desarrollar métodos simplificados que conduzcan a la obtención de las corrientes requeridas para el equipo y los dispositivos de protección. En el sentido más elemental, el valor de la corriente de cortocircuito simétrica, se obtiene por el uso apropiado de la impedancia en la ecuación básica:

	Donde:
$I = \epsilon / Z$	ϵ = Tensión en el sistema.
	Z ó X = Impedancia equivalente del sistema que incluye a la red y las fuentes de cortocircuito.

Para el equipo, se establece que un dispositivo de protección debe tener la capacidad de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que circula a la falla a través del dispositivo de protección en el punto de su localización. Este mismo concepto se aplica a la determinación de la capacidad de corriente de cortocircuito de barras, buses, aislador y tableros.

TIPOS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA INDUSTRIALES.

Las fallas o cortocircuitos, pueden ocurrir en un sistema eléctrico de potencia trifásico en distintas formas. El dispositivo de protección o equipo, debe tener la capacidad de interrumpir o de soportar cualquier tipo de falla que se pueda presentar. Para la determinación de las características de equipo de interrupción, se considera la falla trifásica, aún cuando la probabilidad de ocurrencia de ésta sea baja y casi siempre sea causada por motivos accidentales. Las fallas que se pueden presentar son las que se indican a continuación:

FALLA TRIFÁSICA SÓLIDA. Una falla trifásica sólida describe la condición en que los tres conductores, es decir, las tres fases, se unen físicamente con un valor de cero impedancia entre ellas, como si se soldaran o atornillaran físicamente.

Aún cuando este tipo de condiciones de falla no es el más frecuente en ocurrencia, resulta por lo general el de mayor valor y, por esta razón, resulta el cálculo básico para las instalaciones industriales y comerciales.

FALLA DE FASE A FASE SÓLIDA. En la mayoría de los sistemas trifásicos, los niveles de falla sólida de fase a fase son de aproximadamente el 87% de la corriente de falla trifásica sólida, debido a esto, el cálculo de esta falla no siempre se requiere, ya que no representa el máximo valor.

FALLA DE LÍNEA (FASE) A TIERRA SÓLIDA. En sistemas con el neutro sólidamente conectado a tierra, la falla sólida de fase a tierra es por lo general igual o ligeramente menor que la falla sólida trifásica, excepto cuando se conectan los neutros a tierra a través de un valor elevado de impedancia, donde el valor de corriente es significativamente menor.

El cálculo de la falla de línea a tierra, es necesario en las instalaciones comerciales e industriales que tienen el neutro sólidamente aterrizado en el lado de bajo voltaje. Para el cálculo de la falla de línea a tierra, se requiere del uso de técnicas por componentes simétricas, ya que la corriente de falla a tierra se puede calcular como:

$I_F = \frac{3V}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_N}$	Donde: V = Voltaje de línea a neutro. Z_1 = Impedancia de secuencia positiva. Z_2 = Impedancia de secuencia negativa. Z_0 = Impedancia de secuencia cero. Z_N = Impedancia de conexión a tierra del neutro.
---	---

Este valor de Z_N en las instalaciones industriales, puede ser una resistencia (R_N), cuyo valor se selecciona de manera que limite la corriente de falla a tierra a un valor entre 400 y 2000 amperes.

2.4

EL DETALLE DE LOS CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO

En esta parte, se presentan algunos de los detalles de los cálculos de cortocircuito, que incluyen desde la representación del propio sistema, ya sea en forma general o como una impedancia equivalente del punto de falla hacia la fuente, iniciando por la obtención de los valores equivalentes de las impedancias de los elementos del sistema. Después de esta representación, el cálculo de los valores de cortocircuito resulta relativamente simple con un procedimiento de paso a paso, éste, debe proporcionar las bases para la realización de los cálculos de cortocircuito para la mayoría de los tipos de instalaciones industriales y comerciales, para sistemas cuya tensión de alimentación sea de 115 kV, con voltajes de distribución o utilización de 13.8 kV, 4.16 kV, 2.4 kV, 440 V ó 220 V.

En el caso de las instalaciones industriales, se requiere de una representación extensiva, aún cuando un cálculo de cortocircuito sea necesario sólo para una parte del sistema, por ejemplo, cuando se instala un nuevo equipo y sólo se requiere conocer el valor de la corriente de cortocircuito en el alimentador del equipo.

EL PROCEDIMIENTO PASO A PASO. Los siguientes pasos identifican las consideraciones básicas para la realización de cálculos de cortocircuito; desde luego que, con la práctica, algunos de estos pasos se pueden combinar o simplificar. Por ejemplo, en el uso de un diagrama unifilar o de impedancias, los pasos básicos son los siguientes:

1. Preparar un diagrama unifilar del sistema, incluyendo todas las componentes significativas del mismo.
2. Determinar los puntos de falla y el tipo de corriente de cortocircuito a determinar, basado en el objeto del mismo, como por ejemplo: el tipo de equipo a especificar.
3. Preparar el diagrama de impedancias correspondiente, reemplazando cada elemento por su impedancia y cada fuente de cortocircuito (generador, motor, grupo de motores, red de alimentación) por una fuente de voltaje en serie con una reactancia e impedancia.
4. Para el punto de falla designado y las condiciones de falla, reducir la red, de manera que se obtenga una impedancia equivalente entre el punto de falla y la fuente. Cuando el cálculo se hace por medio de la computadora digital, por lo general se usan métodos matriciales para la formación de la red, en este caso, los equivalentes para todos los nodos se obtienen en forma automática por medio de los elementos de la diagonal principal de la matriz de red.

2.5

APLICACIÓN DEL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO A INSTALACIONES INDUSTRIALES Y COMERCIALES

Los métodos de cálculo de cortocircuito, se puede decir que son generales y aplicables a cualquier sistema eléctrico; sin embargo, en el caso de las instalaciones comerciales e industriales, se deben hacer algunas consideraciones particulares, debido a que se tienen cargas en mediana y baja tensión y, por ejemplo, la resistencia que es despreciable en los sistemas eléctricos de potencia en alta tensión, no lo es en estos sistemas.

Para algunas operaciones, se puede hacer uso de métodos simplificados para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, los conceptos de estos métodos se pueden hacer extensivos a los programas digitales.

Estos métodos simplificados se basan en el cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica, modelando cada generador como una fuente de voltaje detrás de la reactancia apropiada (por lo general, la subtransitoria). Cuando se usa la **reactancia subtransitoria**, se obtiene el valor inicial de la corriente

de cortocircuito, y cuando se usa la transitoria, da el valor de esta corriente unos ciclos después. La llamada componente de corriente directa se ignora.

A este método también se le conoce como ϵ/X , debido a que se desprecia el valor de la resistencia, especialmente en las componentes de alta tensión (líneas de transmisión, transformadores, cables de potencia), en donde el valor de la reactancia predomina sobre el de la resistencia. En las instalaciones en baja tensión, esta consideración no siempre es válida y, entonces, la reactancia se reemplaza por la impedancia, el efecto de no incorporar el valor de R en el cálculo de la corriente de cortocircuito mediante un cociente ϵ/X , se puede dar a partir de factores cuyos valores dependen de la relación X/R del sistema y de la velocidad de operación del interruptor.

Este método simplificado se puede usar siempre para dimensionar interruptores y puede resultar un tanto conservador en su cálculo, ya que los factores de corrección ajustan los decrementos de las componentes de corriente alterna y de corriente continua de la corriente de cortocircuito.

Para calcular el valor de la relación X/R para una falla en un punto determinado, existen dos métodos distintos (pero equivalentes).

A) El primer método involucra la reducción de la red para encontrar el equivalente de Thevenin para reactancias y para resistencias. El procedimiento apropiado consiste en construir el diagrama de reactancias de la red (despreciando las resistencias que se supone tienen valores muy bajos en comparación con las reactancias) entonces, se reduce la red hasta encontrar una reactancia equivalente de Thevenin que se conecta entre la fuente y el punto de falla.

En seguida, se construye la red en forma similar al caso anterior, pero ahora sólo con resistencias (despreciando todas las reactancias), entonces, se reduce esta red hasta encontrar el equivalente de Thevenin para resistencias, de la fuente al punto de falla.

La relación X/R para una falla en un punto dado, es la relación entre los equivalentes de Thevenin para las redes de reactancia y de resistencia.

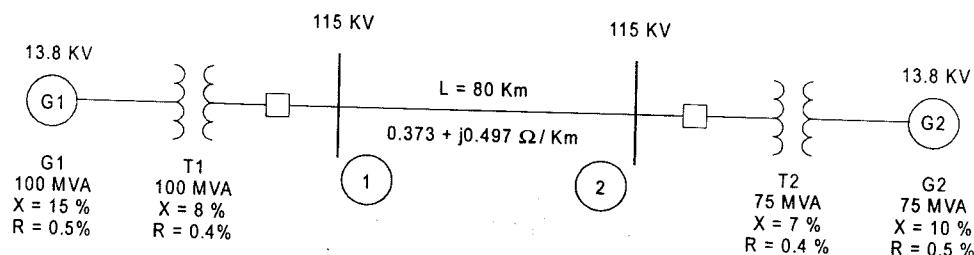
B) El segundo método (se ilustra en el apéndice), se basa en la formación de la llamada matriz Z bus, en este caso, se orienta la solución hacia el uso de programas digitales, se puede correr el programa dos veces, una vez para la reactancia, formando X bus y

atrapar la red de resistencia, obteniendo Zbus, de modo que como la diagonal principal de las matrices representa cada nodo o bus del sistema, para cualquier nodo K, la relación (X/R) es:

$$(\chi/R) = \chi_{bus} K / \beta_{bus} K$$

Para el sistema mostrado en la figura, calcular la relación X/R para un cortocircuito trifásico en el bus 1.

EJEMPLO 2.1



Si se toma como base el criterio FDI MVE se pueden convertir los valores dados a porcentaje.

Para el generador G, $\text{f}(G) = \frac{1}{2} \cdot 10^3$

Para el Generador G, $\frac{1}{j-0.6} = 0.1533$

Para el 1913 formó parte del Comité Ejecutivo de la Federación de los Trabajadores de la Argentina.

Para el transformador

$$B = 0.001 \times 102/35 = 0.0029$$

Para la mitad de los países se ha establecido una estrategia

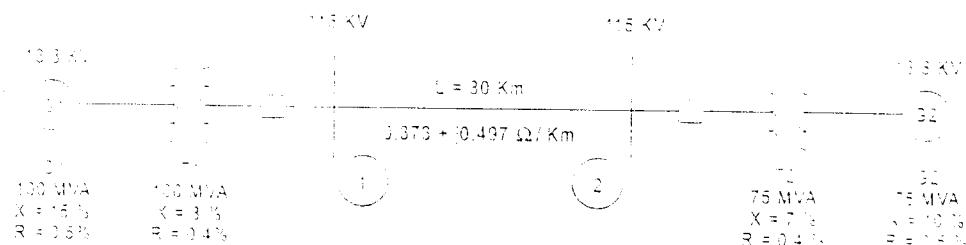
[Home](#) | [About Us](#) | [Services](#) | [Contact Us](#)



Calcular el factor de asistencia, obteniendo Z_{bus} , de modo que tanto la diagonal principal de las matrices represente cada nodo o bus del sistema la relación entre el nodo K y la relación (X/R) es

$$Z_K = Z_{bus} + R_{bus}$$

Para el sistema mostrado en la figura, calcular la relación X/R para un cortocircuito trifásico en el bus 1.

EJEMPLO 2.1

Si se toma como base de potencia 100 MVA, se pueden convertir los valores dados a por unidad.

Para el generador G_1 , $X''d = 0.15$, $R = 0.005$

$$\text{Para el Generador } G_1, \quad X''d = 0.10 \times \frac{100}{75} = 0.1333 \\ R = 0.005 \times 100/75 = 0.0066$$

Para el transformador T_1 , $X = 0.08$, $R = 0.004$

Para el transformador T_2 , $X = 0.070 \times 100/75 = 0.093$

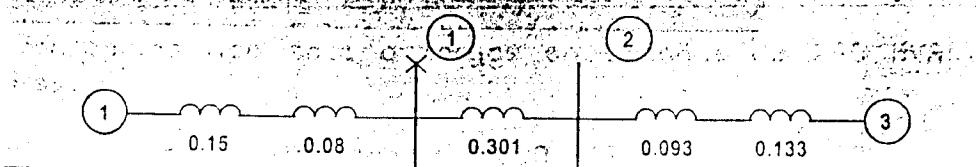
SOLUCIÓN

$$R = 0.004 \times 100/75 = 0.005$$

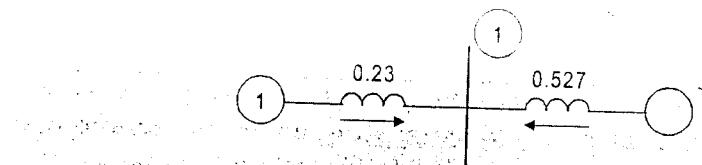
Para la línea de transmisión de 115 KV

$$X = 0.497 \times 80 \times 100/115^2 = 0.301 \\ R = 0.373 \times 80 \times 100/115^2 = 0.226$$

El diagrama de reactancias correspondientes es el siguiente:



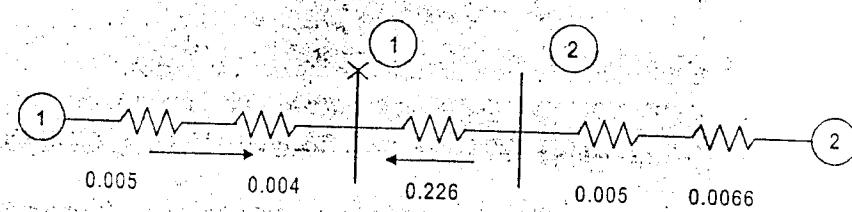
Reduciendo para la falla en bus (1):



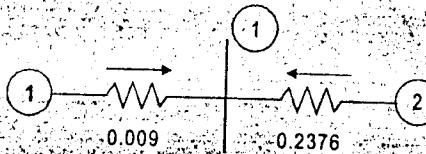
Combinando en paralelo las dos reactancias, se obtiene la equivalente de Thevenin.

$$X_{\text{Thev}} = \frac{0.23 \times 0.527}{0.23 + 0.527} = 0.16$$

El correspondiente diagrama de resistencia es el siguiente:



Reduciendo:



Combinando en paralelo:

$$R_{\text{Thev}} = \frac{0.009 \times 0.2376}{0.009 + 0.2376} = 0.00867$$

La relación X/R :

$$X/R = \frac{X_{\text{Thev}}}{R_{\text{Thev}}} = \frac{0.16}{0.00867} = 18.45$$

2.6

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS PARA FUSIBLES E INTERRUPTORES DE BAJO VOLTAJE

El cálculo de los factores multiplicadores dependientes de la relación X/R, se hace para obtener el factor de asimetría de la corriente de cortocircuito, aplicable al cálculo de las capacidades interruptivas de los interruptores.

Estos factores varían, según sean elementos de interrupción en alta tensión o baja tensión.

Para fusibles e interruptores en baja tensión, por lo general sólo se considera el primer ciclo de la corriente de cortocircuito, por lo que la reactancia subtransitoria es la única que se usa para los generadores y para los motores (suponiendo que se conozca este dato), suposición que no siempre es válida para los motores de baja tensión.

Por lo general, un grupo de motores de baja tensión, se alimenta del lado voltaje de una subestación. Si la subestación sólo alimenta al grupo de motores, entonces la capacidad de la subestación (en KVA) es usualmente igual a la potencia total del motor en HP, y en este caso, el grupo de motores se puede representar por una reactancia del 25% a la base de los KVA del transformador.

Cuando la contribución a la falla del motor equivalente en baja tensión no se puede calcular, debido a la falta de datos, se puede usar la siguiente "regla de dedo".

$$I_m = 4 \times (\text{Suma de las corrientes nominales de los motores conectados al bus fallado})$$

Para los cálculos de cortocircuito que permiten dimensionar la potencia de los interruptores de baja tensión, no se requiere considerar la relación X/R. La corriente de cortocircuito simétrica (subtransitoria), se puede usar directamente, ya que se dispone de amplios márgenes en las capacidades comerciales de los interruptores; sin embargo, existen algunas excepciones que se indican a continuación:

1. Generación local al voltaje de los interruptores en capacidades mayores de 500 KVA.
2. Transformadores tipo seco o cargas en tamaños de 250 KVA y mayores.
3. Cualquier tipo de transformador de 2500 KVA o mayor.

4. La red eléctrica del sistema de alimentación.
5. Transformadores con impedancias superiores a los valores normalizados.
6. Reactores limitadores de corriente al voltaje del interruptor en el lado de la fuente.
7. Buses ducto limitadores de corriente al voltaje del interruptor sobre el lado de la fuente.

Para cualquiera de estas excepciones, se pueden usar los factores de la tabla siguiente:

FACTOR DE POTENCIA (%)	RELACIÓN X/R DEL SISTEMA	FACTOR DE MULTIPLICACIÓN	
		CON INTERRUPTORES SIN FUSIBLES ADICIONALES	CON INTERRUPTORES Y FUSIBLES
20	4.90 o menor	1.0	1.00
15	6.60	1.0	1.07
12	8.27	1.04	1.11
10	9.95	1.07	1.15
8.5	11.72	1.09	1.18
7.5	14.25	1.11	1.21
8.0	20.0 o mayor	1.15	1.26

En el caso de los fusibles, se puede tener, ya sea la corriente simétrica o la capacidad de corriente total. Si se tienen máquinas rotatorias, se usa la corriente subtransitoria. Para los fusibles con capacidad de interrupción de corrientes simétricas, se usa la corriente simétrica inicial de cortocircuito I'' (subtransitoria) para calcular la capacidad interruptiva.

Si el fusible se dimensiona sobre la base de la corriente total, se especifica un factor de multiplicación, de acuerdo a lo siguiente:

- ✓ Factor de multiplicación: 1.55 en la mayoría de los casos.
- ✓ Factor de multiplicación: 1.20 para casos especiales.

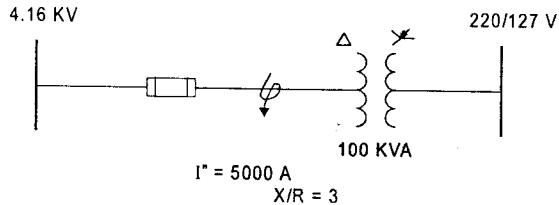
Los casos especiales son:

- a) Los cortocircuitos en redes de distribución.
 - b) Los fusibles de potencia.

los casos especiales se aplican sólo si se consideran distantes de la generación, cuando la relación X/R es menor que 4 y la tensión del sistema sea de 15 kV o menor.

Se tiene el alimentador de una red de distribución con 4.16 kV en el primario y 220/127V en el secundario, la corriente de cortocircuito subtransitoria (I'') en el primario es de 5000 A y la relación X/R es 3. Calcular la capacidad interruptiva de la corriente para los casos que se indican.

EJEMPLO 2.2



- A) Si se usan corriente continua o una corriente alterna constante, el efecto Joule es constante.

$$\text{Capacidad interruptiva} = 1.20 \times 5000 = 6000 \text{ A}$$

- B) Si ahora se reemplaza el corto circuito por otro que tenga su capacidad sobre la base de la corriente de cortocircuito simétrico.

Capacidad interruptiva = 5000 A

- (५) यह वार्षिकीय संवित्रित प्रक्रिया द्वारा दिल्ली के ग्रन्थालय
क्रियान्वयन के विभिन्न विभागों के लिए विभिन्न विभिन्न रूपों

$$\text{Capacidad interruptiva} = 1.55 \times 5000 = 7750 \text{ A}$$

- D) नम वा अपेक्षित गुण ग्राहकांनी इन्सेलोर द्वारा उत्पन्न वर्तावाने कृति तंत्रज्ञानात् अवलोकनात् विवरित करता आवश्यक नाही.

Capacidad interruptiva = 5000 A

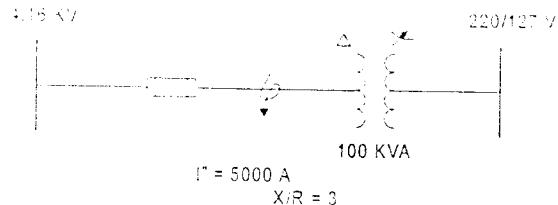
Los casos especiales son:

- Los cortacircuitos en redes de distribución.
- Los fusibles de corriente.

Los casos especiales se aplican sólo si se consideran distantes de la generación, cuando la relación X/R es menor que 4 y la tensión del sistema sea de 15 kV o menor.

Se tiene el alimentador de una red de distribución con 4.16 kV en el primario y 220/127 V en el secundario, la corriente de cortocircuito subtransitoria (I'') en el primario es de 5000 A y la relación X/R es 3. Calcular la capacidad interruptiva de la corriente para los casos que se indican.

EJEMPLO 2.2



- A) Si se usan cortacircuitos con capacidad total de corriente y se considera el sistema distante de la fuente o generación.**

$$\text{Capacidad interruptiva} = 1.20 \times 5000 = 6000 \text{ A}$$

- B) Si ahora se reemplaza el cortacircuito por otro que tenga su capacidad sobre la base de la corriente de cortocircuito simétrica.**

$$\text{Capacidad interruptiva} = 5000 \text{ A}$$

- C) Si se sustituye el cortacircuito por un fusible de potencia limitador de corriente con su capacidad de corriente total.**

$$\text{Capacidad interruptiva} = 1.55 \times 5000 = 7750 \text{ A}$$

- D) En el supuesto que el fusible limitador de corriente tenga sus datos referidos a la corriente de cortocircuito simétrica.**

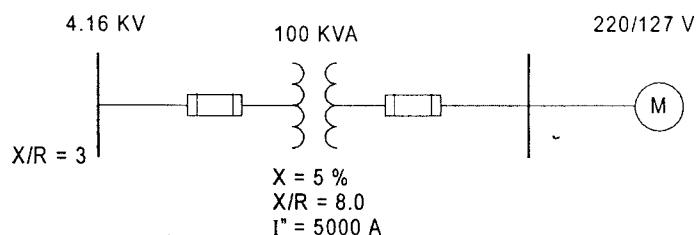
$$\text{Capacidad interruptiva} = 5000 \text{ A}$$

SOLUCIÓN

En el ejemplo anterior, se supone que se instala en el lado de bajo voltaje del transportador un fusible limitador de corriente, en este lado de bajo voltaje se alimenta a un motor trifásico de inducción. El transformador tiene una reactancia del 5% y una relación $X/R = 8.0$ referido a la base de 100 KVA.

EJEMPLO 2.3

Calcular la corriente de cortocircuito trifásica en el fusible para una falla en las terminales del motor. Calcular también la relación X/R y la capacidad interruptiva.



Para el cálculo de las reactancias y resistencias, se procede como sigue:

El voltaje de fase o neutro en el lado de alto voltaje:

$$4.16/\sqrt{3} = 2.402 \text{ kV} = 2402 \text{ volts.}$$

La reactancia de la fuente:

$$X_{\text{Fuente}} = V/I'' = 2402/5000 = 0.480 \Omega/\text{Fase}$$

SOLUCIÓN

$$X_{\text{Trans}} = X_{\text{dux}} (\text{kV})^2/\text{KVA} \times 1000 = 0.05 (4.16)^2/100 \times 1000$$

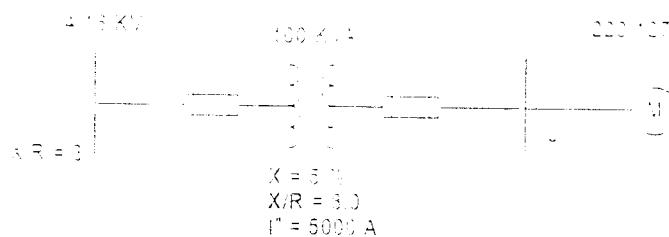
$$X_{\text{Trans}} = 8.653 \Omega/\text{Fase}$$

$$X_{\text{Tot}} = 0.48 + 8.653 = 9.133 \Omega/\text{Fase}$$

En el ejemplo anterior se supone que se instala en el lado de bajo voltaje del transformador un fusible limitador de corriente, en este lado de bajo voltaje se alimenta a un motor trifásico de inducción. El transformador tiene una reactancia del 5% y una relación $X/R = 3.0$ referido a la base de 100 KVA.

EJEMPLO 2.3

Calcular la corriente de cortocircuito trifásica en el fusible para una falla en las terminales del motor. Calcular también la relación X/R y la capacidad interruptiva.



Para el cálculo de las reactancias y resistencias, se procede como sigue:

El voltaje de fase a neutro en el lado de alto voltaje:

$$4.16/\sqrt{3} = 2.402 \text{ KV} = 2402 \text{ volts.}$$

La reactancia de la fuente:

$$X_{\text{Fuente}} = V/I'' = 2402/5000 = 0.480 \Omega/\text{Fase}$$

La reactancia del transformador:

$$X_{\text{Trans}} = X_{\text{pu}} (\text{KV})^2/\text{KVA} \times 1000 = 0.05 (4.16)^2/100 \times 1000$$

$$X_{\text{Trans}} = 8.653 \Omega/\text{Fase}$$

La reactancia total:



$$X_{\text{Tot}} = 0.48 + 8.653 = 9.133 \Omega/\text{Fase}$$

La corriente de cortocircuito subtransitoria:

$$I'' = V/X_T = 2402/9.133 = 263 \text{ A en el lado de alto voltaje}$$

En el lado de bajo voltaje:

$$I'' = \frac{4160}{220} \times 263 = 4973 \text{ A}$$

La resistencia de la fuente o del transformador se obtiene de la relación:

$$\frac{X}{R} = 3 \text{ para la fuente, } R = \frac{X}{3}$$

$$\frac{X}{R} = 8 \text{ para el transformador, } R = \frac{X}{8}$$

$$R_{\text{Tot}} = 0.48/3 + 8.653/8 = 1.242 \Omega/\text{Fase}$$

$$\text{La relación: } X_{\text{Tot}} / R_{\text{Tot}} = 9.133/1.242 = 7.353$$

El valor de la corriente de cortocircuito simétrica es:

$$I'' = 4973 \text{ A}$$

El valor de la corriente de cortocircuito asimétrico es:

$$I''_{\text{ASIM}} = 1.55 \times 4973 = 7708.15 \text{ A}$$

2.7

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS EN PRIMER CICLO PARA INTERRUPTORES DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE

Para los interruptores con voltajes nominales mayores de 1000 V, para determinar la capacidad interruptiva de primer ciclo en la representación de la red, se usan las reactancias para las máquinas rotatorias que se indican en la tabla siguiente:

La corriente de cortocircuito subtransitoria:

$$I'' = V/X = 1402,9 / 133 = 263 \text{ A en el lado de alto voltaje}$$

En el lado de bajo voltaje:

$$I'' = \frac{4150}{220} \times 263 = 4973 \text{ A}$$

La resistencia de la fuente y del transformador se obtiene de la relación:

$$\frac{X}{R} = 3 \text{ para la fuente, } R = \frac{X}{3}$$

$$\frac{X}{R} = 8 \text{ para el transformador, } R = \frac{X}{8}$$

$$R_{\text{Tot}} = 0.43/3 + 8.653/8 = 1.242 \Omega/\text{Fase}$$

La relación: $X_{\text{Tot}}/R_{\text{Tot}} = 9.133/1.242 = 7.353$

El valor de la corriente de cortocircuito simétrica es:

$$I'' = 4973 \text{ A}$$

El valor de la corriente de cortocircuito asimétrica es:

$$I'_{\text{ASIM}} = 1.55 \times 4973 = 7708.15 \text{ A}$$

27

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS EN PRIMER CICLO PARA INTERRUPTORES DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE

Para los interruptores con voltajes nominales mayores de 1000 V, para determinar la capacidad interruptiva de primer ciclo en la representación de la red, se usan las reactancias para las máquinas rotatorias que se indican en la tabla siguiente:

REACTANCIAS DE MÁQUINAS PARA ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO EN MEDIO Y ALTO VOLTAJE	
Turbogeneradores, condensadores síncronos e hidrogeneradores con devanados de amortiguamiento.	X" d
Hidrogeneradores sin devanados de amortiguamiento.	0.75 x "d
Motores síncronos.	X" d
Motores de inducción:	
Arriba de 1000 HP a 1800 RPM	
Arriba de 250 HP a 36000 RPM	
Arriba de 50 HP	1.2 x "d
Menores de 50 HP	Despreciable

Con estos valores para reactancias de las máquinas de cortocircuito simétrica I", la corriente de primer ciclo (interruptiva) es de 1.60I".

EJEMPLO 2.4

Se tiene un interruptor con una capacidad de interrupción simétrica máxima de 48 KA, conectado a una red de 13.8 kV con capacidad de cierre y recierre de 77 KA. Si el valor inicial de la corriente de cortocircuito simétrica es $I''=45\text{KA}$. Calcular la capacidad interruptiva de primer ciclo y evaluar la capacidad de cierre y recierre del interruptor.

SOLUCIÓN

$$I'' = 1.60 \times 45 \text{ KA} = 72 \text{ KA}$$

La capacidad de cierre y recierre es 77 KA, la cual es adecuada pero muy justa para aplicaciones futuras.

2.8

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS PARA INTERRUPTORES DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE

Para el cálculo de capacidades interruptivas, se debe conocer el tiempo de recorrido o de actuación de los contactos. En la siguiente figura, se muestran los elementos para el cálculo del tiempo total de recorrido de los contactos,

REACTANCIAS DE MÁQUINAS PARA ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO EN MEDIO Y ALTO VOLTAJE

Turbinas hidráulicas, condensadoras sincrónicas e alternatoras con devanados de amortiguamiento.	X 1
Transformadores sin devanados de amortiguamiento.	0.75 x 10 ⁻³
Motores sincrónicos.	X 1
Motores de inducción.	Arriba de 1000 HP a 1800 RPM Arriba de 250 HP a 36000 RPM
	X 1
	Arriba de 50 HP Menores de 50 HP
	1.2 x 10 ⁻³ Desconectable

Con estos valores para resistencias de las máquinas de cortocircuito simétrica I'', la corriente de primer ciclo (interrumpiva) es de 1.60I''.

EJEMPLO 2.4

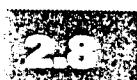
Se tiene un interruptor con una capacidad de interrupción simétrica máxima de 48 KA, conectado a una red de 13.8 kV con capacidad de cierre y recierre de 77 KA. Si el valor inicial de la corriente de cortocircuito simétrica es I''=45KA. Calcular la capacidad interruptiva de primer ciclo y evaluar la capacidad de cierre y recierre del interruptor.

SOLUCIÓN

La capacidad interruptiva de primer ciclo es:

$$1.60 \times 45 \text{ KA} = 72 \text{ KA}$$

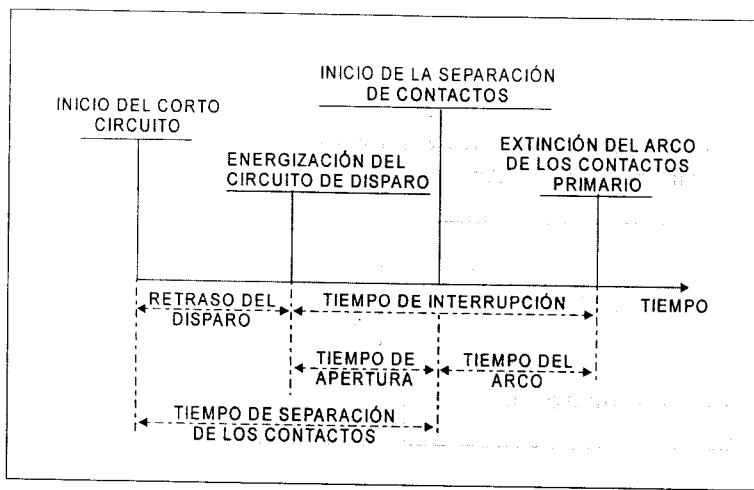
La capacidad de cierre y recierre es 77 KA, la cual es adecuada pero muy justa para aplicaciones futuras.



CAPACIDADES INTERRUPTIVAS PARA INTERRUPTORES DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE

Para el cálculo de capacidades interruptivas, se debe conocer el tiempo de recorrido o de actuación de los contactos. En la siguiente figura, se muestran los elementos para el cálculo del tiempo total de recorrido de los contactos,

que es el tiempo total entre la iniciación del cortocircuito y la presencia del arco entre los contactos en el inicio de la desconexión.



En la tabla siguiente, se muestra la relación entre el tiempo de interrupción y el tiempo de separación de los contactos.

TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	TIEMPO MÍNIMO DE SEPARACIÓN ENTRE CONTACTOS
2 CICLOS	1.5 CICLOS
3 CICLOS	2 CICLOS
5 CICLOS	3 CICLOS
8 CICLOS	4 CICLOS

Las reactancias a usar en las máquinas rotatorias para el cálculo de las capacidades interruptivas se dan en la tabla siguiente:

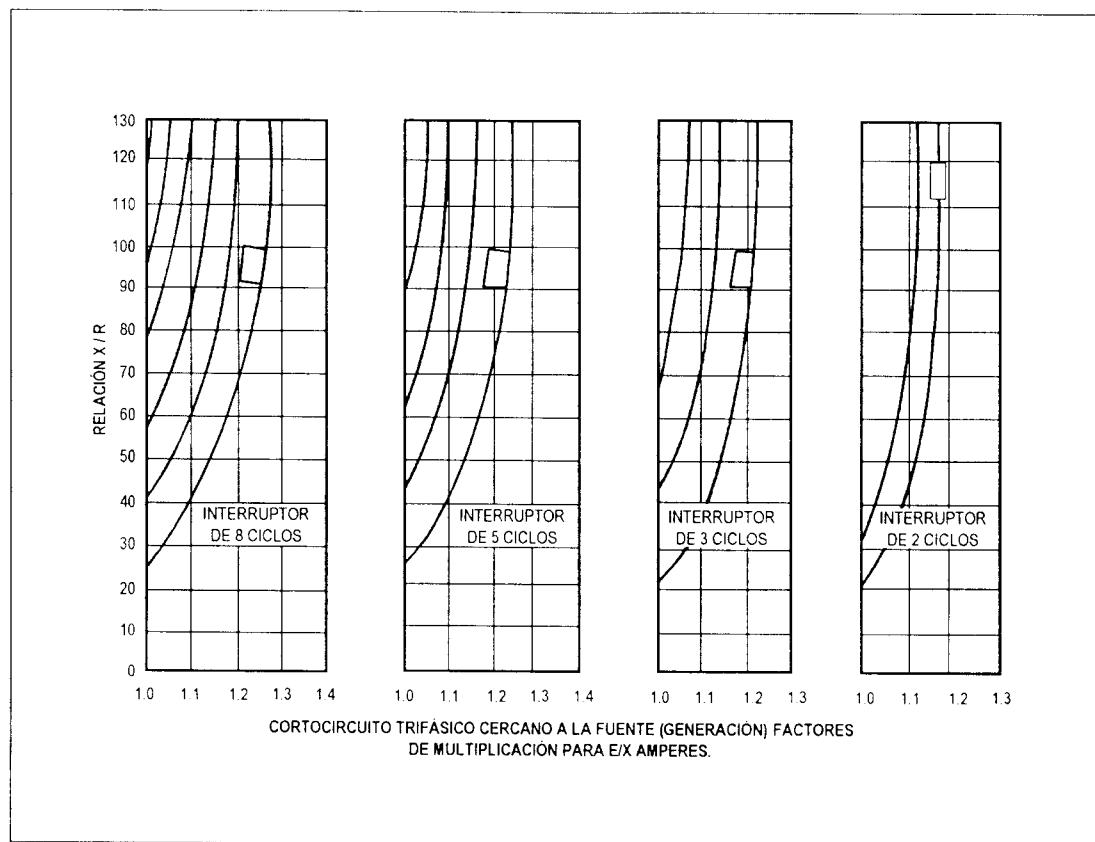
► Turbogeneradores.	$X''d$
► Condensadores síncronos.	
► Hidrogeneradores con devanados de amortiguamiento.	
► Hidrogeneradores sin devanados de amortiguamiento.	0.75 x "d
► Motores síncronos.	1.5 x "d
► Motores de inducción:	
▪ Mayores de 1000 HP a 1800 RPM	1.5 x "d
▪ Mayores de 250 HP a 3600 RPM	1.5 x "d
► Otros de 50 HP y mayores.	3.0 x "d
► Todos los menores de 50 HP.	Despreciables

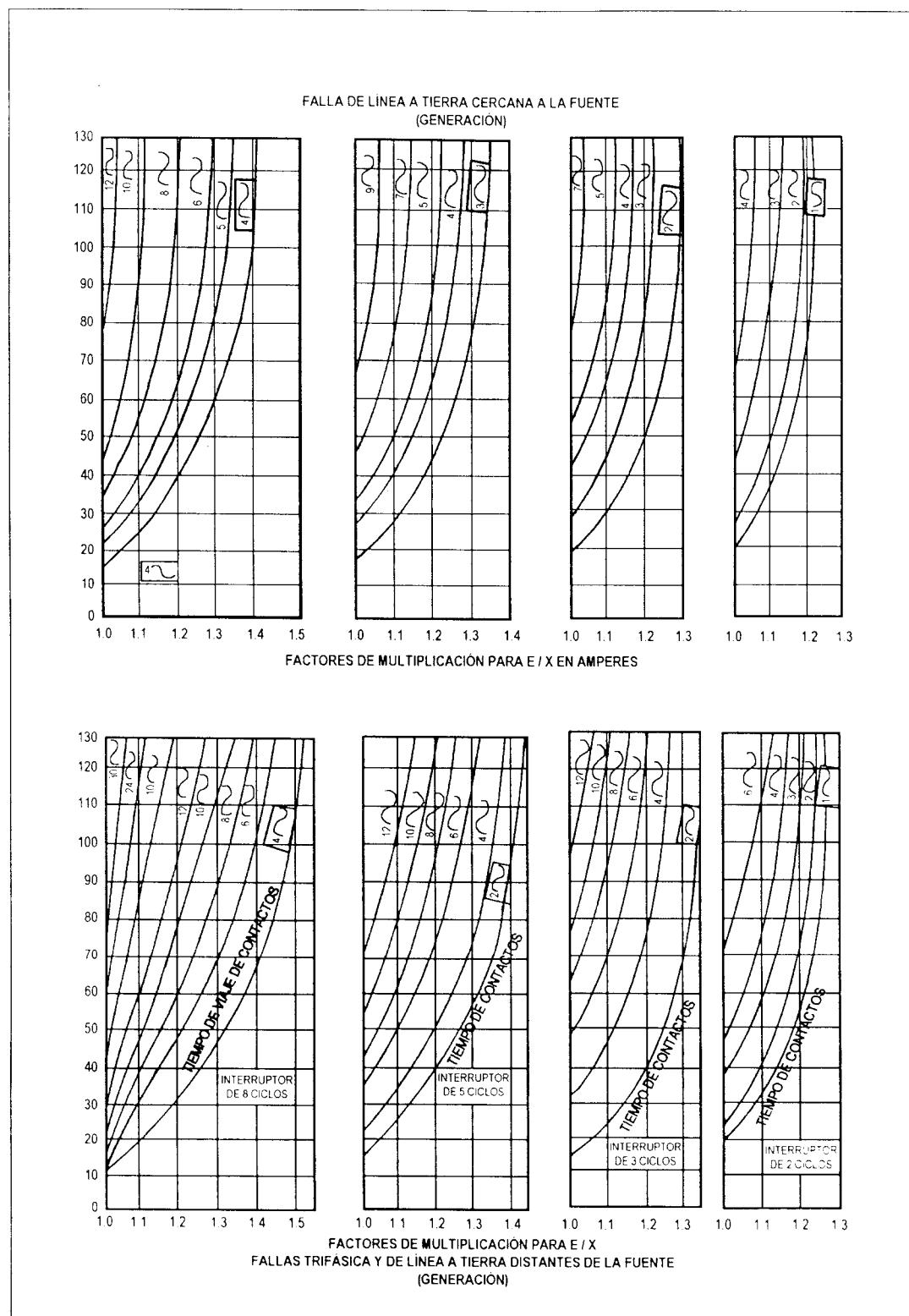
El procedimiento del cálculo de cortocircuito es el mismo descrito anteriormente, sólo que ahora se debe considerar para el sistema completo la relación X/R . El procedimiento depende de si el interruptor se especifica sobre la base de la corriente total o sobre la base de la corriente de cortocircuito simétrica.

EL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO POR UN MÉTODO SIMPLIFICADO. El cálculo de la corriente de cortocircuito se basa en la relación X/R para determinar la capacidad interruptiva de los interruptores y toma un valor de $X/R=15$ como referencia; si la relación X/R excede a 15 o si se desconoce entonces el método simplificado (E/X) no se puede usar. La excepción es que si el valor simétrico de la corriente de cortocircuito es menor o igual al 80% de la capacidad para falla trifásica del interruptor (70% para la falla de fase a tierra), entonces la aplicación es satisfactoria en forma independiente de la relación X/R .

Cuando X/R es menor del 15%, la corriente de cortocircuito simétrica puede alcanzar el 100% de la capacidad interruptiva del interruptor.

Si X/R es mayor de 15, se tienen curvas que dan los valores de los factores de multiplicación, los cuales se multiplican por la corriente de cortocircuito simétrica (I'') para obtener la capacidad interruptiva.





Al uso de las curvas anteriores, se le llama **método E/X** con los ajustes para decrementos. Las características para los interruptores son las siguientes:

1. Máximo voltaje nominal.
2. Factor de rango de voltaje.
3. Corriente de cortocircuito nominal.

Para interruptores con voltajes máximos arriba de 72.5 kV, se tiene un factor de rango K=1.0, lo cual significa que su capacidad interruptiva es independiente del voltaje de operación. En otras palabras, la capacidad interruptiva es una capacidad de corriente. Para interruptores con voltajes máximos de 72.5 kV y menores, se tienen factores de rango entre 1.0 y 3.75; para éstos, la capacidad interruptiva es inversamente proporcional al voltaje de operación, hasta un límite de K veces el valor de la corriente de cortocircuito.

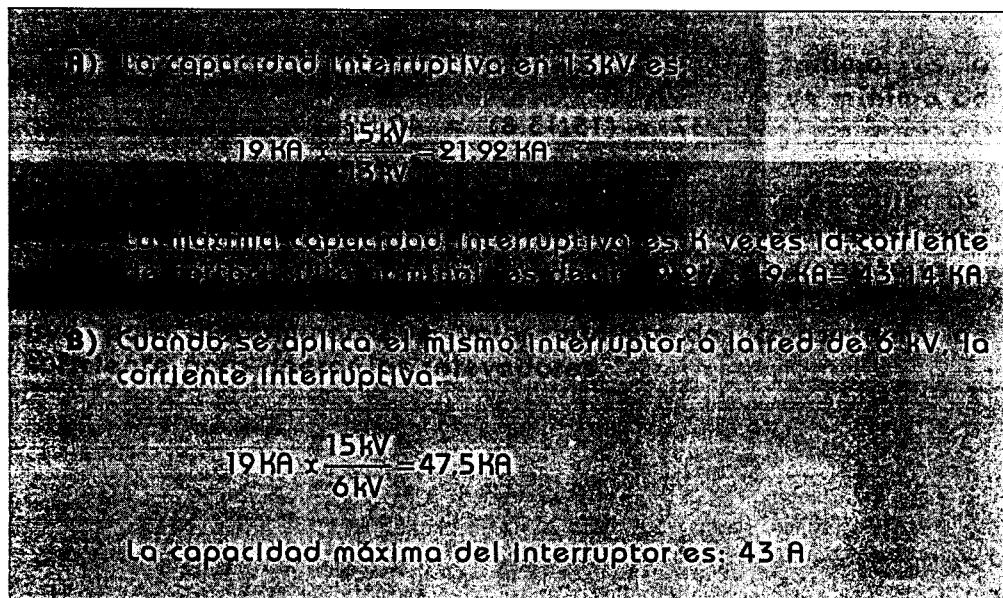
Un interruptor a su tensión nominal de 15 kV, tiene un factor de rango K=2.27 y un valor de cortocircuito nominal de 19 KA.

Si el interruptor se aplica:

EJEMPLO 2.5

- A) A un sistema con tensión de operación de 13 kV, calcular su capacidad interruptiva.
- B) Repetir el inciso anterior, si se conecta el interruptor a un sistema de 6 kV.

SOLUCIÓN



Al uso de las curvas anteriores se le llama **método E/X** con los ajustes para decrementos. Los parámetros para los interruptores son los siguientes:

1. Máximo voltaje nominal.
2. Factor de rango de voltaje.
3. Corriente de cortocircuito nominal.

Para interruptores con voltajes máximos arriba de 72.5 kV, se tiene un factor de rango $K=1.0$, lo cual significa que su capacidad interruptiva es independiente del voltaje de operación. En otras palabras, la capacidad interruptiva es una capacidad de corriente. Para interruptores con voltajes máximos de 72.5 kV y menores, se tienen factores de rango entre 1.0 y 3.75; para estos, la capacidad interruptiva es inversamente proporcional al voltaje de operación hasta un límite de K veces el valor de la corriente de cortocircuito.

Un interruptor a su tensión nominal de 15 kV, tiene un factor de rango $K=2.27$ y un valor de cortocircuito nominal de 19 KA.

Si el interruptor se aplica:

EJEMPLO 2.5

- A) A un sistema con tensión de operación de 13 kV, calcular su capacidad interruptiva.
- B) Repetir el inciso anterior, si se conecta el interruptor a un sistema de 6 kV.

A) La capacidad interruptiva en 13kV es:

$$19 \text{ KA} \times \frac{15 \text{ KV}}{13 \text{ KV}} = 21.92 \text{ KA}$$

La máxima capacidad interruptiva es K veces la corriente de cortocircuito nominal, es decir: $2.27 \times 19 \text{ KA} = 43.14 \text{ KA}$

SOLUCIÓN

B) Cuando se aplica el mismo interruptor a la red de 6 kV, la corriente interruptiva.

$$19 \text{ KA} \times \frac{15 \text{ KV}}{6 \text{ KV}} = 47.5 \text{ KA}$$

La capacidad máxima del interruptor es: 43 A

En un sistema de 13.8 kV se tiene un interruptor, cuyos datos (referidos a un valor simétrico) son los siguientes:

- Voltaje máximo 15 kV. Factor de rango de voltaje $K=1.30$, tiempo de interrupción 5 ciclos. (Tiempo de recorrido de contactos, 3 ciclos).

EJEMPLO 2.6

- Capacidad interruptiva simétrica máxima = 48 kA.
- Corriente de cortocircuito nominal (a voltaje nominal máximo) = 37 KA, capacidad de cierre y recierre: 77 KA.
- Si la relación X/R del sistema es desconocida y $X=14\%$ (referida a la base de 100 MVA y 13.8 kV), evaluar la capacidad interruptiva del interruptor.

La corriente de cortocircuito:

$$I^c = \frac{E}{X} = \frac{110}{0.14} = 774.3 \text{ A}$$

El valor en amperes a la base de 100 MVA u 13.8 kV:

$$I^c = 774.3 \times \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 99.88 \text{ KA}$$

La capacidad interruptiva referida a 13.8 kV es lo siguiente:

$$37 \times (15/13.8) = 40 \text{ KA}$$

el 80% de 40 KA es 32 KA, el cual es un valor mayor que 30 KA, que es la capacidad del interruptor, por lo que se afirma que el interruptor es sobrestreñido.

SOLUCIÓN

En un sistema de 13.8 kV se tiene un interruptor, cuyos datos principales al 100% son los siguientes:

- Voltaje máximo 15 kV. Factor de rango de voltaje $K=1.50$. Tiempo de interrupción 5 ciclos. (Tiempo de recorrido de contactos, 3 ciclos).
- Capacidad interruptiva simétrica máxima = 48 kA.
- Corriente de cortocircuito nominal (a voltaje nominal máximo) = 37 KA, capacidad de cierre y recierre: 77 KA.
- Si la relación X/R del sistema es desconocida o $X=14\%$ (referida a la base de 100 MVA y 13.8 kV), evaluar la capacidad interruptiva del interruptor.

EJEMPLO 2.6

La corriente de cortocircuito:

$$I'' = \frac{\epsilon}{X} = \frac{1.0}{0.14} = 7.143 \text{ p.u.}$$

El valor en amperes a la base de 100 MVA y 13.8 kV:

SOLUCIÓN

$$I'' = 7.14 \times \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 29.88 \text{ KA}$$

La capacidad interruptiva referida a 13.8 kV es la siguiente:

$$37 \times (15/13.8) = 40 \text{ KA}$$

El 80% de 40 KA es 32 KA, el cual es un valor mayor que 30 KA, que es la capacidad interruptiva, por lo que se afirma que el interruptor es satisfactorio.

2.9

LOS CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO PARA LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES

- A)** El ajuste instantáneo de los relevadores requiere del valor de la corriente de cortocircuito de primer ciclo, para esto, se multiplica la corriente de cortocircuito simétrica por 1.60 para obtener el valor de la corriente en primer ciclo.
- B)** Para períodos de tiempo de hasta alrededor de 5 ciclos después que se presenta la falla, requieren de la corriente simétrica, por lo que usualmente no se requiere de factores de multiplicación.
- C)** Para retrasos de tiempo más allá de 6 ciclos.
 - ✓ Se presentan únicamente los generadores síncronos y la interconexión con los transformadores y líneas. Para el cálculo se usa la reactancia transitoria ($X'd$).
 - ✓ La contribución de los motores, se considera despreciable.

En general, se requiere calcular el cortocircuito trifásico y de fase a tierra, en el caso de que no se necesite relevador de sobrecorriente de falla a tierra, puede no requerirse el cálculo de la corriente de fase a tierra. Si se usan relevadores de bajo voltaje, se pueden requerir los niveles de voltaje en los buses.

La coordinación de los dispositivos de protección, frecuentemente requieren que se calculen los valores de las corrientes de cortocircuito, máxima y mínima.

Un método para obtener la corriente de cortocircuito de valor mínimo, es la **"representación de la red para aproximadamente 30 ciclos, con un mínimo de fuentes de cortocircuito conectadas"**.

Este estudio representa generación mínima con algunos interruptores abiertos. Los circuitos que alimentan motores eléctricos, se pueden considerar desconectados. Los generadores se representan con su reactancia transitoria.

Este estudio sirve para determinar qué valor mínimo de la corriente de cortocircuito es suficiente para operar los relevadores.

2.10

EL RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

El estudio de cortocircuito, como se indicó antes, se inicia con un diagrama unifilar del sistema bajo estudio, en este diagrama unifilar se debe mostrar lo siguiente:

- A)** Los KVA de cortocircuito o la reactancia equivalente del sistema eléctrico o red de alimentación a la industria por estudiar.
- B)** En el caso de que exista generación local, los KVA nominales del generador y el valor de su reactancia subtransitoria ($X''d$).
- C)** La potencia en HP o KW de todos los motores eléctricos y su reactancia $X''d$.
- D)** El valor nominal de la potencia en KVA, las relaciones de transformación y las impedancias de los transformadores en la instalación.
- E)** En el caso de que existan reactores limitadores de corriente, el valor nominal de su potencia en KVA y el de su reactancia.
- F)** El valor de la reactancia y resistencia de los cables de potencia.
- G)** Localización de los puntos de falla para el estudio del sistema.

En cada una de las barras del sistema, se supone una falla trifásica (una a la vez) y en cada caso se hace la correspondiente reducción del diagrama de reactancias, hasta encontrar una equivalente de la falla hacia la fuente.

- H)** Valores de reactancias equivalentes.

Aún cuando ya se ha mencionado en párrafos anteriores, todos los elementos que intervienen en la red, se deben convertir a reactancias equivalentes en por unidad, referidas a una base común en KVA, aplicando las siguientes expresiones:

SISTEMA ELÉCTRICO O RED DE ALIMENTACIÓN

$$X_{pu} = \frac{100 \text{ kVA base}}{\text{kVAcc}}$$

Donde:

KVAcc = potencia del cortocircuito, dada por la compañía suministradora en el punto de la red.

GENERADOR SÍNCRONO (en caso de que se tenga generación local).

$$X''_{dpu} = \frac{100 \text{ kVA base}}{\text{kVA Nominales}}$$

TRANSFORMADORES O REACTORES

$$X_{pu} = \frac{\text{kVA base}}{\text{kVA Nominales}} \times \frac{Z\%}{100} \times K$$

Donde:

K=0.925 para transformadores de dos devanados y reactores.

K=0.90 para transformadores de tres o más devanados.

MOTORES ELÉCTRICOS

En el caso de los motores, es en donde más confusión se puede presentar, debido a la variedad y potencia, por lo que se recomienda elaborar una hoja de datos, anotando la siguiente información:

- Potencia nominal en HP y en KVA.
- Velocidad en RPM.
- Eficiencia a plena carga.
- Factor de potencia a plena carga.
- Corriente a rotor bloqueado.

Este valor se expresa como un múltiplo de la corriente nominal; si se desconoce, se puede considerar como 5 ó 6 veces la corriente nominal.

$$I_{RB} = 5 \text{ a } 6 I_N$$

La reactancia subtransitoria de los motores eléctricos se designa por X'' y se calcula en por unidad (p.u.) como:

$$X'' = \frac{1}{I_{RB} p.u.} = \frac{1}{KVA_{RB} p.u.}$$

Si se refiere esta reactancia a la base de la tensión de barras:

$$X'' = \left(\frac{V_{Motor}}{V_{Barras}} \right)^2 X'' \text{ a la base del motor}$$

El valor de la corriente por interrumpir, se determina empleando los factores que se indican para obtener la impedancia equivalente.

Motores síncronos	$1.5X''d$
Motores de inducción Mayores de 1000 HP a 1800 RPM	$1.5X''$
Motores de inducción de 250 HP y 3600 RPM	$1.5X''$
Todos los demás motores de 50 HP y mayores	$3.0X''$

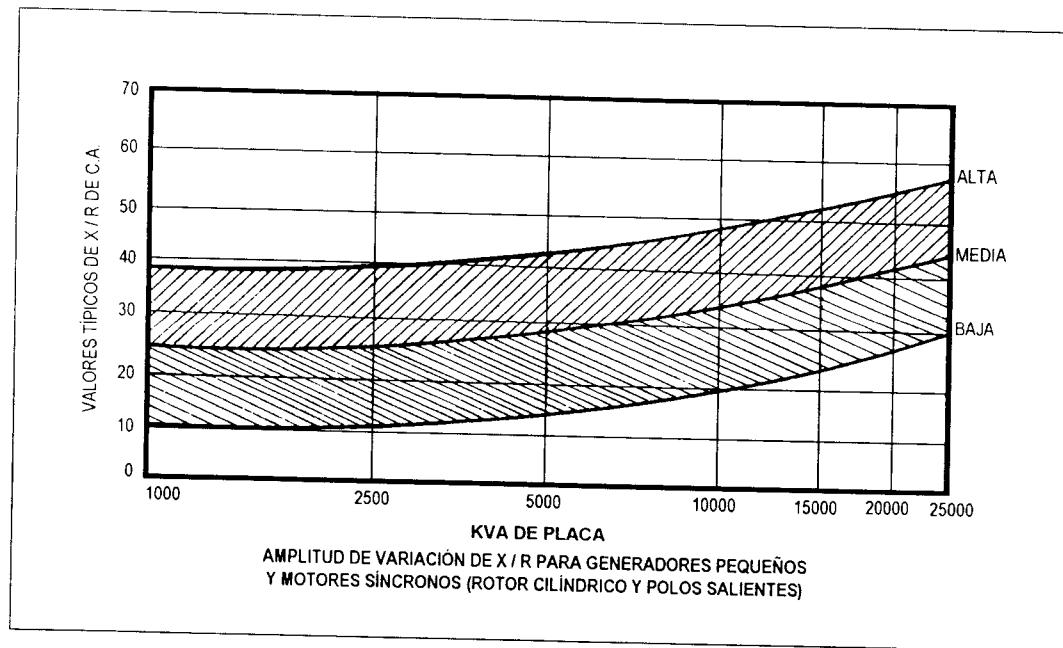
- I) La componente simétrica de la corriente momentánea, se calcula de acuerdo a los siguientes factores:

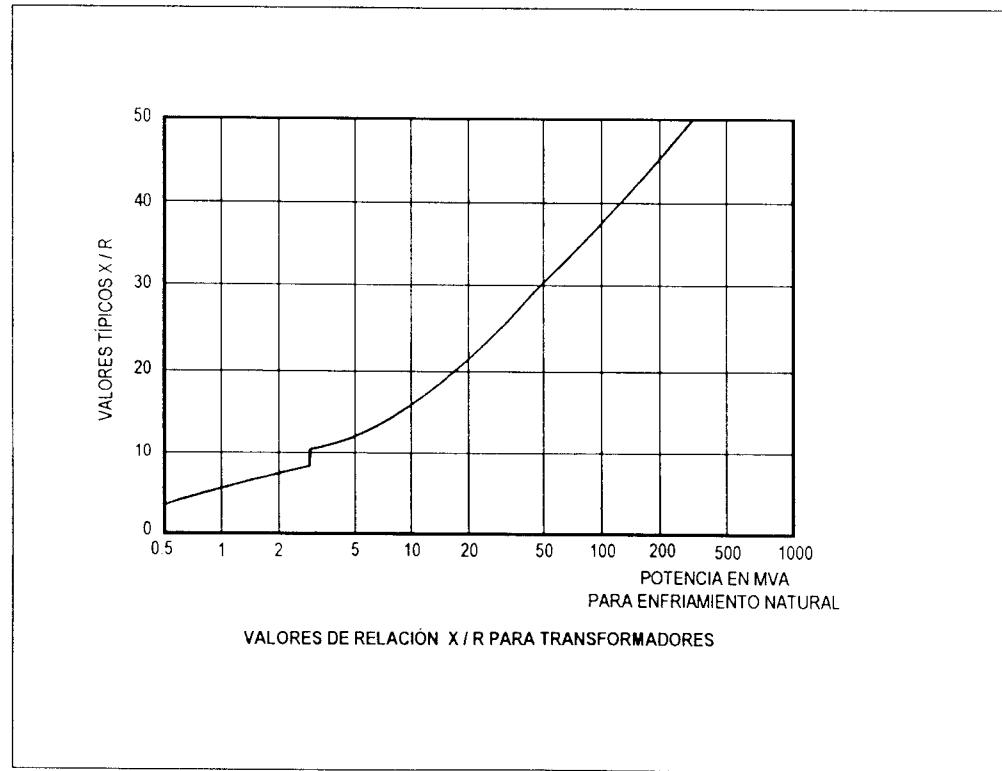
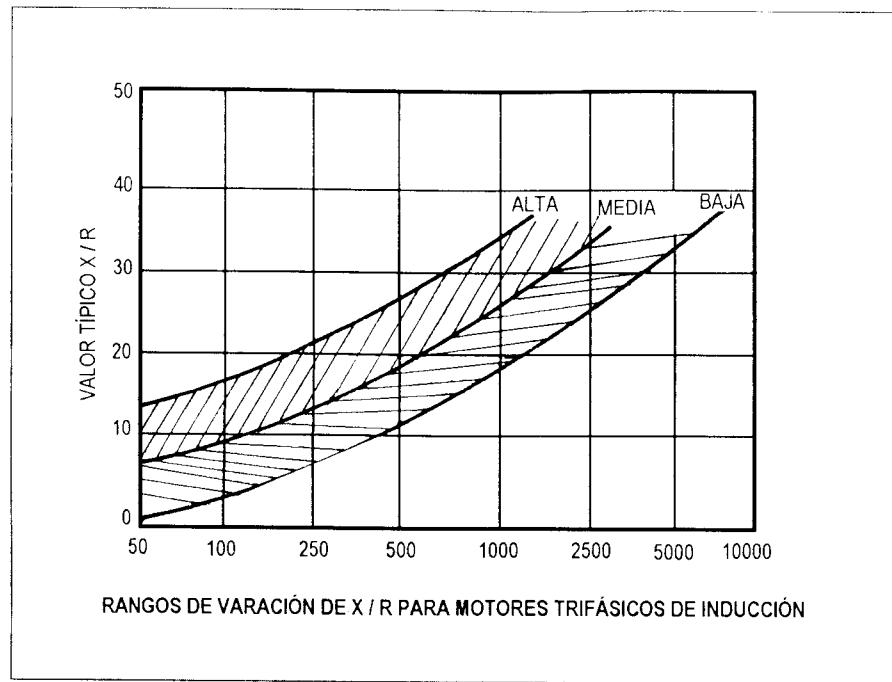
Todos los motores síncronos	1.0X"
Motores de inducción mayores de 1000 HP a 1800 RPM	1.0X"
Motores de 250 HP con 3600 RPM	1.0X"
Todos los motores de 60 HP y mayores	1.2X"

J) Relación X/R

Esta relación para los motores de inducción, se da entre la reactancia subtransitoria y la resistencia de armadura referidas a la potencia en KVA del motor y su voltaje nominal.

Estos valores se dan en curvas, y lo mismo se hace para las relaciones X/R de generadores y de transformadores, como se muestra en las curvas siguientes:



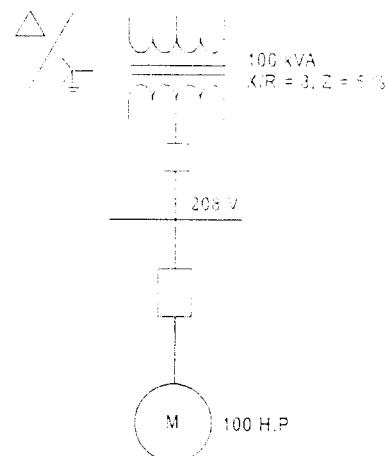


En el sistema mostrado, se supone que en el lado de bajo voltaje se usa un fusible limitador de corriente que alimenta a un motor. El transformador de donde se alimenta el motor tiene una relación $\frac{V_1}{V_2} = 8$ y su impedancia es del 5% a la base de 100 kVA.

Se desea calcular la corriente de cortocircuito que circula a través del fusible para una falla en los terminales del motor.

$$4,16 \text{ kV} / \text{cc} = 5000 \text{ A}$$

EJEMPLO 2.7



Para la red:

$$\chi_{\text{red}} = \frac{\text{kVA}_{\text{base}}}{\text{kVA}_{\text{red}}} = \frac{100}{20800} = 0.004 \text{ p.u.}$$

Transformador:

$$\frac{\chi_{\text{red}}}{\chi_{\text{transformador}}} = \frac{5(100)}{100(100)} = 0.05 \text{ p.u.}$$

$$\frac{\chi_{\text{transformador}}}{\chi_{\text{motor}}} = \frac{8}{10} = \frac{0.625}{\chi_{\text{motor}}} \quad \text{RT} = \frac{0.625(100)}{100(100)} = 0.00625 \text{ p.u.}$$

SOLUCIÓN

Motor:

$$X_M = \frac{(0.15)(100)}{1000 \times (0.208)^2} = 0.346 \text{ p.u.}$$

$$X_T = 0.05 \text{ p.u.}$$

$$X_M = 0.346 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq} = \frac{0.05 \times 0.346}{0.05 + 0.346} = 0.0436 \text{ p.u.}$$

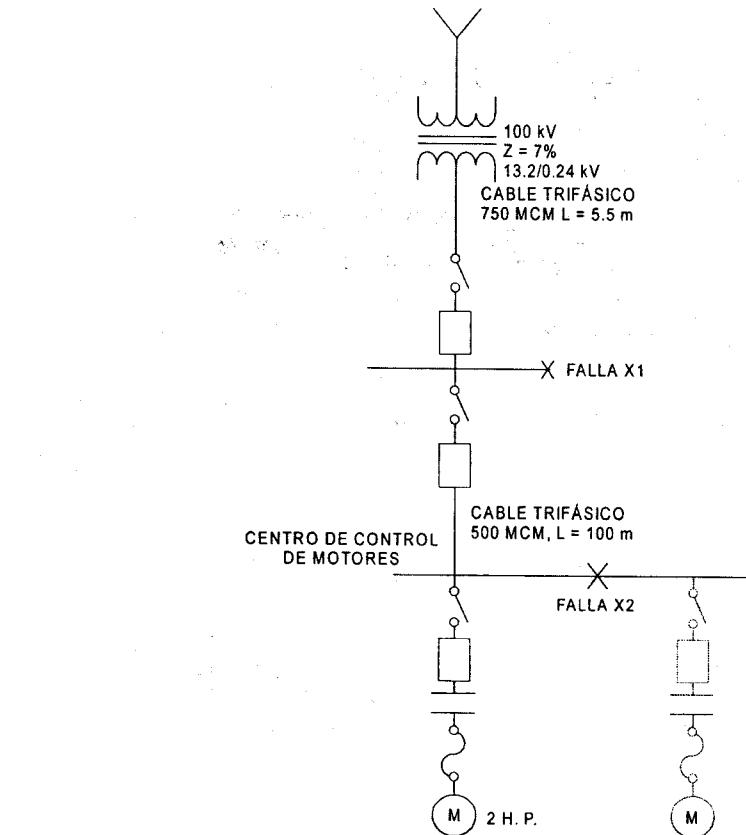
$$Z_{eq} = \sqrt{(0.0436)^2 + (0.00625)^2} = 0.0441 \text{ p.u.}$$

$$I_{CSIM} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 0.208 \times 0.0441} = 6308.46 \text{ A}$$

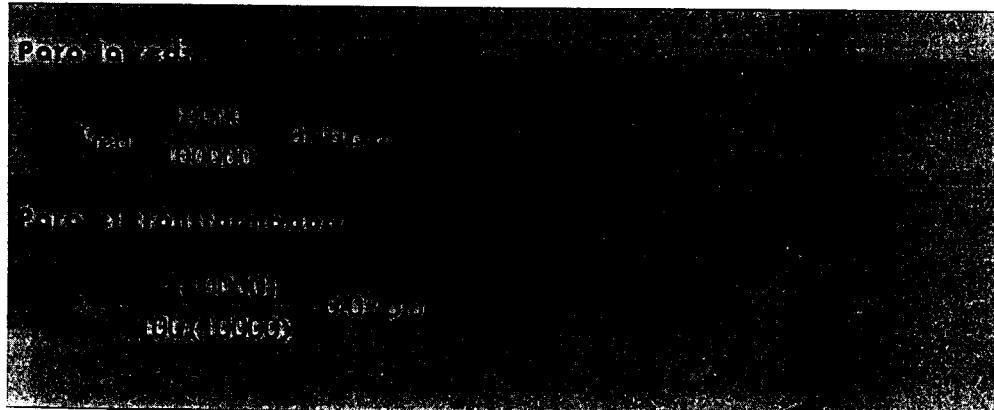
En la siguiente figura, se muestra el diagrama unifilar de un sistema radial simple cuya información se indica para cada componente la potencia de cortocircuito para la compañía suministradora es de 100,000 kVA, en el transformador de alimentación la relación $X/R = 10$.

Calcular la corriente de falla trifásica en los puntos X_1 y X_2 .

EJEMPLO 2.8

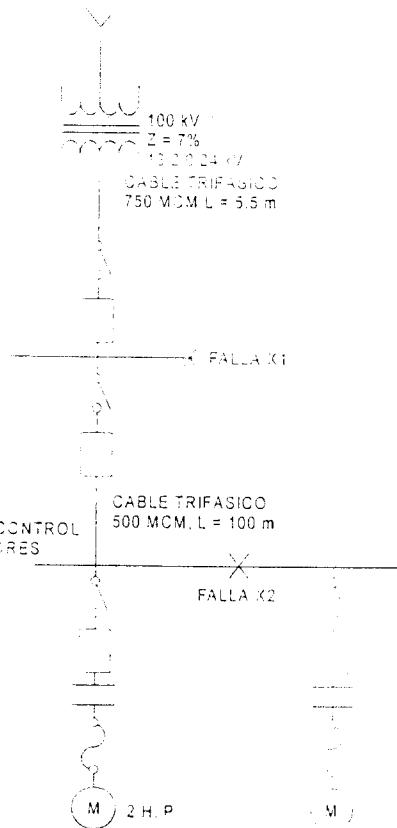


SOLUCIÓN



En la siguiente figura, se muestra el diagrama unifilar de un sistema radial simple cuya información se indica para cada componente. La potencia de cortocircuito para la central de suministro es de 100,000 kVA, en el transformador de alimentación la relación $X/R = 10$.

Calcular la corriente de falla trifásica en los puntos X₁ y X₂.



EJEMPLO 2.8

Para la red:

$$X_{red} = \frac{10000}{100000} = 0.10 \text{ p.u.}$$

Para el transformador:

$$X_T = \frac{17(10000)}{100(10000)} = 0.07 \text{ p.u.}$$

SOLUCIÓN

$$\frac{X}{R} = 10 \Rightarrow R = \frac{X}{10} = \frac{7}{10} = 0.7\%; \quad R_T = \frac{0.7(10000)}{100(10000)} = 0.007 \text{ p.u.}$$

Para el cable de 750 MCM con L = 7.5 m

$$750 \text{ MCM} \Rightarrow R = 5.515 \times 10^{-5} \Omega/m; \quad X = 2.59 \times 10^{-4} \Omega/m$$

$$X_{C1} = \frac{(2.59 \times 10^{-4})(7.5)(10000)}{(1000)(0.24)^2} = 0.337 \text{ p.u.}$$

$$R_{C1} = \frac{(5.515 \times 10^{-5})(7.5)(10000)}{(1000)(0.24)^2} = 0.0718 \text{ p.u.}$$

Para el cable de 500 MCM con L = 100 m

$$750 \text{ MCM} \Rightarrow R = 5.515 \times 10^{-5} \Omega/m; \quad X = 2.59 \times 10^{-4} \Omega/m$$

$$X_{C2} = \frac{(2.763 \times 10^{-4})(100)(10000)}{(1000)(0.24)^2} = 4.796 \text{ p.u.}$$

$$R_{C2} = \frac{(8.093 \times 10^{-5})(100)(10000)}{(1000)(0.24)^2} = 1.405 \text{ p.u.}$$

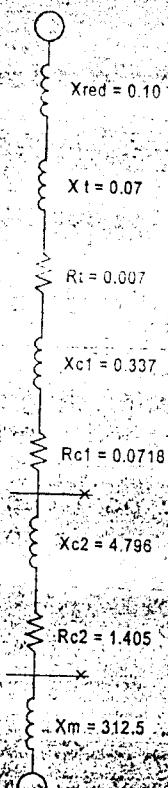
Para el centro de control de motores:

$$I_{CC} = 2400 \text{ A}$$

$$I_B = 5.5 \times 2400 = 13200$$

$$X''_d = \frac{I_{pe}}{I_{rb}} \left(\frac{0.240}{0.240} \right)^2 = 0.18 \text{ p.u.}$$

$$X_m = \frac{(0.18)(10000)}{(1000)(0.24)^2} = 312.5 \text{ p.u.}$$



Para la falla X1:

$$X_{eq} = \frac{0.507 \times 317.296}{0.507 + 317.296} = 0.50$$

$$R_{eq} = \frac{0.0788 \times 1405}{0.0788 + 1405} = 0.0746$$

$$Z_{eq} = \sqrt{(0.506)^2 + (0.0746)^2} = 0.5114$$

$$I_{CSIM} = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 0.24 \times 0.5114} = 47040.01 \text{ A}$$

Para la falla X2:

$$X_{eq} = \frac{5.303 \times 312.5}{5.303 + 312.5} = 5.214$$

$$R_{eq} = 1.4838$$

$$Z_{eq} = \sqrt{(5.214)^2 + (1.4838)^2} = 5.421$$

$$I_{ccsim} = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 0.24 \times 5.421} = 4437.605 \text{ A}$$

EJEMPLO 2.9

En el siguiente diagrama, se muestra un sistema alimentado por la compañía suministradora conectado a un generador propio (autogenerador), se requiere calcular el valor del cortocircuito para una falla trifásica en el bus 2. Se sugiere usar como potencia base 100 MVA.

PASO 1

El primer paso para el estudio es expresar los valores de las impedancias en porcentaje, para esto, se considera elemento por elemento del sistema.

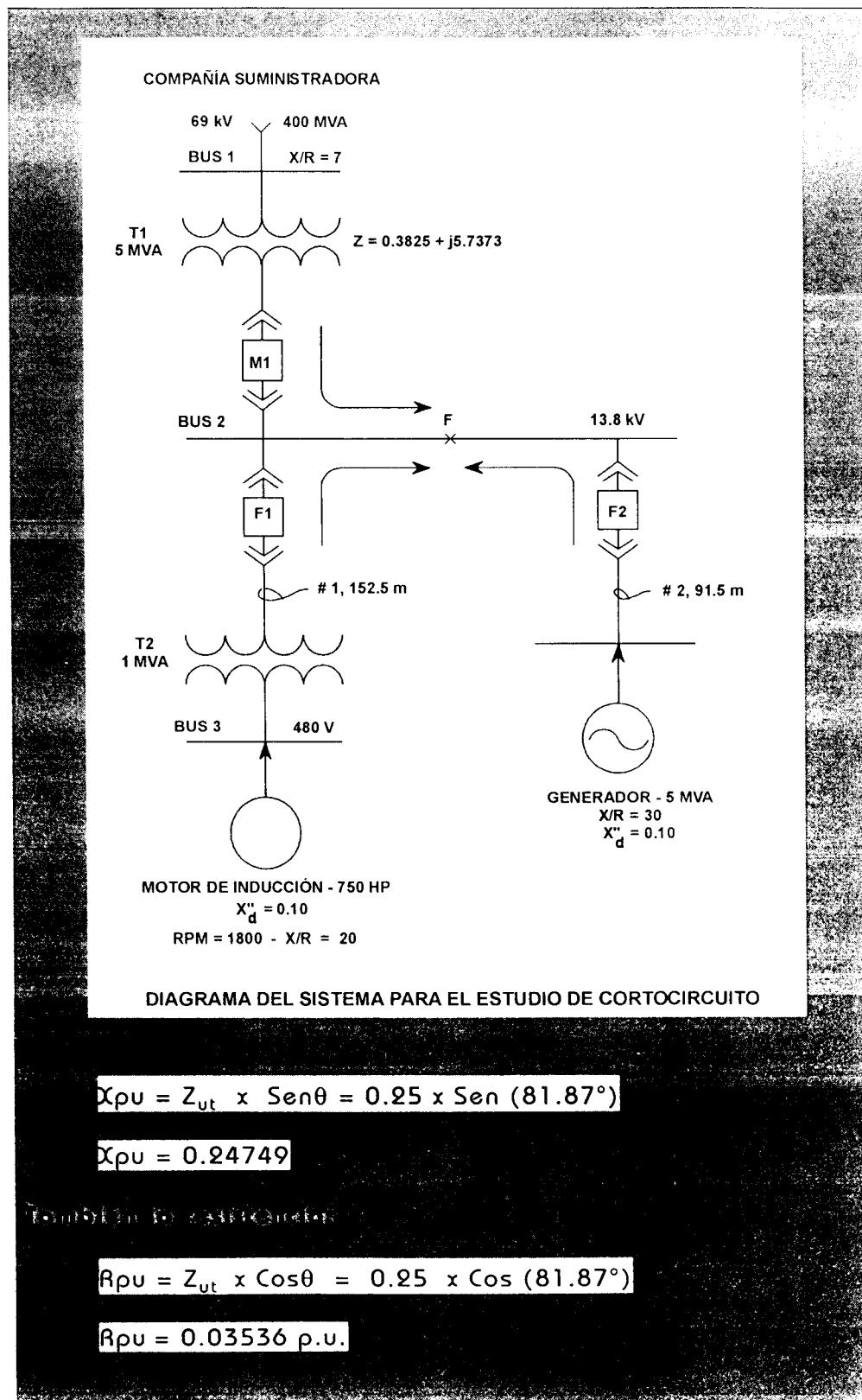
Compañía suministradora:

SOLUCIÓN

$$\frac{Z_{pu}}{Z_{base}} = \frac{0.25 \text{ p.u.}}{\frac{100 \text{ MVA base}}{400 \text{ MVA fuente}}} = 0.25 \text{ p.u.}$$

Dada la relación $\frac{R}{X} = 7$

$$\theta_0 = \tan^{-1}(\frac{X}{R}) = \tan^{-1}(7) = 81.87^\circ$$



COMPANIA SUMINISTRADORA

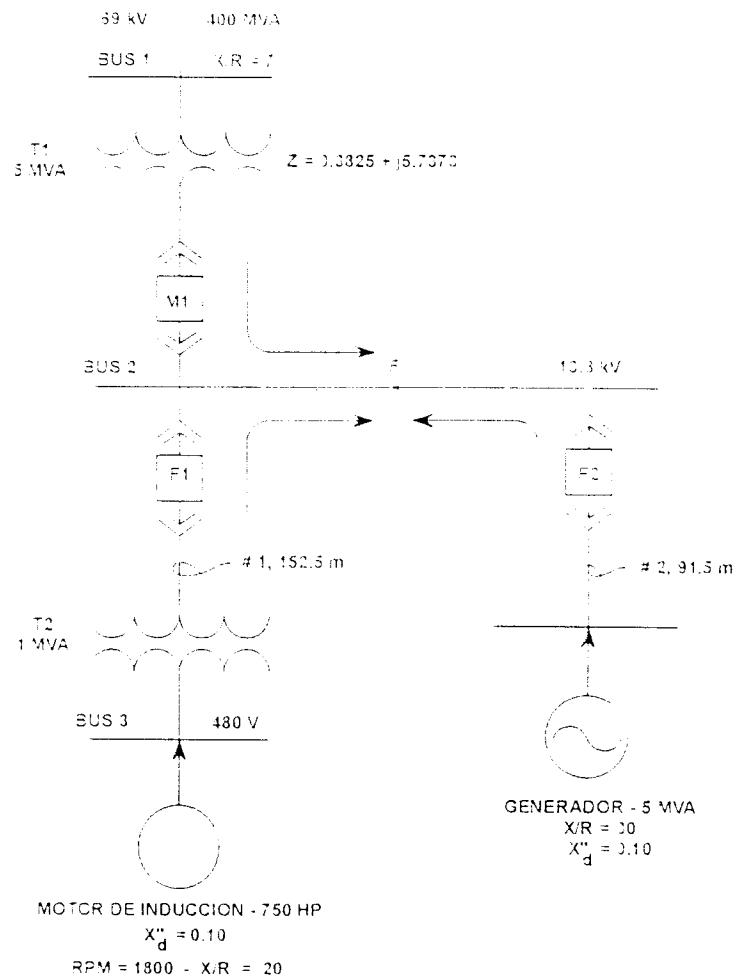


DIAGRAMA DEL SISTEMA PARA EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

$$X_{pu} = Z_{ut} \times \operatorname{Sen} \theta = 0.25 \times \operatorname{Sen} (81.87^\circ)$$

$$X_{pu} = 0.24749$$

También la resistencia:

$$R_{pu} = Z_{ut} \times \operatorname{Cos} \theta = 0.25 \times \operatorname{Cos} (81.87^\circ)$$

$$R_{pu} = 0.03536 \text{ p.u.}$$

Motor de inducción de 750 HP:

Tomando en forma aproximada 1HP = 1kVA

$$Z_M = Z_m \times \frac{MVA_b}{MVA_M}$$

$$Z_M = 0.25 \times \frac{100}{0.75} = 33.333 \text{ p.u.}$$

Como la relación $\frac{\chi}{R} = 20$

$$R_{p.u.} = \chi' d / (\chi / R) \times \frac{MVA_b}{MVA_M}$$

$$R_{p.u.} = (0.25/20) \times \frac{100}{0.75}$$

$$R_{p.u.} = 1.666 \text{ p.u.}$$

Generador 5 MVA:

$$Z_G = Z_g \times \frac{MVA_b}{MVA_g}$$

$$Z_G = 0.10 \times \left(\frac{100}{5}\right) = 2.00 \text{ p.u.}$$

$$R_{p.u.} = \chi' d / (\chi / R) \times \frac{MVA_b}{MVA_g}$$

$$R_{p.u.} = (0.100/30) \times \left(\frac{100}{5}\right)$$

$$R_{p.u.} = 0.0667 \text{ p.u.}$$

Transformador de 5 MVA:

$$Z_{p.u.} = (Z_{\%t} \times MVA_b) / (100 \times MVA_t)$$

$$X_{p.u.} = 5.7373 \times \left(\frac{100}{100 \times 5} \right)$$

$$X_{p.u.} = 1.14745$$

$$R_{p.u.} = 0.3825 \times (100/100 \times 5)$$

$$R_{p.u.} = 0.0765$$

Transformador de 1000 KVA

$$Z_{p.u.} = (Z_{\%t} \times MVA_b) / (100 \times MVA_t)$$

$$X_{p.u.} = (5.9184 \times \frac{100}{100 \times 1})$$

$$X_{p.u.} = 5.9184$$

$$R_{p.u.} = 0.9864 \times \left(\frac{100}{100 \times 1} \right)$$

$$R_{p.u.} = 0.9864$$

ALIMENTADOR 1

$$Z_{p.u.} = Z_f \times MVA / (KV^2 \times 1000)$$

Los datos del cable son:

$$R = 0.0005 \Omega/m \quad X = 0.0002 \Omega/m$$

$$X_{p.u.} = (152.5 \times 0.0002) \times 100 / (13.8^2 \times 1000)$$

$$x_{p.u.} = 0.01418$$

$$R_{p.u.} = (0.0005 \times 152.5) \times 100 / (13.8^2 \times 1000)$$

$$R_{p.u.} = 0.04201$$

ALIMENTADOR 2

$$Z_{p.u.} = Z_c \times MVA_b / (KV^2 \times 1000)$$

Los datos para el cable son:

$$R = 0.0007 \Omega/m; X = 0.0002 \Omega/m$$

$$X_{p.u.} = (0.0002 \times 91.5) \times 100 / (13.8^2 \times 1000)$$

$$x_{p.u.} = 0.00862$$

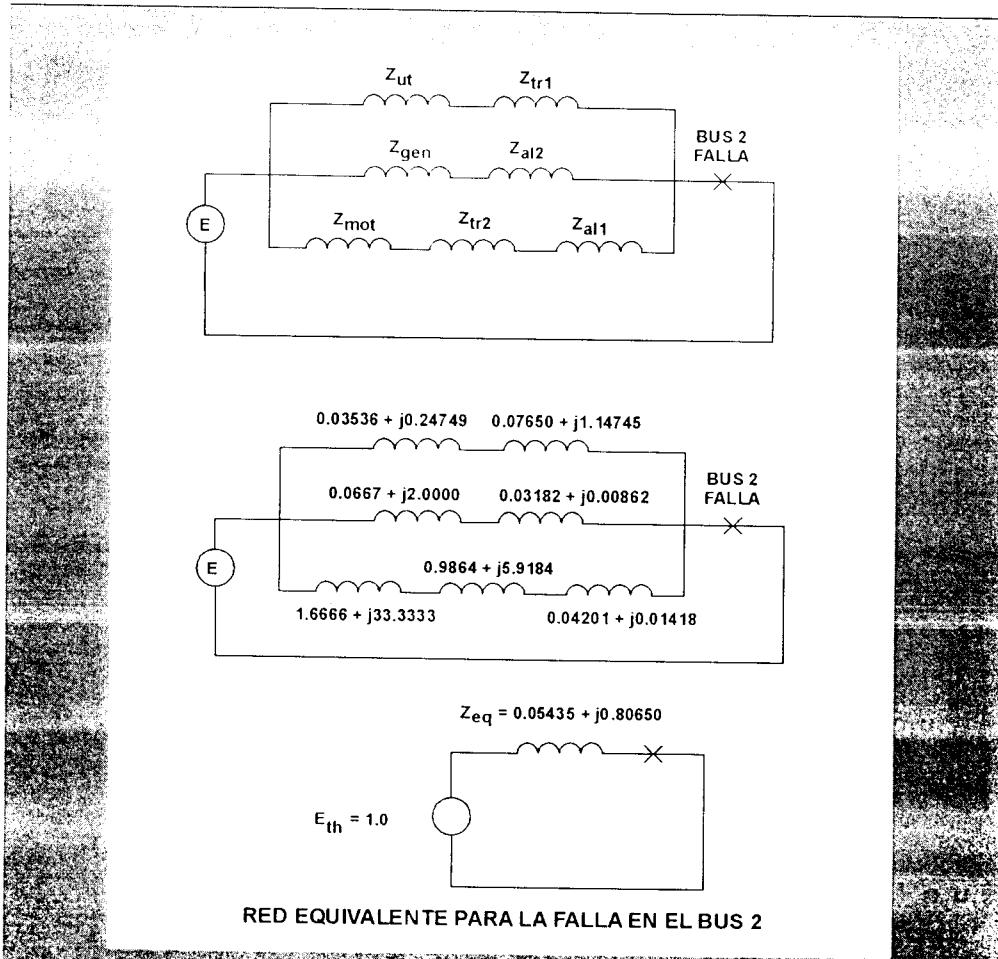
$$R_{p.u.} = (0.0007 \times 91.5) \times 100 / (13.8^2 \times 1000)$$

$$R_{p.u.} = 0.3182$$

PASO 2

Elaboración de un diagrama de reactancias y su reducción al punto de fallo.

En el siguiente diagrama se muestra el arreglo de reactancias y su reducción por combinación serie-paralelo.



PASO 3

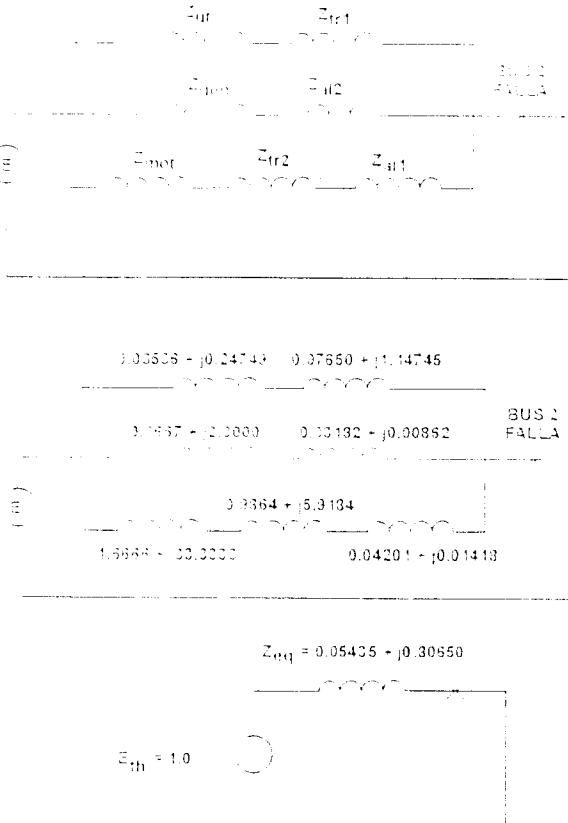
Cálculo de la corriente de falla

La corriente de falla trifásica se calcula de acuerdo con la expresión:

Donde:

$$I_f = \frac{E_{th}}{Z_{eq}}$$

Base = 3276.5



RED EQUIVALENTE PARA LA FALLA EN EL BUS 2

PASO 3

Cálculo de la corriente de falla

La corriente de falla trifásica se calcula de acuerdo con la expresión:

$$I_f = \left(\frac{1}{Z_{eq}} \right) \times I_{base}$$

Donde:

$$I_{base} = \frac{41.4 \times \sqrt{3} \times V_{base}}{\sqrt{3} \times V_{base}} = \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 13.8}$$

$$I_{base} = 576 A$$

$$Z_{eq} = \sqrt{(0.01435)^2 + (0.80650)^2} = 0.8083 \angle 86.14^\circ$$

$$I_F = \frac{1.0}{0.8083} \times 4183.8 \quad I_F = 5176 \text{ A}$$

Para el sistema mostrado en la figura, calcular para una falla trifásica:

- A) El valor de la corriente de cortocircuito en la barra de 13.8 kV y la capacidad interruptiva.
- B) El valor de la corriente de cortocircuito en la barra de 4.16 kV.

EJEMPLO 2.10

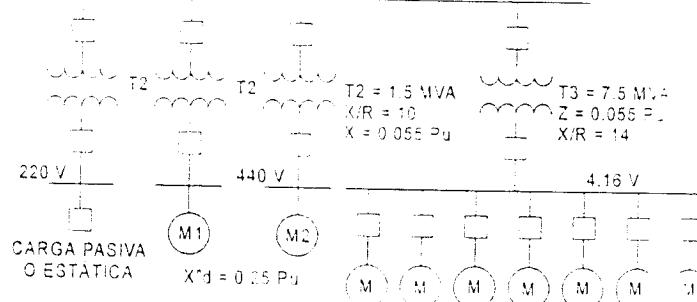
ALIMENTACION DEL SISTEMA
69 KV X/R = 22

PCC = 1000 MVA
SISTEMA DE ALIMENTACION
T1 = 20 MVA
Z = 0.07 Pu
X/R = 21

GENERADOR
20 MVA

X'd = 0.09 Pu
X/R = 40

13.8 KV



M1 1.0 MVA DE MOTORES
MENORES DE 30 HP
M2 0.5 MVA DE MOTORES
DE 50-150 HP
X'd = 0.25
X/R = 9

3 MOTORES DE
INDUCCION
1750 HP
X'd = 0.17 Pu
X/R = 30

4 MOTORES DE
INDUCCION
500 HP/cu
X'd = 0.18 Pu
X/R = 20

SOLUCIÓN

- A) A partir del diagrama unifilar simplificado para el sistema industrial, y con los datos de impedancias y reactancias indicados, se refieren estos valores a una base común, para lo cual se toma como potencia base 10 MVA y los voltajes base son los propios del sistema, es decir 69, 13.8 u 4.16 KV.

De acuerdo con la expresión general:

$$X_{\text{base } 2} = X_{\text{base } 1} \left(\frac{KVA_{\text{base } 2}}{KVA_{\text{base } 1}} \right) \left(\frac{KV_{\text{base } 1}}{KV_{\text{base } 2}} \right)^2$$

De tal forma que para cada componente del sistema se tiene lo siguiente:

$$\text{Transformador } T_1 \quad X = 0.07 \left(\frac{10}{20} \right) = 0.035 \text{ p.u.}$$

$$\text{Transformador } T_2 \quad X = 0.055 \left(\frac{10}{1.5} \right) = 0.367 \text{ p.u.}$$

$$\text{Transformador } T_3 \quad X = 0.055 \left(\frac{10}{7.5} \right) = 0.0733 \text{ p.u.}$$

Para las máquinas rotatorias, las reactancias subtransitorias en p.u. referidas a la base de 10 MVA.

$$\text{Generador } G_1 \quad X''d = 0.09 \left(\frac{10}{20} \right) = 0.045 \text{ p.u.}$$

Motores de 175 HP. Por facilidad se puede hacer
HP = 1 KVA de modo que:

$$X'' = 0.17 \left(\frac{10}{1.75} \right) = 0.971 \text{ p.u.}$$

$$\text{Motores de 500 HP.} \quad X'' = 0.18 \left(\frac{10}{0.5} \right) = 3.60 \text{ p.u.}$$

Grupo de motores de bajo voltaje de 1.0 MVA con potencias menores de 50HP cada uno.

$$X'' = 0.25 \left(\frac{10}{1} \right) = 2.50 \text{ p.u.}$$

Para el grupo de motores de bajo voltaje de 0.5 MVA con potencias de 50 a 150 HP cada uno.

$$X'' = 0.25 \left(\frac{10}{0.5} \right) = 5.0 \text{ p.u.}$$

Para la red de alimentación:

La reactancia equivalente subtransitoria, se puede calcular a partir de la expresión:

$$I'' = \frac{V}{X'' d \rho.u} = 1.0 \text{ p.u.}$$

Donde I'' es la corriente de cortocircuito en por unidad (p.u.) que se obtiene como:

$$I_{\text{p.u.}} = \frac{I_{\text{cc}}}{I_{\text{base}}}$$

$$I_{\text{cc}} = \frac{P_{\text{cc}}}{\sqrt{3} V} = \frac{1000 \times 10^3}{\sqrt{3} \times (69 \times 10^3)}$$

$$I_{\text{base}} = \frac{P_{\text{base}}}{\sqrt{3} V} = \frac{10}{\sqrt{3} \times 69}$$

$$I_{\text{p.u.}} = \frac{\frac{1000}{\sqrt{3} \times 69}}{\frac{10}{\sqrt{3} \times 69}} = \frac{1000}{10} = 100 \text{ p.u.}$$

$$\text{La reactancia del sistema: } X'' = \frac{I}{I_{\text{ccpu}}} = \frac{1}{100} = 0.01 \text{ p.u.}$$

Las reactancias, para la determinación de las capacidades interruptivas de primer ciclo de los interruptores, usan los valores de reactancias subtransitorias, a excepción de los siguientes casos:

Para los motores de 500 HP, usar:

$$3.60 \times 1.2 = 4.32$$

Para el grupo de motores de baja tensión entre 50 y 150 HP, usar:

$$5 \times 1.2 = 6.0$$

Para el grupo de motores en baja tensión menores de 50 HP, se puede omitir.

En las reactancias para determinar las capacidades interruptivas de los interruptores en C.A., usar las reactancias sucesivas corriadas con excepción de:

Motores de 175 HP, usar:

$$0.971 \times 1.50 = 1.457$$

Motores de 500 HP, usar:

$$3.60 \times 3.00 = 10.8$$

Grupo de motores en baja tensión de 50 a 150HP usar:

$$5.0 \times 3.0 = 15.0$$

Grupo de motores menores de 50 HP en este caso se omite.

La relación X/R y el valor de las resistencias para la determinación de las capacidades interruptivas:

$$T_1 \frac{X}{R} = 21, \quad X = 0.035, \quad R = 0.001667$$

$$T_2 \frac{X}{R} = 10, \quad X = 0.367, \quad R = 0.0367$$

$$T_3 \frac{X}{R} = 14, \quad X = 0.0733, \quad R = 0.00524$$

Para la red de alimentación de 69 kV

$$\frac{X}{R} = 22, \quad X = 0.010, \quad R = 0.000455$$

$$G_1 \frac{X}{R} = 40, \quad X = 0.045, \quad R = 0.001125$$

Motor de 1750 HP

$$\frac{X}{R} = 30, \quad X = 1457, \quad R = 0.0486$$

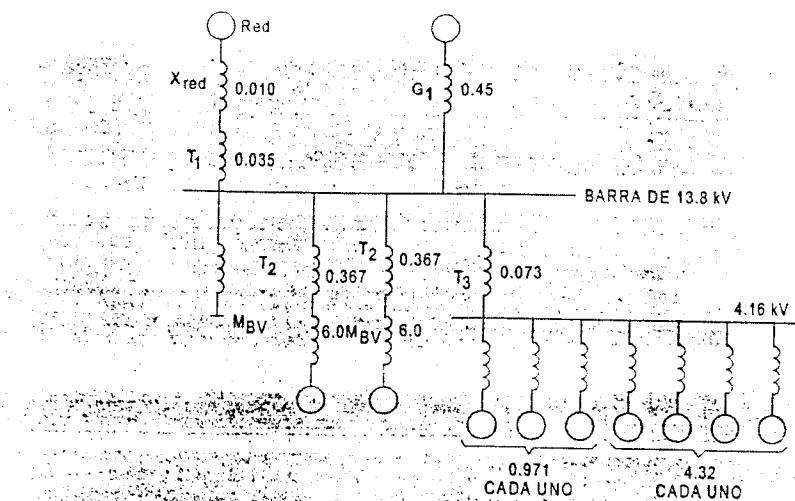
Motor de 500 HP

$$\frac{X}{R} = 20, \quad X = 10.8, \quad R = 0.540$$

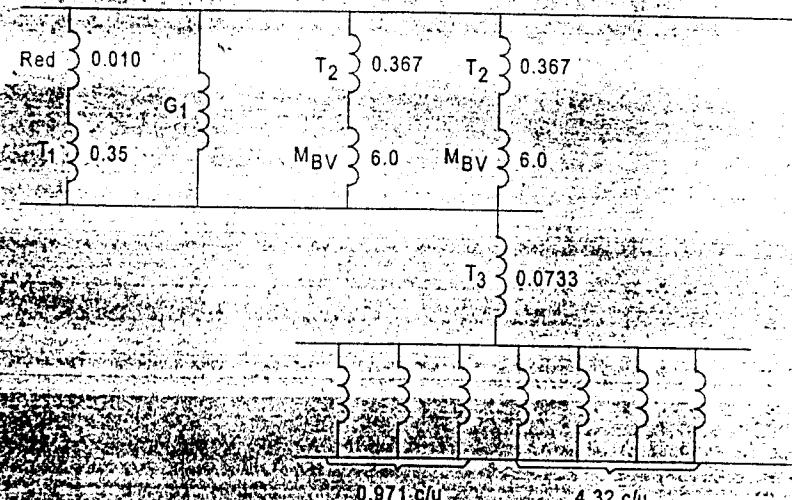
Grupo de motores en bajo voltaje

$$\frac{X}{R} = 9, \quad X = 15.0, \quad R = 1.667$$

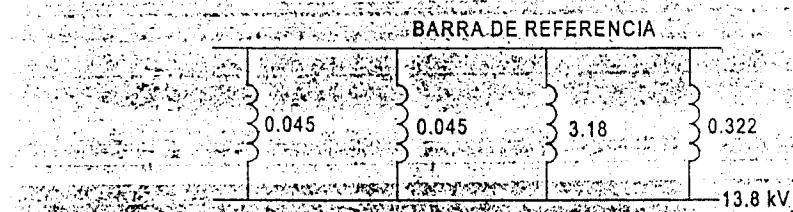
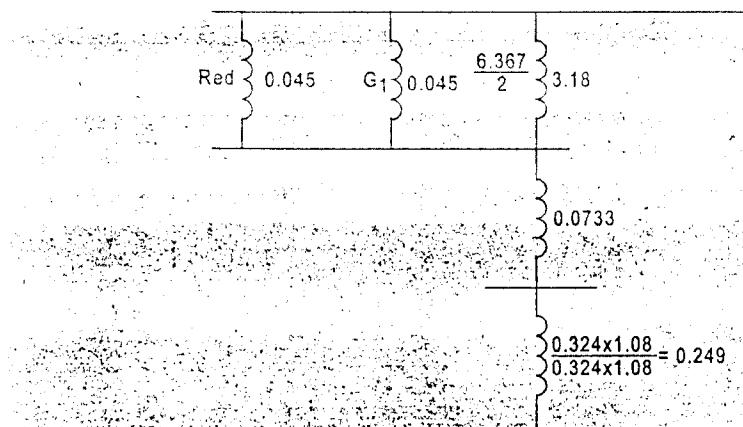
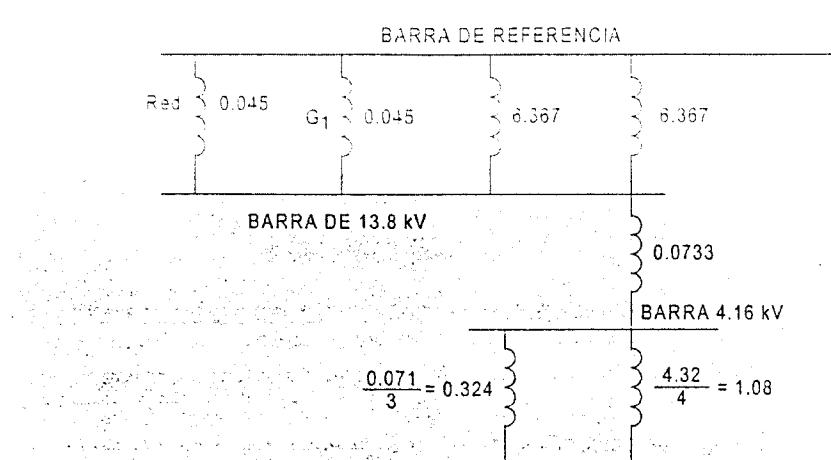
Con la información anterior, se elabora el diagrama de reactancias para el cálculo de la corriente de cortocircuito de primer ciclo.



Este diagrama se puede representar como sigue:



Haciendo la reducción correspondiente de la red para la falla de 13.8 kV.



La reactancia equivalente es:

$$X_T = \frac{1}{\frac{1}{0.045} + \frac{1}{0.045} + \frac{1}{0.322} + \frac{1}{3.18}} = 0.021 \text{ p.u.}$$

La corriente de cortocircuito trifásico en la barra de 13.8kV es:

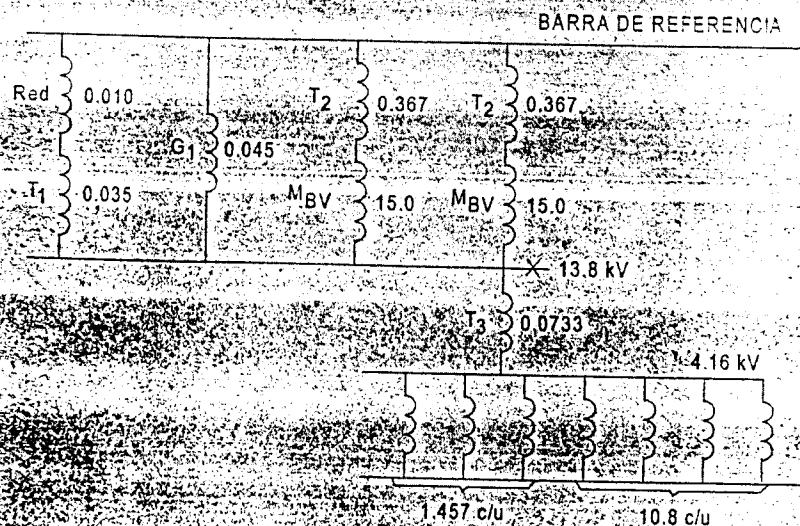
$$I'' = \frac{\epsilon_0 \times 1.0}{X_T} = 47.8 \text{ p.u.}$$

La corriente de primer ciclo referida a la base de 10 MVA.

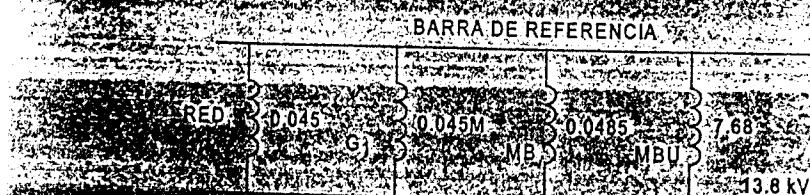
$$I_{cc} = I'' \times \text{Factor} \times I_{\text{base}}$$

$$I_{cc} = 47.8 \times 1.6 \times \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 32 \text{ kA}$$

Diagrama de reactancias para determinar la capacidad interruptiva.



Haciendo un proceso de simplificación como para el caso anterior se llega al siguiente arreglo de reactivos:



La reactancia equívoca es:

$$x_1 = \frac{0.045}{0.045 + 0.085} = 0.333$$

La corriente de cortocircuito para la falla trifásica en la barra de 13.8 kV.

$$I'' = \frac{\epsilon}{X_T} = \frac{1.0}{0.021} = 46.6 \text{ p.u.}$$

La corriente simétrica interruptiva es ahora:

$$I_{cc} = I'' \times I_{base} = 46.6 \times \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 19.5 \text{ KA}$$

La tensión nominal del interruptor será clase 15 kV, por lo que la capacidad interruptiva es:

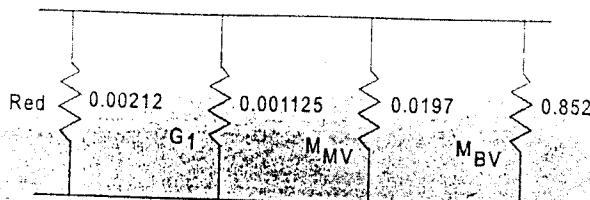
$$P_{cc} = \sqrt{3} V \geq I_{cc} = \sqrt{3} \times 15 \times 19.5 = 506 \text{ MVA}$$

El valor comercial será un interruptor de 750 MVA a 15KV que tiene una capacidad interruptiva de 28KA que operando a 13.8 KV es $28 \times (\frac{15}{13.8}) = 30.4 \text{ KA}$

El 80% de este valor es 24 KA que resulta suficiente para esta aplicación. La capacidad de cierre y recierre es 58 KA, que comparada con la capacidad de primer ciclo de 32KA resulta suficiente. Para ver si esto resulta conservador, se calcula la relación R_{red}/R_{real} . La red de resistencias para la capacidad interruptiva, con los valores de resistencias calculados antes, es la siguiente:



Reduciendo y simplificando la red:



$$R = \frac{1}{\frac{1}{0.00212} + \frac{1}{0.001125} + \frac{1}{0.0197} + \frac{1}{0.852}}$$

$$R = 0.000708 \text{ p.u.}$$

Ahora la relación $\frac{X}{R}$ es:

$$\frac{X}{R} = 0.02144 / 0.000708 \approx 30.3$$

Si se encuentra remota la generación, la capacidad interruptiva es:

$$1.13 \times 10.5 = 22 \text{ KA}$$

Si se encuentra cercana la falla de la generación:

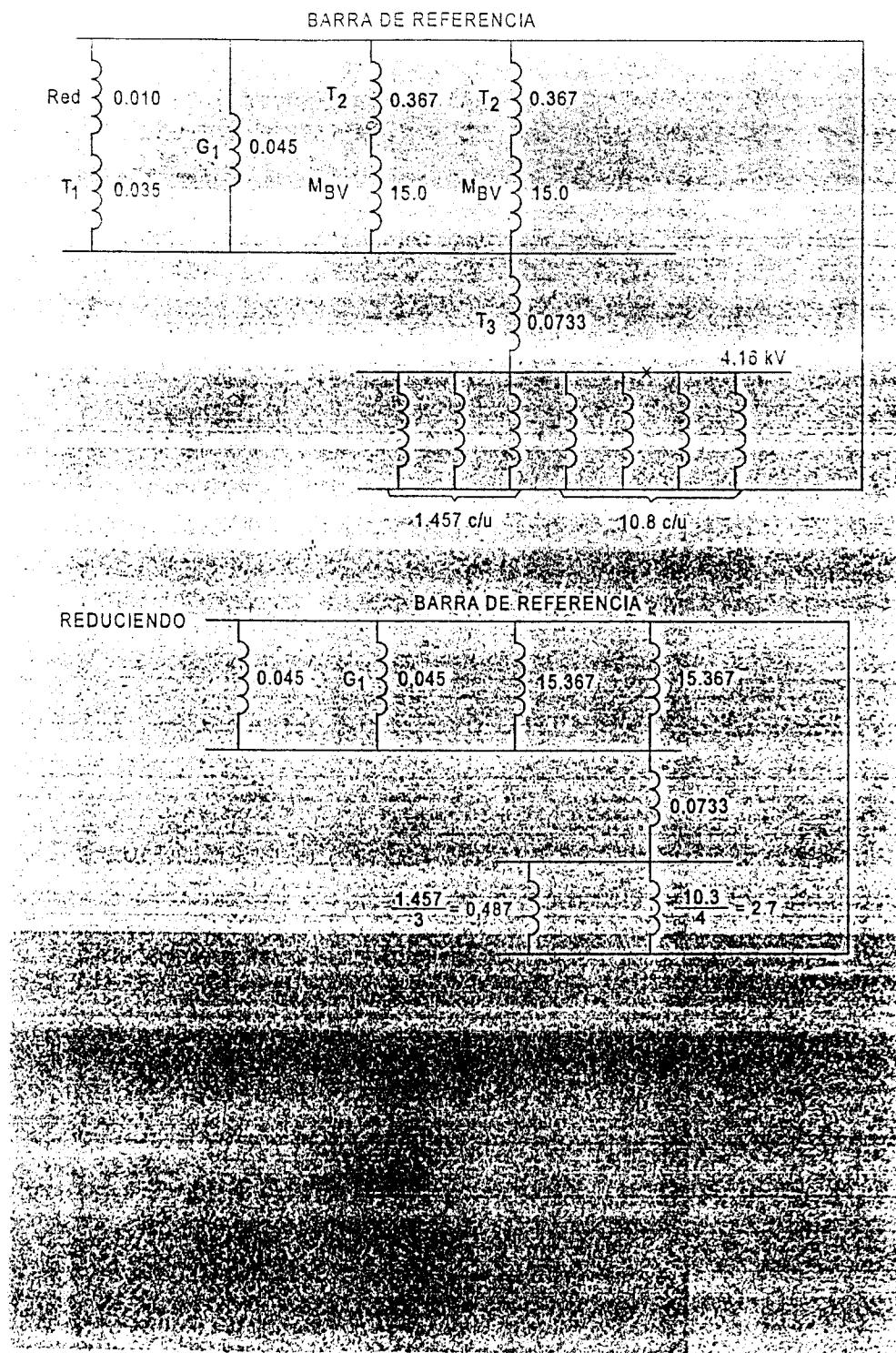
$$1.03 \times 19.5 = 20 \text{ KA}$$

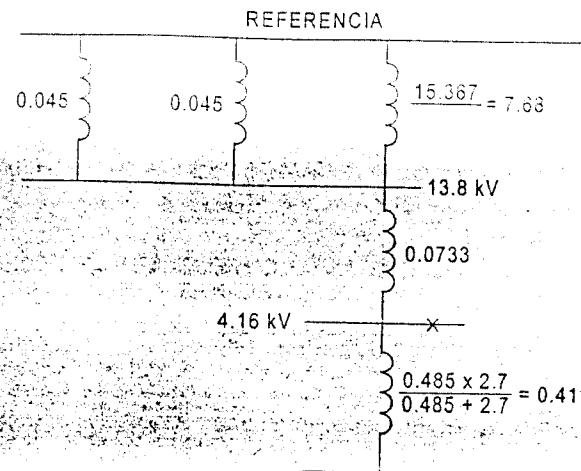
Si se usara un interruptor de 500MVA, tiene una capacidad de interrupción simétrica de:

$$18 \times (15/13.8) = 19.6 \text{ KA}$$

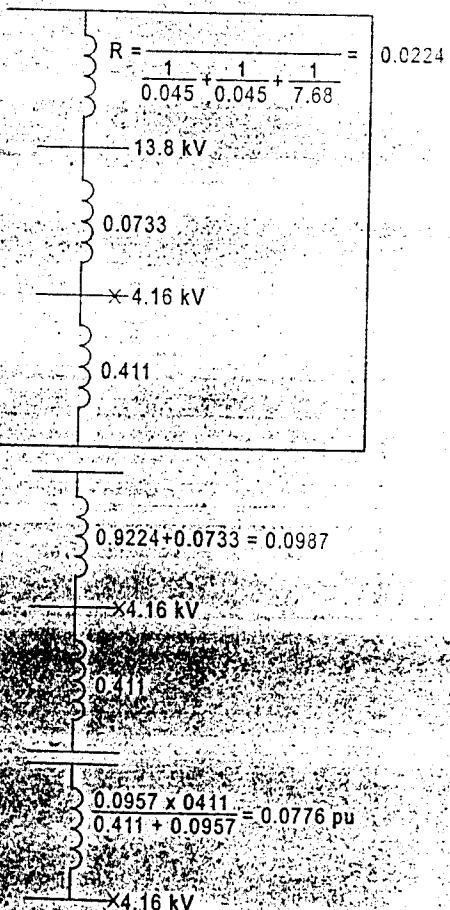
Lo cual es insuficiente por lo que se recurre al interruptor de 750 MVA, lo que es coincidente con lo indicado antes.

B) Para la falla en la barra de 4.16KV, el diagrama de reactancias es el siguiente:





REFERENCIA



La corriente de falla trifásica:

$$I'' = \frac{1}{X} = \frac{1.0}{0.0776} = 12.88 \text{ p.u.}$$

La corriente interruptiva:

$$I_{cc} = I'' \times I_{base} = 12.88 \times \frac{10}{\sqrt{3} \times 4.16}$$

$$I_{cc} = 17.87 \text{ kA}$$

La potencia del cortocircuito sería en este caso:

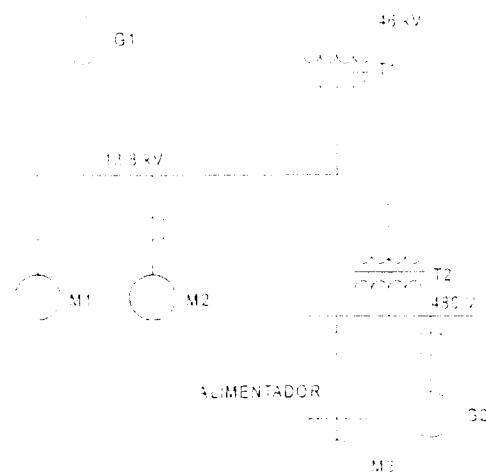
$$P_{cc} = \sqrt{3} V \times I_{cc} = \sqrt{3} \times 4.16 \times 17.87 \text{ kA}$$

$$P_{cc} = 128.8 \text{ MVA}$$

La capacidad comercial más próxima es 150 MVA.

Para el sistema mostrado en la figura, calcular la corriente de cortocircuito monofásica para una falla en los buses 1, 2 y 3.

EJEMPLO 2.11



La corriente de falla trifásica:

$$I^t = \frac{1}{X} = \frac{1.0}{0.0776} = 12.88 \text{ p.u.}$$

La corriente interruptiva:

$$I_{cc} = I^t \times I_{base} = 12.88 \times \frac{10}{\sqrt{3} \times 4.16}$$

$$I_{cc} = 17.87 \text{ KA}$$

La potencia del cortocircuito sería en este caso:

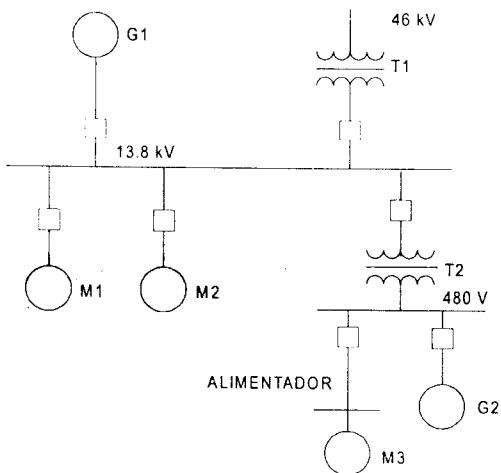
$$P_{cc} = \sqrt{3} V \times I_{cc} = \sqrt{3} \times 4.16 \times 17.87 \text{ KA}$$

$$P_{cc} = 128.8 \text{ MVA}$$

La capacidad comercial más próxima es 150 MVA.

Para el sistema mostrado en la figura, calcular la corriente de cortocircuito monofásica para una falla en los buses 1,2 y 3.

EJEMPLO 2.11



Alimentación de la compañía suministradora (red)	$P_{cc} = 1000 \text{ MVA}$, $x/R = 22$
Generador 1 (G1)	25 MVA, $X''d = 9\%$, $X_0 = 5\%$ $R_N = 100\%$, $x/R = 10$
Generador 2 (G2)	5 MVA, $X''d = 9\%$, $X_0 = 5\%$ $X_N = 3\%$, $x/R = 10$
Transformador 1 (T1)	20 MVA, $X_1 = X_2 = X_0 = 7\%$, $x/R = 7$
Transformador 2 (T2)	5 MVA, $X_1 = X_2 = X_0 = 7\%$, $x/R = 5$
Motor 1 (M1)	5000 HP, $X_1 = X_2 = 15\%$, $X_0 = 6\%$, $x/R = 10$
Motor 2 (M2)	1500 HP, $X_1 = X_2 = 15\%$, $X_0 = 6\%$, $x/R = 10$
Motor 3 (M3)	100 HP, $X_1 = X_2 = 15\%$, $X_0 = 6\%$, $x/R = 8$

El alimentador tiene una capacidad de 4000 A con $Z_1 = Z_2 = 0.040 \Omega/\text{fase}$, $Z_0 = 2\Omega/\text{fase}$ y $x/R = 10$.

SOLUCIÓN

$$\text{MVA}_{\text{BASE}} = 10$$

Para el G1:

$$X_0 = 0.05 \left(\frac{10}{5} \right) = 0.02 \text{ p.u.}$$

Para el G2:

$$X_0 = 0.05 \left(\frac{10}{5} \right) = 0.2 \text{ p.u.}$$

Para el T1:

$$X_0 = 0.07 \left(\frac{10}{20} \right) = 0.35 \text{ p.u.}$$

Para el T2:

$$X_0 = 0.07 \left(\frac{10}{25} \right) = 0.14 \text{ p.u.}$$

Para el M1:

$$X_0 = 0.06 \left(\frac{10}{5} \right) = 0.12 \text{ p.u.}$$

Para el M2:

$$X_0 = 0.06 \left(\frac{10}{1.5} \right) = 0.4 \text{ p.u.}$$

Para M3:

$$X_0 = 0.06 \left(\frac{10}{0.1} \right) = 6.0 \text{ p.u.}$$

Para el Cable alimentador:

$$X_0 = \left(\frac{2.0 \times 10}{(0.48)^2} \right) = 86.80 \text{ p.u./fase} \times 3 = 260.41 \text{ p.u.}$$

DIAGRAMA DE REACTANCIA DE
SECUENCIA CERO

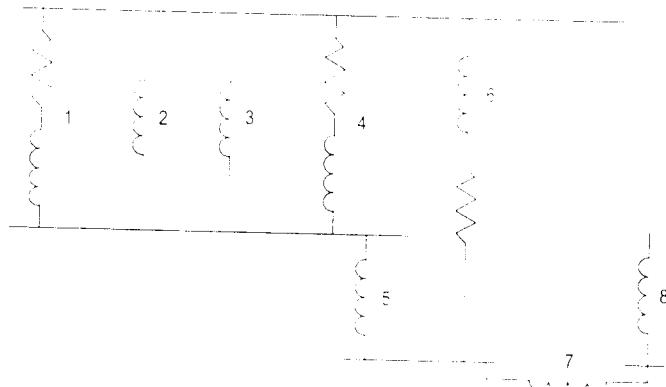


TABLA DE CONEXIONES

ELEMENTO	NODO SALIDA	NODO LLEGADA	REACTANCIA
1	0	1	0.02
2	-	-	---
3	-	-	---
4	0	1	0.035
5	1	2	0.14
6	0	2	0.16
7	2	3	260.41
8	-	-	---

$$Y_{11} = \frac{1}{0.02} + \frac{1}{0.035} + \frac{1}{0.14} = 85.71$$

$$Y_{22} = \frac{1}{0.14} + \frac{1}{0.16} + \frac{1}{260.41} = 0.0038$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -\frac{1}{0.14} = -7.14$$

$$Y_{13} = Y_{31} = 0.0$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -\frac{1}{260.4} = -0.0038$$

$$Y_{BUS}^{(0)} = \begin{vmatrix} 85.71 & -7.14 & 0 \\ -7.14 & 13.39 & -0.0038 \\ 0 & -0.0038 & 0.0038 \end{vmatrix}$$

$$Z_{BUS}^{(0)} = Y_{BUS}^{-1} = \begin{vmatrix} 0.012 & 0.0065 & 0.0065 \\ 0.0065 & 0.078 & 0.078 \\ 0.0065 & 0.078 & 263.23 \end{vmatrix}$$

Para la falla en el bus 1:

$$I_{FI} = \frac{3.0}{2(0.017) + 0.012} = 65.21 \text{ p.u.}$$

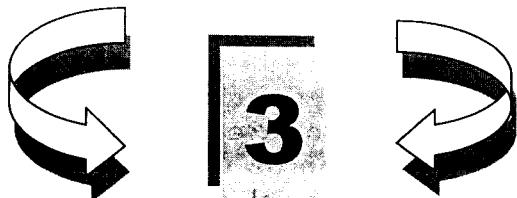
$$I_{FI} = 65.21 \times 418.37 = 27.28 \text{ kA}$$

Para la falla en el bus 2:

$$I_{FI} = \frac{3.0}{2(0.083) + 0.078} = 12.29 \text{ p.u.}$$

$$I_{FI} = 12.29 \times 12028 = 271.28 \text{ kA}$$

DISPOSITIVOS Y REQUERIMIENTOS PARA LA PROTECCIÓN DE SISTEMAS



3.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos están diseñados para suministrar en forma continua la energía eléctrica a los equipos o dispositivos que deben ser alimentados, por lo que la confiabilidad del servicio es un aspecto que resulta muy importante. Por ejemplo, la alimentación a las computadoras con bancos de memoria o a los servicios médicos y áreas experimentales, requieren de un servicio ininterrumpido para obtener los resultados esperados, existen otras áreas con cargas similares que son completamente dependientes del servicio proporcionado. El gran riesgo a estos servicios está en que el flujo de corriente tenga un valor mayor que el esperado, de la corriente que debe circular por el mismo. Estas corrientes se conocen por lo general como "**sobrecorrientes**", se originan por distintas causas, pero para fines prácticos se clasifican como: **sobrecargas y cortocircuitos**.

SOBRECARGAS. Las sobrecargas se definen como **corrientes que son mayores que el flujo de corriente normal**, están confinadas a la trayectoria normal de circulación de corriente y pueden causar sobrecaleamiento del conductor si se permite que continúe circulando.

Las sobrecargas se pueden producir de distintas maneras, por ejemplo, cuando el circuito de un motor, las chumaceras del motor o las chumaceras el equipo que acciona el motor operan calientes porque requieren lubricación y provocan que se transmita calor sobre el eje, lo que puede ejercer cierto frenado, lo cual se traduce como una sobrecarga, ya que no puede girar a su velocidad y es posible que se pare totalmente.

El exceso de corriente que demanda es "visto" por el dispositivo de protección de sobrecorriente como una sobrecarga. Otro ejemplo más común puede ser el de un circuito derivado en una casa-habitación, que puede estar dimensionado en forma conveniente y protegido por un dispositivo de sobrecorriente, pero si un aparato adicional se conecta, causa un exceso de corriente sobre la capacidad del circuito y el fusible se funde. Esto ocurre también en una situación de sobrecarga.

En general, una sobrecorriente que no excede de cinco a seis veces la corriente normal, cae dentro de la clasificación de una sobrecarga, aún cuando pudiera ser un cortocircuito y ser "visto" por el dispositivo de protección como una sobrecarga.

CORTOCIRCUITO. El cortocircuito se puede definir como una corriente que se encuentra fuera de sus rangos normales. Algunos cortocircuitos no son mayores que las corrientes de carga, mientras que otros pueden ser muchas veces más los valores de la corriente normal.

Un cortocircuito se puede originar de distintas maneras, por ejemplo, la vibración del equipo puede producir en algunas partes pérdida de aislamiento, de manera que los conductores queden expuestos a contacto entre sí o a tierra.

Otro caso puede ser el de los aisladores que pueden estar excesivamente sucios por efecto de la contaminación, y en presencia de lluvia o llovizna ligera, puede producir el flameo del conductor a la estructura (tierra), cualquiera que sea la causa; los cortocircuitos son por lo general el resultado de una ruptura dieléctrica del aislamiento, esta ruptura se puede presentar ya sea que el aislamiento sea hule, madera, cinta de lino barnizada, o bien, una distancia en aire.

El cortocircuito tiene por lo general tres efectos:

- ① Arco eléctrico.** Este es similar al que se presenta cuando se usa soldadura eléctrica, ya que es un arco muy brillante y caliente y se puede presentar en un rango de corriente que va de unos cuantos hasta miles de amperes. El efecto de la falla es muy dramático, ya que el arco quema prácticamente todo lo que se encuentre en su trayectoria.
- ② Calentamiento.** Cuando un cortocircuito tiene una gran magnitud de corriente, causa severos efectos de calentamiento, por ejemplo, una corriente de falla de 15 KA en un conductor de cobre calibre Núm. 6 AWG, produce una elevación de temperatura de 205 °C en menos de un ciclo de duración de la falla, estas temperaturas podrían iniciar el fuego en algunos materiales vecinos.

- ④ **Esfuerzos magnéticos.** Debido a que un campo magnético se forma alrededor de cualquier conductor cuando circula por él una corriente, se puede deducir fácilmente que cuando circula una corriente de cortocircuito de miles de amperes, el campo magnético se incrementa muchas veces y los esfuerzos magnéticos producidos son significativamente mayores.

3.2

LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente son los elementos que han sido contemplados para proteger los sistemas eléctricos de los daños por sobrecarga y corrientes de cortocircuito.

Por esta razón, es obvio que estos dispositivos representan una función extremadamente importante. De aquí que una definición de la protección contra sobrecorriente es la siguiente: "**La protección contra sobrecorriente para conductores y equipos se proporciona con el propósito de interrumpir el circuito eléctrico, si la corriente alcanza un valor que pudiera causar una temperatura excesiva y peligrosa en el conductor o su aislamiento**".

De aquí que casi todos los circuitos eléctricos deban tener protección contra sobrecorriente en alguna forma; sólo en algunos casos, muy raros, se diseñan los circuitos sin protección por sobrecorriente.

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, deben cumplir con los siguientes requerimientos generales:

- a) Ser completamente automáticos.
- b) Transportar la corriente normal sin interrupción.
- c) Interrumpir inmediatamente las sobrecorrientes.
- d) Ser fácilmente reemplazables o reestablecidos.
- e) Ser seguros bajo condiciones normales y de sobrecorriente.

Para reunir los requerimientos para la protección contra cortocircuito, deben cumplir totalmente con las siguientes especificaciones básicas:

- ✓ Debe ser capaz de cerrar en forma segura sobre cualquier valor de corriente de carga o corriente de cortocircuito, dentro del rango de capacidad momentánea del dispositivo.

- ✓ Debe ser seguro para abrir cualquier corriente que pueda circular dentro del rango de interrupción del dispositivo.
- ✓ Debe interrumpir automáticamente un flujo anormal de corriente dentro de su capacidad interruptiva.

Existen básicamente **dos dispositivos fundamentales** que se usan en forma común para cumplir con las funciones de protección, estos son:

1. Los interruptores.
2. Los fusibles.

INTERRUPTORES PARA SISTEMAS CON VOLTAJES MAYORES DE 600 V.

Los interruptores para sistemas con voltajes superiores a 600 V se dividen en cuatro grupos básicos:

- Interruptores en aire.
- Interruptores en vacío.
- Interruptores en aceite.
- Interruptores en gas.

Todos estos interruptores operan en conjunto con los relevadores de protección para llenar los requisitos para una operación automática.

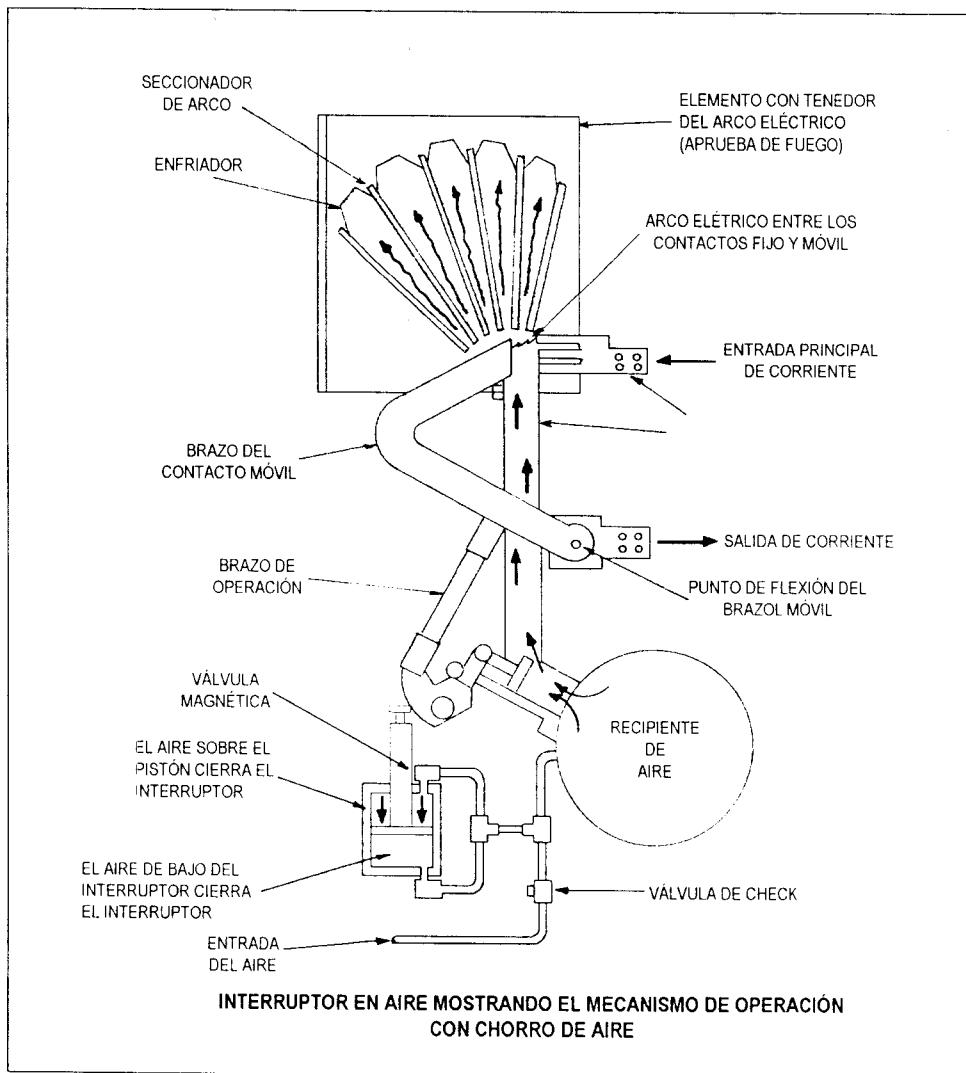
Por lo general, no se suministran con los dispositivos sensores de sobrecorriente en el propio interruptor, pero deben estar incluidos para iniciar las operaciones del interruptor.

INTERRUPTORES EN AIRE. Los interruptores en aire tienden a ser usados en instalaciones en interiores, y como su nombre lo indica, **interrumpen sólo con aire entre sus contactos**. Este tipo de interruptores se puede usar en instalaciones exteriores, siempre que el mecanismo del interruptor, los controles, etcétera, se instalen en cajas o instalaciones sencillas a prueba de intemperio. Estos interruptores los fabrican la mayoría de los fabricantes de interruptores para operar, por lo general, con voltajes en el rango de 2400 a 34500 V. Existe un buen número de innovaciones que los fabricantes han hecho a este tipo de interruptores, por lo que es posible observar variantes de diseño que incluyen hasta las formas de montaje y, desde luego, cubriendo los requisitos de seguridad y confiabilidad de operación.

En la siguiente figura, se muestra la sección transversal del mecanismo de un interruptor en aire. En esta se muestra un polo del interruptor.

El aire de una fuente de aire comprimido se usa, ya sea para abrir o para cerrar la navaja de los contactos móviles bajo carga eléctrica, un arco se iniciará entre la navaja móvil y los contactos fijos.

Para prevenir daño por calentamiento, se inyecta un chorro de aire justo en el momento en que se debe extinguir el arco.

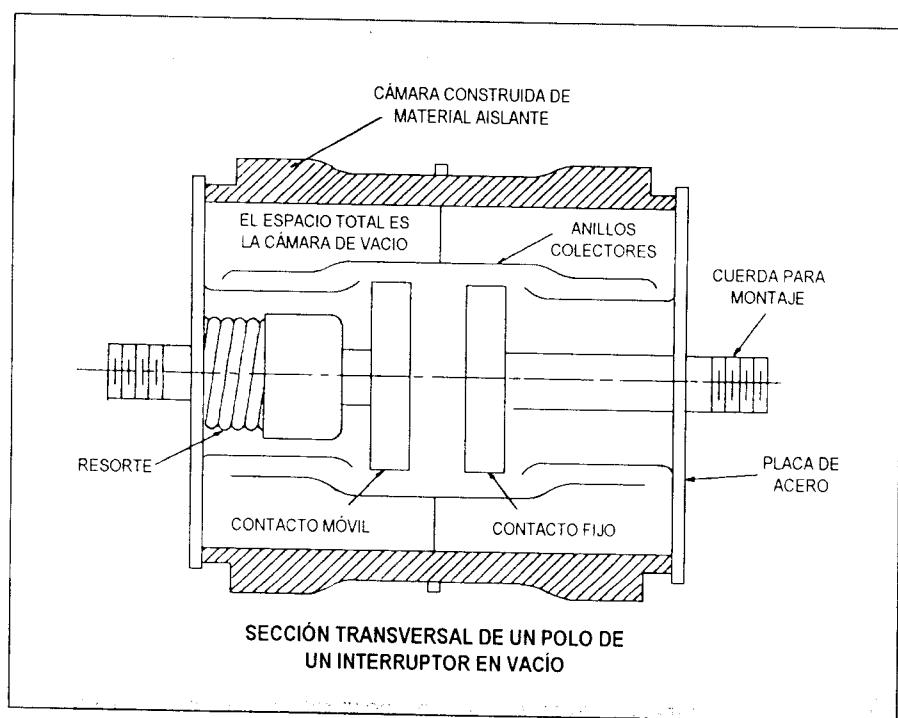


INTERRUPTORES EN VACÍO. Los mejores conductores de electricidad son aquellos materiales que ofrecen la mayoría de electrones libres y, por el contrario, los mejores aisladores o dieléctricos ofrecen el mínimo número de electrones libres. Debido a que el vacío constituye una ausencia de cualquier substancia y, por lo tanto, una ausencia de electrones, en teoría, representa el mejor dieléctrico.

Basada en esta teoría, pueden haber grandes ventajas que se pueden realizar, si operan mecánicamente los contactos eléctricos cuando abren en una cámara de vacío.

La mayoría de los fabricantes han sido capaces de construir tales dispositivos para su uso en alta tensión. Dentro de las ventajas que se tienen, se pueden mencionar las siguientes: **son más rápidos para extinguir el arco eléctrico, producen menos ruido durante la operación, el tiempo de vida de los contactos es mayor y elimina o reduce sensiblemente el riesgo de explosiones potenciales por presencia de gases o líquidos.**

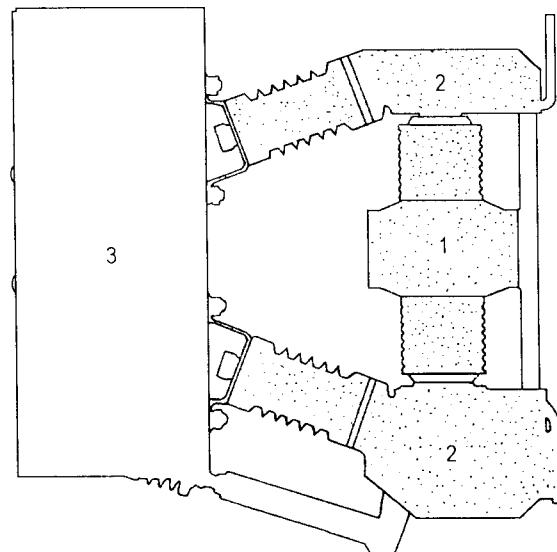
El mantenimiento de estos interruptores es reducido y se pueden usar en casi cualquier lugar, debido a que no son afectados por la temperatura ambiente u otras condiciones atmosféricas. En la figura siguiente, se muestran las partes principales de un polo de un interruptor en vacío.



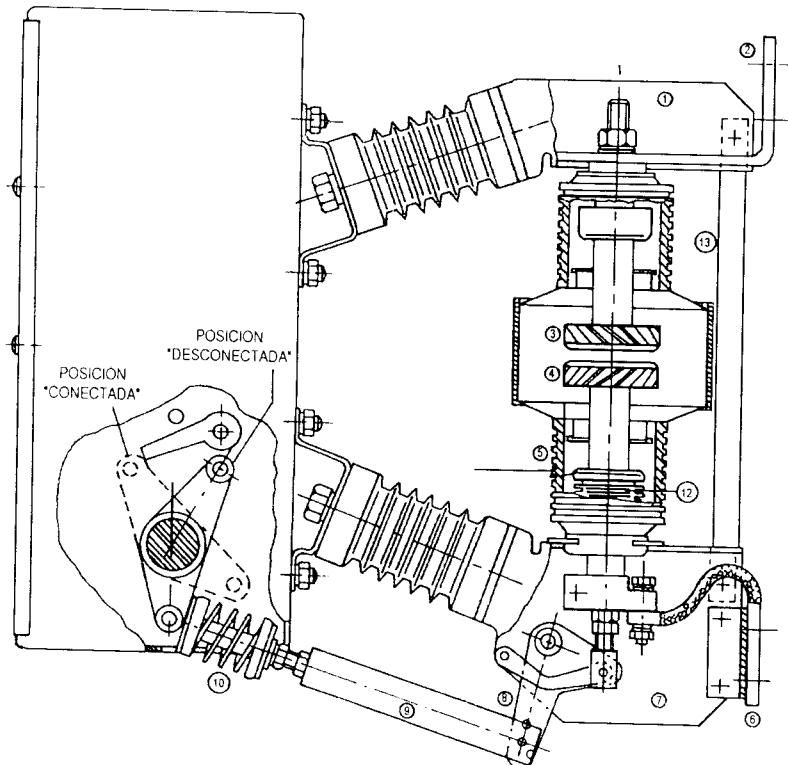
Como se observa de la figura anterior, el interruptor es simple en construcción, se tienen dos contactos tipo disco mostrados dentro un cilindro contenedor. La cámara es evacuada para proporcionar el vacío, un contacto es fijo y el otro se arregla para que se mueva hacia el contacto fijo o se aleje de él, según sea que cierre o abra, el movimiento se controla por medio de una barra de acero que se acciona desde el exterior. La separación entre contactos es del orden de 2.0 cm.

**CONSTITUCIÓN DE UN
INTERRUPTOR DE VACÍO**

- 1.- INTERRUPTOR DE VACÍO.
- 2.- SOPORTE DEL TANQUE DE VACÍO.
- 3.- ACCIONAMIENTO DE LA BIELA DE MANIOBRA.

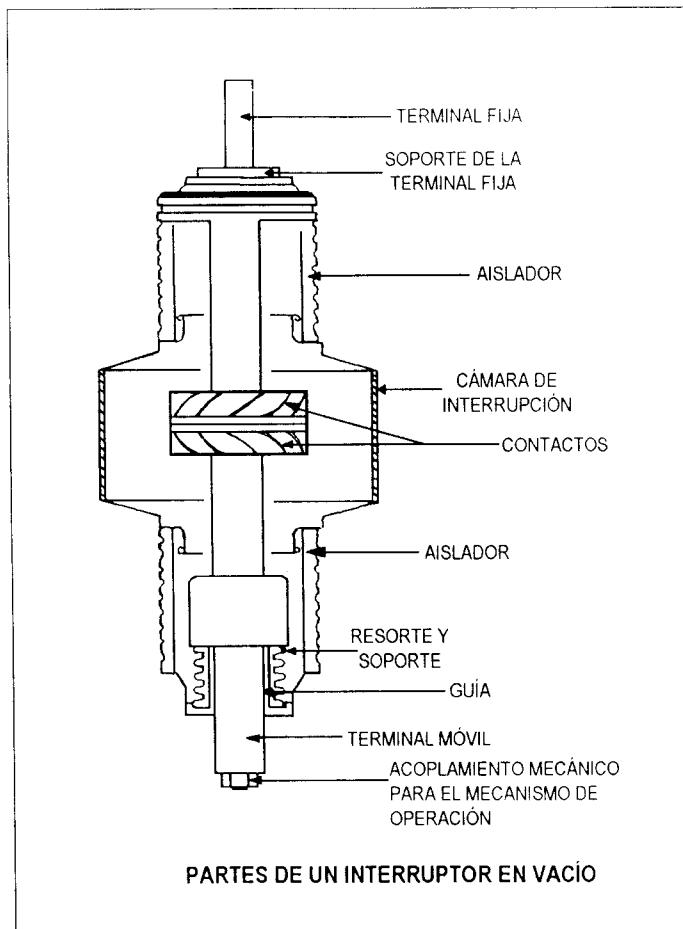


CORTE DE INTERRUPTOR EN VACÍO



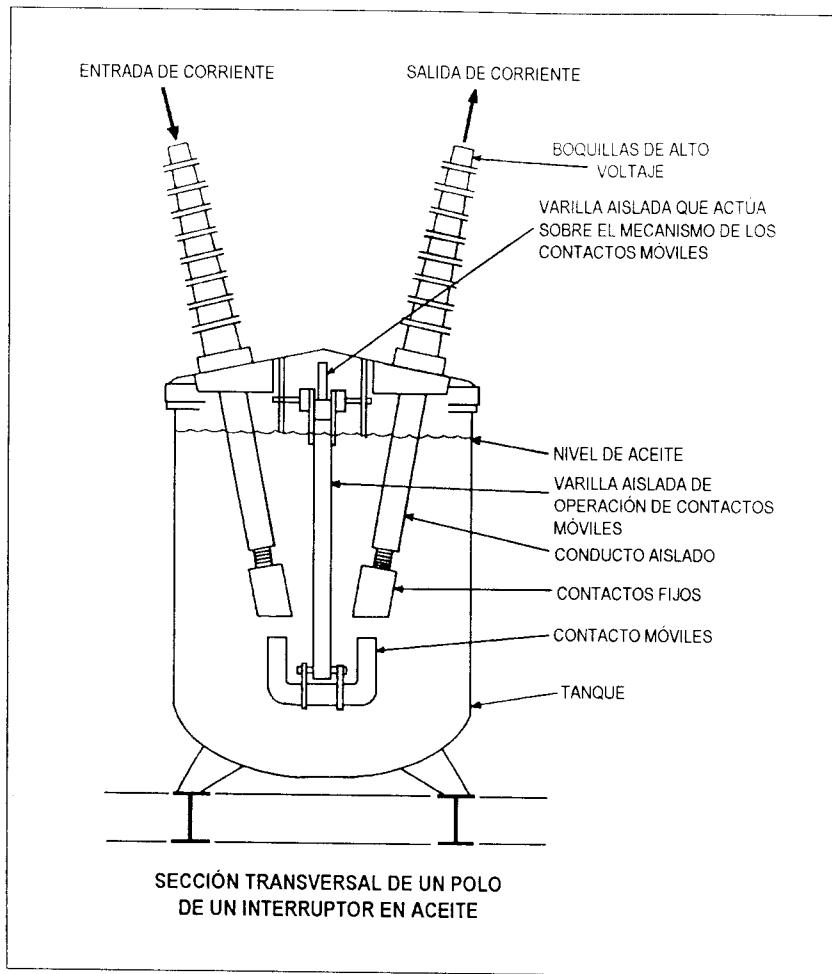
CONSTITUCIÓN DEL DISYUNTOR DE VACÍO

- | | |
|---------------------------------|----------------------------------|
| ① SOPORTE SUPERIOR DEL TUBO. | ⑧ PALANCA ANGULAR. |
| ② PLANO SUPERIOR DEL TUBO. | ⑨ BIELA AISLANTE DE MANIOBRA. |
| ③ CONTACTO FIJO. | ⑩ MUELLE DE PRESIÓN DE CONTACTO. |
| ④ CONTACTO MÓVIL. | ⑪ GATILLO DE DISPARO. |
| ⑤ CARCAZA. | ⑫ FUELLE METÁLICO. |
| ⑥ PLANO INFERIOR DE CONEXIÓN. | ⑬ TIRANTE. |
| ⑦ SOPORTE INFERIOR DE CONEXIÓN. | |



INTERRUPTORES EN ACEITE. Este tipo de interruptores fueron los de uso más extensivo en sistemas que operan a más de 13.8 kV, empleándose más en instalaciones tipo exterior, aún cuando también se pueden usar en interiores. Estos interruptores tienen básicamente un recipiente que contiene aceite, dentro del cual se instalan los contactos y el mecanismo de operación, de tal forma que el arco eléctrico que se forma se extingue por medio del aceite. Existen diferentes diseños desarrollados por los fabricantes para minimizar los efectos del arco eléctrico y hay un buen número de publicaciones que describen cómo se extingue el arco eléctrico.

Estos interruptores se aplican por lo general dentro del rango de tensión de 2.4 a 400 kV. En voltajes hasta 69 kV, los tres polos del interruptor se encuentran normalmente dentro del mismo tanque, en tensiones mayores se usa un tanque separador por cada polo. En la figura siguiente, se muestran en forma simplificada los principales elementos que constituyen este tipo de interruptores, en donde se pueden tener variantes en la forma de los contactos móviles, dependiendo del fabricante.



INTERRUPTORES EN GAS. Los interruptores en gas (por lo general SF_6) se utilizan normalmente en alta tensión y extra alta tensión (hasta 765 kV), usan un gas inerte en el módulo de interrupción, los cuales representan las cámaras llenas de gas en donde tiene lugar la separación el cierre de los contactos. Por cada polo pueden haber dos o tres módulos o secciones, dependiendo del nivel de tensión (tres en 765kV) estos módulos están conectados en serie.

FUNCIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR EN SF₆

PRINCIPIO DE Corte

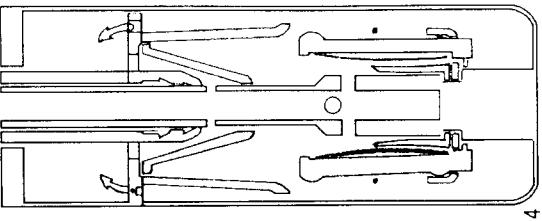
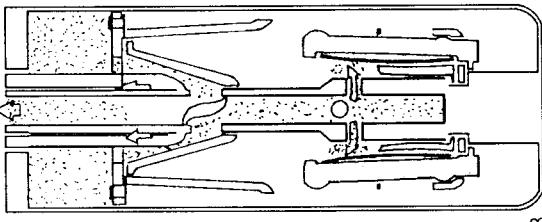
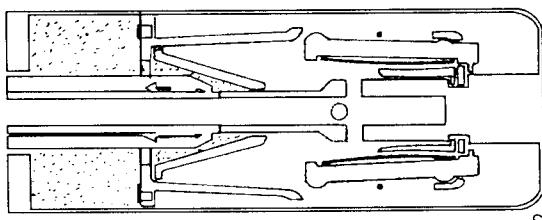
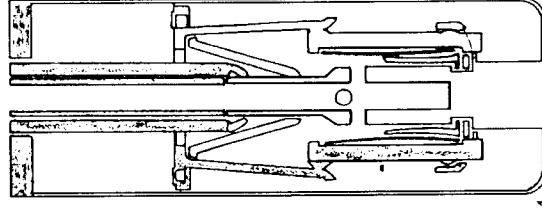
El corte se efectúa por auto-soplado del gas SF₆

APERTURA

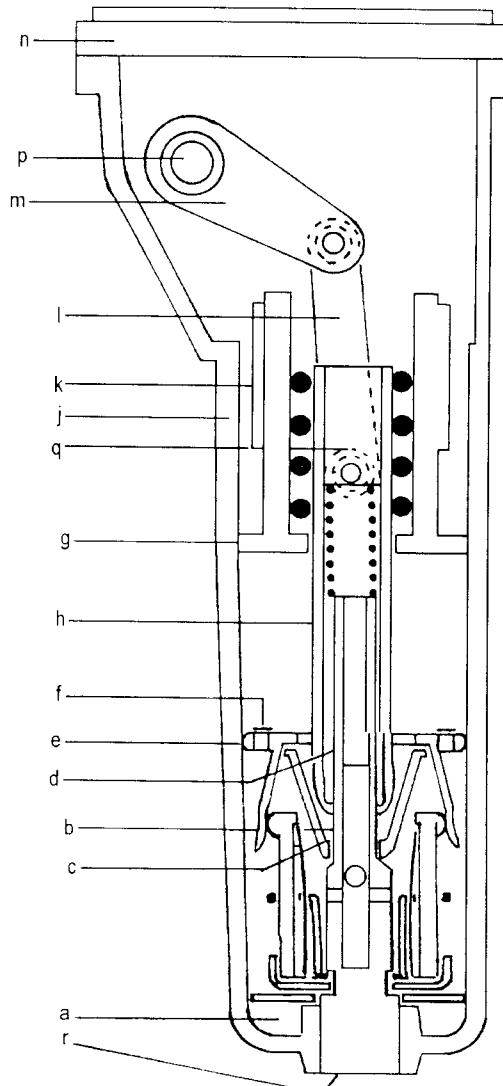
El SF₆ está comprimido por el pistón sólido al contacto principal desde el principio del movimiento. Los contactos principales se separan primero (fig. 2) y posteriormente los contactos de arco (fig. 3)

CIERRE

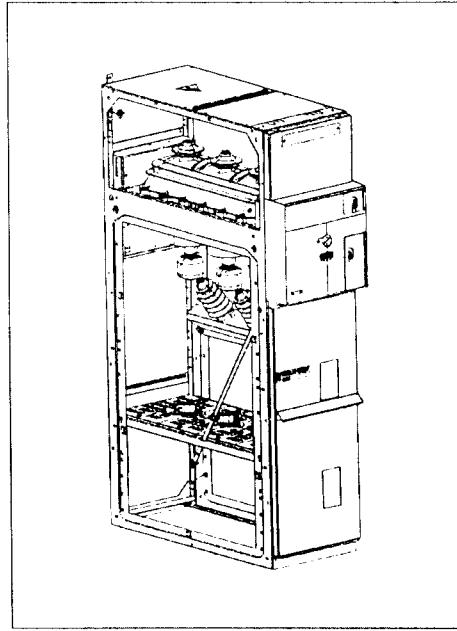
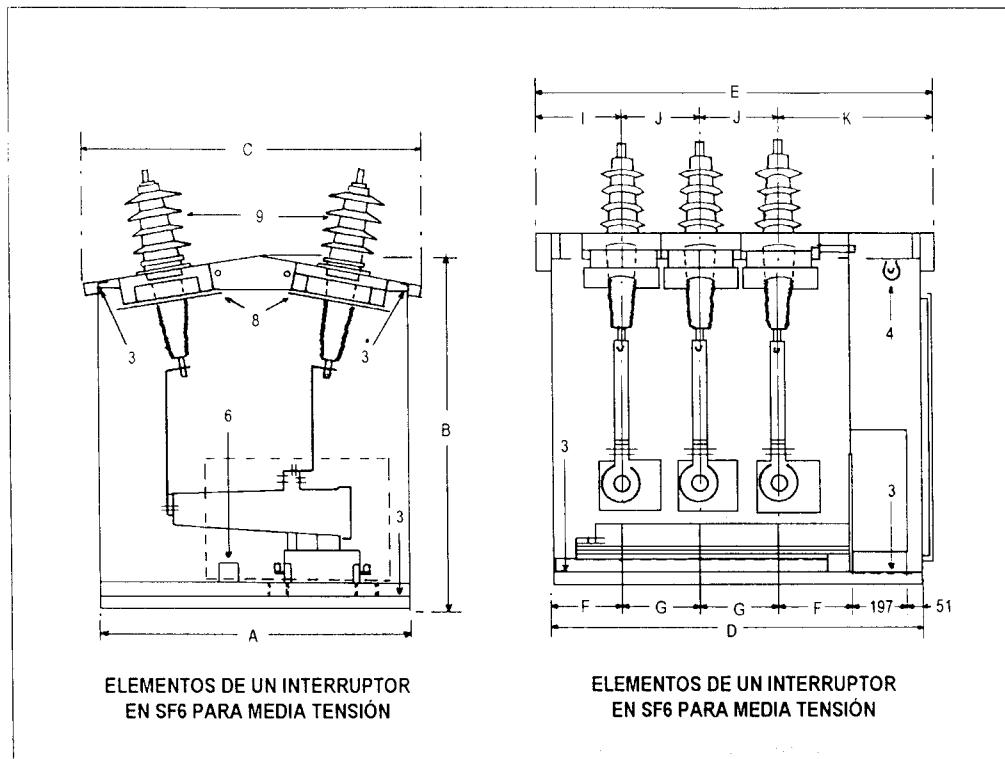
Una válvula (fig. 4) se abre sobre el pistón para permitir la maniobra de cierre



- n- Tapa.
p- Válvula de llenado.
m- Manivela.
l- Biela aislante.
k- Cojinetes cónicos de rodamiento.
j- Carcasa aislante.
q- Toma de corriente superior.
g- Soporte.
f- Válvula.
h- Vástago de contacto.
e- Pistón.
d- Contacto apaga chispas móvil.
b- Contacto apaga chispas fijo.
c- Tobera aislante.
a- Tamiz molecular.
r- Toma de corriente inferior.



**PARTES DE UN POLO PARA INTERRUPTOR EN SF6 EN
MEDIA TENSIÓN**



ASPECTO DE UN CUBÍCULO MODULAR PARA PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN

Vn (kV) NBI (mm)	15	25	36
	110 kV	125 kV	170 kV
A	1100	1100	1450
B	1260	1260	1950
C	1200	1200	1550
D	1310	1310	2320
E	1410	1410	2420
F	250	250	440
G	280	280	432
I	300	300	490
J	280	280	560
K	550	550	820

ELEMENTOS DE UN INTERRUPTOR EN SF₆ PARA MÉDIA TENSIÓN:

1. ILUMINACIÓN INTERNA.
2. SOPORTE PARA GANCHOS DE IZAJE.
3. VENTILACIÓN SUPERIOR E INFERIOR.
4. ESPACIO DISPONIBLE PARA INSTALACIÓN DE RELÉS Y OTROS APARATOS.
5. TOMADA DE TIERRA.
6. RESISTENCIA DESHUMIDIFICADORA.
7. BORNES DE CONEXIÓN.
8. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD (INSTALADOS EN LOS AISLADORES PASAMUROS).
9. AISLADORES PASAMUROS.

Estos interruptores son usados principalmente en las instalaciones de los sistemas eléctricos de potencia.

3.3

FUSIBLES PARA SISTEMAS ARRIBA DE 600 V

Existen muchos tipos de fusibles disponibles para circuitos con tensiones de 2200 V ó mayores. Estos se dividen principalmente en las siguientes categorías:

- Fusibles de potencia limitadores de corriente.
- Fusibles de potencia no limitadores de corriente.
- Fusible tipo distribución para uso en cortocircuitos.

FUSIBLES DE POTENCIA LIMITADORES DE CORRIENTE. Este tipo de fusibles está diseñado para fundirse antes de que la corriente de cortocircuito tenga tiempo de alcanzar su valor pico, por lo tanto, limitan la corriente a niveles seguros para el equipo y dispositivos que se van a proteger. Usan una laminilla de plata fusible que se conecta entre ambos extremos del fusible en el interior de un tubo aislante y rígido. La laminilla de plata es capaz de conducir la corriente de carga en forma normal, debido a que el calor que se produce es rápidamente absorbido; sin embargo, las corrientes anormales funden instantáneamente la laminilla de plata.

En la figura siguiente, se muestra el principio de interrupción del fusible limitador de corriente.

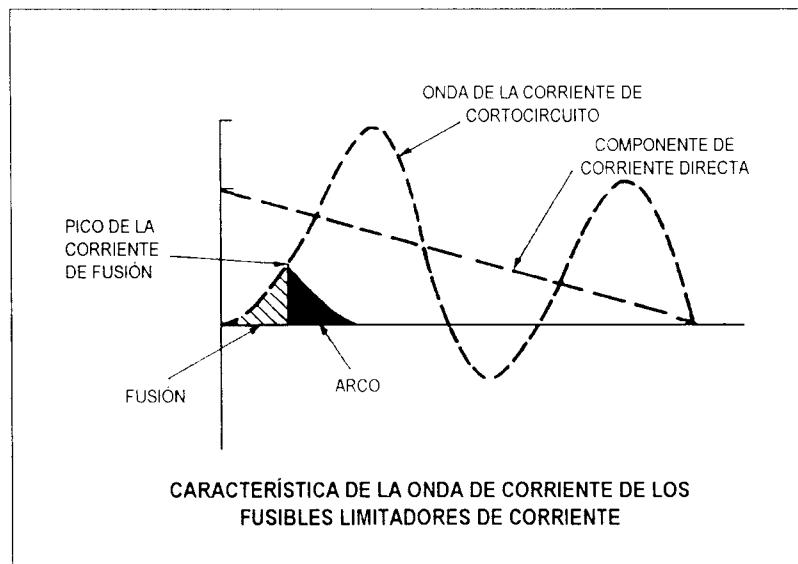


TABLA COMPARATIVA DE DIFERENTES TÉCNICAS DE INTERRUPCIÓN

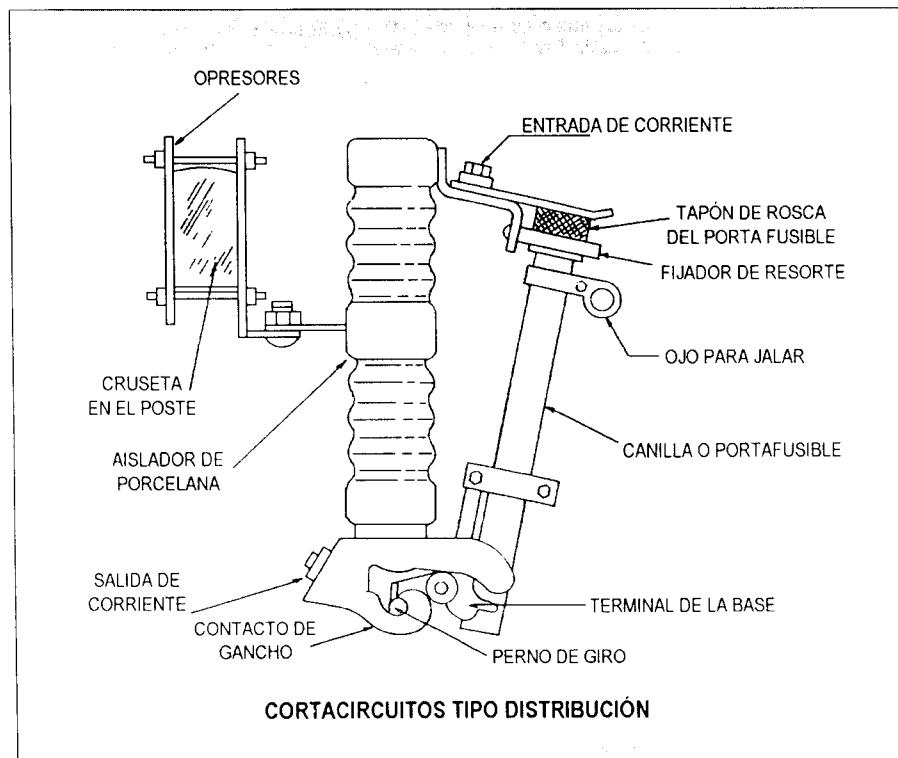
TECNOLOGÍA	ACEITE	AIRE	VACÍO	SF ₆
PELIGRO DE EXPLOSIÓN E INCENDIO.		++	++	++
INSPECCIÓN DEL MEDIO DIELECTRICO DURANTE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	+	+++		++
VERIFICACIÓN DEL ESTADO DE LOS CONTACTOS.		+++		++
CONFIABILIDAD EN CASO DE PÉRDIDAS ACCIDENTALES.	+	+++		++
RANGO DE TENSIONES.	++	+	++	+++
VIDA ÚTIL.		++	+++	+++
RANGO DE CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN.	++	+++	++	++
SOBRETENSIONES DE MANIOBRAS.	+	+++		+++
RECONEXIÓN.	+	++	+++	+++
DIMENSIONES.	++	+	+++	+++
FACILIDAD DE INSTALACIÓN.	++	+	++	+++
POSIBILIDAD DE RENOVACIÓN DEL DIELECTRICO.	++	+++		+
COSTO DEL EQUIPAMIENTO.	+++	+	++	++
COSTO DE MANTENIMIENTO.		++	++	+++
<u>Malo</u> <u>Regular</u> <u>Bueno</u> <u>Excelente</u> + ++ +++				

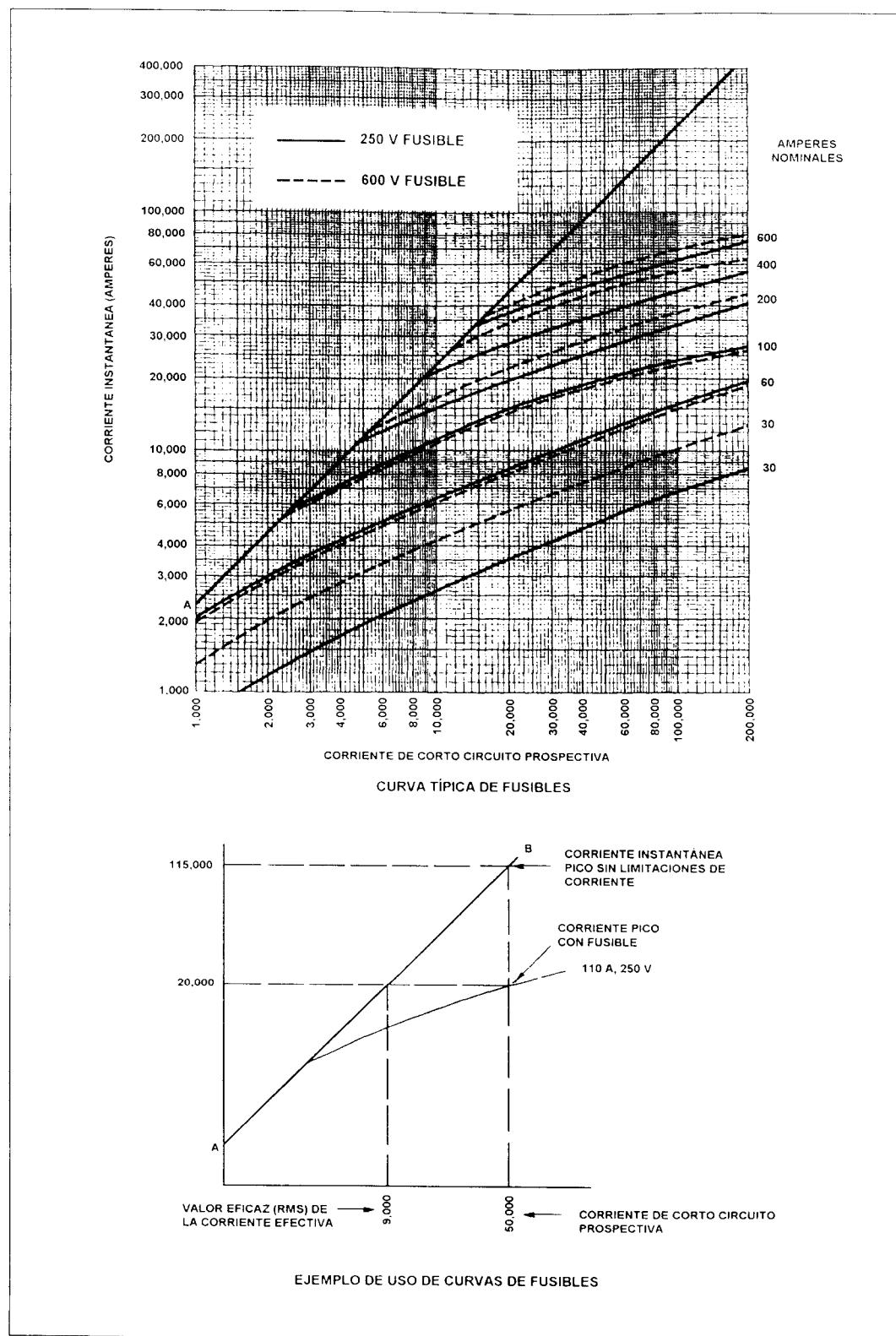
FUSIBLES DE POTENCIA NO LIMITADORES DE CORRIENTE. Los fusibles de potencia no limitadores de corriente son similares al tipo cartucho, comúnmente usados en forma extensiva en los sistemas de 600 V o menores. Básicamente están construidos de un tubo aislante con extremos atornillables y un eslabón fusible conectado entre los dos contactos en los extremos del tubo para formar la trayectoria o paso de corriente. Otros tienen el tubo relleno de ácido bórico, ya que los fabricantes han desarrollado varios tipos para diferentes voltajes,

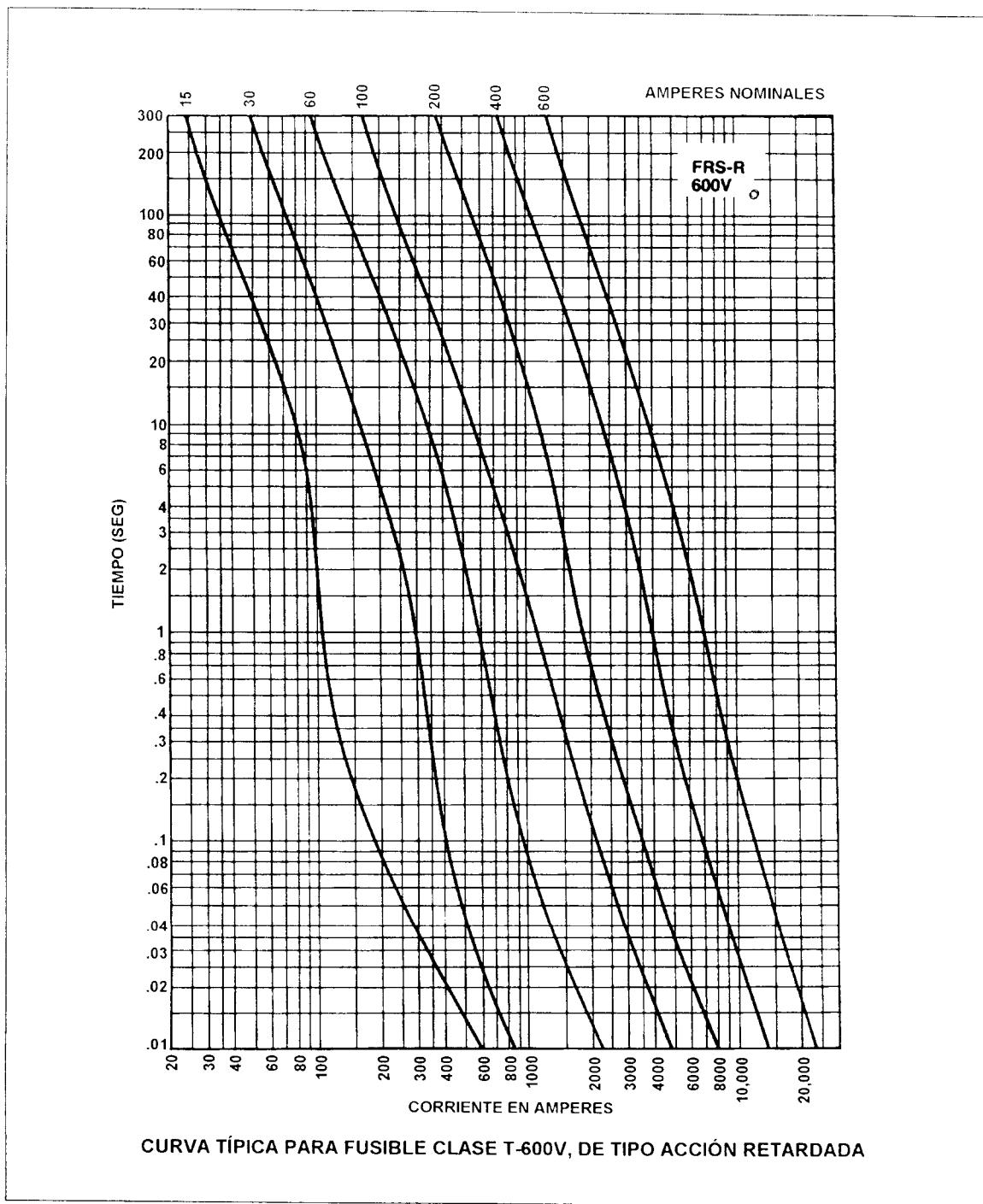
condiciones atmosféricas, etcétera. Algunos están hechos del tipo expulsión, lo que significa que expulsan gases calientes cuando operan estos fusibles; debido al riesgo de los gases calientes no se usan en interiores.

FUSIBLES TIPO DISTRIBUCIÓN PARA USO EN CORTOCIRCUITO. los fusibles tipo distribución para uso en cortocircuitos en redes de distribución aéreas se usan principalmente en las compañías eléctricas que distribuyen energía, su uso en instalaciones industriales está limitado, ya que está restringida su aplicación en instalaciones tipo interior.

Estos fusibles para cortocircuitos, están hechos de distintas maneras, la mayoría emplea un aislador de porcelana que soporta al cartucho que contiene al elemento fusible.







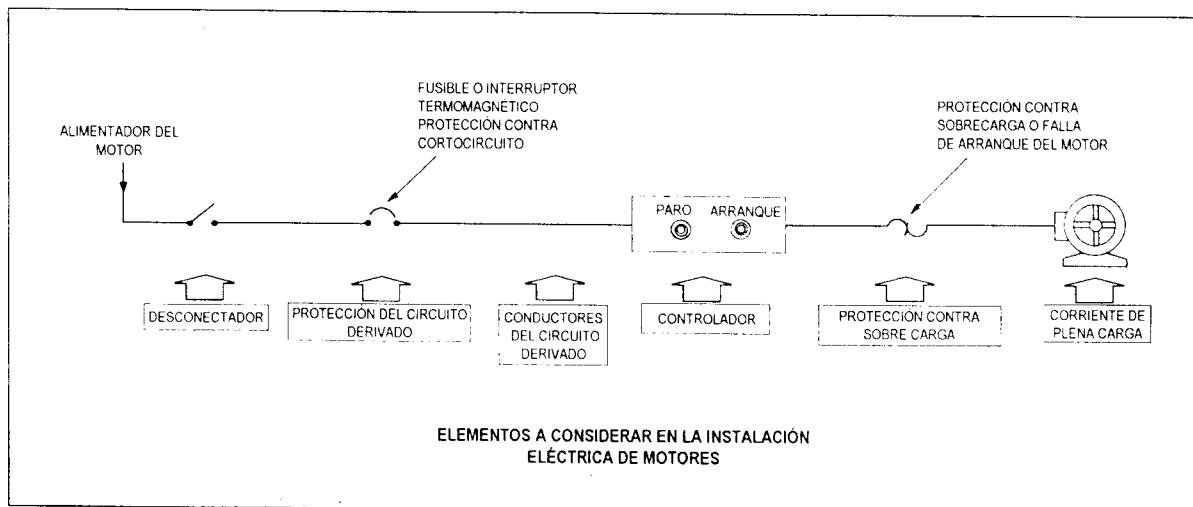
DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA INSTALACIONES EN BAJA TENSIÓN. Para las instalaciones en baja tensión, hay básicamente tres dispositivos básicos de protección contra cortocircuito.

1. Interruptores.
2. Fusibles.
3. Combinación de interruptor y fusible.

Los interruptores, a su vez, se pueden dividir en dos grupos básicos:

- Interruptores en aire.
- Interruptores en caja moldeada.

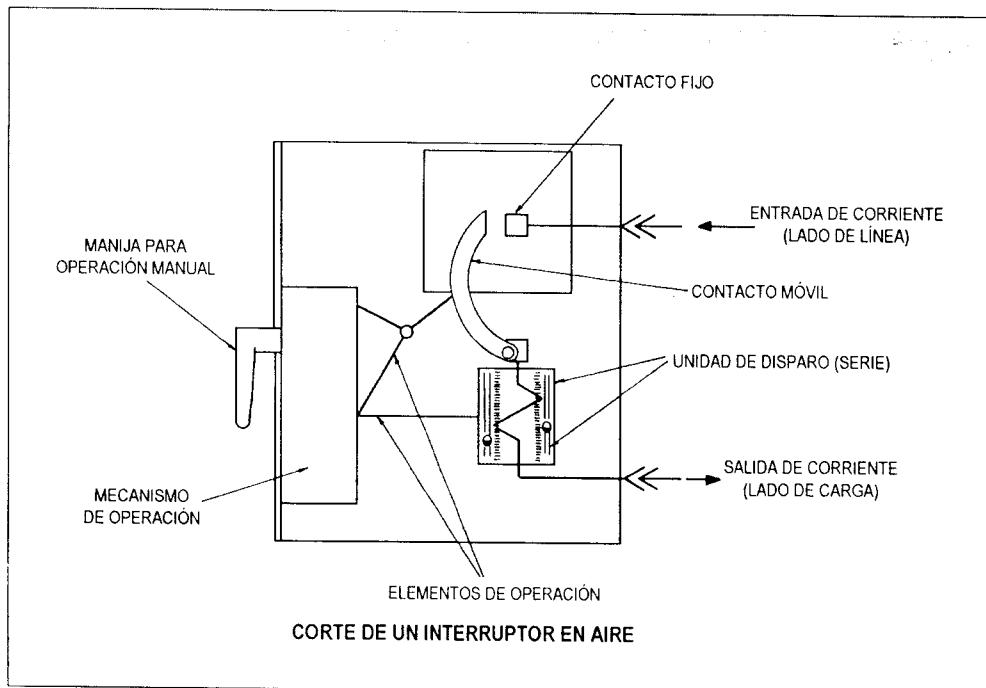
La aplicación de estos dispositivos de protección en baja tensión, está orientada básicamente hacia los motores eléctricos, en donde no sólo se trata de la protección de los motores, también de los conductores, ya sea del alimentador principal o de los circuitos derivados. En la figura siguiente, se muestran los elementos a considerar en la instalación eléctrica de motores.



LOS INTERRUPTORES EN AIRE, se usan generalmente como protección de los alimentadores principales. Estos interruptores usualmente consisten de un mecanismo de operación, contactos, interruptores o extintores de arco y un dispositivo de disparo que se conecta en serie con el conductor del lado de la carga. Se caracterizan por su construcción compacta y se encuentran disponibles para valores de corrientes de carga elevados y distintas capacidades interruptivas.

Al elemento de disparo conectado en serie, se le conoce comúnmente como "**elemento térmico**" y se puede adquirir con distintas características: Retraso de larga duración y retraso de corta duración, así como disparo instantáneo.

En la figura siguiente, se muestra un diagrama esquemático de este tipo de interruptor.



El mecanismo de operación de estos interruptores puede tomar distintas formas, si el interruptor se opera sólo manualmente, entonces la manija se usa para abrir o cerrar el contacto del interruptor. Esto se acompaña por lo general con un dispositivo a base de resorte, de manera que la acción de cierre y apertura sea rápida. Si el interruptor es operado eléctricamente, el mecanismo puede consistir de una bobina magnética con un eje o elemento actuador, de manera que el conjunto se mueva jalando hacia el centro de la bobina para que cuando la bobina esté energizada, el émbolo jale hacia el centro de la bobina y cierre la bobina, cerrando el interruptor. El dispositivo se conoce como "**solenoide operador**".

Otros mecanismos de operación utilizan el principio de "**almacenamiento de energía**", mediante el cual un motor eléctrico actúa sobre un resorte durante los ciclos de cierre y disparo. La energía es almacenada con el resorte y posteriormente liberada, ya sea para cerrar o disparar el interruptor.

El dispositivo de sobrecorriente en serie dispara el interruptor por medio de una acción mecánica directa, que responde a la fuerza magnética creada por la

corriente en el circuito. Casi todos estos dispositivos son ajustables por medio de una escala que indica la corriente en la bobina.

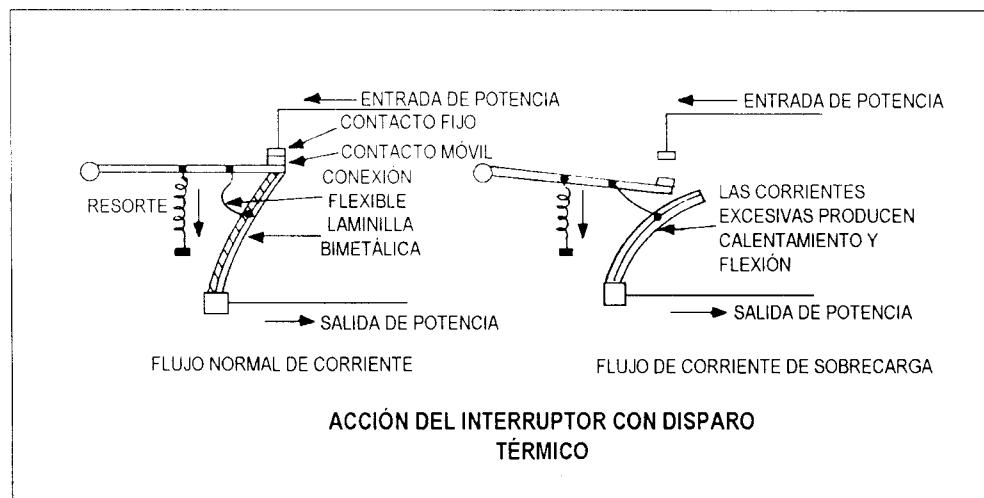
Los interruptores de este tipo, generalmente tienen un rango continuo de corriente de 15 a 4000 A y una capacidad interruptiva de 15000 a 150 000 A asimétricos.

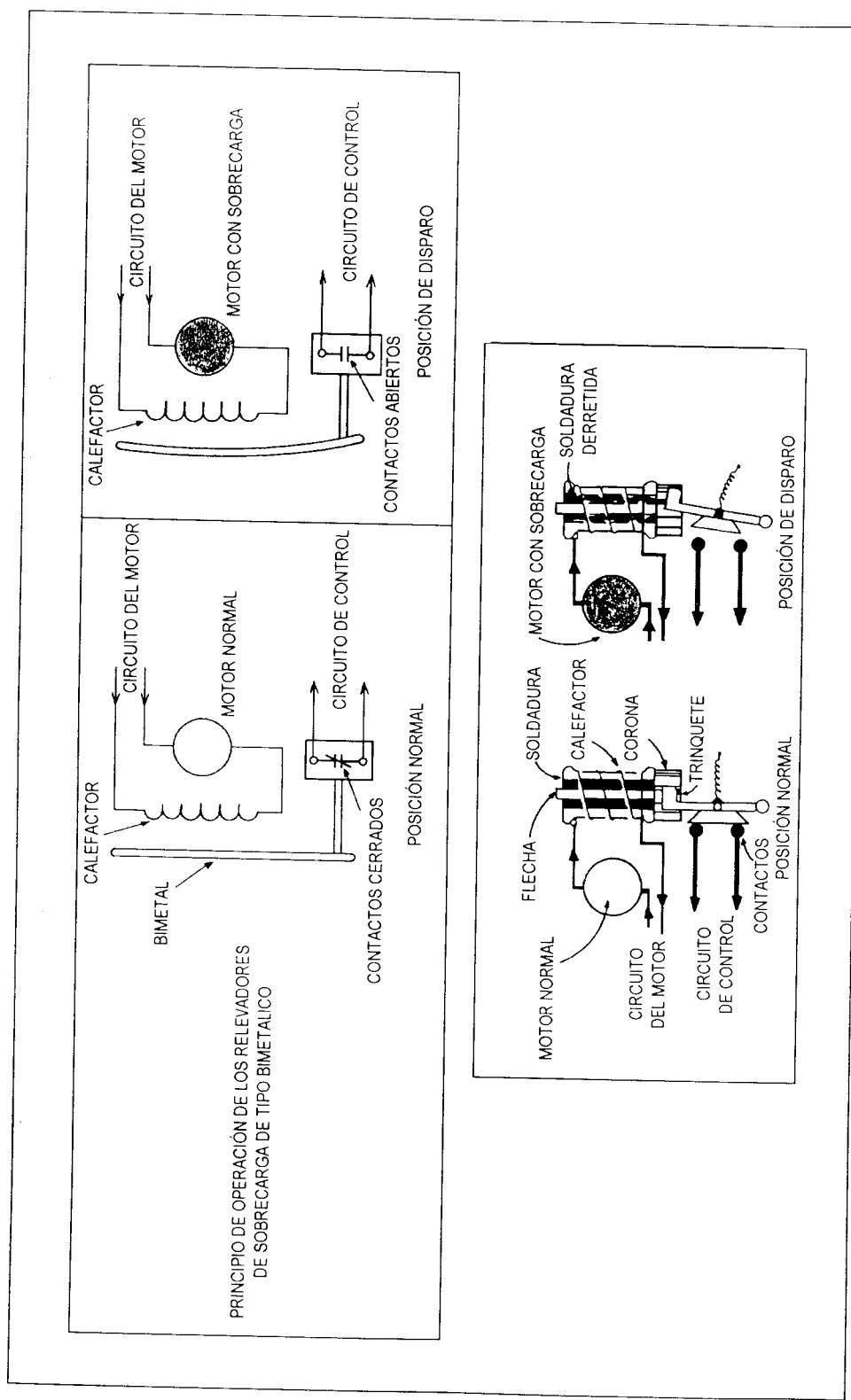
INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA. Los interruptores en caja moldeada son, por lo general, del tipo termomagnético, se usan frecuentemente para la protección de alimentadores secundarios y circuitos derivados. Como su nombre lo indica, el mecanismo del interruptor se encuentra encerrado o contenido en una caja moldeada y aislada. Por lo general, tienen una alta capacidad interruptiva, con elementos de restablecimiento para permitir operaciones repetitivas. Estos interruptores tienen tres componentes funcionales principales, éstos son:

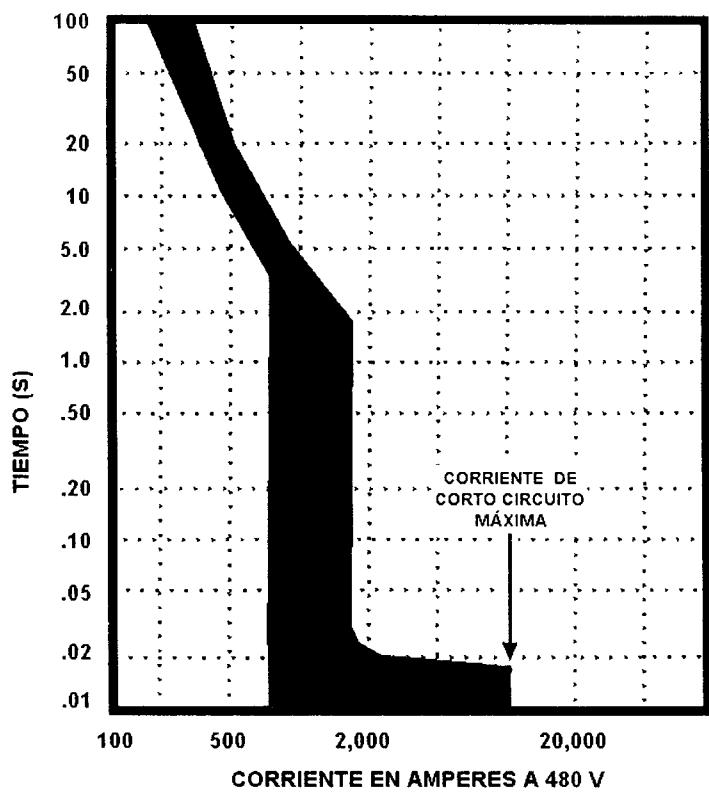
- a)** Los elementos de disparo.
- b)** El mecanismo de operación.
- c)** Los extinguidores de arco.

Los ajustes de disparo se hacen, por lo general, en fábrica, y por lo tanto, no se pueden cambiar después de ser instalados, aún cuando algunos interruptores son ajustables y pueden ser modificados después de que sean instalados. Los elementos de disparo varían en sus características, pero su función es accionar para disparar el mecanismo de operación, en el caso de una sobrecarga prolongada o un cortocircuito. Estos interruptores se pueden construir en la modalidad de múltipolos, de manera que la acción de disparo sobre un polo se ejercerá sobre los otros.

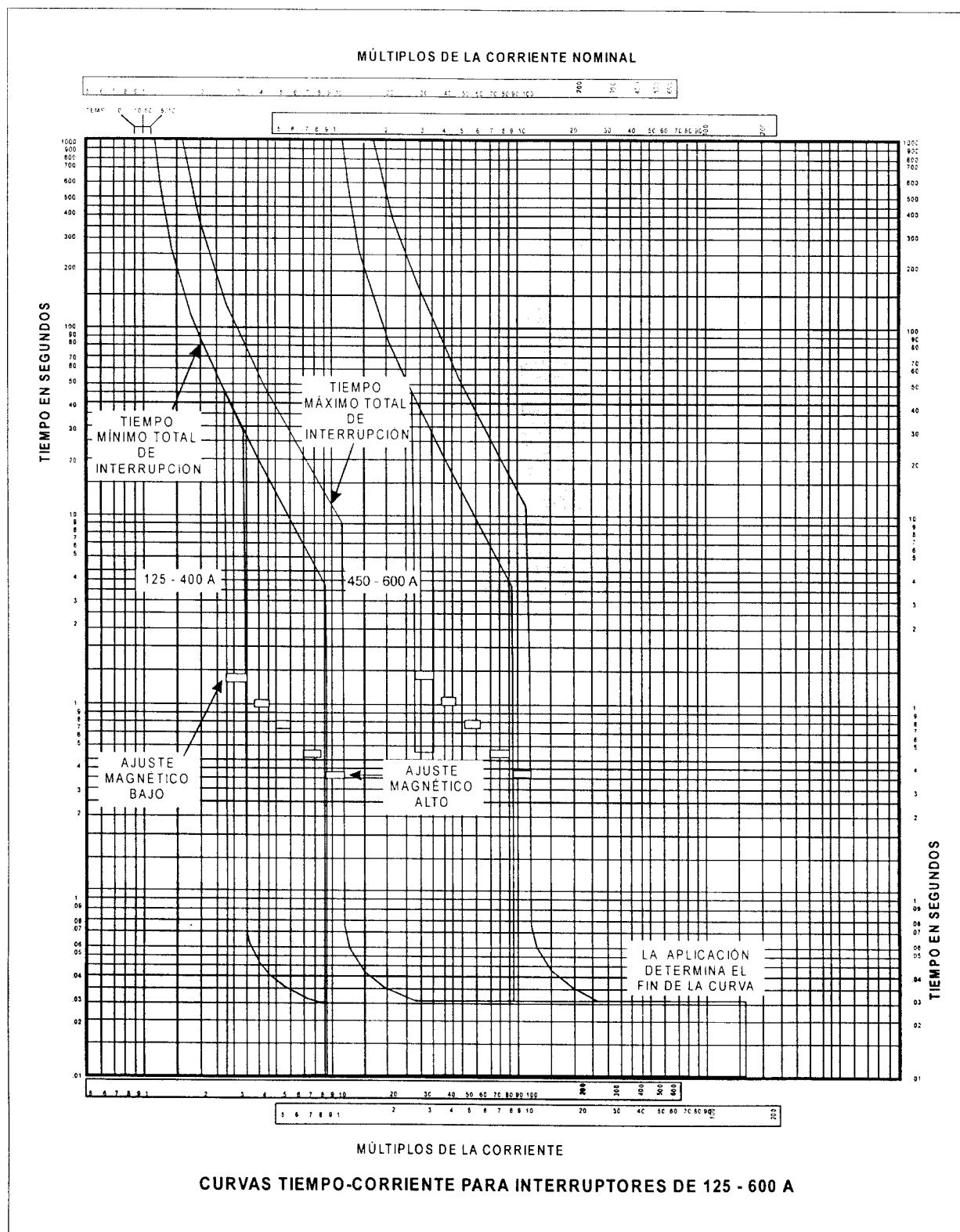
LA ACCIÓN DE DISPARO TÉRMICO. Se logra a través del uso de una cinta o laminilla bimetálica que se calienta por la acción de la circulación de la corriente. La laminilla está hecha de dos metales diferentes, unidos entre sí. La longitud de esta cinta se incrementa con una elevación en la temperatura, causada por el exceso de corriente. Debido a que los dos metales que forman la unión, son de distinto material, no incrementan su longitud igual. La laminilla se dobla hasta que produce la operación del mecanismo para abrir los contactos del interruptor. Debido a que el elemento bimetálico responde al calor emitido por el flujo de corriente, permite un cierto retardo de tiempo, antes de que se produzca el disparo, o bien, tienda a responder a sobrecargas ligeras. En la siguiente figura, se muestra el principio de operación de este tipo de interruptor.

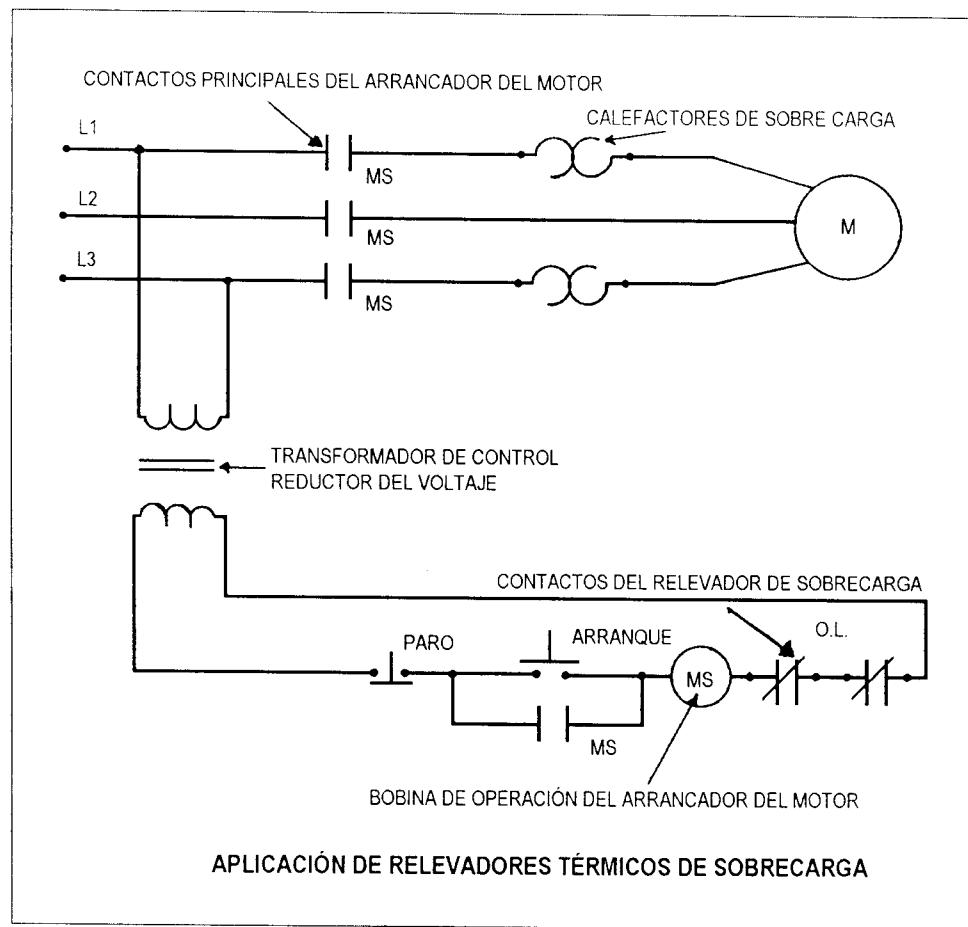


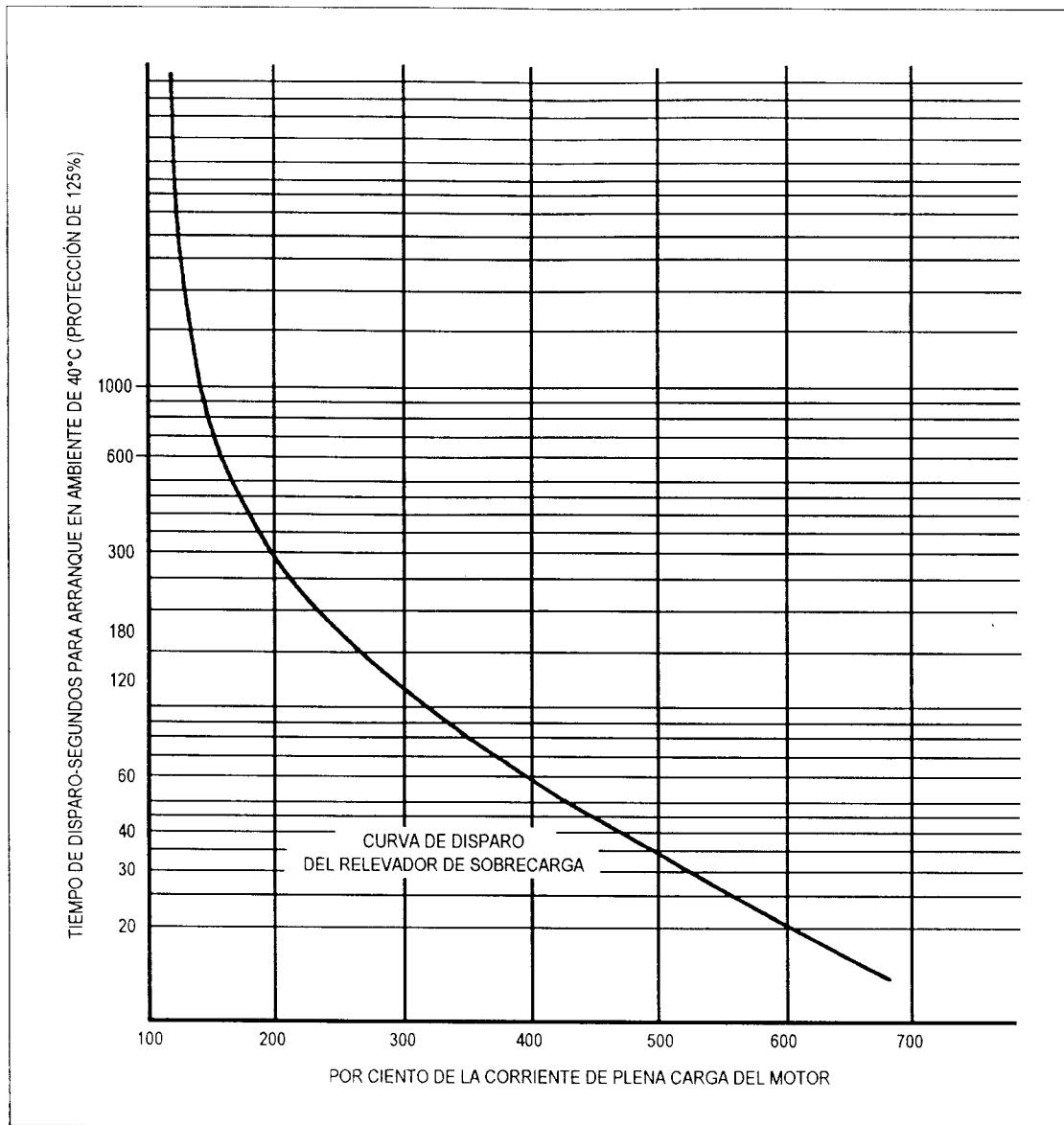




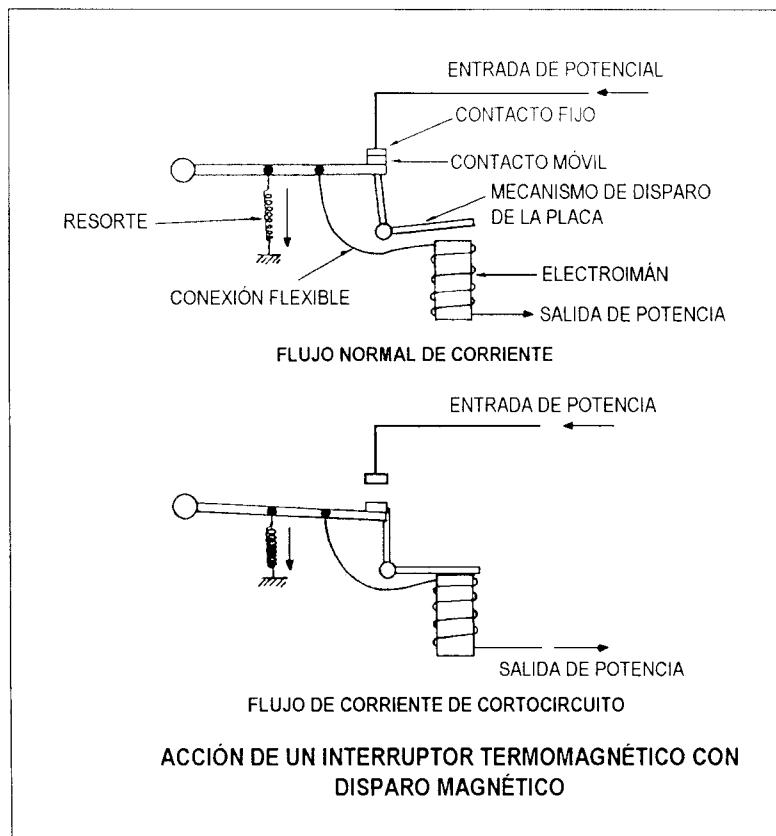
CURVA DE UN INTERRUPTOR CON MARCO DE 100A







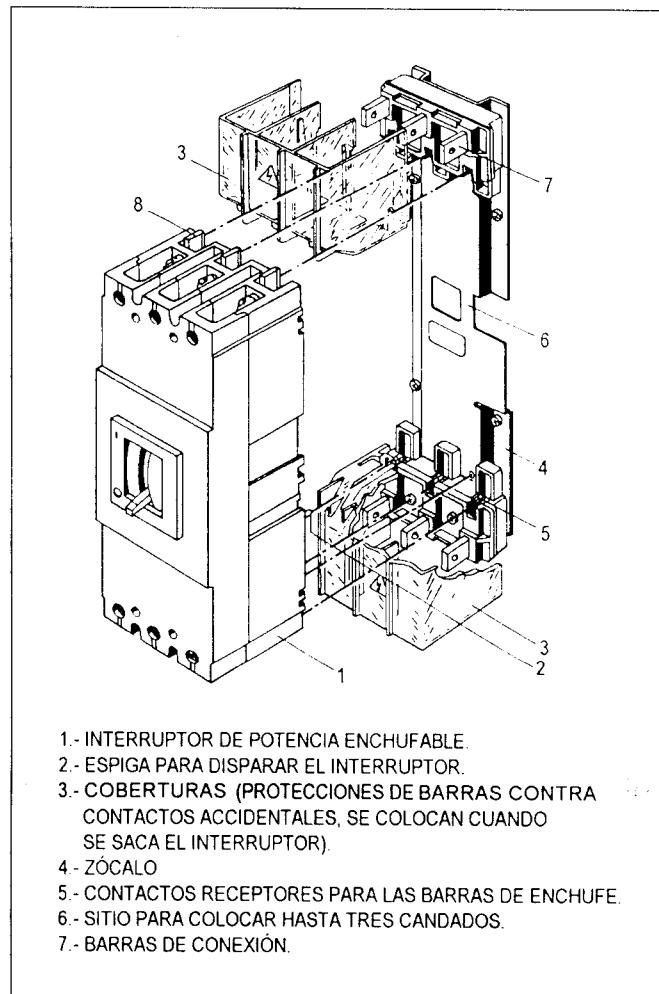
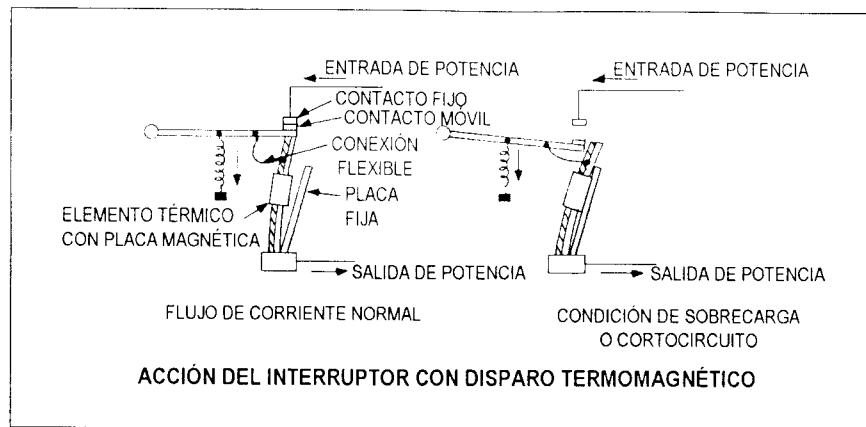
LA ACCIÓN DE DISPARO MAGNÉTICO. Se logra a través del uso de un electroimán, conectado en serie con la corriente de carga. Esto proporciona una acción de disparo instantánea cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. En la figura siguiente, se muestra el principio de operación de este tipo de interruptor. Obsérvese que el flujo de corriente pasa a través de la bobina del imán, de manera que la capacidad de corriente del interruptor está determinada por el número de espiras y el calibre del alambre de la bobina.

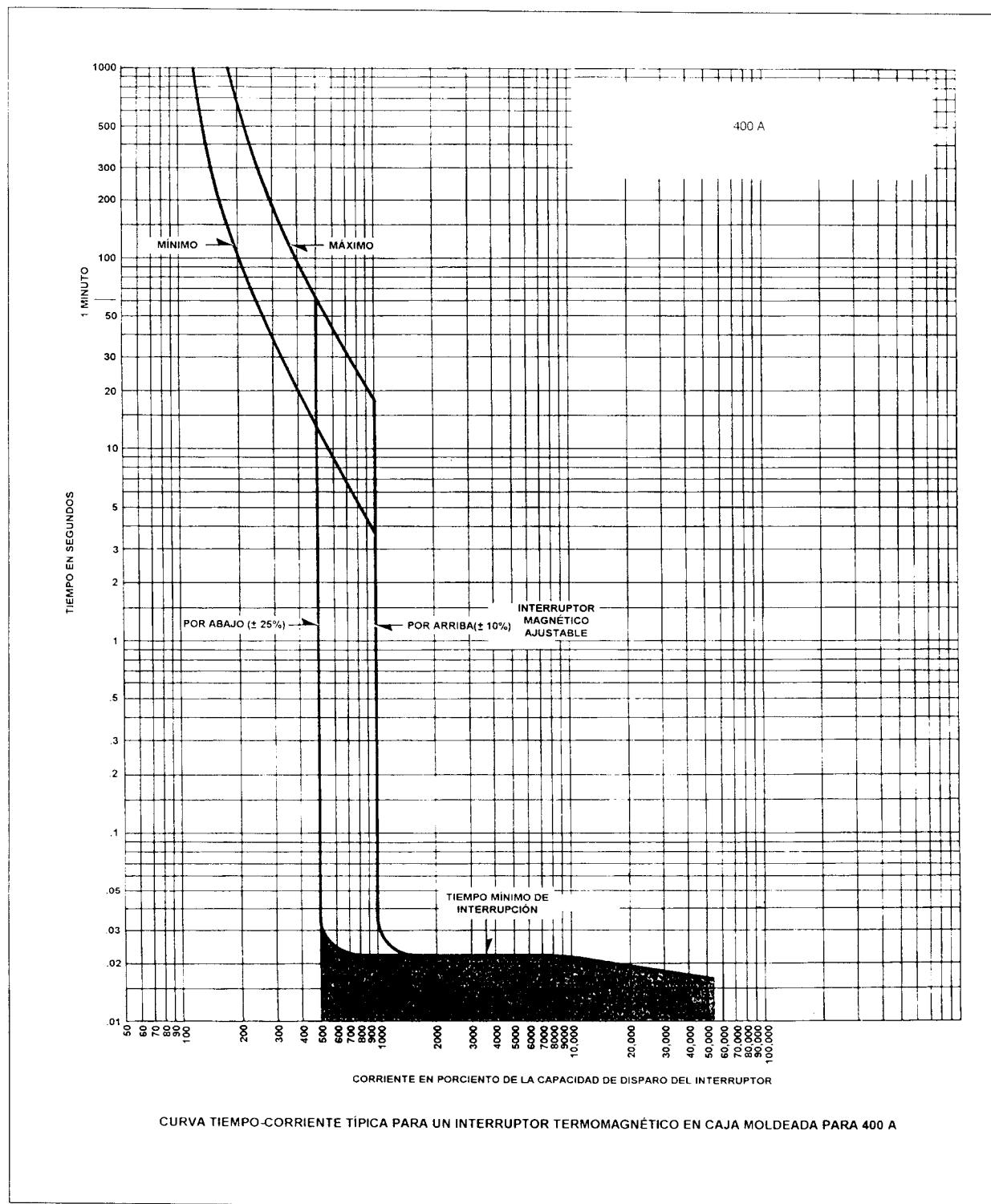


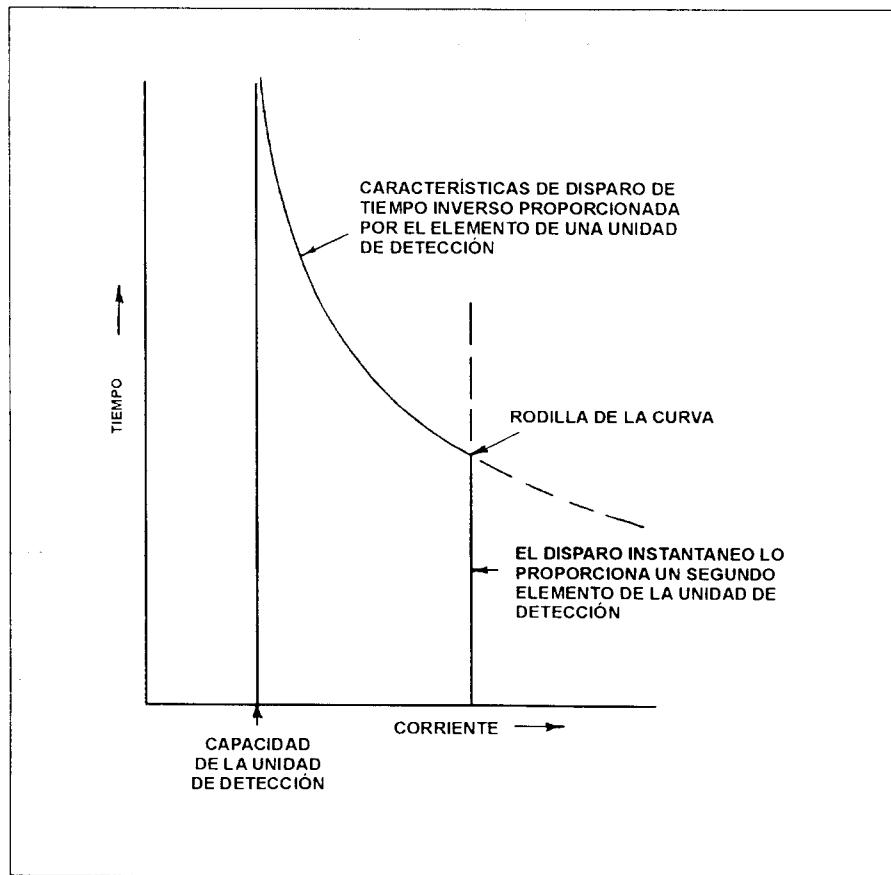
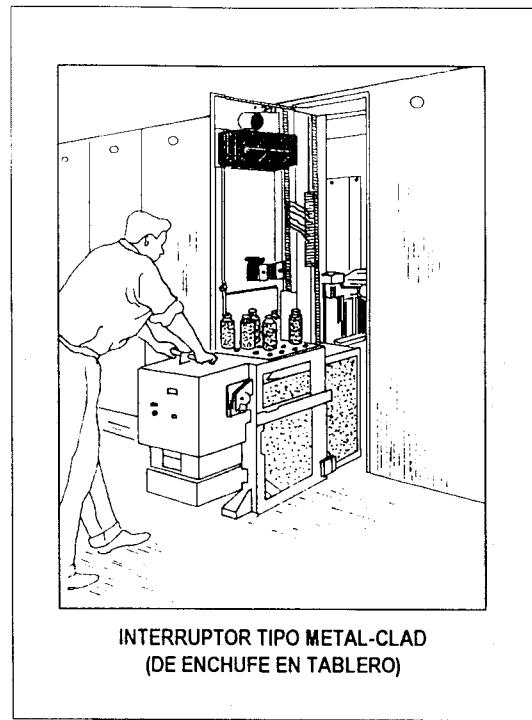
LA ACCIÓN DE DISPARO TERMOMAGNÉTICO. Esta es de propósito general y se logra por medio de dispositivos que se encuentran disponibles en la mayoría de las aplicaciones de los interruptores y, por lo tanto, forman una parte estándar de los interruptores. La combinación de los elementos de disparo térmico y magnético proporciona una protección muy precisa contra sobrecarga y cortocircuito para conductores y aparatos.

Un interruptor termomagnético reacciona a las sobrecargas en forma muy similar a la de un interruptor térmico, por medio de la acción de una laminilla bimetálica.

Con sobrecargas severas o en especial con cortocircuito, la acción magnética es más rápida que la acción térmica y dispara instantáneamente al interruptor. El principio de operación elemental se muestra en la siguiente forma:







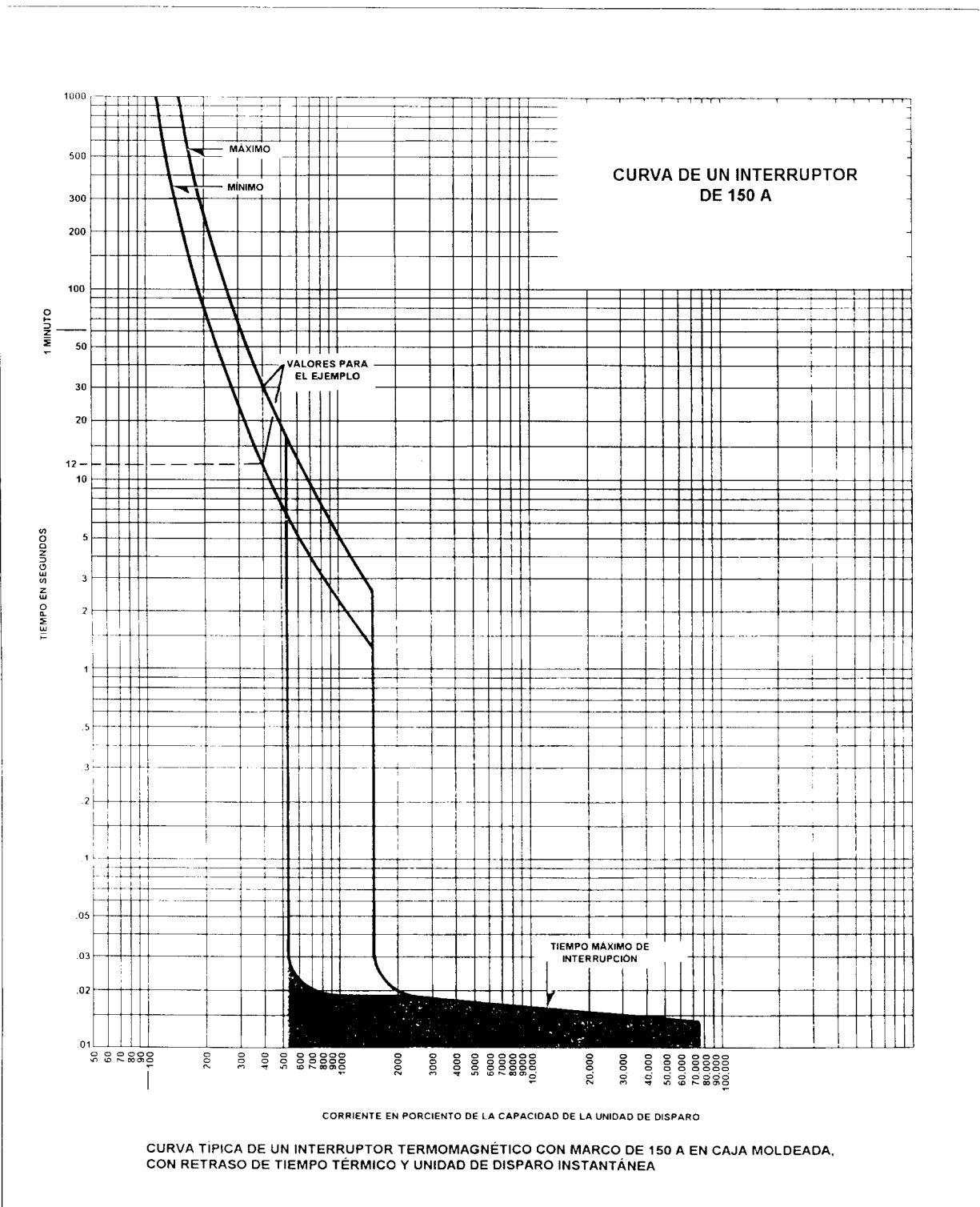
EJEMPLO 3.1

De acuerdo con la curva mostrada en la figura, para un interruptor ferromagnético con una unidad de disparo de 90 A calcular los tiempos máximo y mínimo de disparo para una corriente de 360 A.

SOLUCIÓN

Una corriente de 360 A representa con respecto al valor de corriente de la unidad de disparo un valor de $360/90 = 4.0$ ó 400%. Entrando en la curva del interruptor en el eje de las abscisas con 400% (porcentaje con respecto a la corriente de disparo), la intersección con la línea de mínima es 12 seg. La intersección de 400% con la línea de máxima es 30 seg.

Estos puntos se indican en la gráfica, y esto significa que un interruptor con corriente de disparo de 90 A, no dispara antes de 12 seg. ni después de 30 seg. para Interrumpir una corriente de 360 A.



CAPACIDADES DE INTERRUPTORES

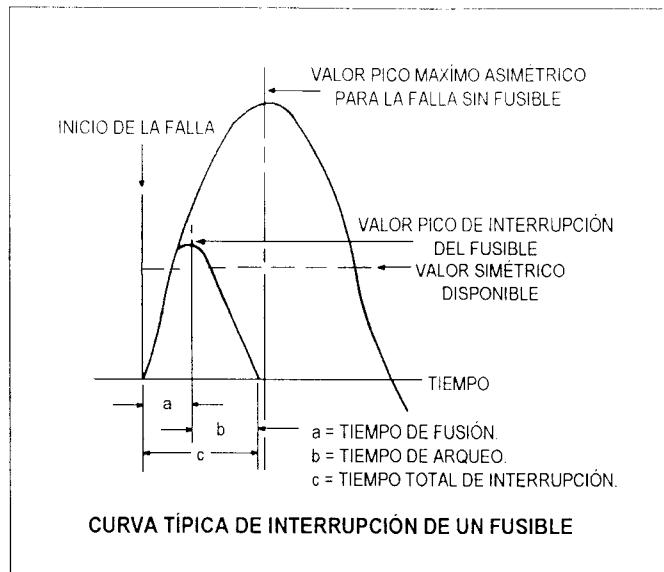
TENSIÓN		AMPERES VALOR EFICAZ			
NOMINAL	MÁXIMA DE DISEÑO	CONTINUO	INTERRUPTIVOS	MOMENTÁNEOS	CIERRA CONTRA FALLA (1)
4.8	5.5	600	600	40 000	40 000
		600	600		
		1200	1200	61 000	61 000
7.2	8.25	600	600	40 000	40 000
		600	600	61 000	61 000
		1200	1200		
13.8	15	600	600	40 000	40 000
		600	600		
		1200	1200	61 000	61 000
14.4	15.5	600	600	40 000	40 000
		600	600		
		1200	1200	61 000	61 000

(1) Esta capacidad es para interruptores sin fusibles.

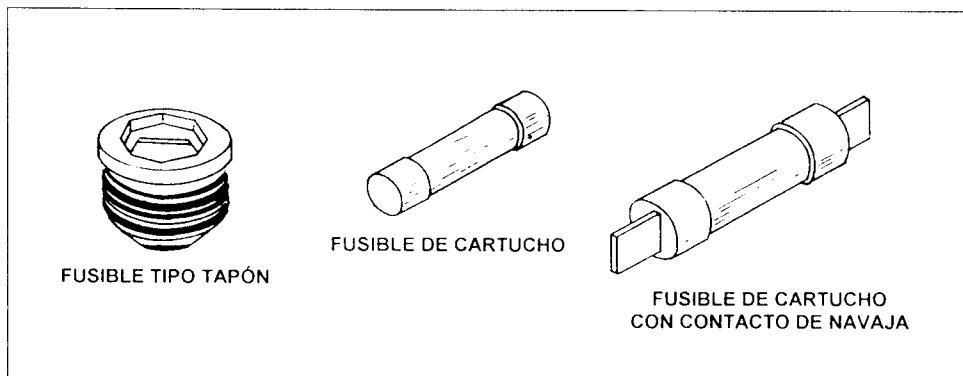
Con corrientes de cortocircuito severas, el elemento de la placa magnética produce tanta fuerza que el retorno opera rápidamente. Por lo general, su capacidad continua se encuentra entre 15 y 2500 A y hasta 65000 A valor eficaz de capacidad de cortocircuito.

FUSIBLES. Un fusible es un dispositivo de protección contra sobre corriente, con un miembro fusible para abrir un circuito que es directamente calentado por el paso de una sobrecorriente a través del mismo.

Los fusibles son simples en construcción, compactados y relativamente baratos. Todos los fusibles modernos están hechos de tal forma que el elemento fusible mismo se encuentra totalmente encerrado. Los elementos que los contienen toman diferentes formas, dependiendo del tamaño y la capacidad del fusible.



En la siguiente figura, se muestran algunos de estos tipos:



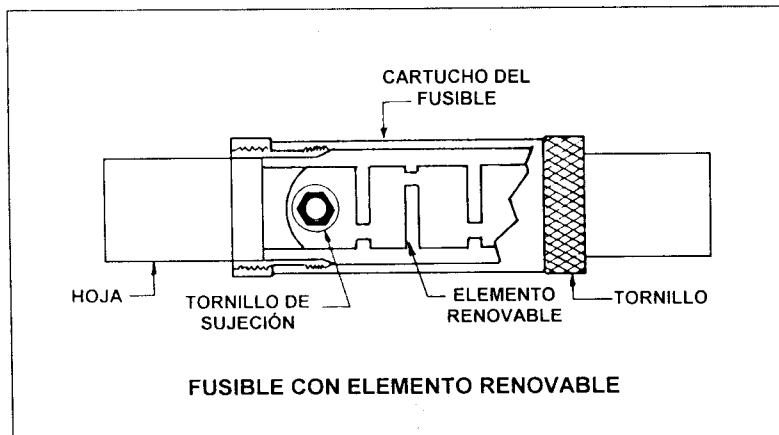
FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN DISPONIBLES DE ACUERDO CON FABRICANTES PARA 250 V Y 600 V, Y 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200, 1600, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000 Y 6000 A.

LOS FUSIBLES TIPO TAPÓN. Se fabrican en tamaños hasta de 30 A y se usan en circuitos que no excedan a 127 V. El elemento de conexión se fabrica entre 35 y 60 A. El diámetro y longitud del contenedor del elemento fusible varía con la clase de voltaje.

EN LOS FUSIBLES TIPO CARTUCHO. El contacto puede ser de navajas o cilíndrico y se fabrican en tamaños de 70 a 6000 A. Éstos, también varían en sus dimensiones físicas dependiendo de su tensión nominal.

Normalmente las capacidades de corriente de los fusibles están normalizadas y son publicadas por los distintos fabricantes en sus catálogos. Los fusibles tipo cartucho se pueden fabricar en el tipo desecharable, o bien, el tipo renovable.

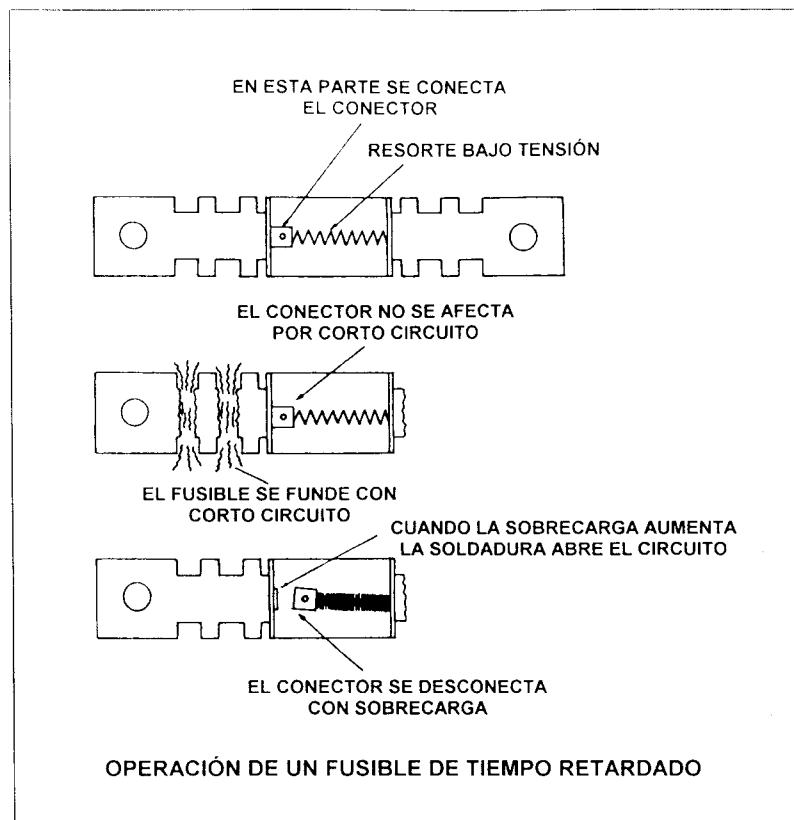
Las capacidades comerciales más comunes para el rango de 220 V a 600 A, son: 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800 1000, 1200, 1600, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000 Amperes.

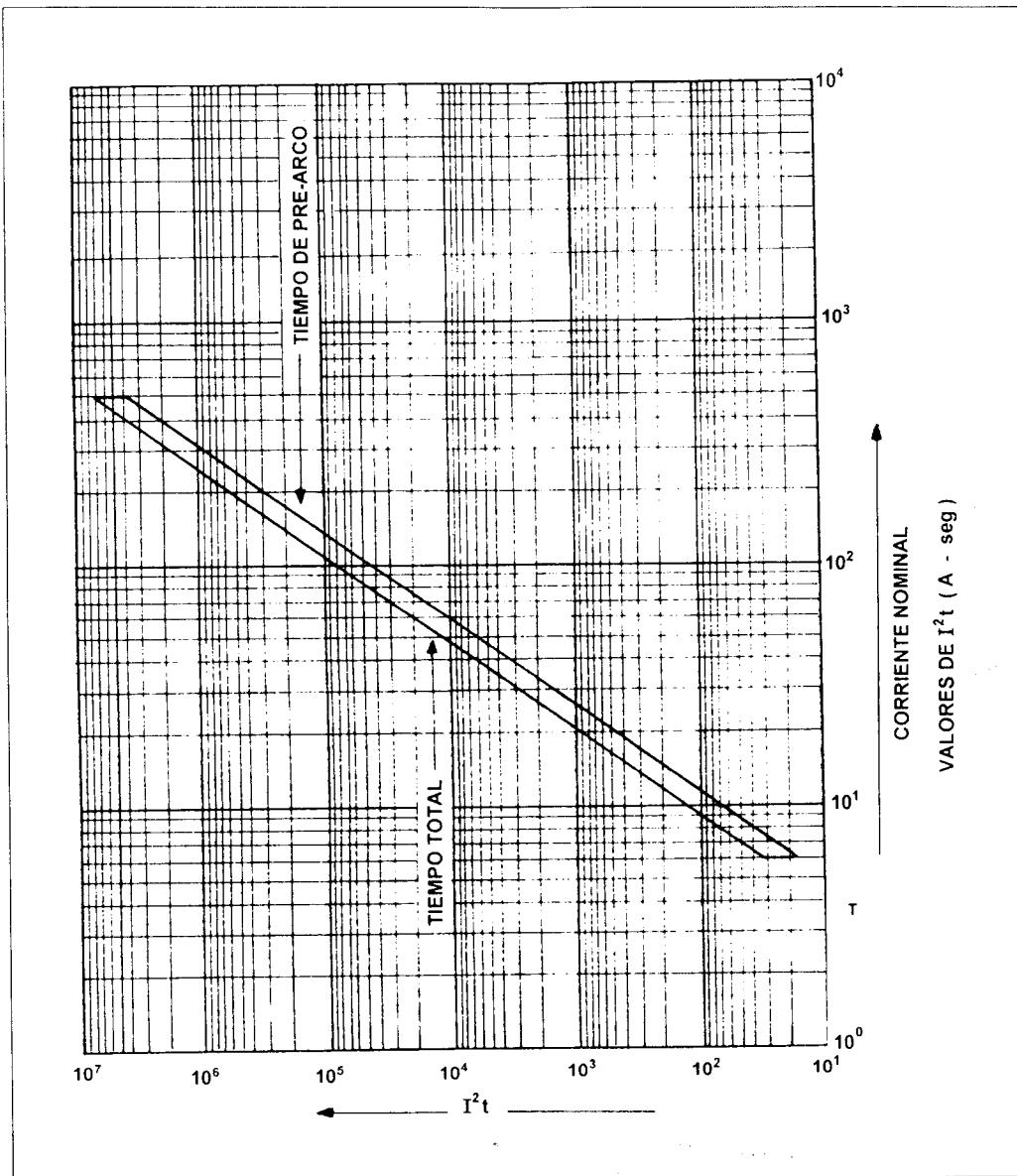


En algunas aplicaciones de fusibles, se usan los llamados de "**tiempo retardado**", de hecho, todos los fusibles tienen un retraso inherente, pero los de tiempo retardado están diseñados en forma explícita para esto. Estos fusibles están construidos de tal forma que se funden instantáneamente en condiciones de cortocircuito, pero con sobrecargas como corrientes de inserción en el arranque de motores, soportan más sin fundirse para prevenir disparos innecesarios.

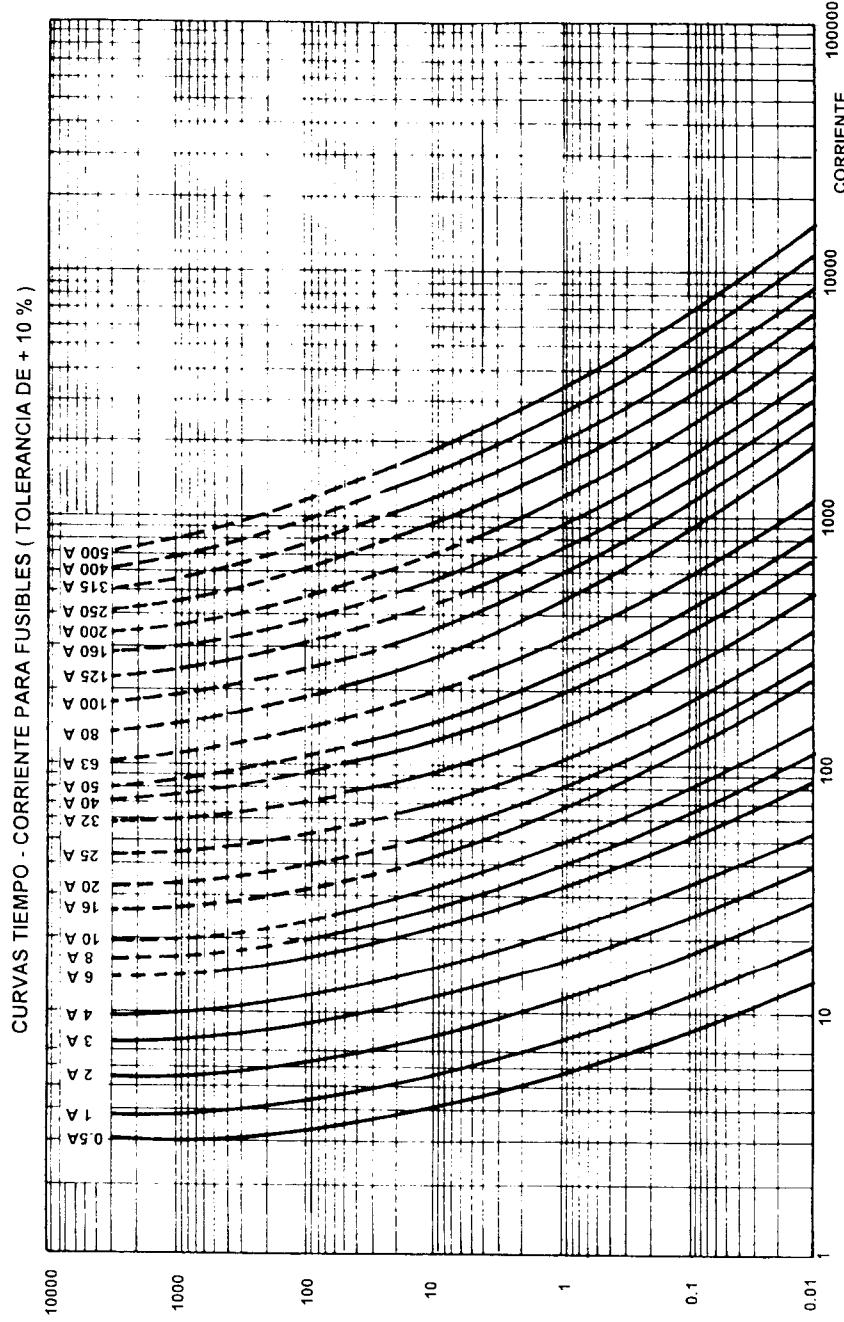
Estos fusibles tienen elementos compuestos, una parte proporciona operación rápida en el rango de las corrientes de cortocircuito y, una segunda parte, proporciona el retraso de tiempo en el rango de la mayoría de las sobrecorrientes.

La construcción de estos fusibles se muestra en la siguiente figura. En cortocircuito se funde en la misma forma que otros tipos, pero este elemento fusible con sobrecarga, permanece inactivo.



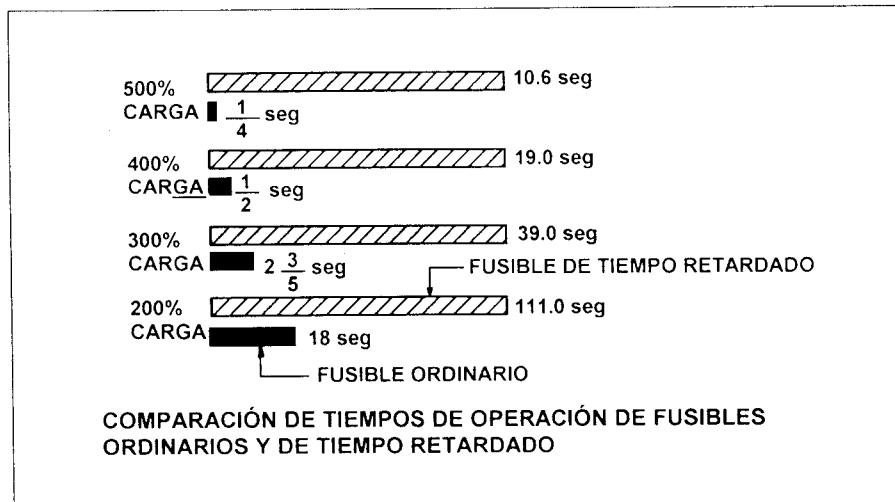


CURVAS TÍPICAS TIEMPO CORRIENTE PARA FUSIBLE



El calor que se produce por una sobrecarga, se alimenta al centro de la masa del disco de cobre, sobre el cual está montado el conector y el resorte, mismos que conectan las dos piezas eléctricamente, de manera que cuando la temperatura se incrementa por la sobrecarga hasta llegar al punto de fusión de la soldadura, el conector queda fuera de su lugar por el resorte.

Una comparación de los fusibles de operación con retardo con respecto a los fusibles ordinarios o normales, se muestra a continuación:



COMBINACIÓN DE INTERRUPTOR Y FUSIBLE. Combinando los fusibles limitadores de corriente con los interruptores en caja moldeada, la capacidad interruptiva del interruptor se incrementa sobre la del propio interruptor solo.

El interruptor conserva todas las funciones dentro de su rango y el fusible detecta e interrumpe las corrientes de cortocircuito que están por encima del valor nominal del interruptor. Desde luego que, los dos dispositivos deben ser coordinados para producir los resultados esperados.

Este dispositivo es útil por las siguientes razones:

1. Es menor en costo que un interruptor sólo de la capacidad total.
2. Se puede usar en sistemas en donde la corriente de falla disponible puede ser tan alta como 200 000 A, pero con requerimientos de corrientes nominales bajos.

3. Es un dispositivo totalmente coordinado. El fusible limitador de corriente no interrumpe una sobrecarga o una falla de bajo nivel, pero opera cuando la falla alcanza un valor elevado de corriente.
4. El problema que se presenta con los fusibles es que al quemarse uno, se pierde una fase del sistema trifásico, quedando la alimentación al motor en dos fases, con la combinación de fusible e interruptor se elimina, debido a que la acción del interruptor dispara todos los polos y la acción del fusible también dispara el interruptor.

Este tipo de dispositivo de protección, se parece mucho a un interruptor en caja moldeada, excepto porque la extensión del fusible ocupa más espacio, por lo general de fondo, ya que el fusible limitador está usualmente localizado en la parte de fondo de la unidad.

3.4

INSTALACIÓN Y PROTECCIÓN DE MOTORES ELÉCTRICOS EN BAJA TENSIÓN

La idea de la protección de los motores eléctricos, se basa en el concepto general de que las propiedades de los materiales aislantes se ven afectadas por los esfuerzos dieléctricos, mecánicos y térmicos a que se ven sometidos, así como por la influencia del medio ambiente en que se encuentran instalados, por ejemplo, el polvo, la humedad, productos químicos, etcétera. La vida de un aislamiento determina, en cierta medida, la vida de una máquina eléctrica; y el efecto térmico producido por sobrecargas o por corrientes de cortocircuito, representa un factor importante, razón por la cual se debe dar la debida importancia a la protección de los motores eléctricos y a los elementos complementarios para su instalación. Algunas de las causas más importantes de sobrecargas térmicas, pueden ser las siguientes:

Aumento de las pérdidas, debido a la operación anormal del propio motor, como por ejemplo:

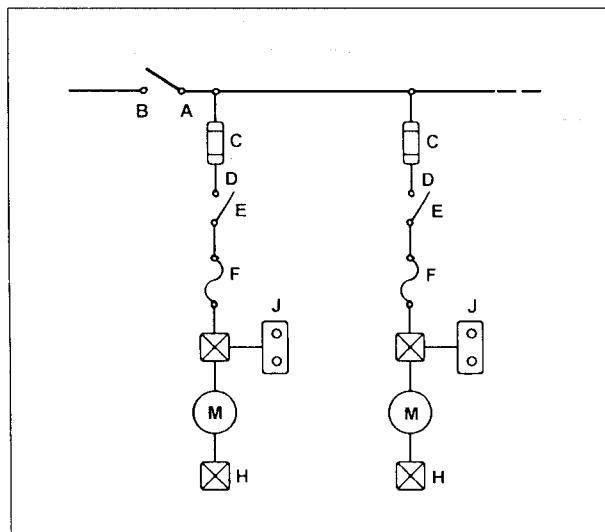
- Carga con un par de arranque alto o elevada en servicio continuo.
- Tiempo relativo de conexión muy largo.
- Errores de conexión.
- Fallas en el sistema de enfriamiento.
- Variaciones de frecuencia en la red de alimentación.
- Asimetría de las fases.



ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA MOTORES

La instalación eléctrica para motores, se debe hacer siempre de acuerdo con las disposiciones de las "**Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas**", que se refieren no sólo a la instalación misma de los motores, sino también a los requisitos que deben llenar los elementos que la conforman.

En la figura siguiente, se muestran los elementos principales de la instalación eléctrica de uno o varios motores.



Para el cálculo de los distintos elementos de la instalación eléctrica de un motor, se parte de un dato básico, que es:

LA CORRIENTE A PLENA CARGA. Es la corriente que toma o consume un motor, cuando desarrolla su potencia nominal y se indica por lo general en su placa de características. Los valores de corriente a plena carga para motores monofásicos y trifásicos, se dan por lo general en tablas, para los fines de cálculo de las instalaciones eléctricas.

De la figura anterior:

ALIMENTADOR (A). El calibre del alimentador para dos o más motores, se calcula para la siguiente corriente:

$$I = 1.25 \times I_{PC} (\text{motor mayor}) + \sum I_{PC} (\text{otros motores})$$

Donde:

I_{PC} = Corriente a plena carga.

PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR (B). La protección del alimentador, ya sea por medio de fusibles, interruptores automáticos (termomagnéticos o electromagnéticos) o cualquier otro tipo de interruptores, se debe calcular para una corriente que tome en consideración la corriente máxima del motor mayor más la suma de las corrientes a plena carga de los otros motores conectados al mismo circuito, es decir:

$$I = I_{\text{arranque máx.}} (\text{motor mayor}) + \sum I_{PC} (\text{otros motores})$$

La corriente de arranque es la que toma un motor justamente durante el periodo de arranque, y es considerablemente mayor que su corriente nominal, cuando el motor ha alcanzado su velocidad normal. Esto significa que los conductores que alimentan a los motores, deben estar protegidos por un elemento contra sobrecarga, con una capacidad suficientemente grande como para soportar la corriente de arranque por un tiempo corto.

La corriente de arranque de un motor, depende principalmente de su reactancia, y se designa en algunos motores por medio de una letra, correspondiendo las primeras letras del abecedario a motores de alta reactancia y las últimas a motores de baja reactancia. Estas cantidades se expresan como kVA/HP a rotor frenado y se dan como la corriente nominal, también en tablas. Cuando se tienen motores de los que no se conozca la letra de código, la capacidad del elemento de protección, se calcula haciendo uso de la corriente de arranque, de acuerdo con la tabla No. 3.5.

PROTECCIÓN DEL CIRCUITO DERIVADO (C). Esta protección se puede hacer en los casos más simples por medio de fusibles, o bien, por medio de interruptores automáticos (termomagnéticos, por ejemplo). Esta protección tiene como objetivo proteger a los conductores del circuito derivado contra cortocircuito y debe tener una capacidad tal, que permita el arranque del motor, sin que se desconecte (abra) el circuito. Se calcula, de acuerdo con la tabla No. 3.6.

CIRCUITO DERIVADO (D). A los conductores que conectan el motor con el tablero de distribución o con el alimentador, se les denomina "el circuito derivado del motor". A estos conductores, para su cálculo, se les considera una sobrecarga del 25%, es decir, para su cálculo se considera la siguiente expresión:

$$I = 1.25 \times I_{PC}$$

DESCONECTADOR (E). El propósito del desconectador, es aislar el motor mediante un control del circuito derivado, para que, en caso necesario se puedan hacer trabajos de mantenimiento o ajustes en el motor, sin ningún peligro para la persona que los efectúe. El desconectador, es básicamente un interruptor de navajas que debe tener una capacidad mínima dada por la corriente:

$$I = 1.15 \times I_{PC}$$

PROTECCIÓN DEL MOTOR (F). Esta protección, es contra una sobrecarga para evitar que el motor se sobrecalente, para lo cual se calcula para un valor máximo permisible del 25%. Es decir, el elemento de protección se calcula para una corriente:

$$I = 1.25 \times I_{PC}$$

Por lo general, este elemento se encuentra dentro del control del motor, formando parte del mismo.

CONTROL DEL MOTOR (G). En el concepto elemental, este control se refiere al dispositivo que permite arrancar, poner en operación y para un motor.

Según el tamaño y tipo del motor, este dispositivo puede ser un simple interruptor de navajas, o bien, un desconectador manual o automático, o en ocasiones, otros elementos adicionales para arrancar a voltaje reducido o con resistencias en el rotor, como es el caso de los motores con rotor devanado, etc.

CONTROL SECUNDARIO (H). Cuando se tienen motores eléctricos con rotor devanado, su control se efectúa mediante un reóstato que se conecta al devanado del rotor a través de los anillos rozantes. El procedimiento consiste en arrancar el motor con toda la resistencia adentro (en serie), disminuyéndola gradualmente hasta que se adquiera la velocidad normal, con esto se logra que la corriente durante el arranque sea relativamente baja.

ESTACIÓN DE BOTONES PARA CONTROL REMOTO (J). Cuando los motores están controlados por medio de dispositivos electromagnéticos o termomagnéticos, se puede accionar la operación de arranque o paro por medio de una estación de botones que normalmente no se encuentra cercana al motor, (de aquí que se le denomine de control remoto).

3.6

LA CORRIENTE NOMINAL DE LOS MOTORES DE INDUCCIÓN

Como ya se mencionó anteriormente, **este valor representa la corriente que demanda un motor de su fuente de alimentación cuando desarrolla su potencia nominal**. Debido a que las potencias de los motores (expresadas en kilowatts o HP) se encuentran normalizadas, de acuerdo al número de fases y voltaje de alimentación, y considerando también que para las velocidades de operación más comunes a la frecuencia de la alimentación para un número de polos dado, estos valores se encuentran dentro de rangos típicos que aparecen en las normas técnicas para instalaciones eléctricas en los catálogos de los fabricantes de motores y equipo de control, en reglas de cálculo diseñadas ex profeso, etcétera, **estos valores son los que se usan para el cálculo de las componentes de una instalación eléctrica**.

Cuando se requiere conocer la máxima y la mínima corriente de arranque, entonces es posible hacer uso de la información relacionada con las letras de código. Es común que las letras de código se expresen en unidades de kilovolt-amperes/caballo de potencia (kVA/HP). En consecuencia, si la potencia de un motor es HP y su letra de código se lee de sus datos de placa, se pueden calcular en forma muy sencilla los kVA de arranque y la corriente máxima de arranque. Para un motor trifásico, la potencia aparente en VA es: $VA = 1.73 V_L I_L$

Donde:

VA = Potencia en volt-amperes.

V_L = Voltaje de fase a fase en volts.

I_L = Corriente de línea en amperes.

Para el propósito de fijación de la capacidad o tipo de los dispositivos de protección como sigue:

- Mas de 1 HP.
- 1 HP o menos con arranque manual.
- 1 HP o menos con arranque automático.

Calcular para un motor trifásico de inducción de 5HP, 60 Hz, 220 volts con letra de código H.

EJEMPLO 3.2

- a) La mínima y máxima corriente de arranque posible.
- b) La corriente normal de operación a plena carga.
- c) La máxima corriente de arranque como una relación de la corriente nominal.

1) De tablas, para la letra de código H, el motor tiene de 6.3 a 7.09 kVA/HP; por lo tanto:

Los kVA mínimos que demanda son:

$$\text{kVA mínimos} = \frac{6.3 \text{ kVA}}{7.09 \text{ kVA/HP}} \times 5 \text{ HP} = 31.5 \text{ A}$$

Los kVA máximos que demanda:

$$\text{kVA máximos} = \frac{7.09 \text{ kVA}}{6.3 \text{ kVA/HP}} \times 5 \text{ HP} = 35.45 \text{ A}$$

Como se trata de un motor trifásico, entonces su potencia se puede expresar como:

$$P = 3 \sqrt{3} I V \cos \phi$$

De donde, para el caso de la mínima corriente de línea:

$$I_{\min} = \frac{V_A \min}{3 \sqrt{3} \times 200} = \frac{31.5 \times 1000}{3 \sqrt{3} \times 200} = 82.66 \text{ A}$$

$$I_{\max} = \frac{V_A \max}{3 \sqrt{3} \times 200} = \frac{35.45 \times 1000}{3 \sqrt{3} \times 200} = 93.03 \text{ A}$$

SOLUCIÓN

b) La corriente normal de operación a plena carga, se obtiene de la tabla para corriente a plena carga de motores. De manera que, para 5 HP a 220 volts, la corriente es 15 A.

c) La máxima corriente de arranque, como una relación de la corriente nominal, es:

$$\frac{I_{\max}}{I_{\text{nom}}} = \frac{93.03}{15} = 6.202$$

Es decir, aproximadamente 6.2 veces mayor que la corriente de operación.

Calcular las características principales para los alimentadores de los motores trifásicos de inducción a 60 Hz, cuyos datos principales se dan a continuación:

EJEMPLO 3.3

- Motor de 5HP, 220 volts con letra de código A, corriente nominal de 15.9, jaula de ardilla.
- Motor de 25HP, 440 volts con una corriente nominal de 36 amperes.
- Motor de 30 HP a 440 volts. El motor tiene el rotor devanado.
- Motor de 50 HP, jaula de ardilla a 440 volts con corriente a plena carga de 68A.

Para el motor jaula de ardilla de 5 HP, 220 volts con letra de código A, el circuito derivado se puede proteger por medio de un interruptor termomagnético de $1.5 \times 15.9 = 23.85$ amperes, debido al bajo valor que tiene su letra de código a rotor bloqueado. El máximo ajuste del dispositivo de sobrecarga (elemento térmico) es:

$$1.15 \times 15.9 = 18.29 \text{ A.}$$

SOLUCIÓN

Para el motor de 25 HP a 440 volts, como no se dan datos de letra de código, se puede suponer un factor de servicio de 1.2, con lo que el elemento de protección contra sobrecarga se puede ajustar a un valor:

$$1.25 \times 36 = 45 \text{ A.}$$

Se puede usar un fusible de tiempo no retardado para proteger el circuito y cuyo valor es:

$$3 \times 30 = 90 \text{ A.}$$

Para el motor de 30 HP a 440 volts, con una elevación máxima de temperatura de 40°C con rotor devanado, se hacen las siguientes consideraciones:

- Debido a que el motor tiene rotor devanado, se usa fusible de tiempo no retardado como dispositivo de protección del circuito derivado, el valor de este dispositivo no se puede ajustar a más del 150% de la corriente a plena carga, que este caso de tablas se sabe es: 42 amperes, es decir, que el 150% es entonces;

$$1.5 \times 42 = 63 \text{ A.}$$

En este caso, probablemente sea recomendable usar un arrancador de 30 HP con medio de desconexión.

En el caso del motor de 50 HP a 440 volts, se trata de un motor de jaula de ardilla. De tablas, la corriente a plena carga es 68 amperes, se debe usar un arrancador de 50 HP y el dispositivo de protección no se debe ajustar a un valor mayor de:

$$1.15 \times 68 = 78.2 \text{ A.}$$

Un resumen de los cálculos necesarios para los alimentadores de este grupo de motores, se da a continuación en la tabla que se indica.

Tipo de motor a 60 Hz	Tipo de dispositivos de protección del circuito derivado	Corriente a plena carga	Capacidad mínima del desconector	Capacidad mínima para el cálculo de conductores	Tamaño del controlador	Tipo y calibre del conductor (cobre)	Máxima capacidad del dispositivo de sobreexperiencia
							Capacidad máxima del dispositivo de protección
5 HP, letra de código a 220 volts	Interruptor Termomagnético de Tiempo Inverso	15.9	Para 5 HP la capacidad es: 1.15 x 15.9 = 18.29 A	1.5 x 1.9 = 23.85	1.25 x 15.9 = 19.87 A	No. 12 AWG	5 HP 1.15 x 15.9 = 18.29 A
25 HP, 440 volts, jaula de ardilla factor de servicio 1.2	Fusible sin Retardo de Tiempo	36 A	Para 5 HP la capacidad del interruptor es: 1.15 x 36 = 41.4	3 x 36 = 108 A	3 x 36 = 45 A	No. 8 AWG	25 HP 1.25 x 36 = 45 A
30 HP, 440 volts, rotor devanado con elevación de temperatura 40 grados C.	Fusible sin Retardo de Tiempo	42 A	Para 30 HP la capacidad del interruptor es: 1.5 x 42 = 48.3	1.5 x 42 = 63 A	1.25 x 42 = 52.5 A	No. 8 AWG	30 HP 1.25 x 42 = 52.5 A
50 HP, 440 volts, jaula de ardilla	Fusible sin Retardo de Tiempo	68 A	Para 50 HP la capacidad del interruptor es: 1.15 x 68 = 78.2 A	3 x 68 = 204 A	1.25 x 68 = 85 A	No. 4 AWG	50 HP 1.15 x 68 = 78.2 A

Se tiene un motor trifásico de inducción de 5 HP, 220 voltios con letra de código H, se desea calcular:

- EJEMPLO 3.4
- La capacidad máxima de un fusible de tiempo retardado para la protección del circuito derivado.
 - La capacidad máxima que tendría un interruptor termomagnético de tiempo inverso para proteger el circuito derivado.
 - La corriente máxima a plena carga se calculó en el ejemplo 3.6 de acuerdo con la letra de código H, los kVA a rotor bloqueado varían de 6.3 a 7.09 kVA/HP, tomando el valor máximo.

$$kVA_{máximos} = 7.09 \frac{kVA}{HP} \times 5 \text{ HP} = 35.45$$

La corriente máxima (correspondiente a esta potencia) es:

$$kVA_{máximos} = \frac{VA_{máx.}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{35.45 \times 1000}{\sqrt{3} \times 200} = 103.03 A$$

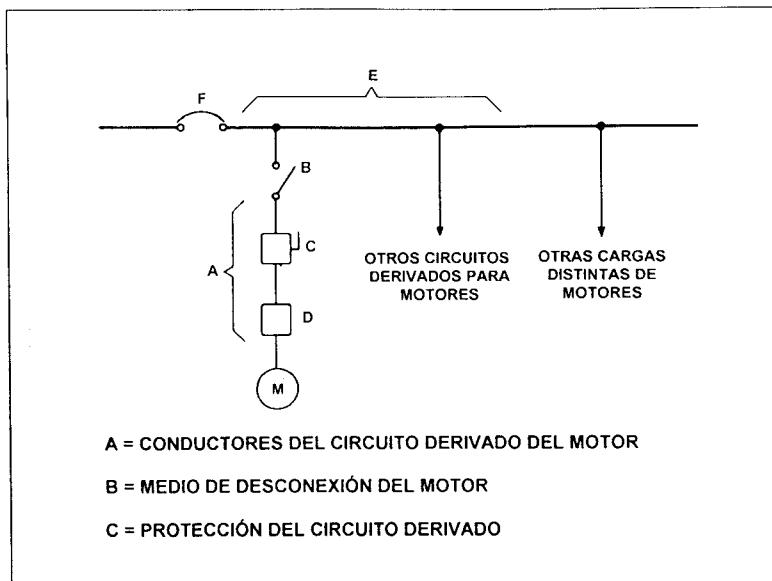
SOLUCIÓN

De la tabla de capacidad máxima o ajuste de los dispositivos de protección, para letra de código H y corriente nominal de 15 A (de tabla) para uso de fusible con tiempo retardado, la capacidad máxima es 175% de la corriente a plena carga, es decir:

$$1.75 \times 15.9 = 27.83 A$$

- El fusible recomendado entonces es de 30 A.
- Si se usa interruptor termomagnético, la capacidad máxima de la tabla correspondiente es 250% de la corriente a plena carga, es decir:
- $$2.5 \times 15.9 = 39.75 A$$
- Si se usa interruptor de acción rápida:
- $$2.0 \times 15.9 = 31.8 A$$
- Por lo que se puede usar un interruptor de 40 A.

CÁLCULO DE ALIMENTADORES PARA MOTORES. En el diagrama correspondiente al cálculo de los circuitos derivados, el alimentador alimenta al circuito derivado del motor y se protege por separado, de manera que para incluir al alimentador se debe usar el diagrama que se muestra a continuación:



- A** = Conductores del circuito derivado del motor.
- B** = Medio de desconexión del motor.
- C** = Protección del circuito derivado.
- D** = Control del motor y protección de operación.
- E** = Conductores del alimentador.
- F** = Elementos de protección del alimentador.

CÁLCULO DE LAS COMPONENTES DEL ALIMENTADOR. El método de cálculo de las componentes del alimentador, es de hecho el mismo que el usado para calcular las componentes del circuito derivado de un motor.

1. La capacidad de conducción de corriente (ampacidad) de los conductores del alimentador (ϵ) se calcula con 1.25 veces la corriente a plena carga del motor de mayor capacidad más la suma de las corrientes a plena carga de los motores restantes. Cargas adicionales u otros motores se agregan a esta suma en forma directa.

$$I_A = 1.25 I_{PC} \text{ M.mayor} + I_{PC} \text{ otros motores} + I_{\text{otras cargas}}$$

2. El dispositivo de protección del alimentador (F) para protegerlo contra cortocircuito y fallas a tierra, se calcula agregando la suma de las cargas adicionales a la corriente máxima para el dispositivo de protección del motor contra cortocircuito a falla a tierra, que se obtiene de la tabla correspondiente, para el motor mayor.
3. Cuando se consideren cargas adicionales para el futuro, se incluyen en los cálculos para determinar la capacidad apropiada de los alimentadores y los dispositivos de protección.

El circuito alimentador que alimenta la potencia desde el servicio hasta el circuito derivado de un motor, se puede realizar en distintas formas, el diseñador debe seleccionar el arreglo que se realice más fácil, evaluando algunas consideraciones como el costo, voltaje de alimentación, disponibilidad de espacio, forma de control de los motores, etcétera.

3.7

CENTRO DE CONTROL DE MOTORES (CCM)

Un centro de control de motores (CCM) es esencialmente un tablero, que se usa en primer término para montar las componentes del alimentador de los motores y de sus circuitos derivados; desde luego que no necesariamente todas las componentes se deben incluir en el centro de control, por ejemplo, la protección del alimentador se puede instalar en el tablero principal, o bien, otro ejemplo, la estación de botones se puede localizar en algún lugar más conveniente.

El número de secciones en un centro de control de motores depende del espacio que tome cada una de sus componentes, de manera que si el diseñador sabe qué componentes se incluirán, se puede diseñar el centro de control de motores.

El centro de control de motores ofrece las siguientes ventajas:

- Permite que los aparatos de control se alejen de lugares peligrosos.
- Permite centralizar al equipo en el lugar más apropiado.
- Facilita el mantenimiento y el costo de la instalación es menor.

Para diseñar el centro de control de motores, se debe tomar en consideración la siguiente información:

1. Elaborar una lista de los motores que estarán contenidos en el CCM, indicando para cada motor:
 - Potencia en HP o kW.
 - Voltaje de operación.
 - Corriente nominal a plena carga.
 - Forma de arranque (tensión plena a tensión reducida).
 - Si tiene movimiento reversible.
 - Lámparas de control e indicadoras.
2. Elaborar un diagrama unifilar simplificado de las conexiones de los motores, indicando la información principal referente a cada uno.
3. Tomando como referencia los tamaños normalizados para centros de control de motores, se puede hacer un arreglo preliminar de la disposición de sus componentes, de acuerdo con el diagrama unifilar, y considerando ampliaciones futuras.
4. Las especificaciones principales para un centro de control de motores (CCM) son las siguientes:
 - Características del gabinete y dimensiones principales.

Generalmente son del tipo auto-soportado de frente muerto para montaje en piso, con puertas al frente para permitir el acceso al equipo.
 - Arrancadores.

Normalmente son del tipo magnético, con control remoto y/o local, por medio de botones y elementos térmicos para protección de los motores.
 - Interruptores.

Por lo general, son del tipo termomagnético en caja moldeada de plástico, con operación manual y disparo automático y que pueden ser accionados exteriormente por medio de palancas.

Frecuentemente se instala para cada motor una combinación de interruptor y arrancador.

→ Barras y conexiones.

Cada centro de control de motores tienen sus barras o alimentadores que son normalmente de acero o acerocincio. Estos cables se encuentran en la parte superior y las conexiones se hacen en la parte inferior.

EJEMPLO 3.5 Se tienen dos motores de inducción de 5 y 10 HP que se alimentan de un circuito monofásico a 127 volts. Si se van a proteger por medio de fusibles de tiempo no retardado, calcular las características principales para el alimentador.

Para calcular la capacidad de corriente (ampacidad) del conductor, se dan los valores de corriente a plena carga para estos motores (datos de tabla). Para el motor monofásico de 5 HP a 127 volts:

$$I_{PC} = 51 \text{ amperes}$$

Para el motor de 10 HP a 127 volts:

$$I_{PC} = 91 \text{ amperes}$$

La corriente para calcular el calibre del alimentador es:

$$I_{AL} = 1.25 I_{PC} \text{ motor mayor} + \sum I_{PC} \text{ otros motores}$$

$$I_{AL} = 1.25 \times 91 + 51 = 164.75 \text{ amperes}$$

De tablas de conductores se pueden usar 2 conductores No. 3/0 tipo TW en tubo conduit de 51 mm de diámetro.

EJEMPLO 3.6 Calcular las características principales de los circuitos derivados y el alimentador para un centro de control de motores que alimentará los siguientes motores:

- 1 Motor trifásico de inducción 25 HP a 220 volts, tipo jaula de ardilla con letra de código G.

- 1 Motor trifásico de inducción de 20 HP a 220 Volts, tipo jaula de ardilla con letra de código G.

Se considera que se usarán interruptores termomagnéticos, elementos térmicos y conductores TWH. Se supone tanto en que se trata de motores estándar con una elevación de temperatura no mayor de 40 °C.

Determinar:

1. La protección del alimentador.
2. El conductor del alimentador.
3. La protección del circuito derivado de cada motor.
4. El conductor del circuito derivado de cada motor.
5. Los elementos térmicos de cada motor.
6. Las capacidades de los medios de desconexión de cada motor.

1. Para un motor de 25 HP a 220 voltos, la corriente nominal es de 71 amperes, para motores de inducción con letra de código G. Si la corriente de plena carga mayor de 30 A, se puede usar un factor de 2.5 veces la corriente nominal a plena carga, por lo que la protección del alimentador se calcula como:

$$\text{Protección del alimentador} = 2.5 \times I_{PC, \text{motor mayor}} + \sum I_{PC, \text{others motores}}$$

Para el motor de 20 HP a 220 voltos de corriente a plena carga:

$$I_{PC} = 56 \text{ amperes}$$

Por lo tanto la protección del alimentador se calcula como:

$$\text{Protección del alimen.} = 2.5 \times 71 + 56 = 233.5 \text{ amp. máx.}$$

Es decir que se puede usar un interruptor termomagnético de 25A.

SOLUCIÓN

2. Calibre del conductor del alimentador.

La capacidad de conducción de corriente del alimentador (ampacidad) es:

$$I = 1.25 I_{PC} \text{ motor mayor} + \sum I_{PC} \text{ otros motores}$$

$$I = 1.25 \times 71 + 56 = 144.75 \text{ amperes}$$

Para conductor TWH, de tabla 2.67 para 1 a 3 conductores en tubo conduit, se requieren 3 conductores No. 2/0 AWG.

3. Protección del circuito derivado de cada motor.

a) Para el motor de 25HP a 220 volts con $I_{PC} = 71$ amp. y letra de código G, se puede usar un factor de $2.5 \times I_{PC}$ es decir:

$$I = 1.25 \times I_{PC} = 2.5 \times 71 = 177.5 \text{ amperes}$$

Por lo que se puede emplear interruptor termomagnético de 175A.

b) Para el motor de 20 HP a 220 volts con $I_{PC} = 56$ amp. y letra de código C, se puede usar un factor de $2 \times I_{PC}$ por lo que:

$$I = 2 \times I_{PC} = 2 \times 56 = 112 \text{ amperes}$$

Se puede emplear un interruptor termomagnético de 110 amperes.

4. Conductores de los circuitos derivados.

a) Para el motor de 25HP.

$$I = 1.25 \times I_{PC} = 1.25 \times 71 = 88.75 \text{ amperes}$$

Con conductor TWH (1 a 3 conductores en tubo conduit) se requieren 3 conductores No. 2 AWG.

b) Para el motor de 20 HP.

$$I = 1.25 \times I_{PC} = 1.25 \times 56 = 70 \text{ amperes}$$

Con conductor TWH (1 a 3 conductores en tubo conduit) se requieren 3 conductores No. 4AWG.

5. Elementos térmicos

Para motores estándar con elevación de temperatura no superior a 40°C la capacidad de los elementos térmicos es de $1.25 \times I_{PC}$

a) Para el motor de 25 HP a 220 volts con $I_{PC}=71$ amp.

$$I_{ELE. TÉRMICO} = 1.25 \times 71 = 88.75 \text{ amperes}$$

b) Para el motor de 20 HP a 220 volts con $I_{PC}=56$ amp.

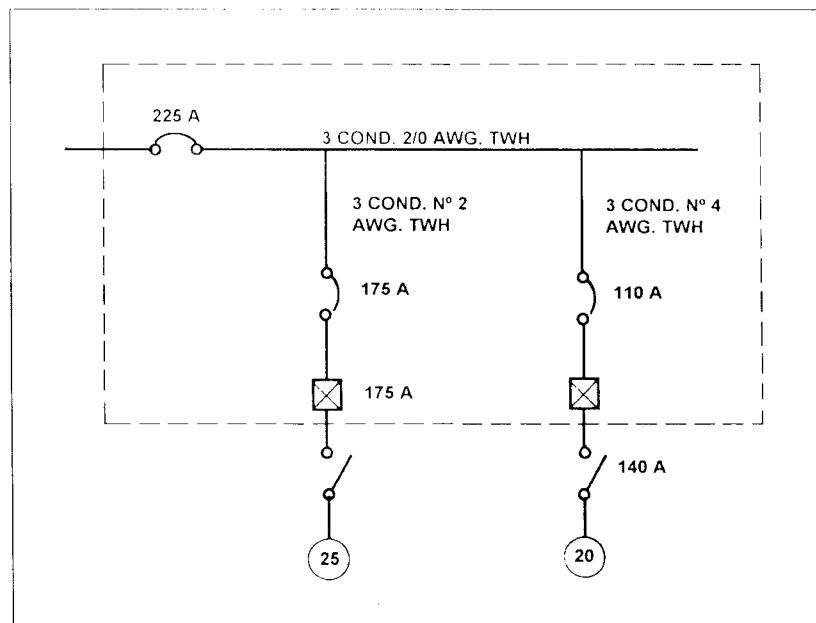
$$I_{ELE. TÉRMICO} = 1.25 \times 56 = 70 \text{ amperes}$$

6. Dado que los motores no estarán a un lado del CCM, es necesario proporcionar un desconectador por separado, por lo que se deben usar desconectadores de 25 y 20 HP o bien, interruptores termomagnéticos de $2.5 \times I_{PC}$ para el motor de 25 HP, es decir:

$$2.5 \times 71 = 177.5 \text{ A. (175 amperes)}$$

Y de $2.5 \times I_{PC}$ para el motor de 20 HP, o sea:

$$2.5 \times 56 = 140 \text{ amperes}$$



DATOS PARA EL DISEÑO DE UN CENTRO DE CONTROL DE MOTORES. Para dar la información más precisa para el diseño de un CCM, es conveniente tener una idea de los datos que se manejan para sus componentes, como es el caso de los arrancadores y los interruptores termomagnéticos, por mencionar dos de los más representativos, además de los elementos de control que se estudiarán más adelante.

En el caso de información para arrancadores, normalmente se hace referencia a normas nacionales, aún cuando se deben satisfacer condiciones establecidas por normas internacionales, como las de la NEMA (National Electrical Manufacturers Association) de Estados Unidos, en donde se establecen las capacidades máximas que se dan a continuación.

TABLA A

**CAPACIDADES MÁXIMAS PARA ARRANCADEORES A VOLTAJE PLENO Y
PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS**

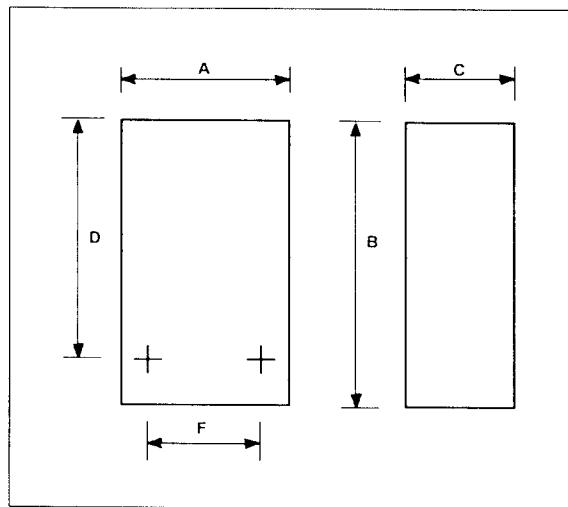
TAMAÑO NEMA	CORRIENTE POR 8 HORAS (A)	HP MÁXIMOS PARA 220 V	MOTORES TRIFÁSICOS	
			440 V	230 V
00		1.5	2	
0	15	3	5	
1	25	7.5	10	
2	50	15	25	
3	100	30	50	
4	150	50	100	
5	300	100	200	

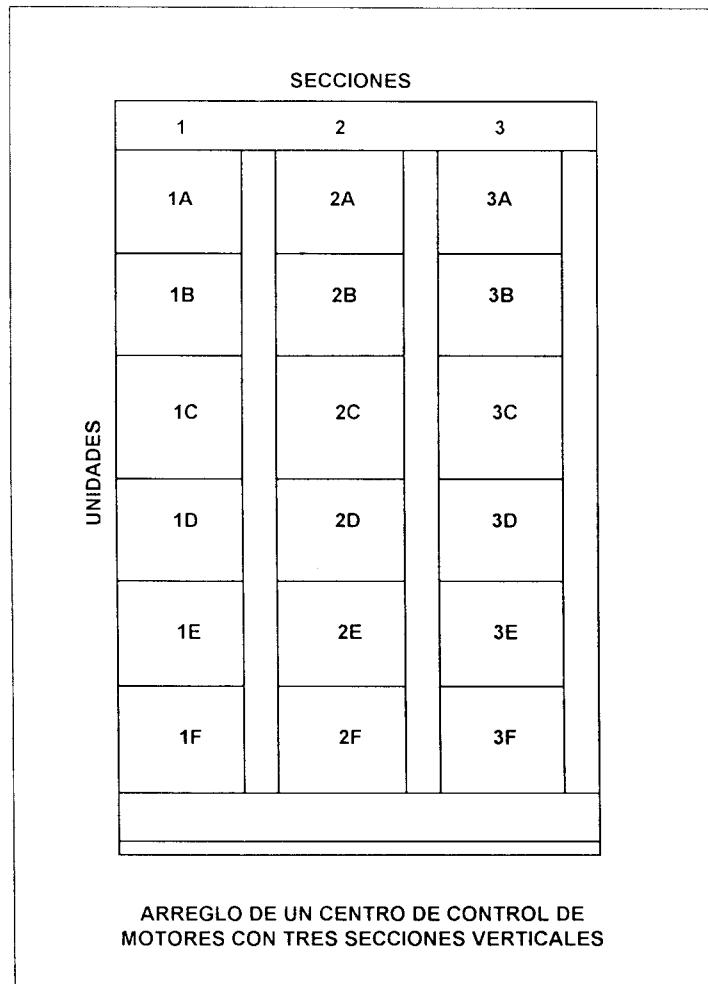
La tabla anterior es aplicable a motores trifásicos de inducción de una sola velocidad, con jaula de ardilla.

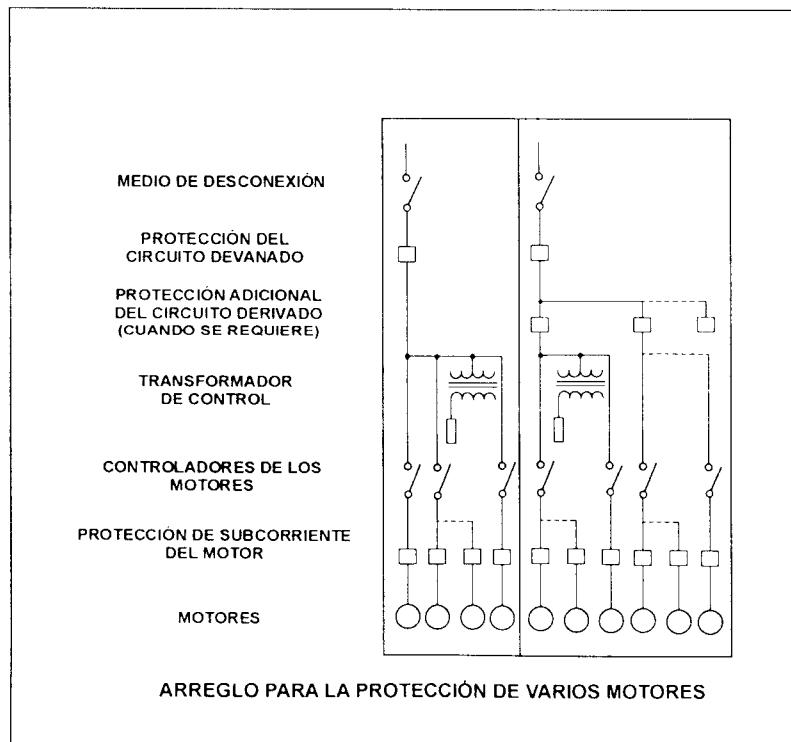
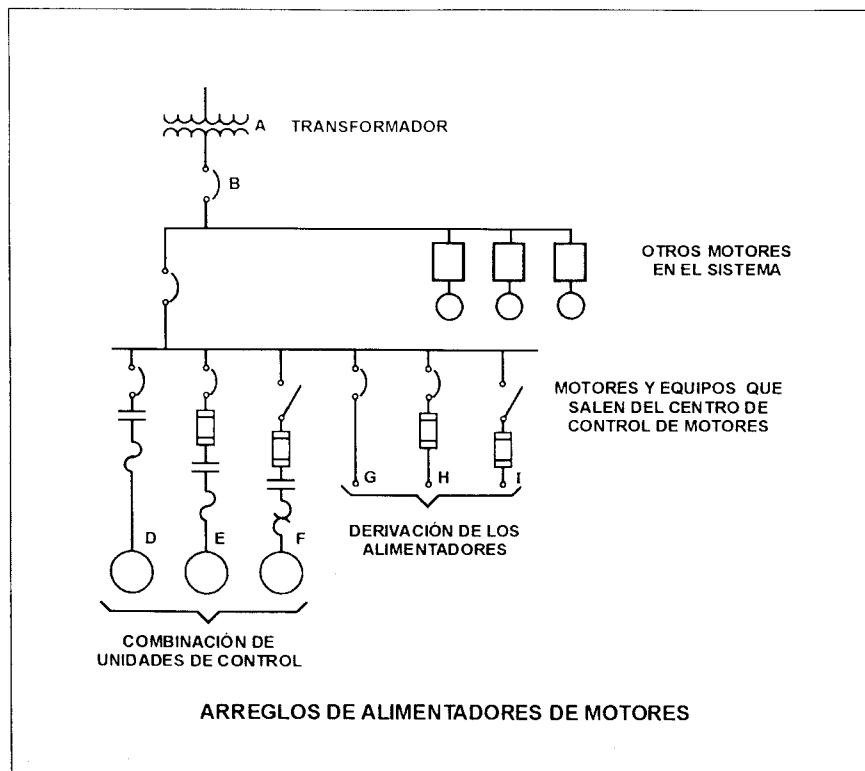
TABLA B

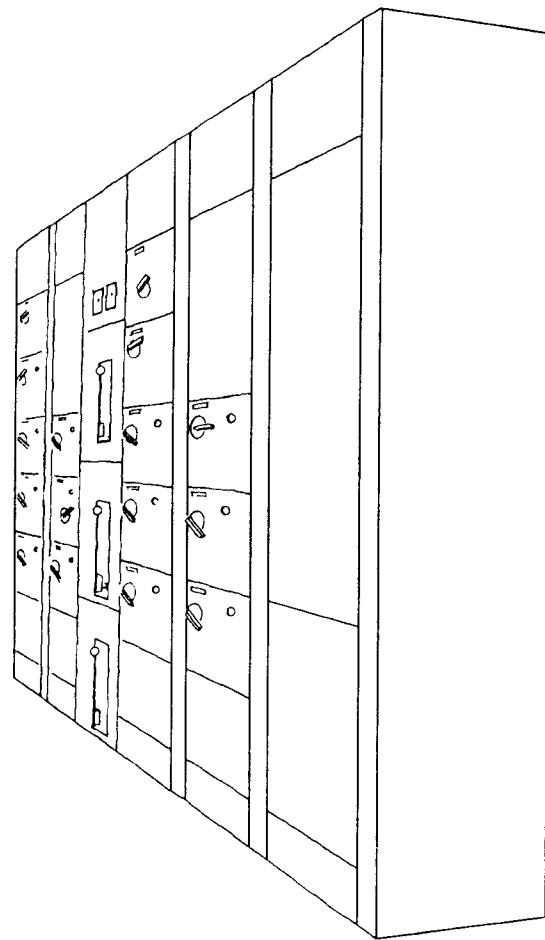
DIMENSIONES GENERALES DE ARRANCIADORES DE VOLTAJE PLENO
Y PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA

TAMAÑO NEMA	CAPACIDAD PARA MAXIMA POTENCIA	DIMENSIONES (cm)				
		A	B	C	D	F
00	1 HP a 220 V	13	12	10	8	4
0	2 HP a 220 V	13	12	10	13	5
1	3 HP a 220 V	13	12	10	15	5
2	7.5 HP a 220 V	16	17	14	17	5
3	50 HP a 440 V	22	25	17	22	7
4	75 HP a 440 V	22	25	17	25	10









ASPECTO DE UN CENTRO DE CONTROL DE MOTORES

Como parte de los datos para el diseño de un CCM, se debe definir además:

1. La característica y voltaje de la fuente de alimentación.
2. El tipo de gabinete que se empleará en función del punto de instalación del mismo (características ambientales).
3. El número y calibre de los conductores alimentadores.
4. La forma de construcción de los gabinetes, es decir, estándar o respaldo contra respaldo.

En función de las cargas que se alimentarán, se elabora una lista de equipo específico a considerar en el CCM, como por ejemplo:

1. Tipo de arrancadores (reversibles, no reversibles, etc.) así como si se incluirán tableros de alumbrado.
2. Número de unidades requeridas.
3. Circuitos derivados y protección de los mismos.

Finalmente, para tener una idea de arreglo y dimensiones del CCM, se hace uso de tablas como las que se han indicado y las que se muestran a continuación, para de esta manera, determinar:

1. La altura de las unidades individuales.
2. El mejor agrupamiento de las unidades.
3. La mejor utilización de los espacios para cada unidad.

Sé trata de determinar el tamaño del alimentador y especificar su protección para cuatro motores de inducción que operan a 440 V, tres fases, 60 Hz, con las siguientes características:

EJEMPLO 3.7

- 1 Motor de inducción de 50 HP, jaula de ardilla con arranque a pleno voltaje.
 - 1 Motor de inducción de rotor devanado.
 - 2 Motores de inducción tipo jaula de ardilla
-

De acuerdo con la tabla 3.2, la corriente a plena carga para los motores es:

→ Motor 50 HP; $I_{PC} = 68 \text{ A}$

→ Motor 30 HP; $I_{PC} = 42 \text{ A}$

→ Motores de 10 HP; $I_{PC} = 15 \text{ A}$

De acuerdo con las normas técnicas para instalaciones eléctricas (430-24), los conductores del alimentador deben conducir una corriente de:

$$I_A = 1.25 I_{PC} \text{ motor mayor} + \Sigma I_{PC} \text{ otros motores}$$

$$I_A = 1.25 \times 68 + 42 + (2 \times 15) = 157 \text{ amperes}$$

Si se usan conductores tipo TW, de acuerdo con la tabla 3.8, el calibre del conductor necesario es el número 3/0 AWG.

SOLUCIÓN

Considerando que los motores se protegen por medio de fusibles, la protección de sobrecorriente se selecciona de acuerdo con los siguientes valores:

Motor 50 HP, jaula de ardilla, arranque a voltaje pleno, se toma el 300% de I_{PC} .

$$300\% \times 68 = 204 \text{ A, fusible } 200 \text{ A}$$

Motor de 30 HP de rotor devanado, se toma el 150% de I_{PC} .

$$150\% \times 42 = 63 \text{ A, fusible } 60 \text{ A}$$

Motores de 10 HP jaula de ardilla, arranque a voltaje pleno, se toma 300% de la corriente a plena carga.

$$300\% \times 15 = 45 \text{ A, fusible } 45 \text{ A}$$

De acuerdo con las normas técnicas para instalaciones eléctricas, el dispositivo de protección para el alimentador puede tener una capacidad máxima o ajuste igual a la capacidad del mayor dispositivo de protección de los circuitos derivados, más la suma de las corrientes a plena carga de los otros motores.

Por lo tanto, el tamaño del fusible del alimentador puede ser:

$$200 + 42 + 15 + 15 = 272 \text{ A máximos}$$

La capacidad comercial estándar más próxima que no excede al valor anterior es 250 A.

Para trazar la curva de los elementos de protección del alimentador, se usa papel log-log de 4 décadas, multiplicando la escala por 10 para dar las magnitudes requeridas.

Las curvas se trazan de acuerdo a las siguientes indicaciones:

Curva del motor. Como se trata de la protección del alimentador, se toma un motor equivalente de los alimentados por este alimentador al mismo voltaje, la corriente a plena carga es la suma de las corrientes a plena carga individuales, es decir:

$$I_{pc} = 68 + 42 + (2 \times 15) = 140 \text{ amperes}$$

La corriente a rotor bloqueado se puede tomar como:

$$I_{rb} = 6 I_{pc} = 6 \times 140 = 840 \text{ A}$$

Se puede considerar un tiempo de atascamiento de 12 seg.

Fusible. La curva del fusible se toma del catálogo del fabricante y se traslada al papel log-log a la escala correspondiente.

Cable de potencia. Para trazar en el papel log-log la curva del cable de potencia se aplica la expresión:

$$\left[\frac{I_2}{CM} \right] = 0.0297 \log \frac{(T_2 + 0.34)}{(T_1 + 0.34)}$$

Donde:

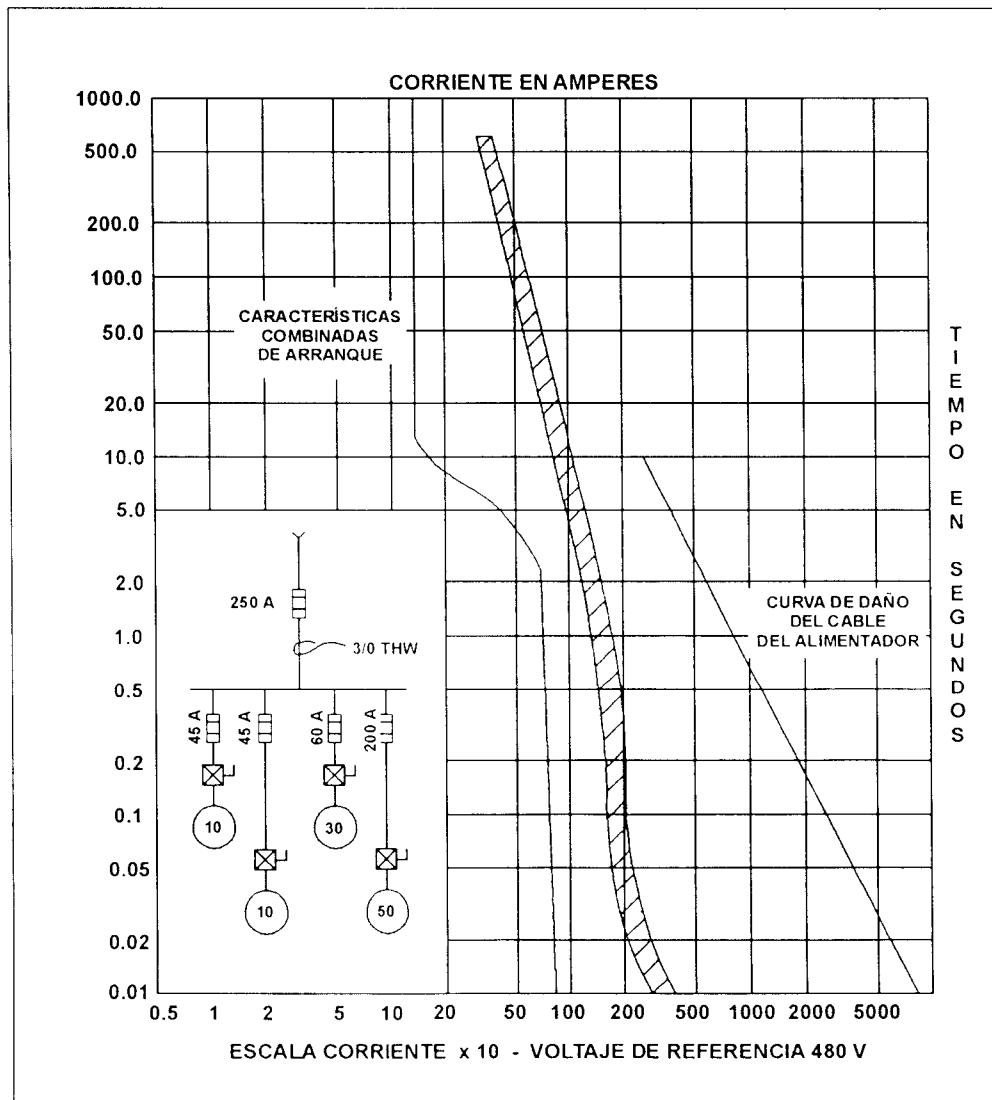
I_s = Corriente de cortocircuito en A.

CM = Área del conductor en Circular-Mils.

T = Tiempo del cortocircuito en segundos.

T₁ = Temperatura máxima de operación 75 °C.

$T_{\text{c}} = \text{Temperatura máxima del cortocircuito } 150^{\circ}\text{C}.$



EJEMPLO 3.3

Diseñar la protección de un motor trifásico de inducción de 50 HP a 440 voltios, calculando los conductores del alimentador, seleccionando la protección contra sobrecorriente y cortocircuito.

Para el motor de 50 HP a 440 V, tres fases, la corriente a plena carga es: $I_{pc} = 65A$, la corriente a rotor bloqueado se puede tomar como:

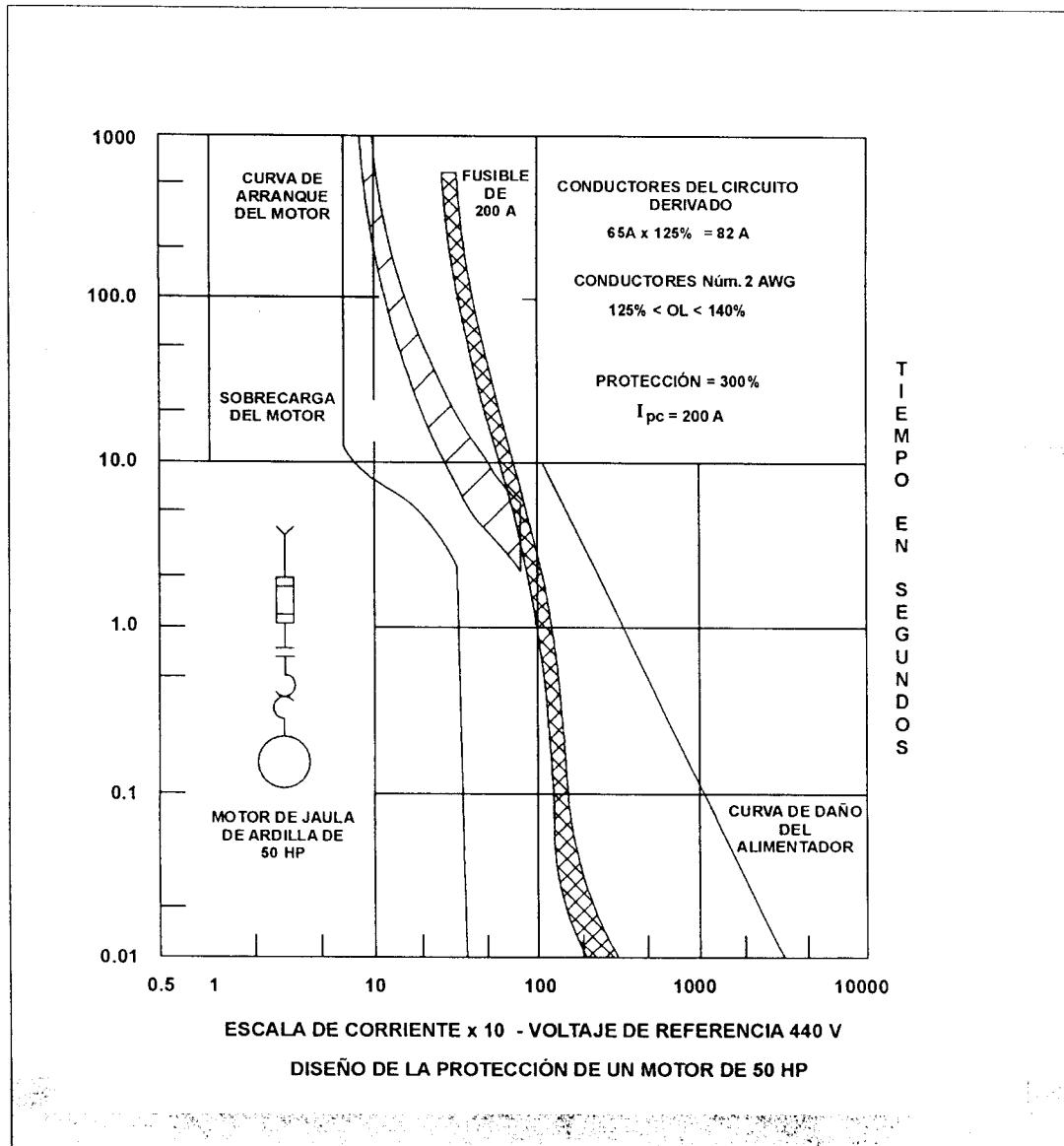
$$I_{r_b} = 5I_{pc} = 5 \times 65 = 390 A$$

SOLUCIÓN

El calibre del conductor para el alimentador se toma como 125% $I_{pc} = 1.25 \times 65 = 82 A$ que corresponde al No. 2 AWG tipo THW.

La protección se calcula para 300% $I_{pc} = 3.0 \times 65 = 195 A$, que corresponde a fusibles de 200 A.

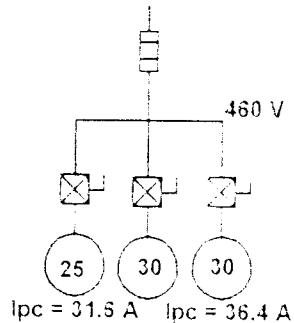
Las curvas para el motor fusible y dispositivo de sobrecarga se muestran en la siguiente figura:



Diseñar la protección de un grupo de motores trifásicos de inducción que operan a 460 V, cuyos datos se dan a continuación:

- 1 Motor jaula de ardilla de 25 HP con arranque a voltaje pleno, corriente a plena carga de 31.6 A y factor de servicio 1.15 con letra de código F.
- 2 Motores de 30 HP de rotor devanado con corriente a plena carga de 36.4 A y corriente secundaria de 65 A a 40 °C de elevación de temperatura.

EJEMPLO 3.9



Calcular lo siguiente:

- El tamaño de los conductores de los circuitos derivados y del alimentador.
- La protección contra sobrecarga de los motores.
- La protección contra cortocircuito de los circuitos derivados.

Conductores del alimentador o circuitos derivados.

SOLUCIÓN

Para el conductor del circuito derivado del motor de 25 HP, la corriente a plena carga, $I_{pc} = 34 \text{ A}$, se toma el 25% de esta corriente para el cálculo del conductor: $1.25 \times 34 = 42.5 \text{ A}$. Si se usa conductor THHW se puede seleccionar el calibre No. 8 AWG (90 °C).

Para los conductores de los circuitos derivados de los motores de 30 HP.

$$I_{pc} = 40 \text{ A}$$

La corriente para seleccionar los conductores es:

$$1.25 \times 4 = 50 \text{ A}$$

Y la corriente a plena carga secundaria para estos motores es:

$$I_{pss} = 35 \text{ A}$$

Los conductores se calculan para:

$$1.25 \times 35 = 81.25 \text{ A}$$

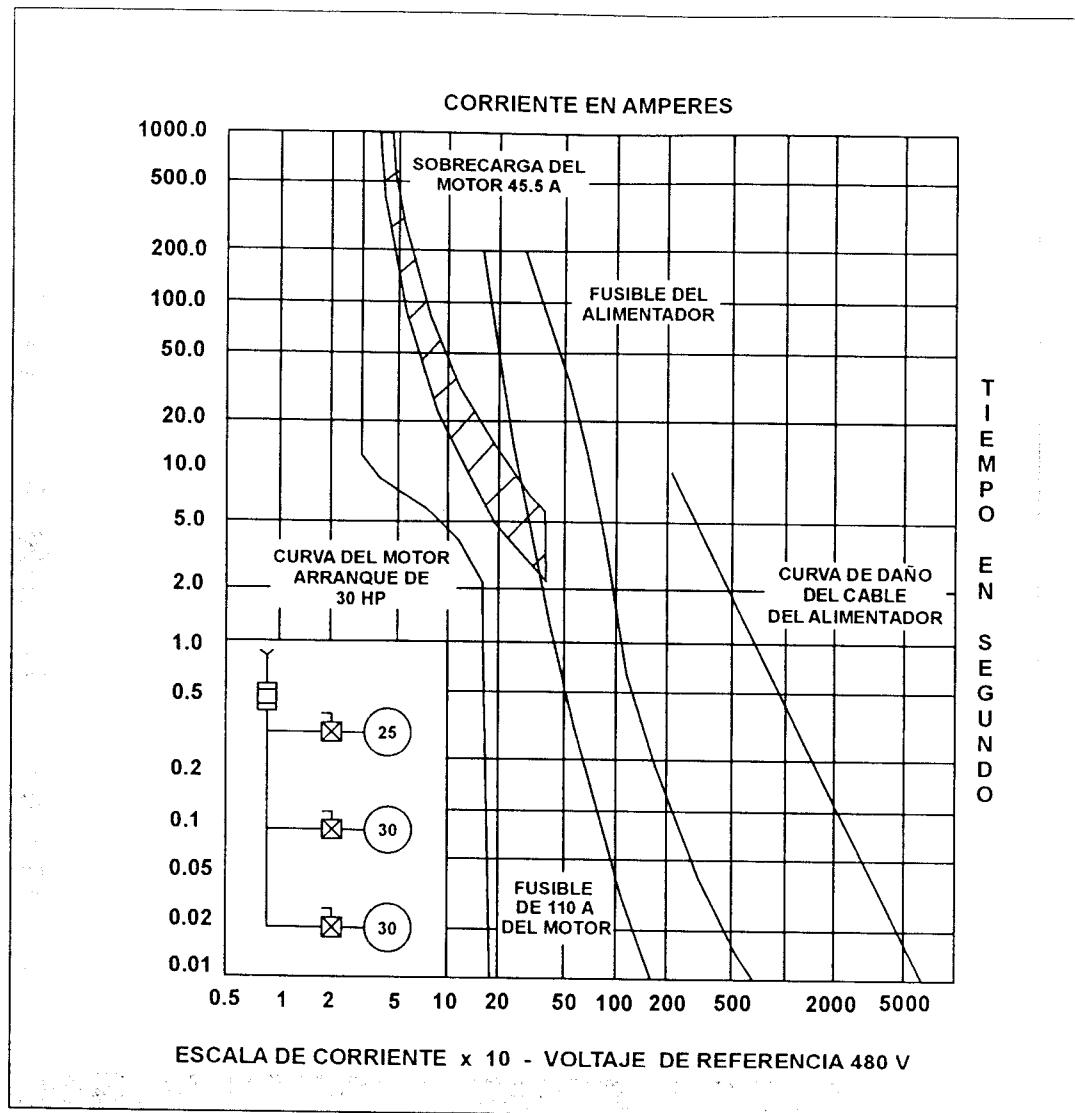
Si se usan conductores THHW, se pueden seleccionar del No. 4 AWG a 90 °C.

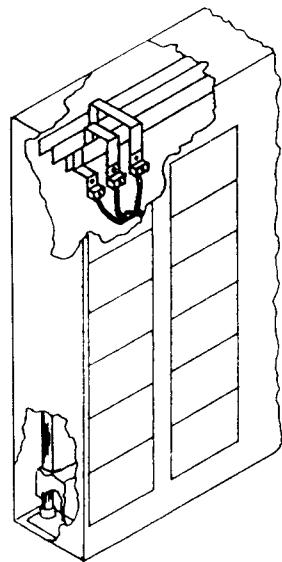
Para el alimentador. La amplitud del alimentador debe ser 125% de la suma de las corrientes a plena carga de los motores, es decir: $1.25 \times (40 + 40 + 34) = 124 \text{ A}$.

Protección contra sobrecarga. Cuando se protege por dispositivos de sobrecarga separados, el motor de 25 HP debe tener una protección no mayor de 39.5 A, en tanto que para los motores de 30 HP debe ser de 45.5 A.

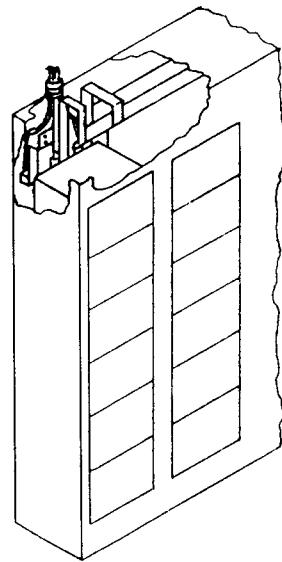
Protección de los circuitos derivados. La protección del circuito derivado para el motor de 25 HP no debe ser mayor del 300% cuando se usa fusible sin retraso de tiempo, es decir: $3.0 \times 34 \text{ A} = 102 \text{ A}$, el tamaño más próximo inferior es de 100A.

Protección del alimentador. La máxima capacidad de la protección contra cortocircuito del alimentador, se basa en la suma de la capacidad para protección mayor de un circuito derivado, más la suma de la corriente a plena carga de los otros motores, dado que se seleccionó en fusible de 100 A, entonces: $100 + 40 + 40 = 180 \text{ A}$, se selecciona 175 A.

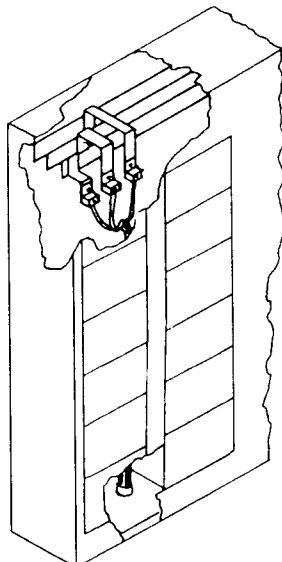




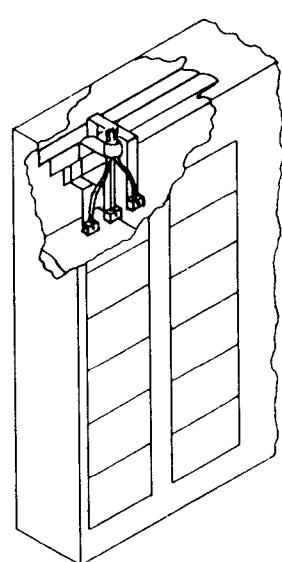
ENTRADA DE CABLES POR LA PARTE INFERIOR



ENTRADA DE CABLES POR LA PARTE SUPERIOR



ENTRADA DE CABLES POR LA PARTE INFERIOR



ENTRADA DE CABLES POR LA PARTE SUPERIOR

**TIPO 1 DE ARREGLOS PARA CONEXIONES DE CABLES A BUSES PRINCIPALES
DE CENTRO DE CONTROL DE MOTORES**

TABLA C

DATOS PARA COMBINACIÓN DE INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO Y ARRANCADOR*

TAMAÑO NEMA TIPO	POTENCIA MÁXIMA EN HP (TRIFÁSICO)		ALTURA DE LA UNIDAD CCM	
	220 V	440 V	ARRANCADOR REVERSIBLE	ARRANCADOR NO REVERSIBLE
1	7.5	10	30	48
2	15	25	30	61
3	20	40	15	76
	30	50	30	107
4	50	100	30	122
5	100	200	45 +	199 +

- Todas las unidades se pueden alojar en un ancho de 50 cm.

+ Se refiere al tipo no enchufable.

TABLA D

**DATOS PARA INTERRUPTOR DE NAVAJAS CON FUSIBLES
DE 3 POLOS (INTERRUPTOR GENERAL O DERIVADO) ***

CAPACIDADES EN AMPERES	PORTAFUSIBLES PARA AMPERES	ALTURA DE LA UNIDAD (CM)	
		220 V	660 V
30	30	30	30
--	60	30	--
60	60	38	38
--	100	38	38
100	100	54	54
	200	61	61
200	200	61	61
	400	99	104

TABLA E

DATOS PARA COMBINACIÓN DE INTERRUPTOR DE FUSIBLES Y ARRANCADES *

TAMAÑO NEMA	POTENCIA MÁXIMA TRIFÁSICA EN HP		PORTAFUSIBLE AMPERES	ALTURA DE LA UNIDAD (cm)	
	220 V	440 V		NO REVERSIBLE	REVERSIBLE
1	3	7.5	30	31	45
	7.5	--	60	31	45
	--	10	60	38	45
2	10	15	60	61	83
	15	25	100	61	83
3	--	30	100	83	122
	--	50	200	91	130
	30	--	200	83	122
	30	--	400	105	145
4	--	60	200	99	145
	--	100	400	130	175
	50	---	400	122	160

*Todas las unidades se pueden alojar en un ancho de 50 cm.

TABLA F

INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS GENERALES O DERIVADOS DE 3 POLOS

AMPERES CONTINUOS MÁXIMOS	MARCO	CAPACIDAD EN AMPERES	INTERRUPTIVA (VALOR EFICAZ)	ALTURA DE LA UNIDAD (cm)
		240 V	480 V	
100	FA	18000	14000	31
225	KA	25000	22000	45
400	LA	42000	30000	45
800	MA	42000	30000	53

- Todas las unidades se pueden alojar en un ancho de 50 cm.

TABLA G

DATOS PARA TABLEROS DE ALUMBRADO CON INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO *

NÚMERO DE CIRCUITOS DERIVADOS	ALTURA DE LA UNIDAD (cm)
8 - 12	46
14 - 20	53
22 - 30	61
32 - 42	76

*Todas las unidades se alojan en 50 cm de ancho.

Con el objeto de facilitar la selección de las características principales de los elementos del circuito derivado para motores de inducción, basándose en los procedimientos descritos anteriormente, se indican los valores en las tablas al final del capítulo.

EJEMPLO 3.10

En una instalación eléctrica industrial, se instalarán los motores eléctricos de inducción que se indican a continuación, con los datos indicados, se desea dar las características principales para los alimentadores de los circuitos derivados y para el alimentador principal del CCM.

TABLA H
DATOS DE LOS MOTORES A INSTALAR

NÚM.	POT. EN HP	LETRA DE CÓDIGO	VOLTAJE DE OPERACIÓN (VOLTS)	CORRIENTE A PLENA CARGA (AMPERES)	TIPO DE ARRANCIADOR	TIPO DE MOVIMIENTO	LÁMPARA PILOTO LOCAL
1	3	A	220	10	Tensión completa	No reversible	Sí
2	3	A	220	10	Tensión completa	No reversible	Sí
3	2	A	220	7.1	Tensión completa	No reversible	Sí
4	7.5	C	220	23	Tensión completa	No reversible	Sí
5	10	C	220	29	Tensión completa	No reversible	No
6	15	G	220	44	Tensión completa	No reversible	Sí
7	20	G	220	56	Tensión completa	No reversible	No
8	25	G	220	71	Tensión completa	No reversible	No

Con los datos anteriores, se puede proceder al cálculo de las características para los circuitos derivados y el alimentador, considerando que se usarán interruptores termomagnéticos y conductores vinamel 900 para el motor 1 de 3 HP a 220 volts con letra de código A-10 que toma una corriente a plena carga de 10 amperes. Se procede a calcular la protección del circuito derivado del motor 1 en los motores correspondientes al final del capítulo.

$$I = 1.5 \quad I_{PC} = 1.5 \times 10 = 15 \text{ amperes}$$

Se puede seleccionar un interruptor termomagnético para 30A. De acuerdo con la tabla correspondiente se pueden usar 3 conductores vinamel 900 calibre No. 12 AWG en el tubo conduit de 13 mm (Tabla 2-12).

SOLUCIÓN

Para el motor de 3 HP con corriente nominal de 7.1A y letra de código A-10, el interruptor elegido para el motor usando interruptor termomagnético para 30A, el resultado de la tabla de interruptores de 10A (3-7) se obtiene que la protección se calcula como:

$$I = 1.5 \quad I_{PC} = 1.5 \times 7.1 = 10.65 \text{ amperes}$$

Se puede usar interruptor termomagnético para 20 amperes y el circuito derivado tendrá 3 conductores vinamel 900 calibre No. 12 AWG un tubo conduit de 13mm (Tabla 2-12).

Procediendo en lo mismo forma, se calculan las características de los demás circuitos derivados que se indican en la tabla siguiente:

TABLA I
MOTORES A 220 VOLTS

MOTOR NO.	POTENCIA	CORRIENTE A PLENA CARGA A	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO	ARRANQUE NEMA	CIRCUITO DERIVADO	
					CONDUCTOR AWG	TUBO CONDUIT
1	3	10	30	0	3 No. 12	13 mm
2	3	10	30	0	3 No. 12	13 mm
3	2	7.1	20	00	3 No. 12	13 mm
4	7.5	23	50	1	3 No. 10	19 mm
5	10	29	50	1	3 No. 10	19 mm
6	15	44	70	2	3 No. 8	19 mm
7	20	56	100	3	3 No. 6	25 mm
8	25	71	100	3	3 No. 4	32 mm

Con los datos anteriores, se puede proceder al cálculo de las características para los circuitos derivados y el alimentador, considerando que se usarán interruptores termomagnéticos y conductores vinamel 900 para el motor 1 de 3 HP a 220 volts con letra de código A y que toma una corriente a plena carga de 10 amperes, se puede calcular la protección del circuito derivado, de acuerdo con la tabla correspondiente al final del capítulo:

$$I_1 = 1.5 \quad I_{pc} = 1.5 \times 10 = 15 \text{ amperes}$$

Se puede seleccionar interruptor termomagnético para 30A. De acuerdo con la tabla correspondiente, se pueden usar 3 conductores vinamel 900 calibre No. 12AWG en el tubo conduit de 13 mm (1.5 pulg) (tabla 2.12).

SOLUCIÓN

Para el motor de 2 HP con corriente nominal de 7.1A y letra de código A, la protección del circuito derivado, usando interruptor termomagnético (de tiempo inverso) de tabla 3.7, se obtiene que la protección se calcula como:

$$I = 1.5 \quad I_{pc} = 1.5 \times 7.1 = 10.65 \text{ amperes}$$

Se puede usar interruptor termomagnético para 20 amperes, el circuito derivado tendrá 3 conductores vinamel 900 calibre No. 12 AWG, un tubo conduit de 13mm (Tabla 2.12).

Procediendo en la misma forma, se calculan las características de los demás circuitos derivados que se indican en la tabla siguiente:

TABLA I
MOTORES A 220 VOLTS

MOTOR NO.	POTENCIA	CORRIENTE A PLENA CARGA A	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO	ARRANCADOR NEMA	CIRCUITO DERIVADO	
					CONDUCTOR AWG	TUBO CONDUIT
1	3	10	30	0	3 No. 12	13 mm
2	3	10	30	0	3 No. 12	13 mm
3	2	7.1	20	00	3 No. 12	13 mm
4	2.5	8.3	50	1	3 No. 10	12 mm
5	10	2.7	50	1	3 No. 10	12 mm
6	15	4.4	70	2	3 No. 8	12 mm
7	20	5.0	100	3	3 No. 6	25 mm
8	25	7.1	100	3	3 No. 4	32 mm

Para la protección del alimentador, se puede hacer uso de:

$$I = 2.5 \cdot I_{PC} \text{ motor mayor} + \sum I_{PC} \text{ otros motores}$$

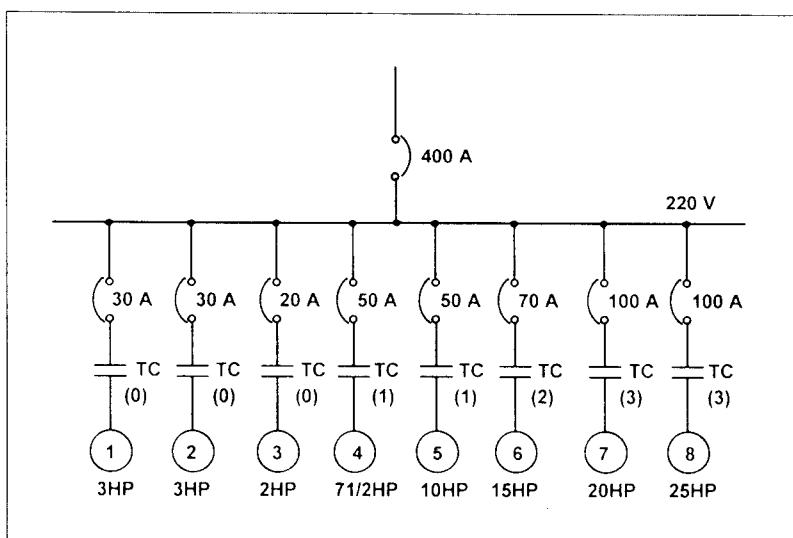
En este caso, el motor mayor es de 25 HP, con una corriente a plena carga de $I_{PC} = 71 \text{ AMP}$, por lo tanto:

$$I = 2.5 \times 71 + (10 + 10 + 7.1 + 23 + 29 + 44 + 56) = 356.6 \text{ amperes}$$

Se puede usar un interruptor termomagnético de 400A.

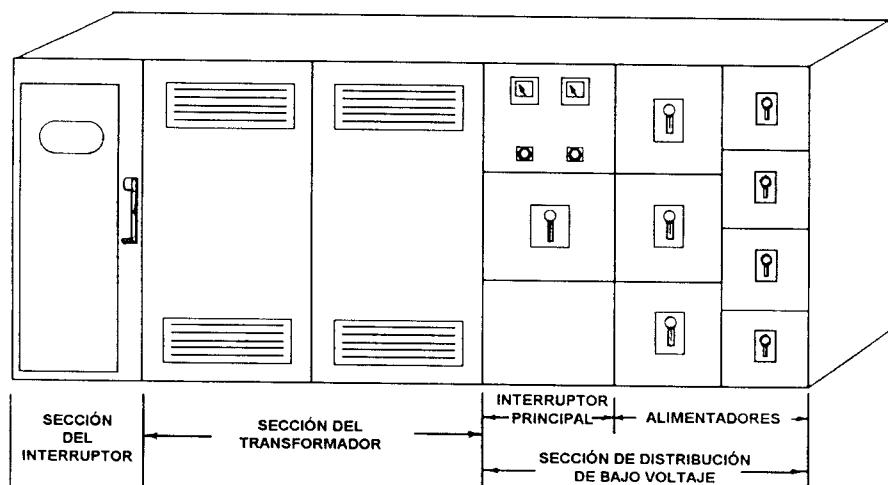
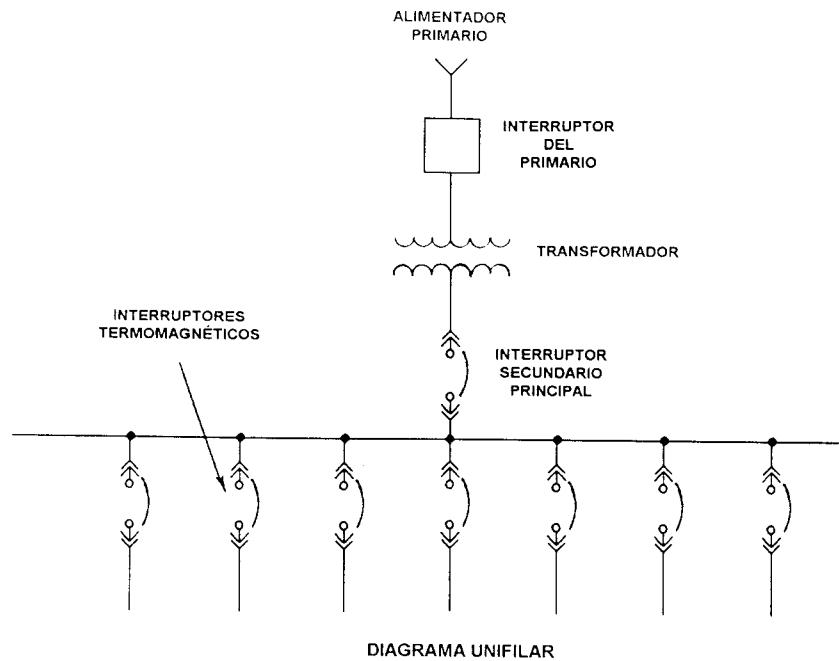
Para 3 conductores Vinanel 900, por los que circula una corriente de 356 amperes, se puede usar calibre AWG No. 500 MCM, conduit de 76 mm.

El diagrama unifilar correspondiente en forma simplificada es el siguiente:



Un arreglo preliminar de los elementos del CCM puede ser el siguiente:

BARRAS			
INT. 400 A 220 V	3 HP (1)	3 HP (2)	2 HP (3)
	7 1/2 HP (4)	10 HP (5)	15 HP (6)
20 HP (7)	ESPACIO	ESPACIO	ESPACIO
25 HP (8)	ESPACIO	ESPACIO	ESPACIO
		CONEXIONES	



SISTEMA RADIAL TÍPICO

TABLA 3.1

**CORRIENTE A PLENA CARGA EN AMPERES,
DE MOTORES MONOFÁSICOS DE CORRIENTE ALTERNA**

Los siguientes valores de corriente a plena carga, son para motores que funcionen a velocidades normales y con características de par también normales. Los motores de velocidad especialmente baja o de alto par motor, pueden tener corrientes a plena carga mayores, y los de velocidades múltiples tendrán una corriente a plena carga que varía con la velocidad en estos casos, debe usarse la corriente a plena carga indicada en la placa de datos.

C.P.	127 V	220 V
1/6	4.0	2.3
1/4	5.3	3.0
1/3	6.5	3.8
½	8.9	5.1
¾	11.5	7.2
1	14.0	8.4
1 ½	18.0	10.4
2	22.0	13.0
3	31.0	18.0
5	51.0	29.0
7 ½	72.0	42.0
10	91.0	52.0

TABLA 3.2

**CORRIENTE A PLENA CARGA DE MOTORES TRIFÁSICOS
DE CORRIENTE ALTERNA**

RÁSTREO DEL MOTOR EN C.P. TOR	MOTOR DE INDUCCIÓN DE JAUJA DE ARDILLA Y ROTOR DEVANADO (AMPERES)		MOTOR SÍNCRONO, CON FACTOR DE POTENCIA UNITARIO (AMPERES)		
	220 V	440 V	2400 V	220 V	440 V
½	2.1	1.0			
¾	2.9	1.5			
1	3.8	1.9			
1 ½	5.4	2.7			
2	7.1	3.6			
3	10.0	5.0			
5	15.9	7.9			
7 ½	23.0	11.0			
10	29.0	15.0			
15	44.0	22.0			
20	56.0	28.0			
25	71.0	36.0	54	27	
30	84.0	42.0	65	33	
40	109.0	54.0	86	43	
50	136.0	68.0	108	54	
60	161.0	80.0	128	64	11
75	201.0	100.0	161	81	14
100	259.0	130.0	211	106	19
125	326.0	163.0	264	132	24
150	376.0	188.0	35	--	29
200	502.0	251.0	47	--	38

Estos valores de corriente a plena carga son para motores que funcionen a velocidades normales para transmisión por banda y con características de par también normales. Los motores de velocidad especialmente baja o de alto por motor, pueden tener corrientes a plena carga mayores y los de velocidades múltiples tendrán una corriente a plena carga que varía con la velocidad; en estos casos, debe usarse la corriente a plena carga indicada en la placa de datos.

TABLA 3.3

LETRAS DE CLAVE PARA INDICAR LOS KVA POR C.P. DE LOS MOTORES CON ROTOR BLOQUEADO

LETRA DE CLAVE	KVA POR C.P. CON ROTOR BLOQUEADO	LETRA DE CLAVE	KVA POR C.P. CON ROTOR BLOQUEADO
A	0 - 3.14	L	9.0 - 9.99
B	3.15 - 3.54	M	10.0 - 11.19
C	3.55 - 3.99	N	11.2 - 12.49
D	4.0 - 4.49	P	12.5 - 13.99
E	4.5 - 4.99	R	14.0 - 15.99
F	5.0 - 5.59	S	16.0 - 17.99
G	5.6 - 6.29	T	18.0 - 19.99
H	6.3 - 7.09	U	20.0 - 22.39
J	7.1 - 7.99	V	22.4 - y más
K	8.0 - 8.99		

Nota 1. los motores de velocidades múltiples deben marcarse con la letra de clave que indique los kVA por caballo de potencia con rotor bloqueado para la velocidad más alta, excepto los motores de potencia constante, los cuales deben marcarse con la letra de clave que dé el mayor número de kVA por caballo de potencia con rotor bloqueado.

Nota 2. los motores de una sólo velocidad que arranquen en estrella y trabajen en marcha normal en delta, deben identificarse con la letra de clave correspondiente a los kVA por caballo de potencia con rotor bloqueado en la conexión estrella.

Nota 3. los motores de dos tensiones que tengan distintos kVA por caballo de potencia con rotor bloqueado en las dos tensiones, deben identificarse con la letra de clave para la tensión que dé el mayor número de kVA por caballo de potencia con rotor bloqueado.

Nota 4. Los motores con alimentación para 50 y 60 hertz, deben identificarse con la letra de clave que designe los kVa por caballo de potencia con rotor bloqueado a 60 hertz.

Nota 5. Los motores que arranquen con una parte del devanado, deben marcarse con la letra de clave que designe los kVa por caballo de potencia con rotor bloqueado correspondientes a todo el devanado del motor.

TABLA 3.4

**CORRIENTES DE MOTORES A PLENA CARGA-VALORES APROXIMADOS
MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA TRIFÁSICOS**

HP.	VELOCIDAD	CORRIENTES DE CARGA		
		110 V.	220 V.	230 V.
1/6	1800	1,2	0,62	0,31
	1200	1,6	0,80	0,40
1/4	1800	1,6	0,78	0,39
	1200	2,2	1,10	0,54
1/3	1800	2,3	1,1	0,57
	1200	2,8	1,4	0,70
1/2	3600	3,2	1,6	0,8
	1800	3,6	1,8	0,9
	1200	4,0	2,0	1,0
	900	4,4	2,2	1,1
	3600	4,6	2,3	1,1
3/4	1800	4,8	2,4	1,2
	1200	3,8	2,4	1,2
	900	5,0	2,5	1,2
	3600	6,0	3,0	1,5
1	1800	6,0	3,0	1,5
	1200	6,8	3,4	1,7
	900	6,8	3,4	1,7
	3600	8,4	4,2	2,1
1 1/2	1800	9,0	4,5	2,25
	1200	9,6	4,8	2,4
	900	11,2	5,6	2,8
	3600	11,6	5,8	2,9
2	1800	11,4	5,7	2,85
	1200	11,4	5,7	2,85
	900	13,6	6,8	3,4
	3600	16,8	8,4	4,2
	1800	16,4	8,2	4,1
3	1200	16,4	8,2	4,1
	900	19,0	9,5	4,75
	3600	0	13,0	6,5
5	1800	0	13,0	6,5
	1200	0	14,0	7,0
	900	0	15,2	7,6
	3600	0	19,0	9,5
7 1/2	1800	0	19,0	9,5
	1200	0	20,2	10,1
	900	0	22,0	11,0
	1800	0	25,0	12,5

H.P.	VELOCIDAD SÍNCRONA	CORRIENTE DE CARGA PLENA AMPERES		
		110 V.	220 V.	230 V.
10	1200	0	26,5	13,3
	900	0	28,0	14,0
	600	0	32,0	16,0
	1800	0	37,0	18,5
15	1200	0	38,0	19,3
	900	0	41,0	20,5
	600	0	46,0	23,0
20	1800	0	49,0	24,5
	1200	0	50,0	25,0
	900	0	53,0	26,5
	600	0	59,0	29,5
25	1800	0	60,0	30,0
	1200	0	62,5	31,2
	900	0	65,5	33,0
	600	0	73,5	36,7
30	1800	0	71,0	35,0
	1200	0	75,0	38,0
	900	0	75,0	38,0
	600	0	89,0	45,0
40	1800	0	96,0	48,0
	1200	0	97,5	49,0
	900	0	103,00	52,0
	800	0	111,0	56,0
50	1800	0	116,0	58,0
	1200	0	116,0	60,0
	900	0	125,0	63,0
60	1800	0	141,0	71,0
	1200	0	144,0	72,0
	900	0	149,0	75,0
75	1800	0	175,0	88,0
	1200	0	180,0	90,0
	900	0	183,0	92,0
100	1800	0	232,0	116,0
	1200	0	236,0	118,0
	900	0	241,0	120,0
125	1800	0	0	145,0
	1200	0	0	145,0
	900	0	0	147,0
150	1800	0	0	170,0
	1200	0	0	170,0
	900	0	0	177,0
200	1800	0	0	229,0
	1200	0	0	229,0
	900	0	0	230,0

TABLA 3.5

**CORRIENTES DE MOTORES A PLENA CARGA-VALORES APROXIMADOS
MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA MONOFÁSICOS**

H.P.	VELOCIDAD SÍNCRONA	CORRIENTE DE CARGA PLENA AMPERES	
		115 V.	230 V.
		115 V	230 V
1/8	3600	2,4	1,2
	1800	2,8	1,4
	1200	3,4	1,7
	3600	2,8	1,4
1/6	1800	3,0	1,5
	1200	3,8	1,9
	900	4,6	2,3
1/4	3600	3,6	1,8
	1800	4,2	2,1
	1200	5,0	2,5
1/3	900	6,4	3,2
	3600	4,4	2,2
	1800	4,0	2,5
	1200	6,0	3,0
	900	7,2	3,6
1/2	3600	6,4	3,2
	1800	7,2	3,6
	1200	8,4	4,2
	900	10,4	5,2
3/4	3600	8,8	4,4
	1800	10,0	5,0
	1200	12,0	6,0
	900	13,6	6,8
1	3600	11,6	5,8
	1800	12,4	6,2
	1200	14,0	7,0
	900	14,8	7,4
1 1/2	3600	17,6	8,8
	1800	18,2	9,1
	1200	20,6	10,3
	900	24,6	12,3
2	3600	22,4	11,2
	1800	23,4	11,7
	1200	26,0	13,0

H.P.	VELOCIDAD SÍNCRONA	CORRIENTE DE CARGA PLENA AMPERES	
		115 V.	230 V.
3	900	30,0	15,0
	3600	32,0	16,0
	1800	33,6	16,8
	1200	36,0	20,0
5	900	40,0	20,0
	3600	50,0	25,0
	1800	52,0	26,0
	1200	56,0	28,0
7 1/2	900	66,0	33,0
	3600	74,0	37,0
	1800	76,0	38,0
	1200	80,0	40,0
10	900	92,0	46,0
	3600	88,0	44,0
	1800	90,0	45,0
	1200	94,0	47,0
	900	100,0	50,0

TABLA 3.6
PROTECCIÓN DEL MOTOR CONTRA SOBRECARGA Y CORTOCIRCUITO

Con el fin de proteger el motor y el circuito derivado, se requiere:

1. Protección térmica de sobrecarga, protegiendo el motor contra daños por sobrecalentamiento.

La protección deberá ser ajustada a la corriente nominal del motor. Se hace normalmente por medio de elementos bimetálicos adyacentes al arrancador.

2. Fusibles protegiendo la línea y el motor contra cortocircuito. Los fusibles se eligen dependiendo de la corriente nominal del motor, según la tabla siguiente:

SELECCIÓN DE FUSIBLES PARA PROTECCIÓN DE MOTORES

CORRIENTE NOMINAL DEL MOTOR (A)		TAMAÑO FUSIBLE (A)
CON ARRANQUE DIRECTO	CON ARRANQUE ESTRELLA/DELTA	
1.5	4.0	4
1.6 – 2	4.1 – 5	6
2.1 – 4	5.1 – 10	10
4.1 – 5	10.1 – 12	16
5.1 – 8	12.1 – 18	20
8.1 – 9	18.1 – 20	25
9.1 – 12	20.1 – 28	35
12.1 – 17	28.1 – 44	50
17.1 – 25	44.1 – 60	63
25.1 – 30	60.1 – 70	80
30.1 – 37	70.1 – 85	100
37.1 – 50	81.1 – 125	125
50.1 – 75	126.0 – 160	160
75.1 – 90	161.0 – 200	200
90.1 – 120	201.0 – 250	250
121.0 – 145	251.0 – 315	315
146.0 – 185	316.0 – 355	355

TABLA 3.7

VALORES DE LA CORRIENTE DE OPERACIÓN PARA INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS NO COMPENSADOS A TEMPERATURAS DIFERENTES DE LOS 40 °C

MARCO	CORRIENTE NOMINAL A _N :	CORRIENTE DE OPERACIÓN A:		
		40 °C	25 °C	50 °C
FA	15		17	13
	20		22	18
	30		33	28
	40		44	37
	50		55	46
	70		77	65
	100		110	94
	15		17	13
	20		22	18
	30		33	28
FB,FHB	40		44	37
	50		55	46
	70		77	65
	100		110	94
	125		137	116
	150		165	138
	175		210	159
LB-225,HLB	200		243	180
	225		255	212
	250		294	230
	300		364	270
LB 400,HLB	350		412	322
	400		471	368
	500		550	468
	600		660	564
LB	700		770	658
	800		880	754
	900		990	828
	1000		1100	900
3 polos	1200		1320	1090
	1400		1540	1304
	1600		1760	1500
	1800		1980	1690
PB	2000		2200	1880
	2500		2750	2350
	3000		3300	2820
				2470

NOTA: Los interruptores de ambiente compensado no se ofrecen en catálogo debido a los dos puntos siguientes:

- 1.** Los interruptores termomagnéticos estándar (no compensados) suministran una protección a conductores más adecuados, debido a que modifican su capacidad nominal a diversas temperaturas en aproximadamente la misma proporción que los rangos de los conductores.
- 2.** Las aplicaciones típicas de ambiente compensado son una minoría como:
 - a)** Conductores no sujetos a los mismos cambios de temperatura del interruptor.
 - b)** Cuando la protección de sobrecarga no sea una primordial importancia.

TABLA 3.8

AMPACIDAD DE CONDUCTORES AISLADOS DE COBRE
DE 1 A 3 CONDUCTORES EN CONDUIT, BASADO EN UNA TEMP. AMBIENTE DE 30 °C

RANGO DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR (VER TABLA 3.9)

	60 °C	75 °C	90 °C	110 °C	125 °C	200 °C	250 °C
	140 °F	1670 °F	194 °F	230 °F	257 °F	392 °F	432 °F

T I P O S

Calibre del conductor	T	RH	TA	AV	AIR	A	TFE
AWG	TW	RHW	TBS	AVL	AIR	AA	
MCM		RHH	RHH	AVL	AIR		
		THW	THHN				
18	--	--	21	--	--	--	--
16	--	--	22	--	--	--	--
14	15	15	25	30	30	30	40
12	20	20	30	35	40	40	55
10	30	30	40	45	50	55	75
8	40	45	50	60	65	75	95
6	55	55	70	80	85	95	115
4	70	85	100	105	115	120	145
3	80	100	105	120	130	145	170
2	95	115	120	135	145	165	195
1	110	130	140	160	170	190	220
1.0	125	150	155	190	200	225	250
2.0	145	175	185	215	230	250	280
3.0	165	200	210	245	265	285	315
4.0	195	230	235	275	310	340	370
250	215	255	270	315	335	--	--
300	240	285	300	345	380	--	--
350	260	310	325	390	420	--	--
400	280	335	360	420	450	--	--
500	320	380	405	470	500	--	--
600	355	420	455	525	545	--	--
700	385	460	490	560	600	--	--
750	400	475	500	580	620	--	--
800	410	490	515	600	640	--	--
900	435	520	555	600	--	--	--
1000	455	545	585	680	730	--	--
1250	495	590	645	--	--	--	--
1500	520	625	700	785	--	--	--
2000	560	665	775	840	--	--	--

- Para temperaturas mayores ver Tabla "3.9" de factores de corrección.
- Ampacidad para los tipos de conductores RRH, THHN calibre 14, 12 y 10, debe ser el mismo para conductores de 75 °C en esta tabla.

TABLA 3.9

**FACTORES DE CORRECCIÓN-TEMPERATURAS AMBIENTES
ARRIBA DE 30 °C (86 °F)**

°C	F	60°C 140°F	75°C 167°F	90°C 195°F	110°C 230°F	125°C 257°F	200°C 392°F	250°C 483°F
40	104	0.82	0.88	0.91	0.94	0.95	--	--
45	113	0.71	0.82	0.87	0.90	0.92	--	--
50	122	0.58	0.75	0.82	0.87	0.89	--	--
55	131	0.41	0.67	0.76	0.83	0.86	--	--
60	140	--	0.58	0.71	0.79	0.83	0.91	0.95
70	158	--	0.35	0.58	0.71	0.76	0.87	0.91
75	167	--	--	0.50	0.66	0.72	0.86	0.89
80	176	--	--	0.41	0.71	0.69	0.84	0.87
90	194	--	--	--	0.50	0.61	0.80	0.83
100	212	--	--	--	--	0.51	0.77	0.80
120	248	--	--	--	--	--	0.69	0.72
140	284	--	--	--	--	--	0.59	0.59
160	320	--	--	--	--	--	--	0.54
180	356	--	--	--	--	--	--	0.50
200	392	--	--	--	--	--	--	0.43
225	437	--	--	--	--	--	--	0.30

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO



4.1 INTRODUCCIÓN

Se denominan transformadores de instrumento o de medición, a los que se emplean para alimentar circuitos que tienen instrumentos de medición y/o de protección, el uso de estos transformadores se hace necesario en las redes de alta tensión en donde se requiere reducir los valores de voltaje y corriente a cantidades admisibles para los instrumentos, ya sea por razones de seguridad o por comodidad.

Los propósitos específicos para los que sirven los transformadores de instrumento son, entre otros, los siguientes:

- A) Aísla a los instrumentos de medición y protección del circuito primario o de alta tensión, permitiendo así medir altos voltajes y altas corrientes con instrumentos de bajo alcance.
- B) Da mayor seguridad al personal, al no tener contacto con partes en alta tensión.
- C) Permite la normalización de las características de operación de los instrumentos.

Existen básicamente dos tipos de transformadores de instrumento: los transformadores de potencial (TP) que reducen el voltaje y los transformadores de corriente (TC) que reducen la corriente, conectados en paralelo y en serie, respectivamente.

Los transformadores de corriente difieren en su construcción práctica de los transformadores normales o de potencia, en que en los de instrumento no interesa la potencia o la energía a través de ellos, pero se deben construir de

tal forma que exista una relación de transformación bien definitiva y constante, entre la corriente primaria y la secundaria (en el caso de los transformadores de corriente), o bien, entre el voltaje primario y el secundario (en el caso de los transformadores de potencial).

Se observa de inmediato que esta diferencia es necesaria, porque no se puede tener al mismo tiempo un transformador que tenga una relación de transformación rigurosamente constante para la corriente y para el voltaje, por lo que los criterios de diseño de los TC's y los TP's son distintos entre sí, y desde luego, diferentes a los de los transformadores de potencia.

Para puntualizar este hecho, se puede decir que un transformador de corriente está en condiciones muy cercanas al cortocircuito (por lo que si accidentalmente se interrumpiera el circuito secundario, el valor de la tensión en este devanado alcanzaría valores muy elevados y peligrosos); en tanto que un transformador de potencial funciona prácticamente en vacío (por lo que un cortocircuito accidental en el secundario, produciría una corriente muy elevada y peligrosa en este devanado).

En otras palabras, un transformador de corriente se debe encontrar siempre en circuito cerrado, sobre una resistencia limitada, en tanto que, un transformador de potencial, debe tener siempre sus terminales casi aisladas o conectadas a través de una resistencia de valor elevado.

4.2

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Un transformador de corriente es aquel en el cual el devanado primario se encuentra en serie con el circuito al cual se quiere medir la corriente: sobre el devanado secundario se conectan en serie los instrumentos relativos (por ejemplo, un ampérmetro, un wáttmetro, un medidor de energía, etcétera), que deben tener un valor de impedancia muy baja, para mantener el transformador en condiciones cercanas al cortocircuito.

Para que el transformador pueda cumplir con su función de indicar exactamente el valor de la corriente circulante en el primario, la relación entre la corriente en el primario y la corriente en el secundario, se debe mantener, si es posible, constante al variar la carga, por lo cual se trata de reducir al mínimo la corriente magnetizante. Para esto, el diseño debe considerar un núcleo magnético muy compacto, con entrehierros casi nulos y pérdidas en el fierro muy pequeñas.

La relación entre la corriente primaria y la corriente secundaria se le conoce como **la relación de transformación del transformador de corriente (RTC)**.

$$RTC = \frac{I_p}{I_s}$$

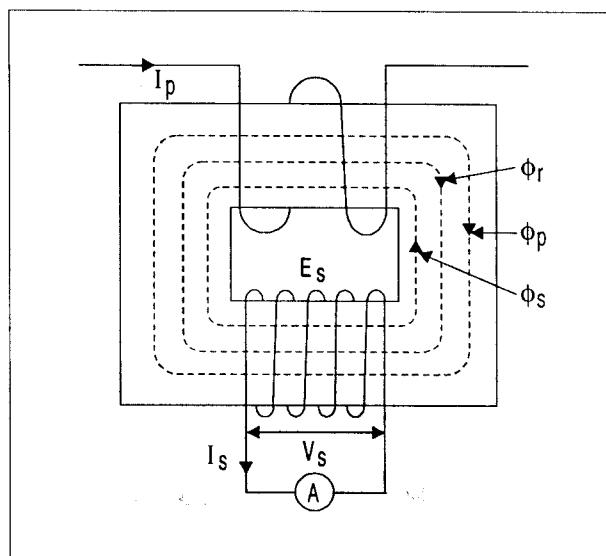
Siendo:

I_p = Corriente en el devanado primario.

I_s = Corriente en el devanado secundario.

Si el devanado secundario tiene N_s espiras y el primario N_p , la relación entre las espiras N_s/N_p se conoce como "**RELACIÓN TEÓRICA**" y es inversamente proporcional a la relación entre las corrientes.

El principio de funcionamiento se puede explicar a partir del circuito elemental para el transformador de corriente, mostrado en la siguiente figura:



CIRCUITO SIMPLIFICADO DE UN TC

El número de espiras en el TC se calcula a partir del hecho de que los amperes-espira primarios y los secundarios son iguales, así por ejemplo, el devanado primario puede ser para 500 A y tener dos espiras, con lo que:

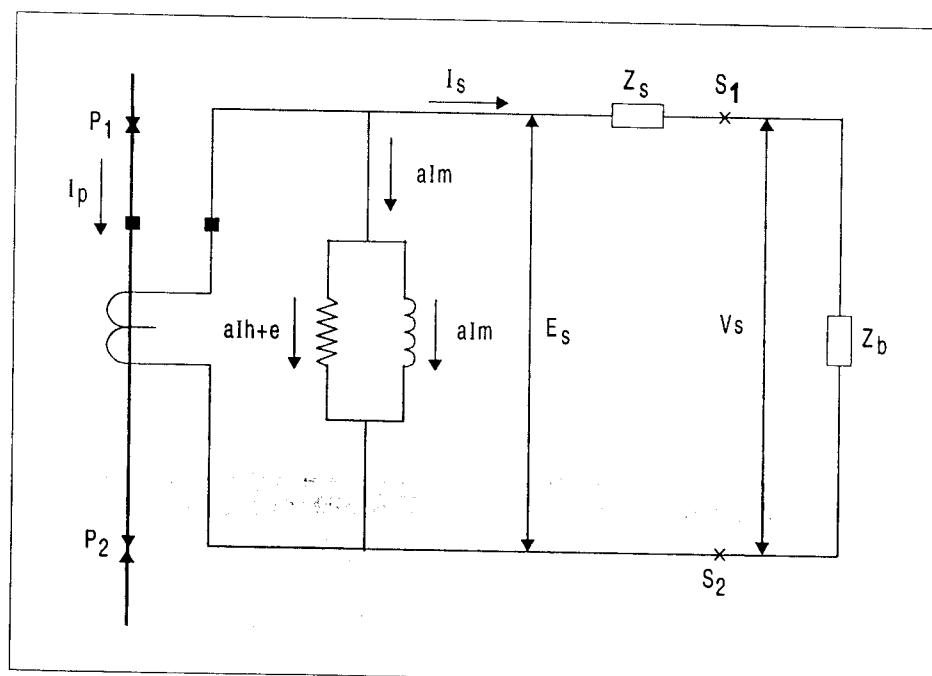
$\text{Ae}_p = 500 \times 2 = 1000$ y entonces el secundario ser de 5 A y tener 200 espiras para que $\text{Ae}_s = 200 \times 5 = 1000$, es decir: $\text{Ae}_p = \text{Ae}_s$

En la práctica, esta relación no es exactamente igual, ya que los flujos magnéticos de ambos devanados (primario y secundario), no son exactamente iguales y existe un flujo magnético resultante, cuyo valor se calcula como:

$$\phi_r = \phi_p - \phi_s$$

Este flujo resultante ϕ_r da origen a una inducción magnética β en el núcleo del transformador de valor bajo (del orden de cientos de líneas), pero que es suficiente para producir en el devanado secundario un voltaje inducido E_s que mantiene la corriente que se mide. Si por alguna razón se abriera el devanado secundario, la variación del flujo con el tiempo ($d\phi/dt$) induce un valor de tensión alto que puede ser peligroso. Por esta razón, "**el instrumento conectado en el secundario de un TC, no se debe desconectar sin antes poner en cortocircuito el secundario y poner a tierra este devanado**".

El circuito equivalente del transformador, se muestra en la siguiente figura:



CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

De la figura anterior:

P_1, P_2 Son las terminales del primario.

S_1, S_2 Son las terminales del secundario.

a = Relación del número de espiras en el primario al número de espiras en el secundario. $a = N_p/N_s$

I_p = Corriente en el devanado primario.

I_s = Corriente en el devanado secundario.

I_e = Corriente de excitación.

I_{h+e} = Corriente de pérdidas en el hierro.

I_m = Corriente de magnetización.

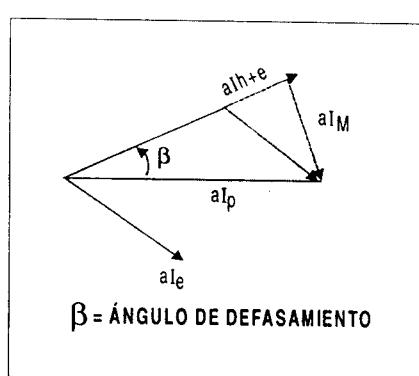
Z_s = Impedancia del devanado secundario.

V_s = Voltaje secundario.

ϵ_s = Voltaje de excitación en el secundario.

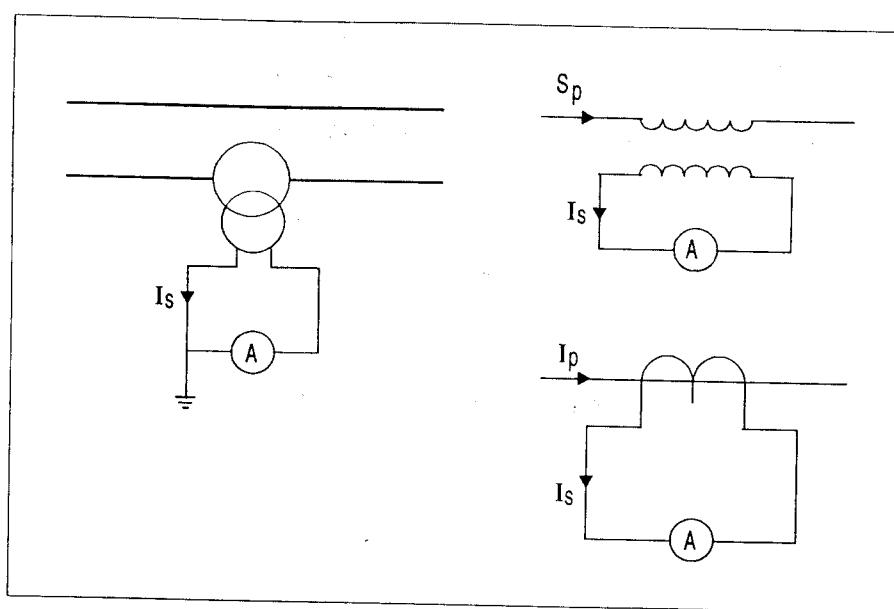
Z_b = Impedancia de la carga conectada al secundario (burden).

El diagrama vectorial correspondiente es el siguiente:

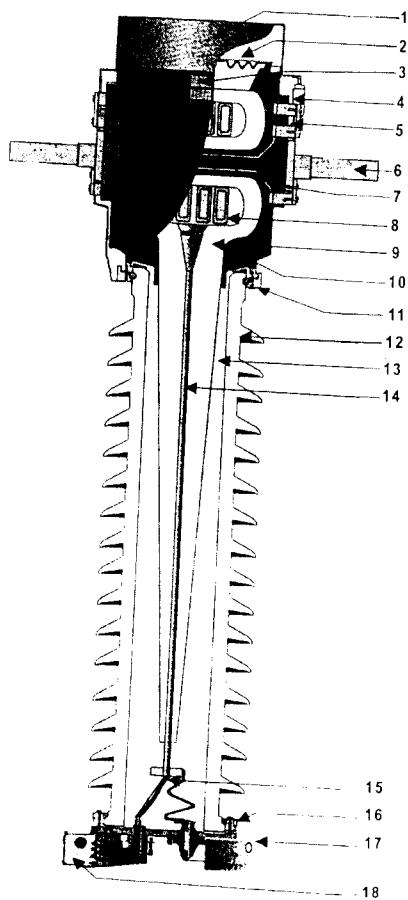


Desde el punto de vista constructivo, los devanados primario y secundario del transformador son de conductor de cobre con sección correspondiente a las corrientes en cada devanado. Para el devanado secundario, se ha normalizado la corriente nominal secundaria en 5 A; sólo en algunos casos en que la distancia entre el transformador de corriente y los instrumentos es grande, se usan transformadores con corriente de 1A en el secundario.

Los valores de las corrientes nominales deben ser un dato de placa del transformador y se expresan como: 500/5A, 200/5A, 100/5A, etcétera. El numerador corresponde a la corriente en el primario, en tanto que el denominador es la corriente en el secundario. En la siguiente figura, se muestran los símbolos más usados para representar a los transformadores de corriente.



REPRESENTACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE



COMPONENTES

- 1.- DOMO DE ALUMINIO
- 2.- MEMBRANA
- 3.- INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE
- 4.- LIMITADOR DE SOBRETENSIÓN
- 5.- BARRAS DE CONEXIÓN
- 6.- BORNES PRIMARIOS
- 7.- DEVANADO PRIMARIO
- 8.- DEVANADOS SECUNDARIOS
- 9.- AISLAMIENTO PAPEL-ACEITE
- 10.- CABEZA ENCAPSULADA EN RESINA
- 11.- BRIDA SUPERIOR DE FIJACIÓN DEL AISLADOR
- 12.- AISLADOR DE PORCELANA
- 13.- ACEITE AISLANTE
- 14.- ELECTRODO BAJA TENSIÓN
- 15.- CONEXIONES SECUNDARIAS
- 16.- BRIDA INFERIOR
- 17.- BASE
- 18.- CAJA DE BORNES DE BAJA TENSIÓN

PARTES DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN ALTA TENSIÓN

ERRORES DE TRANSFORMACIÓN. Anteriormente se mencionó que la relación N_s/N_p entre las espiras, se conoce como "**Relación Técnica**" para el transformador de corriente, y tiene un valor constante para un transformador dado que difiere de la "relación real" dada por I_p/I_s , por el efecto de la corriente **magnetizante** que altera el valor de la corriente primaria. La relación real varía con la condición de operación, por lo que el TC da lugar a un **error de relación**, que es variable con la carga.

EL ERROR DE RELACIÓN. Representado por la letra griega η (se lee ETA) se calcula en forma porcentual y está dado por la relación.

$$\text{Error de relación} \% = \frac{\text{RTC} \times I_s - I_p}{I_p} \times 100$$

Donde:

RTC = Relación nominal entre las corrientes nominales primaria y secundaria.

I_p, I_s Son los valores eficaces de las corrientes.

El error de relación de un transformador de corriente, se expresa normalmente por medio de un factor de corrección de la relación (FCR), que se define como:

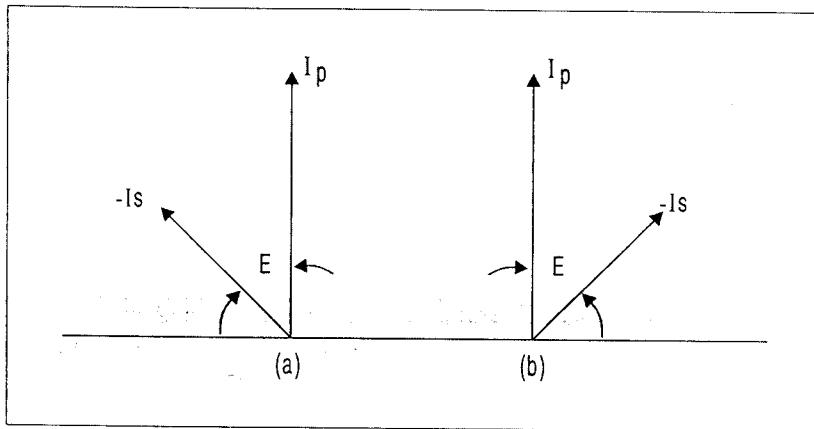
$$\text{FCR} = \frac{\text{relación de transformación real}}{\text{relación de transformación nominal}}$$

La relación de transformación real, se da entre los valores medidos de la corriente primaria y secundaria. La relación de transformación nominal se da entre los valores nominales de ambas corrientes.

Otro error que se introduce en la medición con transformadores de corriente es el llamado **error de ángulo**, es decir, la inserción de un TC en el circuito de medición produce una diferencia de fase entre la corriente primaria y la

corriente secundaria, tal diferencia es un ángulo que viene normalmente indicado con la letra griega ϵ (se lee EPSILON).

Este ángulo puede ser positivo si el vector de corriente secundaria está adelantado con respecto al vector de corriente primaria, y si está atrasado será negativo.



ERROR DE FASE EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

a) Positivo b) Negativo

El error de ángulo de fase (ϵ), **se expresa usualmente en minutos**, y como se indicó, se considera positivo cuando la corriente en el secundario está adelantada con respecto a la primaria. De este error, se deriva el concepto de factor de corrección del ángulo de fase ($K\epsilon$), que se define como el factor por el cual se debe multiplicar el factor de potencia indicado en el devanado secundario del TC, para de esta manera conocer el verdadero factor de potencia de la carga medida, es decir:

$$K\epsilon = \frac{\cos \theta_p}{\cos \theta_s} = \frac{\cos(\theta_s + \epsilon)}{\cos \theta_s} = \frac{\cos \theta_p}{\cos(\theta_p - \epsilon)}$$

Donde:

ϵ = Error de ángulo de fase

θ_p = Factor de potencia real del sistema

θ_s = Factor de potencia aparente medido en el secundario del transformador.

Del producto de los factores de corrección de relación y de ángulo, se obtiene el factor de corrección de la transformación (FCT).

$$FCT = FCR \times K\epsilon$$

Este factor de corrección de la transformación, se define como el factor por el cual se debe multiplicar la relación nominal de transformación para corregir los errores introducidos por un transformador de instrumento en la medición de potencia o de energía. Esto es importante, particularmente en la medición en las aplicaciones para protección, no se requiere de gran precisión, por lo que se desprecia el error de ángulo y sólo se considera el error de relación.

4.3

FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En las aplicaciones prácticas de los transformadores de corriente para su selección, se deben tomar en consideración algunas características importantes como las siguientes:

A) Tipo de servicio.

Esta característica se refiere principalmente a su aplicación desde el punto de vista de la instalación, que puede ser:

- Para servicio interior.
- Para servicio intemperie (por lo general en tensiones de 115 kV y mayores).

B) Tipo de aislamiento.

El tipo de aislamiento en un TC está relacionado principalmente con su tensión nominal de operación y puede ser básicamente de tres tipos:

- En aire (para baja tensión).
- En resina epóxica (para media tensión en tableros y aplicaciones industriales).
- En aceite (tipo sumergido en aceite para aplicaciones en alta tensión, 69 kV o tensiones mayores).

C) Condiciones de operación.

Los transformadores de corriente, deben operar en forma satisfactoria, cualquiera que sean sus condiciones de operación, para esto, se deben indicar, como parte de la especificación, las condiciones ambientales propias de cada aplicación, como son:

- ✓ Temperaturas máxima y mínima.
- ✓ Elevación de temperatura de los devanados.
- ✓ Altura de operación sobre el nivel del mar.

Además de estos factores, para TC's en alta tensión tipo intemperie, se deben indicar:

- ✓ La velocidad máxima del viento.
- ✓ El coeficiente sísmico.
- ✓ El nivel de contaminación ambiental (en su caso).

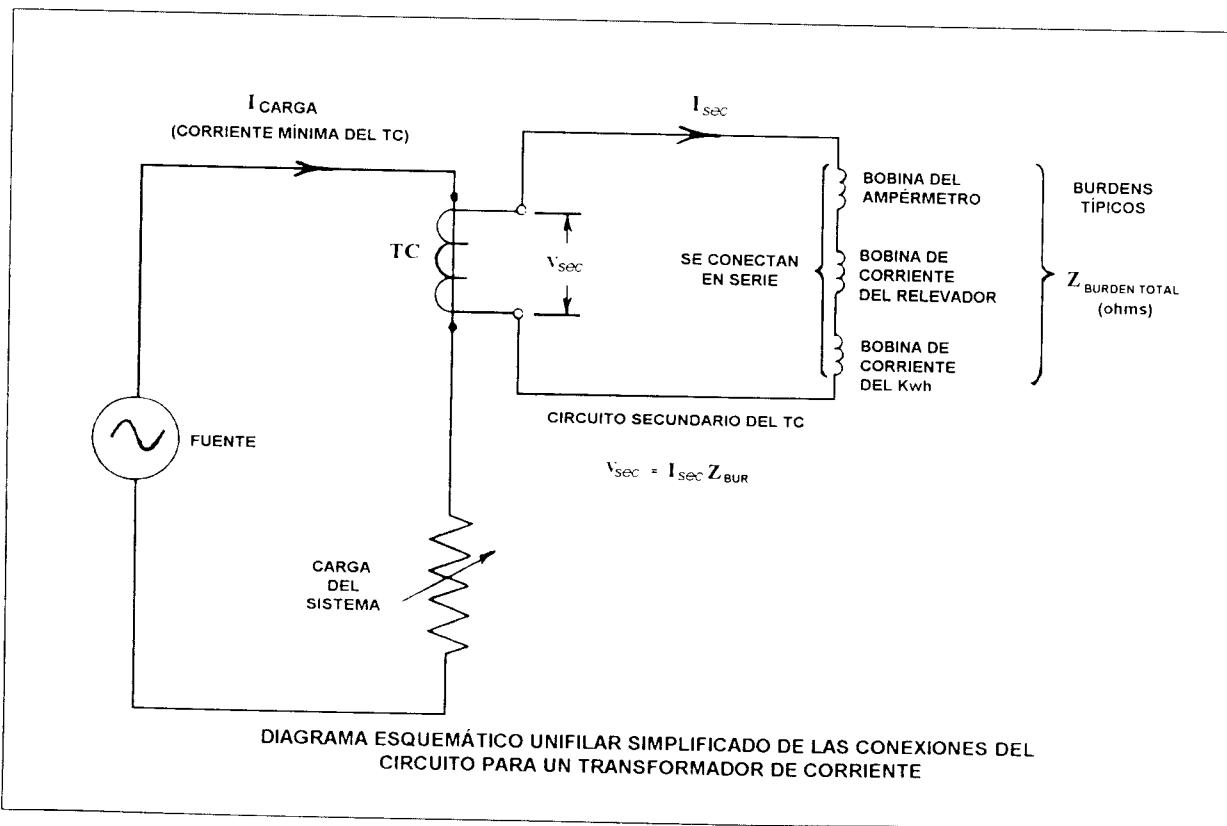
D) Corrientes nominales primaria y secundaria.

La corriente nominal primaria, se define como el valor eficaz de la corriente primaria sobre la cual se basa la operación del TC, por lo general son valores normalizados.

La corriente nominal secundaria, como se ha mencionado anteriormente, se toma como 5 A, salvo casos excepcionales en que la distancia entre los TC's y los instrumentos sean muy grandes y se tengan pérdidas elevadas, se considera 1A. Algunos valores normalizados de relaciones de transformación son los siguientes:

TABLA 4.1

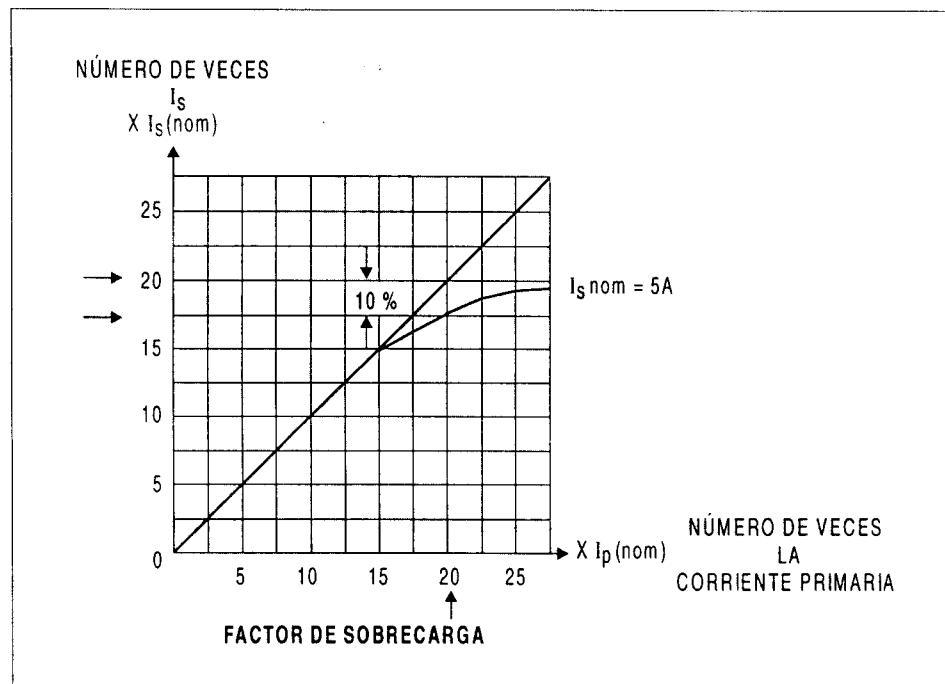
CORRIENTES NOMINALES PRIMARIAS Y RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN NORMALIZADAS	
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN SIMPLE	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DOBLE
5/5	300/5
10/5	400/5
15/5	500/5
20/5	600/5
25/5	800/5
30/5	1000/5
40/5	1200/5
50/5	1500/5
75/5	1600/5
100/5	2000/5
150/5	2500/5
200/5	3000/5
250/5	
	5 x 10/5
	10 x 20/5
	15 x 30/5
	25 x 50/5
	50 x 100/5
	75 x 150/5
	100 x 200/5
	150 x 300/5
	200 x 400/5
	300 x 600/5
	400 x 800/5
	1000 x 1000/5
	1000 x 1200/5
	1000 x 2000/5



E) El factor de sobrecarga.

El factor de sobrecarga es un número N que indica un múltiplo de la corriente primaria, que debido a la saturación del núcleo, produce un error en la corriente de -10% cuando la carga secundaria es de su valor nominal.

Para la gráfica siguiente, se muestra que con un valor de corriente primaria (I_p) de 20 veces su valor nominal, la corriente secundaria I_s es 10% menor de su valor nominal, o sea, que el factor de sobrecarga es 20. Es decir el factor es 1.2.

**F) Corriente térmica de cortocircuito de corta duración.**

Esta corriente se define como el valor eficaz simétrico de la corriente que puede circular durante 1 segundo en el devanado primario cuando el secundario está en cortocircuito, sin que la temperatura se eleve sobre el valor fijado para la clase del material aislante. Es decir, la corriente de cortocircuito debe ser absorbida por el material conductor (cobre o aluminio). El valor de esta corriente se puede calcular con cualquiera de las siguientes relaciones:

- Si se conoce la corriente de cortocircuito trifásica en el punto de la instalación I_t (1 seg.) = I_{cc} trifásica.

I_{cc} trifásica = corriente de cortocircuito

- Si se conoce la potencia del cortocircuito en el punto de la instalación.

$$I_t(1 \text{ seg.}) = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} V_f}$$

Donde:

P_{cc} = Potencia del cortocircuito trifásico en el punto de la instalación en KVA.

V_f = Voltaje de fase a fase en el punto de la instalación, en KV.

$$I_t(1 \text{ seg.}) = C_t S_p (A)$$

Donde:

C_t = Constante térmica del material conductor y toma los siguientes valores:

180 A/mm² para el cobre.

118 A/mm² para el aluminio.

S_p = Sección del conductor del devanado primario en mm².

Cuando el tiempo de duración del cortocircuito es mayor de 1 seg., es decir, T segundos, el devanado soporta una corriente térmica de menor valor, que se calcula de acuerdo con la expresión:

$$I_t(T) = \frac{I_t(1 \text{ seg.})}{\sqrt{\frac{1}{T} + \frac{T-1}{1^2}}}$$

G) Corriente dinámica de cortocircuito.

Esta cantidad se define como el valor cresta de la corriente primaria que el transformador puede soportar sin sufrir daños eléctricos o mecánicos, por las fuerzas electromagnéticas que se producen cuando su devanado secundario está en cortocircuito.

El valor de esta corriente, se calcula de acuerdo con la expresión:

$$I_{din} = 1.8 \sqrt{2} I_{cc}$$

Siendo:

I_{din} = Valor cresta de la corriente dinámica de cortocircuito.

$\sqrt{2}$ = Factor de conversión de valor eficaz a valor PICO.

1.8 = Factor de asimetría.

I_{cc} = Corriente de cortocircuito.

H) Frecuencia nominal.

Se debe especificar la frecuencia nominal del sistema en que se instalarán, por ejemplo, 60 Hz en México o 50 Hz en otros países.

I) Carga nominal secundaria (Burden).

Se define como aquella propiedad del circuito conectado al devanado secundario, que determina la potencia activa y reactiva en las terminales secundarias.

Como la precisión de los transformadores de instrumento, se ve afectada por la carga conectada a su circuito secundario, se definen cargas normalizadas para las distintas clases de precisión.

J) Clases de precisión.

Se designa como clase de precisión en un transformador de instrumento, al máximo error permitido que se puede tener cuando opera bajo condiciones nominales.

Los factores que afectan la precisión de un transformador de instrumento, son:

- El diseño y construcción del transformador.
- Las condiciones de operación del circuito al que se conecta.
- La carga conectada al devanado secundario del transformador de instrumento.

Debido a lo anterior, para un transformador dado y condiciones de operación conocidas, la clase de precisión depende de la carga secundaria o burden, razón por la que se han establecido valores normalizados que permitan clasificar a los transformadores por su precisión.

Desde el punto de vista de la medición, son importantes los errores de relación y de ángulo de fase, y éstos constituyen la base para especificar el comportamiento de los transformadores. De acuerdo a las normas ANSI C57.13 (americanas), para medición se tienen tres precisiones que se designan como: 0.3, 0.6 y 1.2.

Para indicar si un transformador es de medición o para protección, se usa una letra que acompaña a la precisión, esta letra puede ser: **B** para medición o **C** y **T** para protección, agregando el valor de la carga normalizada correspondiente; así, para los transformadores de corriente usados para medición, se puede usar la siguiente denominación: 0.3B - 0.1

- El 0.3 es la carga de precisión.
- La letra B, indica que es para medición.
- El 0.1 es la carga secundaria (burden) en ohms.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA APLICACIONES EN PROTECCIÓN. Los transformadores de corriente, por lo general, tienen 5A en el devanado secundario, eventualmente se usan transformadores con 1A en el secundario para aquellos casos en que los cables de control tienen una longitud muy grande y el burden o carga puede resultar excesivo. Esta situación, tiende a ser menos

severa, en virtud del creciente uso de relevadores de estado sólido, lo que conviene es que el TC cumpla con la condición de precisión requerida. Para los transformadores de corriente aplicados o protección, su clase de excitación establece un error de relación porcentual que corresponde a un valor de 20 veces su corriente nominal secundaria.

Este error de relación porcentual, se obtiene con la siguiente expresión:

$$\beta\% = \frac{I_e}{I_s} \times 100$$

Donde:

I_s = Valor eficaz de la corriente secundaria considerada.

I_e = Valor eficaz de la corriente de excitación correspondiente.

Para la determinación del error máximo admisible, el valor de I_s a considerar, **debe ser 20 veces la corriente secundaria nominal.**

Parte del problema, consiste en determinar el voltaje (V_{ef}) que el transformador de corriente puede desarrollar para alimentar la corriente secundaria hacia la carga o burden.

Esta carga en los TC's, consiste de la propia resistencia secundaria del TC (R_s), la impedancia de los cables de conexión (Z_L) y el equipo (Z_R) relevadores, instrumentos de medición, etcétera.

Entonces, el voltaje requerido por la carga es:

$$V_{ef} = I_s (R_s + Z_L + Z_R)$$

Para los propósitos del cálculo del burden o carga en el secundario de un transformador de corriente, es conveniente tener una idea de orden de magnitud de los consumos que tienen las cargas que alimenta y los cables de control que van de los transformadores de corriente a los instrumentos. Para los instrumentos de protección y medición, estos datos de carga son por lo general información de los fabricantes.

La impedancia de las cargas, se conoce generalmente como "burden" y el término se refiere a elementos individuales o a la carga total conectada. Para los dispositivos el burden, se expresa frecuentemente en volts-ampere a un valor de voltaje o corriente especificado. La impedancia del burden se calcula como:

$$Z\beta = \frac{VA}{I^2} = \text{ohms para los TC's}$$

Tratándose de los conductores de cables de control, se considera la longitud del conductor de ida y retorno del transformador de corriente al (o los) instrumento (s), alimentado (s). La potencia consumida por estos conductores, se calcula como:

$$\Delta P = 2RI^2_{snom}$$

El valor de la resistencia R se puede calcular a partir de los datos del fabricante del conductor, que indica, entre otros, la resistencia por unidad de longitud, con un valor designado por r; así, para una longitud L, su valor es:

$$R = r (\Omega/m) \times L (m)$$

También, se puede calcular en forma aproximada como:

$$\Delta P = 2 \frac{L}{\gamma s} I_{snom}^2$$

Donde:

γ = Conductividad del material ($\gamma = 57$ para cobre).

s = Sección del material en mm^2 .

L = Longitud del conductor.

I_{snom} = Valor nominal de la corriente en el secundario.

TABLA 4.2

DESIGNACION AWG	SECCIÓN NORMALIZADA DE LOS CONDUCTORES	POTENCIA DISIPADA EN WATTS
2 No. 11	2 x 2.5 mm ²	3.0 W
2 No. 14	2 x 4 mm ²	2.2 W

EJEMPLO 4.1

Calcular el valor de la impedancia que se puede conectar al secundario de un transformador de corriente que tiene una potencia en el secundario de 15 VA, si su corriente nominal secundaria es 5 A. Repetir el cálculo cuando la corriente en el secundario sea de 4 A.

1) La potencia es: $P = Z_s I_s^2$

De aquí la impedancia es:

$$Z_s = \frac{P}{I_s^2} = \frac{15}{(5)^2} = 0.6 \Omega$$

3) Cuando la corriente en el secundario sea 4 A.

En este caso, la potencia es menor, de acuerdo a la relación:

$$P_1 = P \left(\frac{I_o}{I_s} \right)^2$$

Donde:

I_o = Corriente de operación en el secundario en A.

I_s = Corriente nominal en el secundario en A.

De modo que para los valores dados:

$$P_1 = 15 \left(\frac{4}{5} \right)^2 = 9.6 \text{ VA}$$

SOLUCIÓN

Ahora:

$$Z_s^1 = \frac{\rho^1}{(l_s^1)^2} = \frac{9.6}{(4)^2} = 0.6 \Omega$$

De acuerdo a la tabla 4.2, este transformador de corriente sería de designación B-0.5 ó B-0.9.

EJEMPLO 4.2

Calcular la potencia consumida por el cable de control (conductor de ida y retorno) de un transformador de corriente que alimenta instrumentos con conductor No. 10 AWG que de acuerdo al fabricante tiene una resistencia de 3.34 Ω /km. La longitud total es de 100 m y se supone la corriente secundaria de valor nominal de 5 A.

SOLUCIÓN

Para calcular la impedancia del conductor se supone factor de potencia unitario, de modo que:

$$Z = 3.34 \Omega/\text{Km} \times \frac{100 \text{ m}}{100 \text{ m/Km}} = 0.334 \Omega$$

La potencia consumida es entonces:

$$P = Z I_s^2 = 0.334 \times (5)^2 = 8.35 \text{ VA}$$

EJEMPLO 4.3

La conexión de un transformador de corriente con los instrumentos de medición, se hace por medio de conductores de cobre que tienen una sección de $S = 2 \times 2.5 \text{ mm}^2$ a la distancia de 10 m. La corriente nominal en el secundario es de 5 A; calcular la potencia disipada por los conductores.

SOLUCIÓN

La potencia disipada se calcula con la expresión:

$$\Delta P = 2 \frac{\rho l s^2}{S} I_{\text{nom}}^2$$

Para el cobre $\gamma = 57$, sustituyendo valores:

$$\Delta P = \frac{2 \times 10}{57 \times 2.5} \times (5)^2 = 3.5 \text{ watts.}$$

La potencia del cortocircuito en el punto de instalación de un TC en una red de 13.8 kV entre fases, es de 500MVA.

EJEMPLO 4.4 Calcular:

- La corriente de efectos térmicos a 1 seg.
- La corriente de efectos térmicos a 4 seg.

a) La corriente térmica a 1 seg, se calcula en el dato de potencia de cortocircuito trifásico como:

$$I_{cc} = I_t = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{500 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 20918 A$$

SOLUCIÓN

b) La corriente de efectos térmicos a 4 seg, es:

$$I_T = \frac{I_t}{\sqrt{T}} = \frac{20918}{\sqrt{4}} = 10459 A$$

EJEMPLO 4.5

El devanado primario de un transformador de corriente, es de cobre, y tiene una relación de transformación de 400/5 A. Está constituido con conductor de 104 mm^2 de sección.

Calcular la corriente de efectos térmicos a 1 seg.

La corriente de efectos térmicos se calcula como:

$$I_t = C_t \times S_p \quad (\text{A})$$

SOLUCIÓN

Donde:

C_t es la constante que para el cobre tiene un valor de 180 A/mm^2 .

De modo que:

$$I_t (1 \text{ seg.}) = 180 \times 104 = 18720 \text{ A}$$

EJEMPLO 4.6

Para el transformador de corriente del ejemplo anterior, calcular la corriente de efectos dinámicos.

SOLUCIÓN

La corriente de efectos dinámicos se calcula como:

$$I_{\text{din}} = 1.8 \times \sqrt{2} I_{\text{cc}}$$

Donde:

$$I_{\text{cc}} = I_t (1 \text{ seg.})$$

Por lo tanto:

$$I_{\text{din}} = 1.8 \times \sqrt{2} \times 18720 = 47653 \text{ A}$$

CLASE DE PRECISIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE. Para los fines de protección, por lo general se hace referencia a las normas americanas ANSI y las clases nominales de un TC son las indicadas en la tabla siguiente:

TABLA 4.3
CLASES DE PRECISIÓN NORMALIZADAS

CLASE	POTENCIA (VA)	CARGA ADMISIBLE (BURDEN) (Ω)
C-10	2.5	0.1
C-20	5.	0.2
C-50	12.5	0.5
C-100	25.	1.0
C-200	50.	2.0
C-400	100.	4.0
C-800	200.	8.0

Estos valores, se dan para un error máximo del 10% a 20 veces la corriente nominal. Para los TC de relación múltiple, la clase se da para la relación máxima.

EJEMPLO 4.7 Se tiene un transformador de corriente con relaciones 100/5 - 600/5 con designación clase C-400 (relación máxima), conectado con relación de transformación RTC = 300/5.

Calcular la carga que puede soportar.

SOLUCIÓN

$$VA = 100 \times \frac{300/5}{600/5} = 50$$

La carga en Ohms:

$$R = 4 \times \frac{300/5}{600/5} = 2.0$$

A esta carga con esta relación corresponde a un TC clase C-200.

TABLA 4.3
CLASES DE PRECISIÓN NORMALIZADAS

CLASE	POTENCIA (VA)	CARGA ADMISIBLE (BURDEN) (Ω)
C-10	2.5	0.1
C-20	5.	0.2
C-50	12.5	0.5
C-100	25.	1.0
I-200	50.	2.0
C-400	100	4.0
I-600	200	6.0

Estos valores, se dan con un error máximo del 10% a 20 veces la corriente nominal. Para los TC de relación múltiple, la clase se da para la relación máxima.

EJEMPLO 4.7

Se tiene un transformador de corriente con relaciones 100/5 - 600/5 con designación clase C-400 (relación máxima), conectado con relación de transformación RTC = 300/5.

Calcular la carga que puede soportar.

$$VA = 100 \times \frac{300/5}{600/5} = 50$$

SOLUCIÓN

La carga en Ohms:

$$B = 4 \times \frac{300/5}{600/5} = 2 \Omega$$

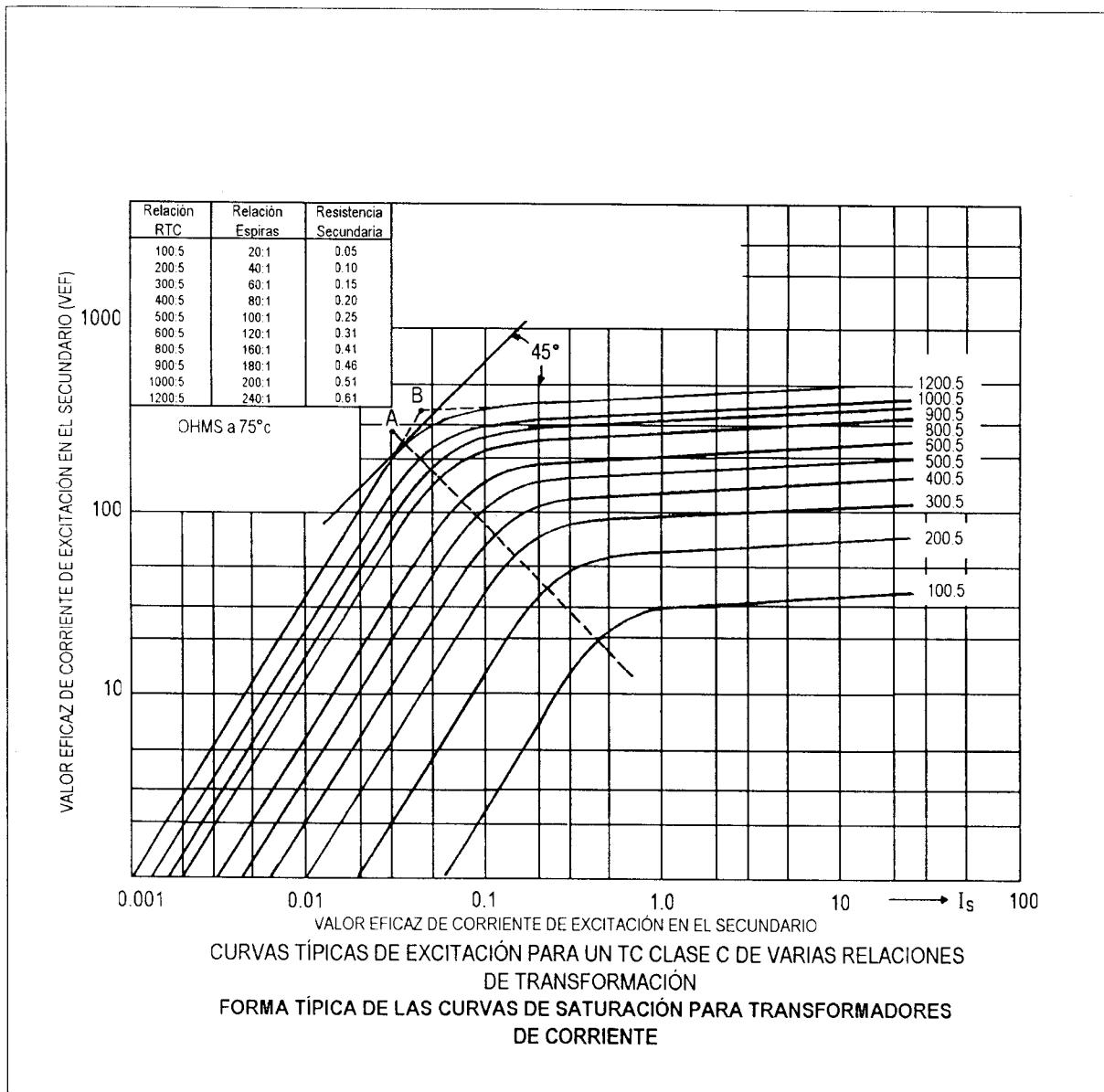
A esta carga, con esta relación, corresponde a un TC clase C-200.

EL EFECTO DE SATURACIÓN Y LAS CURVAS DE EXCITACIÓN. La corriente de excitación, es función del voltaje secundario de excitación y la impedancia de excitación que representa los efectos del núcleo (pérdidas por histéresis) corrientes circulares y magnetización.

La magnitud de la corriente de excitación, se puede obtener aplicando un voltaje de valor conocido a las terminales del secundario del TC, manteniendo el devanado primario en circuito abierto. Si se conoce la corriente para varios valores de voltaje, se puede elaborar lo que se conoce como: "**CURVA DE EXCITACIÓN**".

El efecto que se produce por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo, se conoce normalmente como **saturación**. Este efecto produce un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente. Con el propósito de disminuir la probabilidad de saturación en los transformadores de corriente, se recomienda:

- a) Emplear relaciones de transformación, tan grandes como sea posible.
- b) Mantener la carga secundaria (burden) a un valor tan bajo como sea posible, tratando de que los cables de conexión entre el transformador y los instrumentos no tengan una longitud excesiva y sean del calibre (sección) adecuado.



En la curva anterior, la llamada "**Rodilla**" o punto efectivo de saturación, se define como la intersección de la curva con una línea tangente a 45 grados.

TABLA 4.4

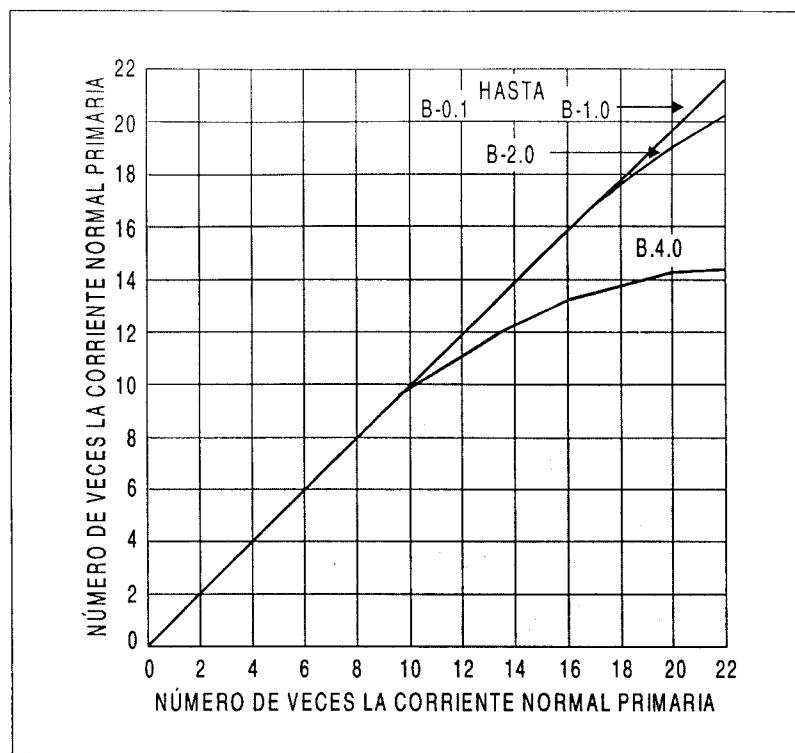
CARGAS NOMINALES RECOMENDADAS PARA PROTECCIÓN CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SECUNDARIA A 60 HZ Y 5 AMPS.

DESIGNACIÓN CARGA	RESISTENCIA (Ω)	INDUCTANCIA (mH)	IMPEDANCIA (Ω)	VOLT-AMPERES (a 5 A)	FACTOR DE POTENCIA
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.8	200	0.5

TABLA 4.5

CLASES DE PRECISIÓN NORMALIZADAS PARA PROTECCIÓN

CLASE DE PRECISIÓN	DESIGNACIÓN CARGA	VOLTAJE EN TERMINALES DEL SECUNDARIO (VOLTS)
C100	B-1	100
C200	B-2	200
C400	B-4	400
C800	B-8	800



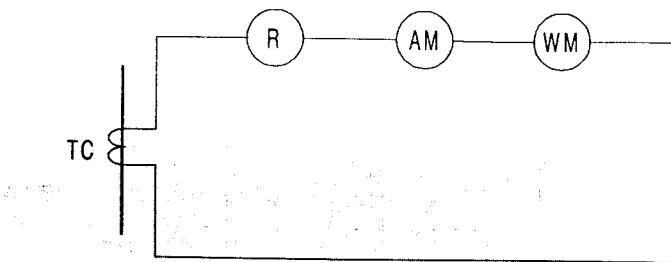
CURVAS TÍPICAS DE RELACIÓN DE SOBRECORRIENTE
PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO PROTECCIÓN

En el circuito mostrado en la figura, el cable de control que alimenta a los instrumentos, tiene una longitud de 275 m y es del No. 10 AWG, con una resistencia de 0.00335 Ω/m. Alimenta a los siguientes dispositivos:

- Un relevador de sobrecorriente con 2.5 ohms de burden.
- Un ampérmetro con 0.5 ohms de burden.
- Un wáttmetro con 1.0 watts de burden.

EJEMPLO 4.8

La relación de transformación del TC, es de 200/5 y se seleccionó para que produzca dos tercios de la deflexión a plena escala al valor de 5 A a plena carga. La curva característica de excitación, se muestra a continuación:

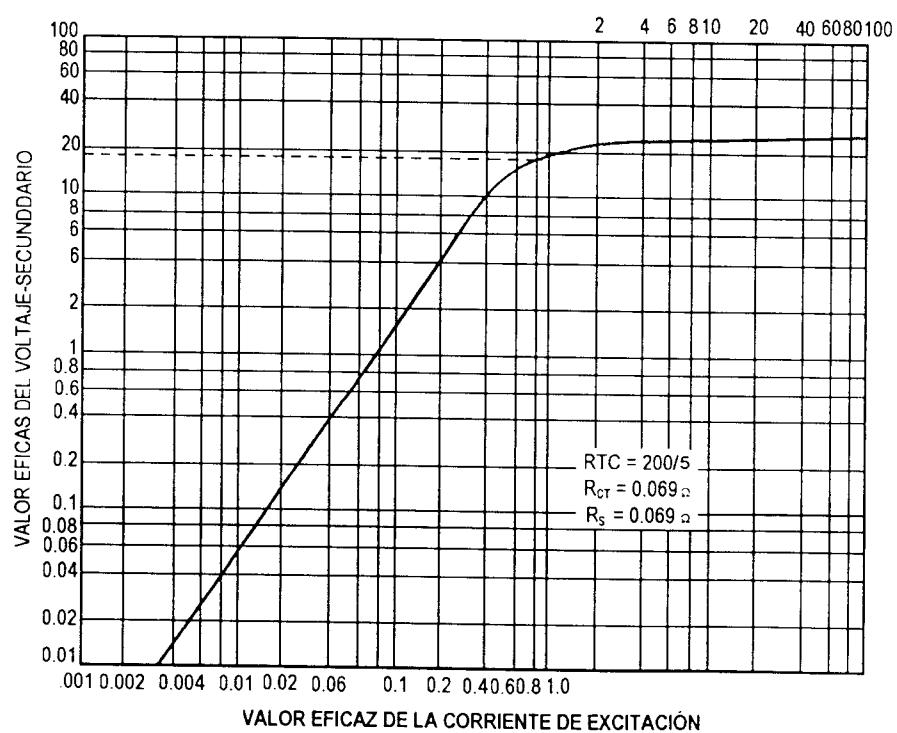


R = Relevador.

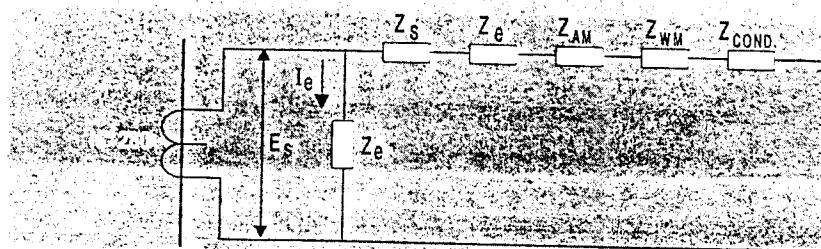
AM = Ampérmetro.

WM = Wóltmetro.

CURVA DE EXCITACIÓN PARA EL TC



El diagrama correspondiente que considera las cargas en el secundario, es el siguiente:



Los datos que se tienen son los siguientes:

$$I_s = 4 \text{ A} \quad (\text{Impedancia del secundario del TC})$$

$$Z_s = 0.069 \Omega \quad (\text{Impedancia del relevador})$$

$$Z_e = 2.5 \Omega \quad (\text{Impedancia del relevador})$$

$$Z_{AM} = 0.5 \Omega \quad (\text{Impedancia del amperímetro})$$

$$Z_{WM} = 1.0 \Omega \quad (\text{Impedancia del wóttmetro})$$

SOLUCIÓN

La impedancia del conductor:

$$Z_{COND} = 0.00334 \times 275 = 0.92 \Omega$$

La caída de voltaje en el secundario:

$$\epsilon_s = I_s ZT = 4 (0.069 + 2.5 + 0.5 + 1.0 + 0.92)$$

$$\epsilon_s = 19.84 \text{ volts}$$

Entrando con este valor a la curva de excitación, para obtener el valor de I_e :

$$I_e = 0.8 \text{ A}$$

Con relación de transformación:

$$ATC = \frac{200}{5} = 40$$

El valor en el secundario:

$$\frac{I_P}{RTC} = I_e + I_s = 0.8 + 4 = 4.8 \text{ A}$$

$$I_2 = RTC \times I_s = 4.8 \times 40 = 192 \text{ A}$$

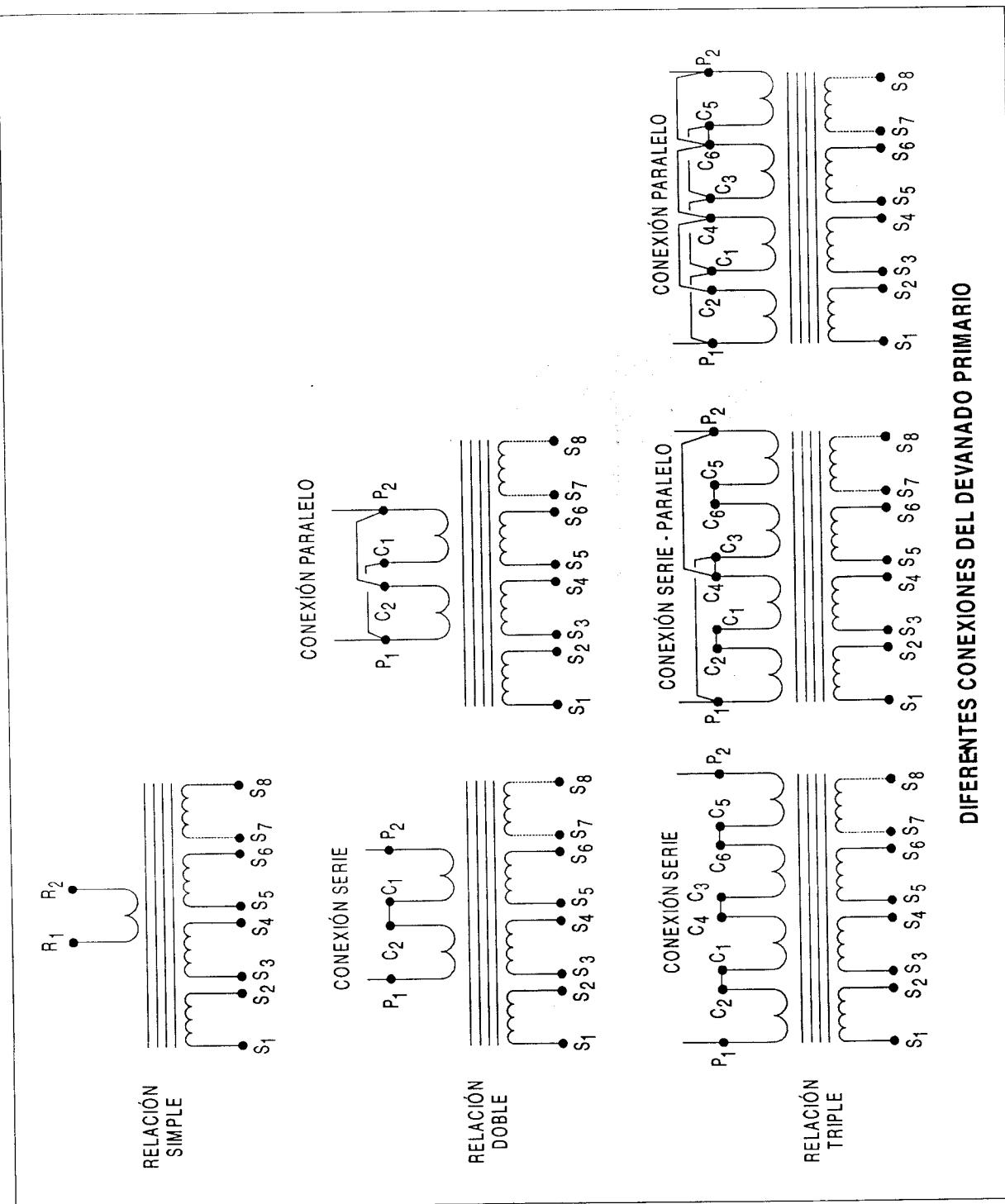
$$\text{El error } e = (192/4 - 200/5)/40 = 0.2\%.$$

NÚMERO DE DEVANADOS

El devanado primario de un transformador de corriente se puede seleccionar con relación simple, doble o triple, según sea la aplicación que tenga; estos se pueden obtener por medio de conexiones serie-paralelo.

En el devanado secundario, los transformadores de corriente pueden ser dos, tres o hasta cuatro devanados, con circuitos magnéticos independientes y devanado primario común.

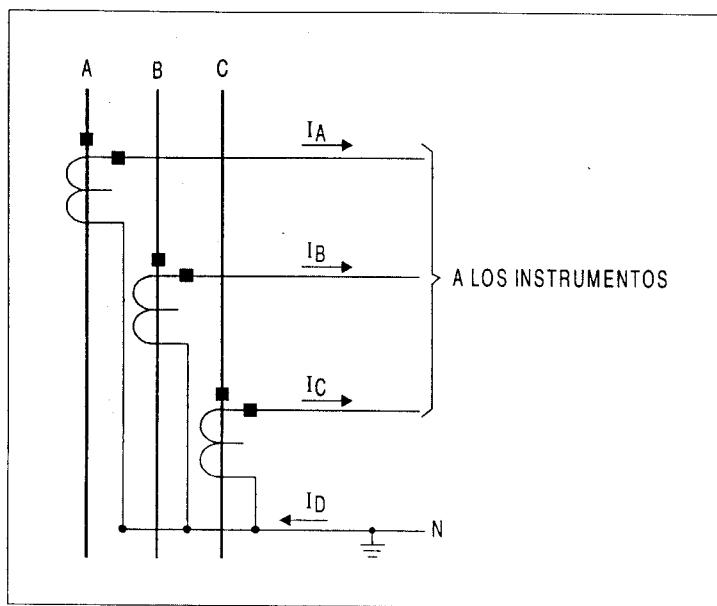
El tener circuitos magnéticos independientes, permite que se asigne una función específica a cada devanado, sin que la operación de uno afecte a los otros, ya que en teoría se comportan como transformadores independientes. Esto da la ventaja de poder especificar algunos devanados para medición y otros para protección, en forma independiente. En la siguiente figura, se muestran los devanados:

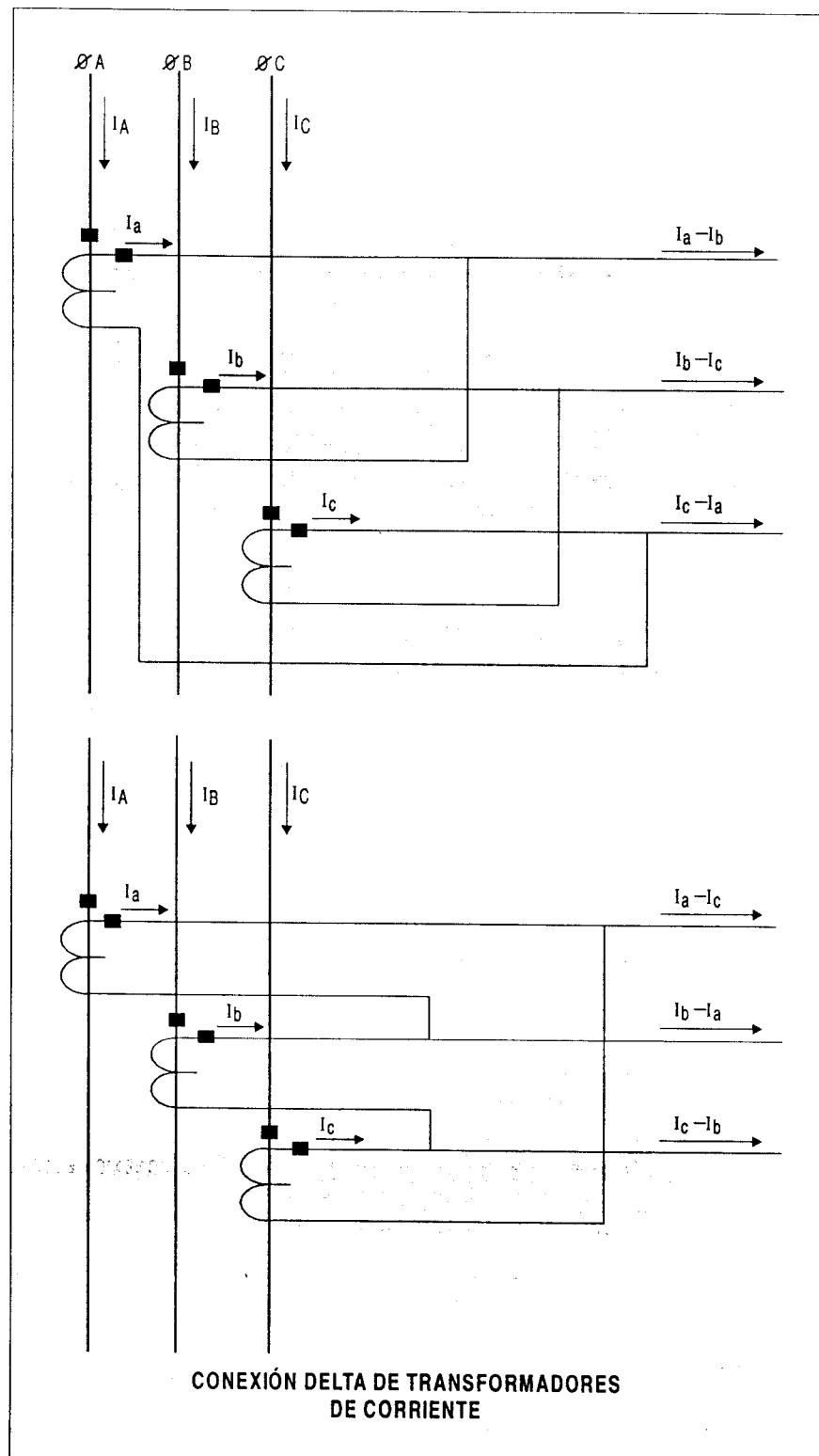


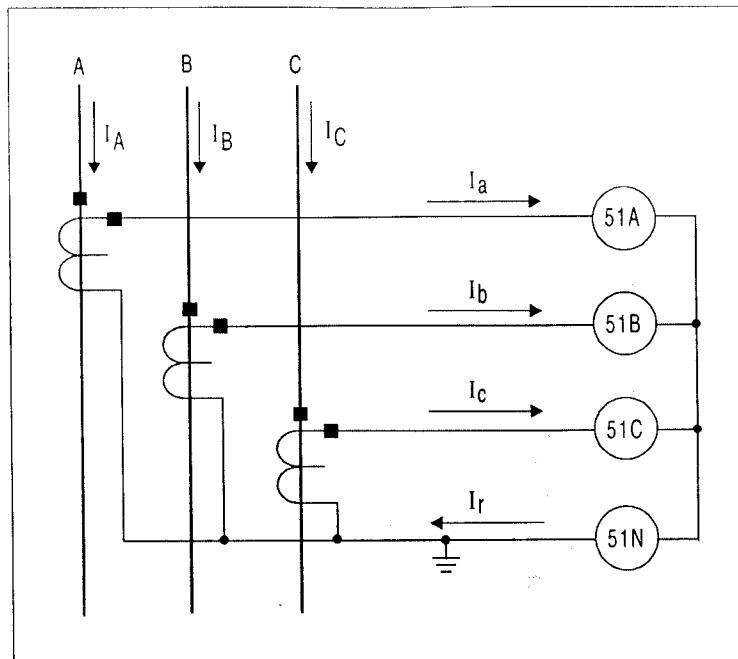
4.5

CONEXIONES TÍPICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

La mayoría de las aplicaciones prácticas de los transformadores de corriente se encuentran en los sistemas trifásicos, razón por la que es conveniente estudiar este tema. De acuerdo a las conexiones usadas en los circuitos trifásicos, los transformadores de corriente se pueden conectar en estrella o en delta. La conexión estrella es más común y su diagrama básico se muestra en la siguiente figura:

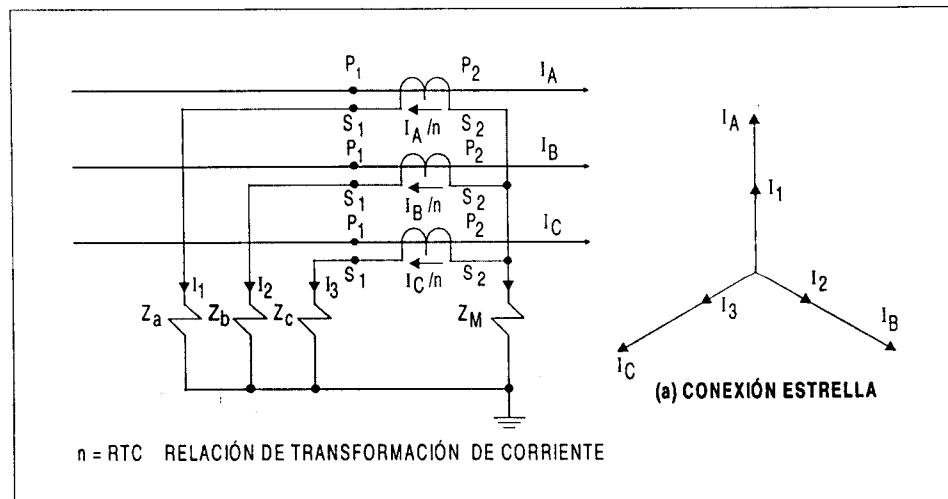






CONEXIÓN TÍPICA DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE A LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

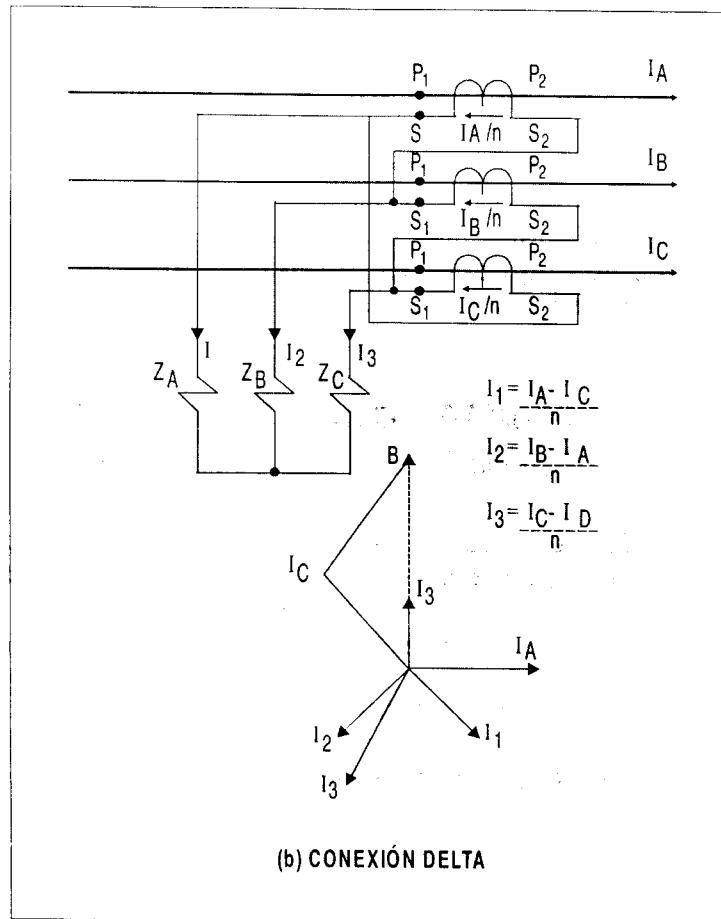
En la siguiente figura, se muestran las relaciones entre las corrientes de fase y las corrientes de línea para las conexiones estrella y delta.



A) CONEXIÓN ESTRELLA.

En la conexión estrella, para el secundario, las corrientes de línea y línea se encuentran en fase.

$$I_s = \frac{I_p}{\text{RTC}}$$



B) CONEXIÓN DELTA.

En la conexión delta, se modifica la relación y ángulo en el lado secundario, donde se alimentan los instrumentos por un factor 3.

$$I_S = \sqrt{3} \frac{I_P}{R_T C}$$

4.6

POLARIDAD

La polaridad de un transformador de instrumento, es la dirección instantánea relativa entre las corrientes que circulan por las terminales primaria y secundaria. Esta polaridad en las terminales de los transformadores de

instrumento, debe ser indicada con marcas permanentes, debiendo tener las terminales impares la misma polaridad, es decir, que la corriente para un instante dado entre la polaridad marcada de un devanado (la primaria) y al mismo tiempo salga por la terminal secundaria marcada, de manera que parezca que las dos terminales constituyen un circuito continuo. El concepto de polaridad es muy importante cuando los transformadores de corriente se usan para protección o medición, alimentando instrumentos que requieren precisión en las señales de magnitud y ángulo y en donde un error de polaridad provoca la operación incorrecta de los instrumentos alimentados.

4.7

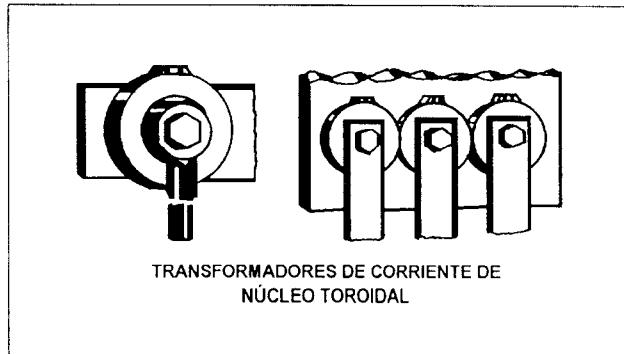
FORMA CONSTRUCTIVA DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En general, los transformadores de instrumento tienen forma constructiva muy diferentes, según sea su aplicación y los valores previstos por medir.

Un transformador de corriente se puede clasificar en los siguientes tipos:

PARA INSTALACIONES EN BAJA TENSIÓN

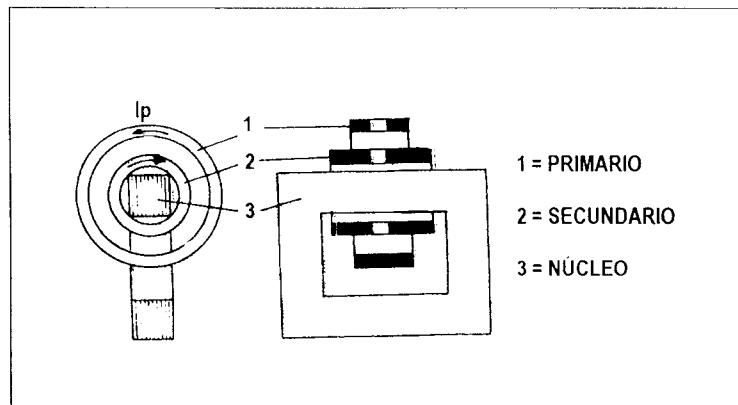
Se construyen del tipo **NÚCLEO TOROIDAL**, que son normalmente instalados sobre tornillos de sujeción o entre dos barras y son atravesados por una de las grapas de fijación de los elementos conductores de corriente.



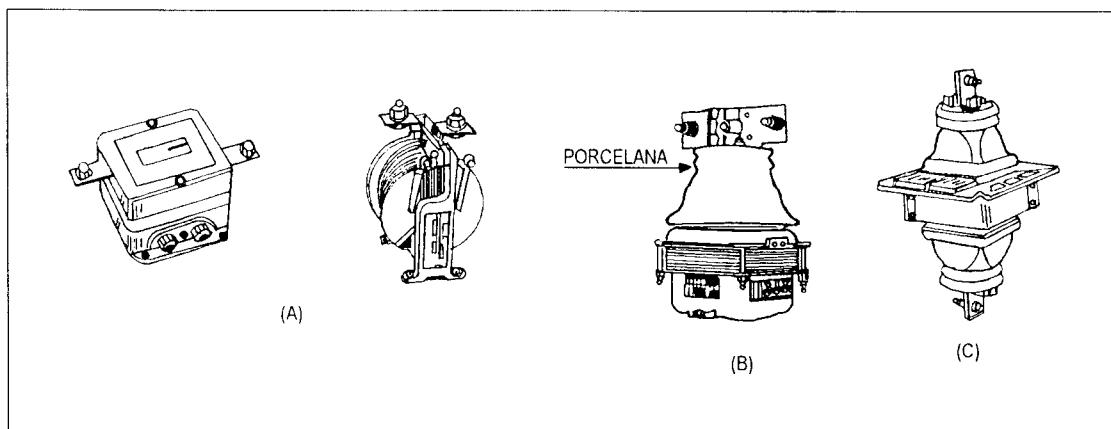
Este tipo de transformadores tiene su aplicación más común en aquellos casos en que el devanado primario lo constituye el mismo cable o barra de la instalación.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO DOS DEVANADOS. Los devanados primario y secundario del TC, están constituidos de dos bobinas completamente separadas y aisladas, se construyen por lo general para aplicaciones de alta

tensión y su forma constructiva es variable. También se construyen para algunas aplicaciones en baja tensión.

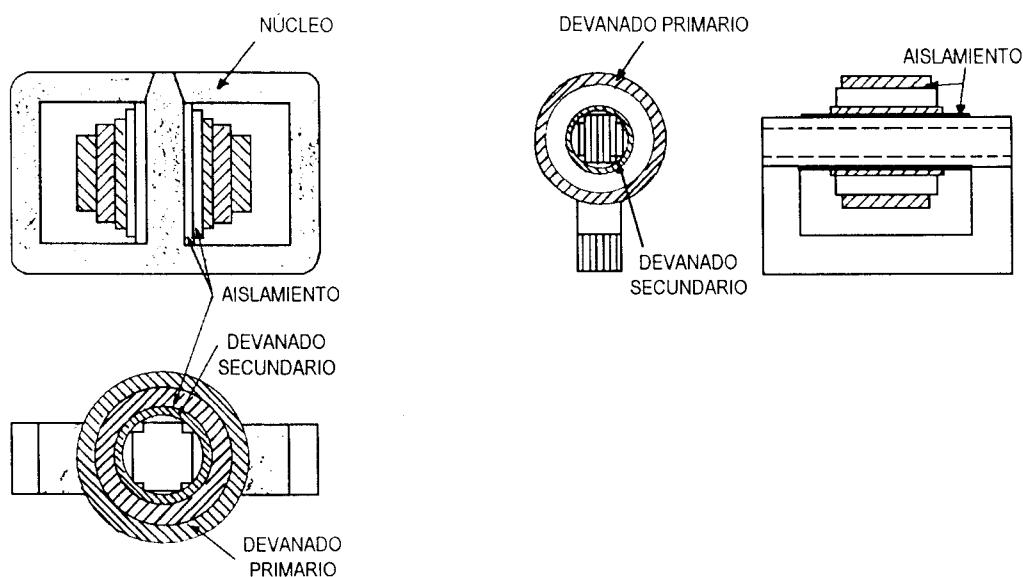


CORTE DE UN TRANSFORMADOR DE DOS DEVADOS

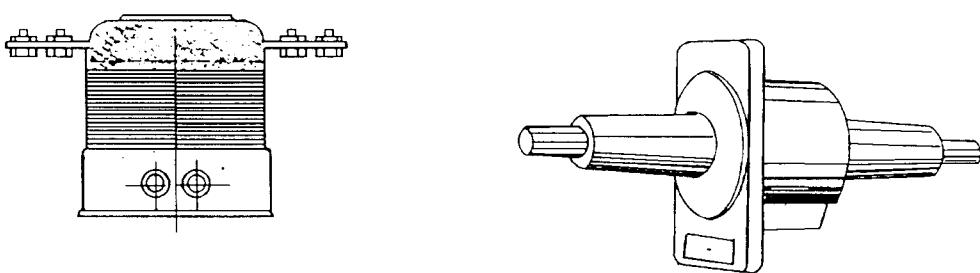


**ALGUNAS FORMAS CONSTRUCTIVAS
DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE DOS DEVANADOS**

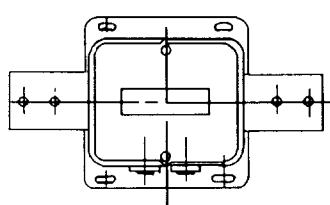
- A)** Para baja tensión.
- B)** Para alta tensión tipo fijo con aislamiento de porcelana.
- C)** Para alta tensión tipo pasante.



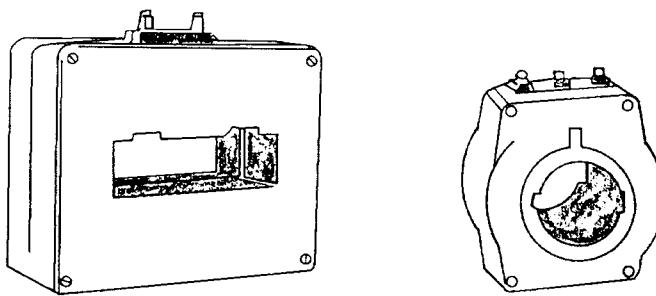
EJEMPLO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE CON PRIMARIO
DEVANADO



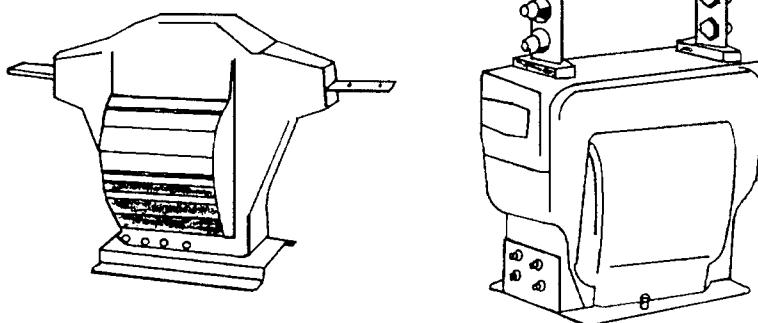
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO
BARRA PASANTE PARA TENSIONES DE
6.6 KV A 23 KV



TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON
AISLAMIENTO EN AIRE

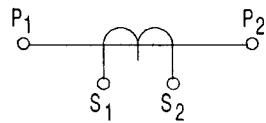


TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO VENTANA

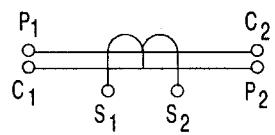


**TRANSFORMADORES DE CORRIENTE AISLADOS CON
RESINA SINTÉTICA APLICADOS EN MEDIA TENSIÓN**

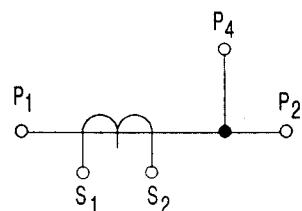
**IDENTIFICACIÓN DE TERMINALES EN TRANSFORMADORES
DE CORRIENTE**



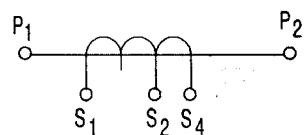
T.C. NORMAL DE SIMPLE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN UN SÓLO CIRCUITO MAGNÉTICO Y UN BOBINADO SECUNDARIO



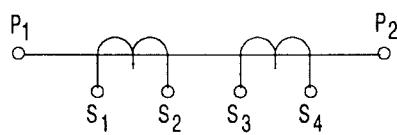
T.C. CON UN CIRCUITO MAGNÉTICO Y UNA DOBLE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN POR MEDIO DE CONEXIÓN SERIE O PARALELO SOBRE EL BOBINADO PRIMARIO



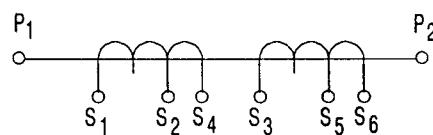
T.C. CON UN CIRCUITO MAGNÉTICO Y UNA DOBLE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN, POR MEDIO DE "TOMAS" SOBRE EL BOBINADO PRIMARIO



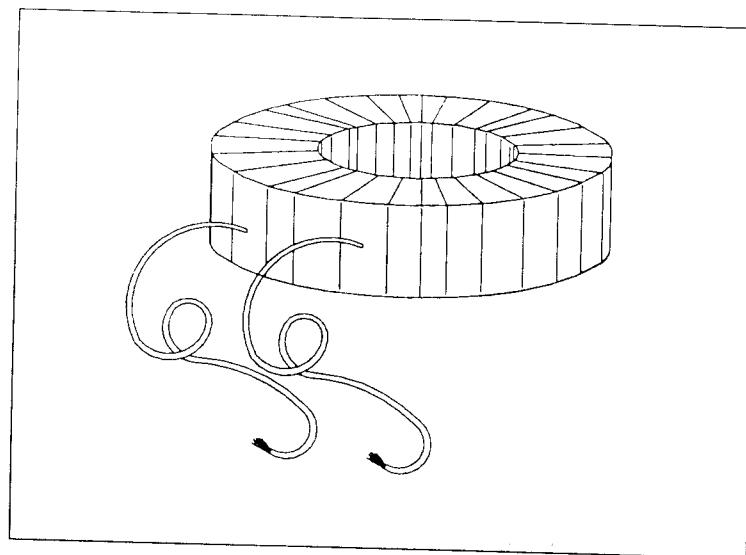
T.C. CON UN CIRCUITO MAGNÉTICO Y UNA DOBLE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN, POR MEDIO DE "TOMAS" SOBRE EL BOBINADO SECUNDARIO



T.C. CON DOS CIRCUITOS MAGNÉTICOS Y UNA SOLA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y DOS BOBINADOS SECUNDARIOS INDEPENDIENTES



T.C. CON DOS CIRCUITOS MAGNÉTICOS, DOS BOBINADOS SECUNDARIOS INDEPENDIENTES Y DOS RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN POR MEDIO DE "TOMAS" SOBRE LOS BOBINADOS SECUNDARIOS

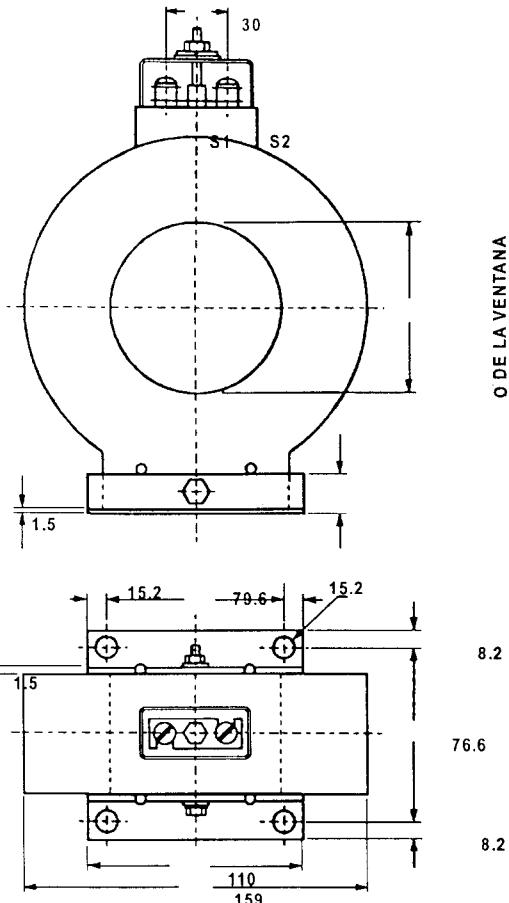


**TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BOQUILLA 600 V
TIPO INTERIOR PARA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN**

DATOS TÉCNICOS

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	MEDICIÓN	PROTECCIÓN
600:5 MR	0.3 B0.1 -B1.0	C-100
800:5 MR	0.3 B0.1 -B1.0	C-100
1000:5 MR	0.3 B0.1 -B2.0	C-200
1200:5 MR	0.3 B0.1 -B4.0	C-400
1500:5 MR	0.3 B0.1 -B4.0	C-400
2000:5 MR	0.3 B0.1 -B4.0	C-400
3000:5 MR	0.3 B0.1 -B4.0	C-400

CORRIENTE PRIMARIA/SECUNDARIA (AMP)	FACTOR TÉRMICO (VECES)	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TÉRMICO (VECES)	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DINÁMICO (VECES)
600:5	1.5	70	175
800:5	1.5	70	175
1000:5	1.5	70	175
1200:5	1.5	70	175
1500:5	1.5	70	175
2000:5	1.5	70	175
3000:5	1.2	70	175



TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA MEDICIÓN 600 VOLTS

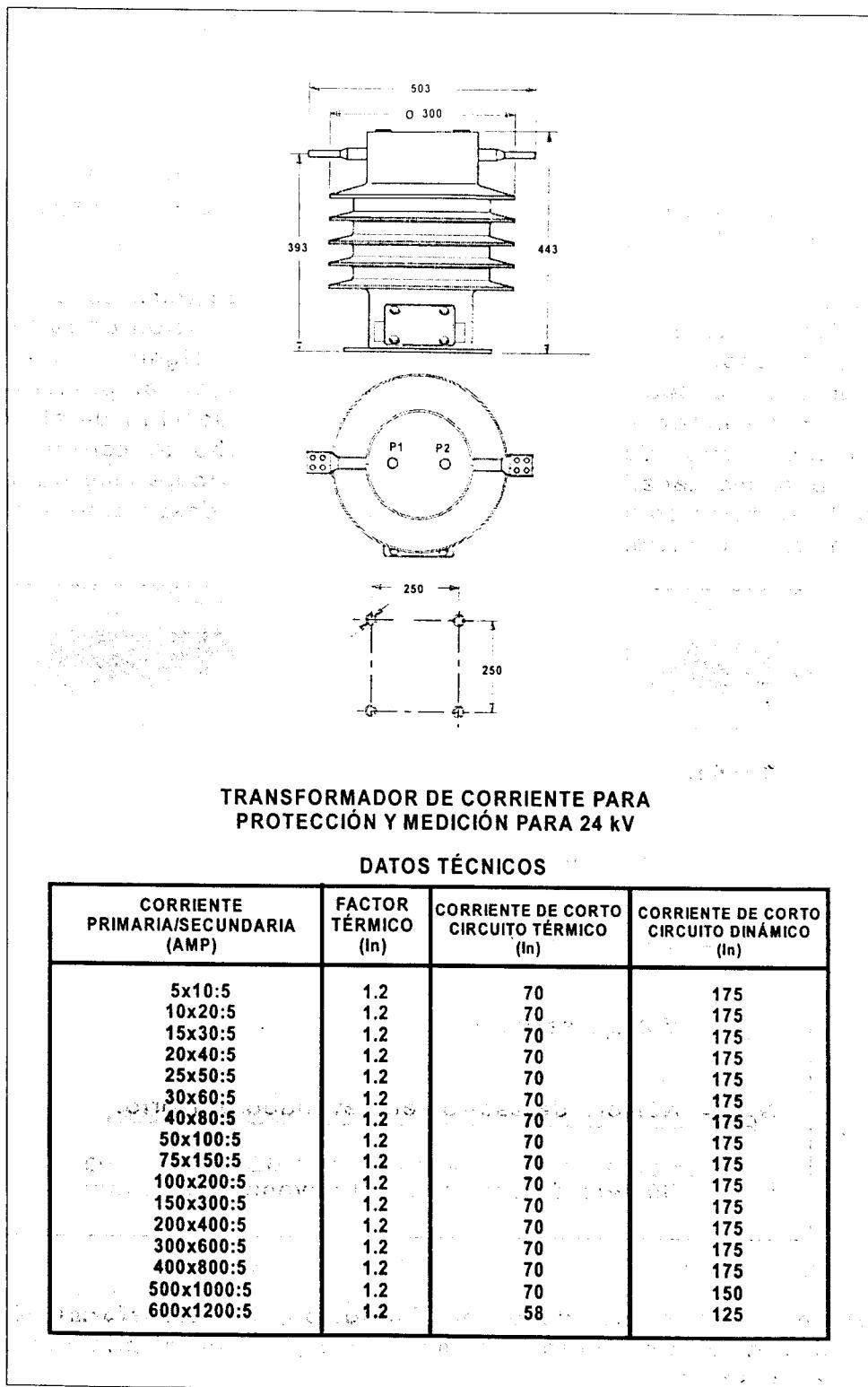
DATOS TÉCNICOS

CORRIENTE PRIMARIA / SECUNDARIA	FACTOR DE TÉRMICO	CORRIENTE TÉRMICA (VECES)	CORRIENTE DINÁMICA (VECES)	DIÁMETRO DE LA VENTANA (mm)
1000:5	1.0	80	160	79
2000:5	1.0	80	160	79
3000:5	1.0	80	160	89

CLASE Y POTENCIA DE PRECISIÓN

0.3 B0.1, B0.2, B0.5, 0.6 B1.0

DIAGRAMA DE CONEXIÓN



4.8**TRANSFORMADORES DE POTENCIAL**

El transformador de potencial es un transformador de tensión en el que el circuito primario se conecta en derivación (en paralelo) con el circuito del cual se desea conocer el voltaje. En el secundario, se conectan en paralelo los instrumentos correspondientes (por ejemplo, un voltímetro, wáttmetro, medidor de energía, relevadores, etcétera).

Debido a que estos transformadores deben indicar exactamente el valor de la tensión existente en el primario, es necesario que la relación entre los voltajes primario y secundario se mantenga constante, esto significa que se debe limitar, tanto como sea posible la caída de tensión en el primario y en el secundario. El resultado se obtiene teniendo una impedancia muy elevada en el devanado secundario, de manera que se limite mucho la corriente en este devanado, para mantener al transformador con una corriente muy baja y, por lo tanto, se limita también la primaria, con lo que resulta despreciable la caída de tensión. En tales condiciones, se cumple la relación:

$$RTP = \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

Donde:

RTP = Relación de transformación del transformador de potencial.

V_p = Voltaje primario.

V_s = Voltaje secundario.

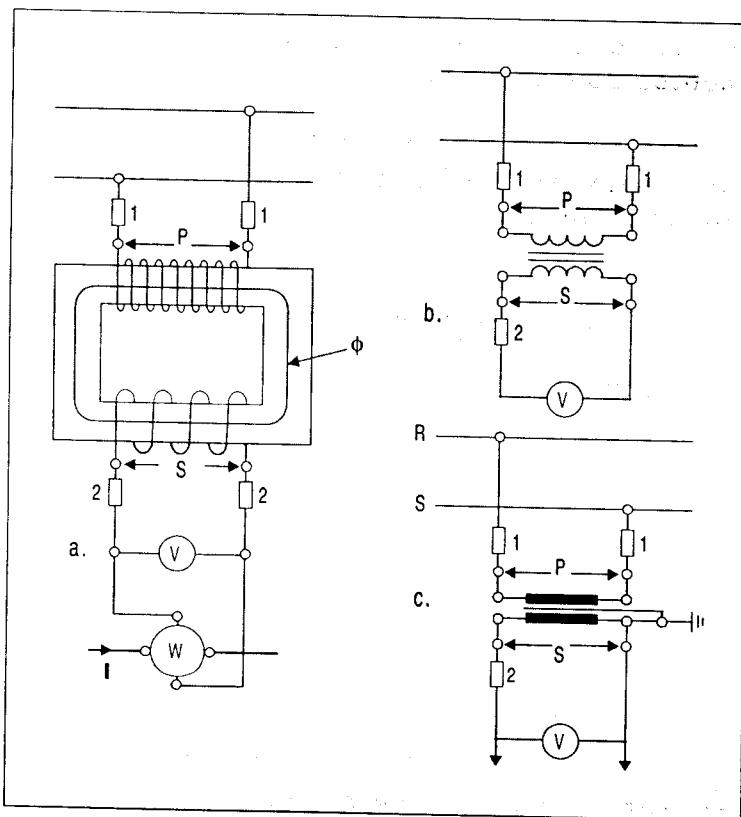
N_p = Número de espiras en devanado primario.

N_s = Número de espiras en el devanado secundario.

La expresión anterior, se denomina "**Relación de Transformación**" y es proporcional a la relación entre el número de espiras en el primario al número de espiras en el secundario.

Cualquier variación del voltaje en el lado primario se refleja en el secundario y, por lo tanto, es medida por los instrumentos conectados a éste. Los valores de corriente en el primario, debidos a la alimentación de los instrumentos conectados al secundario, son muy pequeños y corresponden a corrientes de excitación (I_o). Esto significa que un transformador de potencial trabaja como si se tratara de un transformador de potencia en vacío.

En la figura siguiente, se muestra la forma de conexión de un transformador de potencial a la red y su símbolo; éste último puede variar en ciertos casos, dependiendo del origen de la literatura que se lea, ya que corresponde a la norma empleada en cada caso y simplemente habría que referirse por las normas americanas ANSI y las europeas de la IEC (Comisión Internacional de Electrónica).



REPRESENTACIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Para fines de aplicación, existen dos tipos de transformadores de potencial, uno es de tipo inductivo y el otro de tipo capacitivo, que se le denomina por lo general como: "**Dispositivo de Potencial**" y que se aplica a sistemas de alta tensión, como por ejemplo, 230 ó 400 kV. En este capítulo, sólo se tratarán los primeros.

El transformador de potencial del tipo inductivo, es un transformador convencional, que tiene un devanado primario que se puede conectar a un sistema, ya sea entre fases o de fase a tierra.

El llamado dispositivo de potencial, es un divisor de voltaje del tipo capacitivo, con una unidad electromagnética y sólo se conecta de fase a tierra.

Las ventajas que ofrece un transformador de potencial, en su aplicación, son las mismas que el transformador de corriente, es decir:

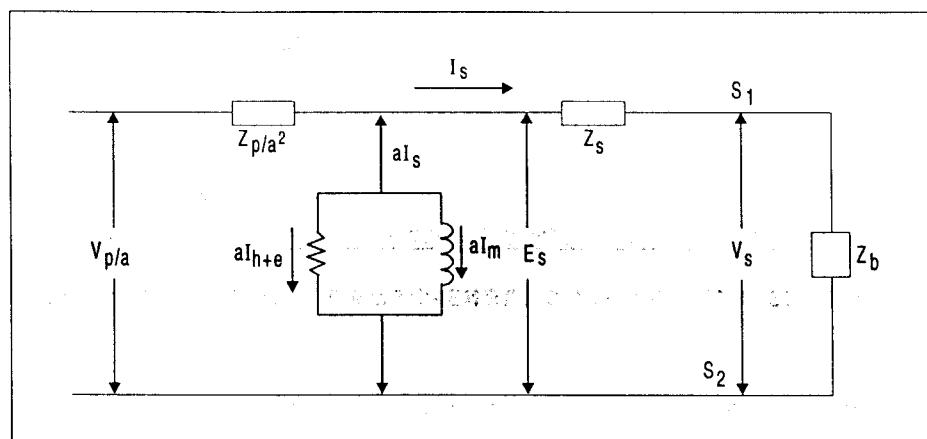
- Aíslan eléctricamente los instrumentos del circuito primario.
- Dan mayor seguridad al personal.
- Ofrecen la posibilidad de normalizar las características de los instrumentos de medición.

En el caso de los transformadores de potencial tipo inductivo, su aplicación se encuentra principalmente en mediana y baja tensión, y por consecuencia, conduce a mediciones erróneas.

4.9

EL CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO

En la figura siguiente, se muestra el circuito equivalente de un TP tipo inductivo, a partir de este circuito se calculan las caídas de voltaje, que producen los errores tanto en magnitud como en ángulo de fase.



De la figura anterior:

I_p = Corriente primaria.

I_s = Corriente secundaria.

I_e = Corriente de excitación.

I_{h+e} = Corriente de pérdidas en el hiero
(histéresis y corrientes circulares).

I_M = Corriente de magnetización.

V_p = Voltaje primario.

V_s = Voltaje secundario.

ϵ_s = Voltaje secundario de excitación.

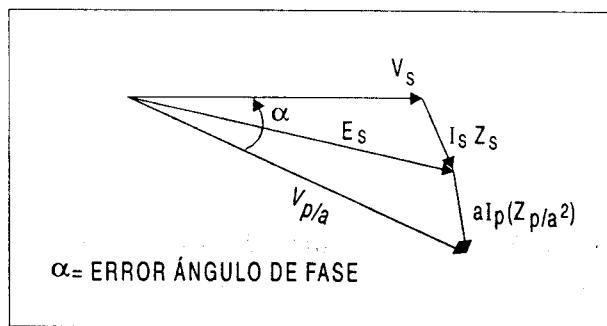
Z_p = Impedancia del devanado primario.

Z_s = Impedancia del devanado secundario.

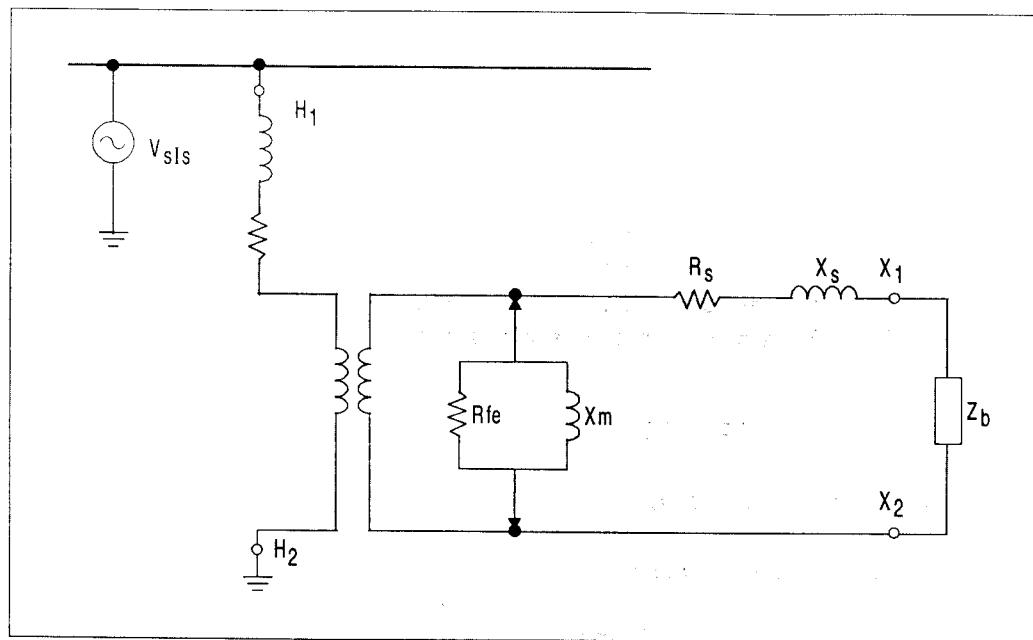
a = Relación de transformación.

Z_b = Impedancia de la carga (burden).

El diagrama vectorial correspondiente es el siguiente:



El circuito equivalente, se puede referir también a la red a la que se conecta y expresar, como se muestra en la figura siguiente, que aparece como un transformador de potencia conectado a una carga pequeña.

**Del circuito anterior:**

V_s = Generador equivalente del sistema.

Z_b = Carga o burden del TP.

R_p, X_p = Resistencia y reactancia del devanado primario.

R_s, X_s = Resistencia y reactancia del devanado secundario.

X_m = Reactancia de magnetización.

R_{fe} = Resistencia representativa de las pérdidas en el fierro.

ERROR DE RELACIÓN. El error de relación en un TP, es la diferencia entre el valor eficaz de la tensión secundaria multiplicado por la relación nominal de transformación, con el valor eficaz de la tensión primaria.

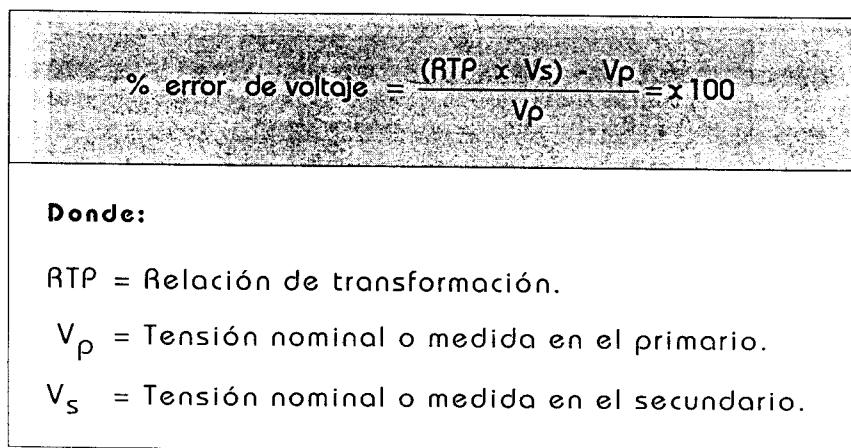
La relación de transformación nominal es:

$$R_{TP} = \frac{V_{pnom}}{V_{snom}}$$

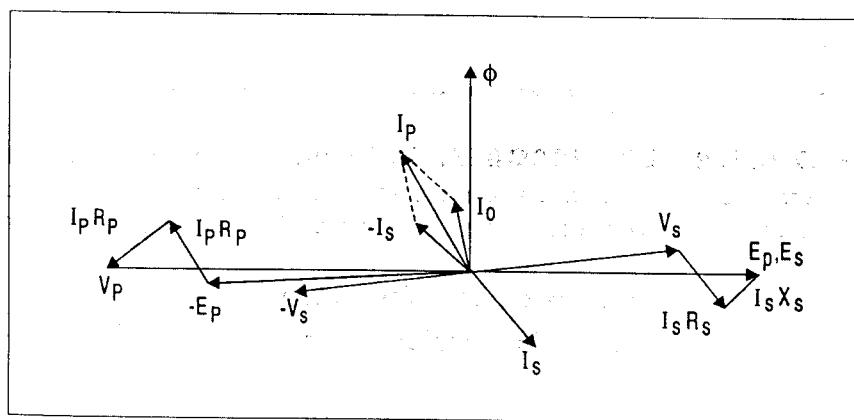
El error absoluto se puede expresar como:

$$\Delta V = a \cdot V_{snom} - V_{pnom}$$

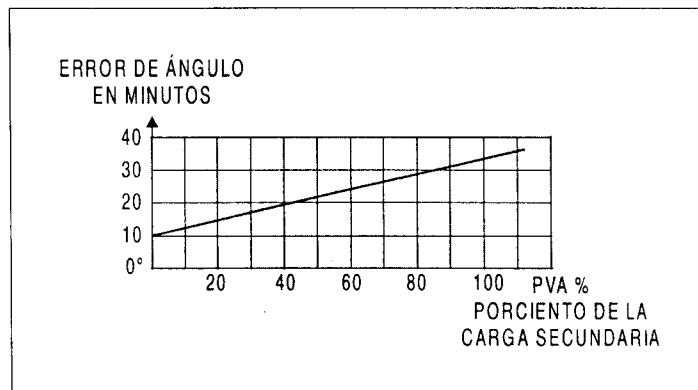
Este error, frecuentemente se expresa en porciento como:



ERROR DE ÁNGULO. En forma similar a los transformadores de corriente, en los transformadores de potencial se tiene otro error denominado de ángulo, que se debe al desfasamiento entre las tensiones primaria (V_p) y secundaria (V_s) en transformadores de potencial y se comporta en forma semejante a un transformador de potencia operando en vacío, debido a las impedancias muy altas de la carga secundaria. Las pérdidas de vacío y en los devanados (pérdidas en el cobre) producen un desfasamiento entre los voltajes V_p y V_s . El vector de la corriente secundaria I_s se retrasa con respecto al del voltaje secundario inducido E_s , debido a la inductancia del circuito secundario y, por lo tanto V_s se adelanta con respecto a I_s pero se atrasa con respecto a E_s .



La relación de transformación nominal $RTP = \frac{V_p}{V_s}$ tiene ciertas variaciones debidas a las variaciones en la carga, representada principalmente por el número de instrumentos conectados. Con cargas pequeñas, la relación es mayor que con cargas grandes, y esto hace que se produzca el llamado error de relación. En la figura siguiente, se muestra la variación del error de ángulo contra el porcentaje de la carga secundaria nominal.



VARIACIÓN DEL ERROR DE ÁNGULO EN FUNCIÓN DE LA CARGA SECUNDARIA

LA POTENCIA EN LA CARGA SECUNDARIA. La potencia nominal de un transformador de potencial, se expresa en VA y su valor se emplea para obtener los límites de impedancia secundaria Z_s . La carga conectada al secundario opera por lo general a un valor de tensión normalizada. Cuando se conocen las cargas de los instrumentos conectados al secundario del TP, en ocasiones por facilidad se determina la carga total, solamente sumando los valores individuales en VA. Si se conoce la impedancia Z_s de la carga, la potencia en el secundario se calcula como:

$$P_s = \frac{V_s^2}{Z_s} \quad (\text{VA})$$

FORMAS DE EXPRESAR LOS ERRORES. En forma similar a los transformadores de corriente, el error de relación de un transformador de potencial, se expresa por medio de un "factor de corrección de la relación" que se define como:

$$FCR = \frac{\text{Relación verdadera de transformación}}{\text{Relación nominal de transformación}}$$

Por otra parte, el error de fase (γ) es el ángulo entre los voltajes de fase primario y secundario, se expresa en minutos y se considera positivo cuando el voltaje secundario se adelanta al primario.

El factor de corrección de ángulo ($K\gamma$) es el valor por el cual se debe multiplicar el factor de potencia aparente para obtener el factor de potencia medido en la carga o verdadero y se define como:

$$K\gamma = \frac{\cos \theta_p}{\cos \theta_s} = \frac{\cos(\theta_s + \gamma)}{\cos \theta_s} = \frac{\cos \theta_p}{\cos(\theta_p - \gamma)}$$

Donde:

γ = Error de ángulo de fase.

$\cos \theta_p$ = Factor de potencia verdadero del sistema.

$\cos \theta_s$ = Factor de potencia aparente medido en el secundario del transformador.

El factor de corrección de transformación (FCT) es el producto de los factores de corrección de la relación y de ángulo, y representa el valor por el cual se debe multiplicar la relación nominal para corregir los errores que se introducen por el transformador de potencial en la medición de potencia o de energía.

CLASIFICACIÓN DE LA PRECISIÓN Y CLASES DE PRECISIÓN. Las normas nacionales e internacionales, para fines prácticos, han normalizado valores de cargas que cubren la gama de valores típicos en distintas aplicaciones y se han designado con las letras W, X, Y, Z y ZZ.

Estos valores de carga sólo son puntos de referencia.

TABLA 4.6

CARGAS NORMALIZADAS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

VA	CARGA NORMALIZADA (DESIGNACIÓN EQUIVALENTE)	FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA
12.5	W	0.10
25.0	X	0.70
75.0	Y	0.85
200.0	Z	0.85
400.0	ZZ	0.85

De igual manera, la precisión se da de acuerdo a las normas nacionales.

4.10

CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Para cualquiera que sea el nivel de aplicación de un transformador de potencial, la correcta selección del mismo, es un aspecto determinante en su buen comportamiento, para esto es importante considerar los siguientes aspectos:

- A) El tipo de servicio.
- B) El tipo de aislamiento.
- C) Las condiciones de operación.
- D) Las tensiones nominales, primaria y secundaria.
- E) Las clases de precisión y la carga nominal secundaria.
- F) El factor de tensión.

A) EL TIPO DE SERVICIO.

Los transformadores de potencial, por su tipo de servicio, pueden ser:

- Tipo interior.
- Tipo intemperie.

Para los transformadores de potencial con tensiones iguales o mayores a 115kV, se deben especificar para servicio intemperie.

B) TIPO DE AISLAMIENTO.

El tipo de aislamiento depende principalmente de la tensión nominal de operación, y de acuerdo con esto, se fabrican de tres tipos:

- En aire.
- En resina epóxica.
- En aceite.

Normalmente, para tensiones nominales de 115 kV o mayores, se especifican transformadores sumergidos en aceite.

C) LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN.

En cualquiera de las aplicaciones de los transformadores de potencial, las características que se especifiquen, se deben hacer de tal forma que las condiciones ambientales no afecten su correcta operación. Entre otros aspectos, se deben considerar:

- La altura de operación sobre el nivel del mar, en lugar de su instalación.
- La elevación de temperatura sobre la temperatura ambiente.
- Las condiciones específicas de servicio, interior o intemperie y, en este último caso, dos aspectos relativos a la contaminación y al coeficiente sísmico.
- Para instalaciones intemperie, la velocidad del viento.

D) LAS TENSIONES NOMINALES, PRIMARIA Y SECUNDARIA.

Como regla, se ha adoptado que en sistemas de 115 kV o tensiones mayores, siempre se deben instalar transformadores monofásicos que se conectan entre fase y tierra, esto significa que en estos casos, la tensión nominal primaria se debe especificar como el valor equivalente de fase a tierra de la tensión entre fases del sistema, es decir: $V_L / \sqrt{3}$. Para los sistemas de alta tensión, algunos valores normalizados se dan en la tabla siguiente:

TABLA 4.7

ALGUNOS VALORES DE TENSIONES PRIMARIAS Y RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN NORMALIZADAS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

TENSIÓN NOMINAL PRIMARIA DEL TRANSFORMADOR (kV eficaz)	TENSIÓN NOMINAL PRIMARIA DEL TRANSFORMADOR (kV eficaz)	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
69	115	600/1000: 1
138	230	1200/2000: 1
241.5	400	2100/3500: 1

En general, la tensión nominal secundaria, debe ser 115 volts. Para transformadores de potencial con tensiones de 115 kV o más en el primario, se debe contar con dos devanados secundarios independientes para 115 volts.

E) LAS CLASES DE PRECISIÓN Y LA CARGA NOMINAL SECUNDARIA.

Anteriormente, se hace una descripción de este concepto y se establecen los valores normalizados, en función de los errores de relación y de ángulo asociados a la carga conectada en el secundario. Como se observa, estos valores están normalizados, y de acuerdo con una correcta selección, se deberán especificar de acuerdo a esto. Los valores normalizados de cargas secundarias, son: W, X, Y, M, Z y ZZ.

Las cargas nominales para cada una de estas designaciones, se indican en la Tabla 11. Los valores límite del factor de corrección para transformadores de potencial, se dan en la tabla siguiente:

TABLA 4.8

**VALORES LÍMITE DE FACTORES DE CORRECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y CLASES DE
PRECISIÓN NORMALIZADAS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL**

CLASE DE PRECISIÓN	DESDE 90 A 110% DE LA TENSIÓN NOMINAL	
	MÍNIMO	MAXIMO
0.3	0.997	1.003
0.6	0.994	1.006
1.2	0.988	1.012

CARGAS NOMINALES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

TABLA 4.9

CARGA NOMINAL SECUNDARIO (1)	FACTOR DE POTENCIA	CARACTERÍSTICAS				115 / $\sqrt{3}$ (66.4) V		
		CON BASE EN 115 KV	RESISTENCIA (Ω)	INDUCTANCIA (H)	IMPEDANCIA (Ω)			
W	11.48	0.1	115.2	3.4	1152	38.4	1.01	384
X	22.95	0.7	403.2	1.09	576	134.4	0.364	192
M	32.13	0.2	82.3	1.07	411	27.4	0.356	137
Y	68.85	0.85	163.2	0.268	192	54.4	0.0894	64
Z	183.6	0.85	61.2	0.101	72	20.4	0.0335	24
ZZ	367.2	0.85	30.6	0.0503	36	10.2	0.0168	12

NOTA:

- (1) Los valores que marcan las normas americanas (ANSI C57-13), son en base a 120 y 120/ $\sqrt{3}$. Para 115 volts, estos valores se redujeron a un 91.8%.

F) EL FACTOR DE TENSIÓN.

El factor de tensión, se define como el valor por el cual se debe multiplicar la tensión nominal primaria para obtener el voltaje máximo que se puede aplicar a las terminales primarias de un transformador de potencia, sin afectar su precisión y sus características térmicas.

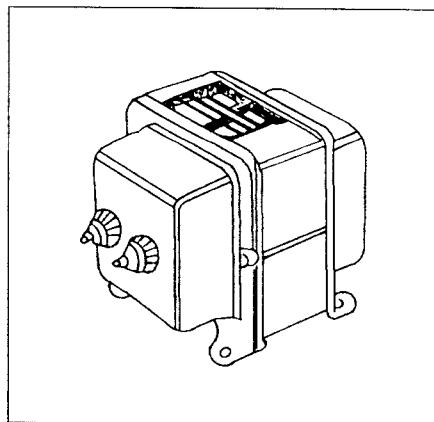
Los transformadores de potencial, deben soportar como mínimo 1.2 veces el valor de la tensión nominal con carga continua y 1.5 veces durante 30 segundos.

4.11

CLASIFICACIÓN Y TIPOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

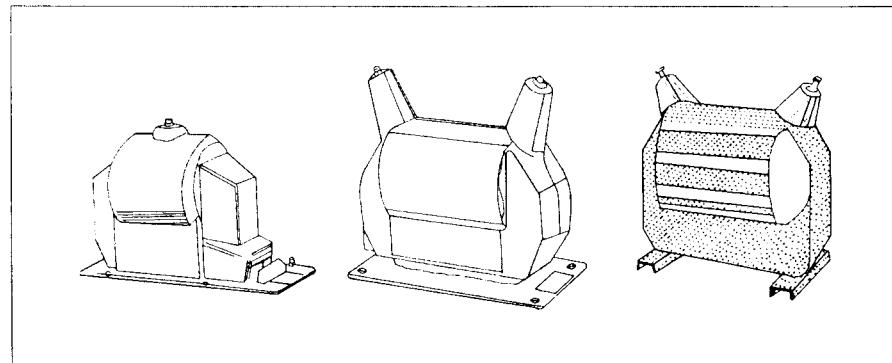
Los criterios constructivos generales de los transformadores de potencial, son prácticamente los mismos, adoptados para los transformadores de corriente y el objetivo es también el mismo, servir para fines de medición y de protección. El factor que influye principalmente en el tipo constructivo de un transformador de potencial, es principalmente el nivel de tensión, y esto determina fundamentalmente el tipo de aislamiento usado, es decir:

- Aislamiento en aire para transformadores en baja tensión.
- Aislamiento en aceite o en resina sintética para media tensión.
- Aislamiento en aceite para alta tensión.

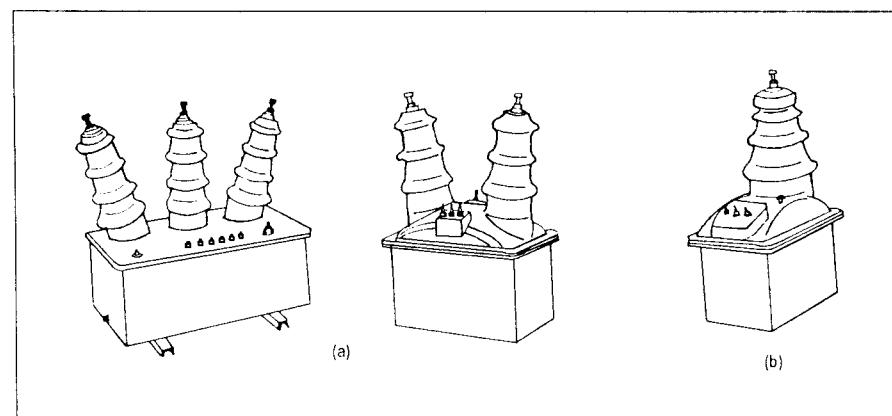


**TRANSFORMADOR DE POTENCIAL AISLADO EN AIRE
PARA BAJA TENSIÓN**

Para media tensión, que corresponde a la mayoría de las aplicaciones industriales, es común encontrar el diseño con aislamiento basado en resina sintética.

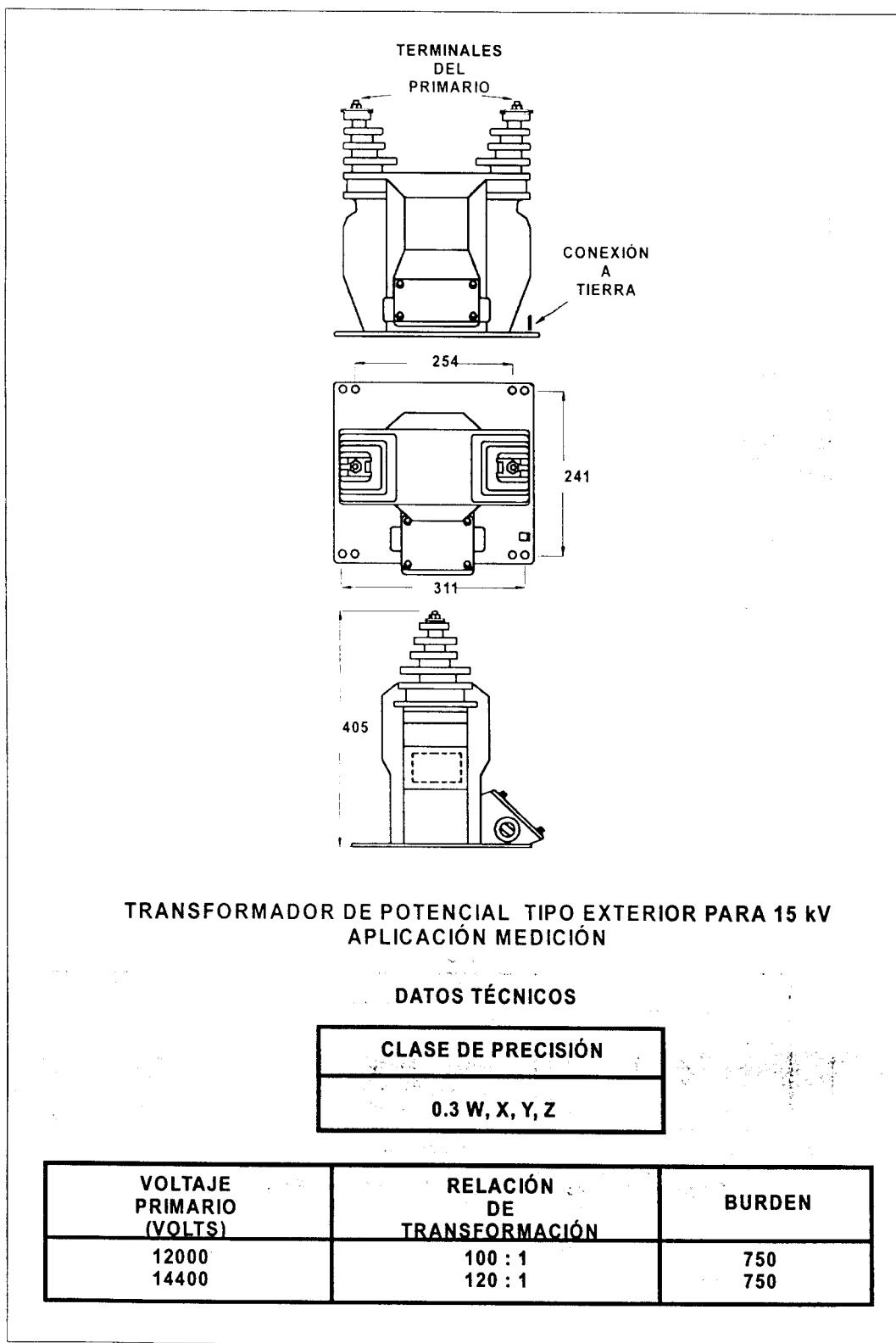


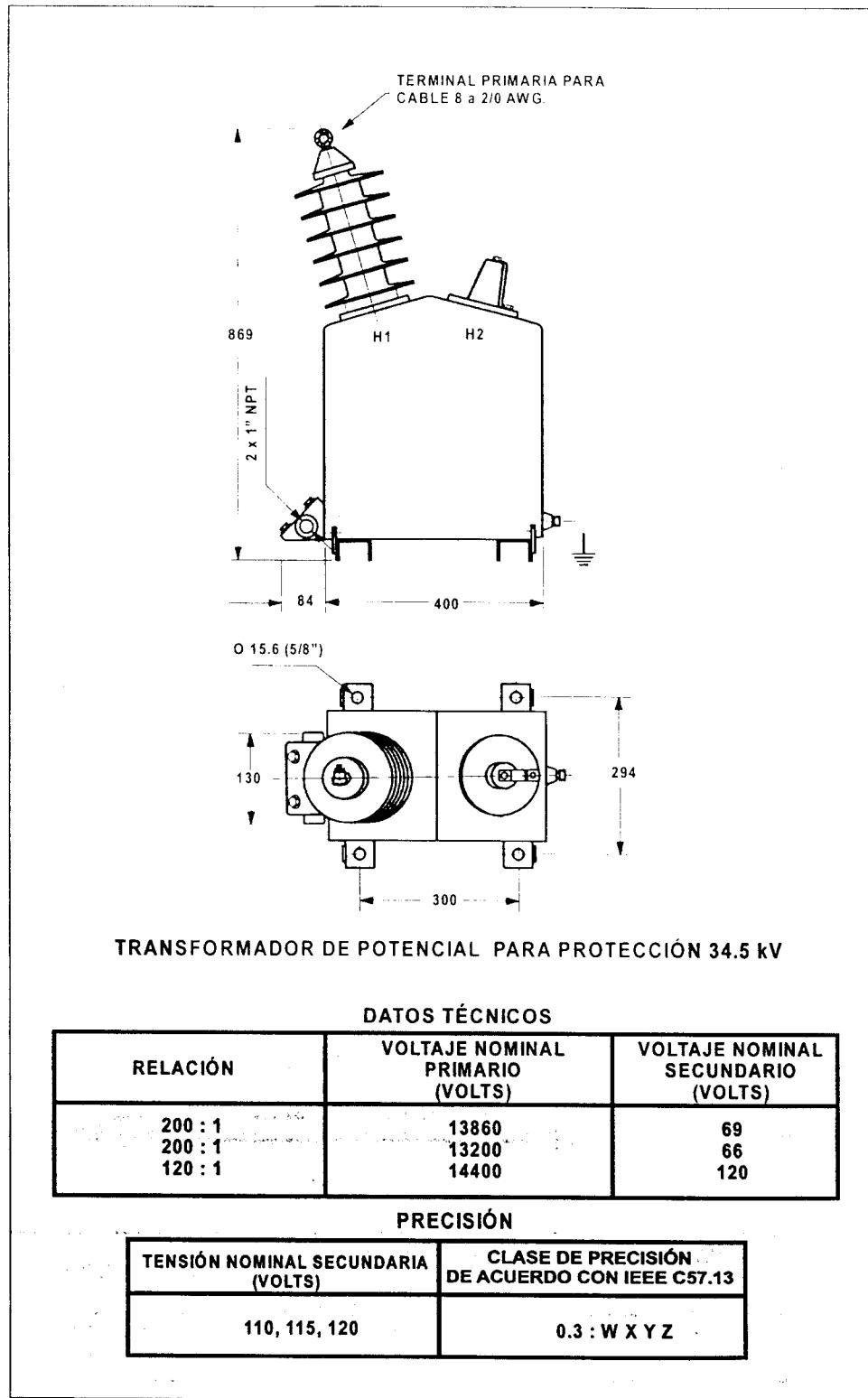
**TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CON UNO O DOS POLOS,
CON AISLAMIENTO EN RESINA SINTÉTICA PARA MEDIA TENSIÓN**



**TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PARA USO INTERIOR
Y POLOS PARA TENSIONES DE 15kV A 35kV**

a) TRIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS b) CON UN POLO A TIERRA





The technical drawing illustrates a power transformer with two main views: a front view showing the tank and coil assembly, and a side view showing the terminal block and cooling fins. Key dimensions include:

- Front View Dimensions:**
 - Total height: 863 mm
 - Width between cores: 410 mm
 - Core height: 616 mm
 - Core width: 482 mm
 - Bottom flange thickness: 84 mm
 - Bottom flange diameter: Ø 15.87 (5/8")
 - Bottom flange mounting holes: 294 mm apart
 - Bottom flange thickness: 303 mm
 - Bottom flange height: 245 mm
 - Bottom flange width: 344 mm
 - Bottom flange thickness: 38 mm
 - Bottom flange connection: O 3/4"
 - Bottom flange connection height: 458 mm
 - Bottom flange connection width: 38 mm
 - Bottom flange connection thickness: 38 mm
- Side View Dimensions:**
 - Top flange height: 863 mm
 - Top flange width: 410 mm
 - Top flange thickness: 38 mm
 - Top flange connection: 2 x 1" NPT
 - Top flange connection height: 863 mm
 - Top flange connection width: 410 mm
 - Top flange connection thickness: 38 mm
 - Top flange connection height: 863 mm
 - Top flange connection width: 410 mm
 - Top flange connection thickness: 38 mm

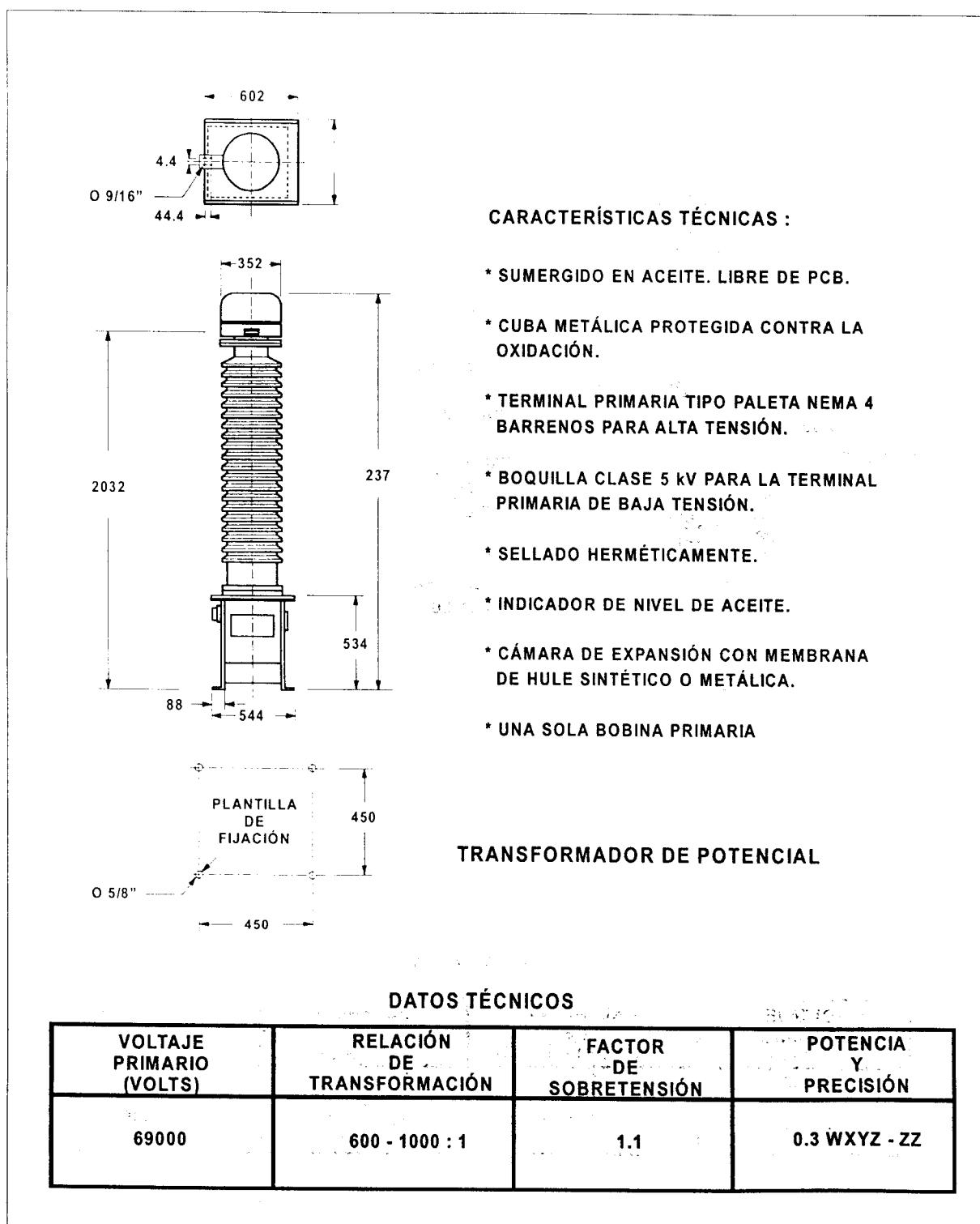
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS :

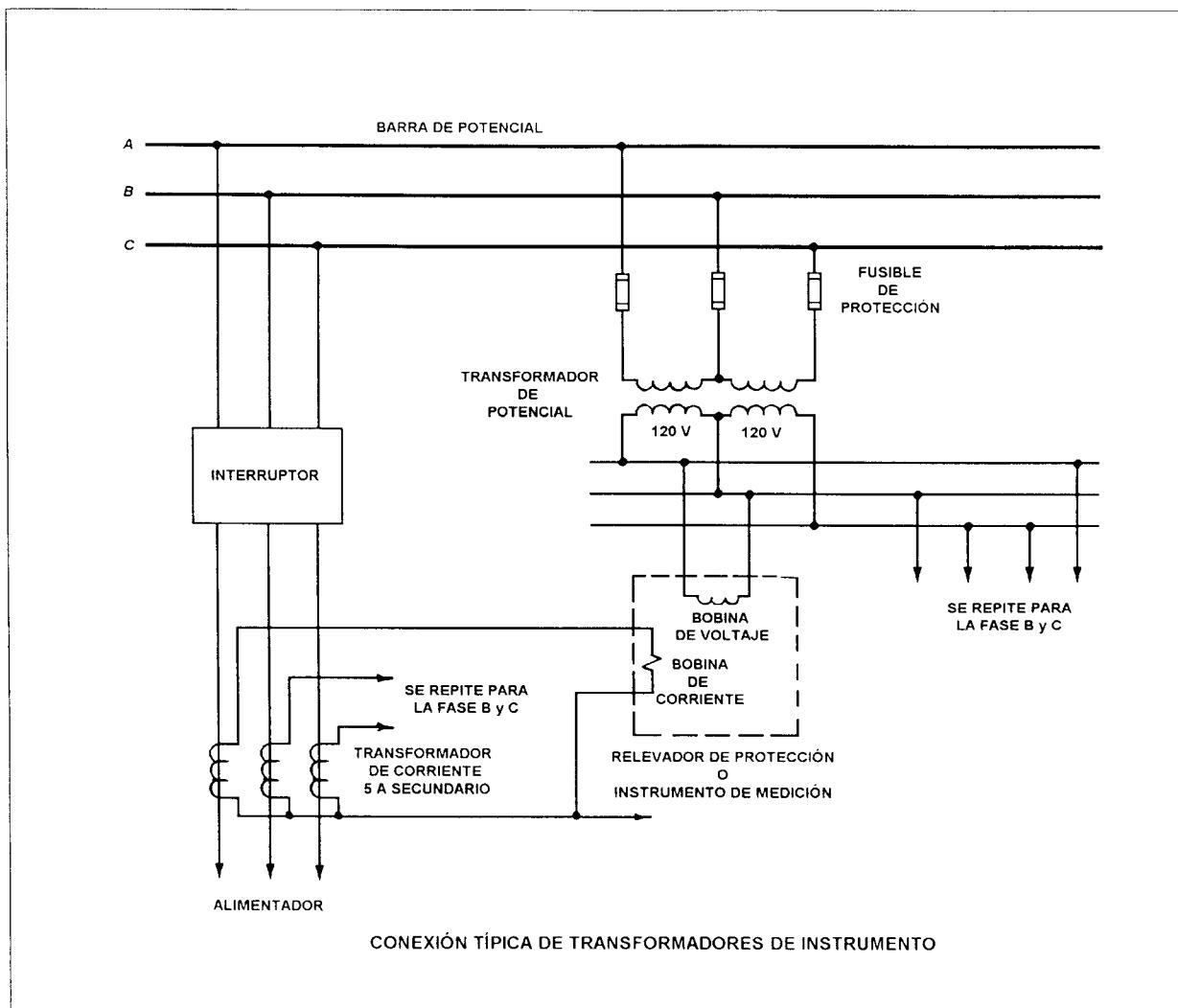
- * CLASE 34.5 kV.
- * CONEXIÓN ENTRE FASES
- * TANQUE EN RESINA EPÓXICA CON RECUBRIMIENTO METÁLICO Y PINTURA ANTICORROSIVA.
- * AISLADORES EN RESINA EPÓXICA CICLOALIFÁTICA RESISTENTE AL OZONO Y A LA LUZ ULTRAVIOLETA.
- * FABRICADO DE ACUERDO A LAS NORMAS ANSI C57.13 o IEC-186.

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

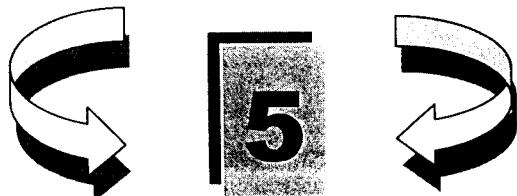
DATOS TÉCNICOS

VOLTAJE PRIMARIO (VOLTS)	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	POTENCIA Y PRECISIÓN	POTENCIA TÉRMICA VA
34500	300 : 1	0.3 WXYZ 0.5 - 200 VA	1000
33000	300 : 1	0.3 WXYZ 0.5 - 200 VA	1000





APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES



5.1 INTRODUCCIÓN

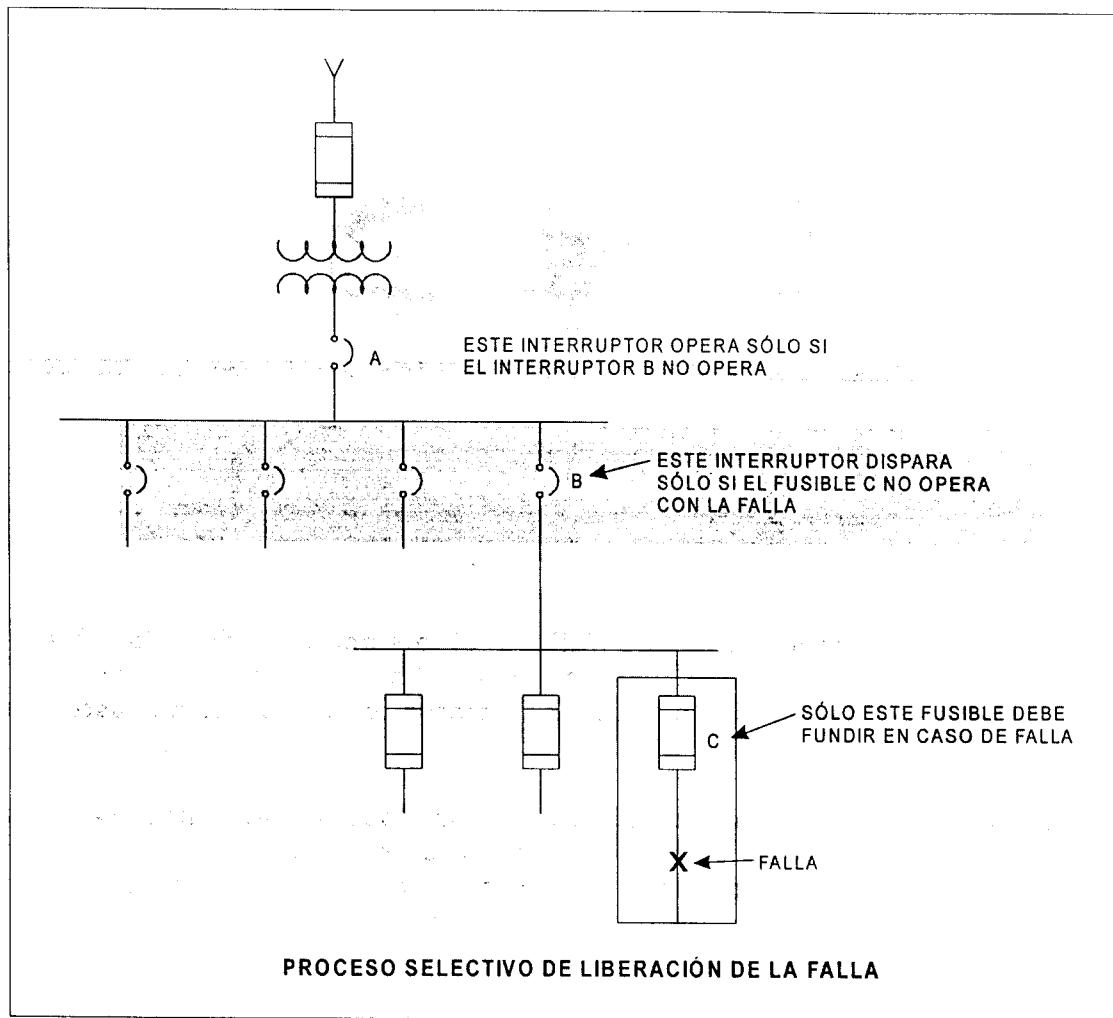
La detección de las condiciones de falla y el aislamiento del disturbio, tan rápido como sea posible, es la función de los dispositivos de protección. Su correcta aplicación depende de muchos factores que involucran estudios y experiencia.

En la generación de potencia eléctrica, distribución en alta tensión y protección, se usan en forma extensiva, uno de los principales son los llamados "**relevadores**", que se diseñan para distintas aplicaciones y en diversos tipos. El estudio de los relevadores es todo un tratado, por lo que no se considera dentro del alcance de este libro.

Para el caso de las instalaciones en baja tensión, los criterios de protección se basan mucho en el reglamento de obras e instalaciones eléctricas, o bien, las llamadas normas técnicas para instalaciones eléctricas.

Los objetivos básicos en la aplicación de los dispositivos de protección, se pueden resumir en los párrafos siguientes:

El sistema eléctrico de potencia ideal es un **sistema "selectivo"**. Para ser selectivo, los dispositivos de protección deben ser dimensionados y coordinados con cada uno de los otros, de tal forma que sólo opere primero el dispositivo de protección que se encuentra más cercano a la falla; si por alguna razón este dispositivo falla en su operación, el siguiente dispositivo debe abrir una porción mayor del circuito y así sucesivamente hasta el dispositivo de protección de la fuente. Esta secuencia de operación de los dispositivos de protección, se muestra en la siguiente figura:



Para proporcionar una operación selectiva, el diseñador debe tener cuidado de seleccionar dispositivos con las capacidades de interrupción apropiadas y las características tiempo-corriente necesarias.

Los **fusibles** tienen características fijas, es decir, que sólo son ajustables si se cambia de tamaño o de tipo.

Los **interruptores de aire** tienen distintos tipos de dispositivos de disparo, los cuales son usualmente ajustables.

Los **interruptores en caja moldeada**, por lo general, tienen características fijas, y es prácticamente imposible obtener la coordinación apropiada.

5.2

RELEVADORES Y CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN

Un relevador de protección, es un dispositivo que se puede energizar por una señal de voltaje, una señal de corriente o por ambas. Cuando es energizado, opera para indicar o aislar las condiciones anormales de operación. Básicamente un relevador de protección, consiste de un elemento de operación y de un conjunto de contactos; el elemento de operación toma la señal de dispositivos sensores en el sistema, tales como los transformadores de potencial o de corriente, o de ambos en algunos casos.

Cuando el relevador opera, puede actuar sobre una señal, o bien, completar un circuito para disparar un interruptor, el cual a su vez aísla la sección del sistema que tiene problema. **Los relevadores se fabrican en cualquiera de los siguientes tipos básicos:**

- ✓ Electromecánicos.
- ✓ Estáticos.
- ✓ De microprocesadores.

Esta clasificación se refiere a su tipo constructivo y principio de operación. Los del tipo electromecánico son los más antiguos y su uso es cada vez más restringido en los sistemas eléctricos de potencia, aún cuando son aplicables en las instalaciones eléctricas industriales con ciertas ventajas.

El relevador electromecánico en su concepto más elemental, consiste de un elemento de operación y un grupo de contactos. El elemento de operación en sí, determina la forma constructiva, que puede ser, en el caso de los relevadores electromecánicos, de cualquiera de los tipos siguientes:

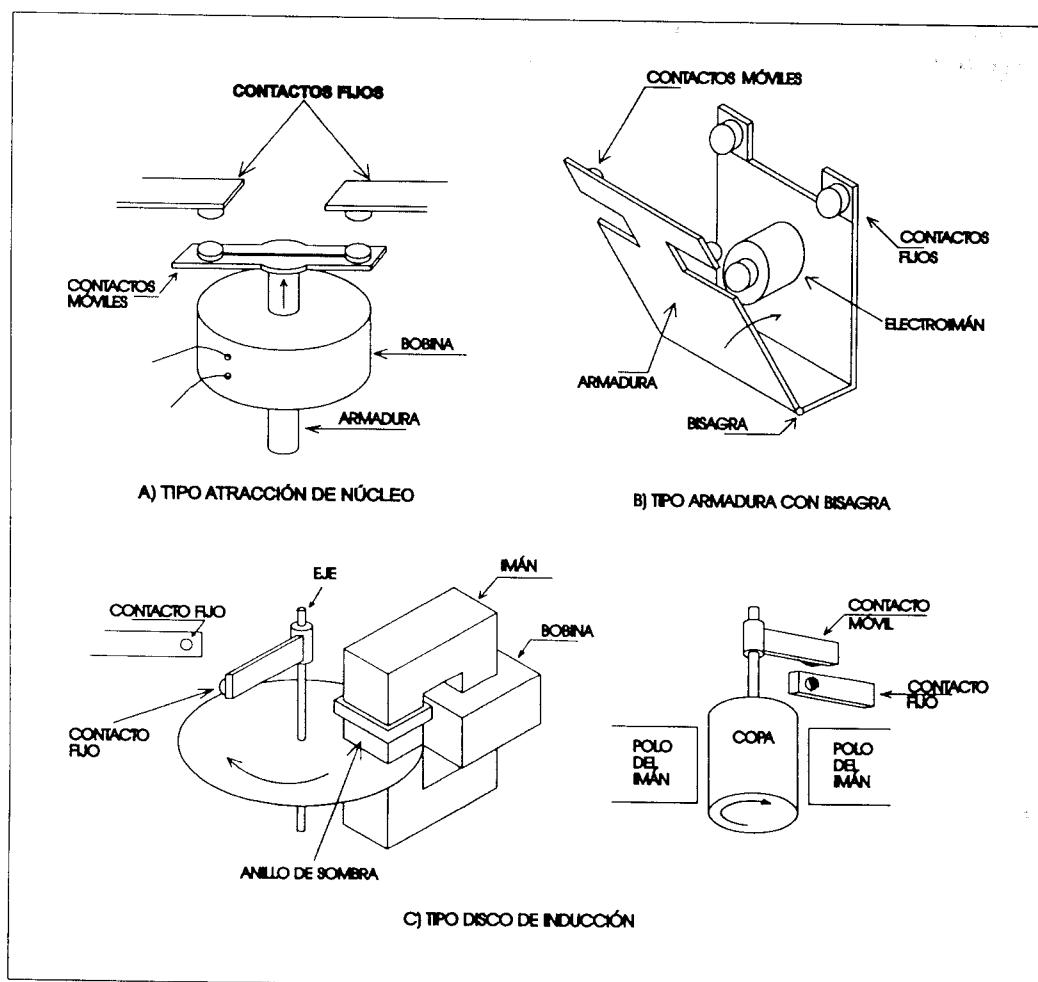
- Atracción de núcleo.
- Armadura con bisagra.
- Disco inducción.
- Copia inducción.

Los relevadores **tipo atracción y de armadura con bisagra** trabajan bajo el principio de atracción magnética, en éstos, la parte móvil llamada armadura, es atraída hacia una bobina o hacia la cara del polo de un electroimán, cerrando así un juego de contactos. Estos relevadores pueden operar con corriente directa o con corriente alterna.

En los **relevadores tipo armadura con bisagra y atracción de núcleo** no se tiene retardo de tiempo inherente y, por lo mismo, se aplican en casos en donde la operación instantánea se requiere.

El **relevador del tipo disco inducción**, se usa cuando se requiere en la operación del relevador un cierto retraso en el tiempo. Este retraso en el tiempo, se produce por la adición de un imán permanente. El disco gira entre este imán causando un frenado en la inducción.

Las partes rotatorias del **relevador de inducción tipo copa**, son de inercia baja, por lo que este relevador es capaz de una operación de alta velocidad y, por lo tanto, se puede usar en funciones en donde se requiere de una respuesta instantánea.



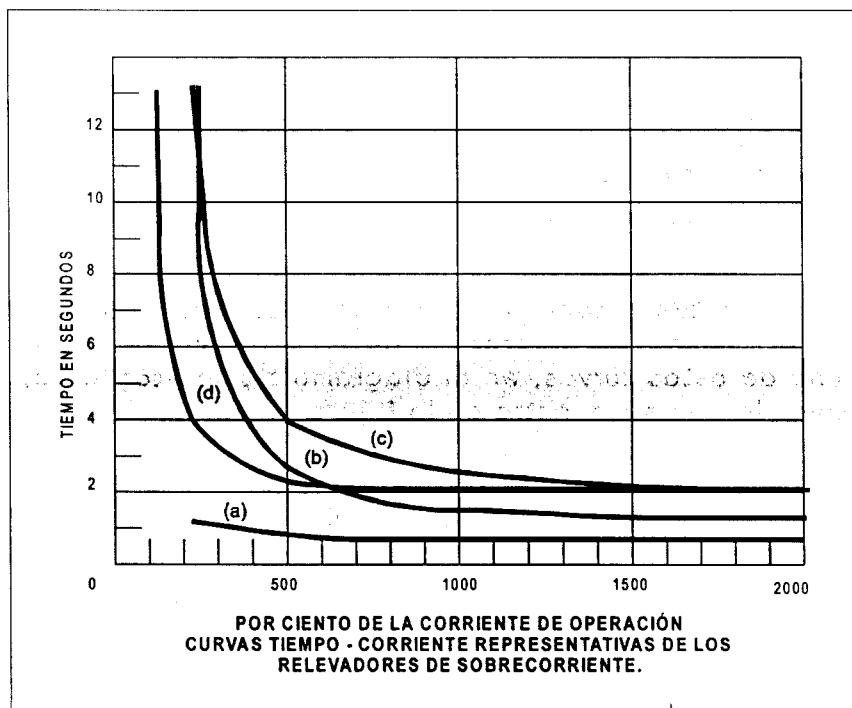
**ELEMENTOS BÁSICOS Y PRINCIPIO DE OPERACIÓN
DE LOS RELEVADORES ELECTROMECÁNICOS**

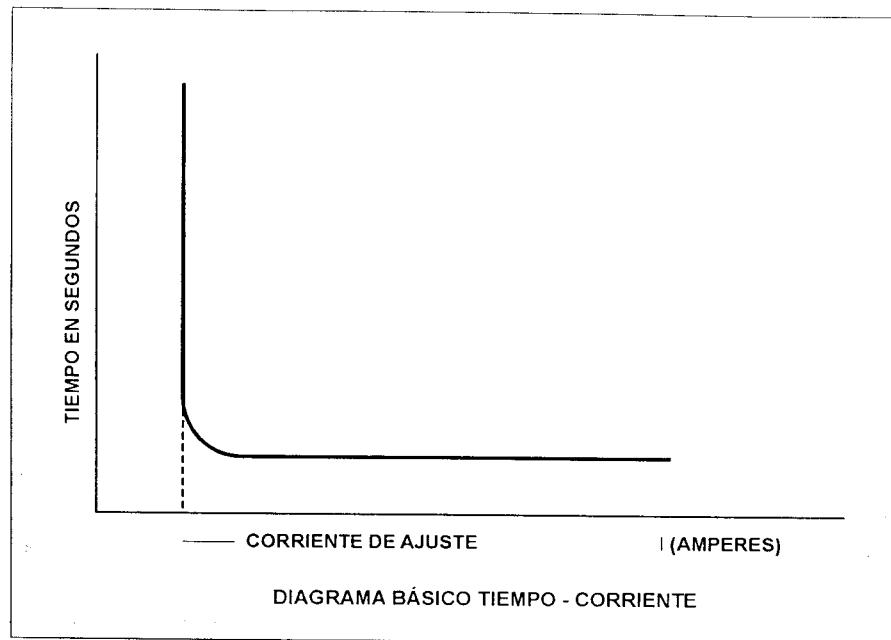
Cualquiera que sea el tipo de relevador o su principio de funcionamiento, su aplicación en la protección **debe cumplir con tres características:**

- ① **Sensibilidad.** Deben ser suficientemente sensibles como para operar cuando la corriente de falla es mínima.
- ② **Selectividad.** Habilidad para reconocer y decidir cuándo debe operar un interruptor y minimizar el efecto de la falla.
- ③ **Rapidez.** En condiciones de falla, mientras menor sea la duración de un disturbio, menor es su efecto, y en consecuencia, el daño en el equipo.

Para la protección de las instalaciones eléctricas industriales, uno de los relevadores más usados, es el llamado de sobrecorriente. El **relevador de sobrecorriente constituye uno de los relevadores más simples de los usados en la protección de sistemas eléctricos**, 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: El tipo instantáneo y el tipo demora (retraso-tiempo).

El relevador de sobrecorriente tipo instantáneo se diseña para operar sin retraso intencional, cuando el valor de la corriente excede al valor ajustado en el relevador. El rango de tiempo en la operación de este relevador varía en un rango entre 0.016 seg. y 0.10 seg., su característica se expresa mediante un diagrama tiempo-corriente.

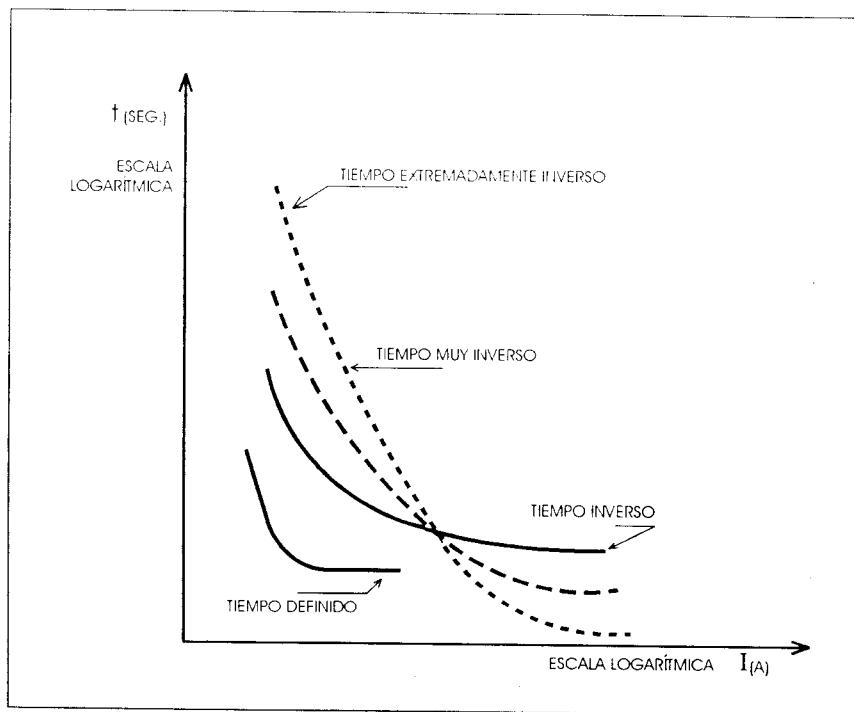




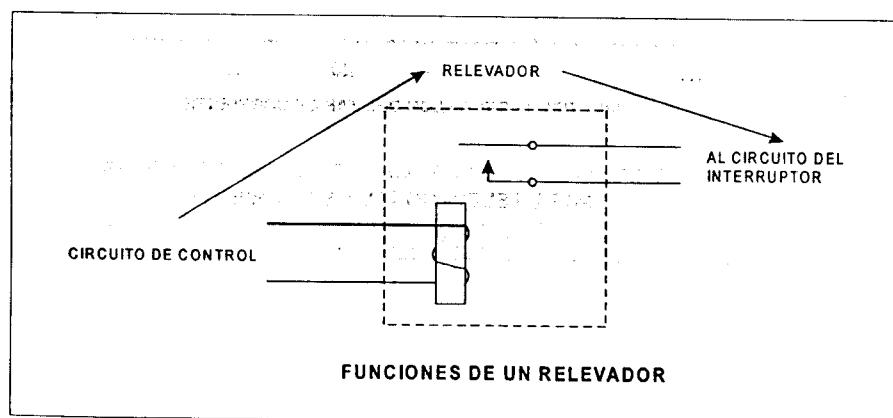
Los relevadores de sobrecorriente contra tiempo, tienen una característica de operación tal que, el tiempo de operación varía en forma inversa con la corriente que circula por el relevador. Esta característica se identifica en forma convencional con una de las cuatro características siguientes, mismas que con el caso de los relevadores de tipo estático, sólo sirven como referencia, ya que su ajuste es continuo, ellas son:

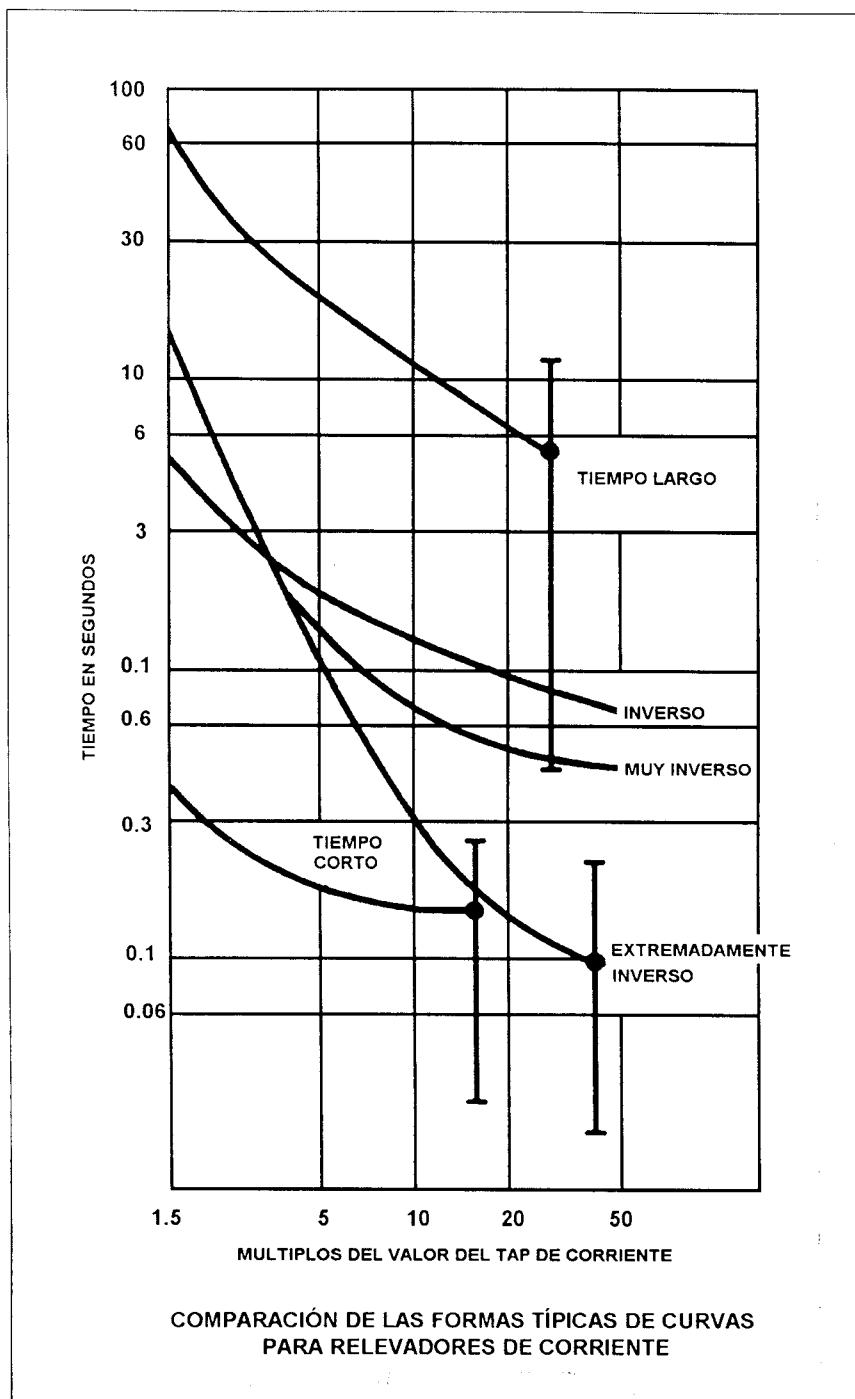
- De tiempo definido.
- De tiempo inverso.
- De tiempo muy inverso.
- De tiempo extremadamente inverso.

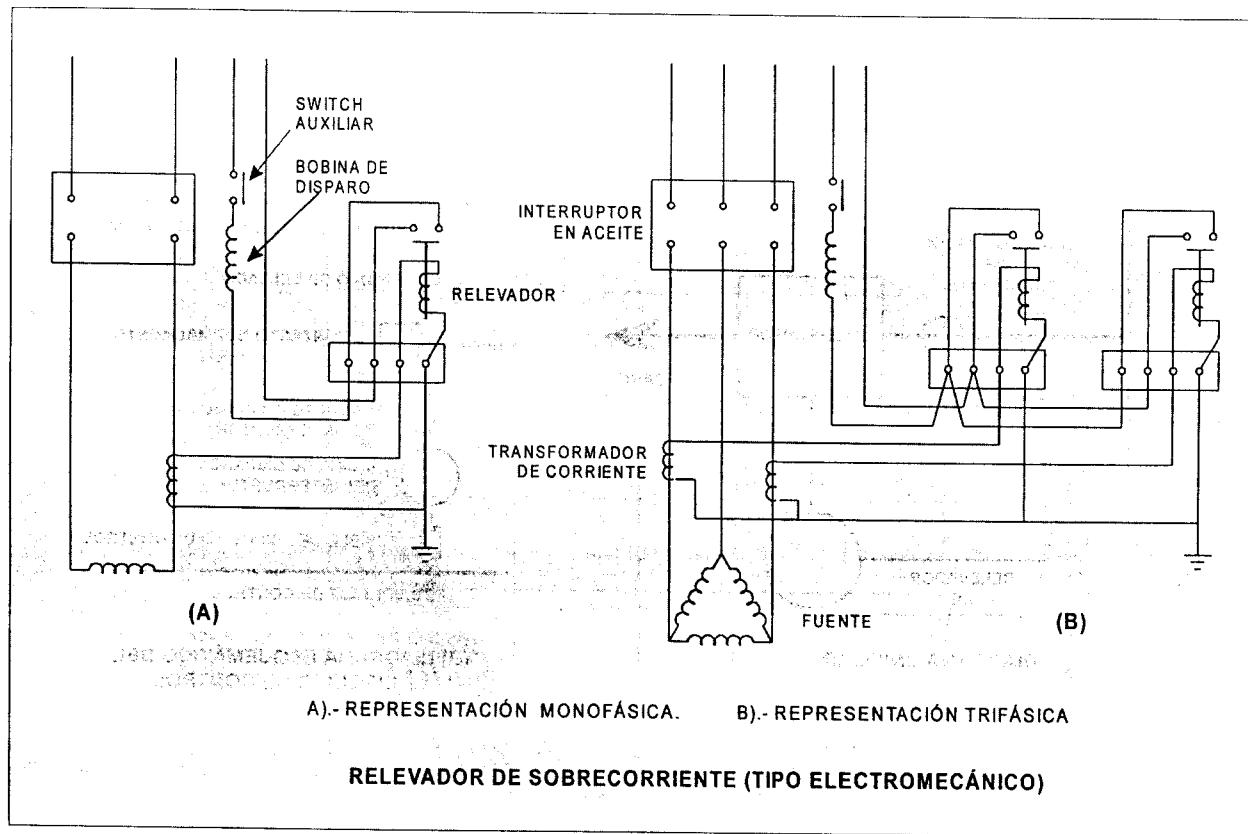
Las curvas correspondientes a cada una de estas clasificaciones, difieren por el rango en el cual el tiempo de operación decrece al aumentar el valor de la corriente. Cada una de estas curvas, en el diagrama tiempo-corriente, tendría una representación como la que se muestra en la figura:



Por la naturaleza de su diseño, los relevadores de sobrecorriente no son selectivos por sí mismos, ya que no sólo detectan condiciones de falla en el equipo protegido, sino también en los equipos adyacentes. En la práctica, la selectividad entre relevadores de sobrecorriente que protegen diferentes elementos, se logra ajustando la sensibilidad o el tiempo de operación, o bien, mediante una combinación de los dos, dependiendo de las características relativas tiempo-corriente de cada uno de los relevadores considerados. Para operar el relevador de sobrecorriente, requiere de la alimentación de un circuito de control, por lo general en corriente directa a un voltaje que puede ser del orden de 50 a 150 V. El relevador, a su vez, actúa sobre el circuito de control del interruptor. Este principio se muestra en la siguiente figura:







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, así por ejemplo, se usa el número 50 para indicar un relevador de sobrecorriente de acción instantánea y el 51 para un relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo. Se pueden aplicar para protección de fase, o bien para protección de fase a tierra.

ALIMENTACIÓN

TRANSFORMADOR
DE
CORRIENTE



(A) DIAGRAMA UNIFILAR

+ CD VOLTAJE DE CONTROL

FUSIBLE DEL CIRCUITO DE CONTACTOS

UNIDAD DE SELLADO

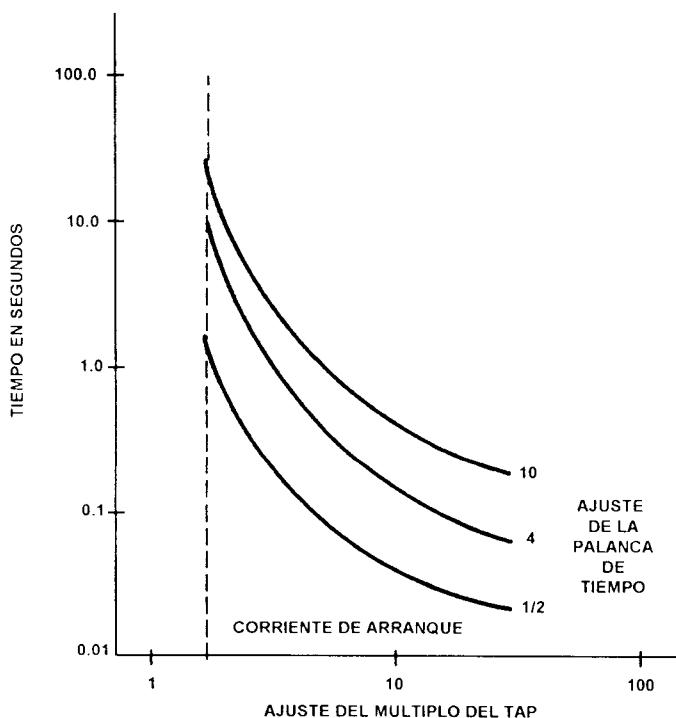
CIERRE CONTACTO NORMALMENTE
ABIERTO

CONTACTO AUXILIAR
DEL INTERRUPTOR

BOBINA DE DISPARO
DEL INTERRUPTOR

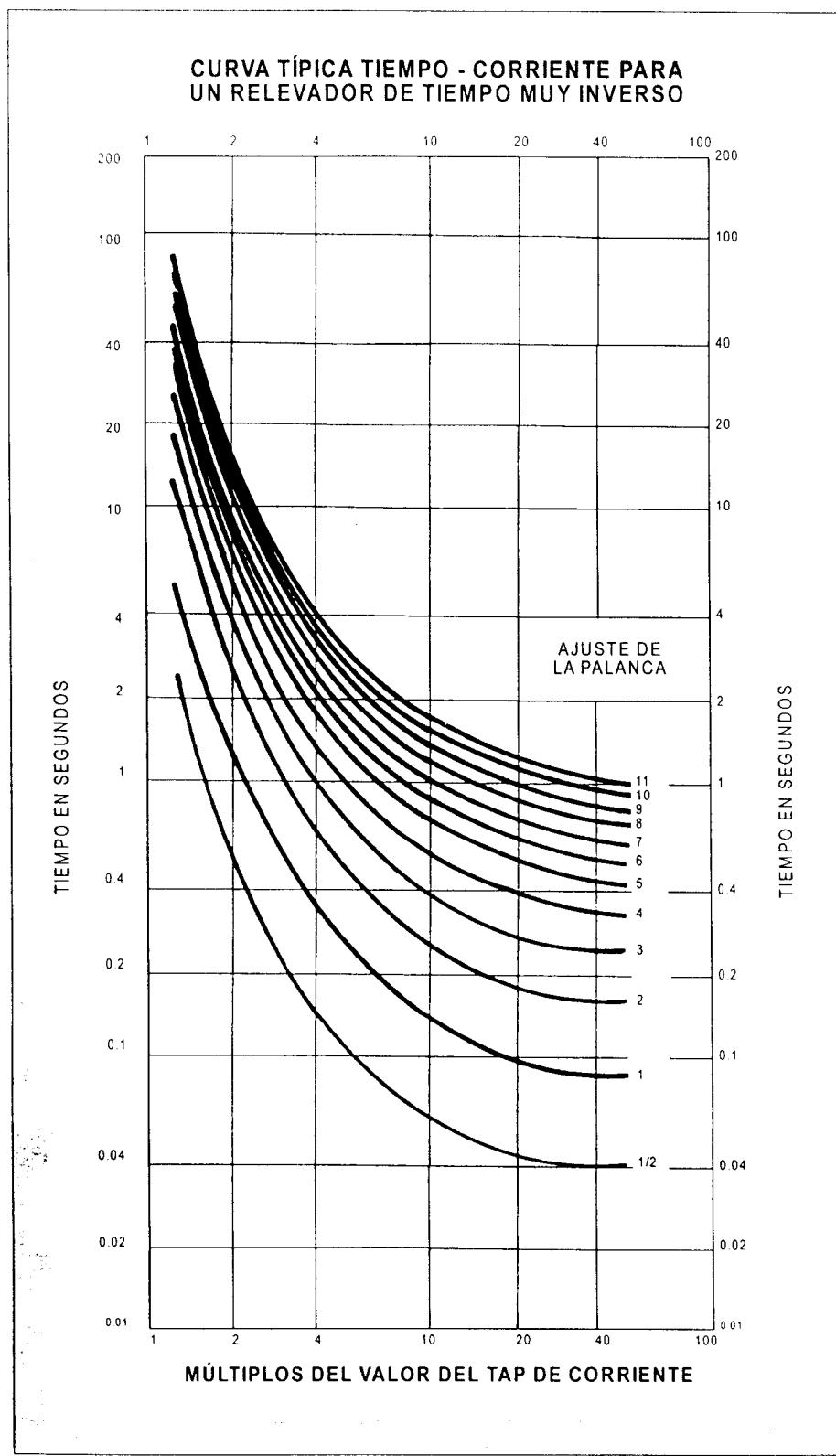
FUSIBLE DEL CIRCUITO DE CONTROL

(B) DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL
CIRCUITO DE CONTROL



(C) CARACTERÍSTICA TIEMPO - CORRIENTE DEL RELEVADOR

CARACTERÍSTICAS TIEMPO - CORRIENTE DE UN RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE



EJEMPLO 5.1

Supóngase que se tiene un relevador de sobrecorriente tipo IAC-77 marca General Electric, que se usará en un circuito donde el interruptor debe desconectar una corriente de 450 A. El interruptor también se debe desconectar en un tiempo de 0.3 seg. una corriente de cortocircuito de 3750 A. Si el transformador de corriente tiene una relación de 60/1, determinar la calibración del relevador que es de tipo electromecánica de disco con característica tiempo corriente extremadamente inversa. Se indica su curva característica.

El relevador no tiene unidad instantánea y tiene TAPs de 4-16 A en pasos de 2 A.

El ajuste del TAP se encuentra dividiendo la corriente mínima de operación primaria entre la relación del transformador de corriente.

$$TAP = \frac{I_{min}}{ATC} = \frac{450}{60} = 7.5 A$$

El TAP disponible más próximo es el de 8 A. Para determinar el ajuste apropiado de manera que dé un retardo de 0.3 seg. a 3750 A de corriente de cortocircuito, se divide este valor por la relación del TCA.

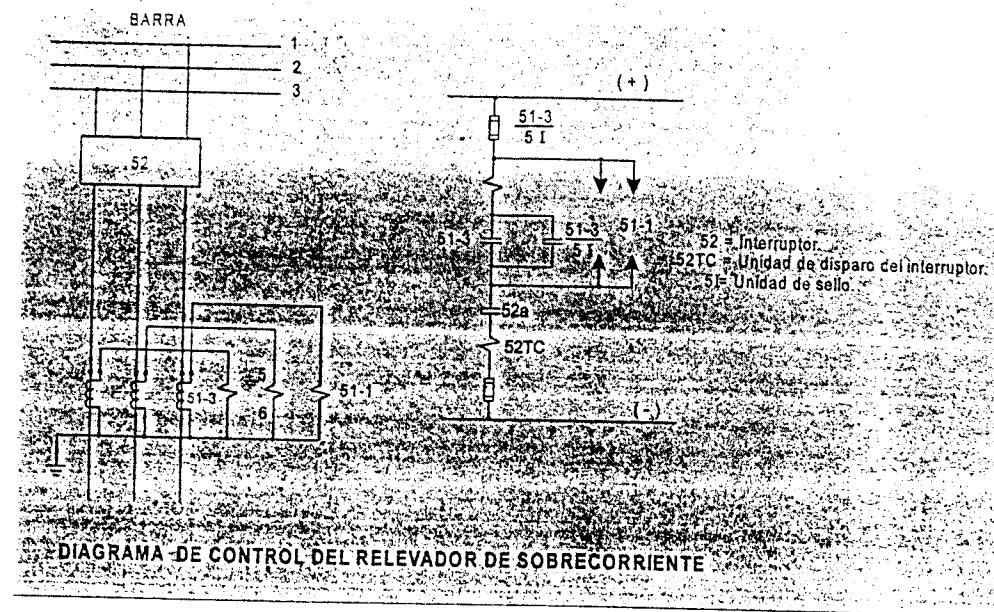
$$ATC = \frac{I_{cc}}{I_{min}} = \frac{3750}{450} = 8.33$$

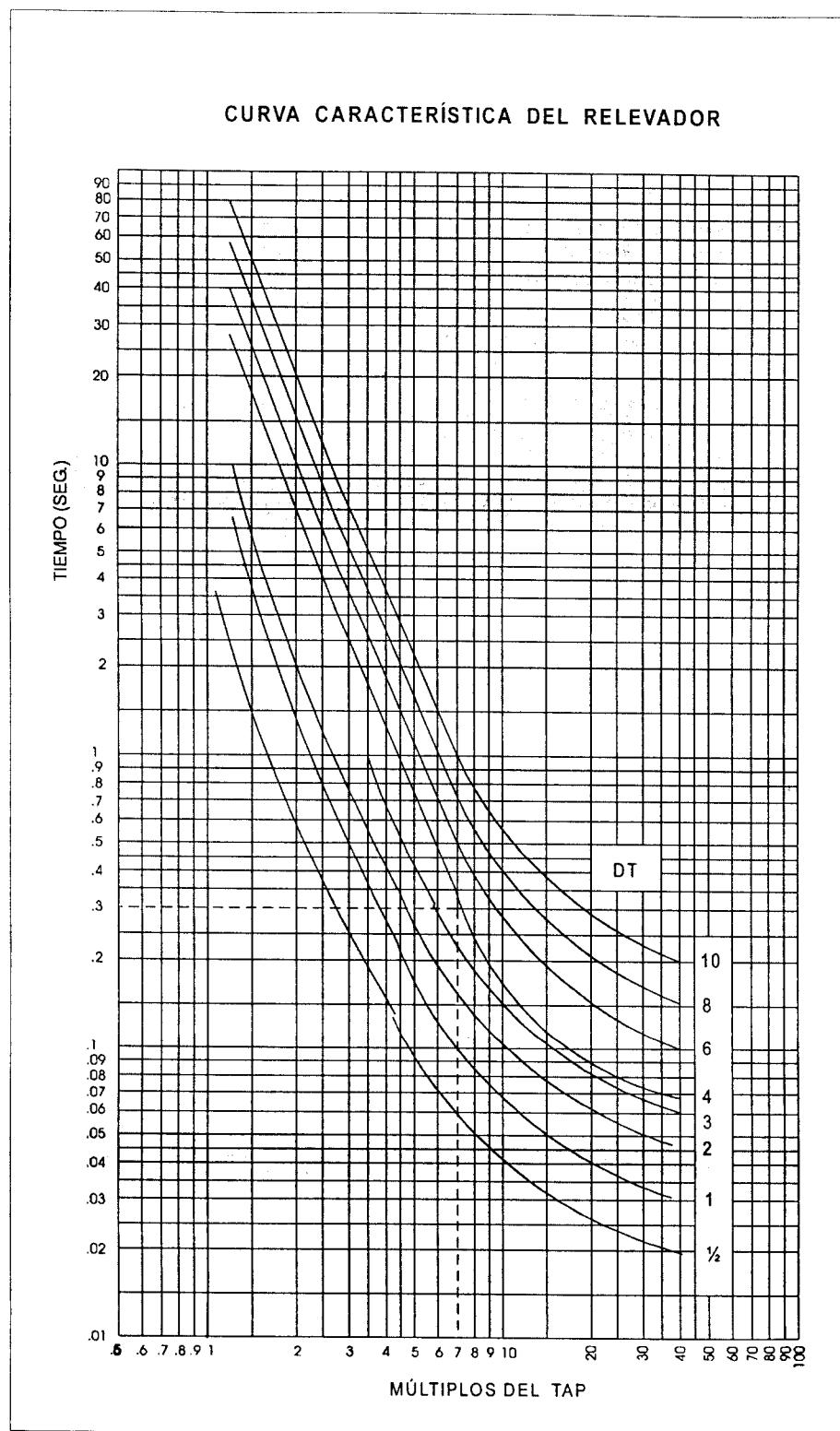
que equivale a un múltiplo del TAP de:

$$m = \frac{8.33}{8} = 1.04$$

Situando a la curva con $m = 1.04$ y $T = 0.3 \div 29$, se encuentra la palanca DT = 3.

SOLUCIÓN





EJEMPLO 5.2

Se tiene un interruptor que está equipado con un transformador de corriente zinc boquilla, que tiene una relación de transformación RTC = 600/5 y está protegiendo a un alimentador de distribución en 4.16 kV, anexo se dan las características de un relevador tiempo-corriente. El relevador debe operar cuando la corriente de carga en el alimentador es de 500 A; adicionalmente, la corriente de cortocircuito es de 5000 A en el punto de localización del interruptor y 2000 A en el extremo más distante del circuito, se desea:

- Determinar el ajuste requerido del tap para que el relevador arranque a 500 A.
- El ajuste de la palanca de tiempo para permitir un retraso de tiempo de 0.3 seg. al valor máximo del nivel de falla.

- La corriente en el relevador para una corriente de carga de 500 A.

$$I_{rel} = \frac{I}{RTC} = \frac{5000}{600/5} = 4.167 \text{ A}$$

Por lo que se puede seleccionar un TAP = 4 A

- La corriente en el relevador para una corriente de falla de 5000 A en el lado primario, es igual a:

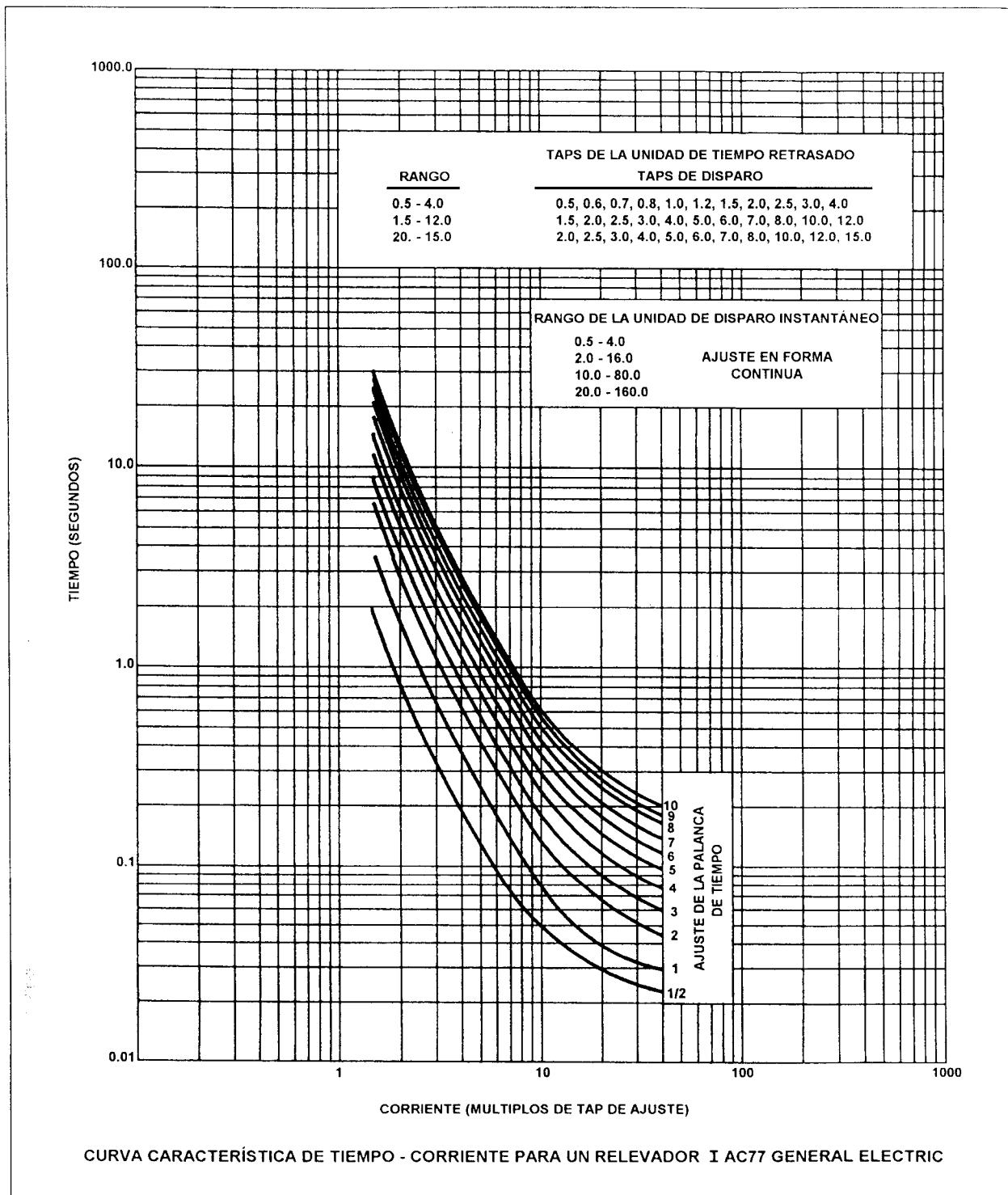
$$I_{rel} = \frac{I}{RTC} = \frac{5000}{600/5} = 4.167 \text{ A}$$

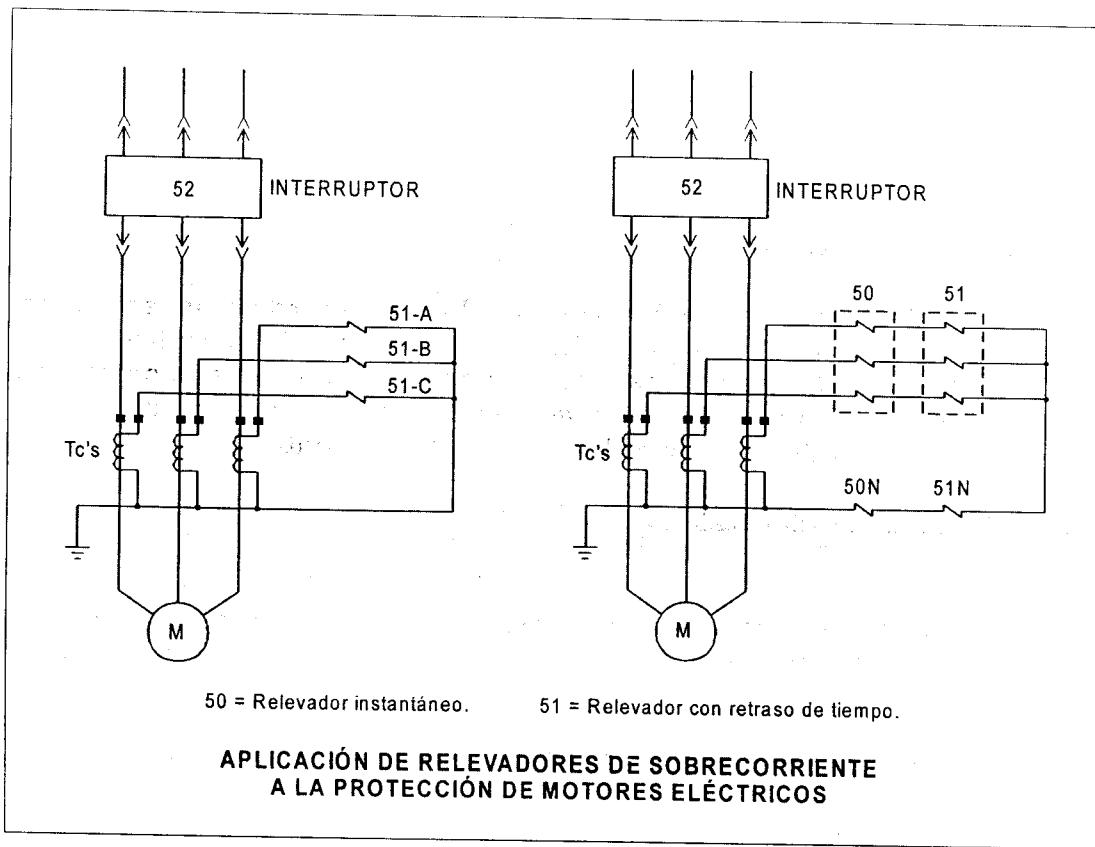
El múltiplo del tap correspondiente es:

$$M = \frac{I_{relcc}}{TAP} = \frac{4.167}{4} = 10.4$$

Entrando a la curva de característica del relevador, para obtener un retraso de tiempo de 0.3 seg., se requiere un ajuste en la palanca de tiempo de 5.3 cuadros en el dispositivo.

SOLUCIÓN





RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTÁNTANEO (50). Este relevador opera en forma casi instantánea para un valor de corriente excesivo, indicando una falla en el aparato o circuito protegido.

Su tiempo de operación es del orden de 0.05 segundos (3 ciclos), existe en el tipo estático, pero el que se usa más comúnmente es el llamado de atracción electromagnética.

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE CON RETRASO DE TIEMPO (51). Este es un relevador con una característica de tiempo definida e inversa, que opera cuando la corriente en el circuito excede un valor determinado, por lo general, a mayor corriente menor tiempo de la característica inversa. Se encuentran en el diseño de estado sólido, o bien, electromecánico, el cual por su simplicidad y confiabilidad sigue siendo el más usado.

Algunas de las características relevantes de los relevadores de sobrecorriente que se deben considerar, son las siguientes:

A) DE TIEMPO DEFINIDO.

Los relevadores con este tipo de curva se aplican en donde no existe la necesidad de coordinar con otros dispositivos y en donde la corriente de falla prácticamente no varía entre una condición de máxima y mínima, o bien, entre una falla local y un bus remoto.

B) DE TIEMPO INVERSO.

En las instalaciones eléctricas en donde por cambios en la potencia inyectada o modificaciones en los elementos del circuito (conexión y desconexión de elementos), se presentan variaciones importantes en la corriente de falla, es recomendable la utilización de esta curva característica de los relevadores de sobrecorriente.

C) DE TIEMPO MUY INVERSO.

En instalaciones eléctricas en donde, para fallas pequeñas, existen variaciones de corriente y el tiempo de interrupción es pequeño, o bien, se requiere coordinar con las curvas de fusibles, esta característica resulta adecuada.

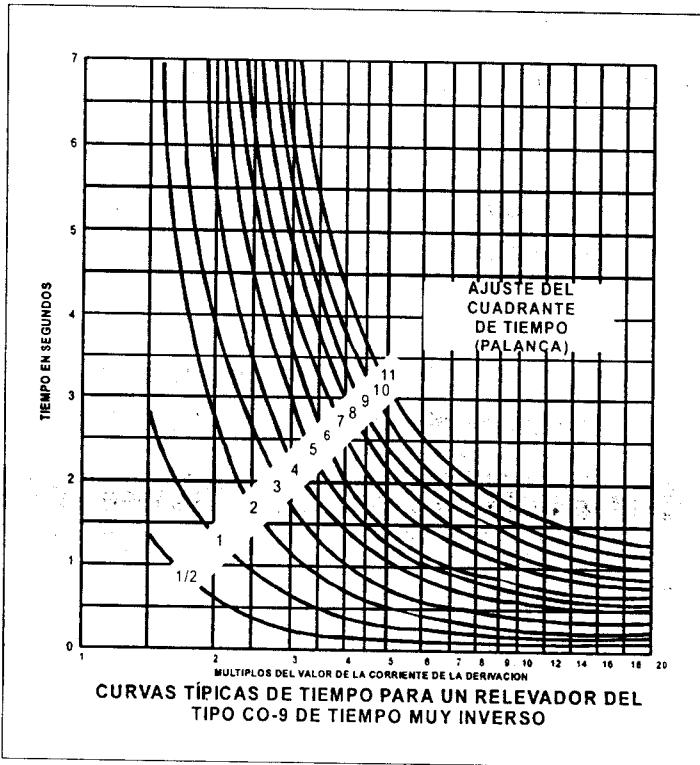
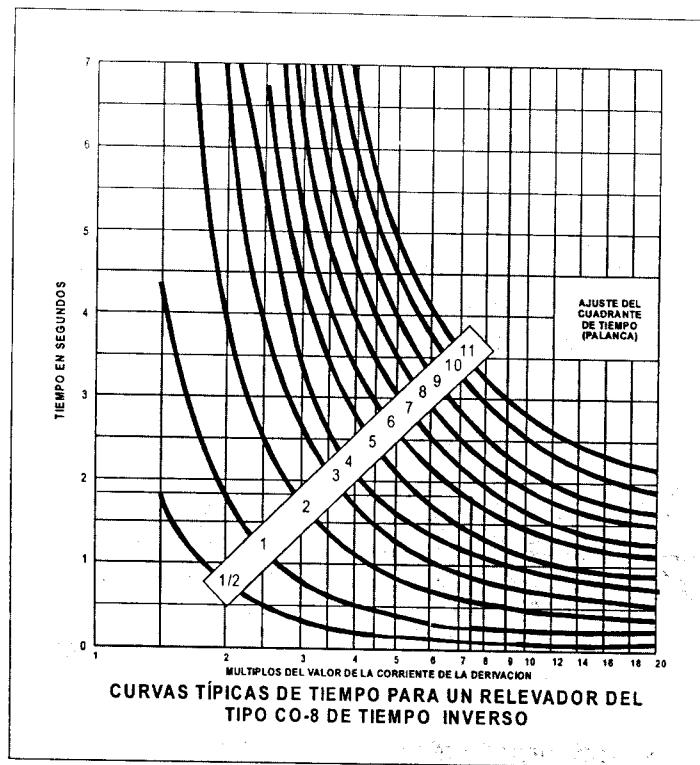
D) DE TIEMPO EXTREMADAMENTE INVERSO.

Esta característica es recomendable en las redes de distribución de las compañías eléctricas, ya que es la que mejor se coordina con restauradores y fusibles de un mismo circuito, que es una aplicación típica de las redes de distribución aéreas.

5.3

RELEVADORES DIFERENCIALES

Este tipo de relevadores de protección, opera con la diferencia entre las corrientes entrantes y salientes del elemento protegido y emplea el más positivo principio selectivo. Su principio de operación es similar al de un relevador de sobrecorriente electromecánico, tipo inducción. Su zona de operación está restringida por la posición de los transformadores de corriente en ambos extremos del elemento protegido y, por lo tanto, es una protección selectiva.



EJEMPLO 5.3

Un transformador de corriente tiene una relación de transformación de 400:5. El tap del relevador está ajustado a 4.0 A, la cual es la corriente que circula por el primario, circuito de potencia al cual la unidad inversa debe arrancar e iniciar su función de tiempo. En la curva tiempo-corriente para el relevador (de tiempo inverso), si la palanca de tiempo se ajusta a 5, determinar el tiempo de respuesta de la unidad de tiempo inverso para una corriente de 800 A en el circuito de fuerza (lado primario del TC).

La relación de transformación del TC es:

$$RTC = 400:5 = 80$$

Si está ajustado el tap 4 A, entonces la corriente de arranque en el circuito es:

$$80 \times 4 = 320 \text{ A}$$

Para una corriente de 800 A en el primario, la corriente en el secundario es:

$$Is = \frac{Ip}{RTC} = \frac{800}{80} = 10 \text{ A}$$

SOLUCIÓN

Para el tap en la posición 4.0, la corriente de 10 A es: $10/4 = 2.5$ veces el valor del ajuste del tap, de la curva del relevador entrando con:

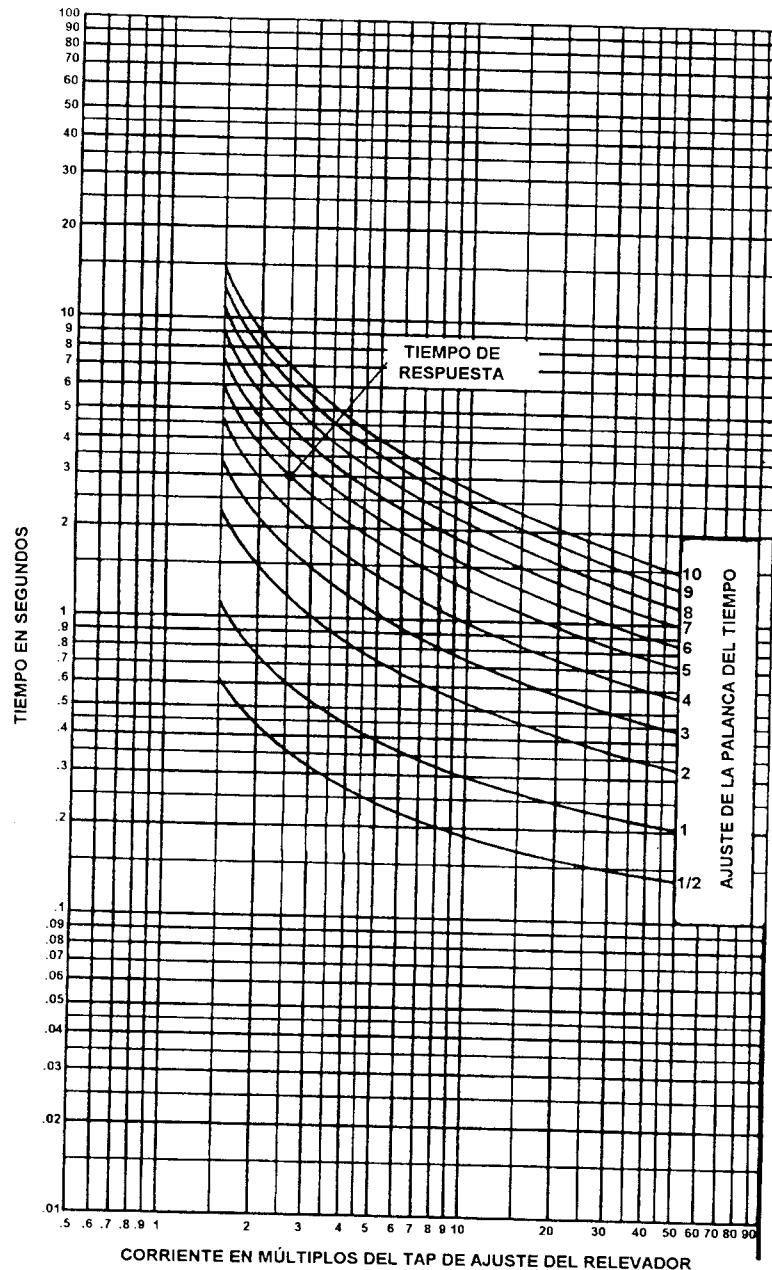
$$TAP = 2.5$$

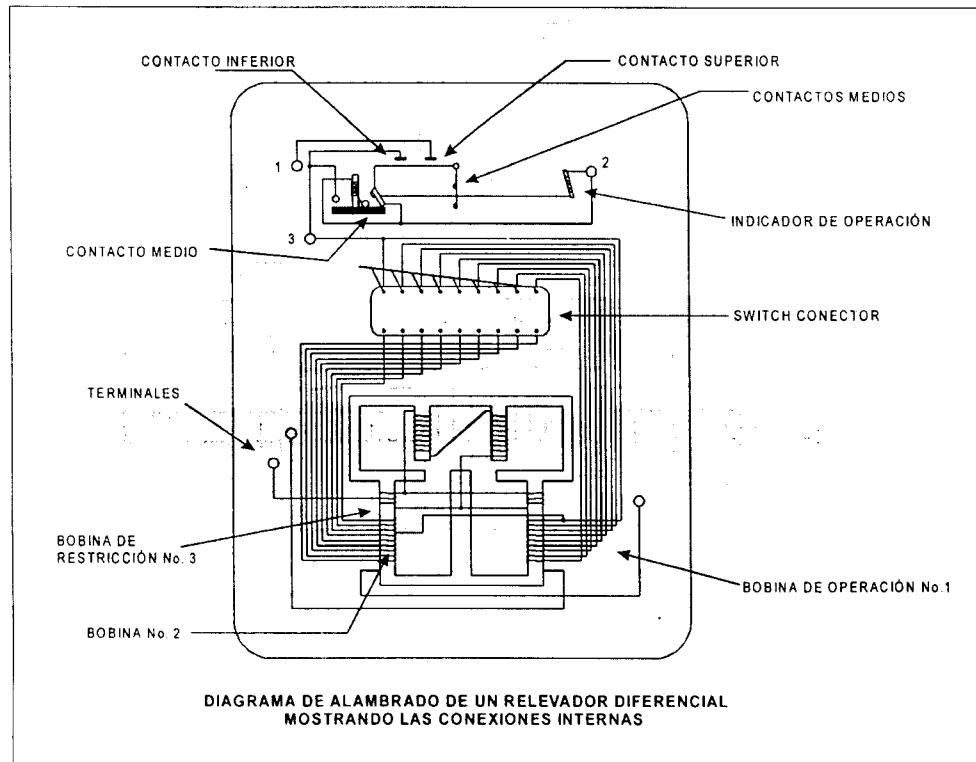
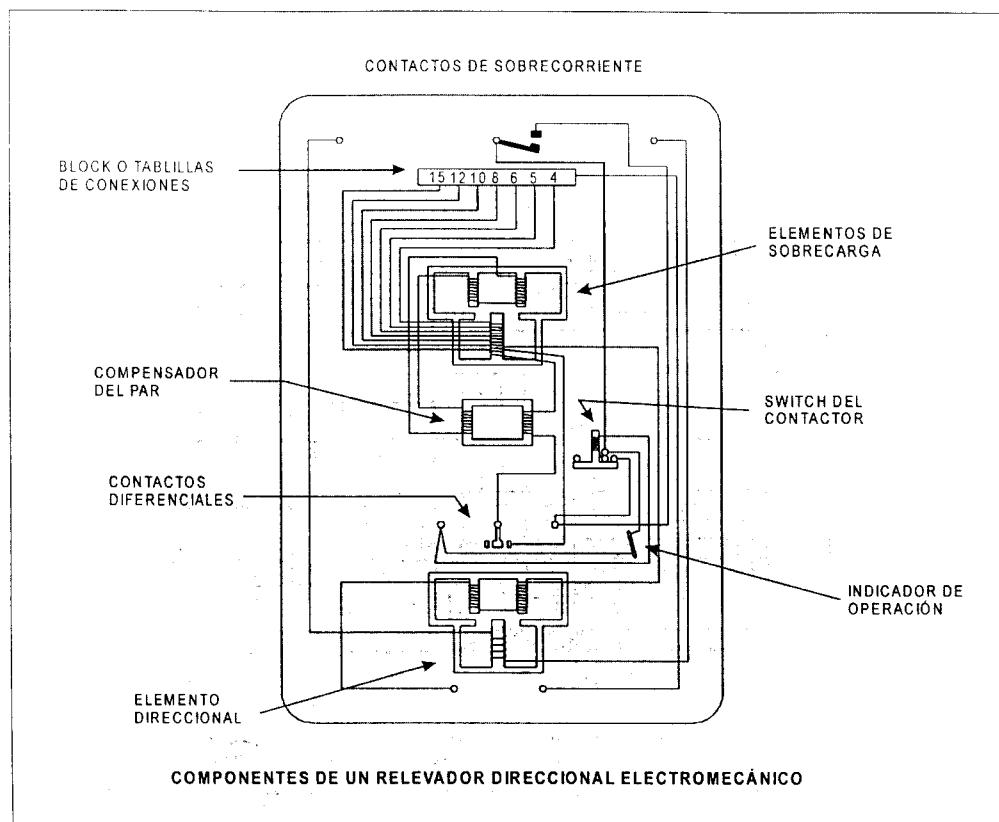
Palanca de tiempo = 5

$$t = 3 \text{ seg.}$$

Si la unidad instantánea de este relevador se ajusta a 30 A, la corriente que debe circular en el circuito primario para que arranque esta unidad instantánea es:

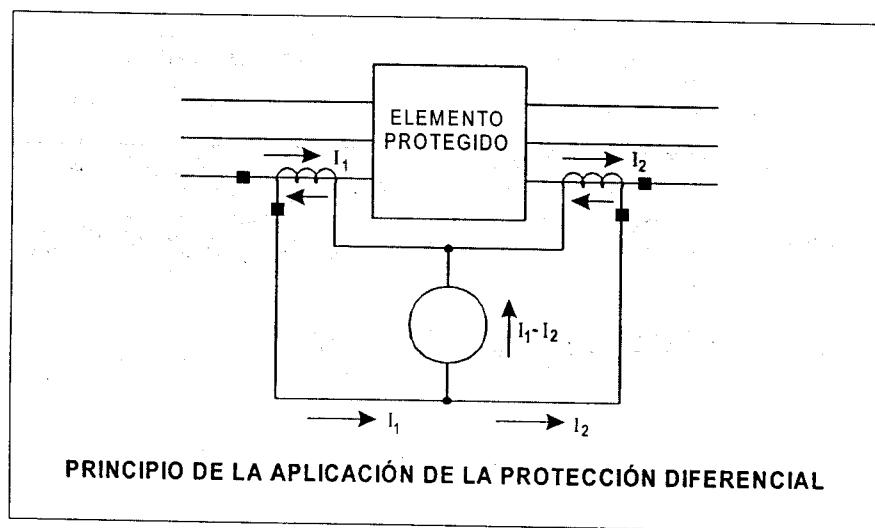
$$Is \times RTC = 30 \times 80 = 2400 \text{ A}$$





Con el principio diferencial, la corriente que circula hacia el interior de cualquier parte de una sistema eléctrico a ser protegido, sea normal o anormal, debe ser igual a la corriente hacia el exterior, en la medida que no exista falla entre las partes.

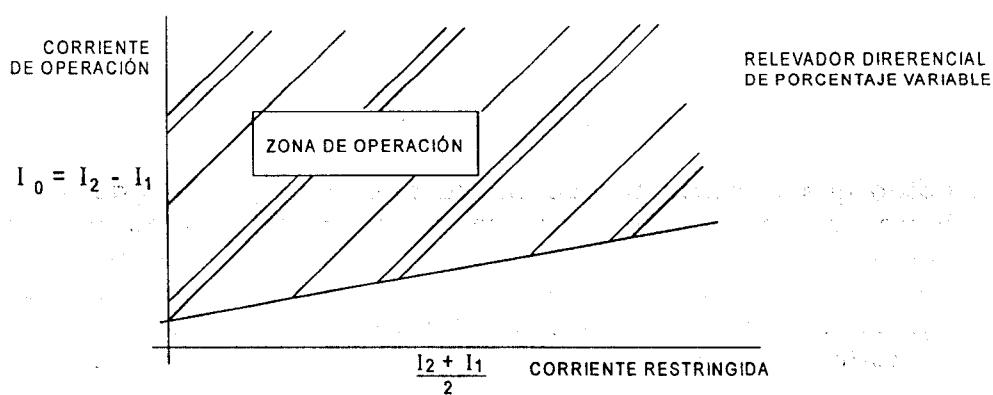
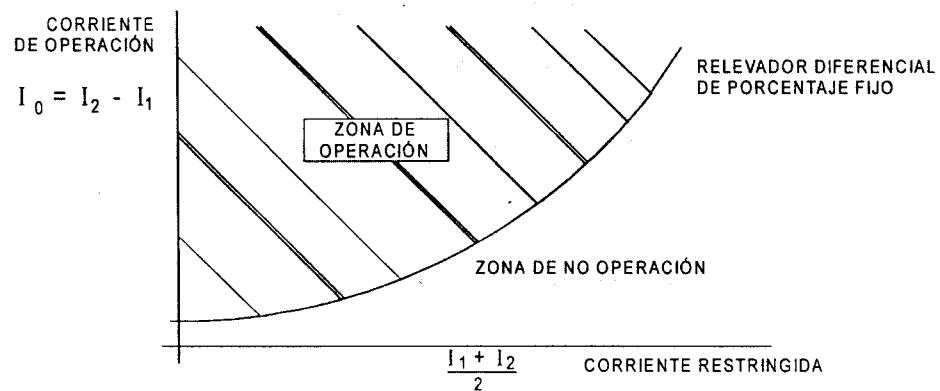
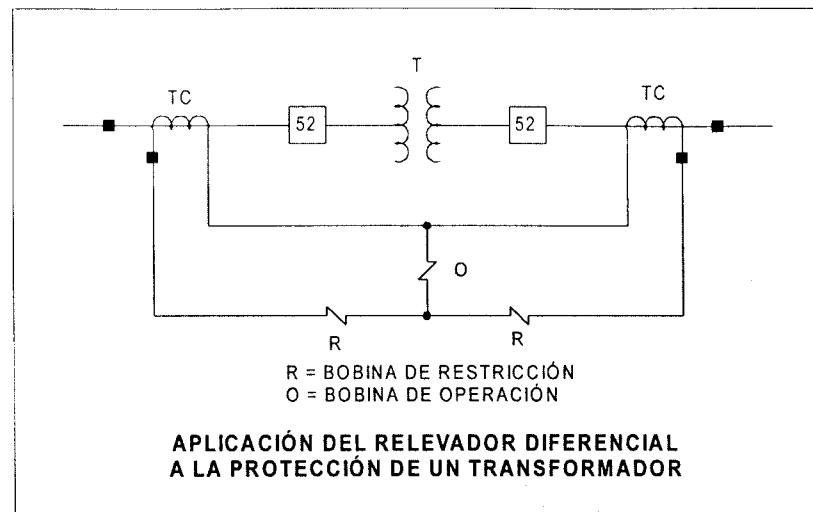
Este tipo de relevadores de protección, usualmente se aplican en la protección de equipo, tales como generadores, reguladores, transformadores, barras y motores, es quizás el más frecuentemente usado en la protección de transformadores de cierta capacidad, opera abriendo los interruptores en ambos extremos del elemento protegido.



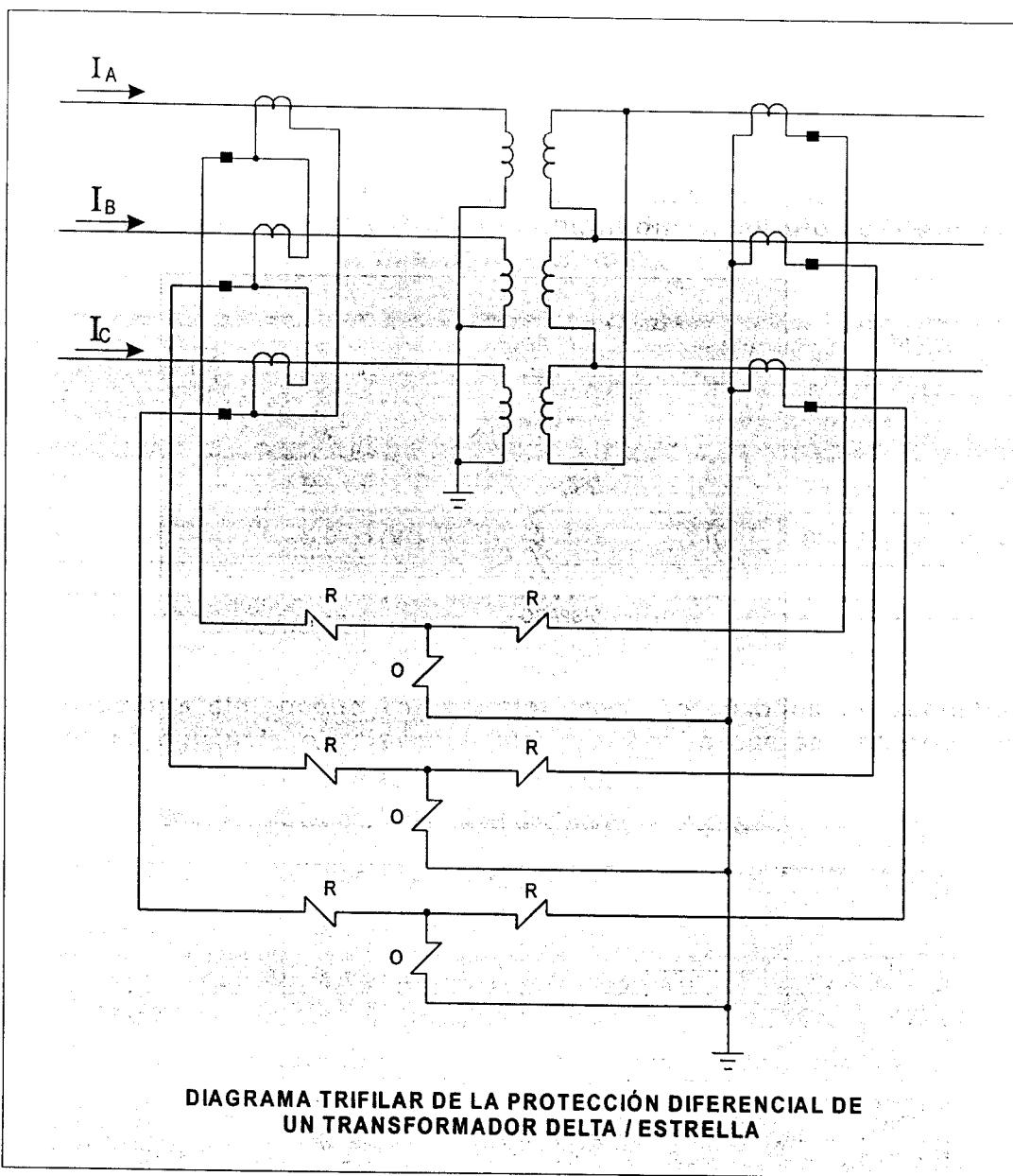
Una diferencia en la corriente en cualquiera de los lados del equipo protegido, se detecta por medio de los transformadores de corriente y no pasará a través de la bobina de actuación del relevador $I_1 - I_2$, si $I_1 = I_2$.

Los transformadores de corriente, sobre cada lado del equipo protegido, se conectan al relevador diferencial.

En la medida que la corriente que circula al equipo a través de un transformador de corriente, es igual a la corriente saliendo del equipo a través del otro transformador de corriente, el relevador diferencial NO opera. Una falla o cortocircuito entre los dos transformadores de corriente, se manifestará como un mayor flujo de corriente circulando en el área del equipo protegido que la circula hacia el exterior del área protegida y, por lo tanto, se produce la operación del relevador.



CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES DIFERENCIALES



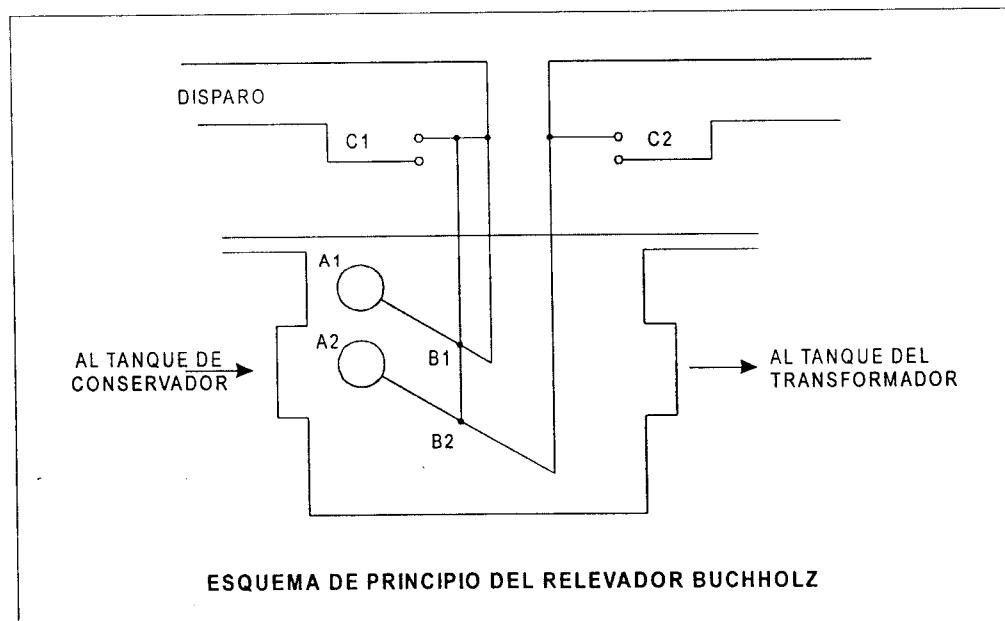
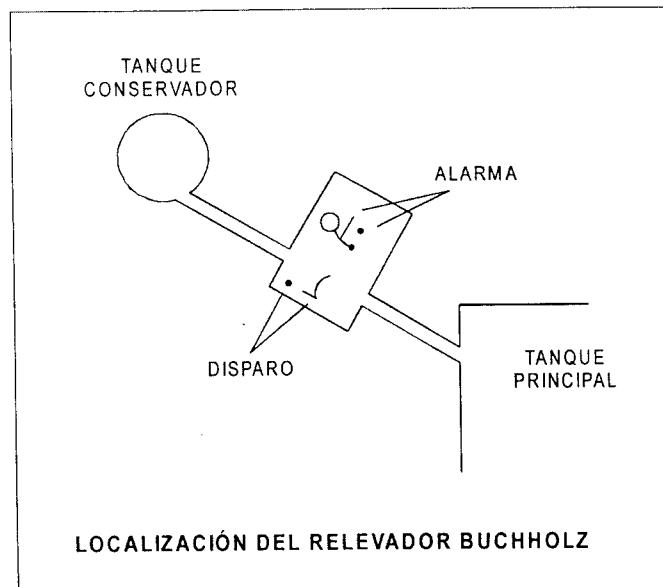
5.4

RELEVADORES DE FLUIDO Y PRESENCIA DE GASES

A estos relevadores se les conoce también como "Buchholz" y se emplean en la protección de transformadores de potencia que tienen tanque conservador. Esta protección opera contra fallas internas con gran rapidez, en el caso de ser severas, pero su característica más relevante es su sensibilidad para fallas incipientes, es decir, fallas menores que tienen inicialmente un desprendimiento

de gases. Estos relevadores actúan como trampas de gases entre el tanque principal y el tanque conservador, y como detector de flujo inverso del líquido dieléctrico.

Dependiendo de la capacidad del transformador, existen distintos tamaños de relevadores Buchholz, recomendándose que se use el tamaño apropiado, ya que de lo contrario se pierde sensibilidad.



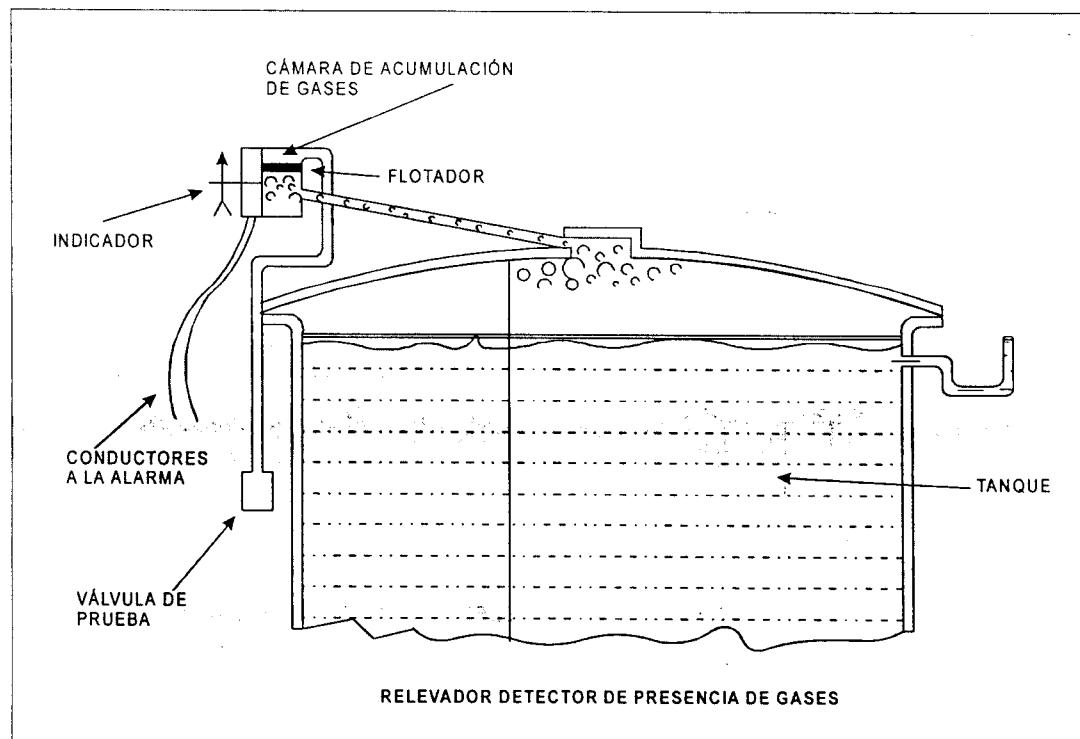
Al operar un disparo por el relevador Buchholz, se envía la señal a los interruptores del lado de alta y baja tensión del transformador que deben operar.

TABLA 5.1

RELACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR AL DIÁMETRO DEL TUBO DE CONEXIÓN CON EL TANQUE CONSERVADOR

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	DIÁMETRO DEL TUBO DE CONEXIÓN	GAS ACUMULADO EN cm³ PARA ALARMA		VEL. DEL ACEITE cm/seg.	
		RANGO	AJUSTE NORMAL	RANGO	AJUSTE NORMAL
Hasta 1 MVA.	2.5 cm (1")	100-200	100	75-125	90
De 1 a 10 MVA.	5.0 cm (2")	185-225	210	80-135	100
ARRIBA de 10 MVA.	7.5 cm (3")	220-280	250	95-155	110

En transformadores sin tanque conservador, como los usados en subestaciones unitarias, no es aplicable el relevador Buchholz, por lo que se usa entonces una válvula de sobrepresión.



5.5**RELEVADORES DE TEMPERATURA**

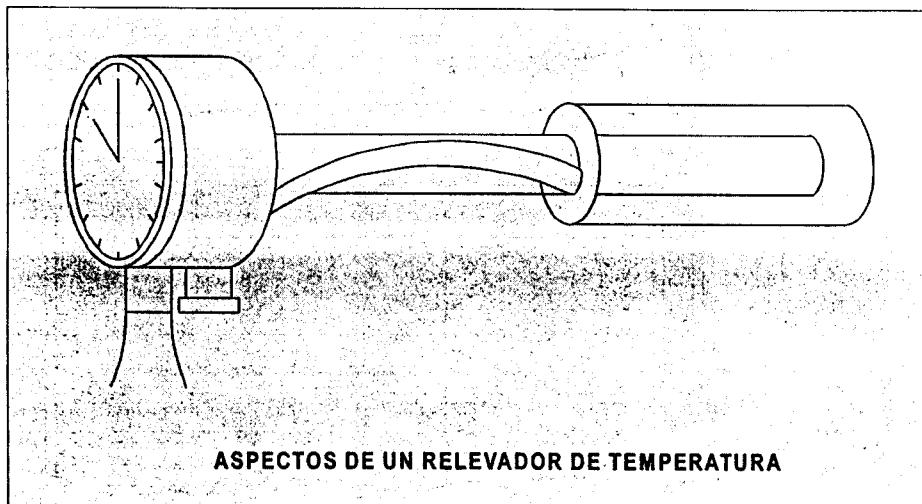
Estos dispositivos son, en realidad, termómetros acondicionados con micro interruptores que se calibran a valores específicos de temperaturas, que se usan, ya sea para mandar señales de alarma, de disparo para desconexión de carga, o bien, para arrancar ventiladores en los transformadores que usan enfriamiento por aire forzado. Se emplean para detectar la temperatura en los devanados o en el aceite de los transformadores.

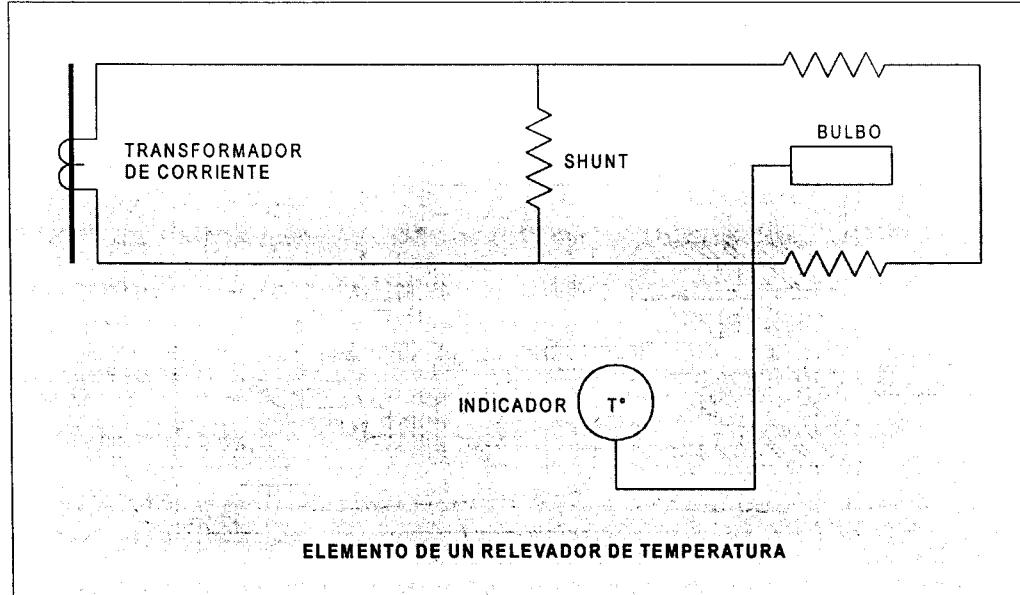
El relevador consta por lo general de los siguientes elementos:

- ✓ Una carátula para indicación de temperatura.
- ✓ Una bobina de calefacción.
- ✓ Un tubo ciego a prueba de aceite.

El indicador es un instrumento tipo carátula, activado por un elemento bimetálico, que es calentado por la bobina de calefacción, hasta la temperatura del punto más caliente en el devanado del transformador por proteger.

En transformadores grandes, se monta un transformador de corriente dentro del tanque del transformador principal. El devanado primario lleva la corriente principal de uno de los devanados del transformador y, el secundario del transformador de corriente, entrega la corriente a la bobina calefactora; el valor de la corriente es proporcional a la carga.



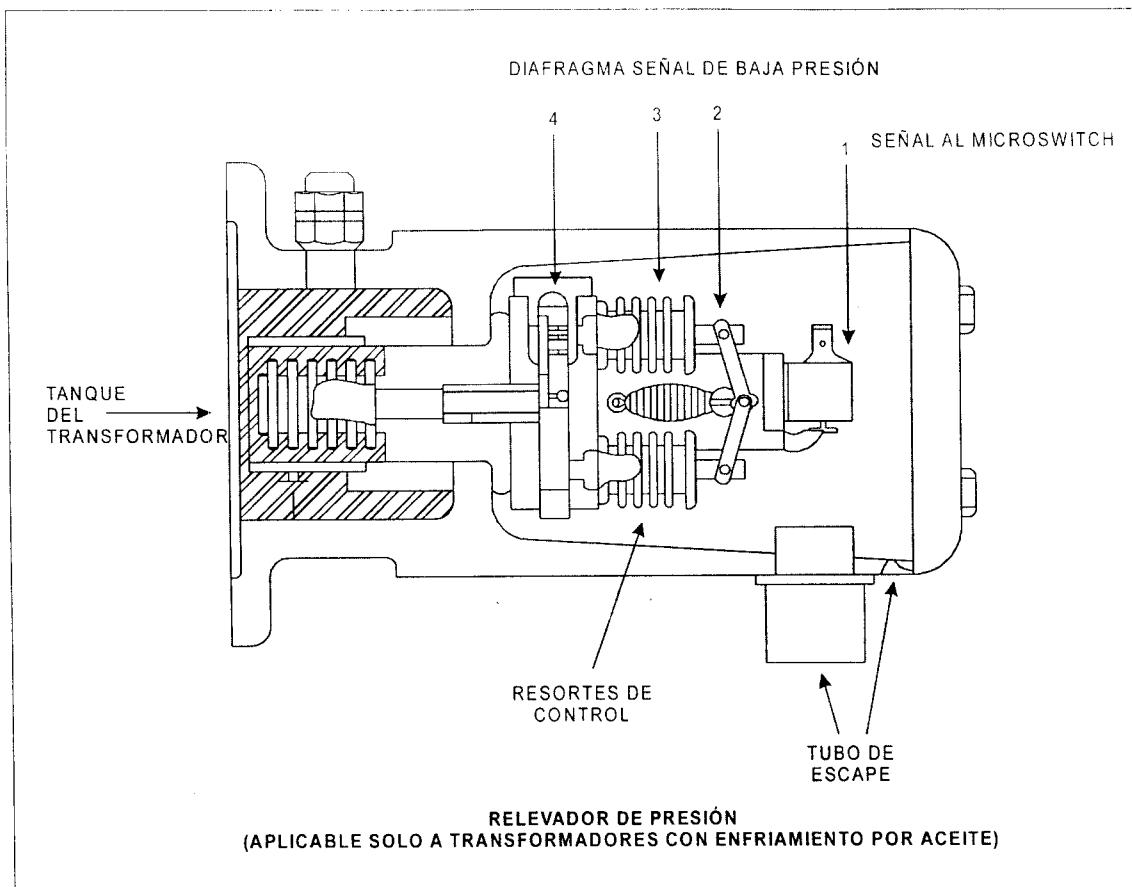


5.6

RELEVADORES DE PRESIÓN

Se aplican para la protección de transformadores de potencia, para detectar y desfogar sobrepresiones internas que puedan resultar de peligro y cuyo origen sean fallas internas. Su actuación es a través de un diafragma que detecta la presión interna y actúa sobre un microinterruptor (micro-switch). Su operación se basa en que:

- Los cambios bruscos en la presión del aceite, hacen que el éste circule en el interior del relevador.
- Para pequeños cambios en la presión del relevador no opera.
- Como el caso del relevador Buchholz, puede detectar fallas entre espiras y el tanque.



5.7

RELEVADORES AUXILIARES

Se denominan así a los relevadores cuya función es la de complementar los esquemas de protección, permitiendo diferir la función principal de un relevador, ya sea transfiriendo la señal o enviando una señal de bloqueo, a veces también sellando o multiplicando la capacidad de operación. Siempre están asociadas sus funciones a las de un relevador principal.

5.8

ELEMENTOS PARA LA PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES

Como se ha mencionado antes, la función principal de un dispositivo de protección es proteger los circuitos y el equipo contra condiciones de operación que se consideran como anormales, para esto, es muy importante que se puedan establecer los límites de protección de los equipos, con el objeto de poder

determinar los ajustes que deben tener los dispositivos de protección. Para determinar los límites de la protección, se deben considerar los siguientes factores:

- a) Las condiciones de operación (corriente de carga, máxima sobrecarga (cortocircuito)).
 - b) Los requisitos mínimos de protección establecidos.
 - c) El soporte, aguante o nivel de aguante del equipo.

los principales equipos a proteger en una instalación industrial son:

- ✓ Generadores.
 - ✓ Motores.
 - ✓ Transformadores.
 - ✓ Cables.

LOS GENERADORES usados en las instalaciones industriales, son de baja capacidad con relación a los usados en los sistemas eléctricos de potencia, por lo mismo, su protección es limitada en comparación con los grandes generadores y se basa en las recomendaciones de los fabricantes, esto se estudiará más adelante.

MOTORES. Para graficar la curva de operación normal del motor, se recomienda utilizar la siguiente regla:

- Corriente a plena carga $10 \text{ seg} \leq t \leq \infty \text{ seg}$
 - Corriente a rotor bloqueado $.1 \text{ seg} \leq t \leq 10 \text{ seg}$
 - Corriente de magnetización $0 \text{ seg} \leq t \leq .1 \text{ seg}$
 - $1 \text{ HP} = \text{KVA}$, para motores de inducción, así como también para motores síncronos con $\text{FP} = 0.8$
 - $1 \text{ HP} = 1.25 \text{ KVA}$ para motores síncronos con $\text{FP} = 1.0$. Motores con factor de servicio igual a uno, no tienen capacidad de sobrecarga.
 - Corrientes transitorias de inserción o inrush (máxima corriente de arranque), se considerará de 1.76 veces la corriente de rotor bloqueado para motores de mediana tensión y de 1.5 veces la corriente de rotor bloqueado para motores de baja tensión, con un tiempo de duración de 0.1 seg.

- Corriente de rotor bloqueado, igual a seis veces la corriente a plena carga para motores de inducción y motores síncronos con $FP=1.0$, que manejen cargas de baja inercia. Para motores síncronos que manejen carga de alta inercia y tengan un $FP=1.0$, se debe considerar la corriente a rotor bloqueado, igual a nueve veces la corriente a plena carga. El tiempo de duración de la corriente de rotor bloqueado es de 10 a 30 seg., dependiendo del tipo de inercia de la carga.

+

TRANSFORMADORES. La capacidad de sobrecarga del transformador, depende del tipo de enfriamiento y de las temperaturas de diseño, según el tipo de que se trate.

Los factores de enfriamiento y temperatura, se indican en la tabla siguiente:

TABLA 5.2

FACTORES DE SOBRECARGA PARA TRANSFORMADORES

TIPO	CAPACIDAD KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA	
		TIPO	FACTOR	ELEVACIÓN	FACTOR
SECO	$\leq 2,500$	AA FA	1.00 1.30	150° C	1.00
LÍQUIDO EN	$\leq 2,500$	OA	1.00	55/65° C 65° C	1.12 1.00
	≤ 500		1.00	55/65° C 65° C	1.12 1.00
CENTRO DE CARGA	≤ 500	FA	1.15	55/65° C 65° C	1.12 1.00
	$\leq 2,000$		1.25	55/65° C 65° C	1.12 1.00
LÍQUIDO EN S.E.		OA	1.00	55/65° C 65° C	1.12 1.00
			1.00	55/65° C 65° C	1.12 1.00
PRIMARIA		FOA	1.67	55/65° C 65° C	1.12 1.00

La capacidad de sobrecarga de un transformador, se obtiene multiplicando los amperes de plena carga por el factor de enfriamiento y por el factor de elevación de temperatura.

En el caso de la protección de los transformadores, se deben tomar en consideración otros factores, como son:

- El punto de magnetización del transformador (Inrush).

Este punto representa una aproximación del efecto de la corriente de magnetización del transformador, este valor de corriente se calcula como un múltiplo de la corriente nominal del transformador y varía de acuerdo con la capacidad del mismo.

Este valor puede alcanzar un rango de 8 a 25 veces la corriente nominal para transformadores tipo seco y el tiempo de duración de esta corriente es siempre de 0.1 segundos.

En la tabla siguiente, se muestran los múltiplos a considerar para determinar la corriente de magnetización.

TABLA 5.3

MÚLTIPLOS PARA OBTENER EL PUNTO DE MAGNETIZACIÓN DE TRANSFORMADORES

TABLA 5.3 MÚLTIPLOS PARA OBTENER EL PUNTO DE MAGNETIZACIÓN DE TRANSFORMADORES	
Menores de 1,500 KVA	8
Mayores de 1,500 KVA y menores de 3,750 KVA	10
Mayores de 3,750 KVA	12

EL PUNTO ANSI. Las normas americanas (ANSI) establecen lo que se conoce como el punto ANSI, que determinan un punto que fija las características que deben satisfacer los devanados de un transformador para soportar, sin resultar dañados, los esfuerzos térmicos y magnéticos producidos por un cortocircuito en sus terminales, considerando períodos definidos de tiempo. Estos valores o puntos expresados como múltiplos de la corriente a plena carga, se indican en la tabla siguiente:

TABLA 5.4
PUNTO ANSI PARA TRANSFORMADORES

Z(%)	CORRIENTE SIMÉTRICA RMS EN CUALQUIER BOBINA				ANSI (seg)
	MÚLTIPLOS CONEXIÓN	DELTA	ESTRELLA	MÚLTIPLOS CONEXIÓN	
	DELTA	ESTRELLA	DELTA ESTRELLA		
4 ó menos	25.00		14.50		2.00
5.0	20.00		11.60		3.00
5.25	19.25		11.05		3.25
5.50	18.18		10.55		3.50
5.75	17.39		10.09		3.75
6.00	16.67		9.67		4.00
6.50	15.38		8.92		4.50
7 ó mayores	14.29		8.29		5.00

Es frecuente que no se disponga de los valores de la tabla, en este caso, los llamados valores de corriente "ANSI", se pueden calcular a partir de las expresiones siguientes:

A) Transformadores en conexión DELTA-DELTA o ESTRELLA-ESTRELLA.

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \times I_{PC}$$

Donde : I_{PC} = Corriente a plena carga

B) Transformadores en conexión DELTA-ESTRELLA.

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \times I_{PC} \times 0.58$$

Con la restricción de que, el valor de la impedancia expresada en porcentaje sea mayor o igual que 4 y menor o igual que 7.

El tiempo ANSI de sobrecarga se obtiene de las siguientes reglas:

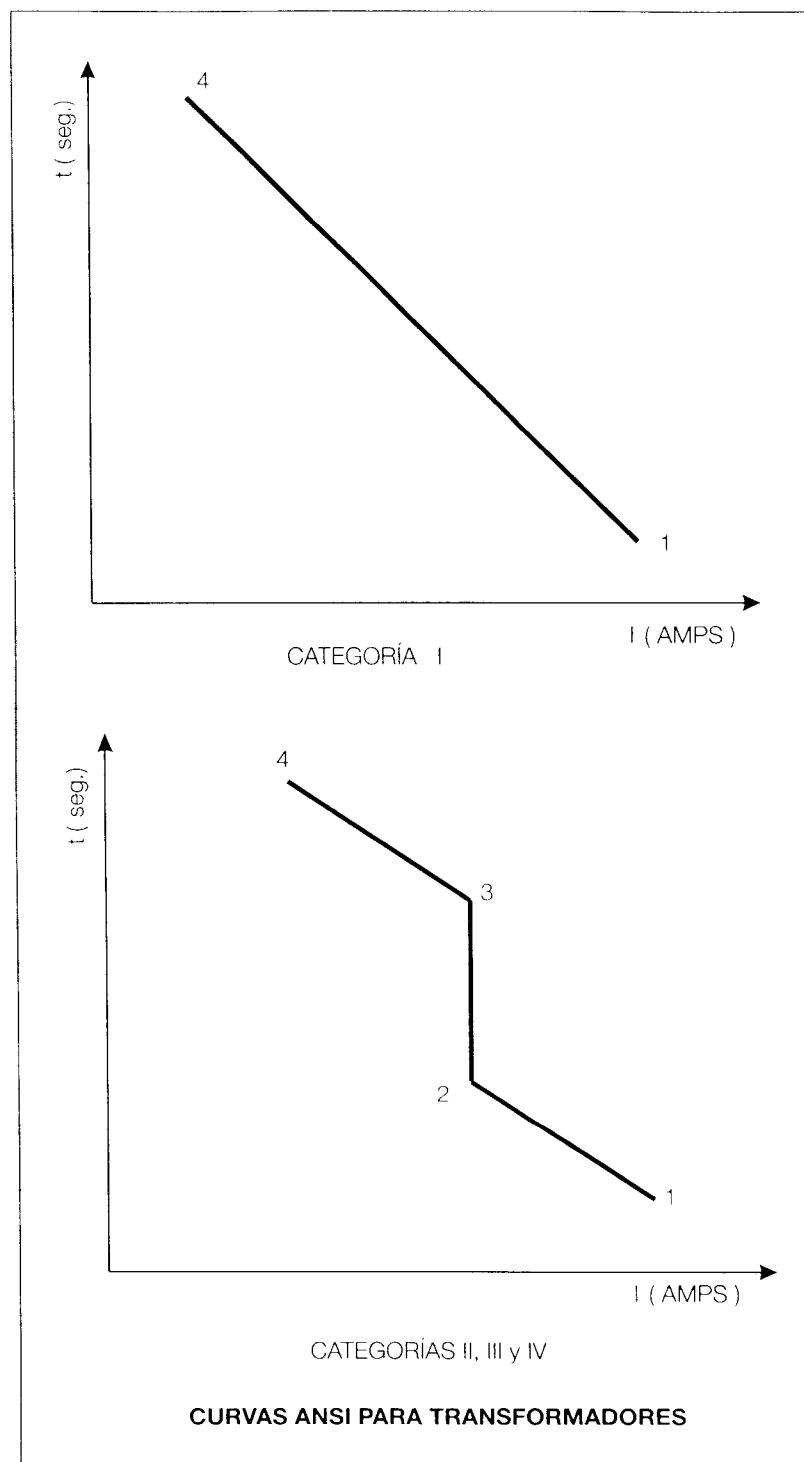
VALOR DE IMPEDANCIA (%)	TIEMPO ANSI (seg)
Z% mayor que 4 y menor que 7	$t_{ANSI} = Z(\%) - 2$
Z% mayor o igual a 7	$t_{ANSI} = 5$
Z% menor o igual a 4	$t_{ANSI} = 2$

Para los fines de coordinación de protecciones, se debe graficar la curva ANSI del transformador en las hojas de coordinación, para lo cual se clasifican los transformadores en las categorías de la tabla siguiente:

TABLA 5.5

CATEGORÍAS	CATEGORÍAS DE TRANSFORMADORES DE ACUERDO A LAS NORMAS ANSI	
	HORNOMÍTRICAS DE PERTURBACIÓN	MONOFÁSICOS
I	5-500	15-500
II	501-1,667	501-5,000
III	1,668-10,000	5,001-30,000
IV	Arriba de 10,000	Arriba de 30,000

Las categorías del transformador definen la forma de la curva ANSI que se muestra a continuación y los puntos se calculan a lo indicado en la tabla, lo único que se debe verificar es que la impedancia del transformador no sea inferior a los valores indicados.



**CURVA DE DAÑO DE TRANSFORMADORES ENFRIADOS POR ACEITE DE
5 KVA A 500 KVA UNA FASE O 15 KVA A 500 KVA TRES FASES (CATEGORÍA 1)**

FIGURA 5.5

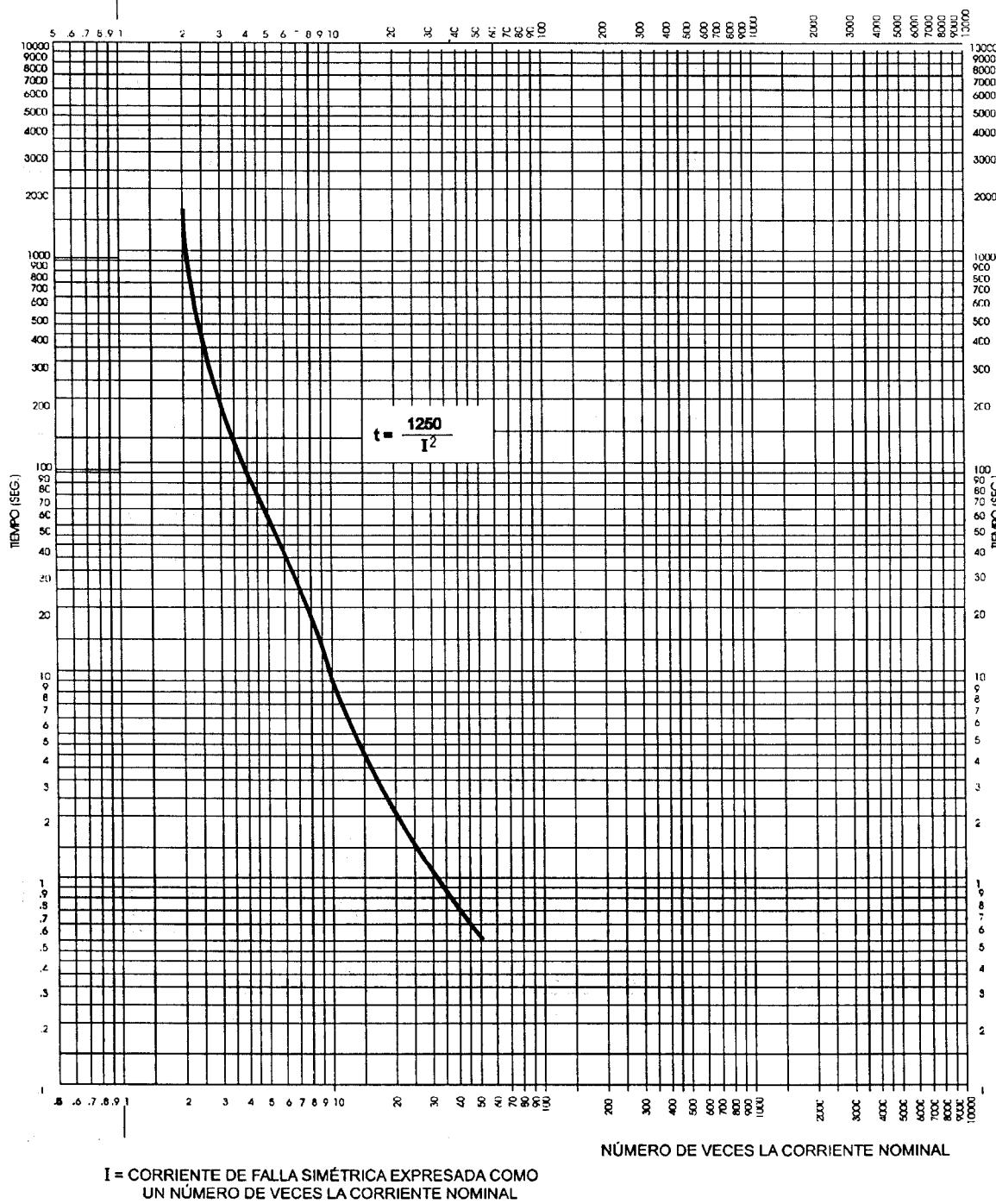


TABLA 5.6

PUNTOS DE LA CURVA ANSI PARA TRANSFORMADORES

PUNTOS CURVA ANSI			
PUNTO	CATEGORÍAS DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (SEG.)	CORRIENTE AMP.
1	I	$1,250 (Z_t)^2$	I_{pc}/Z_t
	II	2	I_{pc}/Z_t
	III, IV	2	$I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
2	II	4.08	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	II, IV	8.0	$0.5 I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
3	II	$2,551/(Z_t)^2$	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	III, IV	$5,000(Z_t + Z_s)^2$	$0.5 I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
4	I, II, III, IV	50	$5 I_{pc}$

Donde: Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA en OA.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA del Transformador.

TABLA 5.7

IMPEDANCIAS MÍNIMAS DE TRANSFORMADORES

IMPEDANCIAS MÍNIMAS		
KVA	VOLTAJE	IMPEDANCIA MÍNIMA EN IMPED.
5 - 25	15 - 75	0.0250
37.5 - 100	112.5 - 300	0.0286
167 - 500	500.0	0.0400

CABLES. La capacidad de sobrecarga de los cables, depende básicamente del medio de instalación (ducto, tubo conduit, charola, etcétera) y del llamado factor de sobrecarga. Las normas técnicas para instalaciones eléctricas, establecen los criterios básicos para la protección de cables en instalaciones eléctricas, mismos que se han aplicado en capítulos anteriores.

5.9

LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

Los transformadores, por ser máquinas estáticas, tienen un número de fallas relativamente bajo en comparación con otros elementos del sistema; sin embargo, cuando llega a fallar, puede que sea aparatoso y grave la falla, llegándose inclusive a presentar el caso de incendio.

Es frecuente también que la magnitud de las corrientes de falla interna, sea baja en comparación con la corriente nominal o de plena carga, por lo que la protección requiere de una alta sensibilidad y rapidez de operación.

Las condiciones anormales que se pueden presentar en un transformador, son:

- a)** Fallas incipientes.
- b)** Fallas internas.
- c)** Fallas eléctricas.

a) Las llamadas fallas incipientes, en su etapa inicial, no son serias, pero en ocasiones, cuando no se libran pronto, pueden dar lugar a fallas mayores. Dentro de esta categoría de fallas se pueden presentar las siguientes:

- Fallas de aislamiento en los tornillos de sujeción de las laminaciones de los núcleos y del aislamiento que lo recubre.
- Puntos calientes por conexiones de alta resistencia o defectos en las bobinas, que producen puntos de calentamiento localizado o eventualmente producción de arco eléctrico.
- Arcos eléctricos entre los devanados y el núcleo o al tanque, debido a sobretensiones por descargas atmosféricas.
- Fallas en el sistema de enfriamiento (en el caso de transformadores con enfriamiento por aceite, por ejemplo), como puede ser nivel bajo de aceite, o bien, obstrucción del flujo del aceite.

b) Las llamadas fallas internas, caen dentro de las fallas incipientes, ya que por ejemplo, son puntos calientes o eventualmente cortocircuito entre espiras o entre bobinas.

c) Las llamadas fallas eléctricas, son más graves y notorias en tanto más grande es el transformador (de mayor capacidad), dentro de éstas se

encuentran las fallas de aislamiento por sobretensiones de origen atmosférico, o bien, por maniobra de interruptores para los conectados a redes en alta tensión. Las corrientes de cortocircuito pueden producir movimiento en las bobinas o entre las bobinas y el núcleo.

- Fallas en los contactos de los cambiadores de derivaciones que producen puntos calientes, o bien, cortocircuito entre derivaciones.
- Fallas en el aislamiento, debido al envejecimiento natural o prematuro de los transformadores.
- Presencia de humedad en el aceite de los transformadores enfriados por aceite.

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES DE MÁS DE 600 V. En general, este tipo de transformadores requiere, por norma, al menos la llamada **protección contra sobrecorriente**. En este caso, cuando se aplica la palabra transformador, se quiere decir un transformador o un banco de dos o tres transformadores monofásicos, operando como una unidad trifásica.

PROTECCIÓN PRIMARIA. Cuando se usan fusibles, su capacidad se debe designar a no más del 150% de la corriente nominal o de plena carga en el primario del transformador. Las normas técnicas para instalaciones, permiten el uso del siguiente tamaño o valor normalizado, si el valor calculado con el 150% no corresponde con el valor estándar del fusible.

Si se usa interruptor, su valor no debe ser mayor del 300% de la corriente nominal primaria. Cuando el valor calculado con el 300% no corresponde con una cantidad normalizada, entonces se usa el valor normalizado inferior. Existen algunas excepciones a esta regla, que deben ser consultadas para su aplicación.

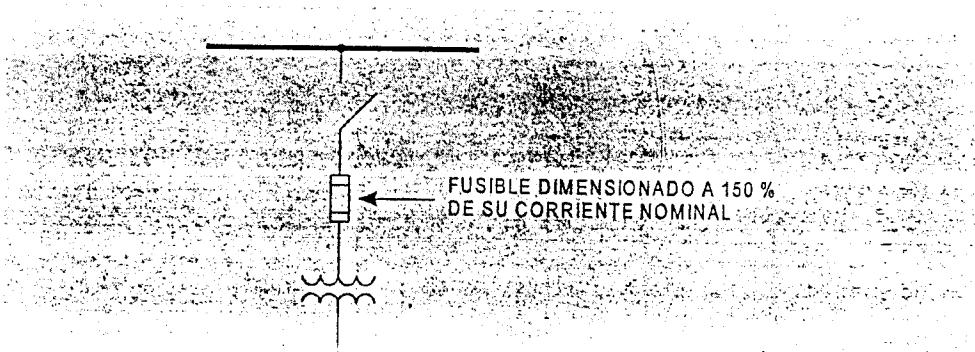
PROTECCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA. Para comprender los artículos de las normas técnicas para instalaciones eléctricas, relacionadas con la protección de transformadores, son necesarias algunas explicaciones sobre terminología y frases.

DISPOSITIVO DE SOBRECORRIENTE DEL ALIMENTADOR PRIMARIO. Es el dispositivo que está localizado en la fuente de alimentación del transformador, por ejemplo: los fusibles o los interruptores conectados al bus.

DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE INDIVIDUALES. En las conexiones primarias, son por lo general, aquellos dispositivos localizados cerca del mismo transformador.

EJEMPLO 5.4

Seleccionar los fusibles para el primario de un transformador trifásico que tiene una potencia nominal de 1,500 KVA, 13.8 kV / 16 kV, 60 Hz, con una impedancia del 5.5%.



La corriente primaria:

SOLUCIÓN

$$I_P = \frac{1500 \times 1000}{13800 \times 1.73} = 63 \text{ A}$$

El tamaño del fusible primario no debe ser mayor del 150%, es decir:

$$1.5 \times 63 = 95 \text{ A}$$

Se usa un valor normalizado de 100 A.

Las reglas establecidas por las normas técnicas para instalaciones eléctricas, para la protección del primario y secundario de los transformadores, se indican en la tabla siguiente:

TABLA 5.8

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN EL PRIMARIO Y SECUNDARIOS DE TRANSFORMADORES DE MÁS DE 600 V.

IMPEDANCIA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR	MÁXIMO DISPOSITIVO DE SOBRECORRIENTE				
	PRIMARIO		SECUNDARIO		
	MÁS DE 600 V	MÁS DE 600 V	600 V O MENOS	AJUSTE DEL INTERRUPTOR O CAPACIDAD DEL FUSIBLE	
	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	CAPACIDAD DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	CAPACIDAD DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR O CAPACIDAD DEL FUSIBLE
Máximo del 3% o no menor del 3%	300%	300%	300%	150%	250%
Máximo del 6% o no menor del 3%	400%	200%	250%	125%	250%

EJEMPLO 5.5

Para el transformador del ejemplo anterior, si en lugar de usar fusible en el primario, se usa interruptor, calcular la capacidad del mismo.

SOLUCIÓN

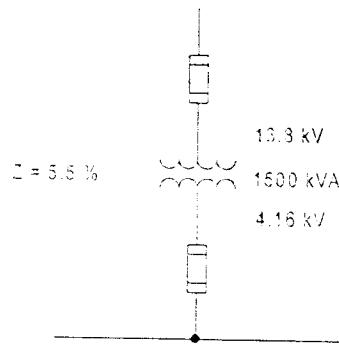
Se calculó la corriente en el primario como: $I_p = 63 \text{ A}$.

El tamaño del interruptor primario no debe ser mayor del 300%, es decir,

$$3.0 \times 63 = 189 \text{ A}$$

El valor comercial más próximo es 175 A.

Se tiene un transformador trifásico de 1,500 KVA, 13.8/4.16 kV, 50 Hz, impedancia del 5.5% que se supone tiene protección por medio de fusibles en los lados primario y secundario, de los que se desea calcular sus características.

EJEMPLO 5.6

A) La corriente en el primario es:

$$I = \frac{1500 \times 1000}{13800 \times 1.73} = 63 \text{ A}$$

De acuerdo con la tabla anterior, la corriente del fusible no debe exceder el 300% para un transformador cuya impedancia no excede al 300%, por lo tanto:

$$3.0 \times 63 = 189 \text{ A}$$

SOLUCIÓN

Aquí se recomienda usar un fusible de cuando mucho 200 A.

B) la corriente de plena carga en el secundario es:

$$I = \frac{1500 \times 1000}{4.16 \times 1.73} = 208 \text{ A}$$

De acuerdo con la tabla anterior, el fusible secundario no debe exceder del 150% de la corriente de plena carga, en este caso:

$$1.5 \times 208 = 321 \text{ A}$$

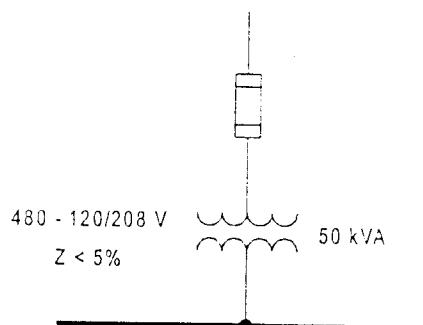
Se puede seleccionar como valor comercial el de 300 A.

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES DE MÁS DE 600 V O MENORES. Los dispositivos de sobrecorriente en el devanado primario, deben ser calculados o ajustados a no más de 125% de la corriente nominal de plena carga en el devanado primario. Esta regla básica es modificada en las normas técnicas para instalaciones eléctricas, por una excepción que es la siguiente:

1. Si la corriente primaria es 9 A o mayor, el dispositivo de sobrecorriente no se puede designar o ajustar a más del 125% de valor de la corriente nominal primaria, en el caso de que no corresponda al valor normalizado, entonces se usa el valor que sigue de los normalizados.
2. Si la corriente primaria es menor de 9 A, el transformador se puede proteger por dispositivos de sobrecorriente designados o ajustados a no más de 167% de la corriente nominal primaria.
3. Si la corriente primaria es menor de 2 A, el dispositivo de sobrecorriente se puede seleccionar o ajustar a no más del 300% de la corriente primaria.

Se tiene un transformador trifásico de 50 KVA, 480-120/208 V, 4 hilos, 60 Hz con una impedancia menor del 5%. Calcular el dispositivo de protección en el primario.

EJEMPLO 5.7



SOLUCIÓN

La corriente en el primario

$$I_p = \frac{150 \times 1000}{480 \times 173} = 60 A$$

El dispositivo de protección en el primario, no debe ser mayor de 125% de la corriente primaria a plena carga, es decir:

$$1.25 \times 60 = 75 \text{ A}$$

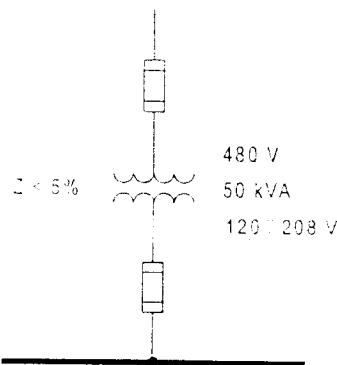
El valor del fusible se debe seleccionar dentro de los normalizados, es decir, puede ser 70 A, o bien, 80 A; se debe tomar preferentemente el más bajo.

PROTECCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA. Los transformadores que tienen un dispositivo de sobrecorriente en el lado secundario seleccionado o ajustado a no más del 125% del valor a plena carga de la corriente secundaria no se requiere que tengan dispositivos de sobrecorriente individuales en el lado primario.

Si el dispositivo de sobrecorriente se calculó o ajustó a un valor de corriente no mayor del 250% del valor de la corriente primaria de plena carga.

Para un transformador trifásico de 50 KVA, 480-120/208V, 60 Hz con una impedancia menor del 5%, se desean calcular sus protecciones en el primario y en el secundario.

EJEMPLO 5.8



SOLUCIÓN

A) La protección del primario se debe ajustar a un máximo del 250% de la corriente de plena carga.

$$I_p = \frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 480} = 60 \text{ A}$$

$$2.5 \times 60 = 150 \text{ A}$$

B) La corriente a plena carga en el devanado secundario.

$$I_s = \frac{50 \times 1000}{\sqrt{3} \times 208} = 139 \text{ A}$$

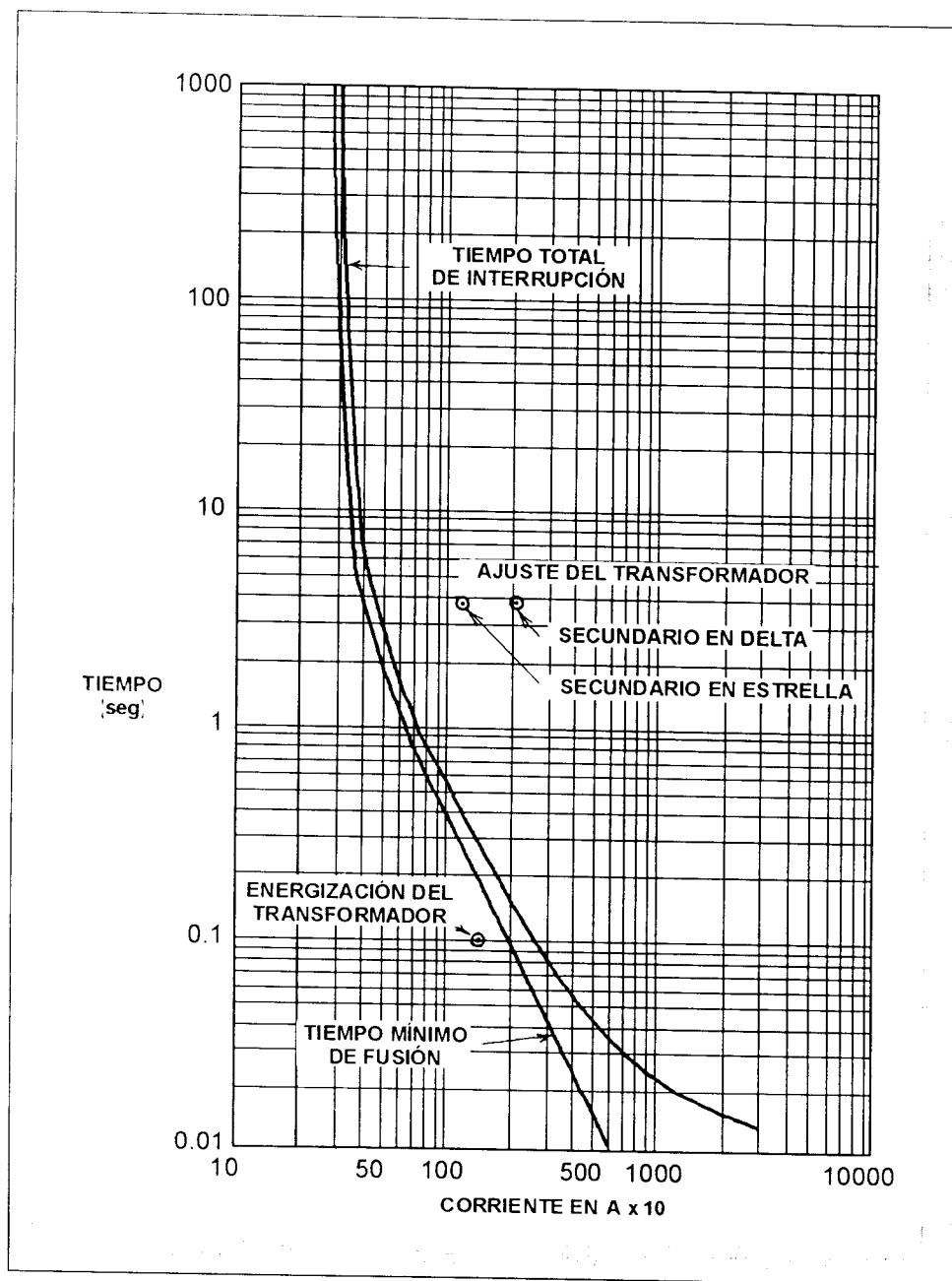
La capacidad de la protección en el secundario se selecciona para un valor no mayor del 125% de la corriente a plena carga.

$$1.25 \times 139 = 173.75 \text{ A}$$

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En el párrafo 5.2 de este capítulo, se ha hecho una descripción de algunos tipos de relevadores y sus aplicaciones más comunes y, en cierta forma, de la protección de transformadores de potencia, de tal manera que en esta parte sólo se tratarán los aspectos específicos. Las protecciones típicas que se aplican en transformadores de potencia son:

1. La protección diferencial.
2. La protección para detección de gases (Buchholz).
3. Protección contra sobrecarga.



**CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE DEL FUSIBLE
PARA EL PRIMARIO DE UN TRANSFORMADOR**

1. PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87). Esta protección es capaz no sólo de eliminar todos los tipos de cortocircuito internos, sino también entre espiras y fallas debidas a arcos eléctricos en las boquillas de los transformadores.

En el esquema diferencial, se comparan las corrientes de entrada con las de salida del elemento protegido, siendo que el relevador denominado diferencial, opera cuando a través del mismo, circula una corriente cuya diferencia entre la entrada y la salida rebasa cierto valor ajustado y denominado corriente diferencial.

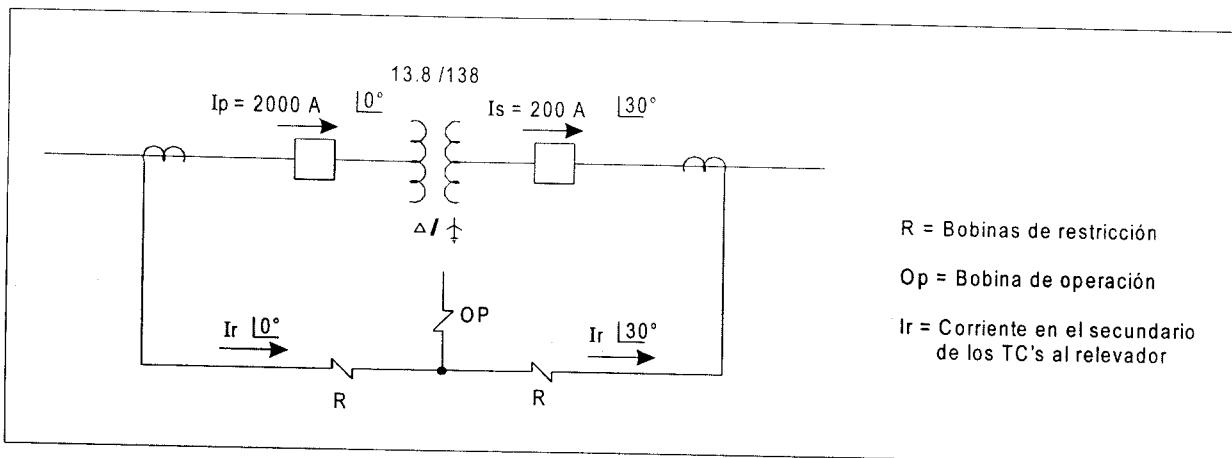
En el caso de los transformadores, aparecen otras corrientes diferenciales que no son de falla y que se deben principalmente a:

- a)** La corriente de magnetización inicial.
- b)** A los errores propios de los transformadores de corriente localizados en ambos extremos del transformador.
- c)** Al no ajuste perfecto de las relaciones de transformación de los transformadores de corriente.
- d)** A la posible conexión del transformador de potencia en TAPS distintos.

Debido a los factores anteriores, se deben usar relevadores diferenciales compensados con diferencias porcentuales, de tal forma que puedan compensar tales diferencias.

Algunas consideraciones adicionales que se tienen que hacer en la aplicación de la protección diferencial a los transformadores de potencia, son las siguientes:

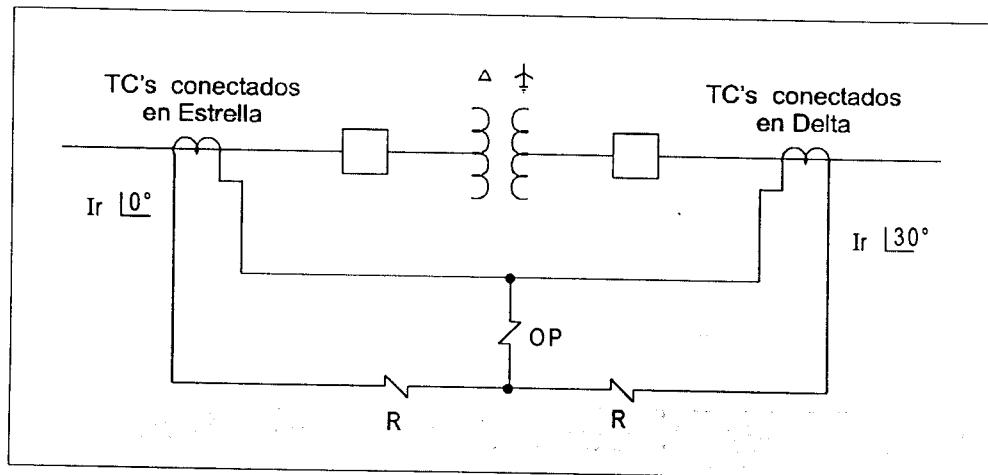
- ✓ Debido a que tienen normalmente distinto voltaje en sus devanados primario y secundario, las corrientes de entrada y salida son distintas, y en consecuencia, se requieren transformadores de corriente con distinta relación de transformación.
- ✓ Debido a que las conexiones de cada uno de los devanados pueden ser distintas, por ejemplo delta/estrella, entonces las corrientes medidas en cada uno de los devanados tienen un desfaseamiento de 30°.

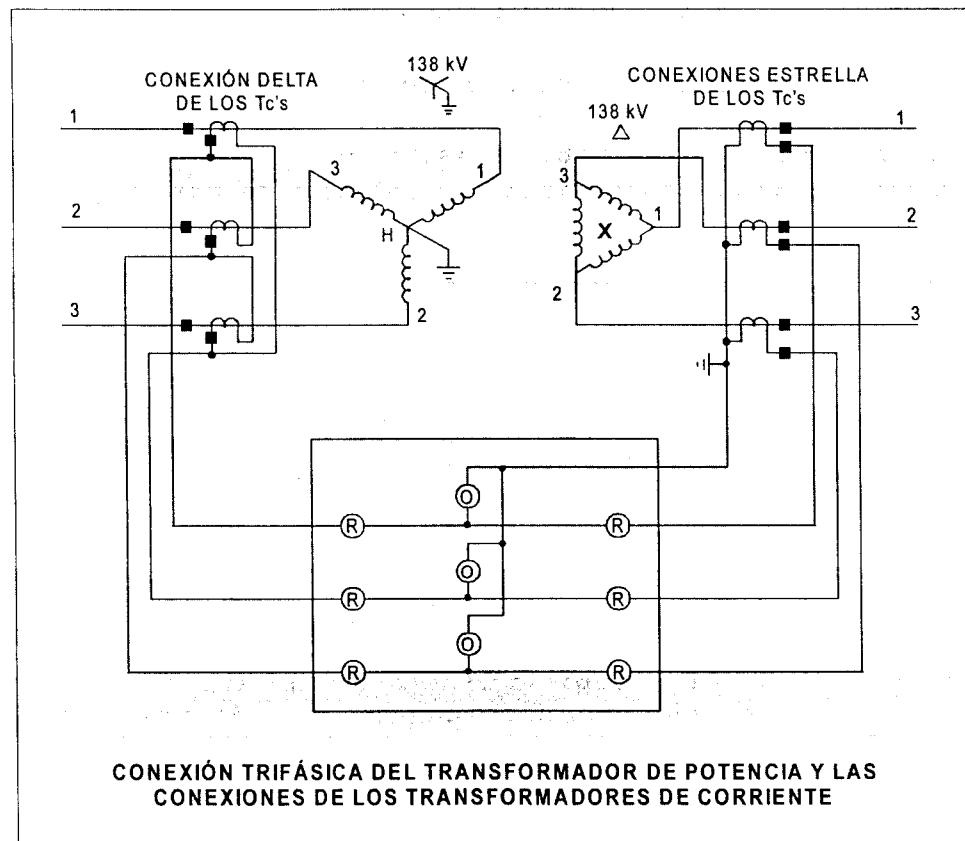
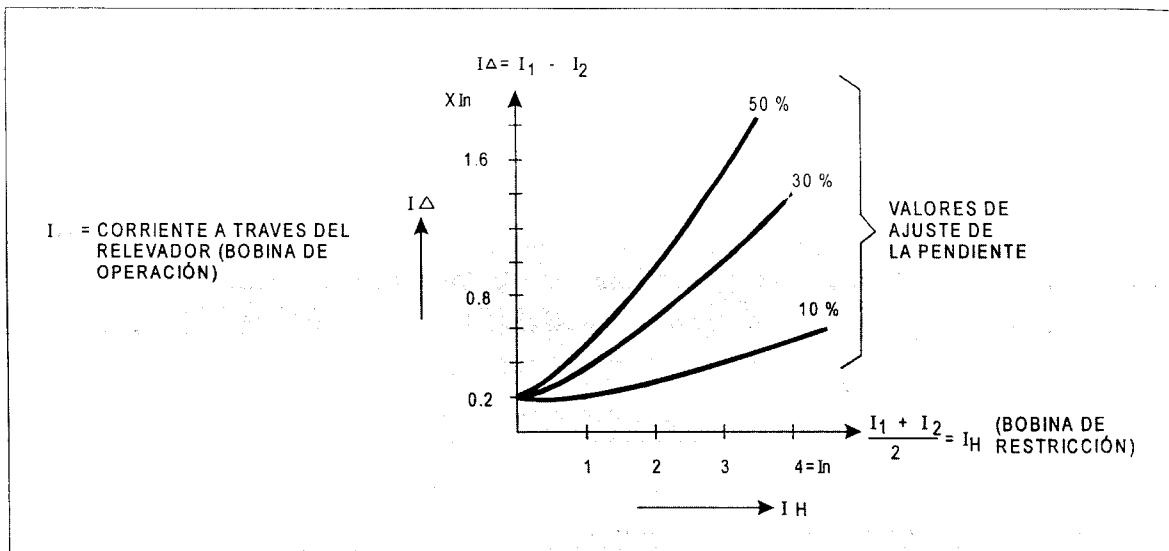


Para las corrientes medidas en cada lado:

$$I_s \text{ delta} \neq I_s \text{ estrella}; \quad I_s \text{ delta} = I_s \text{ estrella} \angle -30^\circ$$

La conexión de los TC's en ambos extremos del transformador de potencia, obedece a una regla empírica, en la cual "**Los TC's conectados del lado de la delta del transformador de potencia, se deben conectar en estrella y los TC's conectados del lado de la estrella en el transformador de potencia, se deben conectar en delta**".





- ✓ La selección apropiada de las relaciones de transformación de los TC's, debe corresponder a la máxima condición de carga del transformador de potencia, esto significa la capacidad en su último paso de enfriamiento, por ejemplo, para un transformador con enfriamiento OA/FA, se calculan para la corriente en el paso FA, si es OA/FOA se calcula para el paso FOA, etc.

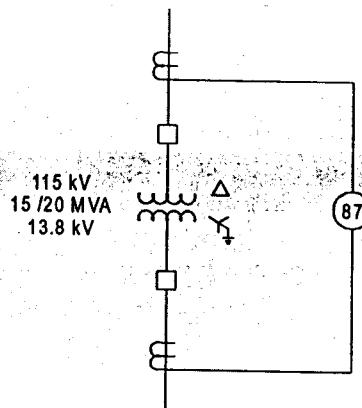
La conexión de los TC's a los relevadores, debe respetar dos requisitos básicos, cubriendo las siguientes prioridades:

1. El relevador diferencial no debe operar para carga o para falla externa.
2. El relevador diferencial debe operar para falla interna suficientemente severa.

En el diagrama siguiente, se muestra la protección diferencial de un transformador de potencia. El devanado de 115 kV está conectado en delta y el de 13.8 kV en estrella. El relevador diferencial tiene disponibles los siguientes Taps: 2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5.0, 8.7. Se desea:

- a) Indicar las conexiones que deben tener los transformadores de corriente.
- b) Seleccionar las relaciones de transformación para los TC's.
- c) Las corrientes que "VE" el relevador.
- d) Los taps y el error en estado permanente.

EJEMPLO 5.9



- a) El devanado de 115 kV está conectado en delta, por lo tanto, los TC's se deben conectar en estrella.

El devanado de 13.8 kV está conectado en estrella, por lo que los TC's se deben conectar en delta.

- b) Para seleccionar las relaciones de transformación de los TC's se calcula la corriente a plena carga del transformador con su capacidad para el paso de enfriamiento forzado (FA).

En el lado de 115 kV:

$$I_p = \frac{20 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 115} = 100.41 \text{ A}$$

En el lado de 13.8 kV:

$$I_s = \frac{20 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 836.74 \text{ A}$$

SOLUCIÓN

Se aplica la regla de que, la corriente en el primario de los TC's se calcula para 1.5 veces el valor de la corriente a plena carga, de manera que:

Para los TC's en el lado de 115 kV:

$$1.5 \times 100.41 = 150, \text{ RTC} = 150/5$$

Para los TC's en el lado de 13.8 kV:

$$1.5 \times 836.74 = 1200 \quad \text{RTC} = 1200/5$$

- c) Para los fines del cálculo de las corrientes al relevador, se determina la corriente a plena carga del transformador, para su enfriamiento base (OA).

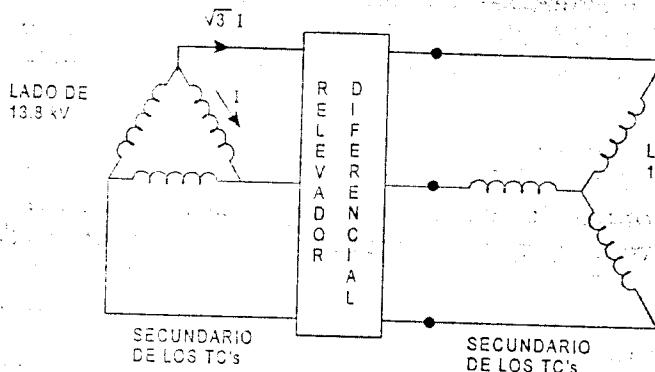
Para el lado 115 kV:

$$I_p = \frac{15 \times 10}{\sqrt{3} \times 115} = 75.3 \text{ A}$$

Para el lado de 13.8 kV:

$$I_s = \frac{15 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 627.56 \text{ A}$$

La corriente en el secundario de los TC's conectados en el lado de 13.8 kV (conectados en delta).



En 13.8 kV (Conexión Delta)

$$\frac{I_s}{RTC} \times \sqrt{3} = \frac{627.56}{1200/5} \times \sqrt{3} = 4.53 \text{ A}$$

En 115 kV (Conexión Estrella)

$$\frac{I_s}{RTC} = \frac{75.36}{150/5} = 2.51 \text{ A}$$

d) Los Taps y el error en estado permanente

La relación de las corrientes al relevador del lado de 115 kV al de 13.8 kV es:

$\frac{2.51}{4.53} = 0.554$ (aprox.)

De la lista de taps para el relevador, se seleccionan para el lado de 115 kV el de 2.9 y para el lado de 13.8 kV el de 5.0.

La relación para estos taps es:

$$\frac{2.9}{5.0} = 0.58$$

El error (MISMATCH) en estado permanente es:

$$\text{Error} = \frac{0.58 - 0.554}{0.554} \times 100 = 4.69\%$$

2. PROTECCIÓN PARA DETECCIÓN DE GASES. Como se menciona antes, la protección contra la detección de gases, se hace a base de llamado relevador Buchholz, que se instala entre el tanque del transformador y el tanque conservador. El mecanismo de operación se basa en que:

- Los gases son producidos por ruptura lenta del aislamiento o flujo de corriente incipiente.
- Los gases suben a través del aceite hasta el tanque conservador (cámara de acumulación de gases).
- Este proceso permite detectar fallas incipientes.
- El gas acumulado, hace que se muevan los flotadores y suene la alarma.
- Mediante un análisis del gas, se puede determinar qué tipo de aislamiento se deterioró.

3. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA. La protección contra sobrecarga de un transformador, se hace por lo general por medio de la protección por sobrecorriente.

La protección contra sobrecorriente se hace para fallas de fase y/o a tierra, esta protección constituye una protección primaria para unidades pequeñas o para cualquier unidad que no tenga protección diferencial, opera también como protección de respaldo en grandes unidades protegidas con relevadores diferenciales. En unidades de alrededor de 10 MVA y menores, se puede usar una protección primaria a base de fusibles.

Es deseable que los dispositivos de protección se ajusten tan sensibles como sea posible, pero los fusibles y los relevadores de fase no deben operar en cualquier condición no tolerable, tal como las corrientes de magnetización, los valores máximos de sobrecarga o cualquier condición de operación de emergencia.

Por otro lado, los relevadores y/o los fusibles, deben proteger a los transformadores contra daños por fallas propias. Las corrientes de alto valor que pasan en el transformador, pueden causar daños térmicos y mecánicos, los valores de temperatura elevados pueden acelerar el deterioro del aislamiento. Las fuerzas físicas debidas a las altas corrientes, pueden producir compresión en el aislamiento, falla de aislamiento y problemas de fricción.

Para fines del estudio de protecciones contra sobrecorriente, se puede tomar como referencia la norma americana ANSI/IEEE C57.12.

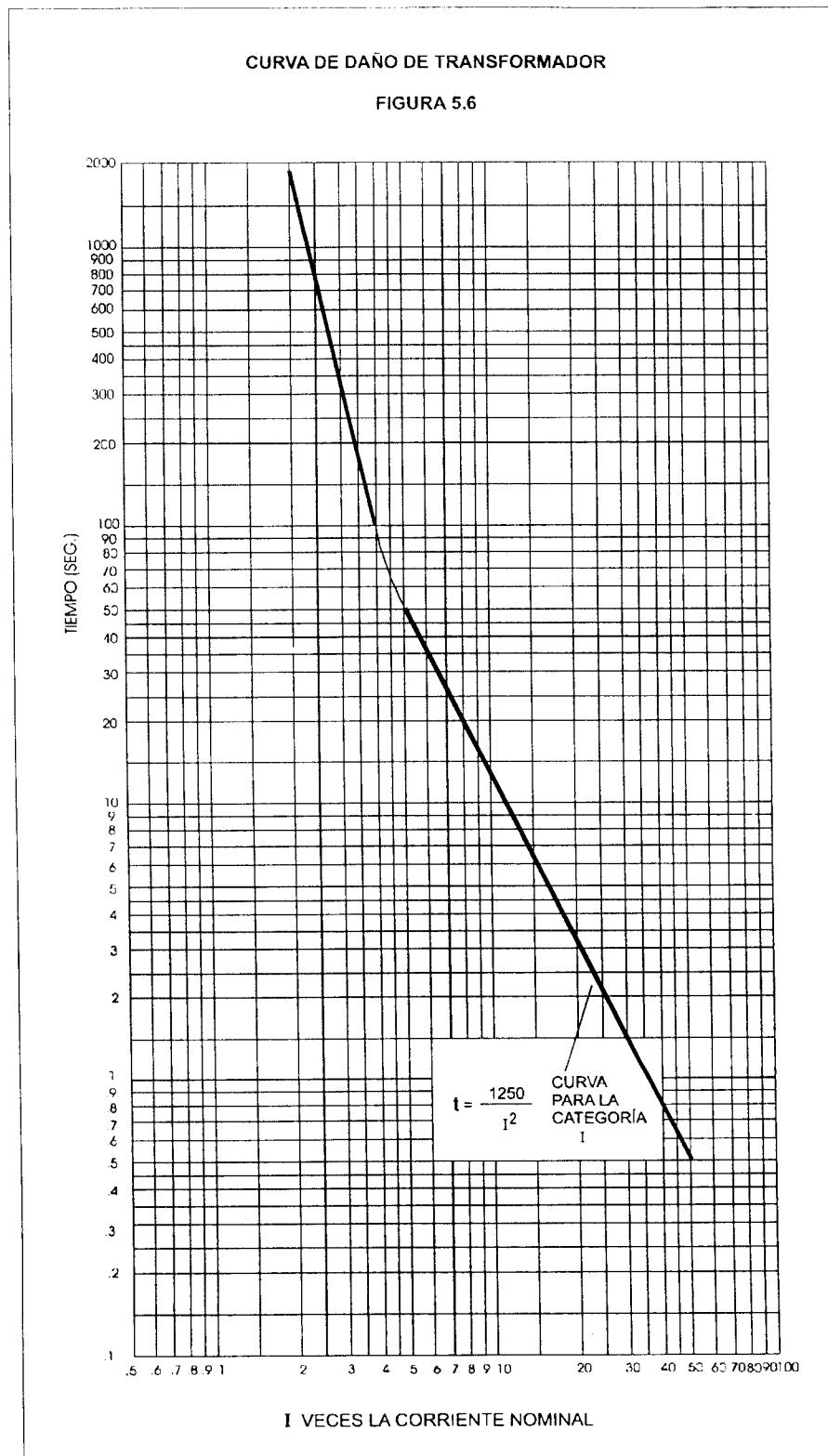
El valor máximo de corriente de falla que puede soportar un transformador, se calcula como 1 Z_{pu} veces la corriente nominal, siendo Z_{pu} el valor de su impedancia expresado en por unidad. Por ejemplo: para un transformador con Z = 4%, la máxima corriente de falla que puede circular a través del mismo es 1/0.04 = 25 veces la corriente nominal. Estos valores, en general, se dan en la tabla siguiente:

TABLA 5.9

**CAPACIDADES DE SOBRECORRIENTE EN TRANSFORMADORES
SEGÚN NORMAS ANSI/IEEE**

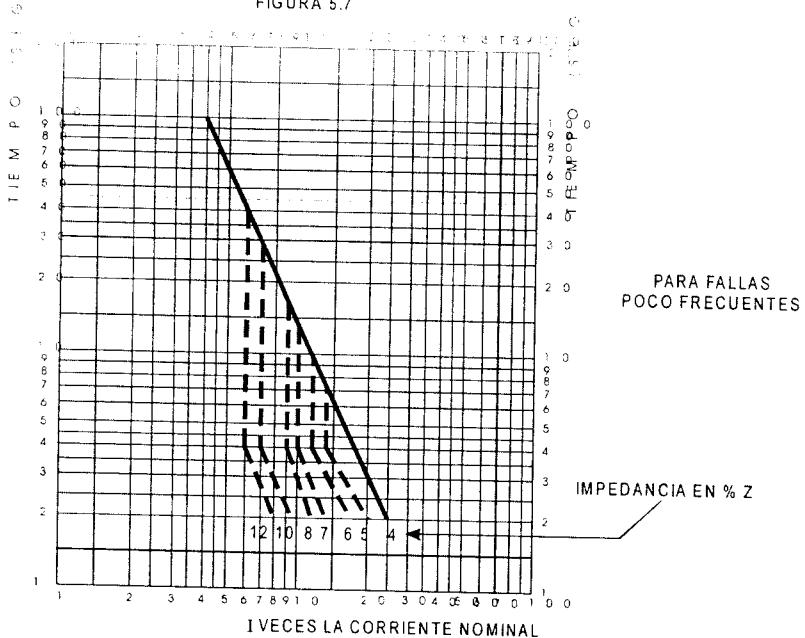
MÚLTIPLO DE LA CORRIENTE NOMINAL	IMPEDANCIA DEL CONDUCTOR Y BARRA (Z _{pu} EN SU SÍMBOLO)	TIEMPO MÍNIMO DE AGUANTE (SEGUNDOS)
25	4	2
20	3	2
16	6	2
14 ó menos	8 ó mayor	2

La curva de daño a transformadores, da una información más completa de las corrientes y el tiempo de aguante, ésta se muestra a continuación:



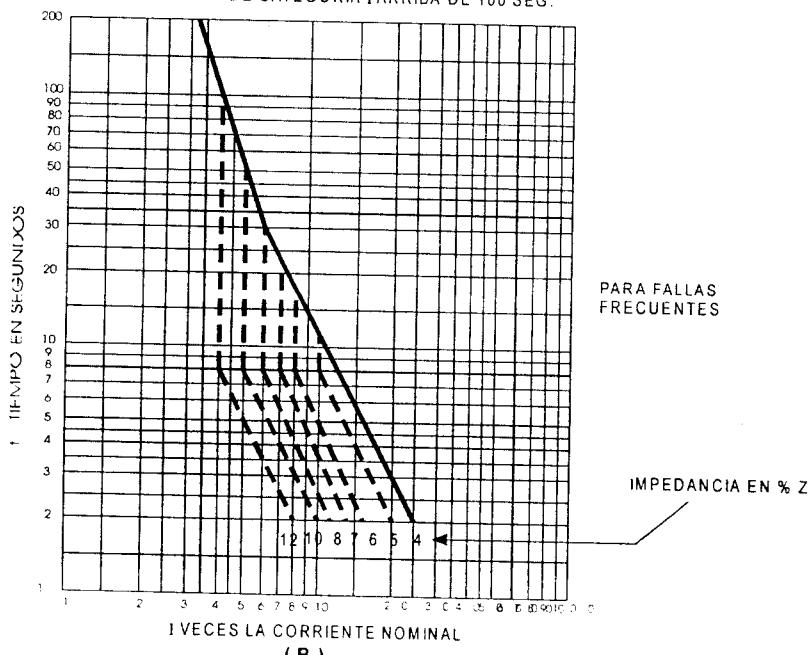
USAR LA CURVA DE CATEGORÍA I ARRIBA DE 50 segundos

FIGURA 5.7



(A)

USAR LA CURVA DE CATEGORÍA I ARRIBA DE 100 SEG.

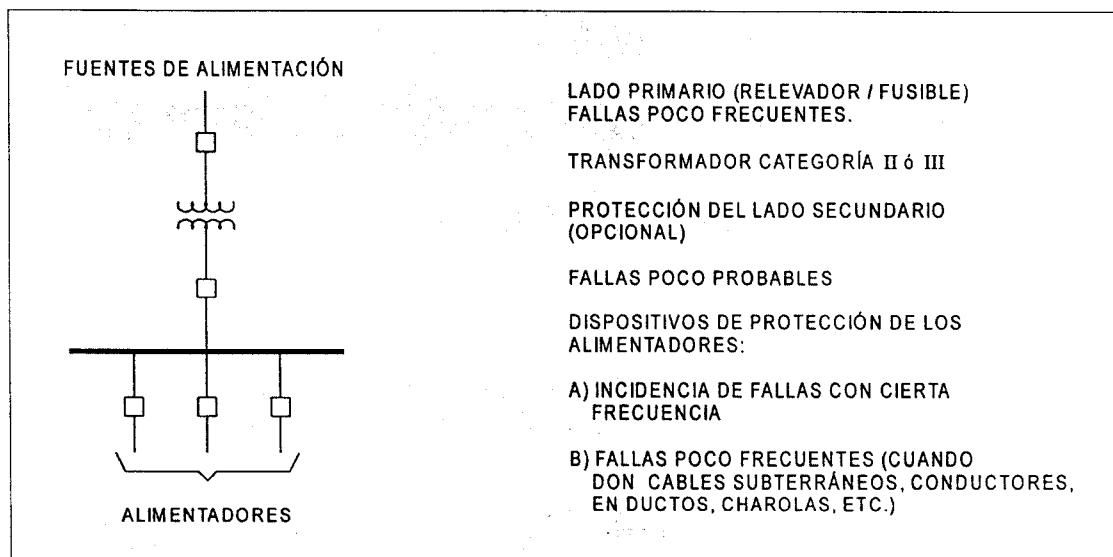


(B)

Las normas tienen 6 curvas: Una para las categorías I y IV y dos para cada categoría II y III. La curva básica mostrada por la línea sólida de la figura 5.6 para toda las categorías, es la misma que se aplica a todos los transformadores con 4% de impedancia; éstas muestran que los transformadores pueden soportar corrientes a través de los mismos, hasta de 25 veces su corriente nominal durante 2 segundos. Modificando las curvas, se muestran las líneas punteadas que se aplican a transformadores con impedancias diferentes del 4%, dependiendo de la frecuencia de fallas en la vida del transformador. Esta frecuencia de fallas que puede ocurrir durante la vida de un transformador, es una estimación estadística basada en las experiencias de operación y al criterio.

La aplicación para la protección de transformadores, debe apegarse a un procedimiento, para un transformador dado es el siguiente:

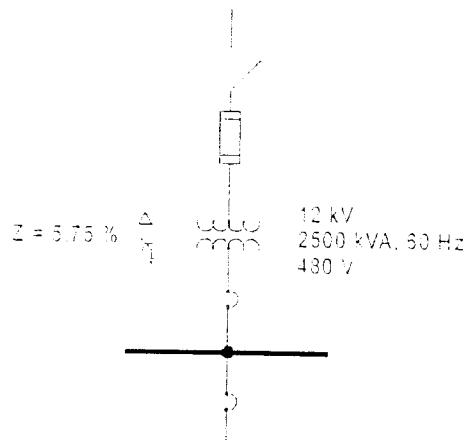
1. Determinar la categoría de la Tabla 5.5.
2. Si la categoría es II o III, determinar si la operación está sujeta a fallas frecuentes en los puntos indicados en la figura:



3. Seleccionar la curva apropiada.
4. Redibujar esta curva en papel log-log, expresando la corriente primaria y secundaria preferentemente en amperes. Aún cuando es preferible el uso de corrientes en el secundario, para la coordinación de otros dispositivos de protección.
5. Seleccionar los fusibles apropiados y/o los relevadores con sus taps y tiempos de ajuste y coordinar con los otros dispositivos de protección.

Los detalles de este procedimiento, se pueden ilustrar con el siguiente ejemplo tomando de los draft de las revisiones de la norma IEEE 37.91 (guía para la aplicación de relevadores a transformadores de potencia).

En una instalación industrial se alimenta a un transformador trifásico de 2500 kVA, 12 kV/480 volts con una impedancia de 5.75%. La protección del transformador consiste de fusibles de potencia en el lado primario e interruptor termomagnético con unidad de disparo por sobrecorriente en el lado secundario asociado a los alimentadores.

EJEMPLO 5.10

Se desea determinar las corrientes y tiempos resistentes por el transformador.

Se puede aplicar la curva de la figura 5.6.

La corriente nominal representa el valor de la corriente en por unidad referida al secundario.

$$\frac{2500}{\sqrt{3} \times 0.48} = 3007 \text{ A a } 480 \text{ V}$$

SOLUCIÓN

De la figura 5.6, para varios valores de tiempo, se pueden redibujar:

TIEMPO (seg) DE LA FIG. 5.6	VALOR DE I EN p.u. (FIG. 5.6)	VALOR EQUIVALENTE AMPERES A 480 V (Ip.u. x Ibase)
1,000	2.30	6916
300	3.00	9021
100	4.00	12028
50	5.00	15035
1.5	10.00	30070
4.13	17.39	52296

Para 50 seg. o menos:

$$t = \frac{1250}{I^2} \quad \text{tal como } \frac{1250}{5^2} = 50 \text{ seg.}$$

La corriente máxima posible con fuente en infinita es:

$$\frac{I}{Z_{pu}} = \frac{1}{0.0575} = 17.39 \text{ p.u.}$$

De donde:

$$t = \frac{1250}{(17.39)^2} = 4.13 \text{ seg.}$$

Para los propósitos de la coordinación de las protecciones, es conveniente determinar las características de los dispositivos de protección y seleccionar para algún fabricante sus valores comerciales y curvas tiempo-corriente, a fin de que se dibujen en el mismo papel log-log, donde se representa la **curva de daño** del transformador.

La corriente nominal en el lado primario del transformador (que corresponde a la corriente base):

$$I_p = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 12} = 120.3 \text{ A}$$

Para seleccionar el fusible en el lado primario, se debe prevenir su operación por corrientes de magnetización (Inrush-Current), o bien, por transitorios de corta duración por variación de carga, para esto, se aplica una regla simple mediante la cual los fusibles se seleccionan para una corriente del 150% del valor nominal, por lo tanto:

$$1.5 \times 120.3 = 180.4 \text{ A}$$

El valor comercial de fusible más próximo es 200 A, seleccionado este fusible se dibuja su curva característica.

Como la corriente de falla de fase a fase en el primario (en conexión delta) es el 57.7% de la del secundario, para la falla de fase a fase, las curvas del fusible se desplazan a la derecha multiplicando todos los valores por 1.73, es decir, •3 adicionalmente a la relación de transformación de los devanados.

El secundario del transformador y los alimentadores tienen interruptores de bajo voltaje, con unidades de sobrecorriente de acción directa, que tienen elementos de largo y corto tiempo. Estas características están representadas por una banda entre el tiempo total de apertura y los tiempos de restablecimiento.

La corriente secundaria del transformador en este ejemplo es:

$$I_s = \frac{2500 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 480} = 3007 \text{ A}$$

La unidad de disparo de tiempo largo se ajusta para 1.2 veces la I nominal en el secundario:

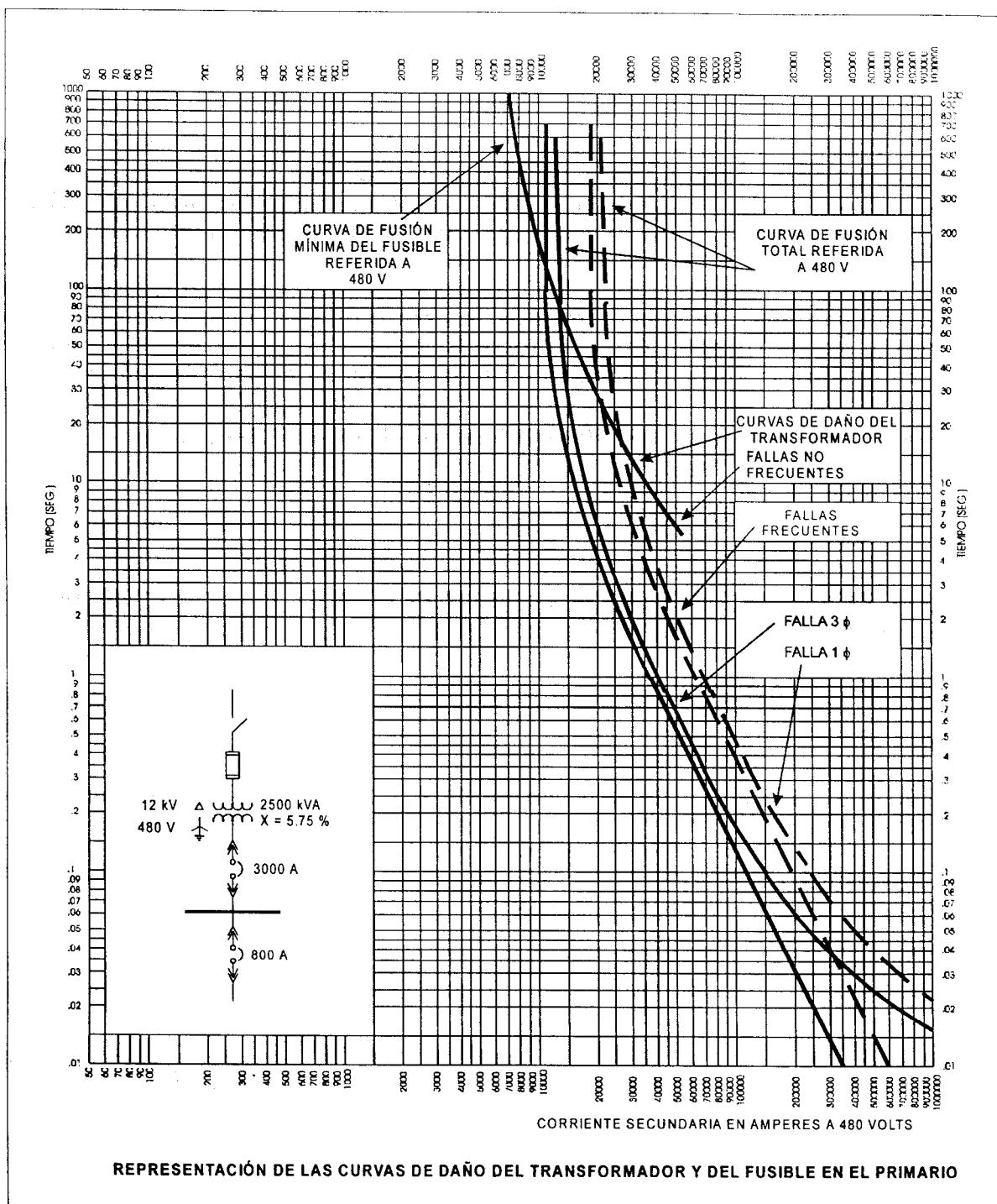
$$1.2 \times 3007 = 3608 \text{ A}$$

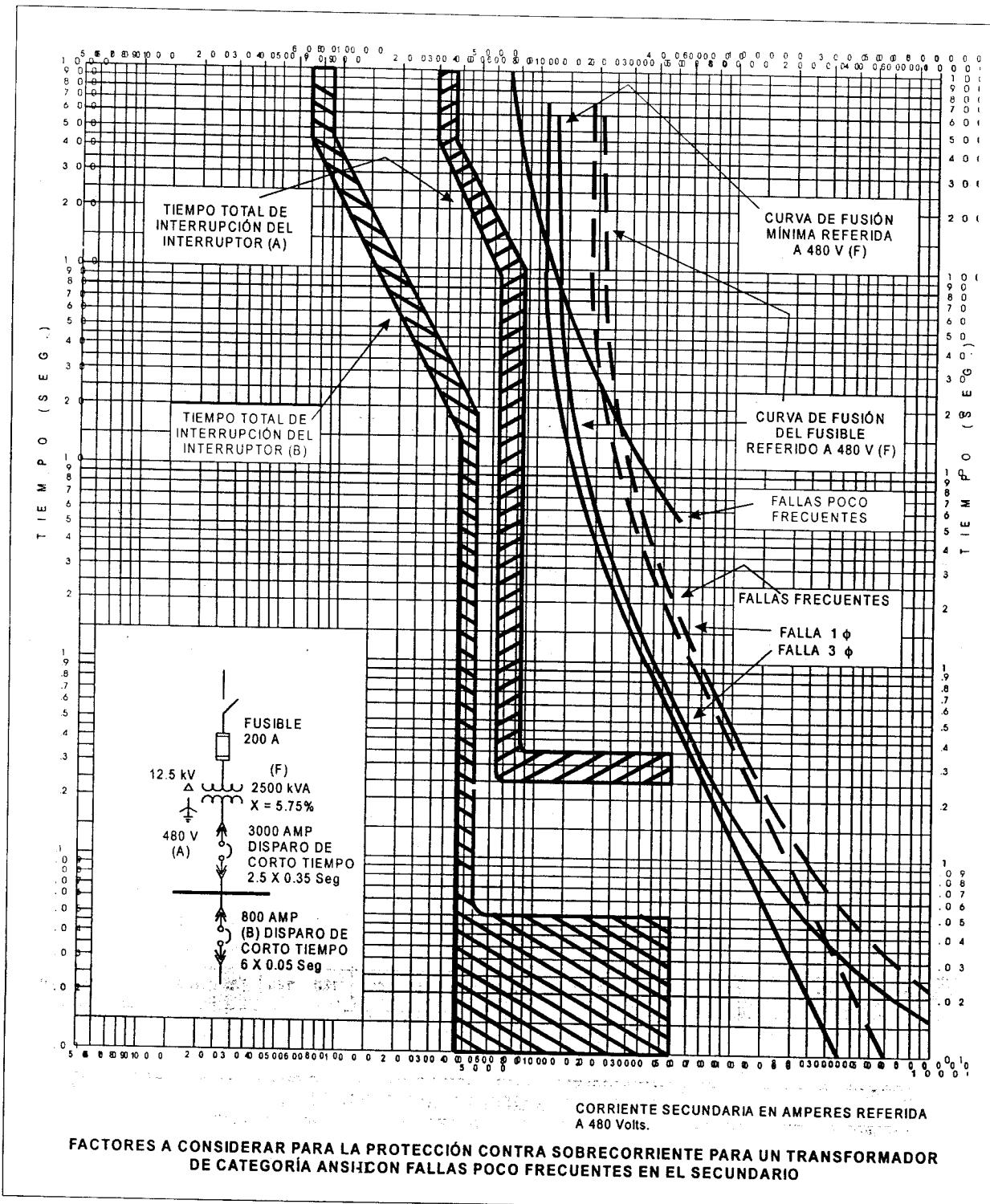
El tiempo largo es 450 seg.

El ajuste para tiempo corto se toma como 2.5 veces la corriente nominal del secundario, o sea:

$$2.5 \times 3007 = 7518 \text{ A}$$

Se usa un retardo de 0.35 seg. para poder proporcionar margen de coordinación con los alimentadores.





TENSIÓN MÁXIMA	3.6		7.2					12			17.5					24		36		
TENSIÓN NOMINAL	2.3	3.6	3.8	4.16	6.6	7.2	10	11.5	12	13.2	13.8	15	17.5	23	24	33	34. 5	36		
POTENCIA DEL TRANSFOR. (KVA)	CORRIENTE DEL FUSIBLE (A)																			
10	6	3	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	0.5	0.5	0.5	0.5		
15	8	4	4	4	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	0.5	0.5	0.5		
25	16	8	8	6	4	4	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1		
30	16	8	8	8	6	4	3	3	3	3	2	2	2	2	2	1	1	1		
45	20	16	16	16	8	6	6	4	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2		
50	25	16	16	16	8	8	6	6	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2		
75	32	20	20	20	16	10	8	8	6	6	6	6	6	4	3	3	3	2		
100	50	32	32	25	16	16	10	10	8	8	8	8	6	6	4	3	3	3		
112.5	50	32	32	32	20	16	16	10	10	10	8	8	8	6	6	4	4	3		
125	63	40	32	32	20	20	16	16	10	10	10	8	8	6	6	4	4	4		
150	63	40	40	40	25	20	16	16	16	16	16	10	8	8	6	6	6	4		
160	80	50	50	40	25	25	16	16	16	16	16	10	10	8	8	6	6	6		
200	100	63	63	50	32	32	20	20	16	16	16	16	10	10	8	6	6	6		
225	100	63	63	63	40	32	25	20	20	20	16	16	16	10	10	8	8	6		
300	125	80	80	80	50	40	32	25	25	25	25	20	16	16	16	10	10	8		
315	160	100	80	80	50	50	32	32	32	25	25	25	20	16	16	10	10	8		
400	200	125	125	100	63	63	40	40	32	32	32	32	20	20	16	16	16	16		
500	250	160	160	125	80	80	50	50	40	40	40	32	25	25	20	16	16	16		
630	315	200	160	160	100	100	63	63	63	50	50	50	32	32	32	20	20	20		
750	315	200	200	200	125	100	80	63	63	63	50	40	32	32	25	25	25	20		
800	400	250	250	200	125	125	80	80	80	63	63	63	50	40	32	25	25	25		
1000	500	315	315	250	160	160	100	100	80	80	80	80	63	50	40	32	32	32		
1250		400	400	315	200	200	125	125	100	100	100	80	80	63	50	40	40	40		
1500		400	400	400	250	200	160	160	125	125	125	100	100	63	63	50	50	40		
1600		500	500	400	250	250	160	160	160	125	125	125	100	80	80	50	50	50		
2000				500	315	315	200	200	160	160	160	160	125	100	80	63	63	63		
2500					400	400	250	250	200	200	200	200	160	160	125	100	80	80		
3000					500	400	315	315	250	250	250	200	200	160	125	100	100	80		

DATOS PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

Un transformador de 5000 KVA, en conexión delta/estrella aterrizada, tiene una impedancia del 7% y se encuentra en una subestación eléctrica tipo distribución. Está protegido en el lado de alta tensión por un fusible de potencia tipo 65 E y el lado de baja tensión está conectado al bus de una subestación de distribución a través de un interruptor de potencia que tiene montados en sus boquillas transformadores de corriente con una relación de transformación RTC = 400:5.

EJEMPLO 5.11

El relevador de sobrecorriente es del tipo 1AC77 de General Electric, con un ajuste en el tap de arranque de 5 y un ajuste en la palanca de tiempo de $\frac{1}{2}$, el diagrama unifilar del sistema se muestra en la siguiente figura, en donde se indica también la curva de daño del transformador y las características del fusible de alta tensión y el relevador de sobrecorriente en caja tensión, todos referidos a la misma escala.

Para dibujar la curva de daño del transformador en términos de amperes, se calcula la corriente nominal del transformador:

$$\text{Ilínea} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 69} = 41.8 \text{ A}$$

La curva de daño del transformador se puede dibujar ahora para las fallas trifásica y de fase a tierra en el secundario, se observa que la falla de fase a tierra resulta el peor caso, ya que da un desplazamiento de la curva de daño del transformador hacia la izquierda por un factor de 0.5774; adicionalmente, se indica la corriente de inserción (inrush) del transformador.

La característica del fusible 65 E se puede dibujar directamente sobre la gráfica sin modificaciones.

La característica del fusible de alta tensión debe quedar entre la curva ajustada de daño del transformador para la falla de fase a tierra y el punto de la corriente de inrush.

Para dibujar la característica de bajo voltaje del relevador, es necesario convertir las características del relevador para múltiples valores de arranque a los valores reales del secundario en amperes, estos valores secundarios se deben referir entonces al lado de alta tensión para las fallas

trifásica y de fase a fase secundarias.

Debido a que el arranque del relevador se ajusta en el tap de 5 A y la relación del TC es 400/5, un múltiplo de 1.0 veces del arranque del relevador corresponde a 400 A en el secundario, un múltiplo de 3.0 veces el arranque del relevador corresponde a 1200 A secundarios y así sucesivamente.

Estos valores de amperes en el secundario se refieren al lado primario multiplicando por la relación de transformación del transformador, los resultados de varios valores de corriente se dan en la tabla siguiente:

MÚLTIPLO DEL ARRANQUE (PICK UP)	AMPERES SECUNDARIOS	AMPERES PRIMARIOS	RETRASO DE TIEMPO (SEG.)
1.0	400	72.3	Infinito
2.0	800	144.6	1.6
10.0	4000	723	0.05
20.0	8000	1446	0.28
30.0	12000	2169	0.024
40.0	16000	2891	0.022

Los amperes primarios tabulados en la tabla anterior representan la característica del relevador para una falla trifásica en el secundario.

Recordando que la peor condición se considera para una falla de fase a fase en el banco de transformación delta/estrella, los valores antes tabulados se deben multiplicar por un factor de $2/\sqrt{3}$ para representar esta peor condición.

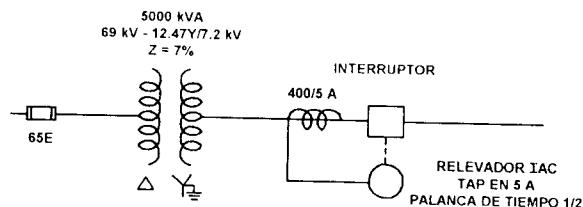
SOLUCIÓN

Las características de la curva de dano del transformador, del fusible de potencia 65 E uvas de disparo en bajo voltaje, deben estar debajo de la curva de dano del transformador para una falla de fase a tierra, para corrientes de falla mayores de 150 A referidas al primario; adicionalmente, las características del fusible 65 E están encima del punto de inrush por lo que el fusible de potencia 65 E no se debe fundir por corrientes de inserción (inrush) durante la energización del transformador.

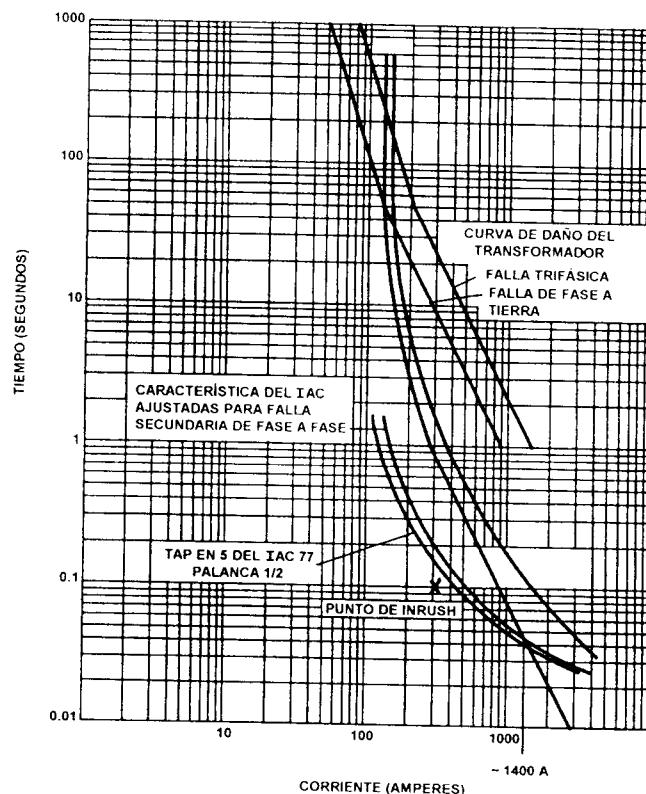
La característica del relevador de sobrecorriente en el lado de bajo voltaje referida al lado de alto voltaje queda debajo de

la izquierda de la característica del fusible de potencia 65 E para corrientes de falla trifásica hasta 1400 A y de 1200 A, para corrientes de falla de fase a fase referidas al primario.

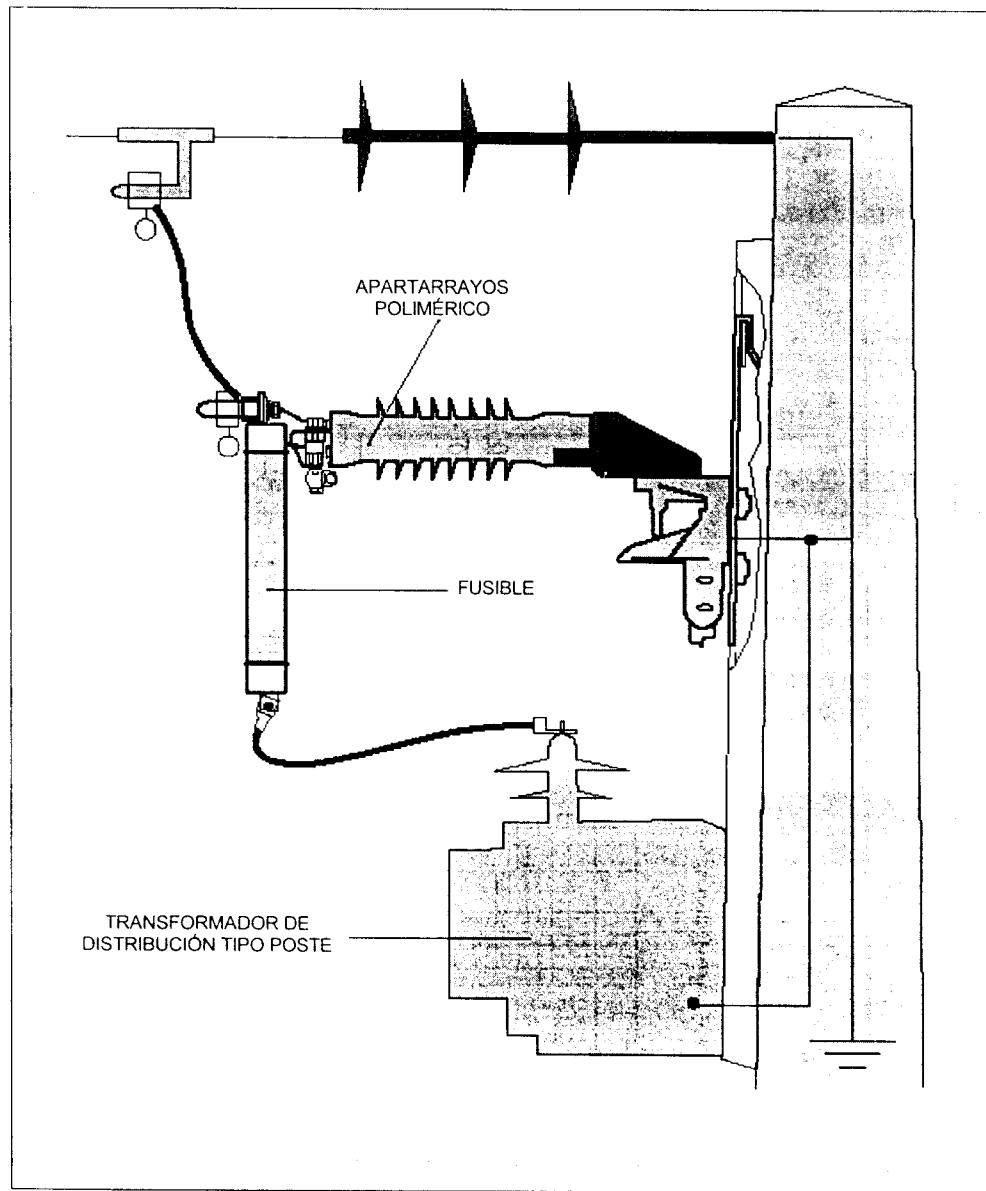
La máxima corriente de falla esperada se determina despreciando la impedancia del sistema y usando sólo la impedancia del transformador en los cálculos.



(A) DIAGRAMA UNIFILAR



(B) CURVA TIEMPO - CORRIENTE

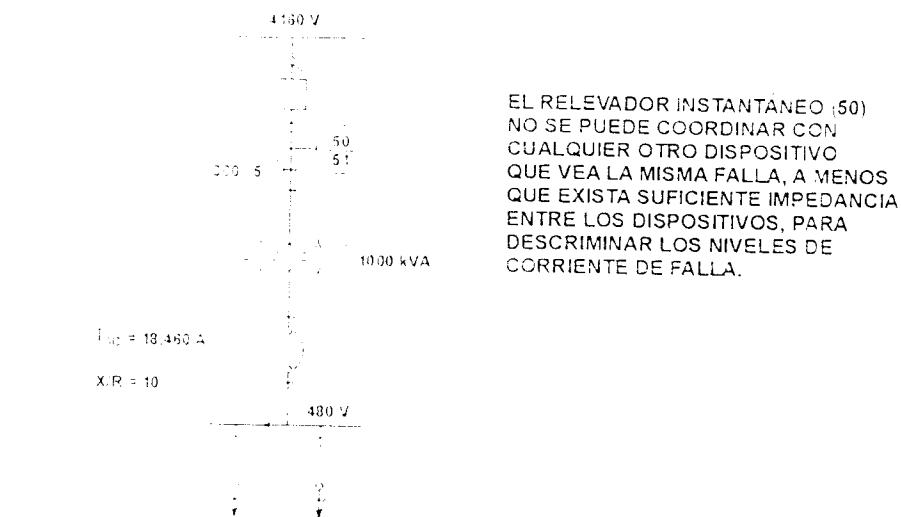


RELEVADORES INSTANTÁNEOS. La protección contra cortocircuito, se puede proporcionar por medio de **relevadores instantáneos**, como una regla general, si dispara instantáneo del relevador de una **protección primaria** a un transformador, se debe ajustar ligeramente arriba del valor de la falla asimétrica sólida sobre el lado secundario del transformador.

Este ajuste permite la liberación instantánea de las fallas primarias y retarda el disparo de las fallas secundarias que son más rápidas, abren primero sobre fallas próximas a la subestación, mismas que también son vistas por el relevador primario.

Para el circuito mostrado en la figura, se requiere ajustar la protección contra cortocircuito en el transformador, para lo cual es necesario calcular el punto de ajuste del relevador de tiempo inverso.

EJEMPLO 5.12



SOLUCIÓN

De acuerdo con el instructivo para el relevador, el punto de ajuste instantáneo para el relevador de tiempo inverso se calcula de acuerdo con la expresión:

$$\text{Ajuste del disparo instantáneo} = \frac{(110\%)(I_{30\text{máx}})(\text{Factor de asimetría})}{(\text{RTP})(\text{RTC})}$$

Donde:

RTP = Relación de transformación de voltaje.

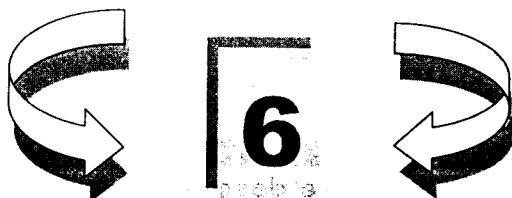
RTC = Relación de transformación del TC.

Por lo tanto:

$$\text{Ajuste del disparo intantáneo} = \frac{(1.1)(18,460)(1.45)}{\left(\frac{4.16}{0.48}\right)\left(\frac{300}{5}\right)} = 56.6$$

En la expresión anterior, el 110% corresponde a una tolerancia aplicable a los relevadores electromecánicos, cuando se trata de relevadores tipo microprocesador, este valor no se aplica.

PROTECCIÓN DE MOTORES Y GENERADORES ELÉCTRICOS



6.1 INTRODUCCIÓN

La protección de los motores eléctricos varía en forma considerable y se puede decir que es menos estandarizada que la protección de otros aparatos o componentes de un sistema eléctrico. Esto es como resultado de la gran variedad de tamaños, tipos y aplicaciones de los motores eléctricos.

La protección se basa principalmente en la importancia del motor, la cual se encuentra también estrechamente ligada al tamaño del mismo. La protección de motores pequeños se trató en el Capítulo 3, y en esta parte, se centrará el tema en la **protección para motores que son desconectados por interruptor, contactor o arrancadores**, y cuando la protección está separada de estos dispositivos y del motor mismo; esencialmente se cubren motores de 400, 480, 600 V y mayores.

6.2

LOS RIESGOS DURANTE LA OPERACIÓN DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

Durante la operación de los equipos y aparatos eléctricos, se pueden presentar algunos riesgos de operación que están presentes en forma potencial, los normalmente considerados son:

1. Fallas por cortocircuito entre fases y/o a tierra.
2. Daño térmico por:
 - a) Sobre carga (continua o intermitente).

b) Rotor bloqueado (falla en el arranque o frenado).

3. Condiciones anormales de operación como:

a) Operación desbalanceada.

b) Bajo voltaje y alto voltaje.

c) Inversión de fases.

d) Reenergización cuando se desconecta y aún opera.

e) Condiciones ambientales desfavorables (temperatura, goteo, amortiguamiento).

f) Secuencia de arranque incompleta.

En ocasiones, estas fallas se reclasifican como:

A) Propias del motor.

- 1.** Fallas de aislamiento.
- 2.** Fallas en chumaceras.
- 3.** Fallas mecánicas.

B) Debidas a la carga.

- 1.** Sobrecarga (o baja carga).
- 2.** Frenado.
- 3.** Alta inercia.

C) Debidas al ambiente.

- 1.** Problemas de ventilación.
- 2.** Ambientes contaminados, húmedos o con altas temperaturas.

D) Debidas a la operación.

- 1.** Sincronización, cierre o recierre fuera de fase.
- 2.** Ciclo de trabajo severo.
- 3.** Arranque y frenado.

E) Debidas a la fuente de alimentación.

1. Cortocircuito, fases abiertas.
2. Sobrevoltaje o bajo voltaje.
3. Inversión de fases.

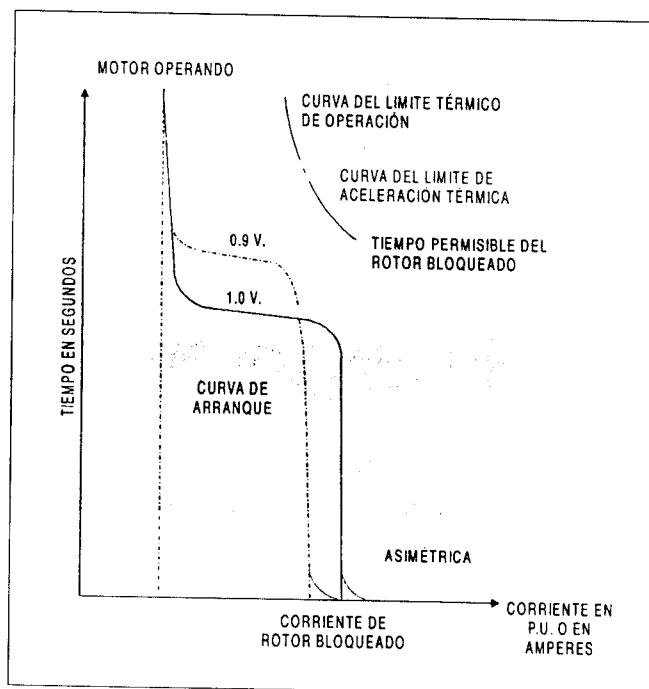
6.3

CARACTERÍSTICAS DE LOS MOTORES A CONSIDERAR EN LA PROTECCIÓN

Cuando se estudia la protección de motores eléctricos, especialmente los de potencias grandes, es necesario considerar con cierto detalle algunas de sus características de operación, como son:

- Las curvas de corriente de arranque.
- Las curvas de capacidad térmica, que deben incluir el límite térmico a rotor bloqueado.
- La constante K de relaciones entre resistencias del rotor (R_{r2}/R_{r1})

Todas las características anteriores, se obtienen normalmente de los fabricantes de motores eléctricos y son básicas para la selección y aplicación de las protecciones. La forma típica de estas curvas se muestra en la figura siguiente:

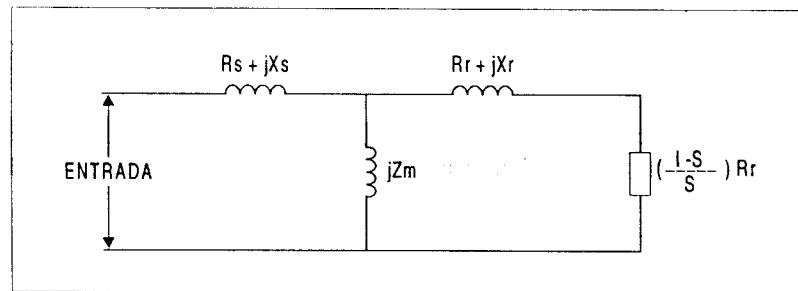


De la figura anterior, la curva de máxima corriente de arranque está expresada al voltaje nominal de la máquina. Las corrientes expresadas para voltajes menores se indican a la izquierda, con la "rodilla" de la curva a un tiempo mayor.

Los límites térmicos son tres curvas distintas, las cuales en muchos casos se dibujan juntas a una curva general. Estos límites térmicos son zonas relativamente indeterminadas, que se desea tener representadas por una curva específica.

1. La porción de corriente más alta, indica el número permisible de veces la corriente de rotor bloqueado. Este es el tiempo en que el rotor puede permanecer en reposo después que el motor ha sido energizado, antes de que ocurra el daño térmico en las barras del rotor y los anillos conectores extremos, o bien, en el estator. En los motores muy grandes, este límite térmico del rotor puede ser menor que el tiempo de arranque, de manera que estos motores deben arrancar instantáneamente para prevenir daño térmico.
2. La curva de límite térmico de aceleración de la corriente de rotor bloqueado a la corriente de par de arranque del motor, es alrededor de 75% de la velocidad.
3. La curva de límite térmico de operación que representa la capacidad de sobrecarga del motor durante la operación en emergencia.

EL CIRCUITO EQUIVALENTE DEL MOTOR DE INDUCCIÓN. Para la protección de motores eléctricos, en especial los de gran potencia, resulta de ayuda el llamado circuito equivalente de un motor de inducción. El diagrama equivalente de un motor se puede reducir como el que se muestra en la siguiente figura. Los valores típicos que se indican están en por unidad, referidos a los KVA a los kV del motor en cuestión.



De la figura anterior:

R_s = Resistencia del estator.

JX_s = Reactancia (de dispersión) del estator a la frecuencia del sistema.

R_r = Resistencia del rotor.

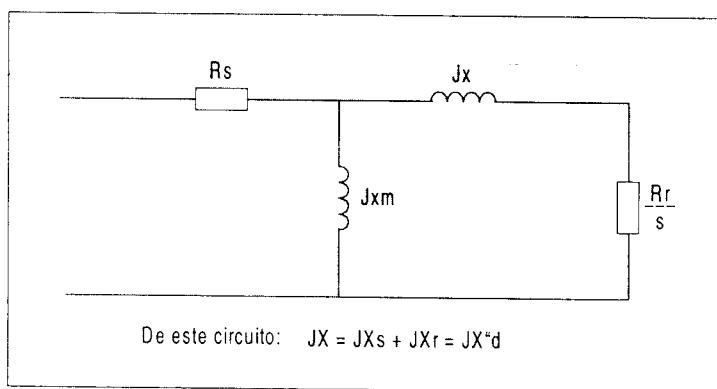
JX_r = Reactancia (de dispersión) del rotor, a la frecuencia del sistema.

jZ_m = Impedancia de excitación en derivación.

S = Deslizamiento del motor.

$$S = \frac{\text{RPM de vacío} - \text{RPM con carga}}{\text{RPM de vacío}}$$

El circuito equivalente en donde se muestran los valores típicos, se muestra a continuación:



Los valores típicos en por unidad referidos a la base del motor en KVA o en kV que se pueden representar en el circuito anterior son:

$$R_s = R_r = 0.01 \text{ p.u.}$$

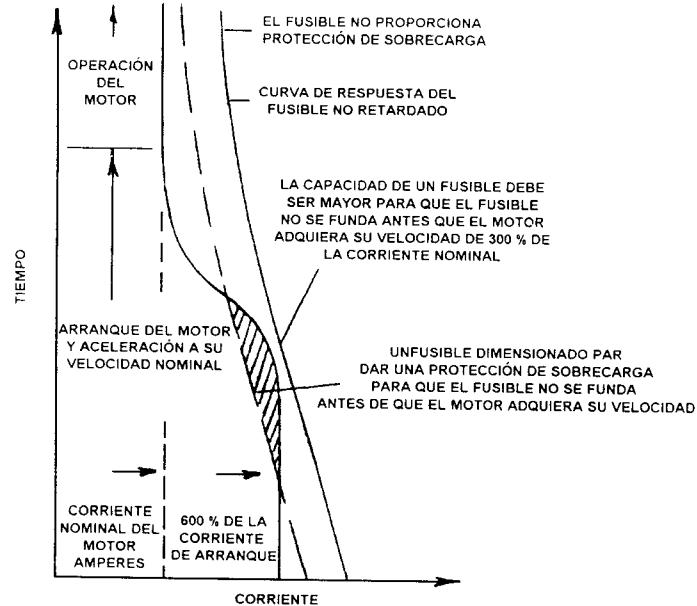
$$JX_m = J3.0 \text{ p.u.}$$

$$JX = JX''d = 0.15 \text{ p.u.}$$

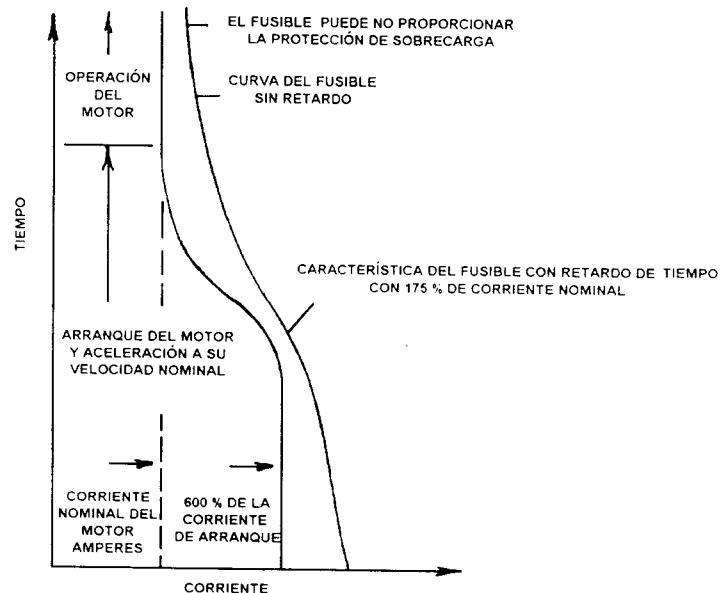
De aquí, el valor típico de orden de magnitud de corriente de arranque o a rotor bloqueado es:

$$I_{rb} = \frac{1}{JX''d} = \frac{1}{0.15} = 6.67 \text{ p.u.}$$

Este es el valor simétrico, la corriente asimétrica es mayor como se muestra en la figura anterior.



ARRANQUE DE UN MOTOR USANDO FUSIBLES SIN RETARDO



ARRANQUE DEL MOTOR USANDO FUSIBLES CON RETARDO DE TIEMPO

RELACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL FUSIBLE A LA CORRIENTE DE ARRANQUE

6.4

PROTECCIÓN GENERAL DE MOTORES ELÉCTRICOS

La protección para motores existe en distintas formas ya que hay una gran variedad de diseños, y se puede hacer en forma individual o en distintas combinaciones. Cada una tiene sus propias particularidades, por lo que resulta difícil hacerla en forma general.

Los fundamentos básicos de la protección de motores eléctricos, establecen que se debe permitir operar por encima, pero sin exceder demasiado sus límites térmicos y mecánico, para sobrecargas y condiciones de operación anormales, proporcionando la máxima sensibilidad para fallas.

En el caso de motores arriba de 600V, se establece que cada motor se debe proteger contra sobrecargas peligrosas y fallas en el arranque, por medio de un dispositivo térmico que sea sensible a la corriente. Si la sobrecorriente es por falla, se deben usar fusibles o interruptores con la capacidad adecuada.

Para motores de hasta 600V, cada motor se debe proteger contra sobrecargas peligrosas y fallas en el arranque, por medio de un dispositivo protector contra sobrecarga y sobrecorriente, como se indicó en el Capítulo 3. Para motores de 600 V ó mayores, se pueden adoptar las siguientes protecciones.

PROTECCIÓN CONTRA FALLA DE FASE. Para este tipo de falla, se pueden usar relevadores de sobrecorriente del tipo instantáneo no direccionales. Por lo general, estas fallas proporcionan una corriente mayor que la de arranque a rotor bloqueado.

El motor representa un elemento terminal del sistema eléctrico, de manera que se puede usar un relevador de tipo instantáneo, lo cual no representa un problema de coordinación. La contribución del motor al cortocircuito, es relativamente pequeña ($1/X''d$) y decae rápidamente en unos cuantos ciclos, de manera que se pueden aplicar relevadores no direccionales.

Los TC's que alimentan a estos relevadores se deben seleccionar, de manera que la máxima corriente del motor proporcione entre 4A y 5A en el secundario.

Los relevadores instantáneos de fase, se deben ajustar arriba de la corriente simétrica de rotor bloqueado y debajo de la mínima corriente de falla. Esto se puede igualar donde la corriente de rotor bloqueado (I_{rb}) simétrica es:

$$I_{rb} = \frac{1}{X_{ls} + X''_d}$$

Donde:

X_{ls} = La reactancia total o equivalente del sistema de potencia, o bien, de la fuente al motor.

Cuando la fuente de alimentación al motor es muy grande o casi infinita, entonces la corriente de falla trifásica en el motor se puede calcular como:

$$I_{3\phi} = \frac{1}{X_{ls}}$$

Para una falla de fase a fase, suponiendo que las reactancias de secuencia positiva y negativa son iguales ($X_{ls} = X_{2s}$)

$$I_{\phi\phi} = 0.866 \quad I_{3\phi} = \frac{0.866}{X_{ls}}$$

Si P_R es la relación del ajuste (disparo) del relevador a la corriente de rotor bloqueado.

$$P_R = \frac{I_{p.u.}}{I_{rb}}$$

$I_{p.u.}$ = corriente de disparo del relevador.

I_{rb} = corriente de rotor bloqueado.

Los valores típicos de P_R deben estar en el rango de 1.6 a 2.0 ó algunas veces mayores.

Si P_F es la relación de la corriente mínima de falla a la corriente de ajuste (disparo) del relevador.

$$\rho_F = \frac{I_{\phi\phi} \text{ mínima}}{I_{p.u.}}$$

En forma deseable ρ_F debe estar entre 2 y 3, o a veces mayor.

De las ecuaciones anteriores:

$$I_{\phi\phi} = \rho_F \quad I_{p.u.} = \rho_F \rho_R I_{rb}$$

También:

$$\frac{I_{\phi\phi}}{I_{rb}} = \rho_F \rho_R$$

O bien:

$$\frac{I_{3\phi}}{I_{rb}} = 1.155 \rho_F \rho_R$$

Que se puede decir que la falla trifásica en el motor, debe ser 1.155 $\rho_F \rho_R$ o mayor para una buena protección de sobrecorriente instantánea.

Si los valores mínimos recomendados de $\rho_R = 1.6$ y $\rho_F = 2.0$ se usan, la falla trifásica debería ser 3.7 veces la corriente de rotor bloqueado, si $\rho_R = 2$, $\rho_F = 3$, la falla trifásica sería al menos 6.9 veces la corriente de rotor bloqueado.

Sobrecorriente instantánea de fase. El propósito de esta protección, es detectar condiciones de falla de fase con retraso (retardo) no intencional.

De la interrupción rápida de esta falla, se tienen los siguientes resultados:

- a) Limita los daños en el punto de la falla.
- b) Limita la duración de la variación de voltaje que acompaña a la falla.
- c) Limita la posibilidad de que la falla extienda la presencia de fuego o daño por explosión.

Esta protección se logra con la aplicación de relevadores de sobrecorriente instantáneos de fase, alimentados por transformadores de corriente.

Cuando se usa relevador de fase a neutro, entonces se usan sólo dos TC's de fase. El tercer relevador de fase se puede usar.

Estos relevadores se usan con el siguiente equipo:

1. Interruptores de medio voltaje, del tipo usado en arrancadores de motores.
2. Contactores tipo arrancador de medio voltaje que no usen fusibles de potencia.

De las ecuaciones:

$$I_{\phi\phi} = \frac{0.866}{X_{ls}} = 0.866 I_{30}; \quad \frac{I_{3\phi}}{I_{rb}} = 1.155 P_F P_R$$

Igualando estas dos ecuaciones:

$$\frac{0.866}{X_{ls}} = \frac{P_F P_R}{X_{ls} + X''d}$$

$$X_{ls} = \frac{0.866 X''d}{P_F P_R - 0.866}$$

De manera que con: $P_R = 1.6$ y $P_F = 2$

$$X_{ls} = \frac{0.866 X''d}{2 \times 1.6 - 0.866} = 0.371 X''d$$

Con el valor típico:

$$X''d = 0.15$$

$$X_{ls} = 0.056 \text{ p.u.}$$

También con $P_R = 2$, $P_F = 3$ y $X''d = 0.15$

$$X_{ls} = 0.025 \text{ p.u.}$$

Esto define el valor de la reactancia de la fuente que se debe indicar para la protección instantánea de sobrecorriente.

En algunas aplicaciones, la fuente X_1 para todos los propósitos prácticos, es la reactancia del transformador de alimentación que se conecta en su devanado primario a la compañía suministradora, la cual es una fuente infinita.

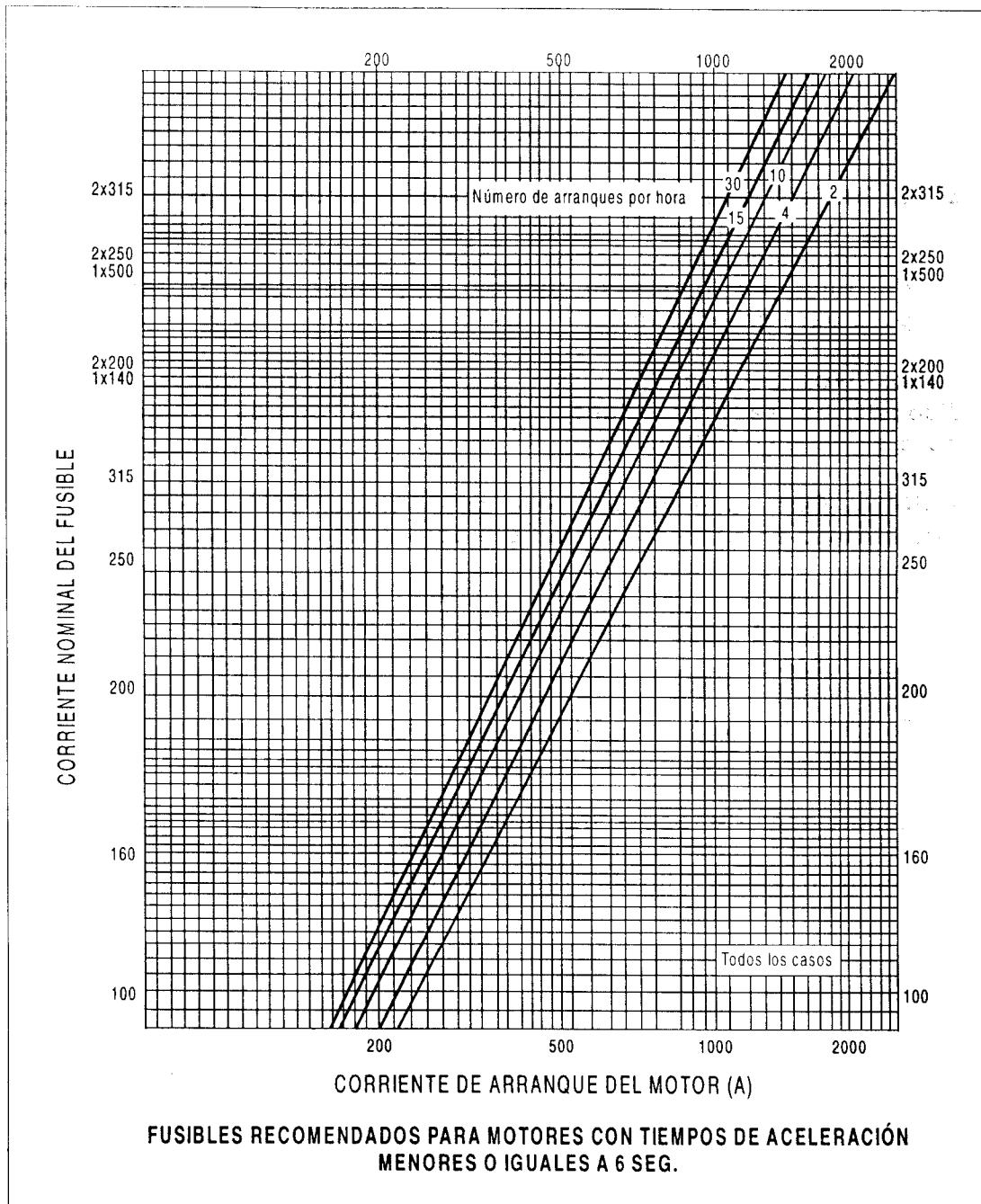
- a) Los relevadores de tipo instantáneo se pueden ajustar para abrir en forma instantánea, si los valores de corriente exceden las corrientes normales de arranque (de rotor bloqueado).
- b) La protección de sobrecorriente para el motor en operación, ya sea de tipo térmico o de disco tipo inducción, se alimenta por lo general de un transformador de corriente que se puede saturar con las corrientes de falla, por lo que se controla el posible daño al relevador usado para esta protección.

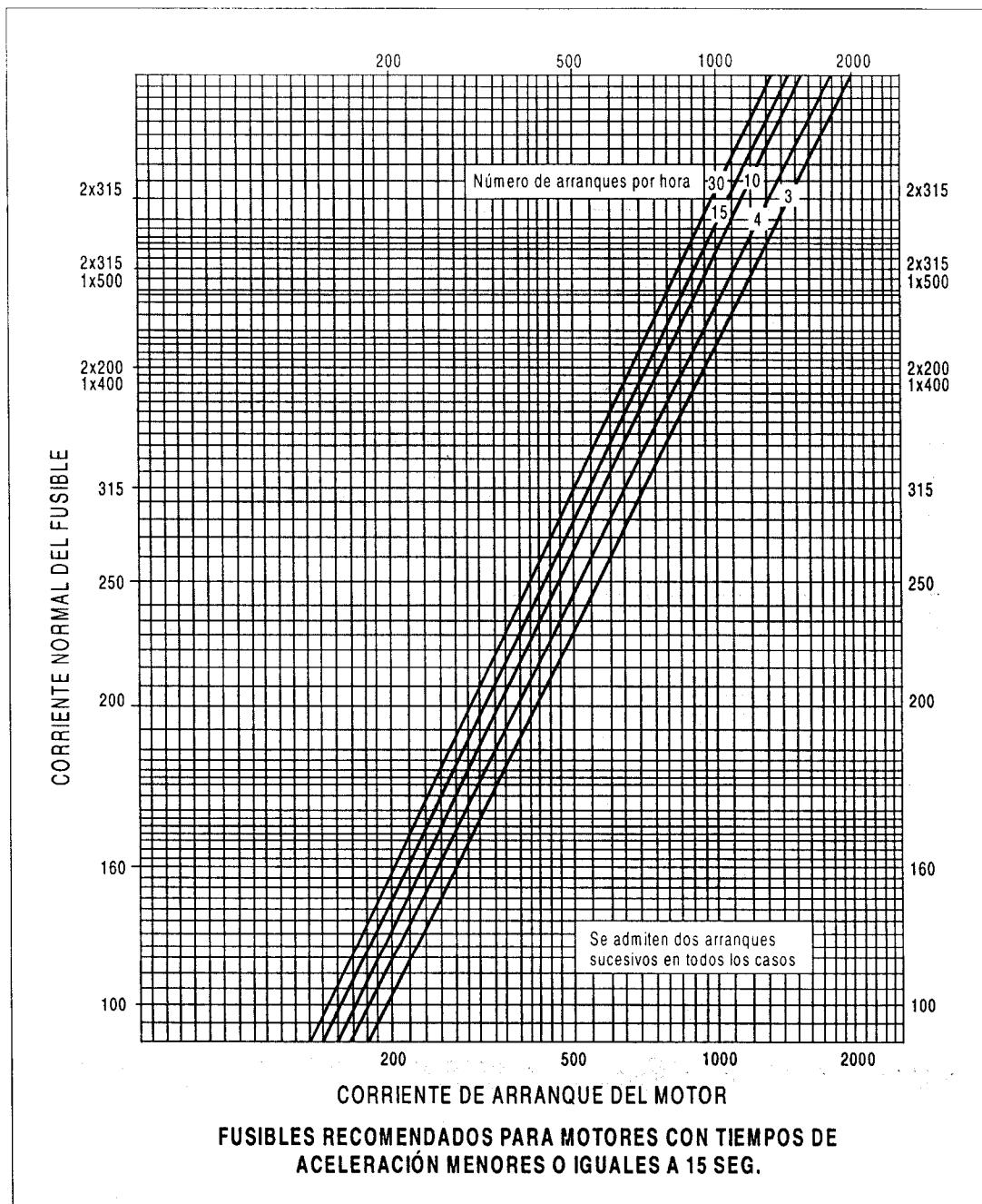
DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE DE ACCIÓN INSTANTÁNEA Y DIRECTA. Estos dispositivos se proporcionan con los arrancadores -interruptores para motores de bajo voltaje.

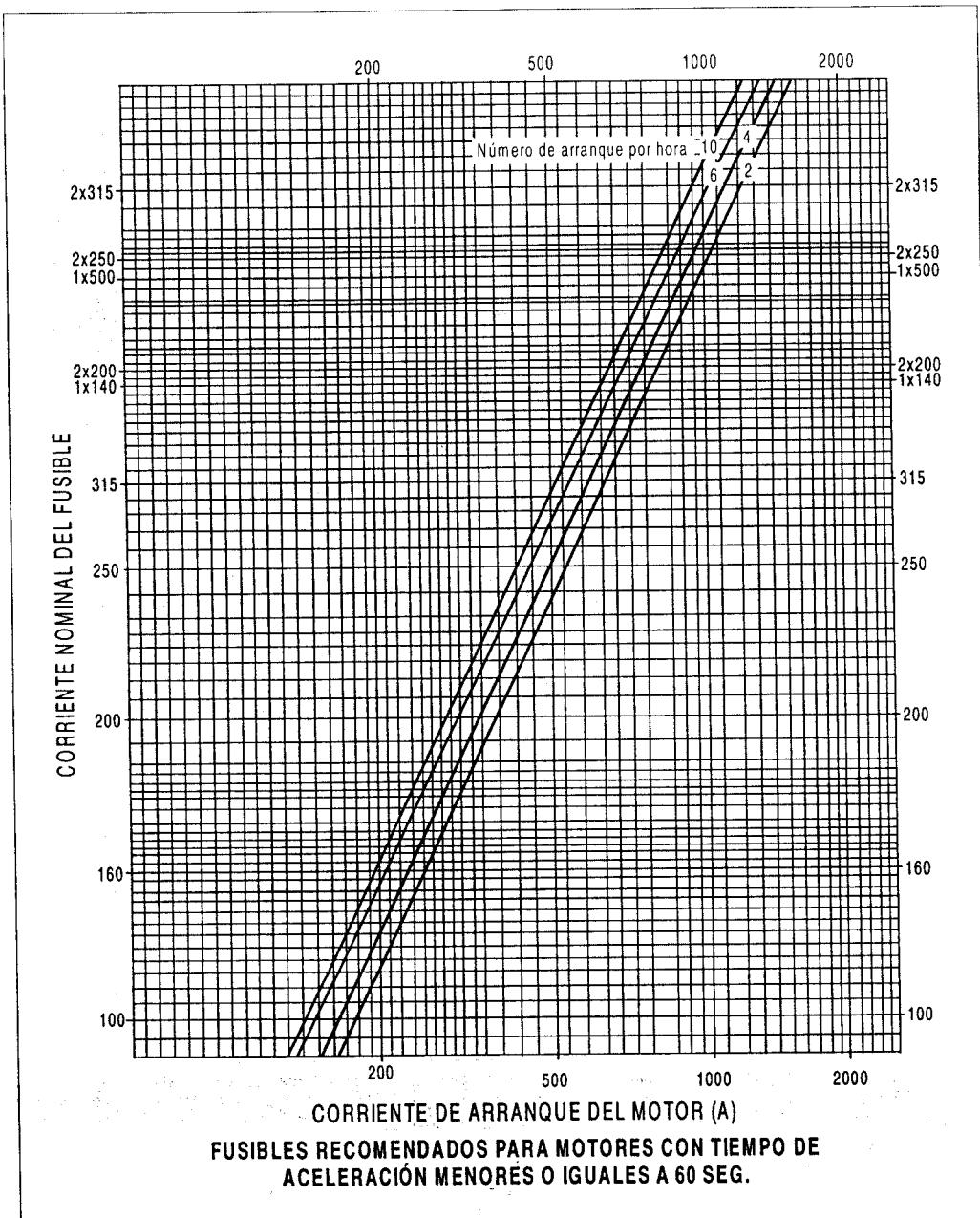
Fusibles. Estos son usados para proporcionar una protección rápida de cortocircuito en motores de medio y bajo voltaje que usan arrancador.

SOBRECORRIENTE DE FASE CON RETARDO DE TIEMPO. El propósito de esta protección es detectar:

- a) Fallas para acelerar a velocidad nominal en el intervalo de arranque normal.
- b) Condiciones de reposo del motor.
- c) Condiciones de falla de baja magnitud.







6.5

PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA

MOTORES DE TRABAJO CONTINUO MAYORES A 1 HP. En este caso se aplica un factor no mayor del 125% de la corriente a plena carga, para motores con factor de servicio no menor a 1.15 y elevaciones de temperatura no mayor a 40 °C.

Se aplica un factor no mayor al 115% de la corriente a plena carga para todos los demás motores. Si los valores indicados anteriormente no son suficientes para arrancar el motor o conducir su corriente de carga, se permite tomar los valores inmediatos superiores, sin exceder los siguientes límites:

El factor es 140% de la corriente a plena carga para motores con factor de servicio no menor a 1.15 y elevaciones de temperatura no mayor a 40 °C y 130% para los demás motores.

MOTORES PARA SERVICIO INTERMITENTE. Estos motores se consideran protegidos contra sobrecarga, si los dispositivos para protección contra cortocircuito no rebasan los valores indicados antes.

6.6

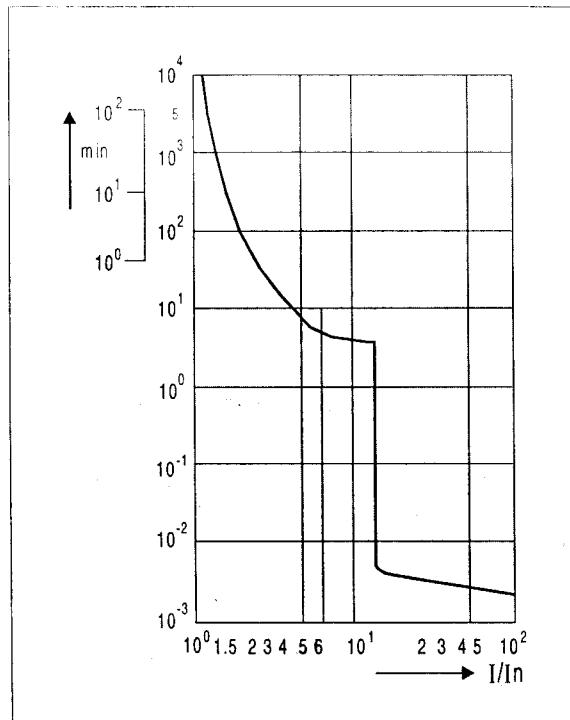
ALGUNOS CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE MOTORES

Estos criterios se basan principalmente en el tipo de dispositivos usados en la protección.

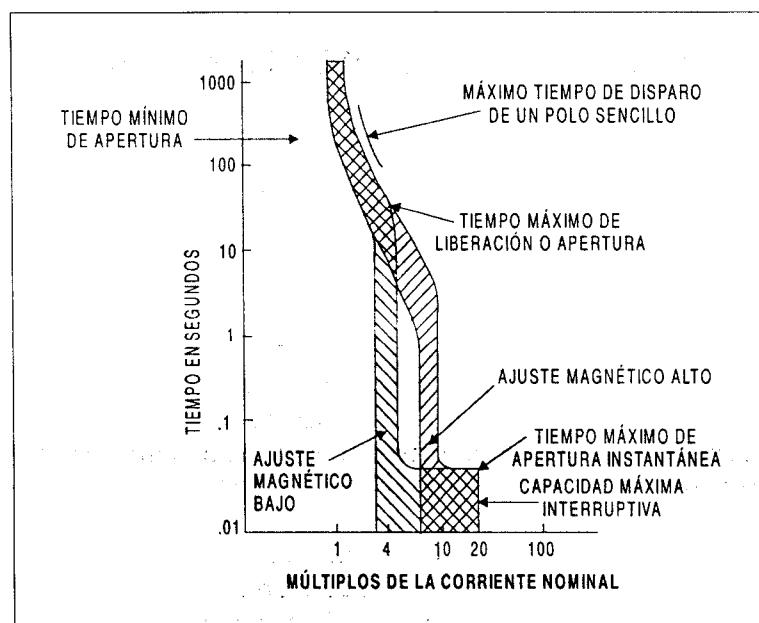
Por ejemplo, es muy común el uso de los interruptores termomagnéticos y los electromagnéticos.

INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS. Estos interruptores tienen una combinación de disparo térmico y magnético instantáneo en una caja moldeada (para baja tensión), proporcionando una operación con retardo de tiempo a valores de sobrecorrientes no muy altos y con operación instantánea para las corrientes de cortocircuito.

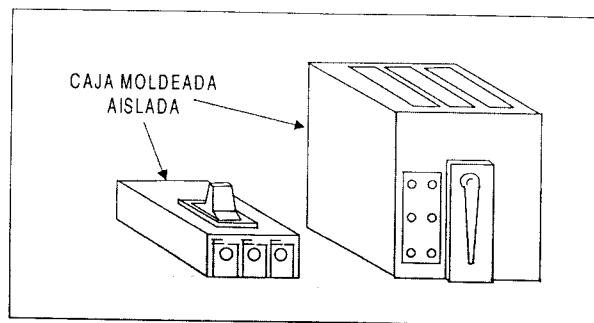
La característica térmica, por lo general es no ajustable después de la instalación, en tanto que el disparo instantáneo puede tener características ajustables o no ajustables, dependiendo del fabricante.



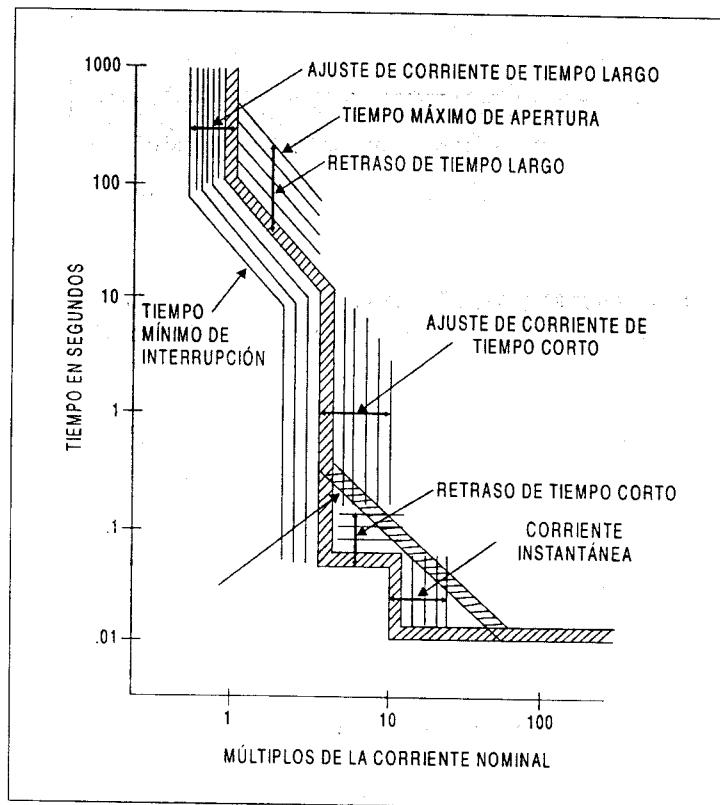
CURVA CARACTERÍSTICA DE DISPARO DE UN INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO



CURVA TIEMPO-CORRIENTE TÍPICA
PARA UN INTERRUPTOR DE 600 A EN CAJA MOLDEADA

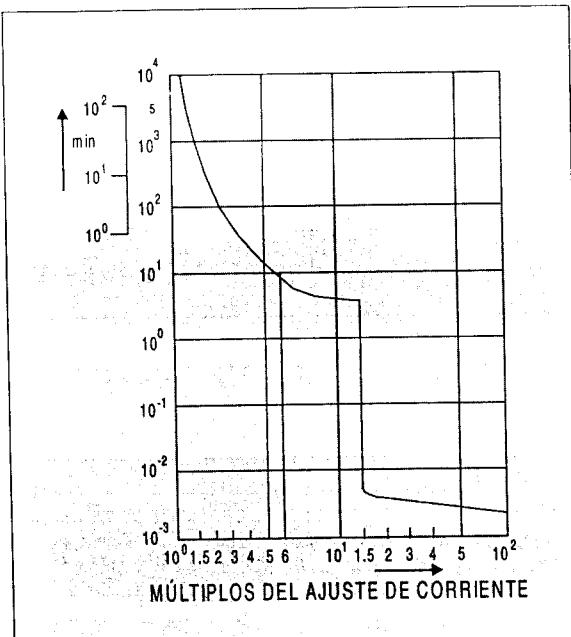


INTERRUPTOR EN CAJA MOLDEADA



**CURVA CARACTERÍSTICA TIEMPO CORRIENTE
PARA INTERRUPTORES DE ESTADO SÓLIDO**

Para los motores eléctricos en baja tensión, los interruptores termomagnéticos cumplen la misma función de protección contra corrientes de cortocircuito, pero además pueden tener un elemento térmico contra sobrecargas, sin retardo de tiempo en caso de cortocircuito. En la figura siguiente, se muestra la curva característica de estos interruptores.



INTERRUPTORES ELECTROMAGNÉTICOS. La principal aplicación de estos interruptores se encuentra en la protección secundaria de los transformadores, para proteger centros de carga y centros de control de motores.

Cada interruptor tiene distintas características y puede ser, de acuerdo al fabricante, de distinto tipo; dependiendo de esto, se pueden ajustar las unidades de disparo disponibles, que pueden ser:

- De tiempo diferido largo (L).
- De tiempo diferido corto (S).
- Instantáneo (I).
- De protección contra fallas a tierra (G).

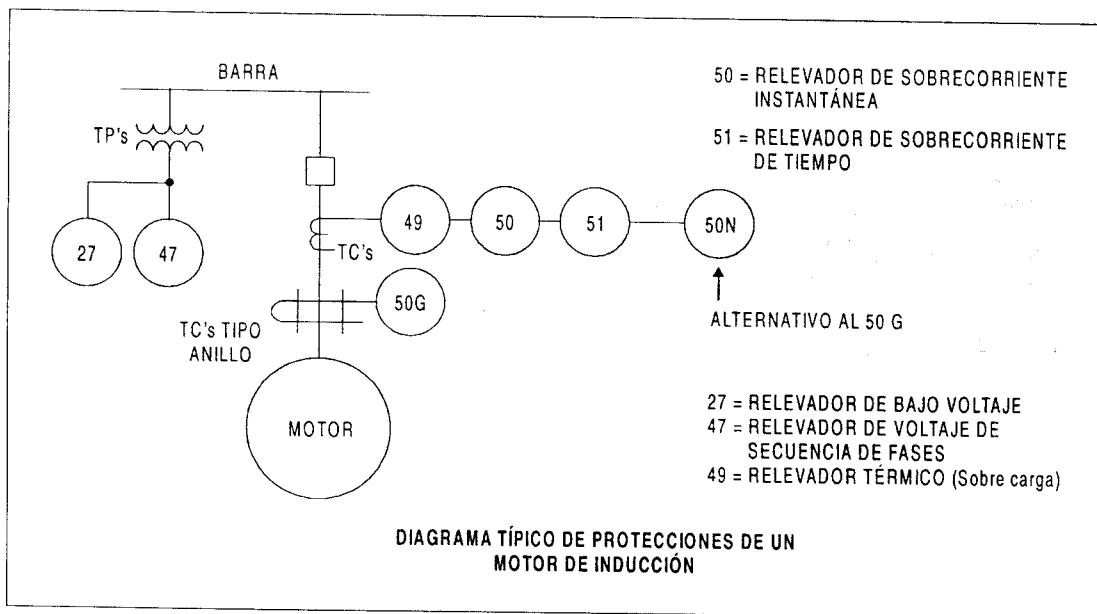
El llamado ajuste de tiempo diferido largo, se hace para proteger el transformador contra sobrecargas; y para la protección contra cortocircuito, se usan los de tiempo diferido corto e instantáneo.

Cuando el interruptor se usa para la protección de un centro de carga o un centro de control de motores, el ajuste se hace considerando la capacidad del interruptor del motor de mayor tamaño (potencia), más la suma de las corrientes nominales del resto de las cargas.

Para ajustar el múltiplo corto, se toma como base de referencia el valor obtenido de la expresión:

$$M_{corto} = \frac{6I_{nominal}}{I_{interruptor}}$$

Para ajustar el instantáneo, se requiere conocer el valor de la corriente de cortocircuito momentáneo en el bus, y a partir de éste, se determina el valor del múltiplo del ajuste. Para la protección de falla a tierra, es recomendable usar el múltiplo más bajo disponible en la unidad.



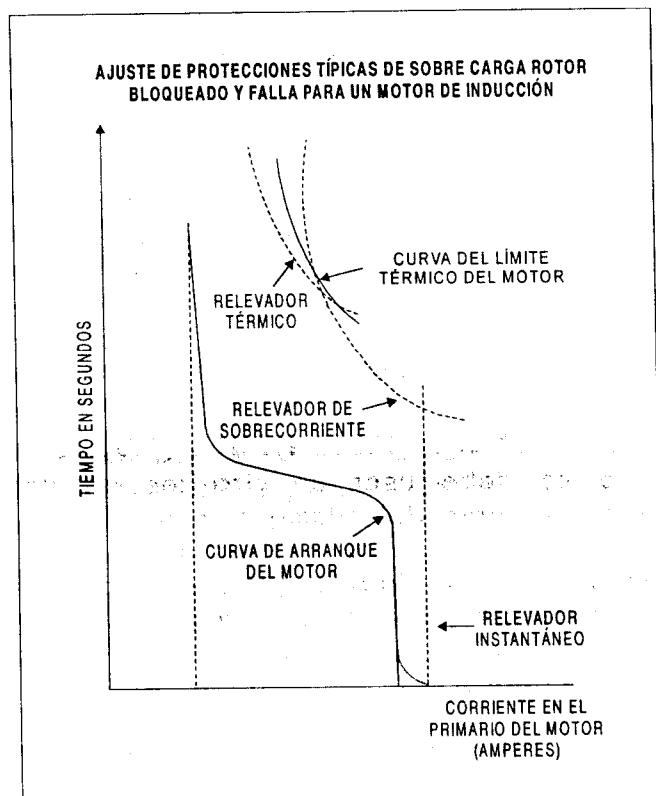
PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA (49). En la protección contra sobrecarga de motores eléctricos, se usan los llamados relevadores térmicos de sobrecarga. En el ajuste de estos relevadores, es conveniente que el motor pueda soportar algunas sobrecargas de una magnitud y con una duración que no lo dañen, por lo que se acostumbra seleccionar una corriente de disparo entre el 115% y el 125% del valor de la corriente de plena carga.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTÁNTANEA (50). Este tipo de relevador de sobrecorriente, no se debe usar en circuitos en donde se encuentren conectados en serie relevadores del mismo tipo y con los cuales se debe de coordinar, a menos que entre ellos se encuentre una impedancia de un valor suficientemente grande (como la debida a transformadores o alimentadores), que permita limitar la corriente de falla. En alimentadores principales, debido a las dificultades que presenta coordinar con el mismo tipo de relevador en los ramales, es poco usual su aplicación.

Para obtener el ajuste de los relevadores instantáneos, se usan los valores de cortocircuito momentáneo que se obtiene de dicho estudio.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO (51). Esta es una de las protecciones más comunes en los motores eléctricos, el mínimo ajuste de estos relevadores en un alimentador con cargas diversas, que puede incluir, desde luego, motores. Debe estar arriba de la carga pico que maneje el circuito y que normalmente es el total de la corriente de arranque del motor mayor, más la suma de la corriente nominal de los demás circuitos. Esto es válido siempre y cuando los motores no arranquen simultáneamente. Este tipo de relevadores se usa también para proteger transformadores y, en estos casos, los ajustes se hacen con el mismo tipo de recomendaciones.

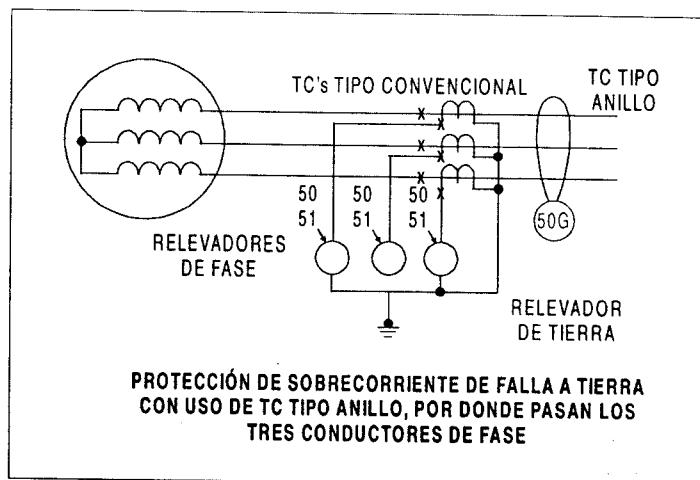
PROTECCIÓN INSTANTÁNEA DE FALLA A TIERRA (50G). Esta protección se usa, por lo general, como alternativa de la protección de sobrecorriente de falla a tierra (51N). El relevador 50G se energiza por la corriente de un transformador de corriente tipo ventana, a través del cual pasan los tres conductores de alimentación a un motor, proporcionando de esta manera al motor una protección sensible a corrientes de falla a tierra. Debido a que la corriente en las tres fases es balanceada en el primario del transformador de corriente, el relevador opera sólo con corrientes de falla a tierra. Este relevador debe tener el ajuste tan bajo como sea posible. Un resumen de las protecciones de efecto térmico y rotor bloqueado, se muestran en la figura siguiente:

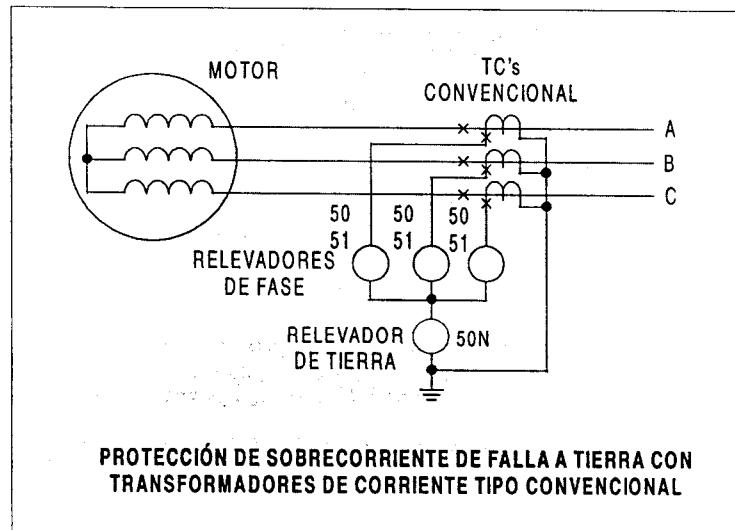
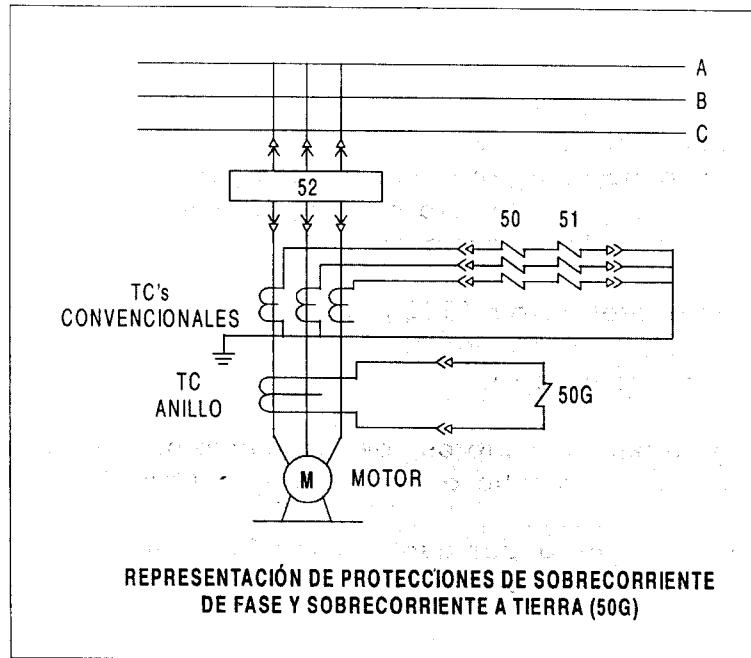


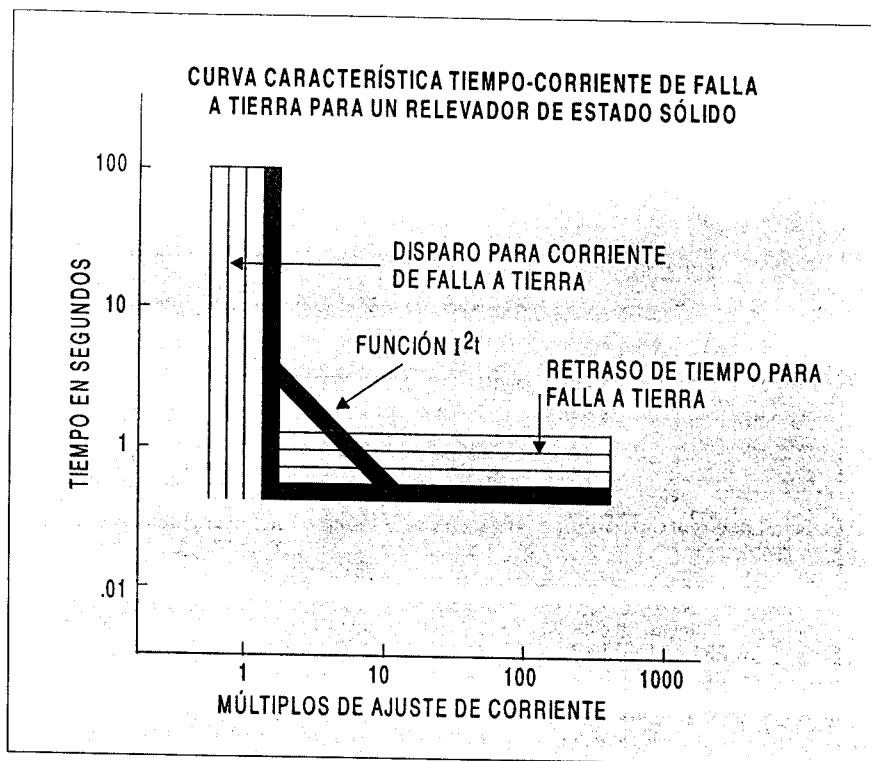
PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA. En la misma forma que para la protección de sobrecorriente para las fases, se aplican los relevadores de sobrecorriente instantáneos para la protección de fallas a tierra. Donde son aplicables, el método preferente es el uso de transformadores de corriente tipo anillo (DONA), con los tres conductores de fase del motor pasando a través del TC. Esto proporciona una suma magnética de las tres corrientes de fase, de manera que la salida secundaria al relevador es la corriente de secuencia cero (3I₀). La relación del TC en forma independiente del tamaño del motor es 50/5, en tanto, que los TC's usados para la protección de corrientes de fase se deben determinar de acuerdo a la potencia del motor.

La ventaja de esta protección (50G) es su alta sensibilidad con una buena seguridad, pero está limitada por el tamaño del conductor que puede pasar a través del TC tipo anillo abierto.

Para motores grandes y calibres de conductores grandes, se usa como alternativa el relevador de falla a tierra en el neutro (50N). Este relevador se debe ajustar sobre cualquier valor "falso" de corriente residual que pueda resultar del comportamiento desigual de los TC's. Un ajuste bajo del Tap del relevador 50 N y un burden elevado de los TC's, ayudan a reducir la probabilidad de estos errores.





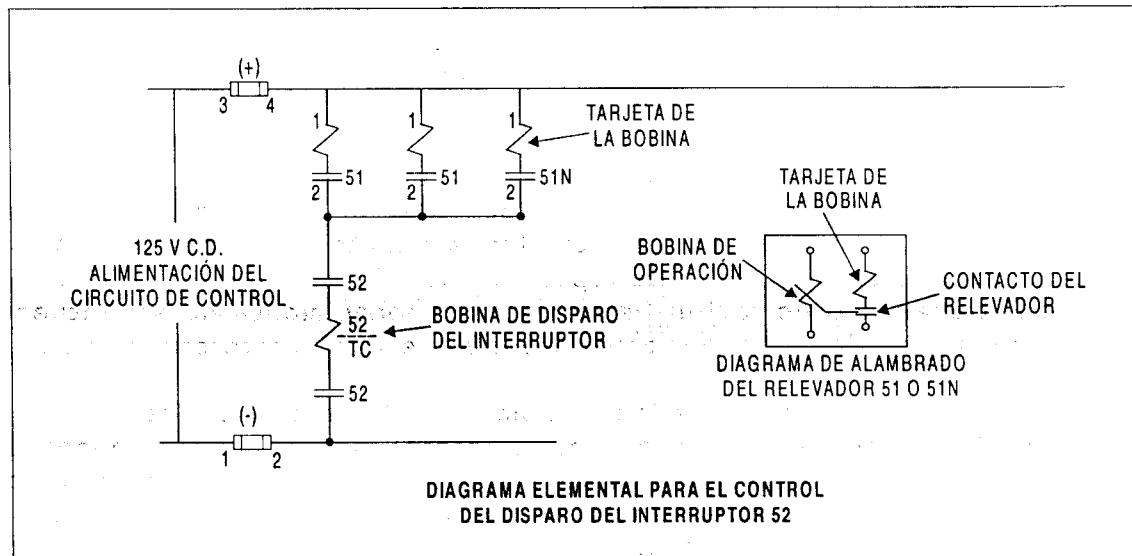
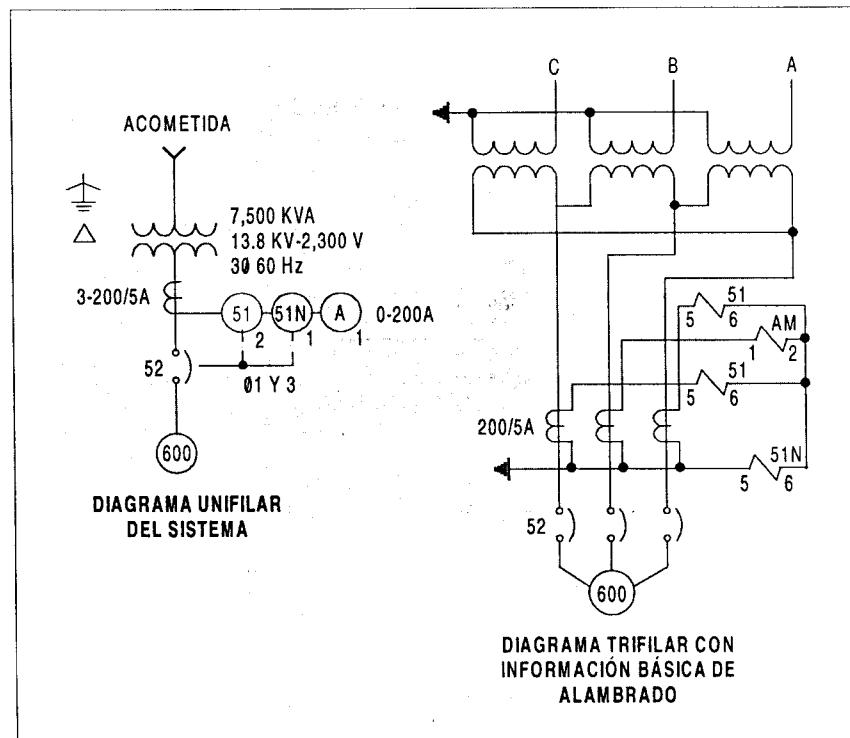


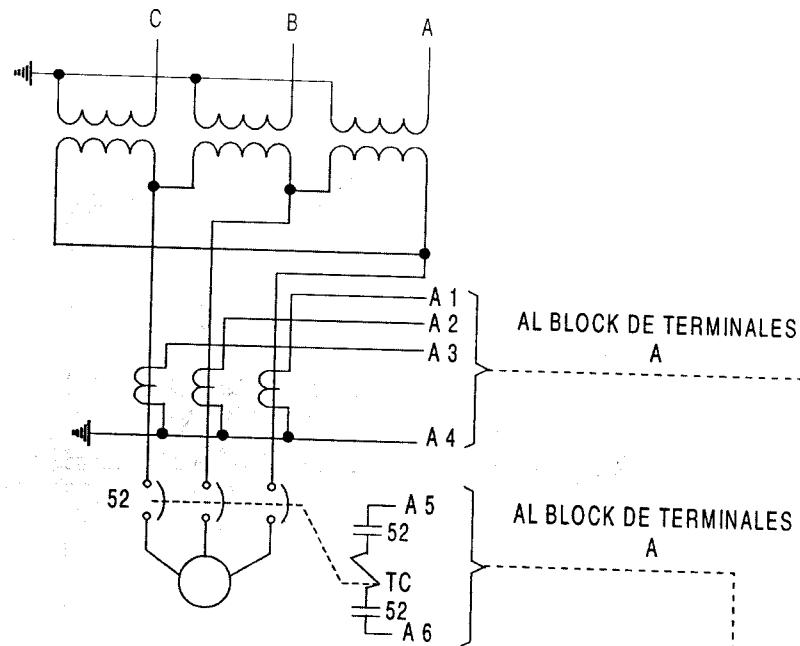
PROTECCIÓN DE BAJO VOLTAJE (27). El bajo voltaje en un motor eléctrico, da como resultado una alta corriente e inclusive fallas en el arranque para alcanzar su velocidad nominal, o bien, puede ocasionar pérdida de velocidad y salida de servicio. Por esta razón, se considera esta protección, que con frecuencia se incluye como parte del arrancador del motor. El relevador de bajo voltaje de tiempo inverso, se recomienda para voltajes bajos, prolongados, o como protección de respaldo.

LOS DIAGRAMAS DE INTERCONEXIÓN. Un aspecto importante a considerar, no sólo en la protección de motores eléctricos, sino en todos los tipos de protección, es que en la práctica, los elementos que intervienen en la protección (relevadores, interruptores, transformadores de instrumento, etc.), tienen una ubicación física tal que, normalmente no se encuentran cercanos unos de otros, por esta razón, es necesario interconectarlos.

Considerando, además, que los instrumentos de protección (relevadores) y medición (ampérmetros, voltímetros, etcétera), se encuentran normalmente en tableros, es necesario interconectar estos elementos entre sí; para esto, se parte del diagrama unifilar del sistema, se elabora un diagrama trifilar en donde se representen las componentes, se establece un código de identificación de terminales entre los elementos a interconectar, de manera que exista correspondencia entre ellos. La asignación de este

código y la manera de interconectar los elementos, obedece a reglas normativas y convencionales, y en la actualidad se puede hacer a base de recursos digitales (computadoras o estaciones de trabajo).





DESIGNACIÓN DE CONEXIONES PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y CONDUCTORES AL INTERRUPTOR (52) HACIA EL BLOCK DE TERMINALES

AM	C	FU-1	1	3	UA
○ ○ 1 2	1-A2 2-F6		2	4	1-A8 2-A6 3-A7 4-F1
51N	D				
○ ○ 5 1 ○ ○ 6 2	1-E1 2-E2 5-A4 6-E6	51	E	51	F
			1-D1 5 1 ○ ○ 6 2		1-E1 F1 2-D2 F2 5-A3 6-F6 D6
					U-A4 2-E2 A5 5-A1 6-C2 E6
					F5 C1 E5 D5 F2 UA2 UA2 UA1
					○ 1 ○ ○ 2 ○ ○ 3 ○ ○ 4 ○ ○ 5 ○ ○ 6 ○ ○ 7 ○ ○ 8 ○

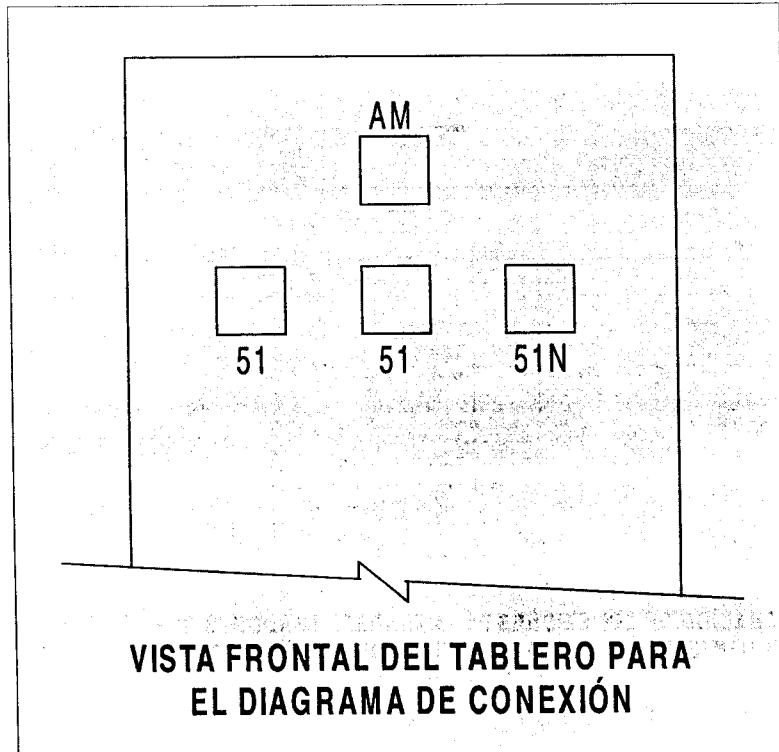
BLOCK DE TERMINALES A

ALOS TCs →

A LA BOBINA DE DISPARO DEL INTERRUPTOR

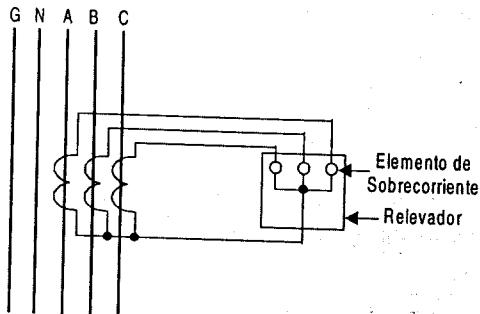
A LA ALIMENTACIÓN DE 125 V C D

DIAGRAMA DE CONEXIONES USANDO UN CÓDIGO DE DESIGNACIONES

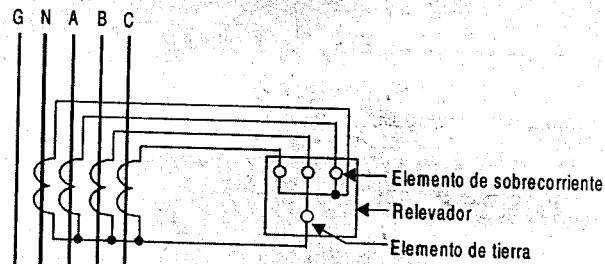


DIAGRAMAS DE CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE AL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTES DE ESTADO SÓLIDO

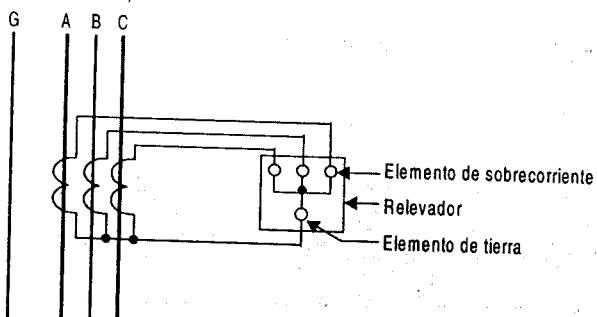
(A) Sistema aislado 3 ϕ 3 hilos
Sistema 3 ϕ 4 hilos sin protección de falla a tierra



(B) Sistema 3 o 4 hilos con protección de falla a tierra



(C) Sistema de 3 ϕ 3 hilos con protección de falla a tierra (neutro aterrizado sólidamente)
Sistema aislado de 3 ϕ 3 hilos (ver nota inferior)



El sistema debe estar conectado sólidamente a tierra directamente o a través de una resistencia conectada del lado de línea del sensor del neutro. La resistencia deberá permitir el paso de una corriente mayor que la corriente de falla a tierra que hace disparar al relevador. El sistema no debe ser aterrizado del lado de carga del sensor del neutro.

Puesto que no existen corrientes a tierra significativas en un sistema aislado, el elemento de falla a tierra no disparará durante la falla en la primera línea. Operará durante la segunda falla a tierra en otro alimentador a tierra de otra de las líneas (diferente de la primera). El elemento "C" disparará solamente en una falla entre dos líneas y tierra.

Determinar los ajustes del relevador para proporcionar protección contra rotor bloqueado, sobrecarga y sobrecorriente para un motor de inducción que tiene los datos siguientes:

6000 HP, 6.6 kV, 1200 RPM

Factor de servicio = 1.0

$I_{pc} = 568 \text{ A}$

$I_{rb} = 3349 \text{ A}$

EJEMPLO 6.1

Tiempo para vencer el estado de reposo (arranque) = 23 segundos.

Máximo tiempo de aceleración = 15 seg.

El relevador que se debe usar tiene la característica de tiempo inverso y su curva se indica a continuación. La unidad instantánea se ajusta en forma continua de 6 a 150 A y los taps en la unidad de sobrecorriente son: 2.5, 2.8, 3.0, 3.5, 4.0, 4.5, 5.5, 6.0, 6.5 y 7.0. Los ajustes de tiempo y las paciones instantáneas del relevador son independientes. La relación de los TC es RTC = 800/5.

a) Para el ajuste de la unidad de sobrecorriente con retraso de tiempo (51)

Para factor de servicio (FS) = 1.0, el ajuste se puede tomar menor o igual al 15% la corriente de plena carga.

$$PICK = Up \leq (1.15) I_{pc} = 1.15 \times 568 = 652.3 \text{ A}$$

La relación de transformación para los transformadores de corriente que alimentan al relevador

$$RTC = \frac{1800}{45} = 160$$

SOLUCIÓN

Por lo tanto, el ajuste (pick up) es:

$$\text{Pick up} = \frac{653.2}{160} = 4.08 \text{ A}$$

Se puede tomar:

$$\text{Ajuste} = 4.0 \text{ A}$$

Para encontrar el ajuste de la palanca de tiempo (TD) se procede como sigue:

$$\frac{I_{rb}}{\text{RTC}} = \frac{3349}{160} = 20.93$$

$$\frac{20.93}{\text{Ajuste}} = \frac{20.93}{4} = 5.23 \text{ con TAPS múltiplos de } 4 \text{ A}$$

Ahora se traza la curva de la corriente de arranque en la misma curva log-log para el relevador (como se muestra en la figura siguiente).

$$\frac{I_{pc}}{\text{RTC} \times \text{TAP}} = \frac{568}{160 \times 4} = 0.89$$

Por lo tanto, el ajuste de la placa de tiempo es: TD = 5

- b) Para el ajuste de la unidad de sobrecorriente con disparo instantáneo, se establece el siguiente criterio:

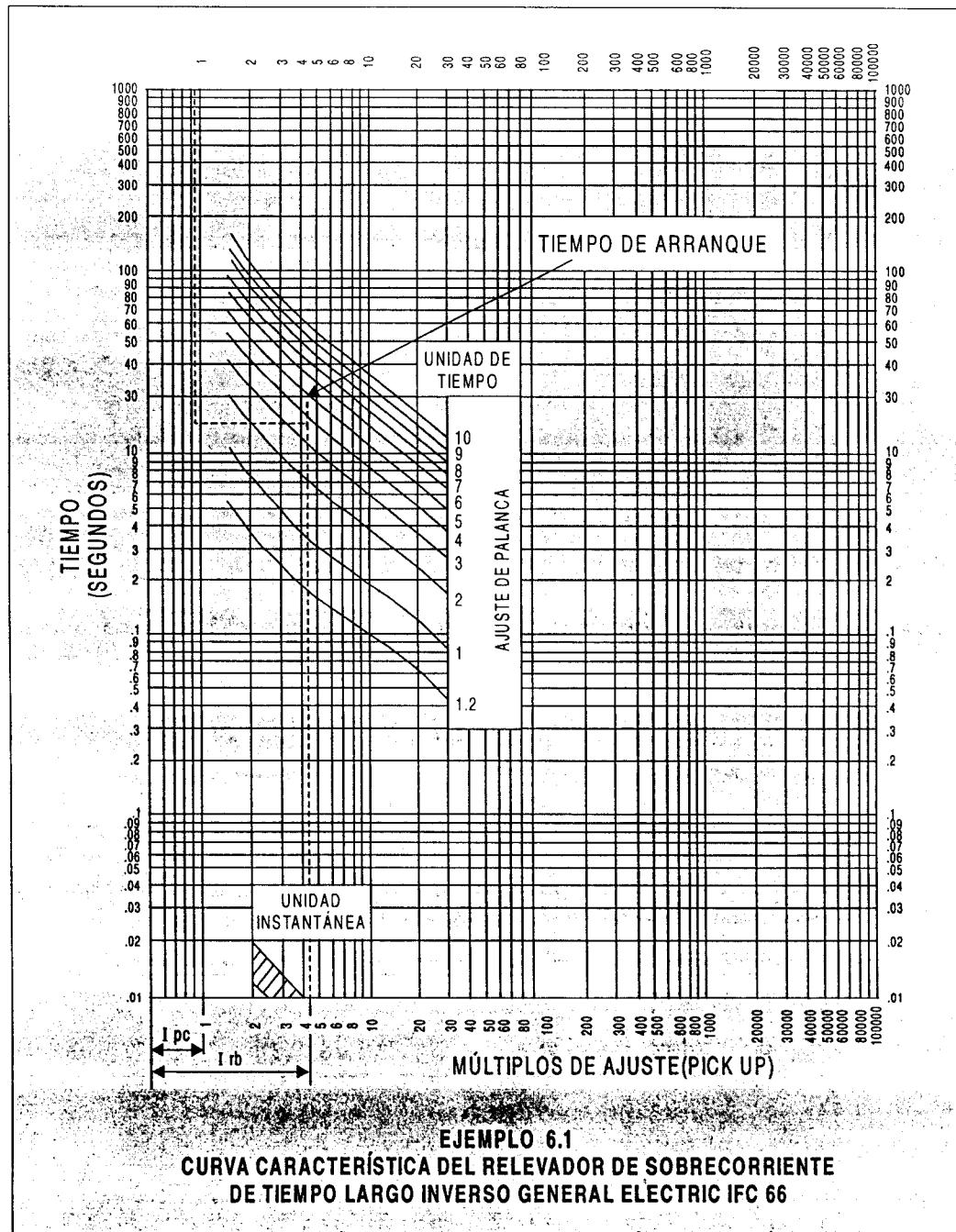
$$2 I_{rb} \leq I_{\text{pick up}} \leq 13 I_{pc}$$

$$6698 \leq I_{\text{pick up}} \leq 7384$$

Si se selecciona 7000 A,

$$\text{Ajuste} = \frac{7000 - 7000}{160} = 43.75 \text{ A}$$

$$\text{O también: } \frac{7000}{4} = 10.9 \text{ Multiplos del TAP de } 4 \text{ A}$$



Determinar los ajustes del relevador para proporcionar protección contra rotor bloqueado, sobrecarga y sobrecorriente para un motor de inducción que tiene los siguientes datos:

6000 HP, 4.0kV, 1200 RPM

Factor de Servicio (FS) = 1.15

$I_{pc} = 883 \text{ A}$

$I_{rb} = 4763 \text{ A}$

EJEMPLO 6.2

Tiempo para vencer el estado de reposo (arranque) = 20 seg.

Máximo tiempo de aceleración anticipada = 14 seg.

Se usará un relevador de sobrecorriente con característica de tiempo largo inverso, dadas en la curva anexa. La unidad instantánea es ajustable en forma continua desde 6A hasta 150 A y la unidad de tiempo-sobrecorriente, tiene los siguientes taps disponibles: 2.5, 2.8, 3.0, 3.5, 4.0, 4.5, 5.0, 5.5, 6.0, 6.5, y 7.0 Amperes.

La relación de transformación de los TC's es: RTC = 1200/5.

a) Para el ajuste de la unidad de sobrecorriente con retardo de tiempo.

Para un factor de servicio FS = 1.15

Se debe tomar

Pickup = 125%
1.15

$$\text{RTC} = \frac{1200}{5} = 240 \Rightarrow 125\% \cdot 883 = 103.75 \text{ A}$$

la corriente en el secundario

$$I_{sec} = \frac{103.75}{240} = 4.3 \text{ A}$$

SOLUCIÓN

Se selecciona el tap de ajuste: Ajuste = 4.5A

La corriente secundaria a rotor bloqueado:

$$\frac{I_{rb}}{I_{TC}} = \frac{4763}{240} = 19.85$$

Como múltiplos del tap de 4 A:

$$\frac{19.85}{4.5} = 4.41$$

Considerando el tiempo máximo de aceleración 14 seg y el tiempo de arranque 20 seg.

De la curva anexa, la palanca de tiempo es: DT = 4.

- b) Ajuste de la unidad de sobrecorriente con disparo instantáneo.

$$2I_{rb} \leq I_{pick\ up} \leq 13I_{pc}$$

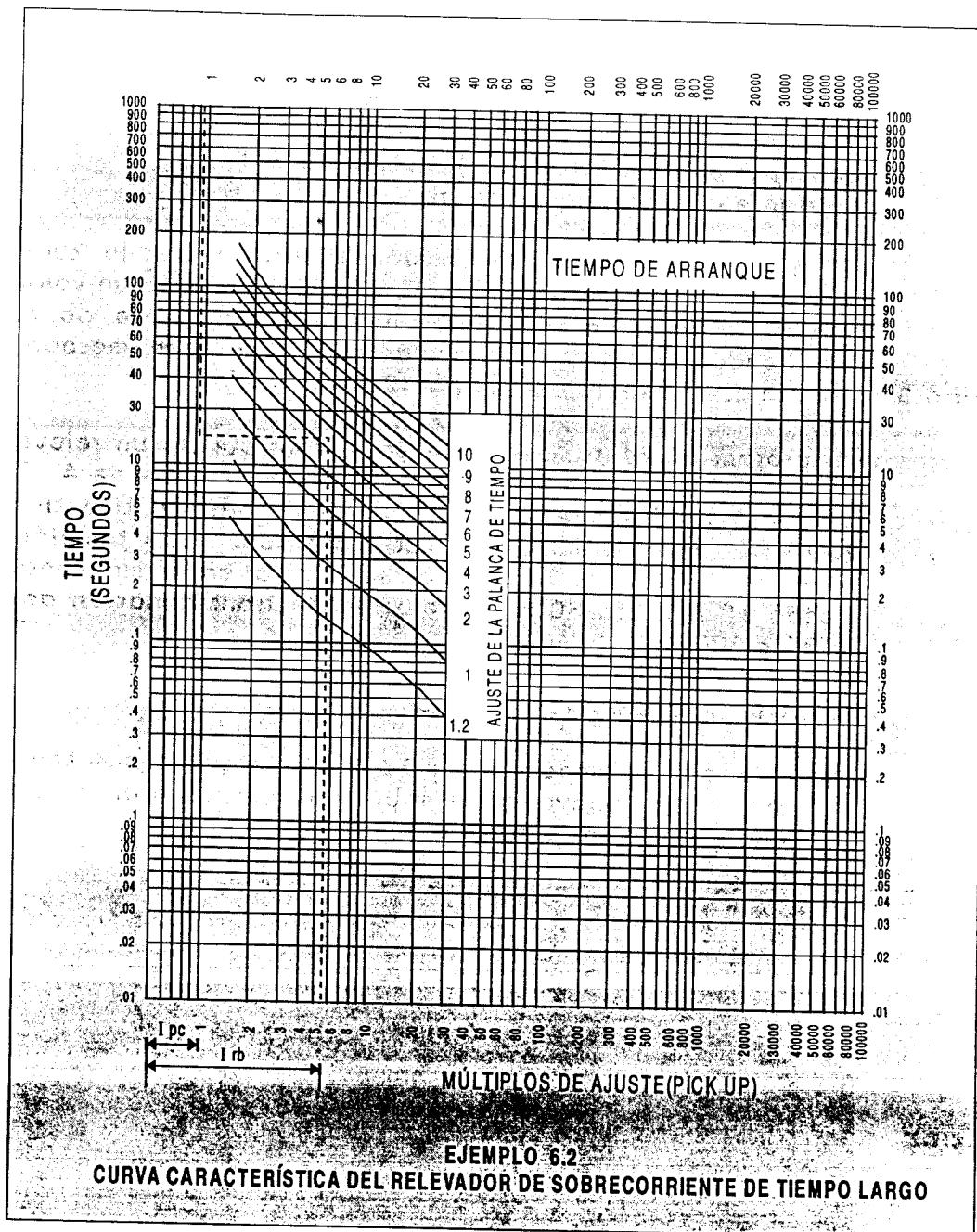
$$9526 \leq I_{pick\ up} \leq 11479$$

Se puede seleccionar como valor 10500

En el lado secundario de los TCS:

$$\frac{10500}{240} = 43.75A$$

O también: $\frac{43.75}{4.5} = 9.722$ múltiplos del tap de 4.5



Se tiene un motor eléctrico con los datos siguientes:

Potencia.....	= 600 HP
Factor de servicio (FS).....	= 1.5
Tensión nominal.....	= 6.6 kV
Velocidad	= 1800 RPM
Corriente a plena carga (Ipc).....	= 515 A
Corriente a rotor bloqueado (rb)....	= 2990 A

El motor se arrancará a tensión reducida, con lo cual se limitará la corriente de inserción (inrush current) a un valor no mayor de 65% del valor nominal de la corriente de rotor bloqueado. El tiempo de aceleración para este método de arranque, se espera que sea de 28 seg.

EJEMPLO 6.3

La protección contra sobrecorriente, consiste de un relevador electromecánico tipo inducción, con valor de Taps de 4, 5, 6, 7, 8, 10 y 12 amperes, con una curva característica tiempo corriente como la mostrada. Este relevador tiene también un elemento instantáneo, el cual se ajusta en forma continua desde 10 A hasta 80 A. La relación de transformación de los TC's es 600/5. Determinar:

- Qué ajuste del relevador se requiere.
- Cuál es el tiempo mínimo de arranque que puede tener el motor si el relevador de sobrecorriente debe proporcionar una protección de rotor bloqueado aceptable.

SOLUCIÓN

a) Ajuste del relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo (510).

Para FS = 1.5

Tc = 10 A/5

$$\text{Por lo tanto } 10 \times 1.25 \times 1.5 = 64.3 \text{ A}$$

Con la relación de transformación de los TC's

$$\text{RTC} = \frac{600}{5} = 120$$

El valor del ajuste del (51).

$$\text{Ajuste} \leq \frac{643.75}{120} = 5.36 \text{ A}$$

Se selecciona el ajuste de 5A.

Ajuste 5 A

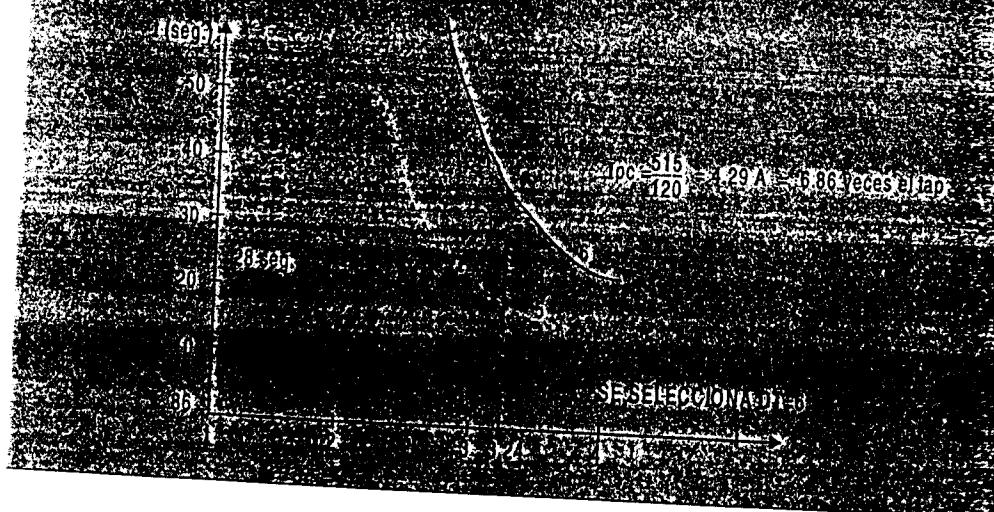
De acuerdo con la información de que la corriente de arranque con el método de arranque a tensión reducida es no mayor al 65% del valor nominal de la corriente de rotor bloqueado, este valor de corriente de arranque en el secundario de los TC's es:

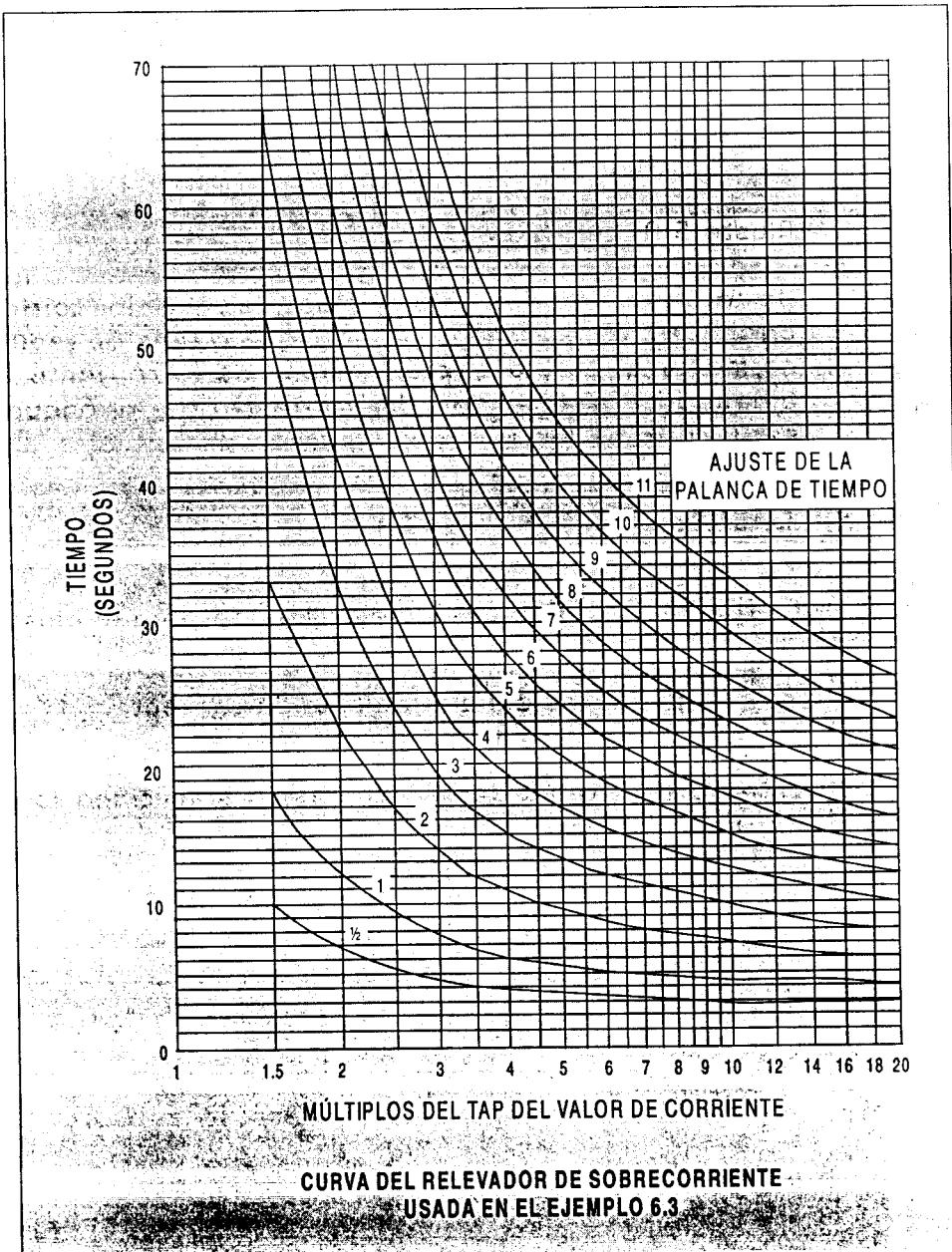
$$\text{Arranque} = \frac{0.65 \times 2990}{120} = 16.2 \text{ A}$$

En terminal del tap de 5A seleccionado para el ajuste

$$\frac{16.2}{5} = 3.24 \text{ veces el valor del tap de corriente}$$

Entro a la curva del elevador. Se selecciona la balanza de tiempo DT = 0.





Dar los ajustes de las protecciones para el motor de inducción de un motor de la bomba de agua de alimentación en una central termoeléctrica. El motor trifásico tiene las siguientes características:

EJEMPLO 6.4

Tensión nominal	(Vn) = 6.6 kV.
Corriente nominal	(In) = 495 A
Corriente a rotor bloqueado	(Irb) = 2525A
Potencia nominal	(Pn) = 6500 HP
Tiempo de aceleración del motor	= 3 seg.
Factor de potencia	(cosφ) = 0.89
Factor de servicio	(FS) = 1.0

Las protecciones recomendadas para este tipo de motores, en estas capacidades, son principalmente las siguientes:

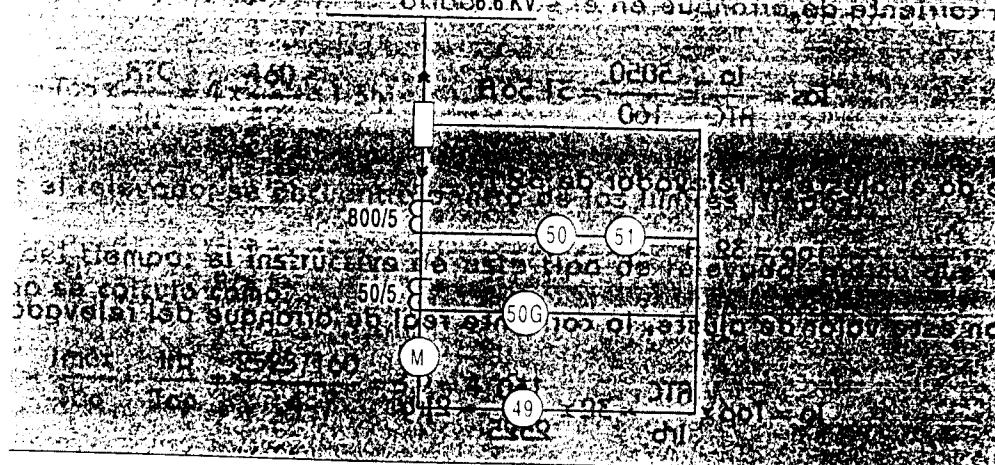
- 51 → Sobrecorriente con retardo de tiempo, con relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso.

50 → Sobrecorriente instantánea.

506 → Sobrecorriente de falla a tierra con operación instantánea.

49 → Sobrecarga.

SOLUCIÓN



Los relevadores seleccionados para el esquema de protección, tienen las siguientes características:

50 → Sobrecorriente Instantánea, marca Westinghouse, Rango 20 - 80 A, tipos: SC.

51 → Sobrecorriente con retardo de tiempo, marca Westinghouse, tipo: CO - 5, Rango 1-12 A.

500 → Sobrecorriente instantánea de falla a tierra, marca Westinghouse, Tipo: 1TH, Rango 0.5-10 A.

49 → Sobrecarga, Marca Westinghouse, Tipo DT-3, Rango: 50-90 °C.

Los ajustes de los relevadores se hacen a partir de los siguientes criterios generales:

SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO (50).

La corriente de arranque $\geq 2 \times I_{rb} = 8 \text{ a } 15 \text{ IN}$

$$I_a = 2 \times I_{rb} = 2 \times 2525 = 5050 \text{ A}$$

De acuerdo a la relación de transformación:

$$\text{RTC} = \frac{800}{5} = 160$$

La corriente de arranque en el secundario.

$$I_{as} = \frac{I_a}{\text{RTC}} = \frac{5050}{160} = 31.56 \text{ A}$$

Se da el ajuste al relevador de 32 A.

$$T_{ap} = 32 \text{ A}$$

Con este valor de ajuste, la corriente real de arranque del relevador es:

$$I_a = T_{ap} \times \frac{\text{RTC}}{I_{rb}} = 32 \times \frac{160}{2525} = 2I_{rb}$$

SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO (51).

La corriente de arranque = 1.15 a 1.4 I_N

El ajuste del tiempo para este relevador se toma como:

Tiempo = 0.4 seg + tiempo de aceleración del motor

El margen inferior:

$$I_a I_N = 1.15 I_N = 1.15 \times 495 = 569.25 A$$

El valor de esta corriente en el secundario del TC:

$$I_{as} = \frac{I_a}{RTC} = \frac{569.25}{160} = 3.5 A$$

El margen superior:

$$I_{asU} = 1.4 I_N = 1.4 \times 495 = 693 A$$

El valor de esta corriente en el secundario del TC:

$$I_{as} = \frac{I_a}{RTC} = \frac{693}{160} = 4.33 A$$

Se puede ajustar el tap a un valor de:

$$Tap = 4$$

Con este valor de tap, el valor de la corriente de arranque del relevador es:

$$I_a = Tap \times \frac{RTC}{I_N} = 4 \times \frac{160}{495} = 1.3 I_N$$

Se observa que el relevador se encuentra dentro de los límites fijados.

Para el ajuste del tiempo, el instructivo de este tipo de relevador indica que el múltiplo del Tap se calcula como:

$$M = \frac{I_{\max}}{Tap} = \frac{I_{rb}}{Tap} = \frac{2525/160}{4} = 3.9 = 4$$

El tiempo del relevador es:

$$\text{Tiempo} = \text{tiempo de aceleración} + 0.4$$

$$\text{Tiempo} = 3.0 + 0.4 = 3.4 \text{ seg}$$

Entrando a la curva característica del relevador CO-5b con $M = 4$ y $T = 34$ se encuentra que la palanca: $DT = \frac{1}{2}$.

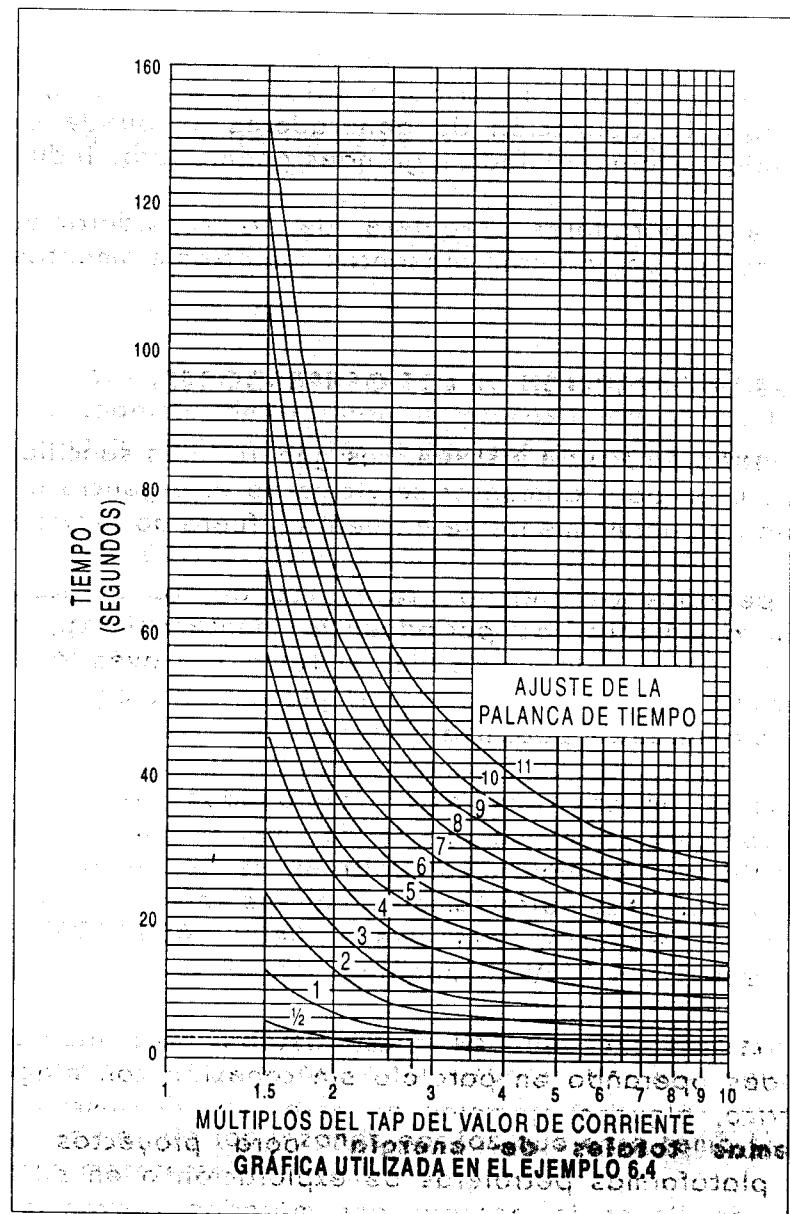
AJUSTE DEL RELEVADOR 50G

El ajuste de este relevador, se hace considerando un desbalance de corriente nominal del motor:

$$I_N = 0.1 \times 495 = 49.5 \text{ A}$$

En el lado secundario del transformador de corriente:

$$I_{as} = \frac{I_a}{RTC} = \frac{49.5}{160} = 0.3 \text{ se toma el tap mínimo del relevador que es } 0.5.$$



6.7**PROTECCIÓN DE GENERADORES ELÉCTRICOS**

Algunas industrias y centros comerciales pueden incluir en sus instalaciones de fuerza, generadores como fuentes locales de energía, estos generadores pueden proporcionar la energía total requerida a sólo parte de ella, trabajando en paralelo con la red. La aplicación de generadores se puede clasificar como: generador operando en forma aislada y grandes generadores industriales.

La protección de generadores, requiere de la consideración de muchas condiciones anormales que no están presentes con otros elementos del sistema.

CLASIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS GENERADORES.

GENERADOR OPERANDO EN FORMA AISLADA. Los generadores sencillos operando en forma aislada, se usan para alimentar servicios de emergencia o para servicios de "stand by", ya que normalmente se encuentran fuera de servicio.

Se operan por períodos de tiempo breves cuando las fuentes normales de suministro fallan o durante los períodos de mantenimiento, pruebas o de inspección. Se conectan a la carga del sistema a través de un switch de transferencia automático o a través de interruptores con bloqueo y no operan en paralelo con otras fuentes de potencia.

Generalmente estos generadores están accionados por motores diesel o turbinas de gas con capacidad que van desde unos 100 kW hasta algunos miles de kilowatts (20MW por ejemplo). Los voltajes de generación son usualmente aquellos que se conectan directamente a los niveles de utilización y, dependiendo de la potencia, van desde 440V, 480V/277V en máquinas pequeñas, hasta 2.4 kV y 4.16kV en máquinas mayores.

GENERADORES MÚLTIPLES OPERANDO EN FORMA AISLADA. Esta clasificación consiste de varias unidades operando en paralelo sin conexión con ninguna fuente de suministro eléctrico, algunos ejemplos de este tipo de instalaciones son los llamados "**sistemas totales de energía**" para proyectos industriales o comerciales, en plataformas petroleras de exploración o en sitios remotos en donde el costo de llevar la energía por métodos convencionales con las compañías suministradoras resulta elevado. El tamaño de las unidades generadoras en forma individual puede ir desde unos cientos de kV hasta varios miles de kW, dependiendo de la demanda del sistema al que se encuentran conectados.

Las turbinas o primomotores son por lo general de gas, ciclo combinado o diesel, estos sistemas aún cuando se operan en forma manual, pueden tener

elementos de automatización, ya que los voltajes de generación van de 4.16 kV a los niveles de distribución de 13.8kV.

GRANDES GENERADORES INDUSTRIALES. Éstos, por lo general, constituyen bloques importantes de potencia que operan en paralelo con las compañías suministradoras de energía en la modalidad denominada de "cogeneración".

En estos casos, la mayor parte de la generación producida es utilizada por la propia industria y, por lo general, se emplean en industrias cuyos procesos producen vapor para ser usados en turbinas de este tipo, tal es el caso de las industrias petroquímica y papelera. El tamaño de los generadores se puede encontrar en el rango de 10 MVA a 50 MVA y su operación es prácticamente continua y cercana a su capacidad máxima.

El elemento primomotor es, o turbina de vapor o turbina de gas, dependiendo del combustible disponible de acuerdo al proceso industrial. Los voltajes de generación están típicamente en el rango de 12.4 a 13.8kV.

LAS BASES PARA LA PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES ELÉCTRICOS. Los generadores de corriente alterna necesitan protección contra un cierto número de condiciones, algunas de las cuales requieren de desconexión inmediata y, algunas otras, se les puede permitir continuar por un cierto tiempo. En términos generales, las fallas del generador están relacionadas principalmente con fallas en los aislamientos y éstas requieren de desconexión rápida, en tanto, que las que no lo requieren, se asocian a condiciones de operación anormales.

En la protección de los generadores eléctricos, se debe considerar que las fallas de aislamiento que requieren desconexión rápida, pueden ocurrir en el estator o en el rotor.

Por otra parte, existen otras fallas externas a los devanados del generador, que están asociadas con la forma de conexión del neutro a tierra en los mismos, como es el caso de las fallas a tierra. Es conveniente hacer notar que el tipo de relevadores y esquemas de protección usados en los generadores para aplicaciones industriales, es similar al usado para los grandes motores eléctricos, y esta es una de las razones por las que este tema se trata después de la protección de motores eléctricos.

ESQUEMAS DE PROTECCIÓN RECOMENDADOS. Una forma de establecer estos esquemas es por tamaño de máquina, y para dar una idea de orden de magnitud, éstas se pueden agrupar como sigue:

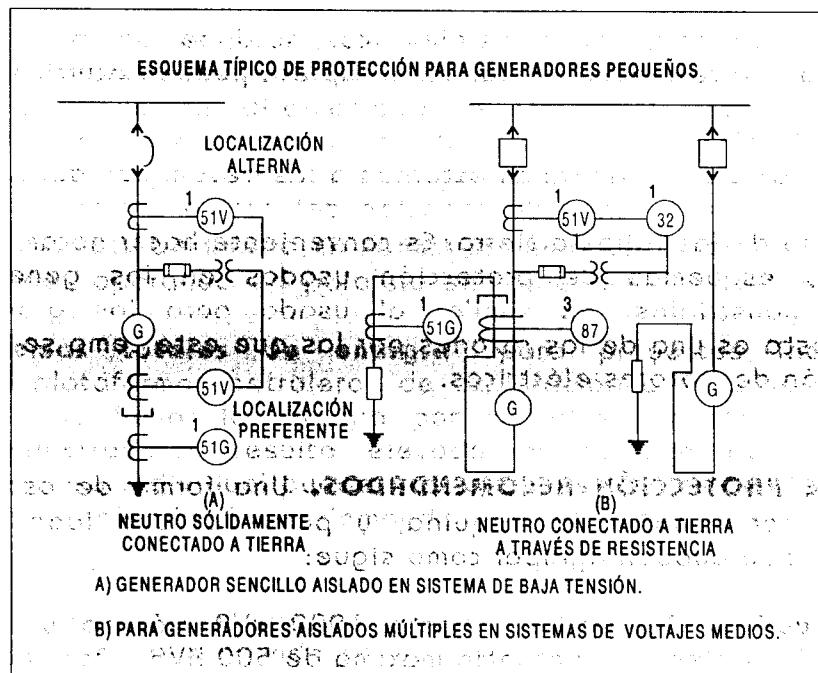
- 1. Pequeñas.** Generadores hasta 1000 kVA máximo y tensión hasta 600 V, o bien, con potencia máxima de 500 KVA y sobre 600V.

- 2. Medianas.** Generadores desde tamaños pequeños, hasta 12500 kVA, sin importar el voltaje.
 - 3. Grandes.** Generadores desde tamaños medios, hasta aproximadamente 50 MVA.

Esta clasificación es para dar una idea de dónde ubicar el esquema de protección para generador determinado, pero desde luego, la decisión final corresponde a cada proyecto en particular, dependiendo de la importancia de la máquina dentro del sistema y de la confiabilidad deseada.

GENERADORES PEQUEÑOS. El esquema básico para la protección de generadores pequeños que operan como una máquina sencilla aislada, es el que se muestra en la figura siguiente y que consiste de:

1. El dispositivo 51G, que es un relevador de tiempo-sobrecorriente de respaldo.
 2. El dispositivo 32, que es un relevador de potencia inversa para protección de antimotorización (usado con varias máquinas pequeñas).
 3. El dispositivo 87 veces, que es un relevador de sobrecorriente instantáneo que proporciona una protección diferencial de autoequilibrio.

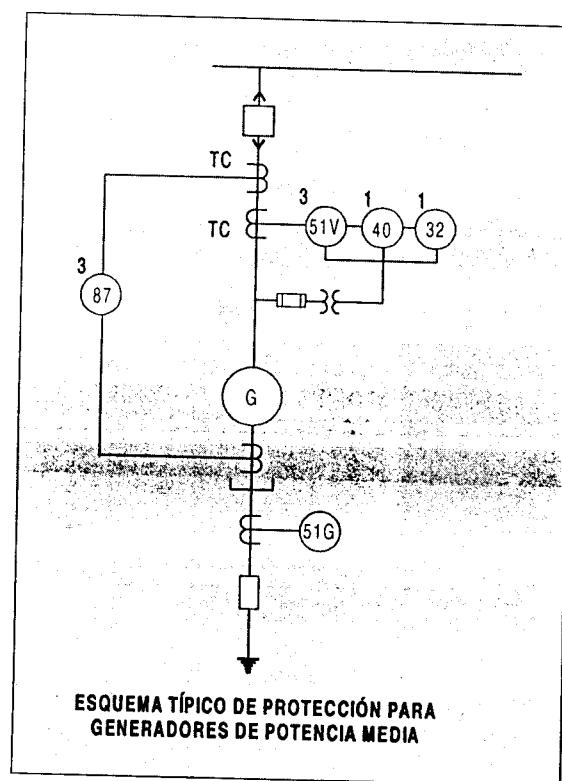


GENERADORES DE TAMAÑO MEDIANO. El esquema básico de protección para este tipo de generadores, se muestra en la figura siguiente, y consiste de:

- 3 – Dispositivos 51V, relevadores de sobrecorriente de respaldo, con restricción de voltaje o del tipo de voltaje controlado.
- 1 – Dispositivo 51G, relevador sobre corriente tiempo de respaldo.
- 1 – Dispositivo 32, relevador de potencia inversa para protección antimotorización.
- 1 – Dispositivo 40, relevador de impedancia tipo MHO para protección contra pérdida de campo.
- 2 – Dispositivo 46, que es un relevador de sobrecorriente de secuencia negativa para protección contra condición de desbalance.

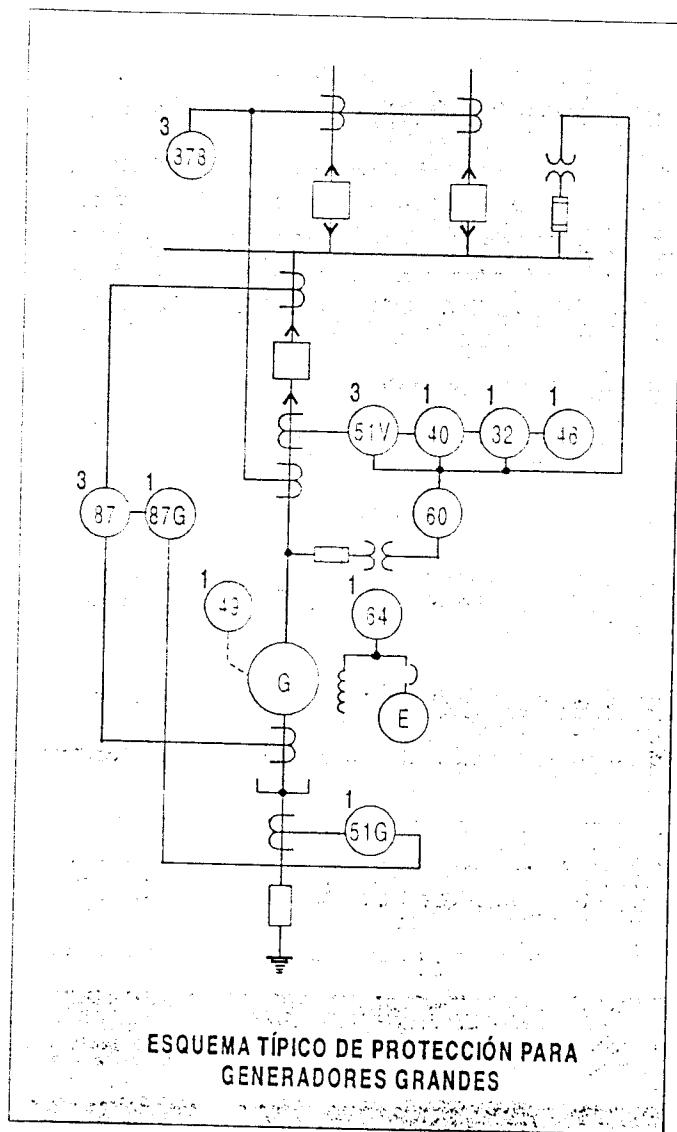
El desbalance de corrientes en las fases del generador, produce corrientes de secuencia negativa, éstas giran en una secuencia de fase opuesta a la dirección de la corriente normal o de secuencia positiva.

- 1 – Dispositivo 87, relevador diferencial del tipo porcentaje fijo o variable, de alta velocidad o tipo estándar.



GENERADORES GRANDES. En las aplicaciones industriales, es decir, no formando parte de un sistema eléctrico de potencia, un generador denominado de tamaño grande en este campo de aplicación específico, debe llevar la siguiente protección básica recomendada.

- 3 – Dispositivos 51V, relevador de sobrecorriente de respaldo tipo voltaje restringido o voltaje controlado.
- 1 – Dispositivo 51G, sobrecorriente a tierra-tiempo.
- 3 – Dispositivos 87, relevador diferencial porcentual del tipo alta velocidad.
- 1 – Dispositivo 87G relevador diferencial a tierra tipo direccional.
- 1 – Dispositivo 40, relevador tipo MHO para protección contra pérdida de campo.
- 1 – Dispositivo 46 contra sobrecorriente de secuencia negativa producida por corrientes de desbalance.
- 1 – Dispositivo 49, relevador de temperatura para monitorear la temperatura del devanado del estator.

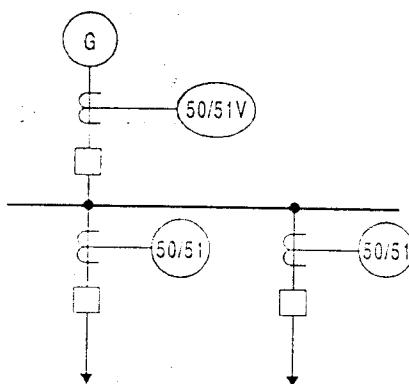


El generador mostrado en la figura, está conectado directamente a barras, y tiene los siguientes parámetros expresados en por unidad:

Reactancia síncrona	$X_s = 1.867$
Reactancia transitoria	$X'd = 0.193$
Reactancia subtransitoria	$X''d = 0.127$

Tiene instalada una protección de respaldo para fallas externas de fase, por medio de un relevador 51V de sobrecorriente con voltaje restringido y de acción instantánea (50).

EJEMPLO 6.5



- a) A voltaje nominal, seleccionar, expresando en por unidad el ajuste del relevador.
- b) Basado en el resultado del inciso anterior, ¿cuál es la relación mínima aceptable del ajuste del relevador a voltaje nominal al ajuste a voltaje cero?
- c) ¿Cuál es el valor mínimo deseable para el elemento instantáneo?
- d) Si el relevador de sobrecorriente fuera de voltaje controlado, en lugar de voltaje restringido, ¿cuál sería la forma de ajustar el relevador?

SOLUCIÓN

- a) El ajuste del relevador 51V se debe hacer de manera que

Ajuste del 51V > $I_{pc} = 1.5$ p.u. al voltaje nominal

Si se toma $I_{pc} = 1.0 \text{ p.u.}$

$$I_{ajuste} = 1.5 \times 1.0 = 1.5 \text{ p.u.}$$

b) A voltaje cero se debe satisfacer la relación:

$$I_{ajuste} > I_s = \frac{1}{1.5}$$

$$I_s = \frac{1.0}{1.867} = 0.5356 \text{ p.u.}$$

Es decir:

$$I_{ajuste} > 0.5356 / 1.5 = 0.357$$

La relación es:

$$\text{Relación} = \frac{1.5}{0.357} = 2.7$$

c) El ajuste de la unidad instantánea:

$$\text{Ajuste de } 150 > 1.6 = 21.6$$

$$\text{Donde: } T_d = \frac{1}{1.6} = 0.625$$

$$I_{ajuste} = 21.6 \cdot 0.625 = 15.748 \text{ p.u.}$$

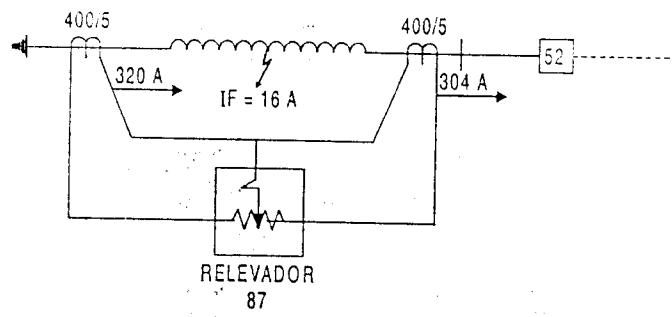
Este resultado es el que establece la norma técnica para los transformadores de medida de los alimentadores.

d) La relación de transformación, que normalmente es menor que el factor de la regulación térmica (α) de 30% para voltagrías nominales.

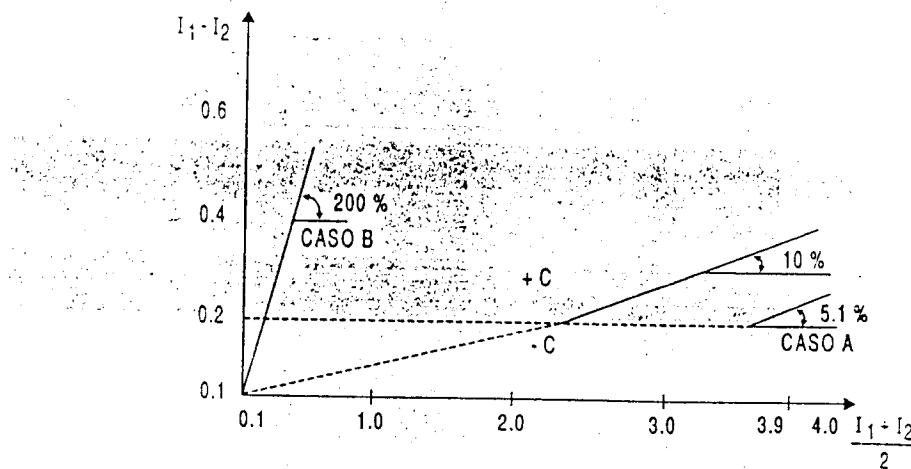
En la siguiente figura, se muestra un relevador diferencial porcentual aplicado para proteger el devanado del estator de un generador. El relevador tiene un valor de ajuste mínimo (corriente de actuación) de 0.1A y está ajustado para una pendiente del 10%.

Si ocurre una falla a tierra, como se muestra en la figura, en uno de los devanados del estator en un punto próximo a la conexión a tierra del devanado (que está sólidamente conectado a tierra), estando el generador alimentando a una carga. Se desea saber:

- Si el relevador opera para actuar sobre el interruptor del generador en las condiciones dadas.
- ¿Podría el relevador operar con el valor dado de corriente de falla, si no estuviera alimentando la carga?

EJEMPLO 6.6


La característica del relevador se muestra en la figura:



- a) En la gráfica anterior, se representa la característica del relevador con su pendiente del 10% y su ajuste mínimo de 0.1A sobre los ejes $(I_1 - I_2)$ y $(I_1 + I_2)/2$.

Las corrientes que circulan por los secundarios de los TC's son:

$$I_1 = \frac{I_{cc}}{RTC} = \frac{304}{400/5} = 3.8 \text{ A}$$

$$I_2 = \frac{320}{400/5} = 40 \text{ A}$$

Resulta:

$$\frac{I_1 + I_2}{2} = \frac{4.0 + 3.8}{2} = 3.9 \text{ A}$$

$$I_1 - I_2 = 4.0 - 3.8 = 0.2 \text{ A}$$

SOLUCIÓN

Localizando en la gráfica este par de valores, se verifica que el punto se localiza en la región negativa, con lo que se indica que el relevador no opera. Analíticamente se verifica:

$$\frac{|I_1 - I_2|}{(I_1 + I_2)/2} = \frac{0.2}{3.9} = 0.051 = 5.1\%$$

5.1% es menor que la pendiente del relevador, que es del 10%, por lo tanto no opera.

- b) Si el generador está en vacío, es decir, no entrega carga ($I = 0$) si se mantiene la corriente de falla:

$$I_2 = \frac{I_0}{400/5} = 0.2 \text{ A}$$

Por lo tanto:

$$(I_1 + I_2)/2 = \frac{0 + 0.2}{2} = 0.1 \text{ A}$$

$$I_1 - I_2 = 0.0 - 0.2 = |0.2| \text{ A}$$

Localizando este par de valores en la curva característica se verifica que el relevador opera en forma analítica.

$$\frac{|I_1 - I_2|}{(I_{1+2})/2} = \frac{0.2}{0.1} = 200\%$$

Que es un valor mayor que 10% la pendiente del relevador.

En una instalación industrial, se tiene un generador con los datos siguientes:

Potencia Nominal = 20 MVA

Tensión Nominal = 12.8 kV

Conexión estrella con neutro sólidamente conectado a tierra.

Factor de potencia = 0.8

Corriente nominal = 837 A

Velocidad = 1800 RPM

Reactancia subtransitoria ($X''d$) = 12%

Reactancia transitoria ($X'd$) = 30%

EJEMPLO 6.7

Se desea calcular el ajuste de la protección de sobrecarga o de efectos térmicos (49), si se usa un relevador marca Brown Boveri, con las características siguientes:

Tipo - ST

Corriente 5A

Corriente térmica a 20 min.

Ajuste de la corriente para indicación del 100% respuesta 60 °C de la temperatura de operación a plena carga.

En esta protección, se sabe que cuando circula el valor de corriente nominal del objeto protegido en el circuito secundario de los TC's, debe circular entre 4 y 5 A.

Cuando la relación de transformación es distinta, se debe intercalar un transformador auxiliar, con el que se puedan tener 4.5 en el secundario, cuando circule la corriente nominal en el objeto protegido.

La corriente nominal del generador es de 837 A, por lo que los TC's se pueden seleccionar de relación ATC = 1200/5 de manera que la corriente en el secundario sea:

$$I_s = \frac{837}{1200/5} = 3.48 \text{ A}$$

Para tener la corriente necesaria en el relevador 49, se tendría que poner un TG auxiliar de relación 3.75/4.5, como se muestra en la figura.



SOLUCIÓN

La corriente que "fluye" al relevador es entonces: $I_r = 4.176 \text{ A}$ que se encuentra dentro del rango de 4 a 5 A.

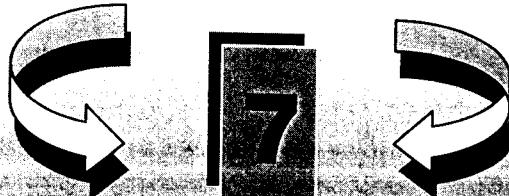
Ajuste de corriente 35% a 170A.

Ajuste de la sensibilidad 3% al punto.

El ajuste se hace normalmente a un valor de un 10% al 20% superior al valor del sobrecorriente que se puede tener en pleno cargo en servicio continuo, es decir, de un valor de 110% al 120%, respecto a los 160 A a 70 °C. De manera que

Ajuste = 110% (65 °C).

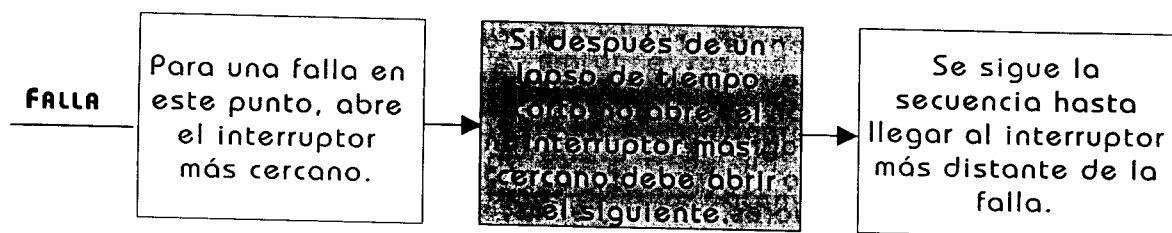
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA Y MEDIANA TENSIÓN

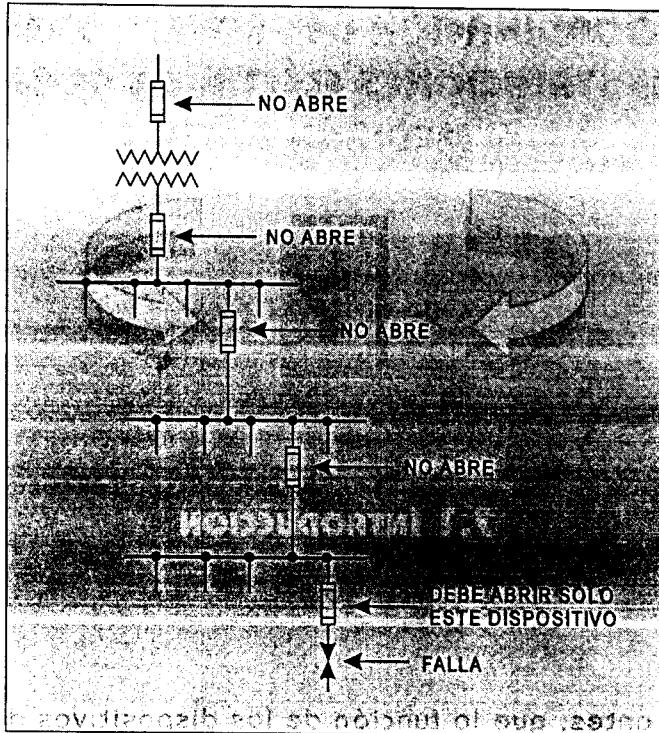


7.1 INTRODUCCIÓN

Se ha mencionado antes, que la función de los dispositivos de protección, es la detección de las condiciones de falla y el aislamiento del problema tan rápido como sea posible. La aplicación correcta de estos dispositivos de protección, depende de varios factores que involucran estudios y experiencia en la protección de sistemas.

Un sistema eléctrico de potencia industrial ideal, debe ser un sistema "selectivo". Para cumplir con el requisito de ser selectivo, los dispositivos de protección deben ser dimensionados y coordinados con otros, de tal manera que opera primero sólo el dispositivo de protección que se encuentre más cercano a la falla, si por alguna razón falla, entonces debe operar el siguiente, viendo el arreglo de la fuente hacia la falla, y así sucesivamente. Esta selectividad deseada, se muestra en la siguiente figura:





Para lograr una operación selectiva, se debe tener cuidado de seleccionar los dispositivos de protección con las características interruptivas apropiadas y el conocimiento de sus curvas tiempo-corriente.

El proceso de coordinación de protecciones, se inicia con la elaboración de un diagrama unifilar del sistema, por coordinar. En este diagrama, se deben indicar los datos principales de los equipos, como son: niveles de voltaje en cada barra, potencia e impedancia de los transformadores de potencia, longitud y calibre de los conductores, potencia y voltaje de motores, localización y potencia en centros de control de motores, datos generales de transformadores de corriente y transformadores de potencial.

El estudio de cortocircuito representa un punto de partida para la coordinación de protecciones, y para este estudio se debe tener, de acuerdo a lo descrito en el Capítulo 2, información que parte del diagrama unifilar de un sistema para la elaboración del diagrama de impedancia. Se debe disponer desde luego, de las curvas tiempo-corriente para cada uno de los dispositivos de protección (fusibles, relevadores, interruptores, etcétera) que intervienen en el estudio.

7.2**EL PROCESO DE COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN**

En la actualidad, se puede realizar todo el proceso de coordinación de protecciones a base de programas digitales, desarrollados en la mayoría de los casos para computadoras personales o para estaciones de trabajo; estos programas simplifican considerablemente el trabajo de coordinación entre los dispositivos de protección, dando una gran rapidez a los cálculos por efectuar, y por lo mismo, capacidad de análisis de una mayor diversidad de casos. Existe, desde luego, la situación de que no siempre se dispone de una computadora personal o de los programas para estos cálculos, y en cualquier caso, éstos están basados en los métodos tradicionales de cálculo, por lo que es necesario estudiar los fundamentos de la coordinación de protecciones, ya que constituyen la base teórica y práctica de solución de la mayoría de estos problemas, en donde el aspecto conceptual resulta fundamental para el uso correcto de los recursos y la solución apropiada de los problemas.

El procedimiento de coordinación de protecciones, es prácticamente el mismo, se trate de instalaciones en baja tensión o en media tensión, y consiste en el "análisis gráfico" para probar la selectividad. Este método involucra el graficado en las curvas características de los dispositivos de sobrecorriente que se encuentran en serie entre sí, para observar si alguna de las curvas se traslapan, lo que podría indicar que el proceso no es selectivo.

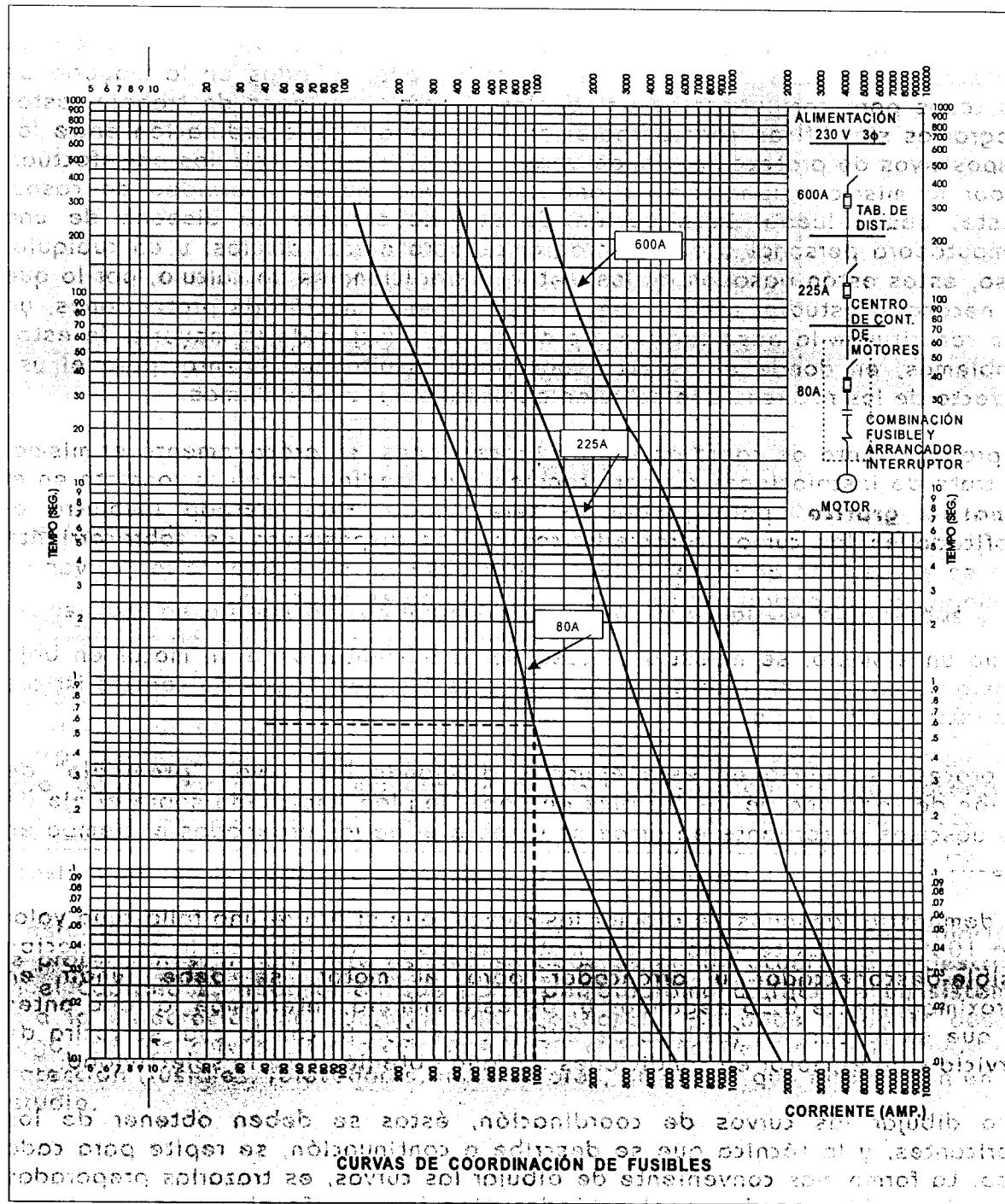
Como un ejemplo, se muestra el caso de la alimentación a un motor en baja tensión y en cuyo circuito se encuentran tres fusibles, todos de características con retardo de tiempo.

El proceso se inicia en este ejemplo, dibujando las curvas "promedio" de fusión de cada uno de los fusibles en papel log-log, indicando sobre el eje de las abscisas la corriente en amperes y sobre el de las ordenadas el tiempo en segundos.

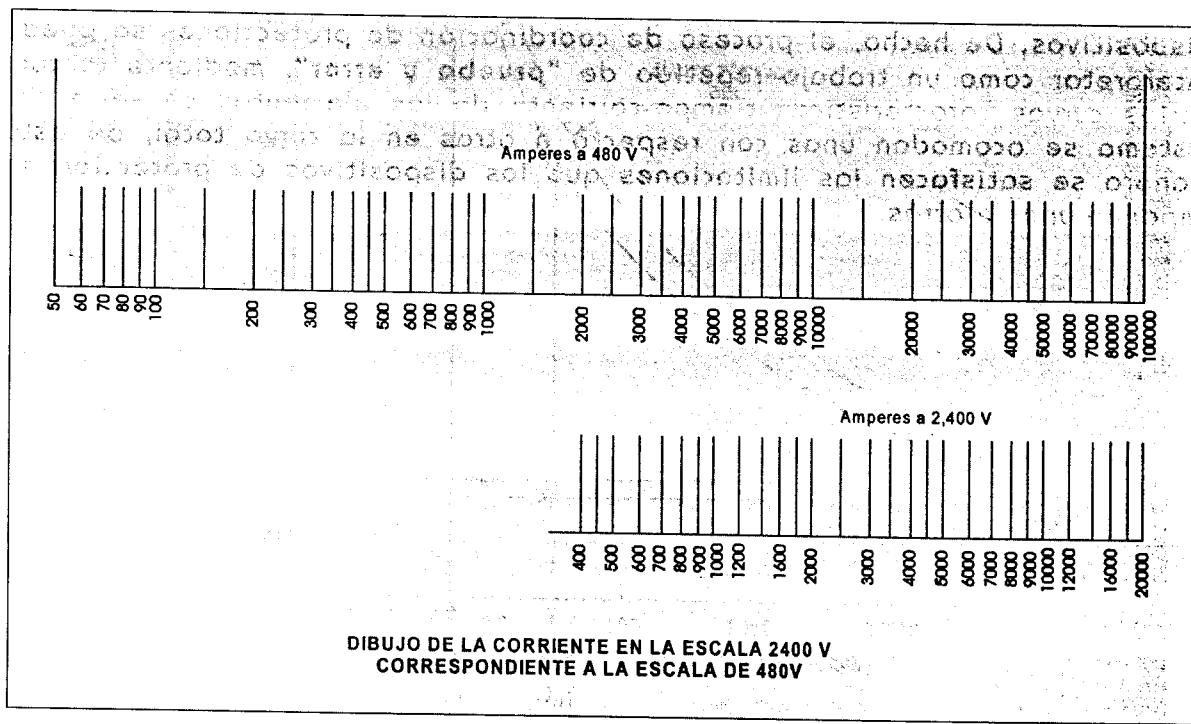
Se demuestra, después de dibujar las curvas, que si ocurre una falla cuyo valor sea 1000 A en las terminales del motor, el fusible de 80 A de la combinación fusible-desconectador y arrancador para el motor, se debe fundir en aproximadamente 0.55 segundos y, de esta manera, interrumpe la falla antes de que se fundan los fusibles de 225 A ó de 600 A, con lo cual se retira de servicio sólo el motor en condiciones de falla obteniéndose la selectividad.

Para dibujar las curvas de coordinación, éstas se deben obtener de los fabricantes, y la técnica que se describe a continuación, se repite para cada caso. La forma más conveniente de dibujar las curvas, es trazarlas preparadas sobre hojas blancas de papel estándar, tipo log-log. En el proceso de trazo,

puede ser muy útil el uso de una mesa con fondo iluminado, o bien, colocar el papel en una ventana contra la luz.



Las curvas deben ser dibujadas en forma apropiada, una contra otra, basándose en la corriente que cada una puede "ver". Se debe poner particular atención a los dispositivos que se aplican con niveles distintos de voltaje. Cuando esto ocurre, se adopta el establecimiento de diferentes escalas de corriente sobre la misma hoja de gráficas. Por ejemplo, si aparece un transformador en el diagrama unifilar de los elementos a ser coordinados y este transformador tiene un voltaje primario de 2400 V y un voltaje secundario de $2400/480 = 5$, es decir, 5 a 1. Si la escala de corriente se dibuja a 480 V (para estar de acuerdo con la mayoría del equipo), un valor de corriente de 2000 A en el lado de 480 V corresponde a una corriente de $2000/5 = 400$ A en el lado de 2400 V, es decir, en la escala correspondiente a 2400 V, y manteniendo la misma relación la escala con la que se trabajará, es como la mostrada en la figura:



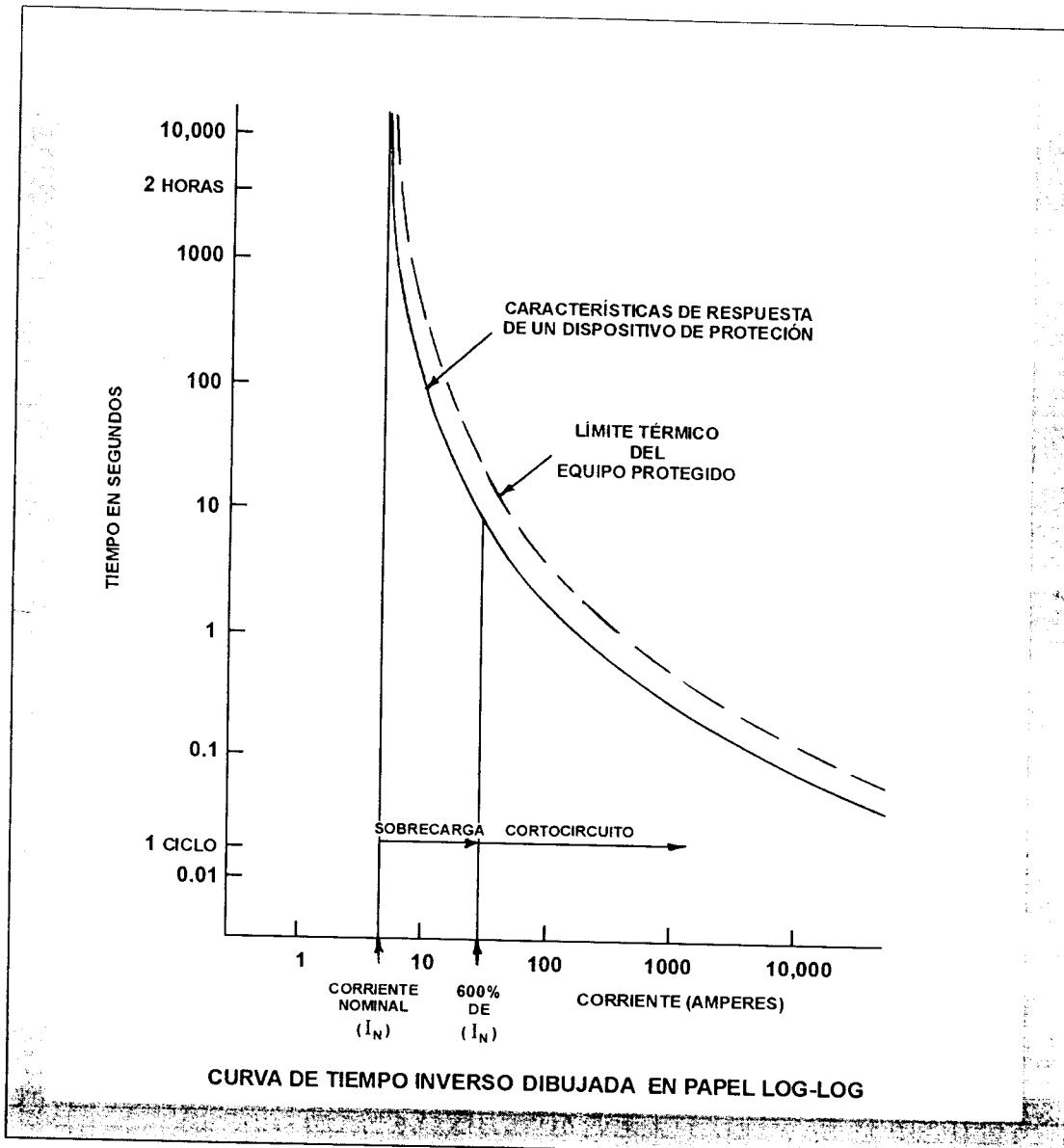
Una vez que el papel para el trazado se ha preparado, con escalas adicionales de corriente si es necesario, y las curvas a ser usadas se han dibujando todas, la curva del dispositivo que está más distante de la fuente se debe dibujar primero, después, se dibuja la curva del siguiente dispositivo para determinar si existe algún traslape; si no ocurre, entonces se dibuja la curva del siguiente dispositivo, y así sucesivamente.

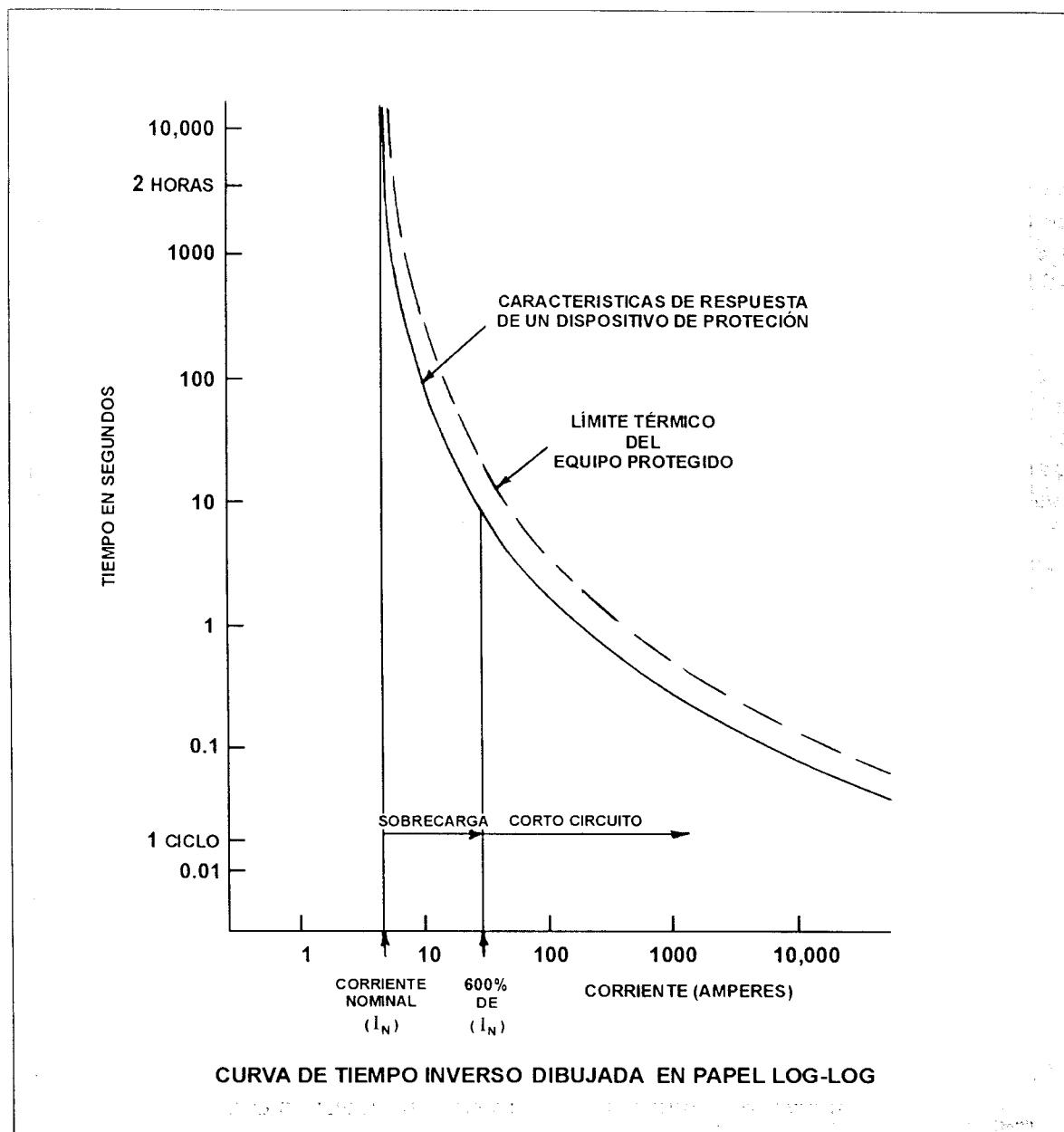
Un ejemplo típico se muestra en la figura siguiente, en donde se incluya la curva para el relevador de la compañía suministradora.

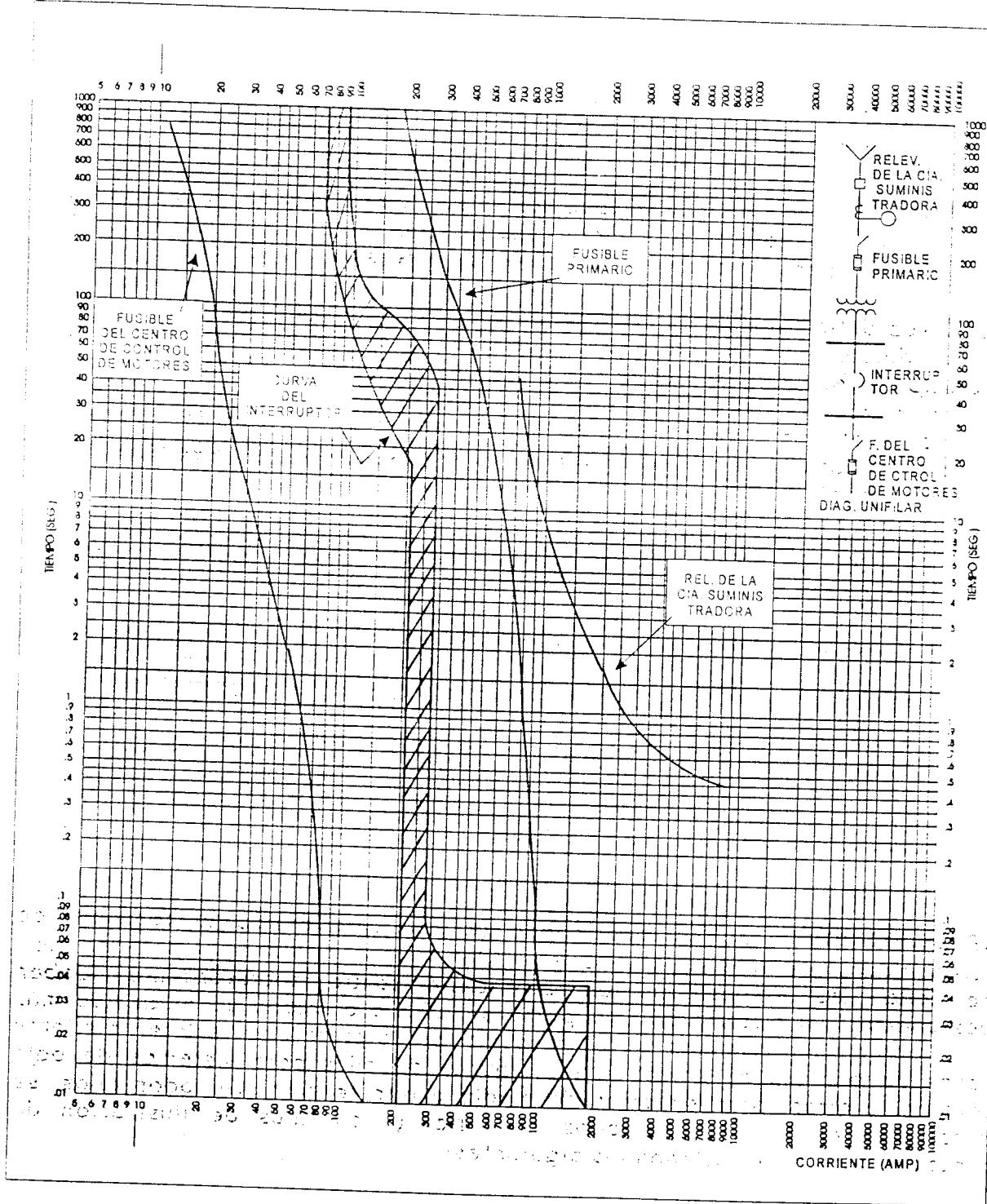
Por supuesto, durante la operación de trazado de las curvas, la escala de tiempo sobre las escalas de corriente de las curvas que están siendo dibujadas deben estar de acuerdo con las escalas de corriente y tiempo de la hoja de papel log-log usada para este fin.

Las curvas para los interruptores se dibujan por lo general en forma diferente a las escalas indicadas, usando el valor de "**por ciento de la corriente nominal continua**" en lugar de amperes. Por ejemplo, si el interruptor a ser usado tuviera una capacidad continua de 800 A, entonces, la línea de 100% sobre la curva del interruptor a su escala se debe construir con la línea de 800 A, sobre el trazo de la escala, antes de trazar la curva.

Si durante el estudio de coordinación, las curvas se sobreponen o cruzan o si no hay suficiente espacio entre las curvas para asegurar la selectividad, se debe ensayar con distintos dispositivos o distintos ajustes entre los dispositivos. De hecho, el proceso de coordinación de protecciones se puede interpretar como un trabajo repetido de "**prueba y error**", mediante el cual varias curvas características tiempo-corriente de los elementos en serie del sistema se acomodan unas con respecto a otras en la curva total, de esta manera se satisfacen las limitaciones que los dispositivos de protección se imponen unos a otros.







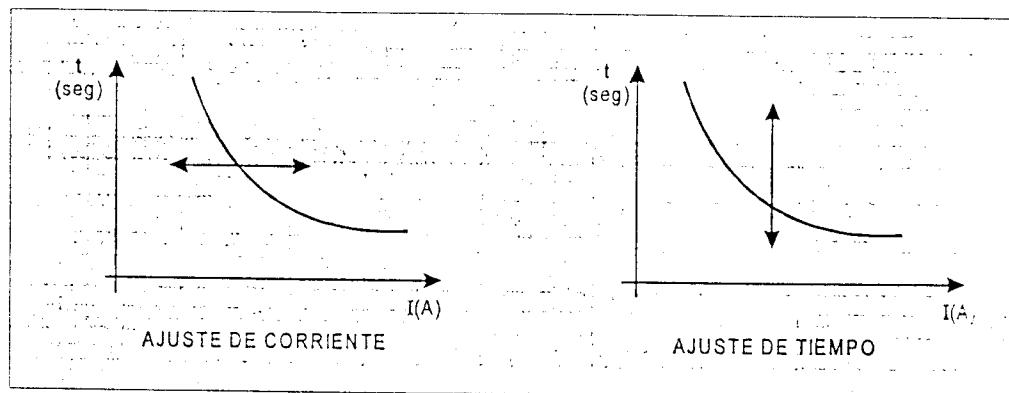
Otras limitantes en el proceso de coordinación de protección son:

- Las corrientes de arranque de los motores eléctricos.
- Las corrientes de carga.
- Los límites térmicos de los equipos.
- Las curvas de daño de transformadores.

El objetivo que se persigue es que los relevadores, fusibles, interruptores y dispositivos de protección, puedan operar dentro de estas limitaciones y proporcionen la coordinación selectiva con las curvas de los equipos.

Las curvas definitivas deben mostrar un espacio claro entre las características de los dispositivos de protección que operen en serie. Para obtener una operación selectiva no se deben cruzar las curvas.

Para variar el ajuste de la corriente de operación, se desplaza la curva en el sentido horizontal y para modificar el ajuste del tiempo se desplaza en el sentido vertical.



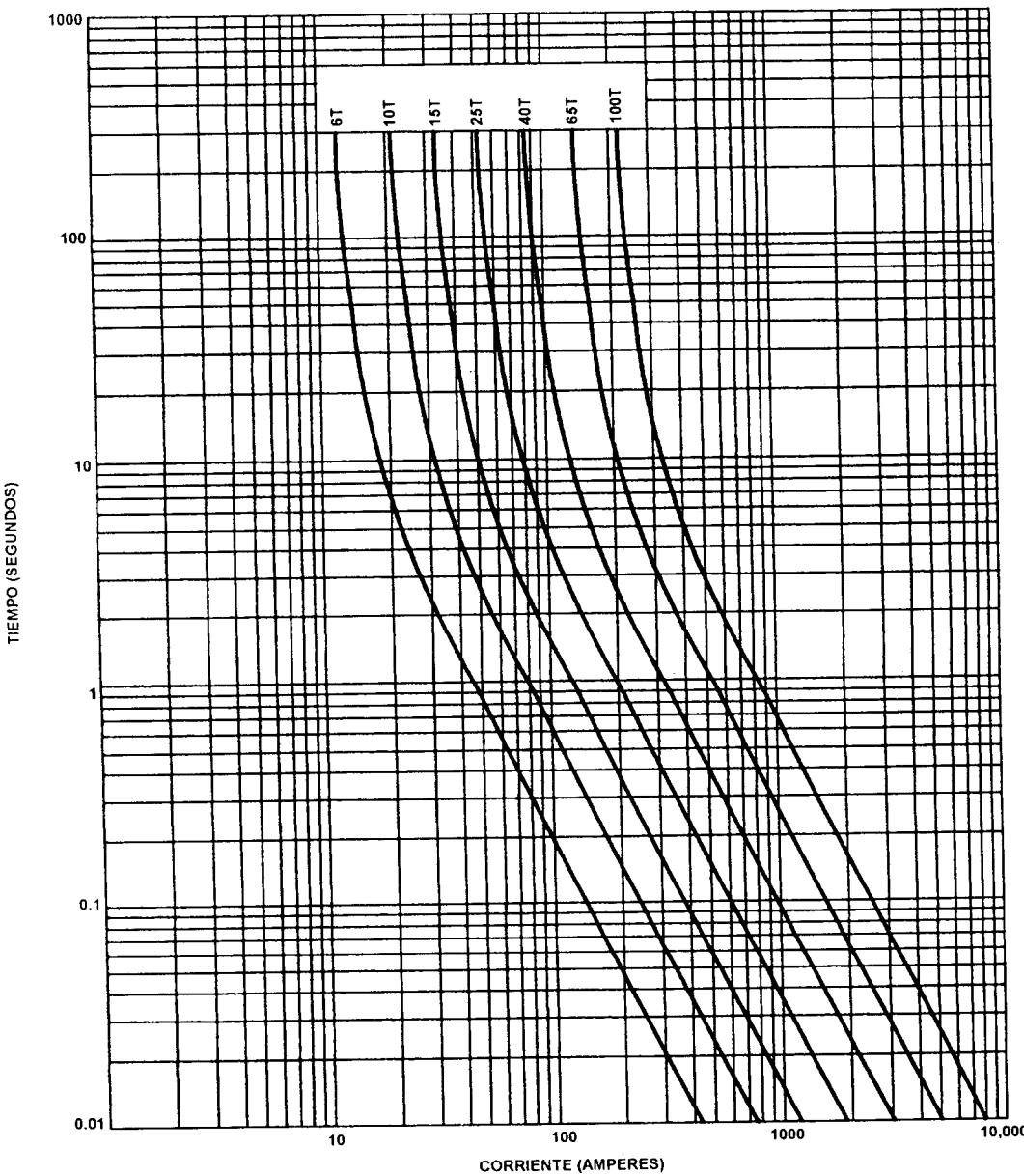
LA SELECTIVIDAD. Se ha mencionado ya con anterioridad el concepto de selectividad, que consiste básicamente del proceso mediante el cual, en caso de falla, los dispositivos de protección contra sobrecorriente, deben desconectar del sistema sólo la parte en falla o afectada en el tiempo más corto posible. En términos de los dispositivos de protección, existen distintos casos de análisis de selectividad, algunos de ellos para sistemas de baja tensión, y otros, para sistemas de media y alta tensión. En todos ellos, se consideran elementos conectados en serie, y con fines de ilustración de procedimiento, se mencionan los siguientes:

SELECTIVIDAD ENTRE FUSIBLES CONECTADOS EN SERIE. En sistemas radiales simples, en una barra colectora considerada como un nodo del sistema,

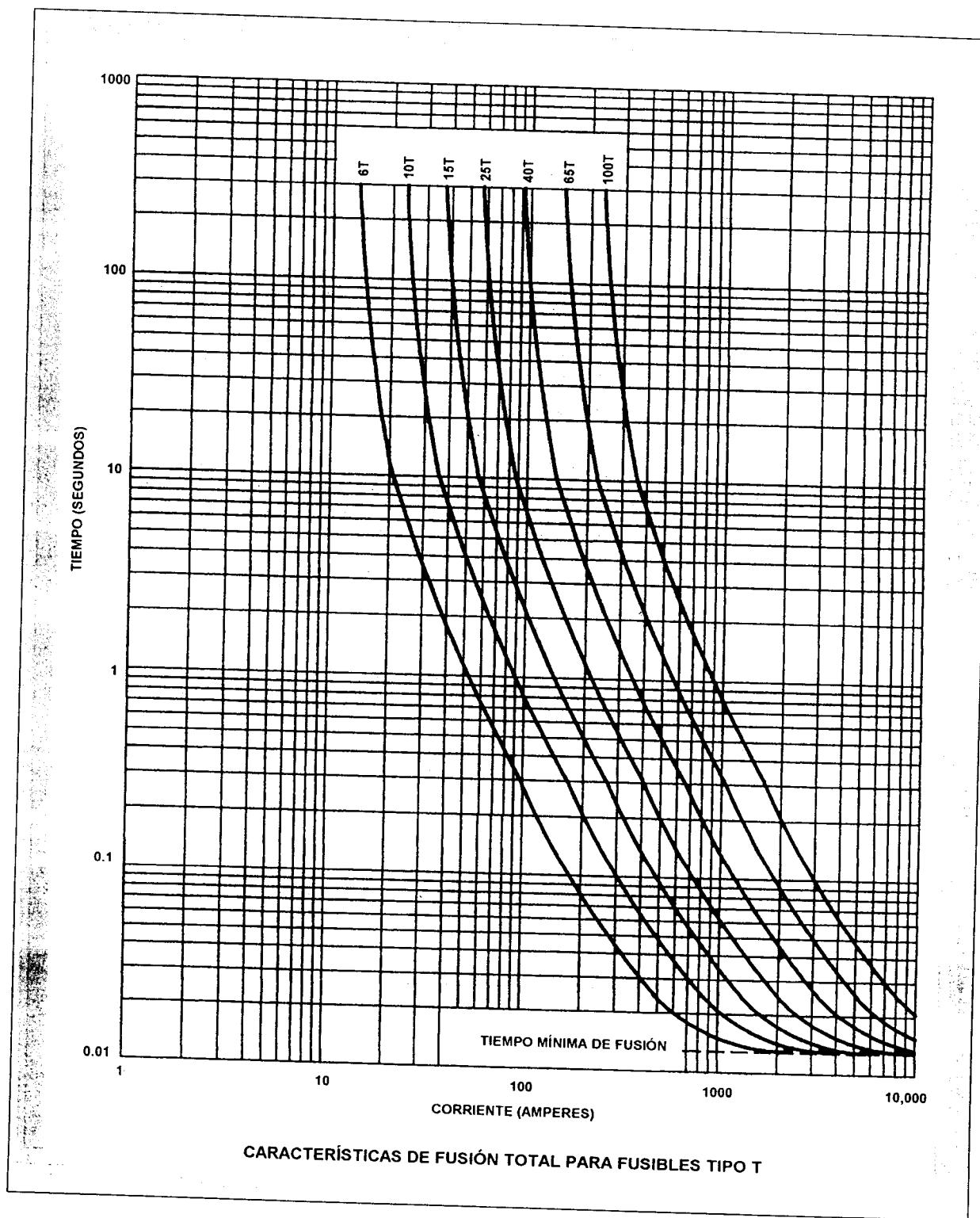
las líneas de alimentación y las derivaciones salientes llevan corrientes de distinto valor y pueden tener también distintos calibres de conductores, por lo que los fusibles de protección tienen diferentes valores de corriente nominal. En caso de falla, se puede presentar la situación de que circule por dos fusibles la misma corriente, por lo que la regla básica de selectividad entre fusibles se puede establecer en los términos siguientes:

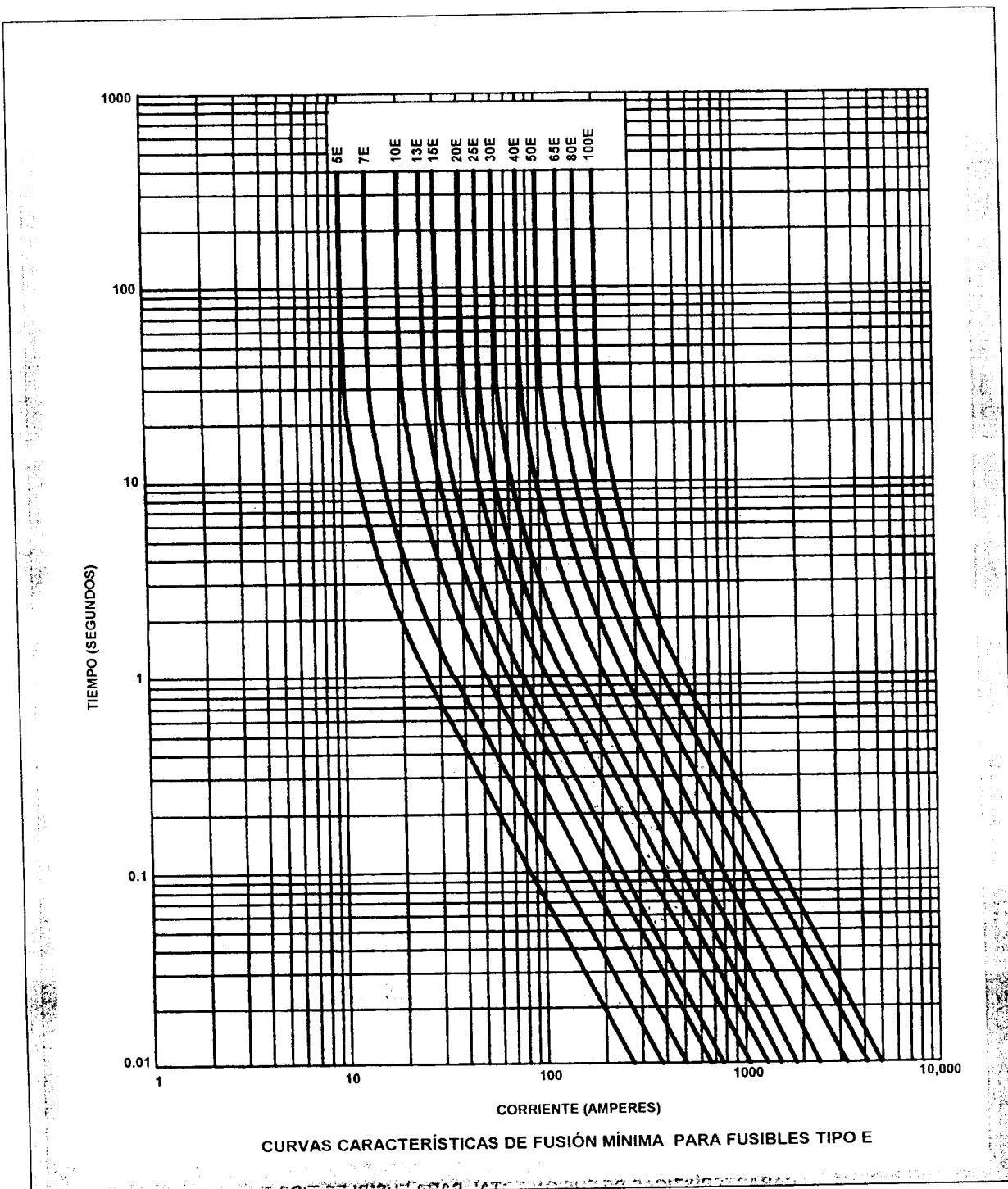
"Dos fusibles conectados en serie se comportan en forma selectiva cuando sus curvas características de fusión no se tocan y se desplazan a una distancia suficiente una de otra". Cuando las corrientes de cortocircuito son de un valor elevado, esta regla pierde validez, ya que en este caso, sólo se tiene selectividad cuando el valor I^2t (valor calorífico de la corriente) durante el tiempo de fusión y de extinción del fusible más próximo a la falla es menor que el valor calorífico de la corriente (I^2t) del tiempo de fusión del fusible más distante de la falla.

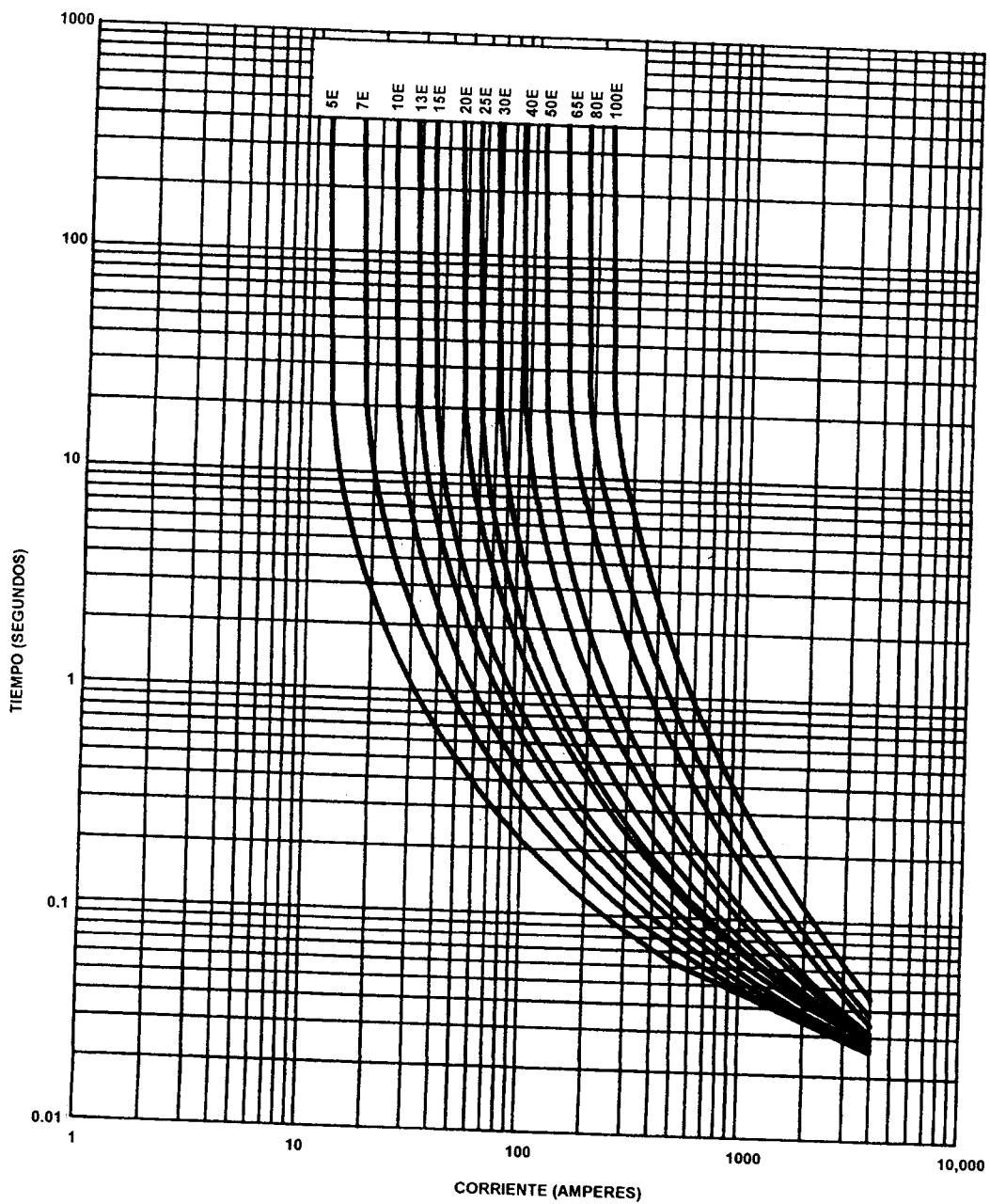
En la figura siguiente, se muestra un caso hipotético de coordinación entre fusibles conectados en serie, con valores de corriente nominales en cada caso y un valor de corriente de cortocircuito de 1300 A en uno de los circuitos derivados de la barra.



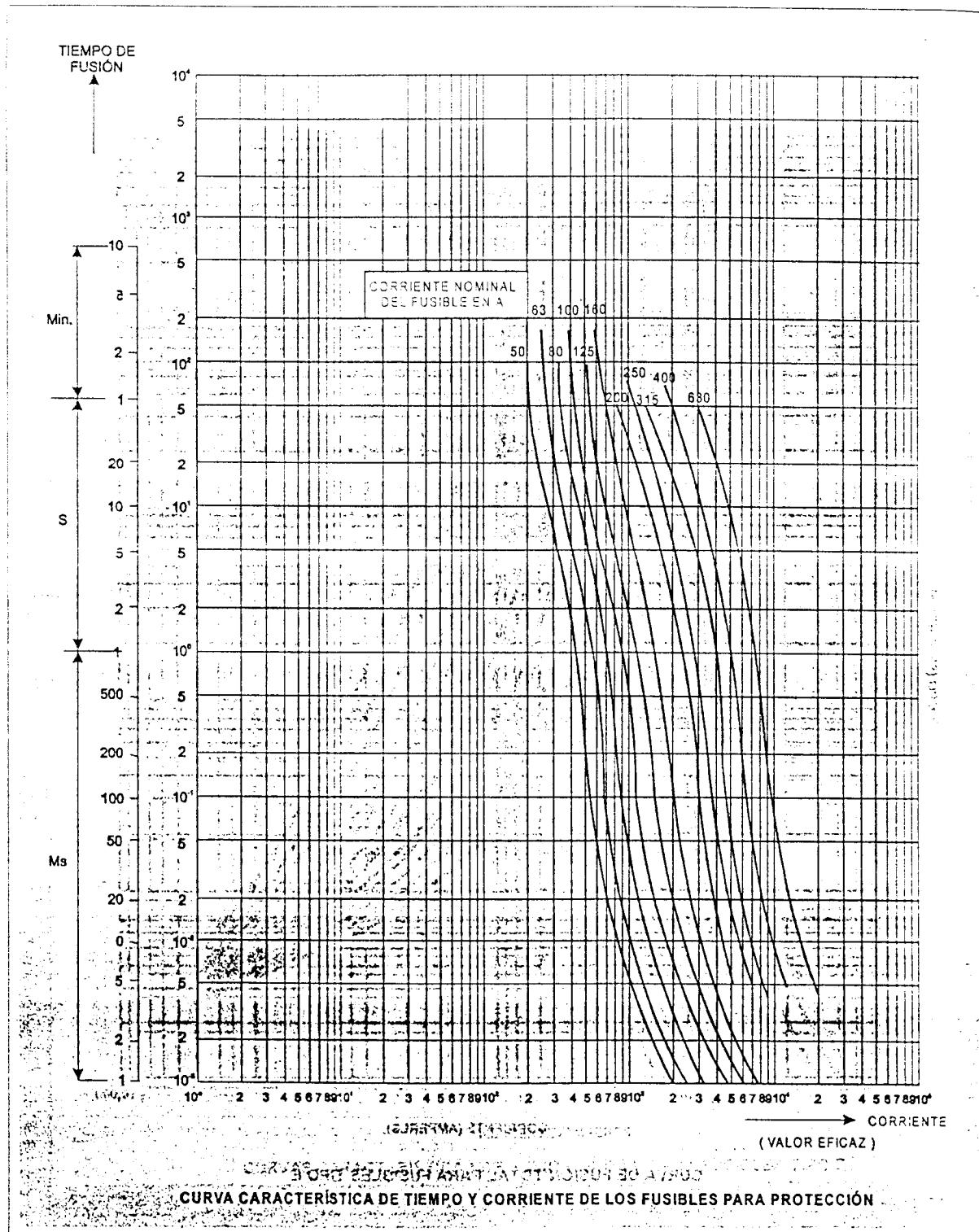
CARACTERÍSTICAS DE FUSIÓN MÍNIMA PARA FUSIBLES TIPO T





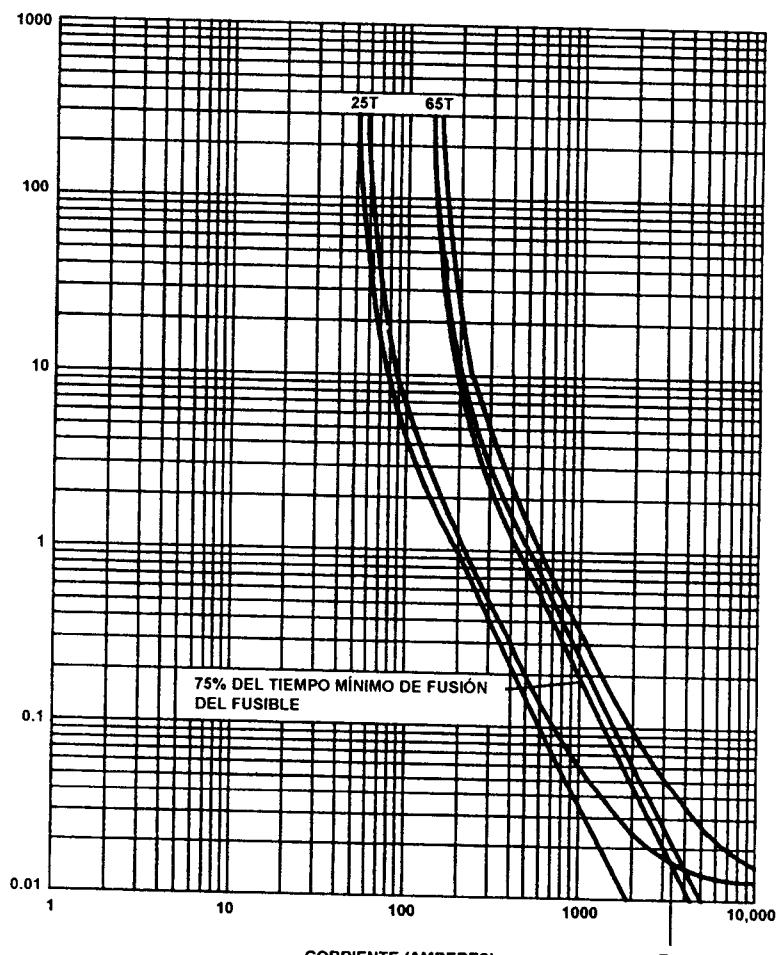


CURVA DE FUSIÓN TOTAL PARA FUSIBLES TIPO E





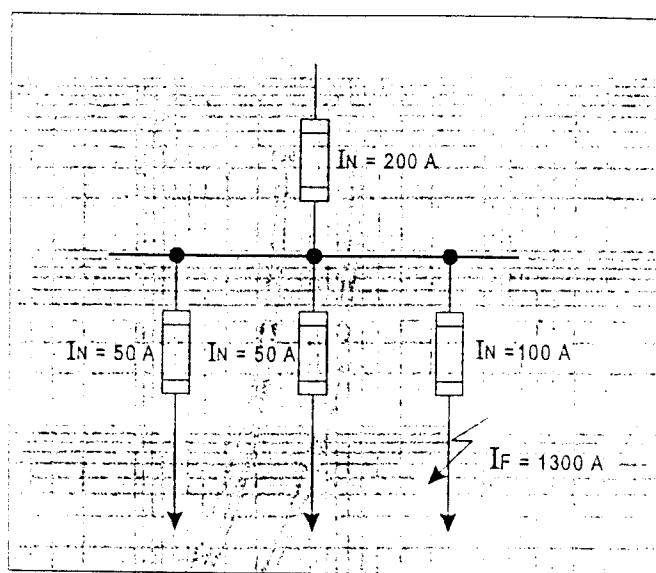
(A) DIAGRAMA UNIFILAR

(B) CURVA TIEMPO CORRIENTE
COORDINACIÓN FUSIBLE - FUSIBLE

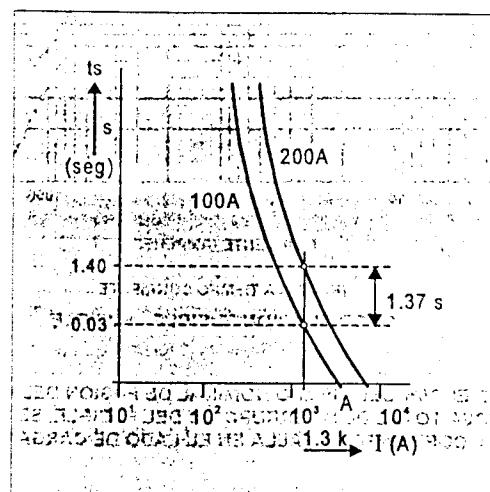
LA CORRIENTE DONDE EL 75% DEL TIEMPO NOMINAL DE FUSIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO INTERCEPTA A LA CURVA TOTAL DE INTERRUPCIÓN DEL FUSIBLE, SE DESIGNA POR $I_{MÁX}$. SI LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE FALLA EN EL LADO DE CARGA EXcede $I_{MÁX}$, EL FUSIBLE SE FUNDE.

Con referencia a la figura anterior, la corriente donde el 75% de tiempo mínimo de fusión del fusible protegido intercepta la curva de interrupción total del fusible protegido y designada por $I_{máx}$. Existe la coordinación para corrientes arriba del nivel de $I_{máx}$.

Si el valor real de la magnitud de la corriente de falla en el lado de la carga del fusible protegido excede $I_{máx}$, ambos fusibles se funden.



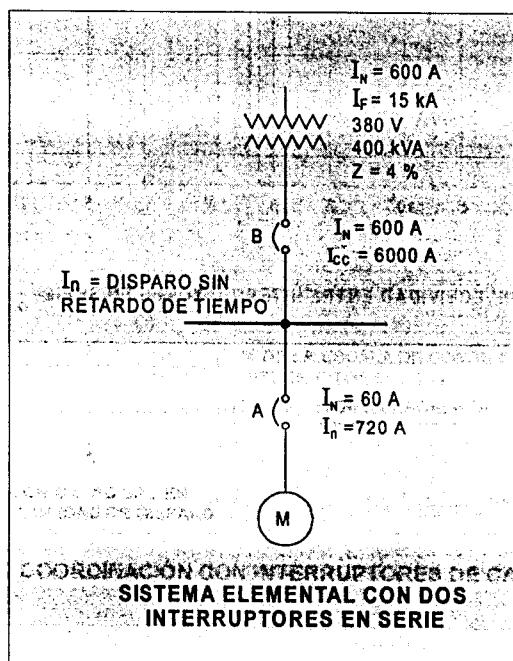
Las curvas tiempo-corriente para los fusibles de 100 A (en el ramal de la falla) y 200 A (alimentador principal), se dan a continuación (recuérdese que se trazan en papel log-log):

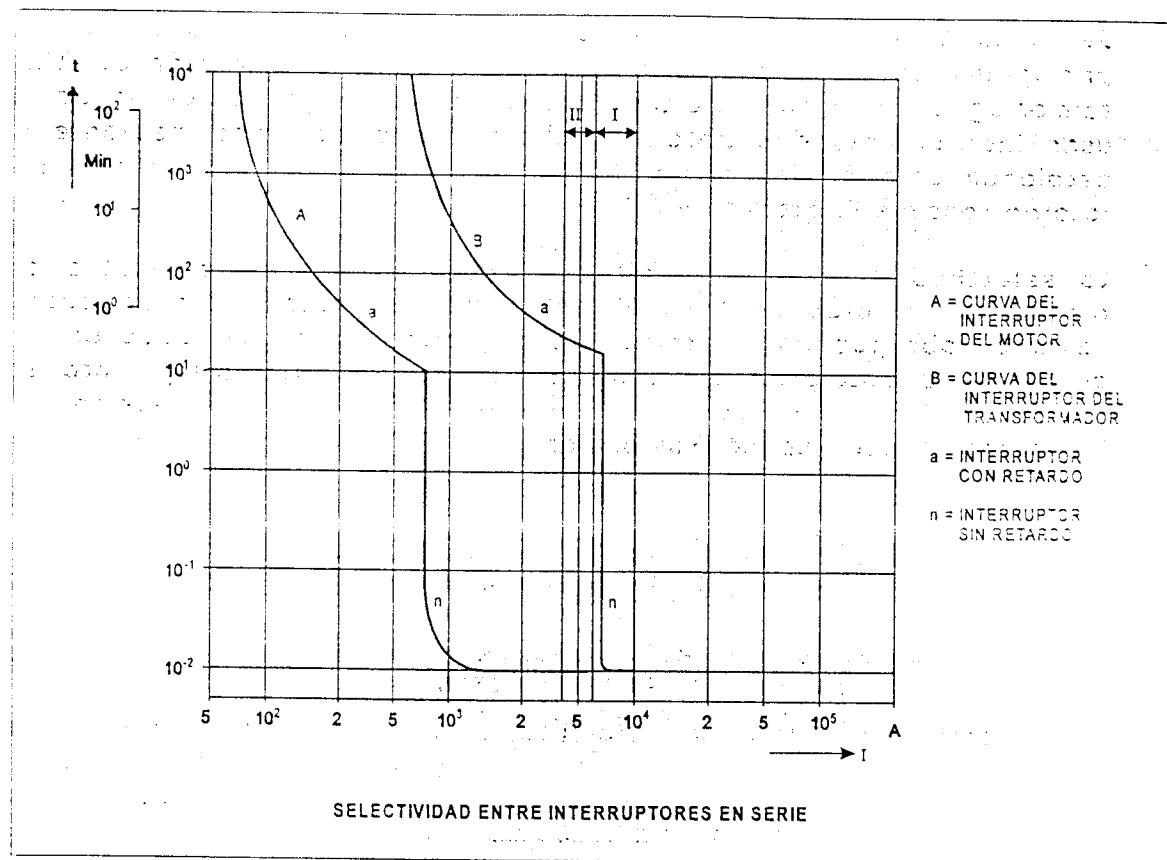


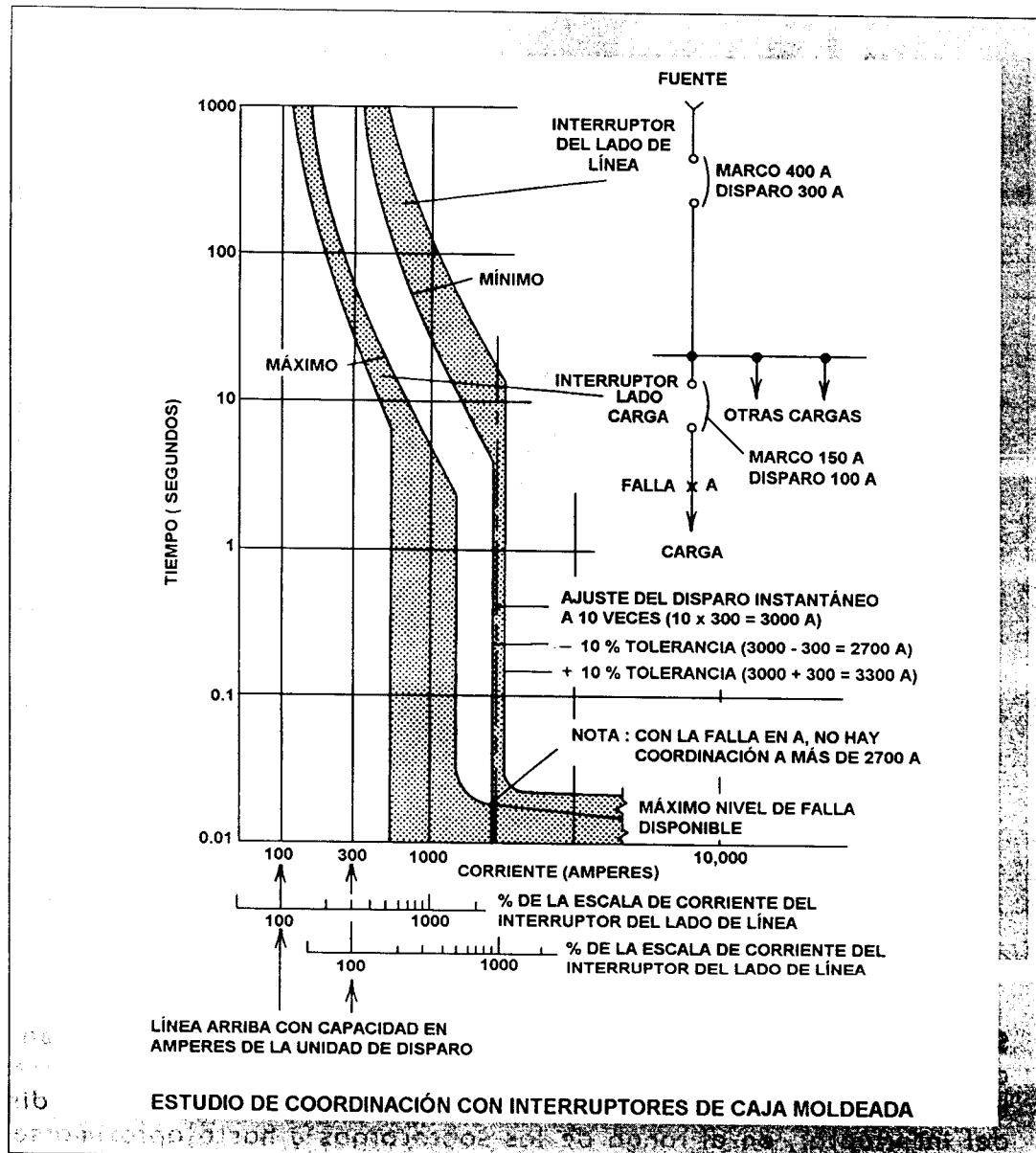
El proceso de coordinación selectiva establece que debe operar primero el fusible de 100 A para la corriente de falla de 1.3 kA. De acuerdo con las curvas anteriores, esto lo hace en 0.03 seg., mientras que el fusible de 200 A opera en 1.40 seg., es decir, 1.37 seg.; después del tiempo de coordinación, queda la selectividad.

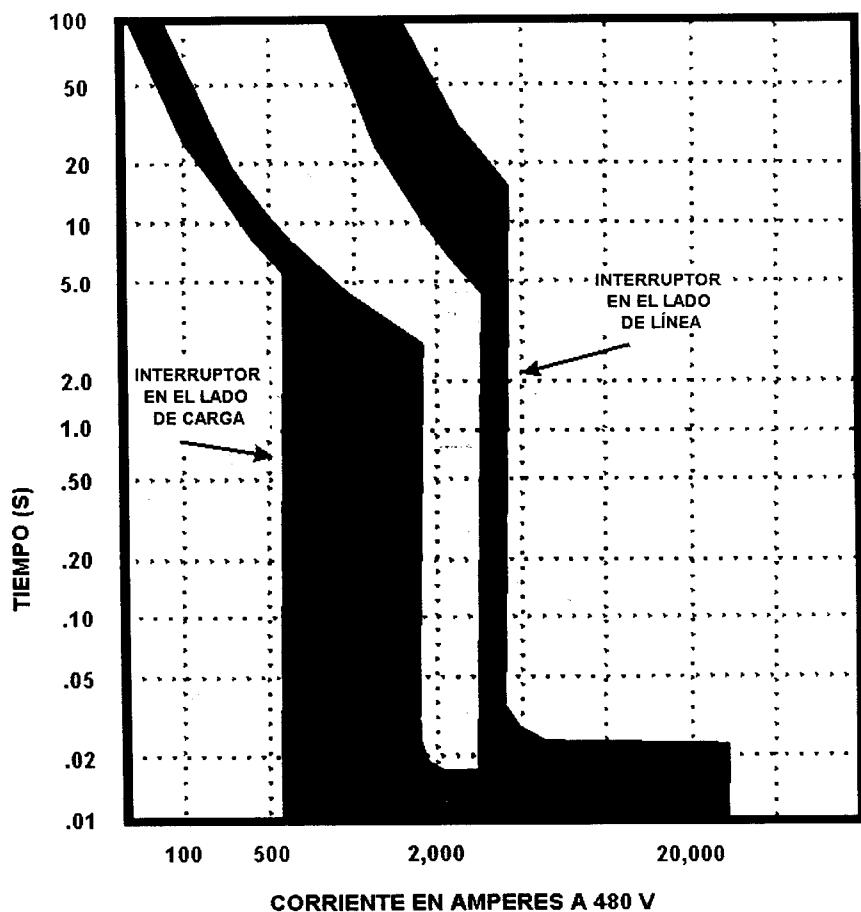
SELECTIVIDAD ENTRE INTERRUPTORES CONECTADOS EN SERIE. Esto se refiere principalmente a los interruptores de baja y mediana tensión del tipo termomagnético, o bien, ciertos tipos del electromagnético en donde se usan interruptores que tratan de obtener la selectividad mediante el escalonamiento de las corrientes de disparo de los interruptores sin retardo contra sobrecorrientes.

La selectividad por medio del escalonamiento de las corrientes de disparo sin retardo de tiempo contra sobrecorrientes, sólo se puede llevar a cabo cuando las corrientes de cortocircuito calculadas en los puntos de la instalación difieren lo suficiente. En la figura siguiente, se ilustran los conceptos generales de coordinación para un sistema con interruptores termomagnéticos en serie.

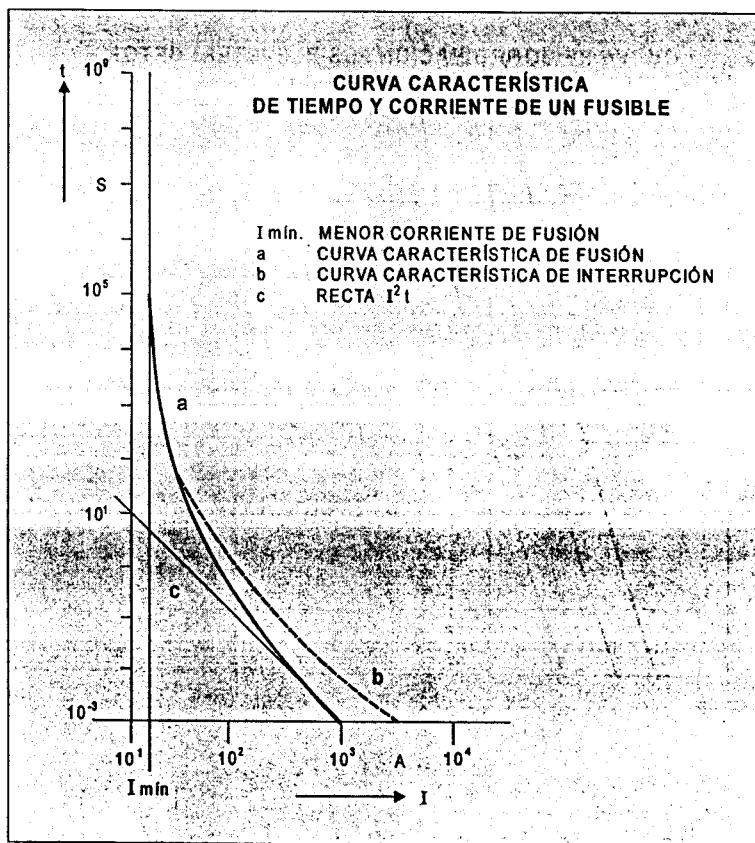
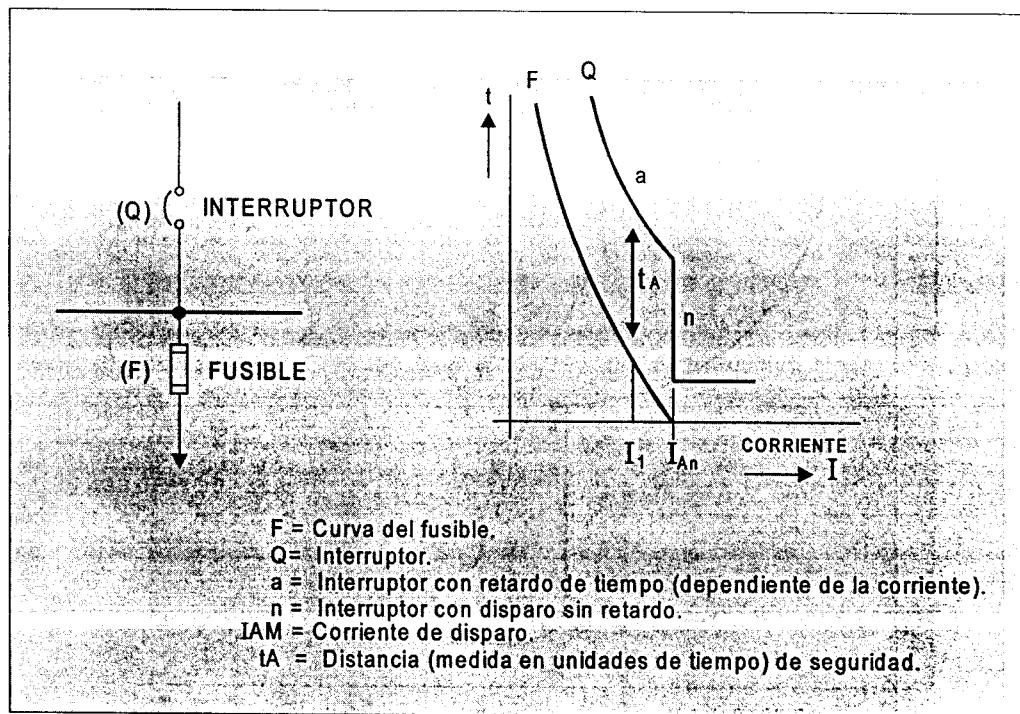


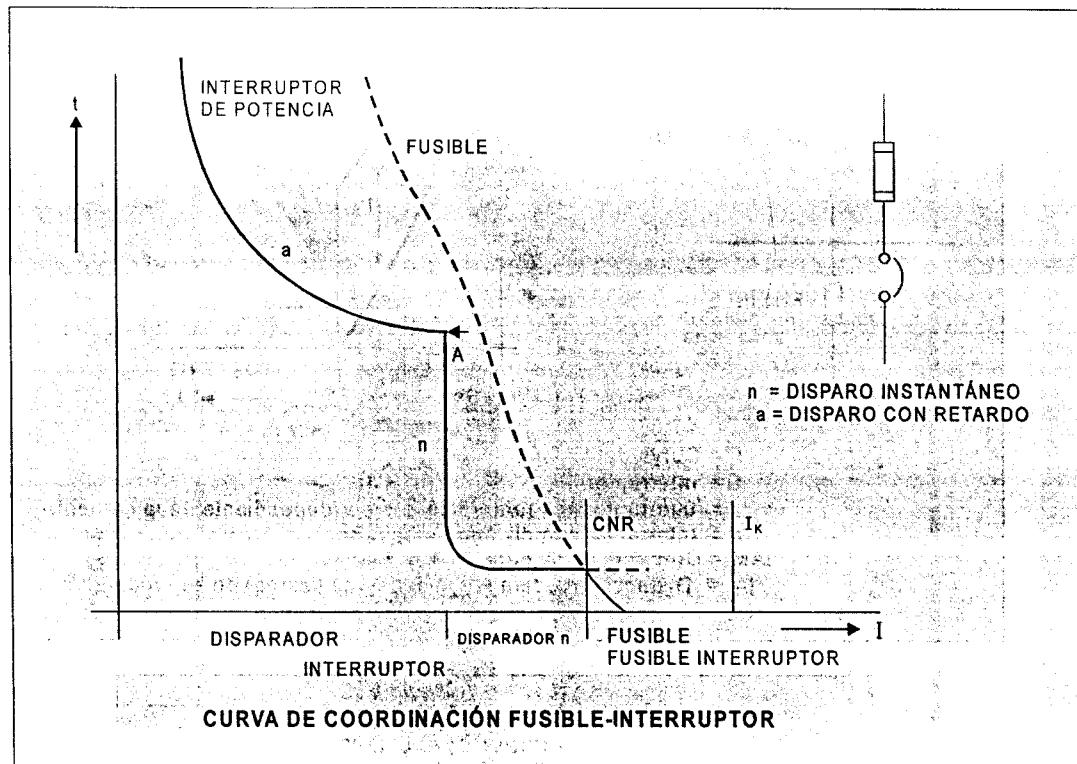


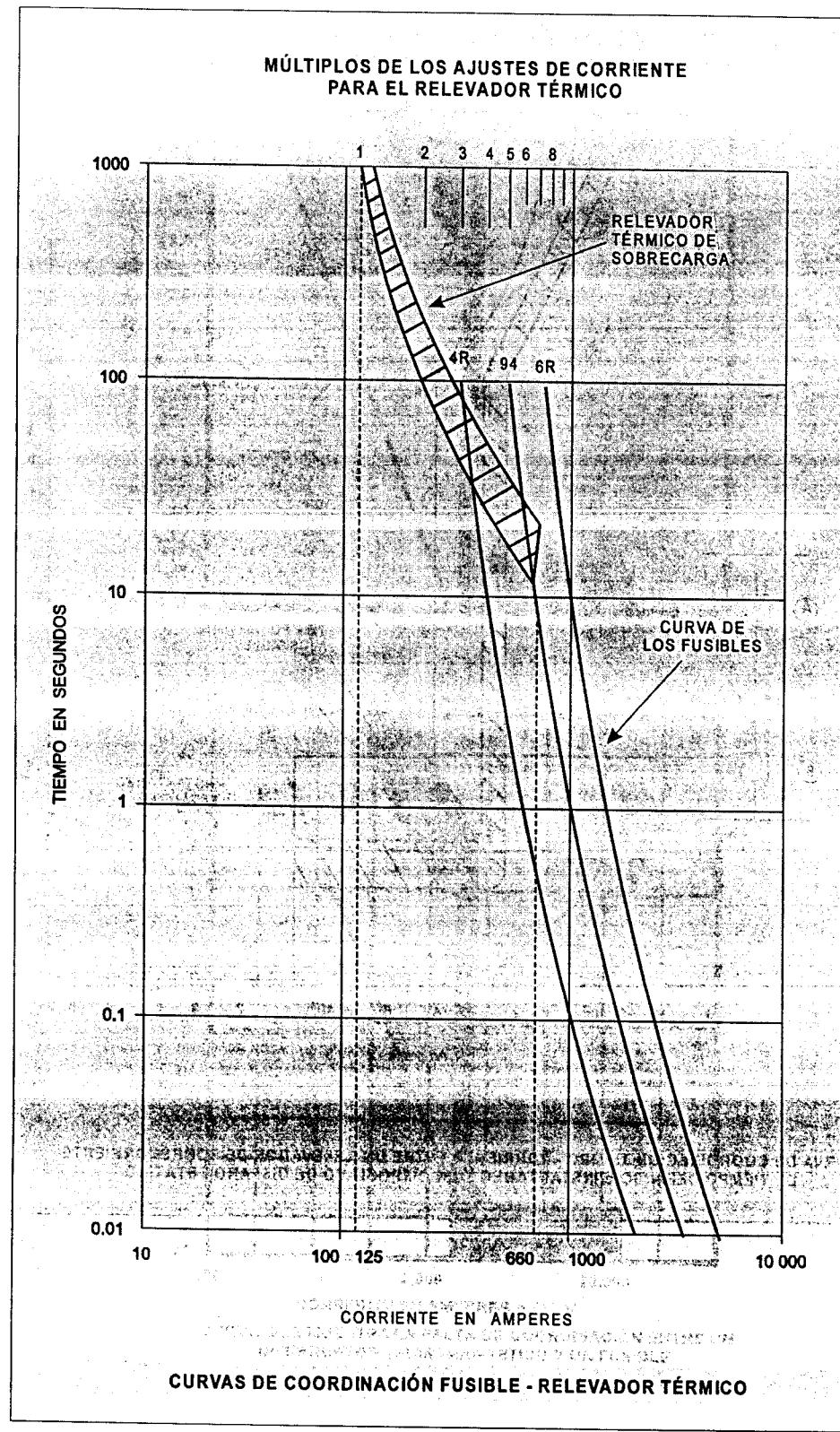


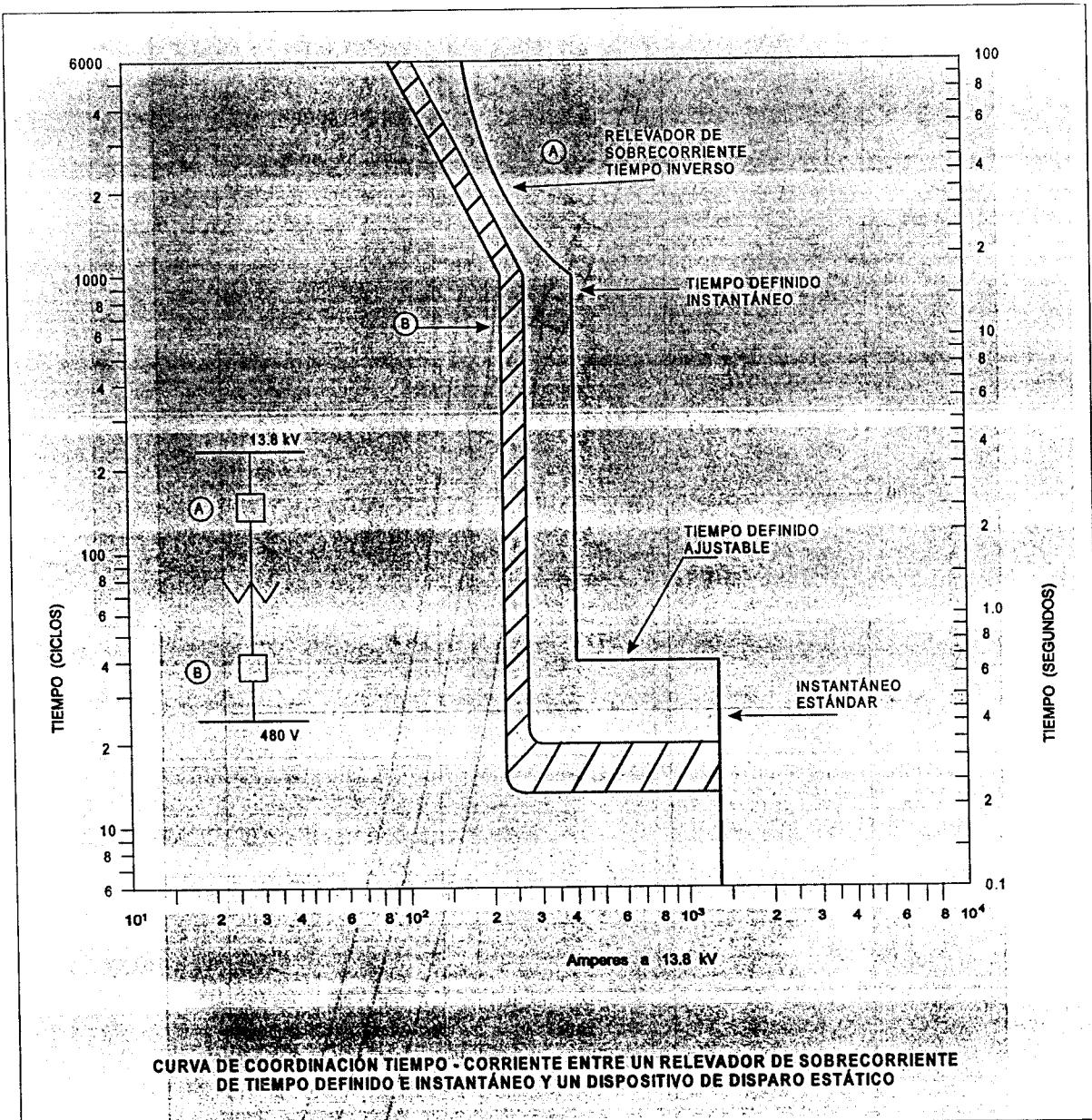
**COORDINACIÓN LIMITADA ENTRE INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS EN SERIE**

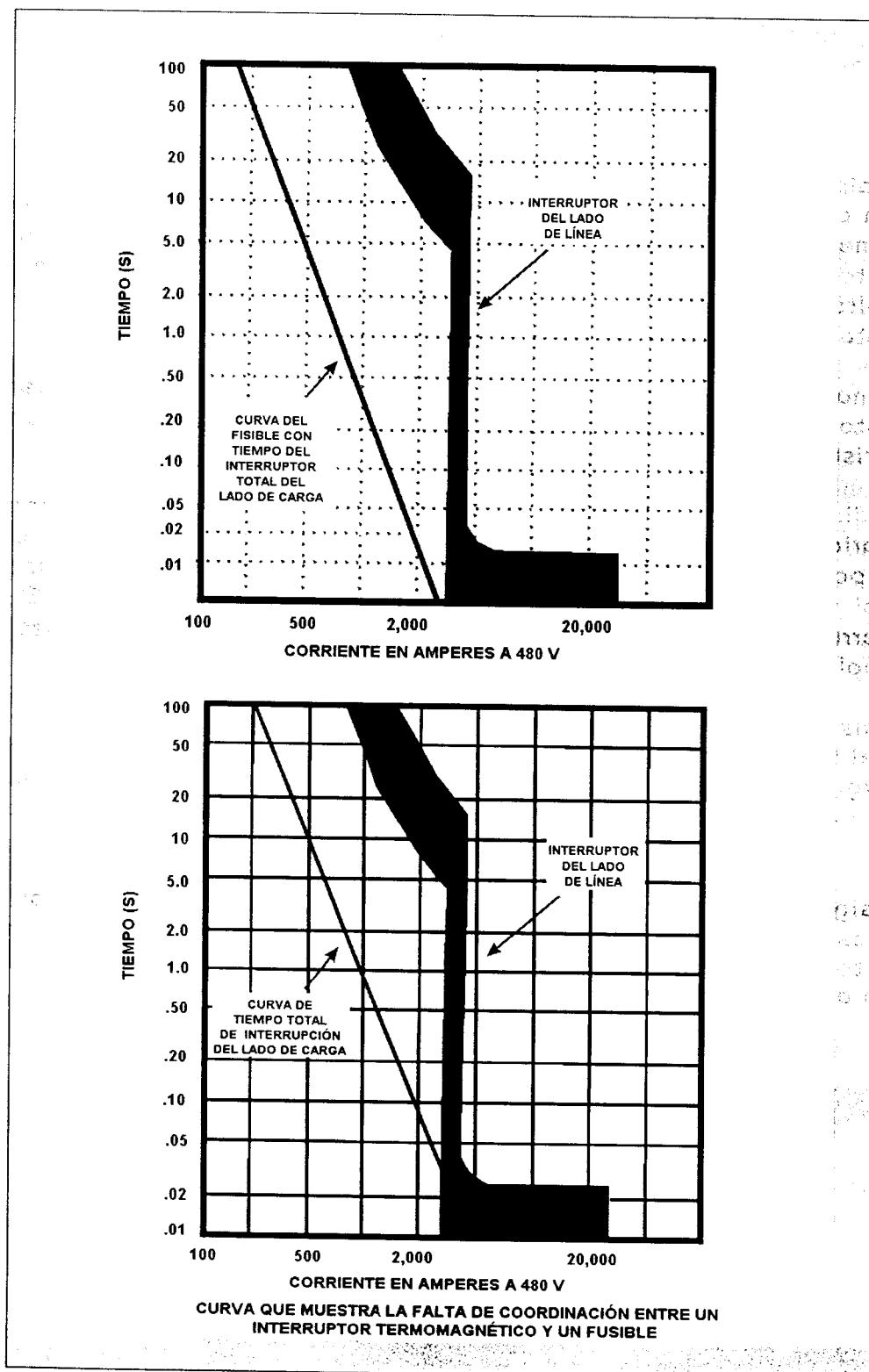
SELECTIVIDAD ENTRE UN INTERRUPTOR Y UN FUSIBLE. La selectividad en este caso, cuando se conectan en serie un interruptor y un fusible, se tiene si la curva característica de la curva del fusible no toca la curva de disparo del interruptor, en el rango de las sobrecargas y hasta aproximarse a la zona de disparo.











Considérese el transformador monofásico de la siguiente figura, el transformador tiene una capacidad de 50 KVA, 7200-120/240 V, el lado de alto voltaje está protegido por un fusible 10T y el devanado de bajo voltaje está conectado a un bus de bajo voltaje por medio de un interruptor de 250 A que afecta como principal.

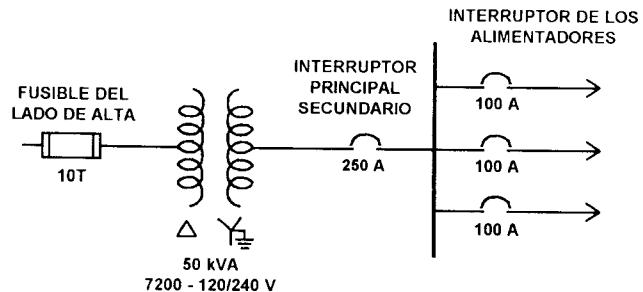
Adicionalmente, se tienen tres alimentadores con interruptores de 100 A, también conectados al bus, si ocurre una falla en el lado de la carga en uno de los alimentadores, sólo el interruptor del alimentador debe operar y el interruptor del transformador en el lado secundario o el fusible en el lado de alto voltaje proporcionan protección de respaldo, en el caso de que el interruptor del alimentador falle.

Para una coordinación selectiva, la característica tiempo-corriente del interruptor del alimentador debe quedar debajo y a la izquierda de la característica del fusible.

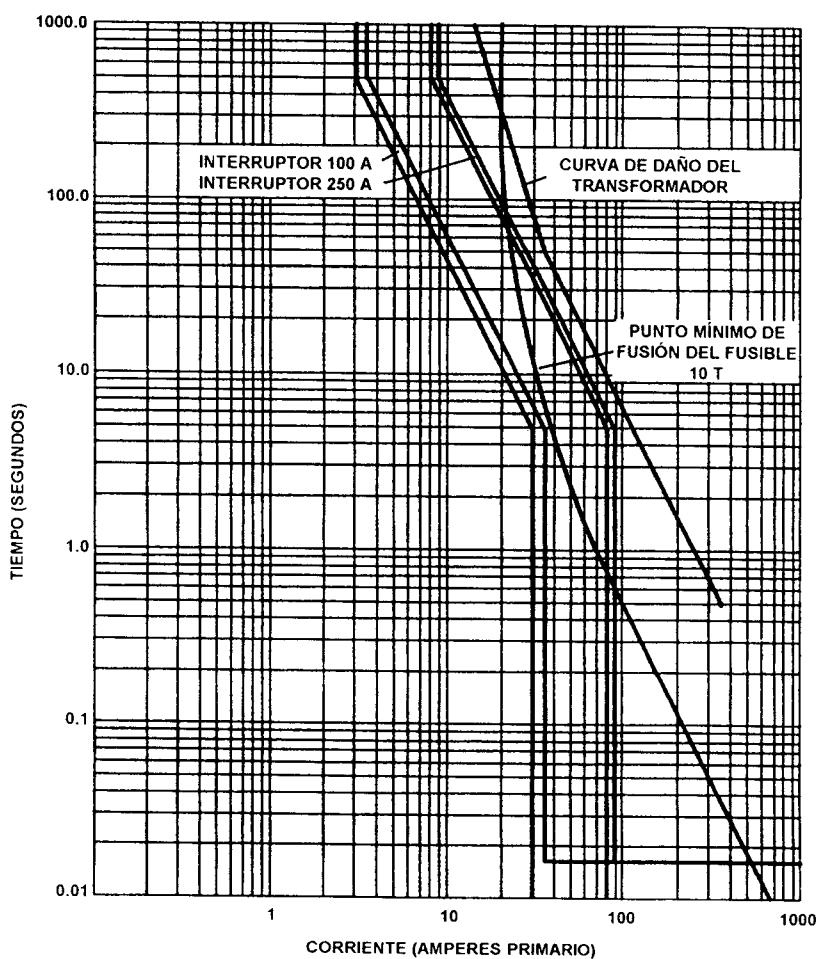
La coordinación selectiva entre el dispositivo de sobrecorriente principal del secundario y los dispositivos del lado de alta tensión, puede ser difícil de lograr, por ejemplo, si ocurre una falla en el bus secundario, el interruptor principal secundario dispara antes que el fusible primario opere. El disparo del interruptor principal secundario da como resultado la desenergización del bus completo de baja tensión.

De la misma forma, si el fusible del lado de alto voltaje del transformador se funde, el transformador queda fuera de servicio, resultando con esto también la desenergización de todo el bus de baja tensión, por lo tanto, las consecuencias de la operación de los dispositivos de protección principales de alta tensión y baja tensión son las mismas.

En la siguiente figura, se muestra la curva de daño del transformador y dibujadas en el mismo papel log-log y a la misma escala, las curvas de los interruptores en baja tensión y la curva de mínima fusión del fusible 10T, referida al lado de baja tensión.



(A) ESQUEMÁTICO DEL TRANSFORMADOR



(B) CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

CARACTERÍSTICA DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES
DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

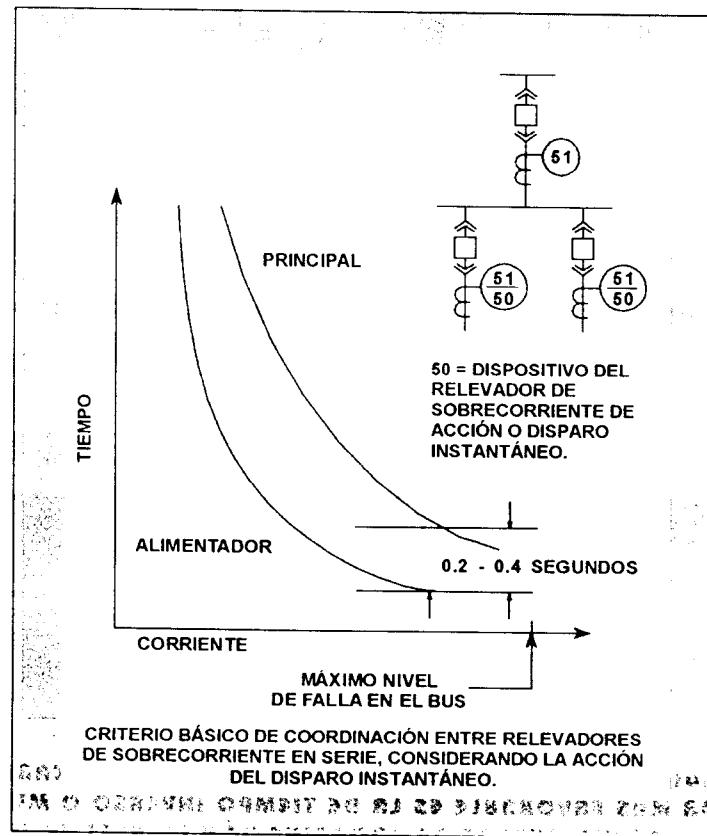
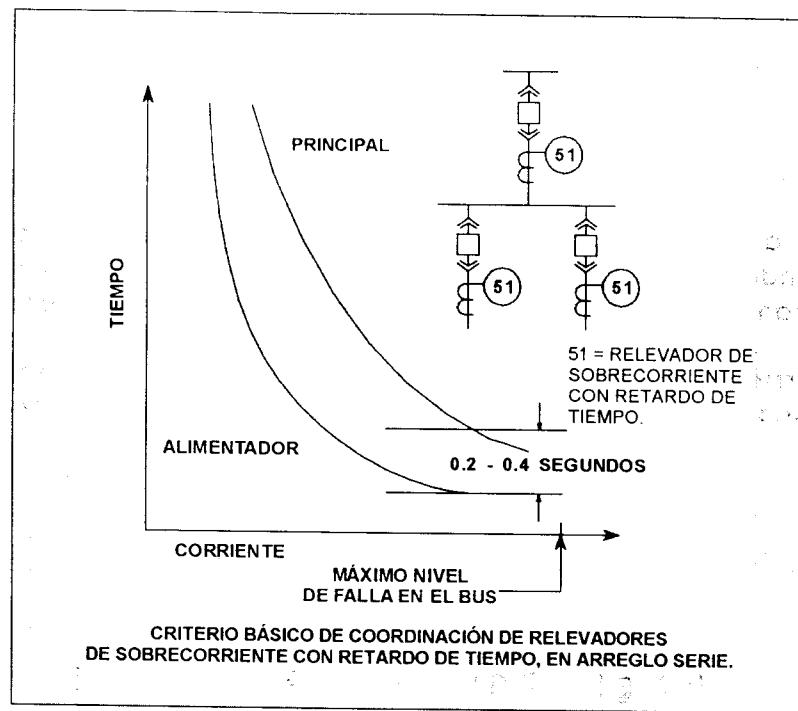
COORDINACIÓN DE RELEVADORES CON RELEVADORES. Cuando se usan relevadores de sobrecorriente en serie, se establece un margen de tiempo entre 0.4 y 0.5 seg. al valor máximo de falla que se presente, este tiempo incluye el tiempo de operación del interruptor (alrededor de 0.12 seg) y el tiempo del relevador (0.10 seg), aún cuando pueden haber variaciones en estos tiempo por diferencias entre fabricantes, o bien, por incluir pequeños factores de seguridad (por ejemplo 0.17 seg).

En el caso de los relevadores de estado sólido, se puede eliminar en principio lo correspondiente al tiempo del relevador.

Un examen de las curvas características de operación tiempo-corriente para varios dispositivos, puede mostrar que los relevadores de sobrecorriente tienen una característica de **línea**, en cambio, tanto los fusibles o los dispositivos de disparo directo como los interruptores termomagnéticos, tienen una **banda** dentro de la cual los dispositivos pueden operar. Esta banda es necesaria para acomodar la tolerancia requerida por los fabricantes de los dispositivos, cuando un relevador se coordina debajo de la banda, se aplica el límite inferior de la misma, esto es para dar cierta selectividad.

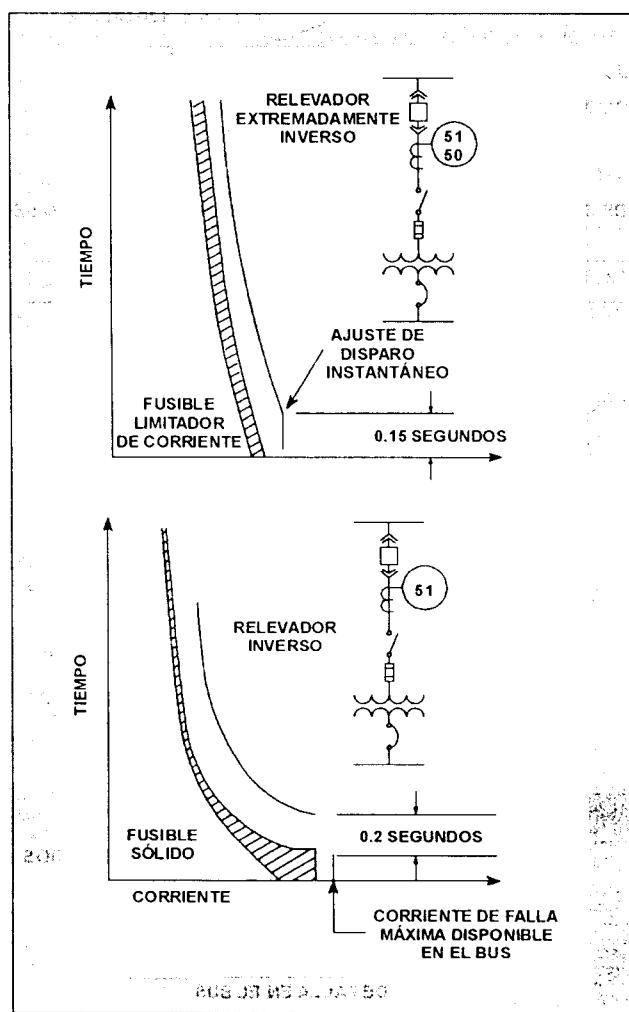
En el caso de los relevadores de sobrecorriente, existen distintas formas de curvas para facilitar la coordinación y permitir la mejor selección, buscando la mejor compatibilidad con otros dispositivos de protección.

Los relevadores de sobrecorriente incluyen también una unidad o acción instantánea para otro tipo de aplicaciones del relevador, tales como las líneas o alimentadores a la subestación, este elemento instantáneo, conjuntamente con el elemento que tiene retardo de tiempo, puede ayudar a una mejor selectividad.

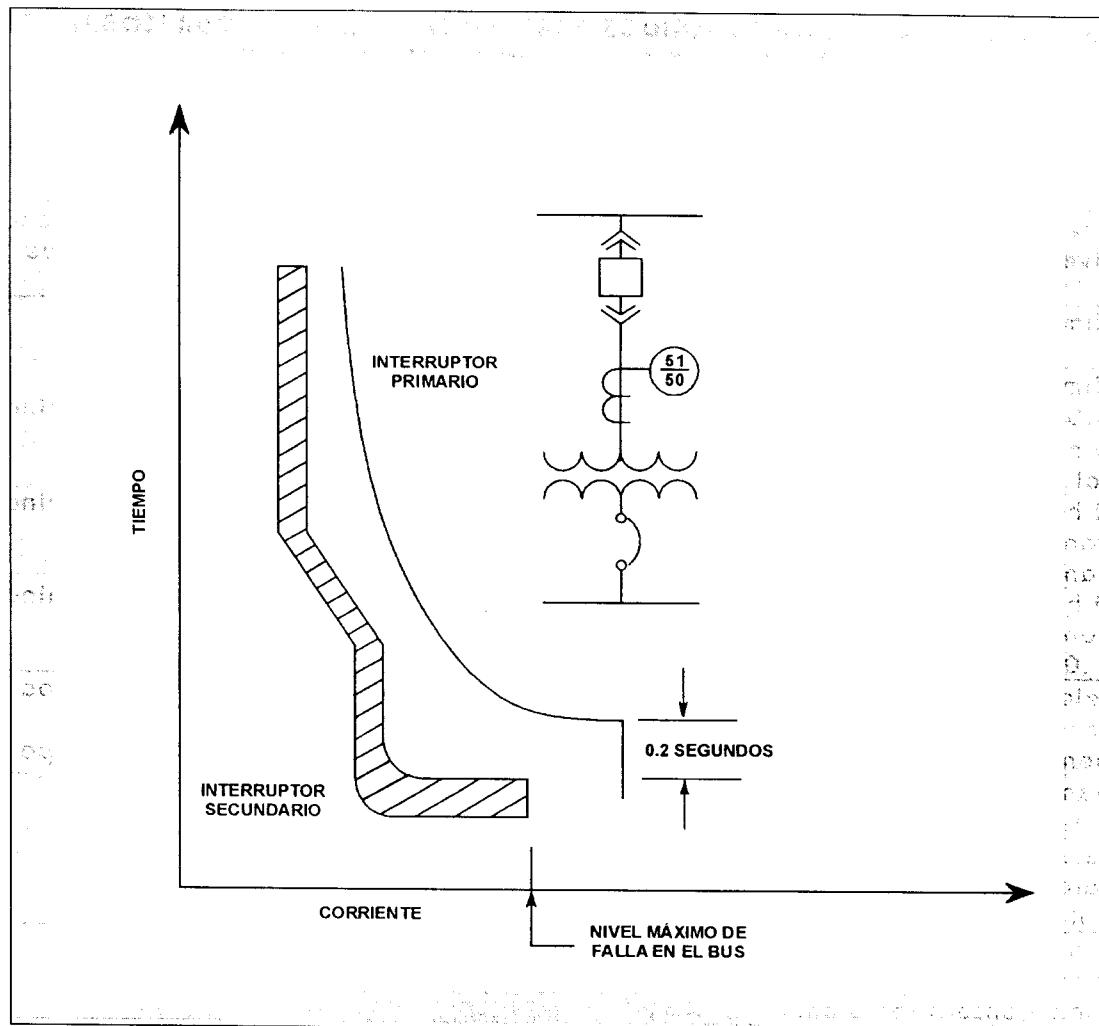


COORDINACIÓN DE RELEVADORES SOBRE INTERRUPTORES O FUSIBLES. Cuando se coordina un relevador de sobrecorriente con un interruptor o con un fusible, se recomienda un margen de tiempo de entre 0.1 y 0.2 seg. al nivel máximo de falla. El tiempo total de operación, considera las tolerancias del fabricante del relevador, el margen de seguridad está entre 0.1 seg y 0.2 seg.

Debido a la forma de las curvas, para facilitar la coordinación se recomienda el uso de relevadores de **sobrecorriente de tiempo inverso** con instantáneo definitivo, ya que este tipo de relevador sigue la forma general de la característica de operación del dispositivo de sobrecorriente (fusible o interruptor termomagnético), obteniéndose de esta manera los tiempos mínimos para los márgenes de coordinación.



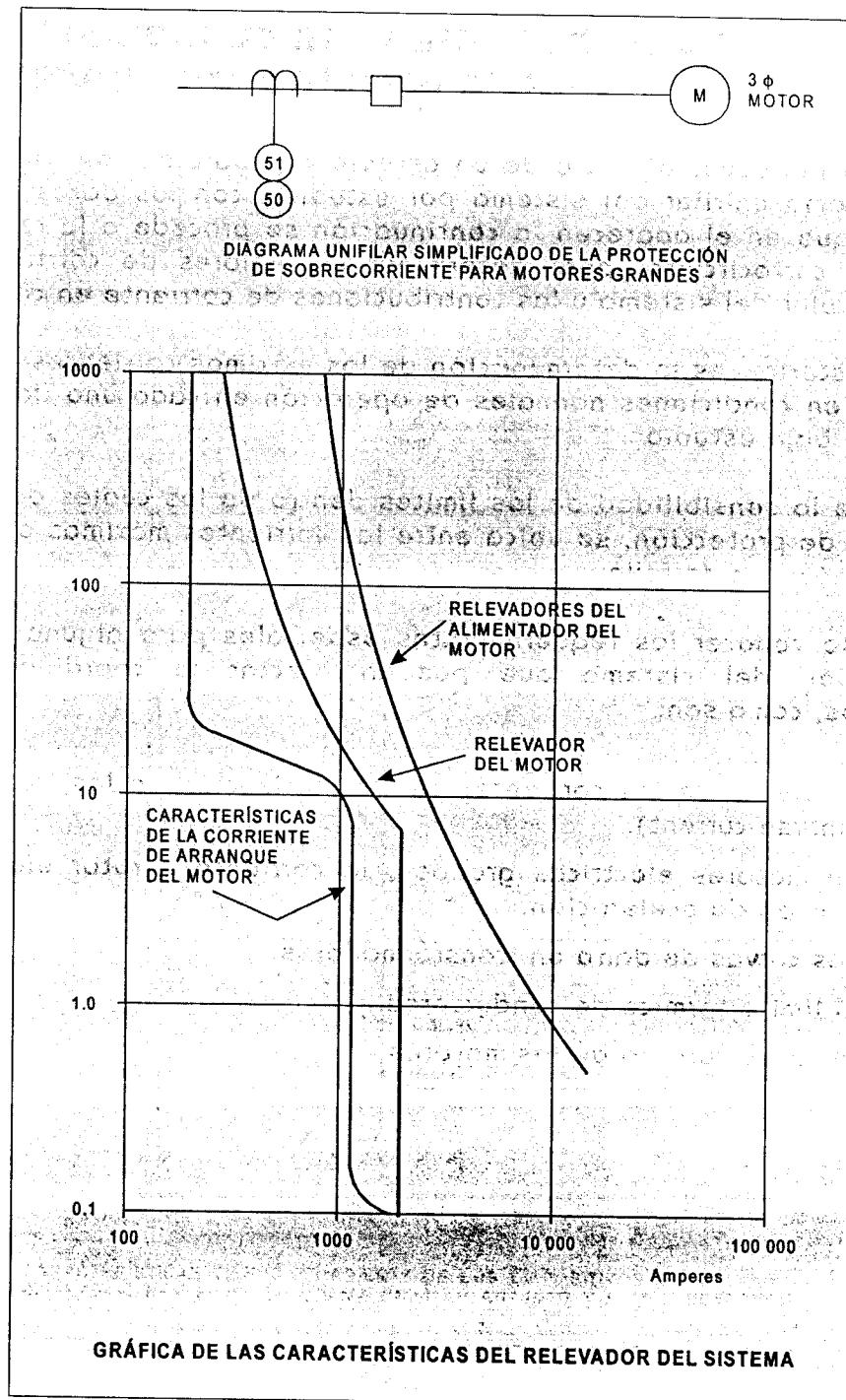
PARA LA COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES Y RELEVADORES, LA CARACTÉRISTICA DEL RELEVADOR MÁS FAVORABLE ES LA DE TIEMPO INVERSO O MUY INVERSO, YA QUE PERMITE LOS INTERVALOS DE COORDINACIÓN IDEALES EN MEDIO DE VOLTAJE



**COORDINACIÓN ENTRE RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE E
INTERRUPTOR EN BAJO VOLTAJE**

**AJUSTES DE CORRIENTE SUGERIDOS PARA RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE
E INTERRUPTORES DE ACCIONAMIENTO DIRECTO
PARA PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITO**

PARA DISPOSITIVOS DE ACCIÓN RETARDADA EN:	EL AJUSTE SUGERIDO DE CORRIENTE ES:
1. Líneas de entrada y alimentadores diversos.	Justo por encima de la máxima corriente admisible que permita el arranque de motores grandes.
2. Alimentadores individuales de motores.	Justo por encima de la corriente de arranque.
3. Alimentadores de transformadores que deben cumplir con los requisitos: a) Si no hay interruptor en el secundario del transformador. b) Si hay interruptor en el secundario del transformador y la reactancia del transformador es de 0.6 – 1.0 pu. c) Si hay interruptor en el secundario del transformador y la reactancia es mayor a .06 pu.	2.5 por unidad de la capacidad nominal del transformador. 4.0 por unidad de la capacidad nominal del transformador. 6.0 por unidad de la capacidad nominal del transformador.
4. Relación de sobrecorriente del generador con restricción de voltaje: a) Generador con reguladores de tensión. b) Generadores sin reguladores de tensión.	2.0 – 2.5 por unidad de la capacidad nominal del generador. 1.5 – 2.0 por unidad de la capacidad nominal del generador.
5. Relevador de inducción de tiempo largo para protección en el arranque del motor.	Ligeramente arriba de la corriente máxima de sobrecarga.
Para dispositivos de acción instantánea relevadores e interruptores de accionamiento directo en:	El ajuste sugerido de corriente es:
1. Alimentadores de transformadores.	Justo por encima de la I_1 del primario correspondiente a la $I_{máx}$ inicial asim. Para una falla en el secundario. Usar un multiplicador de 1.6 para la componente de CC en 5 kV y más, 1.5 para menos de 5 kV. Este ajuste debe permanecer haciendo caso omiso de la I_1 de magnetización del transformador.
2. Alimentadores de motores.	Justo por encima de la corriente inicial asimétrica con la que los motores pueden contribuir a una falla que depende de otra corriente, como lo determina la reactancia subtransitoria del motor y un multiplicador de 1.6 para un motor de 2300 V o más, y de 1.5 para 600 V o menos. Si esto es posible, usar la corriente del motor en reposo más 1.0 p.u. de la corriente nominal del motor en cuestión.



7.3

LA METODOLOGÍA DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES

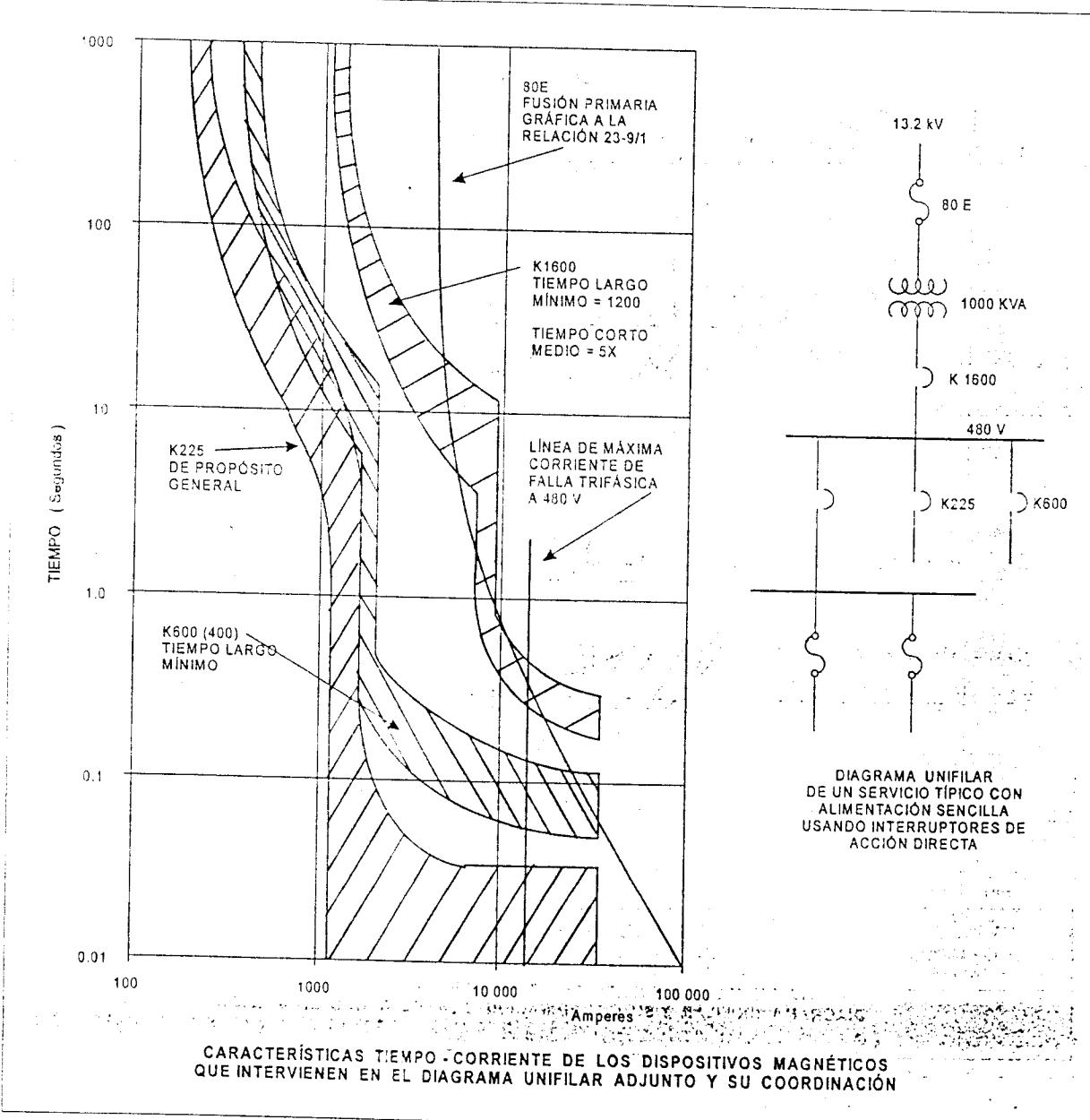
Como se ha indicado, el inicio de un estudio de coordinación de protecciones es el diagrama unifilar del sistema por estudiar, con los datos de todos los elementos que en él aparecen, a continuación se procede a la realización del estudio de cortocircuito, para determinar los valores de corriente en cada punto particular del sistema y las contribuciones de corriente en cada caso.

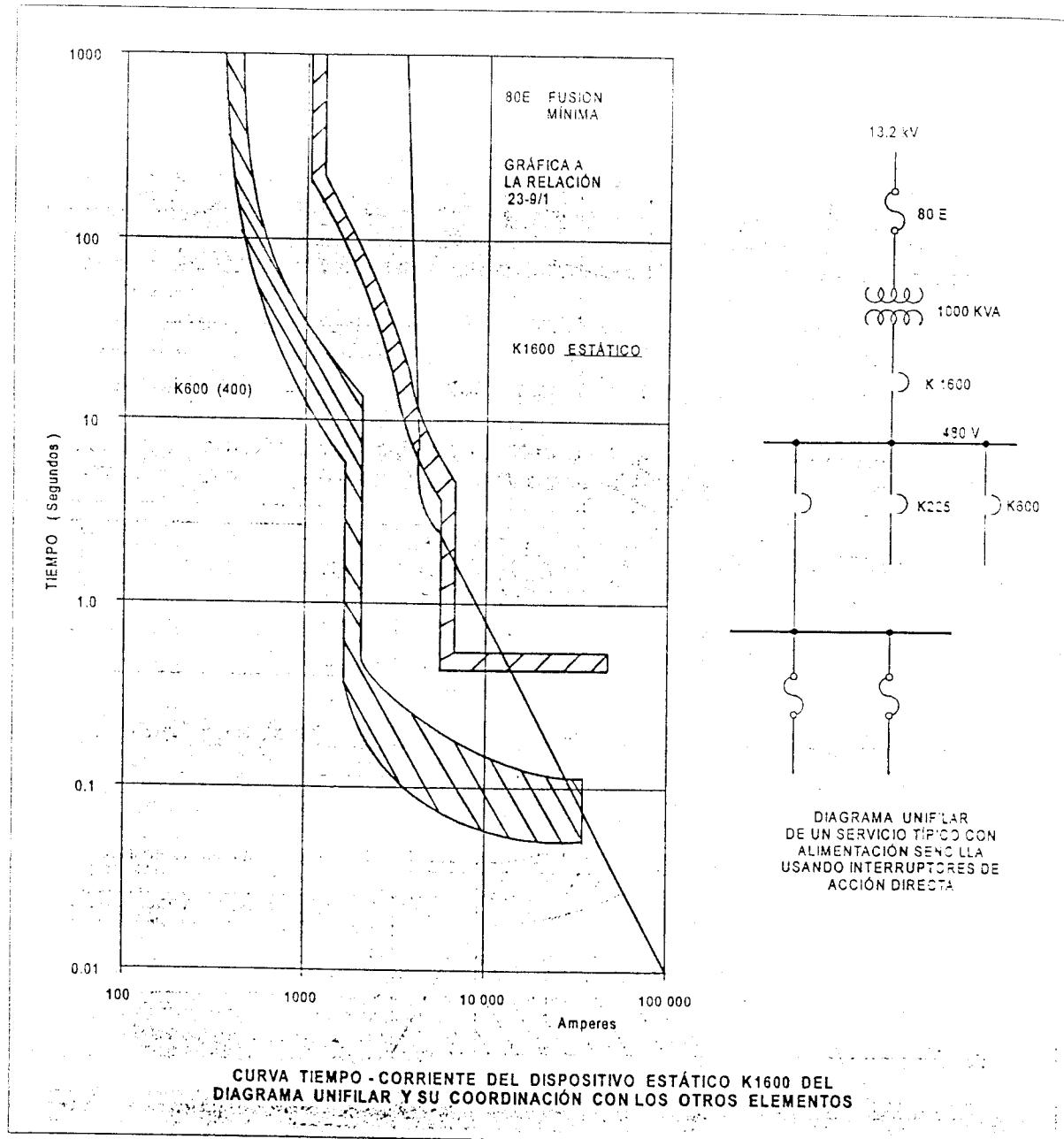
Un paso posterior, es la determinación de las máximas corrientes de carga que se tendrán en condiciones normales de operación en cada uno de los circuitos del sistema bajo estudio.

El ajuste de la sensibilidad de los límites dentro de los cuales debe operar el dispositivo de protección, se ubica entre las corrientes máximas de carga y las corrientes máximas de falla.

Es necesario conocer los requerimientos especiales para algunas condiciones de operación del sistema que puedan afectar la coordinación de las protecciones, como son:

- El efecto de las corrientes de magnetización en los transformadores (inrush-current).
- En motores eléctricos grandes, la corriente a rotor bloqueado y el tiempo de aceleración.
- Las curvas de daño en transformadores.
- El límite térmico de conductores.
- El límite térmico de los motores.





Para el estudio de coordinación de protecciones, es muy importante disponer de las curvas tiempo-corriente de todos los dispositivos de protección que intervengan, estas curvas se dibujan en papel logarítmico (log-log) en los dos ejes, para iniciar el estudio de coordinación.

Los resultados de la coordinación de protecciones, se presentan en papel log-log, con escalas de tiempo corriente, donde se indican las curvas y ajustes de

los dispositivos de protección y el diagrama unifilar del sistema o parte del sistema en estudio. Como resultado del estudio de coordinación de protecciones, se obtiene información útil para:

- La selección de transformadores de instrumento.
- La selección de fusibles, interruptores y relevadores.
- Los ajustes de los dispositivos de protección.

MÁRGENES DE COORDINACIÓN. El procedimiento de coordinación de protecciones, implica necesariamente el uso de las curvas tiempo-corriente de los distintos elementos de protección que intervienen. Cuando se grafican curvas de coordinación, se deben considerar ciertos intervalos de tiempo entre las curvas de estos dispositivos de protección, ya que es la única forma de garantizar su operación secuencial correcta. Por otra parte, las características de operación de los fusibles, relevadores e interruptores, son distintas, y hacen necesario estos márgenes.

Cuando se coordinan relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, el intervalo de tiempo se encuentra entre 0.3 y 0.4 segundos, mismos que se distribuyen como sigue:

- Tiempo de apertura de los contactos del interruptor 5 ciclos (0.083 seg. a la frecuencia de 60 Hz).
- Sobrecarrera (en relevadores electromecánicos) 0.10 seg.
- Factor de seguridad de 0.12 a 0.22 seg.

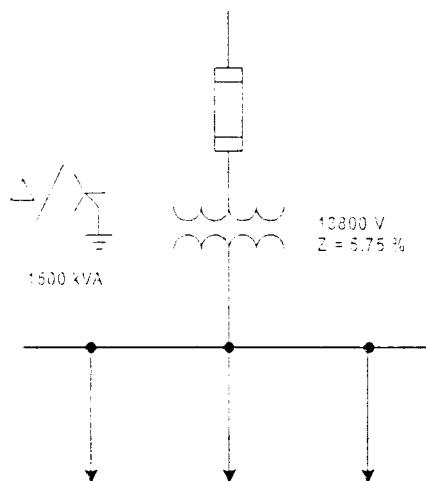
En los relevadores de estado sólido, el tiempo de sobrecarrera se elimina; por lo general, el tiempo de apertura de los contactos del interruptor ya está considerado en la curva graficada para éste.

COORDINACIÓN DE INTERVALOS DE TIEMPO. En los dispositivos de protección contra sobrecorriente que operan en serie, es necesario que su secuencia de operación sea correcta, por lo que debe haber una coordinación de intervalos de tiempo. Los factores que determinan la coordinación de los intervalos de tiempo son principalmente los siguientes:

1. La magnitud de la corriente de falla en el sistema.
2. La característica del detector del dispositivo de protección.

3. La sensibilidad del dispositivo de protección correspondiente a las magnitudes de las corrientes de falla.
 4. El margen de tiempo que se presenta entre el detector del dispositivo de protección y el propio tiempo del interruptor.

Se tiene un transformador trifásico de 1500 KVA, 13800/480 V, con una impedancia de 5.75% que sólo tiene protección en el lado de 13800 volts. Se desea proteger, de manera tal que la protección permita circular la corriente nominal en forma permanente y permitir pasar el momento de la excitación.



EJEMPLO 7.1

IN = 1500 1804 A
3 x 0 480

SOLUCIÓN

La corriente de excitación devuelta con la capacidad del transformador, de la Tabla 5-3, es, para el caso 15, de 100 A rms. La probabilidad de que dicha corriente sea menor que 100 A rms es de 0.9999999999999999. Si se considera que la corriente de excitación es una variable aleatoria normal, durante 0.1 sec, la probabilidad de que la corriente sea menor que 100 A rms es de 0.9999999999999999. La ecuación para el cálculo de la probabilidad de que la corriente sea menor que 100 A rms es:

Para la protección en el lado de alta del transformador, el valor de ésta se debe ajustar para operar con una corriente no mayor de:

$$2.5 \times I_N = 2.5 \times 1804 = 4510 \text{ A}$$

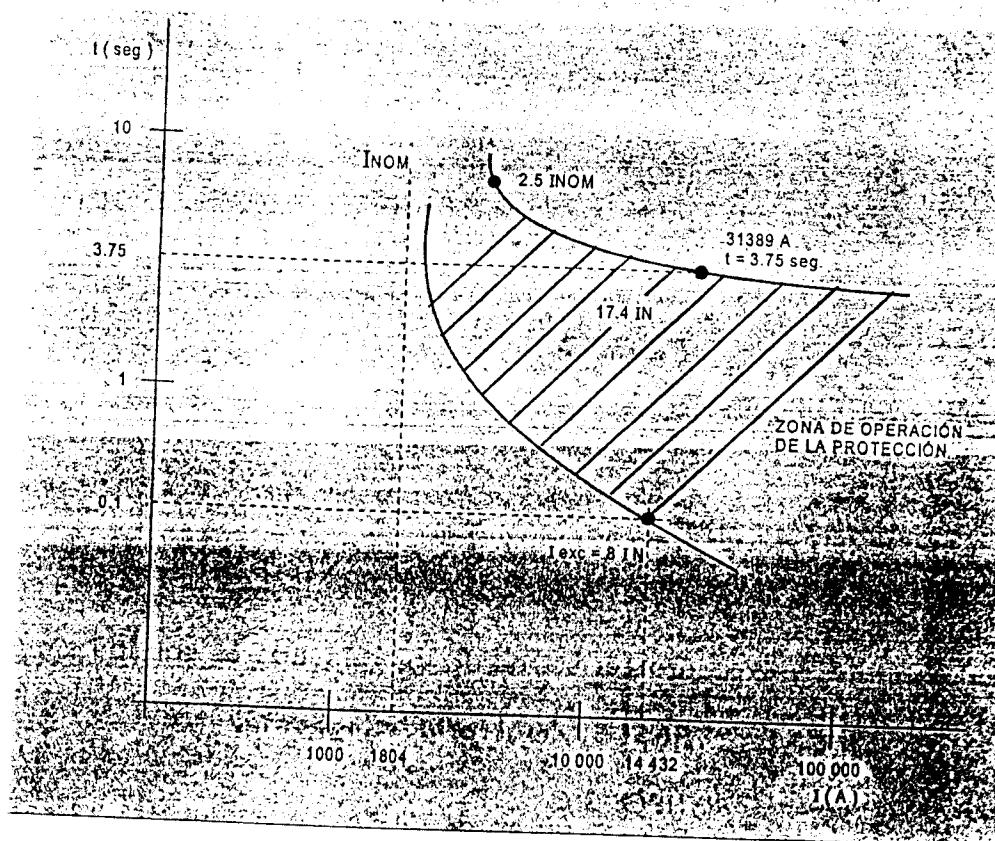
Además, el transformador debe ser capaz de soportar sin que sufra daño, considerando fallas poco frecuentes, de acuerdo con la figura 5.7, para un tiempo ANSI.

$$t_{\text{ANSI}} = 2\% \cdot 2 = 5.75 \cdot 2.0 = 3.75 \text{ seg.}$$

Y la impedancia de 5.75%, 17.4 veces la I_{nominal} , es decir:

$$17.4 \times I_N = 17.4 \times 1804 = 31389 \text{ A}$$

Los resultados anteriores, se pueden expresar como se muestra a continuación:



Se desean seleccionar las características y los ajustes para la protección de un motor de inducción trifásico, usado para accionar la bomba de alimentación de los servicios auxiliares de una central termoeléctrica. Los datos del motor son los siguientes:

6500 HP, 6.6 kV, F.S.=1.0, $\cos\theta=0.89$

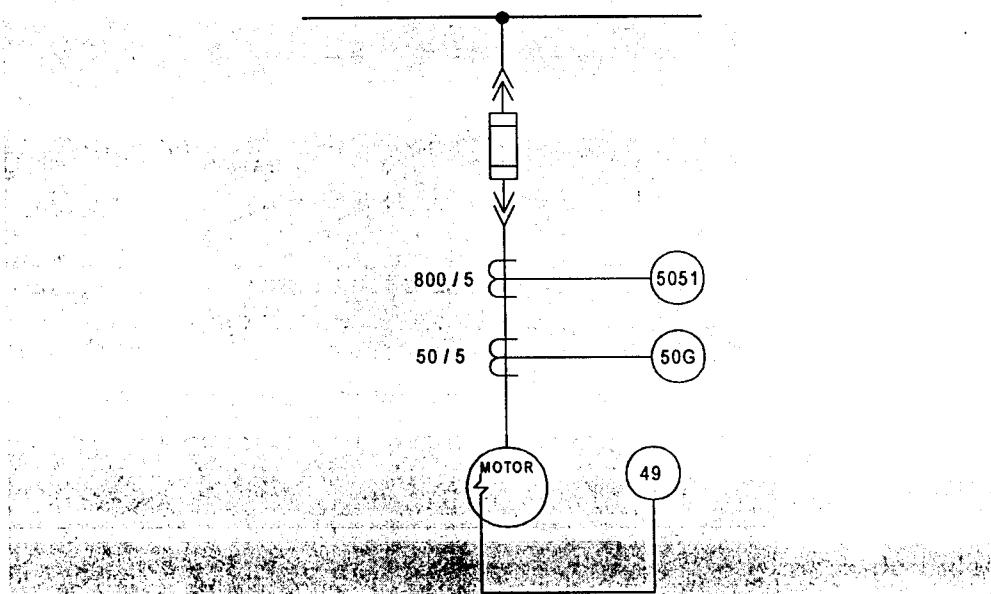
$I_N = 495 \text{ A}$

$I_{rb} = 2525 \text{ A}$

Tiempo de arranque: 3 segundos

Las protecciones seleccionadas para este motor, se muestran en la figura:

EJEMPLO 7.2



Las características de los relevadores son las siguientes:

ANSI 50, marca Westinghouse.

TIPO: S.C.

Rango: 20-80 A

ANSI 51, MARCA Westinghouse.

TIPO: CO – 5
Rango: 1-12 A

ANSI 50G, marca Westinghouse

TIPO: 1TH
Rango: 0.5 – 10A

ANSI 49, marca Westinghouse

TIPO: DT – 3
Rango: 50 – 90 °C

La relación de los TC's que alimentan al relevador 50/51 se determina como sigue:

la corriente nominal del motor es:

$$I_N = 495 \text{ A}$$

Para evitar problemas potenciales de saturación, se pueden seleccionar para un valor de alrededor de 1.5 veces la corriente nominal, es decir:

$$1.5 \times 495 = 742.5$$

SOLUCIÓN

El valor comercial más próximo es 800/5, por lo que:

$$RTC = \frac{800}{5} = 160$$

El TC que alimenta al relevador 50G se selecciona de acuerdo al valor a que se limite el valor de la corriente de falso a falso; en este ejemplo se toma un valor estándar, es decir, se considera un desbalance de corriente de corriente nominal del motor: $I_0 = 0.1 \times 495 = 49.5 \text{ A}$, con lo que $RTC \geq 50/5$.

Ajuste del relevador 50:

La corriente de arranque de este motor (a tensión plena) se puede tomar como:

$$I_a = 2I_{rb}$$

$$I_a = 2 \times 2525 = 5050 \text{ A}$$

El valor de la corriente de arranque en el secundario de los TC's, es:

$$I_{as} = \frac{I_a}{RTC} = \frac{5050}{160} = 31.56 \text{ A}$$

El tap más próximo del relevador es:

$$TAP = 31A$$

Ajuste del relevador 51

El margen inferior se puede considerar para un valor:

$$I_a = 1.15 \times I_N = 1.15 \times 495 = 569.25 \text{ A}$$

El valor de esta corriente en el secundario de los TC's:

$$I_{as} = \frac{I_a}{RTC} = \frac{569.25}{160} = 3.55$$

El margen superior:

$$I_a = 1.4 I_N$$

$$I_a = 1.4 \times 495 = 693 \text{ A}$$

El valor de esta corriente en el secundario:

$$I_{as} = \frac{I_a}{RTC} = \frac{693}{160} = 4.33 \text{ A}$$

El Tap se ajusta al valor de: TAP = 4.0 con este valor el relevador arrancará con una corriente de:

$$I_a = 4 \times 160 = 1.3 I_N$$

Con esto, se verifica que el ajuste del relevador se encuentra dentro de los límites establecidos.

Para el ajuste del tiempo, de acuerdo con el instructivo del relevador, el múltiplo del Tap se calcula como:

$$M = \frac{I_{\max}}{TAP} = \frac{2525}{4} = 3.9$$

Tomando el tiempo de arranque del motor de 3.0 segundos, más un lapso de 0.4 segundos, se obtiene $t = 3.0 + 0.4 = 3.4$ seg.

Entrando a la curva del relevador con $t = 3.4$ seg. y $M = 3.9$, se determina la palanca de tiempo (DT), que resulta ser de $\frac{1}{2}$, por lo tanto, los ajustes del relevador son:

$$TAP = 4$$

$$DT = 1/2$$

Ajuste del relevador 50G

Si se considera por lo general un desbalance de corriente del 10% sobre el valor de la corriente nominal del motor:

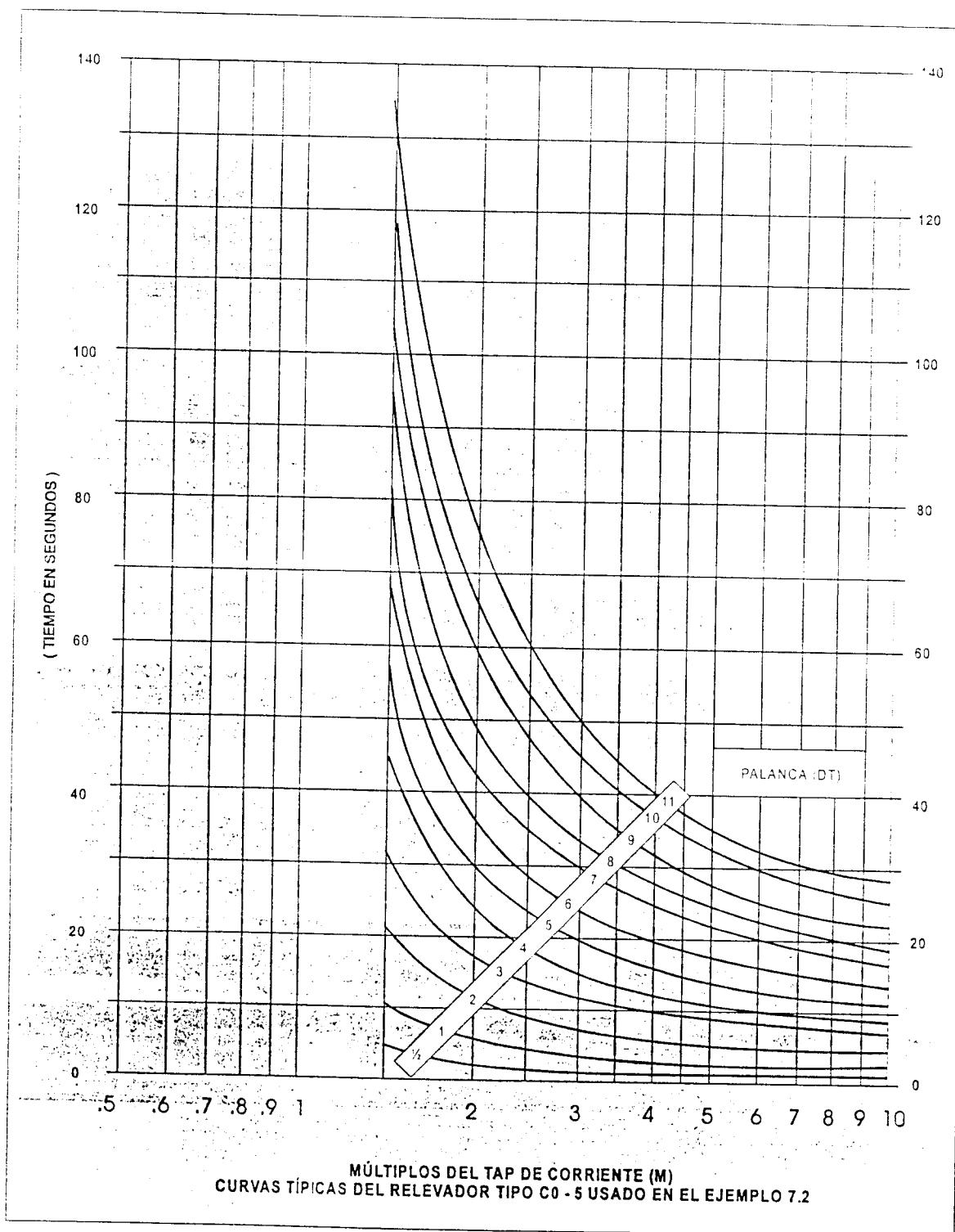
$$I_N = 495 \text{ A}$$

$$I_o = 0.1 \times 495 = 49.5 \text{ A}$$

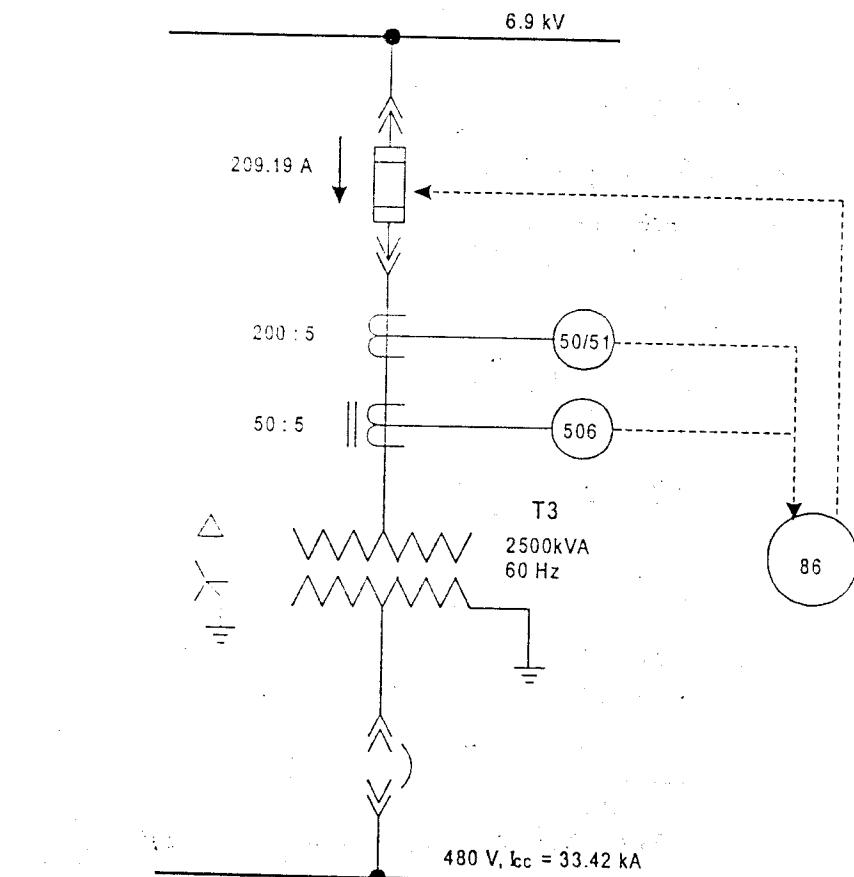
El valor de esta corriente en el secundario es:

$$\frac{49.5}{160} = 0.3 \text{ A}$$

De acuerdo con el catálogo del fabricante del Tap mínimo del relevador es 0.5 A, por lo que se dejará en este Tap.



En la figura siguiente, se muestra uno de los transformadores que alimenta a los motores de las bombas en circulación de agua en los servicios auxiliares de una central termoeléctrica. Los datos del transformador son los siguientes: 2500 KVA, 3 fases, 60 Hz, 6900/480 volts, $Z = 7.89\%$. Las protecciones seleccionadas son las mostradas en la figura, y se pide dar los ajustes para estas protecciones. Los relevadores tienen las siguientes características: Westinghouse, tipo CO-8, rango 1-12 en tiempo retardado 6-144 A (instantáneo).

EJEMPLO 7.3**Ajuste del relevador 86****SOLUCIÓN**

La corriente de operación (pick-up) de este relevador es de 1.3 g. I.e. lo correteo triásico máximo en 480 voltios, para evitar que opere en esta nivel de voltaje los valores de los relevadores de transformación para los transformadores son:

$$RTC_1 = \frac{200}{5} = 40$$

$$RTC_2 = \frac{50}{51} = 10$$

La corriente de cortocircuito referida a la barra de 6.9 kV es:

$$I_{CC} = 33.42 \times \frac{480}{5900} = 2.325 \text{ KA}$$

Suponiendo que se desconoce la relación X/R, se puede considerar un factor de asimetría de 1.3 a 1.5 para la corriente de fallo, de manera que se tienen los siguientes valores:

$$I_a = 1.3 \times 2325 = 3022.5 \text{ A}$$

Este valor de corriente en el secundario de los TC's que alimentan al elevador es:

$$I_{as} = \frac{3022.5}{RTC} = \frac{3022.5}{40} = 75.56 \text{ A}$$

El otro valor para el límite superior del factor de asimetría es:

$$I_o = 1.5 \times 2325 = 3487.5 \text{ A}$$

Este valor de corriente en el secundario

$$I_{as} = \frac{3487.5}{RTC} = \frac{3487.5}{40} = 87.18 \text{ A}$$

Se puede tener el TAP de 80A, es decir, con TAP de 80A el valor de arranque (pick-up) del elevador es:

$$80 \times 40 = 3200 \text{ A}$$

Ajuste del elevador 5)

Este elevador, como se sabe, es con retardo de tiempo. Para su ajuste, se procede como sigue:

La corriente nominal del transformador es:

$$I_N = \frac{RVA}{\sqrt{3} KV} = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 6.9} = 209.19 \text{ A}$$

Los ajustes del relevador se hacen para 1.2 o 1.5 veces la corriente nominal, es decir, el margen inferior es:

$$I_o = 1.2 \times I_N = 1.2 \times 209.19 = 251.02 \text{ A}$$

Este valor referido al secundario de los TG5:

$$I_{os} = \frac{251.02}{40} = 6.275 \text{ A}$$

El margen superior:

$$I_o = 1.5 \times I_N = 1.5 \times 209.19 = 313.785 \text{ A}$$

Este valor referido al secundario de los TG5:

$$I_{os} = \frac{313.785}{40} = 7.844 \text{ A}$$

Se puede tomar como tap de ajuste 8, $I_{AP} = 1.5$, de manera que la corriente de arranque (pick-up) del relevador es:

$$I_o = 8 \times \frac{313.785}{40} = 1.5 \times I_N$$

Para el cálculo de la balanza del tiempo se procede, como sigue:

El múltiplo del tap es: $M = \frac{I_{os}}{I_{AP}}$

El valor de la corriente I_{os} corresponde a la de cortocircuito, referido al secundario de los TG5 35.

$$\frac{I_{os} \text{ sec}}{I_{os} \text{ sec}} = \frac{I_{os}}{ATC} = \frac{9350}{40} = 58.75 \text{ A}$$

De manera que el múltiplo del Tap es:

$$M = \frac{58.75}{8} = 7.34$$

Suponiendo un tiempo de operación de 1.5 seg. (sin que cause daño al transformador) y con $M = 7.34$, se entra a la curva CO-8 del elevador y se encuentra que la palanca de tiempo es $DT=5$; se puede verificar que los valores de los ajustes encontrados son los correctos, para esto, se deben determinar los llamados "puntos ANSI" del transformador de acuerdo a lo indicado en el Capítulo 5.

De acuerdo con la Tabla 5.5 del Capítulo 5, este transformador de 2500 KVA trifásico, cae dentro de la categoría II.

De la Tabla 5.6, del Capítulo 5, referente a los puntos de la curva ANSI (para transformadores), el punto 1, para un transformador de la categoría II, se calcula como sigue:

Punto 1.

$$t_1 = 2 \text{ segundos}$$

$$t_2 = 0.7 \frac{I_m}{Z_1} \quad Z_1 = \text{Impedancia del transformador en p.u.}$$

$$I_m = \frac{2009.19}{0.0789} = 265133 \text{ A}$$

Punto 2. De la Tabla 5.6.

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

$$t_2 = 0.7 \frac{I_m}{Z_1} = 0.7 \times \frac{209.19}{0.0789}$$

$$t_2 = 1355.93 \text{ s}$$

Punto 3. De la tabla 5.6

$$t_3 = 2551 (Z_t)^2 = 2551 (0.0789)^2 = 15.88 \text{ seg.}$$

En este caso:

$$I_3 = I_2 = 1855.93 \text{ A}$$

Punto 4. De la tabla 5.6

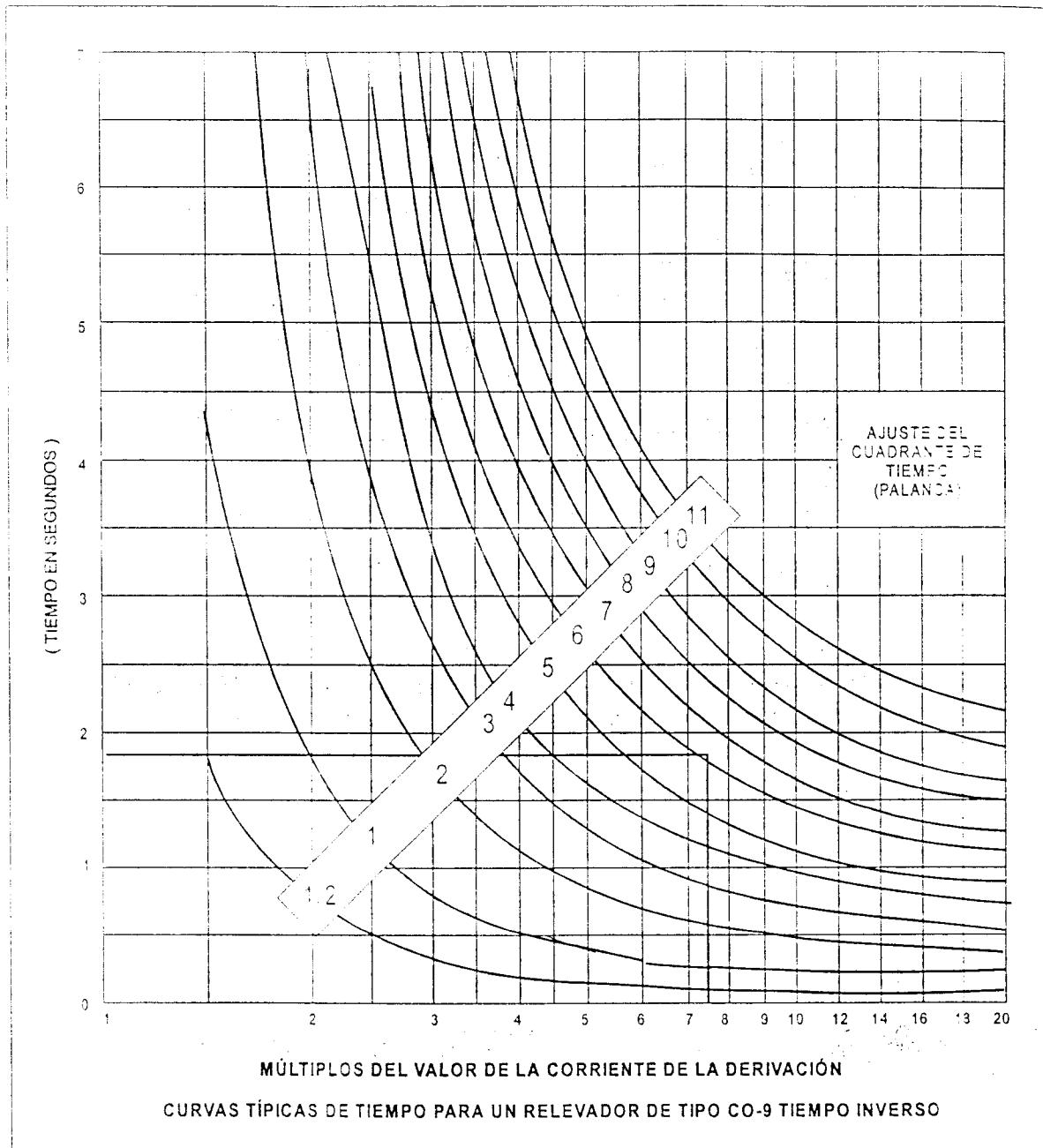
$$T_4 = 50 \text{ seg.}$$

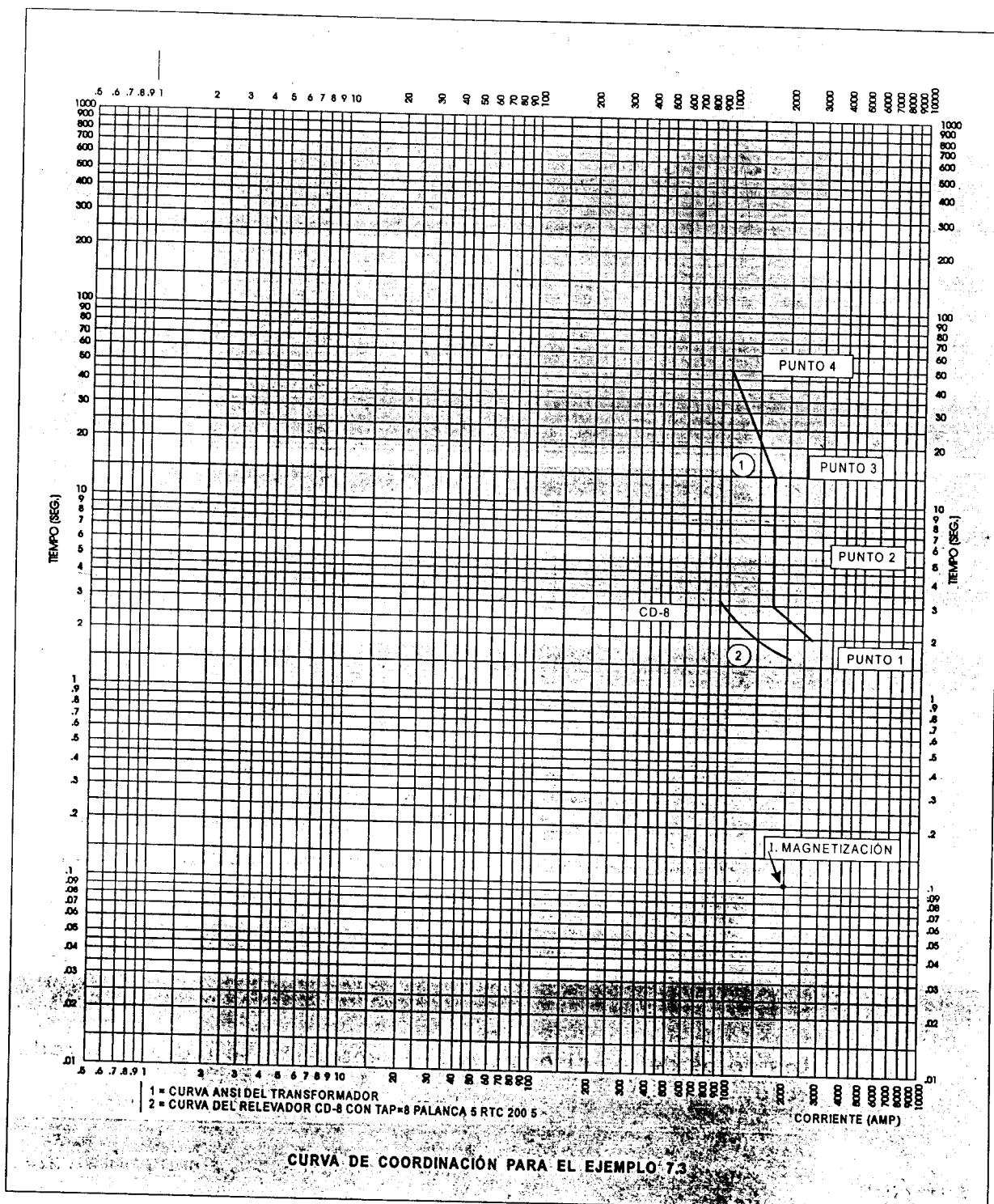
$$I_4 = 5I_N = 5 \times 209.19 = 1045.95 \text{ A}$$

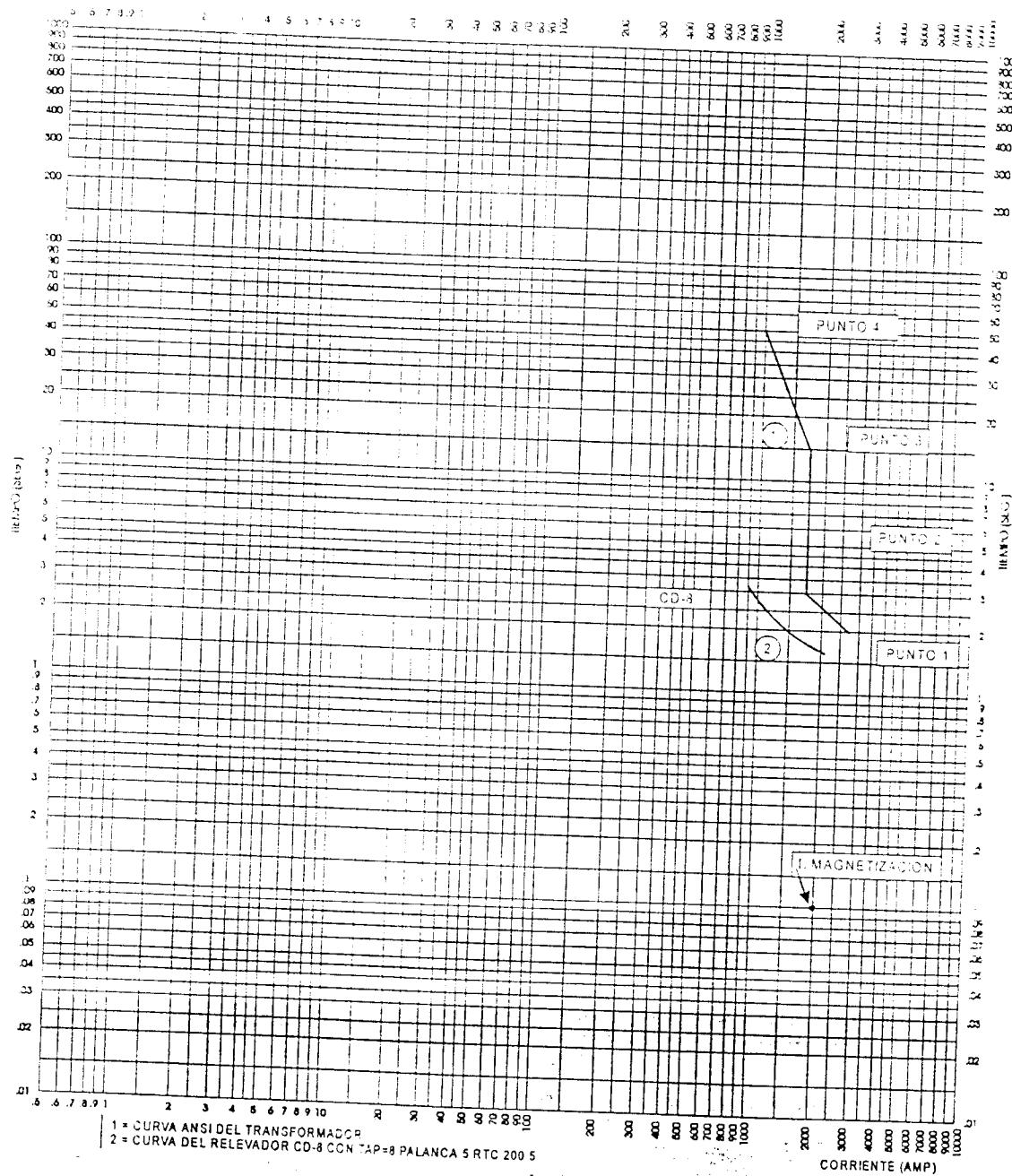
La corriente de magnetización es, de acuerdo con la Tabla 5.3 del Capítulo 5, para un transformador mayor de 1500 KVA y menor de 3750 KVA

$$I_M = 10 I_N = 10 \times 209.19 = 2091.9 \text{ A a } 0.1 \text{ seg.}$$

A continuación, se muestra la curva del relevador CO-8 usado en este ejemplo, así como la gráfica que relaciona la característica de este relevador con los puntos ANSI del transformador calculados anteriormente (con lo que se observa cuál es el criterio de coordinación adoptado en este tipo de problemas).

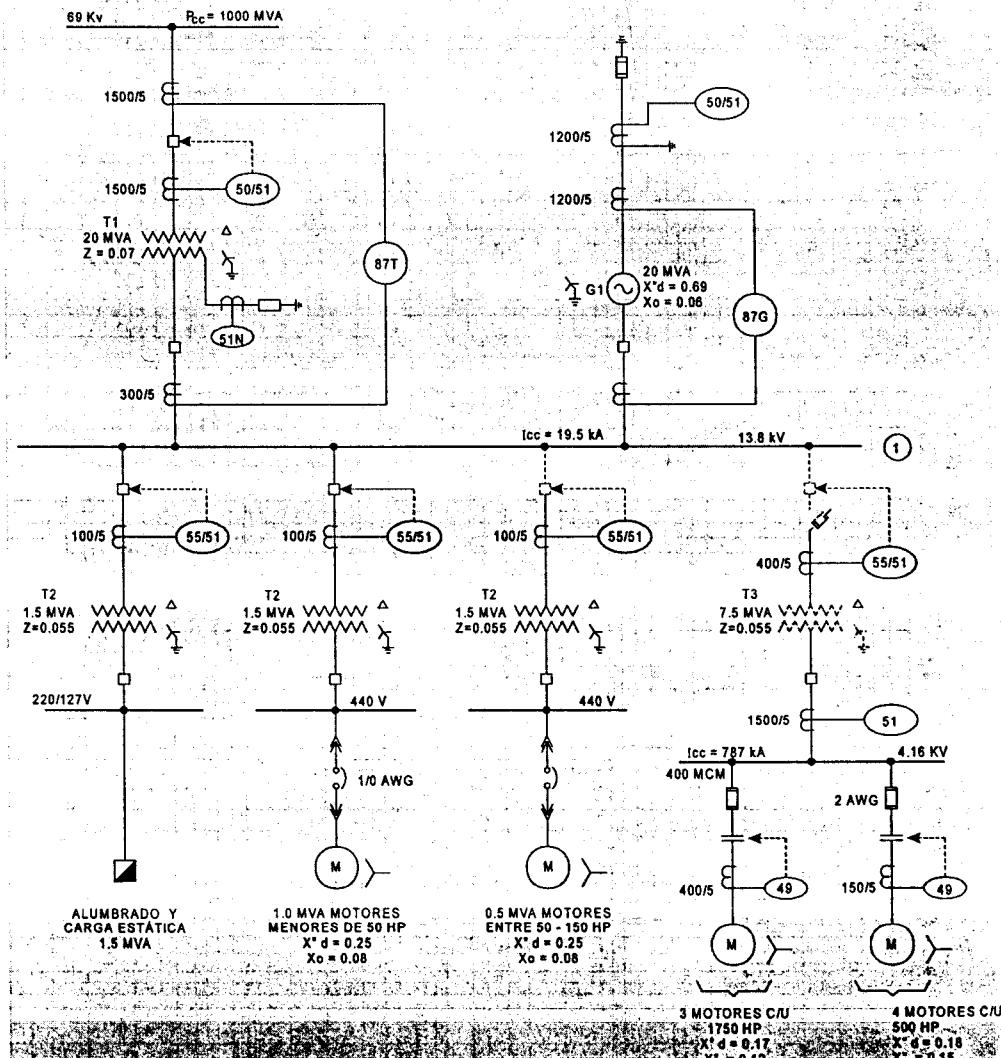






Para el sistema usado en el ejemplo 2.3 del Capítulo 2 y el apéndice B, para calcular las corrientes de cortocircuito, se muestran los esquemas de protección básicos y se desea establecer el procedimiento para la coordinación de protecciones.

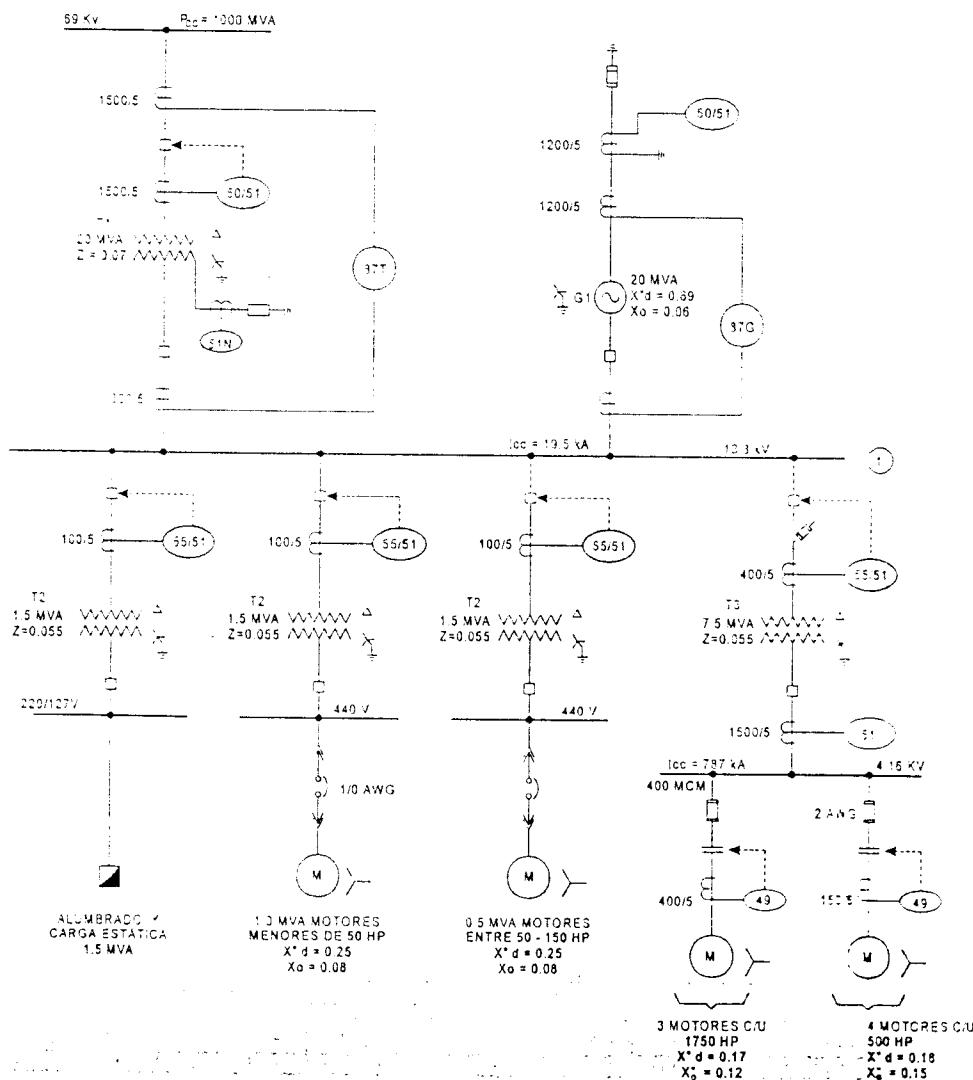
EJEMPLO 7.4



Los datos de los dispositivos de protección se indican en cada caso.

SOLUCIÓN

Para el sistema usado en el ejemplo 2.3 del Capítulo 2 y el apéndice B, para calcular las corrientes de cortocircuito, se muestran los esquemas de protección básicos y se desea establecer el procedimiento para la coordinación de protecciones.



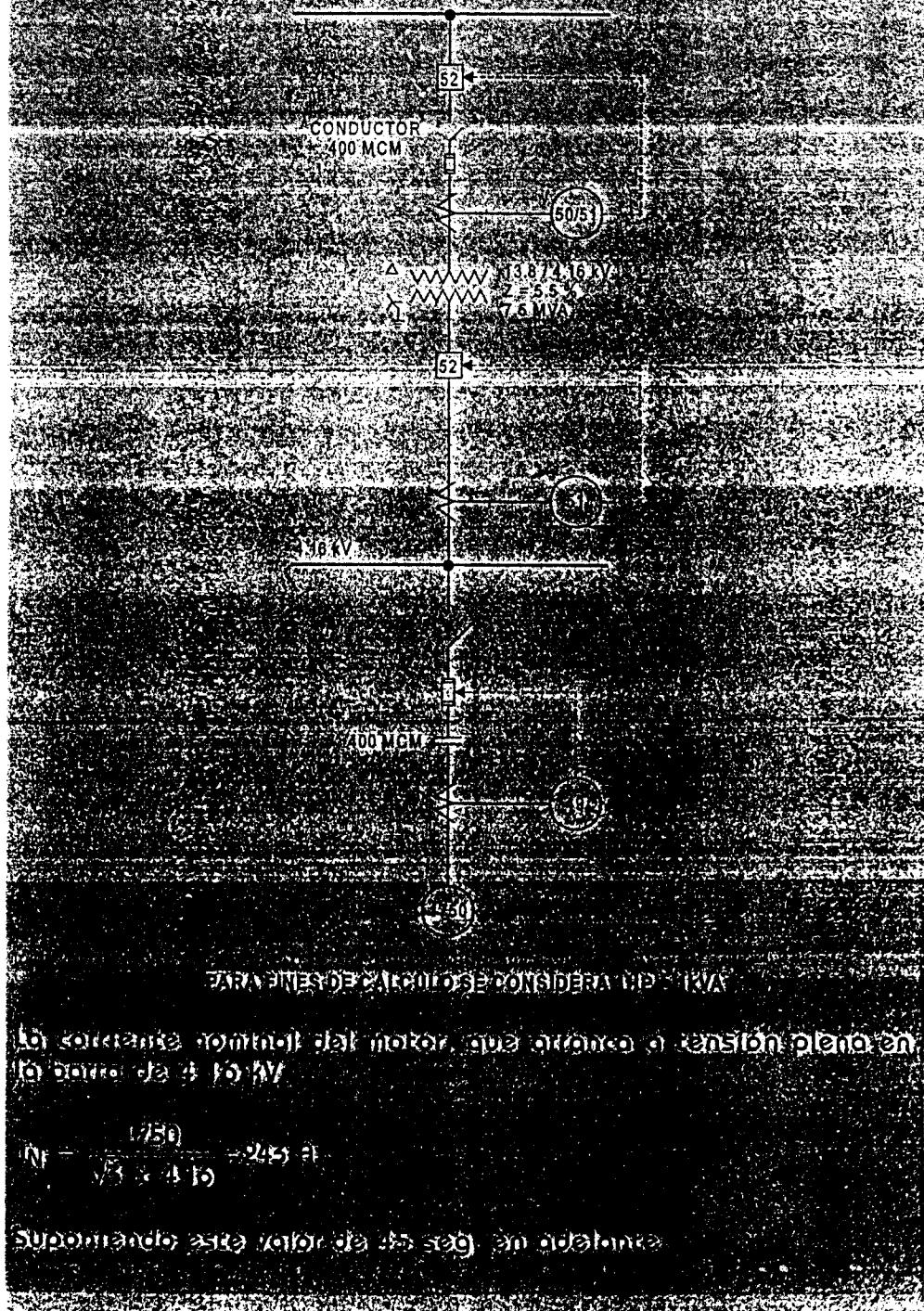
Los datos de los dispositivos de protección se indican en cada caso.

SOLUCIÓN

Se puede establecer un procedimiento de componentes por componentes.

Cálculo para los ajustes de protecciones de los motores de 1750 HP.

Como estos motores son iguales, la solución que se dé para uno, es aplicable al otro.



Considerando de 0 a 45 seg. las corrientes de arranque y a rotor bloqueado.

La corriente a rotor bloqueado (I_{rb}) se puede tomar como 6 veces la corriente nominal.

$$I_{rb} = 6 \cdot N = 6 \times 243 = 1458 \text{ A de } 0 \text{ a } 45 \text{ segundos}$$

La corriente de arranque se puede tomar como 10 veces la nominal en el rango de 0 a 0.1 seg.

$$I_{arr} = 10 I_N = 10 \times 243 = 2430 \text{ A}$$

Para el transformador de 7500 KVA en el lado de 4.16 kV.

$$I_N = \frac{7500}{\sqrt{3} \times 4.16} = 1041 \text{ A}$$

En este caso se debe considerar para el ajuste de la protección la corriente de magnetización para un transformador de 7500 KVA de la Tabla 5.3 en múltiplos es 12.

$$I_M = 12 I_N = 12(1041) = 12492 \text{ A}$$

La corriente ANSI se obtiene de los valores de la Tabla 5.4, para una impedancia $Z = 5.5\%$ para la conexión delta/estrella el múltiplo es 10.55, para $I_{ANSI} = 3.50$

$$I_{ANSI} = 10.55 \cdot (1041) = 10983 \text{ A}$$

La relación de transformación de los TCs se obtiene aplicando la "regla de dedo" simple de tomar 1.5 veces la corriente nominal para evitar posibles problemas de saturación.

Para los TCs del primario del transformador de 7.5 MVA.

$$I_N = \frac{7.5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 346$$

Se puede seleccionar $A_{TS} = 400/5$ para los TCs del secundario del transformador de 4.16 kV.

$$I_N = 1041 \text{ A}$$

$$RTC = 1.5 \times 1041 / 1500/5$$

Para los TC's del motor de 1750 HP.

$$I_N = 243 \text{ A}$$

$$RTC = 1.5 \times 243 / 1500/5$$

Las protecciones que se adoptan, según el diagrama unifilar anterior son:

- De sobre carga (49), con bobina de 5A.
- Para la corriente nominal del motor de 243A se puede seleccionar un fusible de: $1.5 \times I_N = 1.5 \times 243 = 365 \text{ A}$, que corresponde a un valor comercial de 390A para el tipo General Electric 18R.
- De acuerdo con los requerimientos de tiempo-corriente, se selecciona un relevador de tiempo inverso CO-8 de Westinghouse.

Ajustes de las protecciones

En la protección de sobre carga sólo se determina el alcance de acuerdo con la expresión:

$$\text{Alcance} = \frac{I_N}{RTC}$$

Alcance = bobina / RTC

$$\text{Alcance} = \frac{243}{5} = 06075$$

Alcance = 5 / 400

La curva del relevador se toma de catálogo.

Para el fusible del motor se seleccionó el fusible 18R de General Electric de 390A a 2.4 - 4.16 kV.

SOLUCIÓN

Generalmente, las características de un fusible se obtienen de catálogos de los distintos fabricantes, o bien en el caso de los programas para computadora de coordinación de protecciones, de los archivos o bases de datos que tienen disponibles, en caso de que no se conozca esta información, se pueden tomar valores por "default" u seleccionar el valor del 100% para el límite inferior, y 175% para el límite superior (de aquí el 150% promedio para la capacidad nominal), la curva para este fusible se toma de catálogo, para los fines de la coordinación.

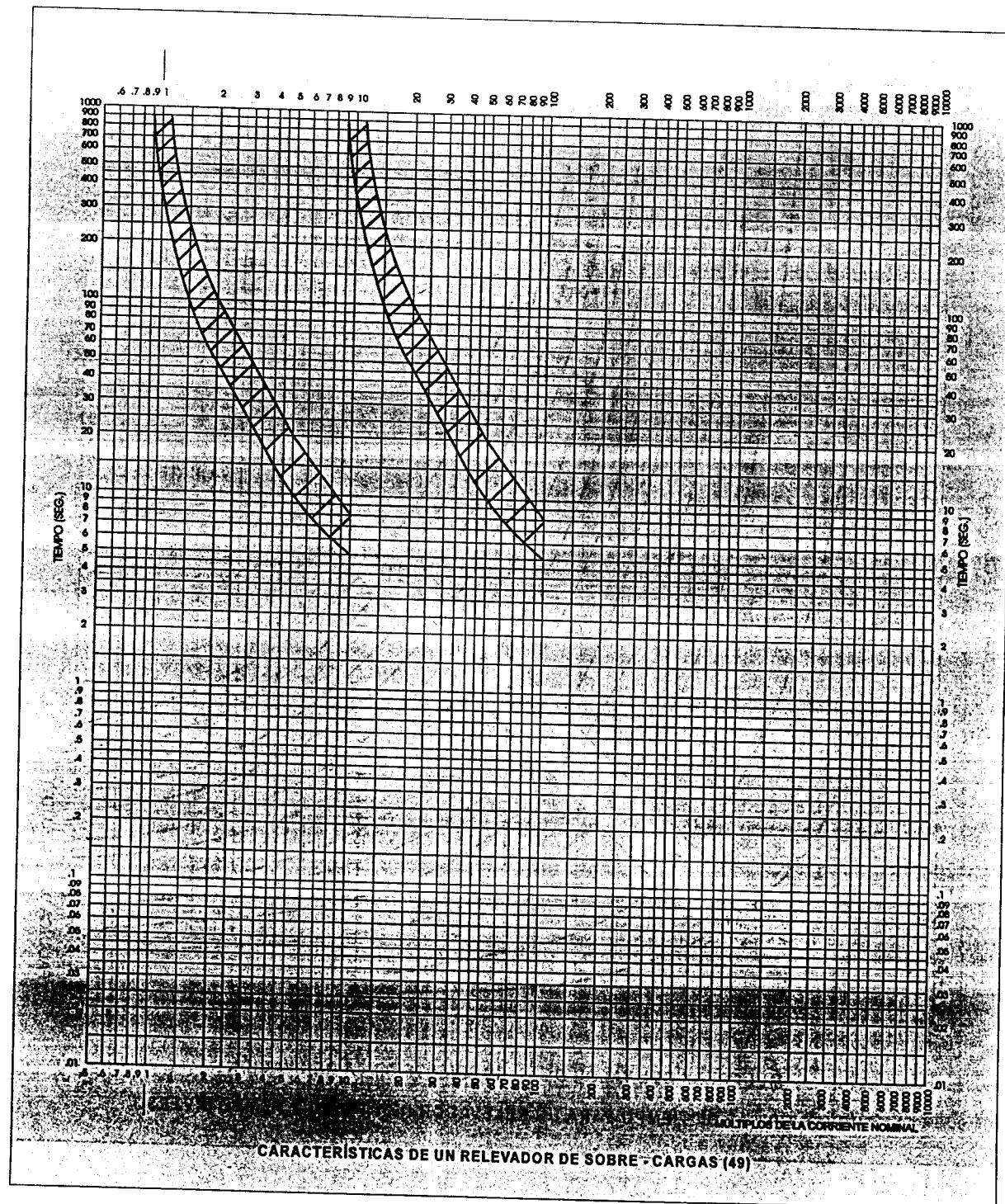
Protección de sobrecorriente (51):

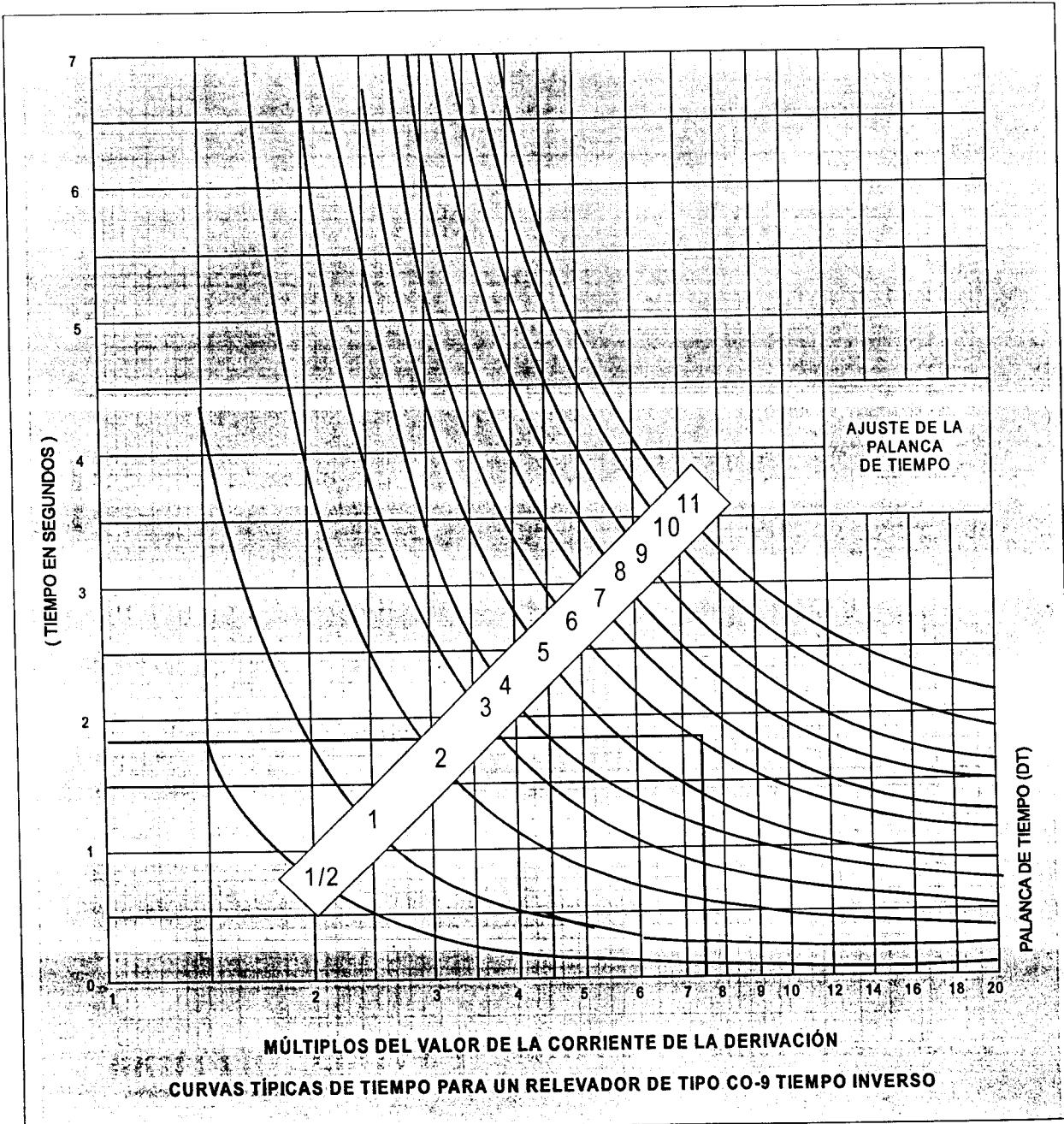
Para este caso, se selecciona de acuerdo con las recomendaciones para la protección de motores, un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso, se supone que es de la marca Westinghouse (CO-8).

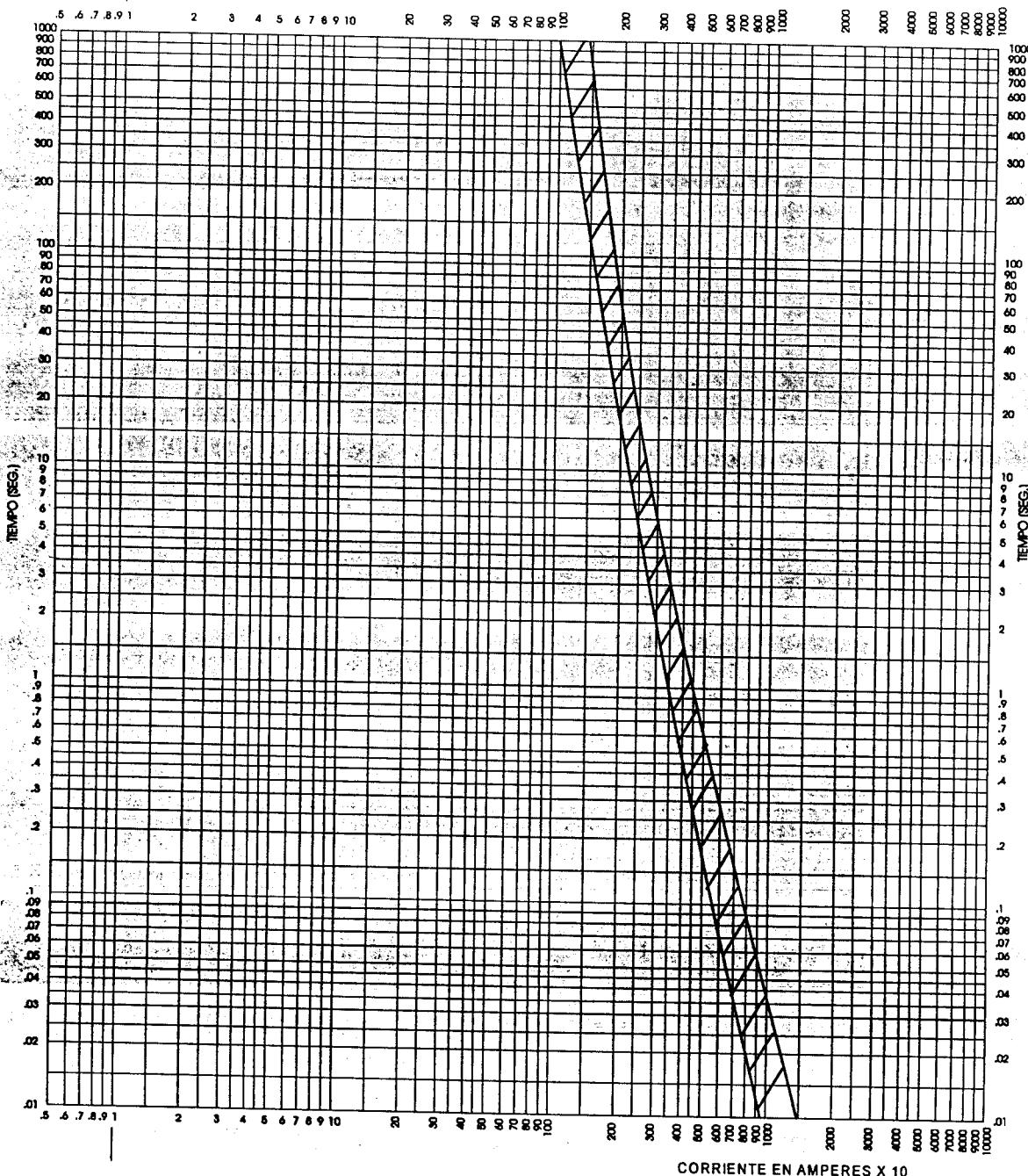
La relación de transformación de los TC's que alimentan a este relevador en el lado de 440 V es $RTG = 1500/5 = 300$.

El valor del TAP es:

$$TAP = \frac{\text{Factor de sobrecarga}}{\text{Factor de elevación}} \cdot \frac{\text{Por enfriamiento}}{\text{De temperatura}} \cdot \frac{IN}{RTG}$$







CURVA TIEMPO-CORRIENTE DEL FUSIBLE GE - 18R, 2.4 - 2.8 KV 390A

Para un transformador OA/FA, el factor de sobrecarga es 1.33 y de la Tabla 5.2 el factor de temperatura es 1.12 para 55/65 °C, por lo que:

$$\text{TAP} = \frac{1.33 \times 1.12 \times 104}{100} = 15.168$$

De lo anterior y con la curva del relevador C0-8, se puede seleccionar con $\text{TAP} = 6$ y $t = 1.5$ seg.

$$\text{TAP} = 6 \text{ A}$$

$$DT = 1.5 \text{ seg}$$

SOLUCIÓN

Para la protección 50/50 en el lado de 13.8 kV del transformador, se uso también un relevador C0-8 de Westinghouse:

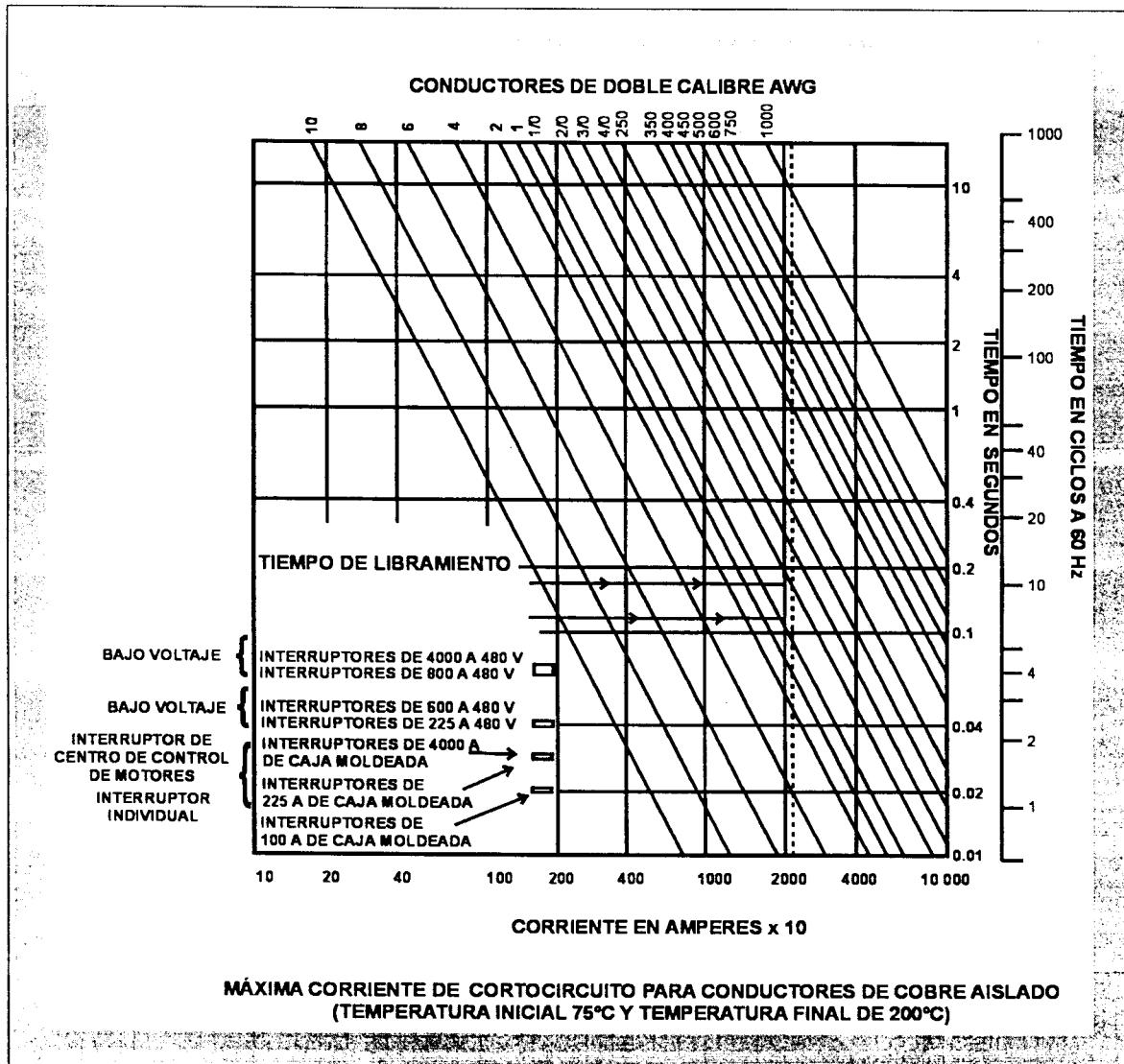
$$\text{TAP} = \frac{V_s}{V_R} \left(\frac{1600}{400} \right) \left(\frac{4.16}{13.8} \right) = 67.33 \text{ A}$$

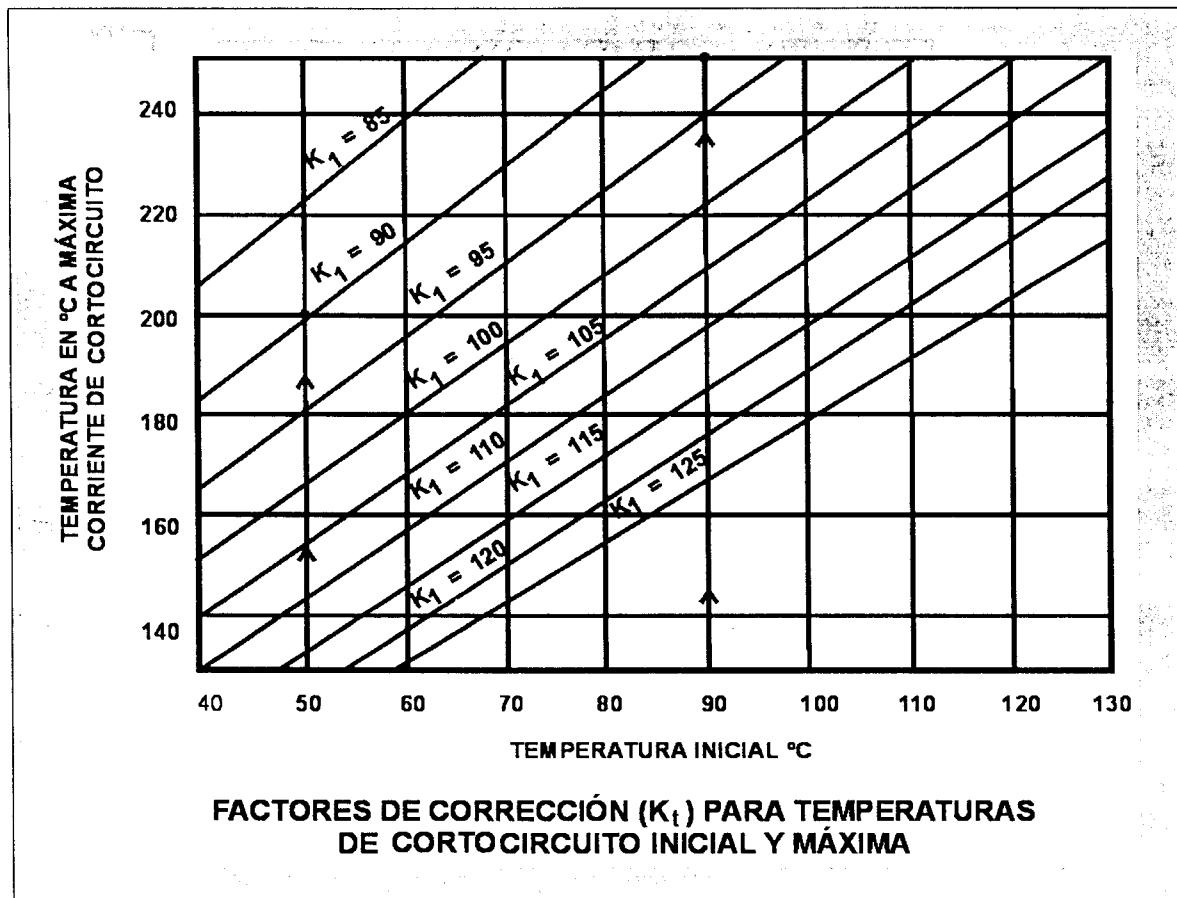
Se puede seleccionar $\text{TAP} = 7$ A para $t = 1.5$ seg, $DT = 4$.

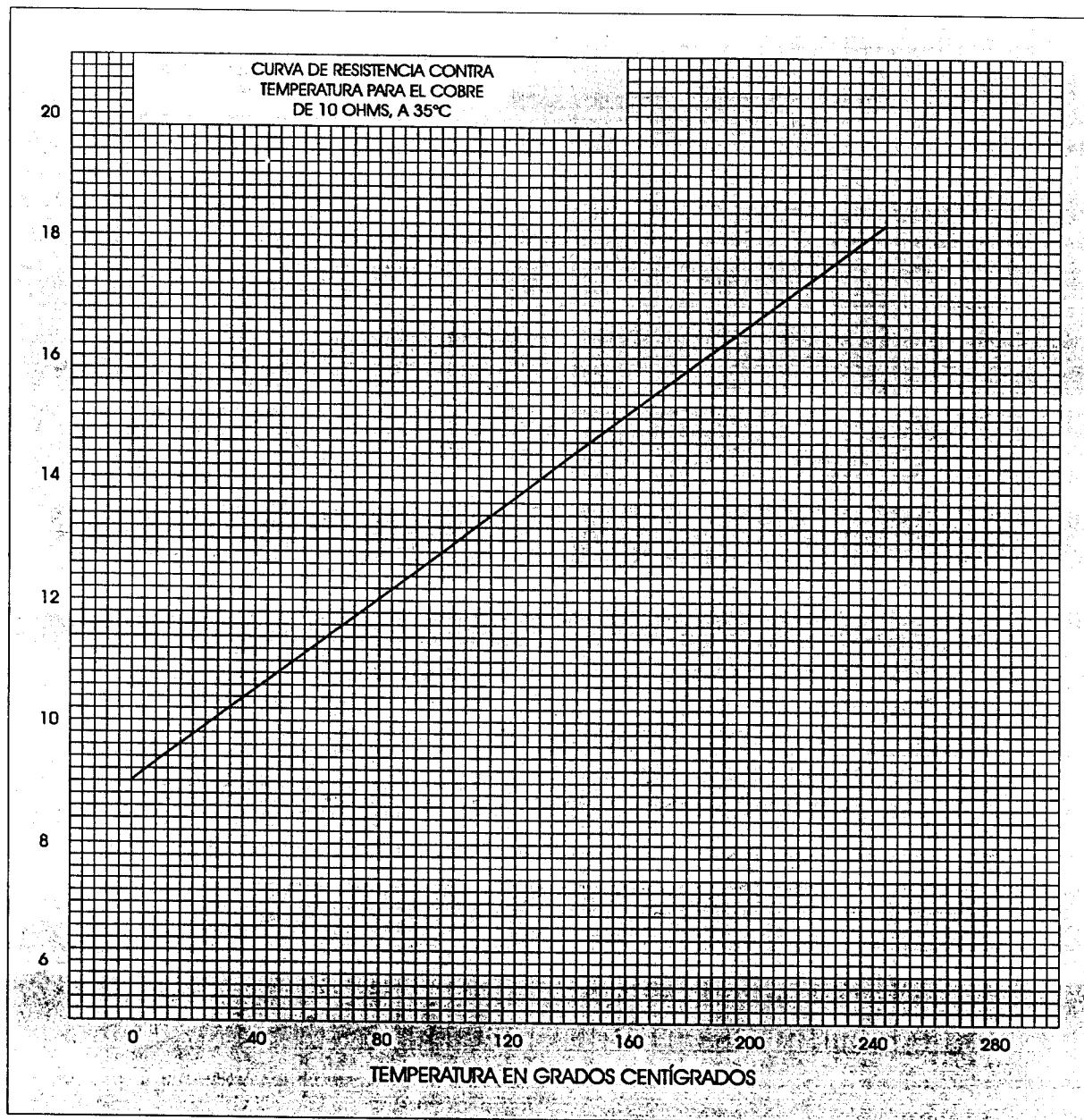
Para el ajuste de 150 (instantáneo):

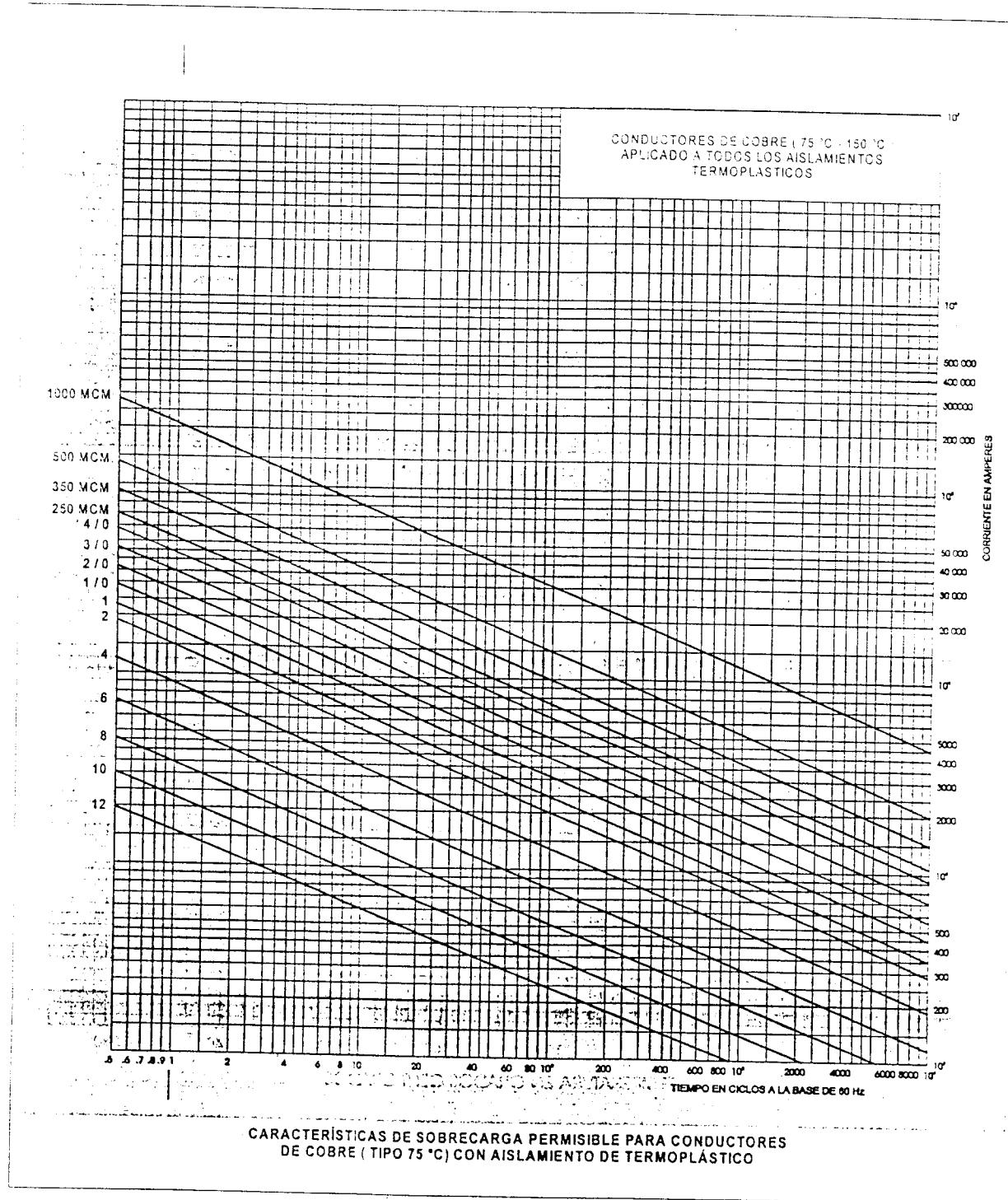
$$\text{INST} = \frac{V_s}{V_R} \left(\frac{17870}{400} \right) \left(\frac{4.16}{13.8} \right) = 67.33 \text{ A}$$

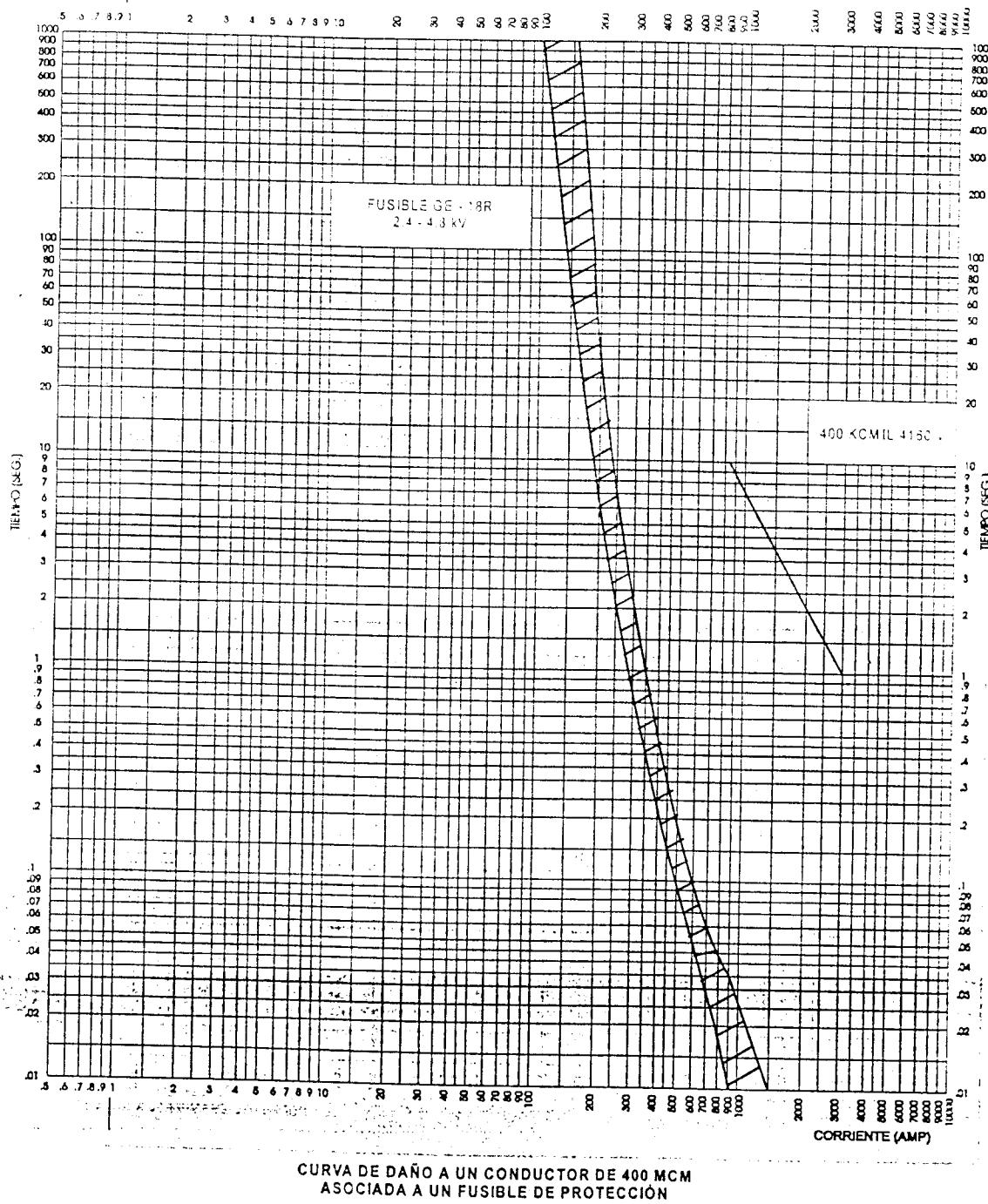
Se puede usar $\text{INST} = 70$ A

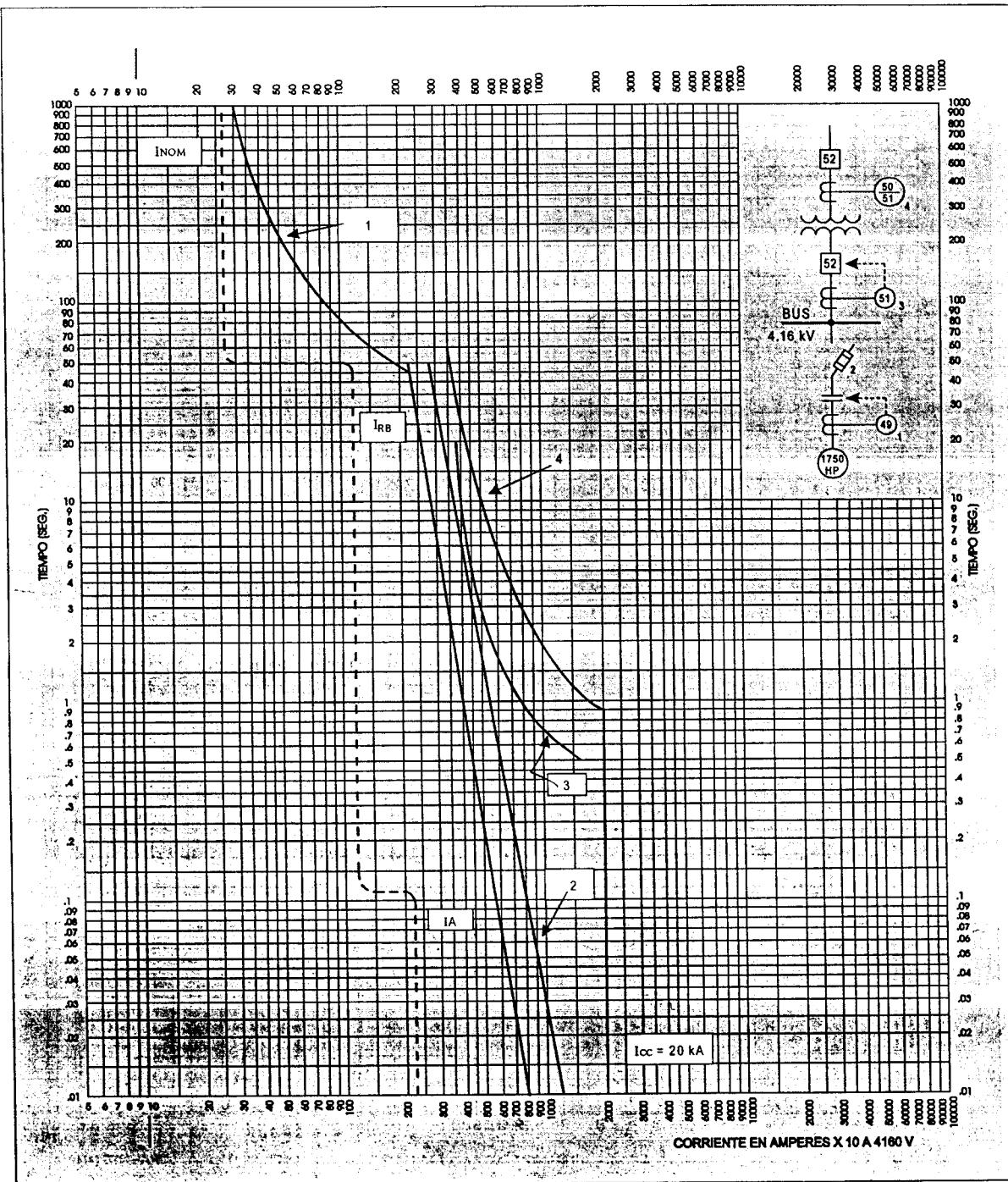


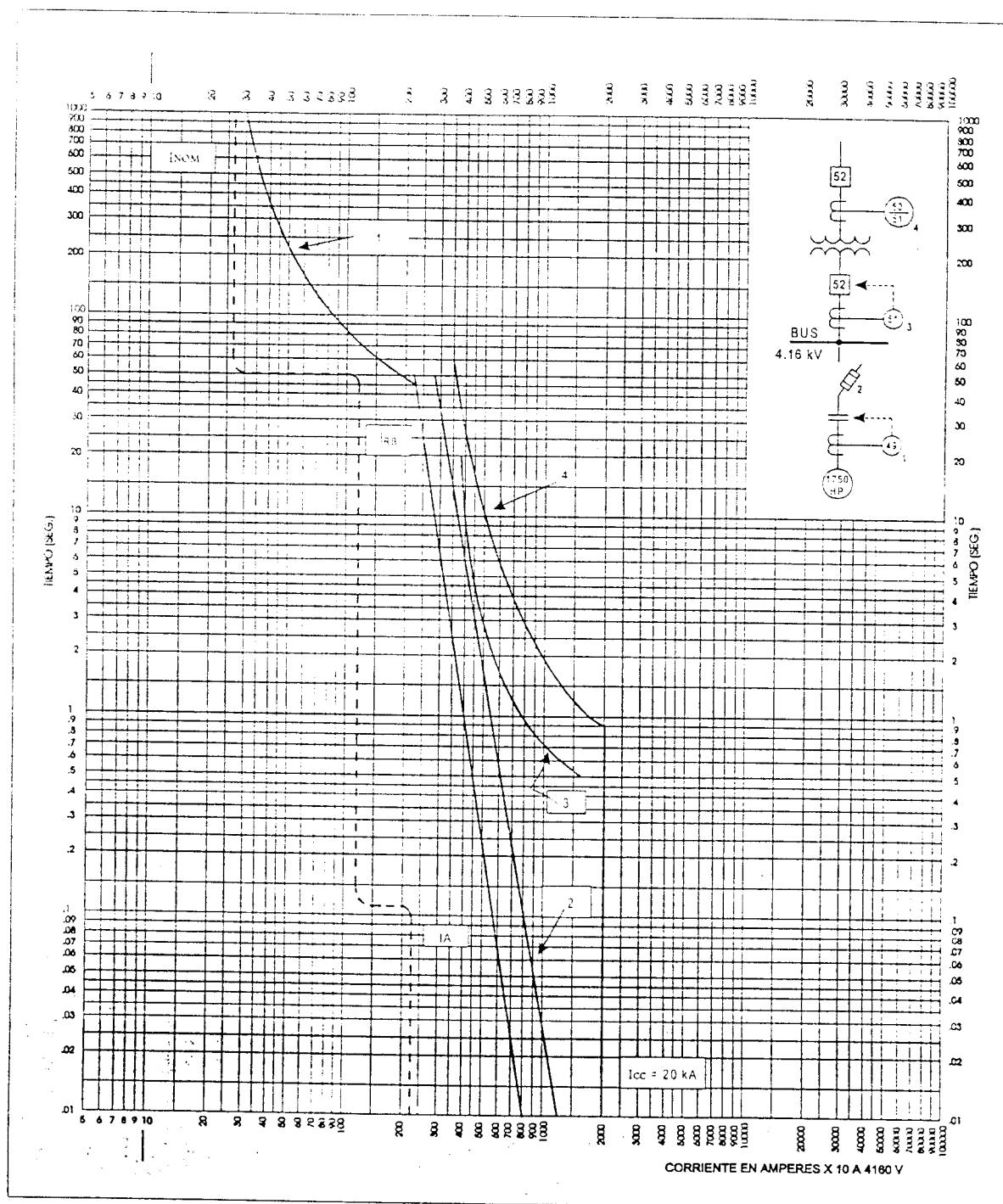












CÁLCULO DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES DEL MOTOR DE 500 HP.

Se hace también 1 HP = 1 KVA

$$I_N = \frac{500}{\sqrt{3} \times 4.16} = 70 \text{ A}$$

La corriente a rotor bloqueado.

$$I_{rb} = 6 I_N = 6 \times 70 = 420 \text{ A}$$

La corriente de arranque:

$$I_{arr} = 10 I_N = 10 \times 70 = 700 \text{ A}$$

El transformador que alimenta a estos motores, es el mismo que alimenta a los motores de 1750 HP, por lo tanto, los cálculos son iguales a los que se hicieron para el motor de 1750 HP.

La relación de transformación de los TC's:

$$RTC = 1.5 \times 70 = 105, \text{ se toma}$$

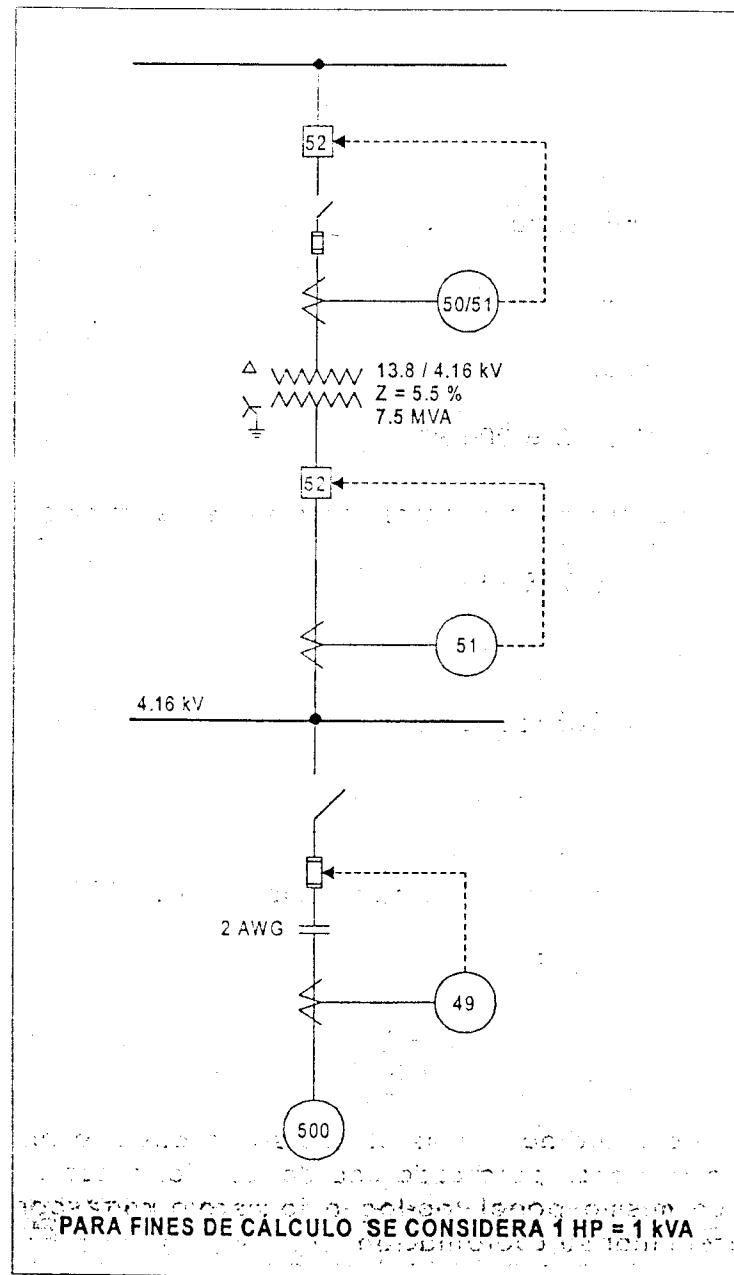
$$RTC = 150/5$$

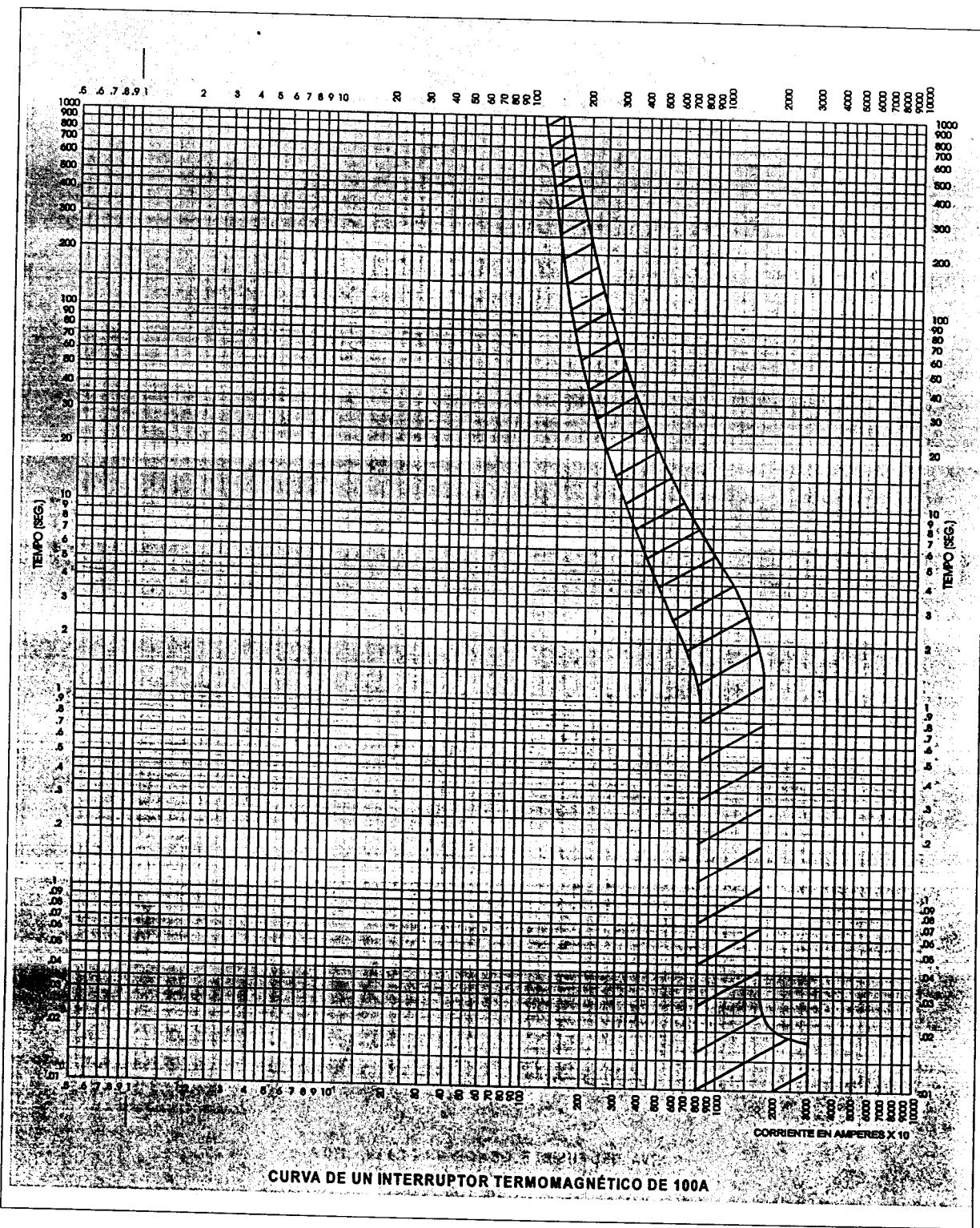
El fusible de protección de este motor se toma como de 175% de I_N , es decir:

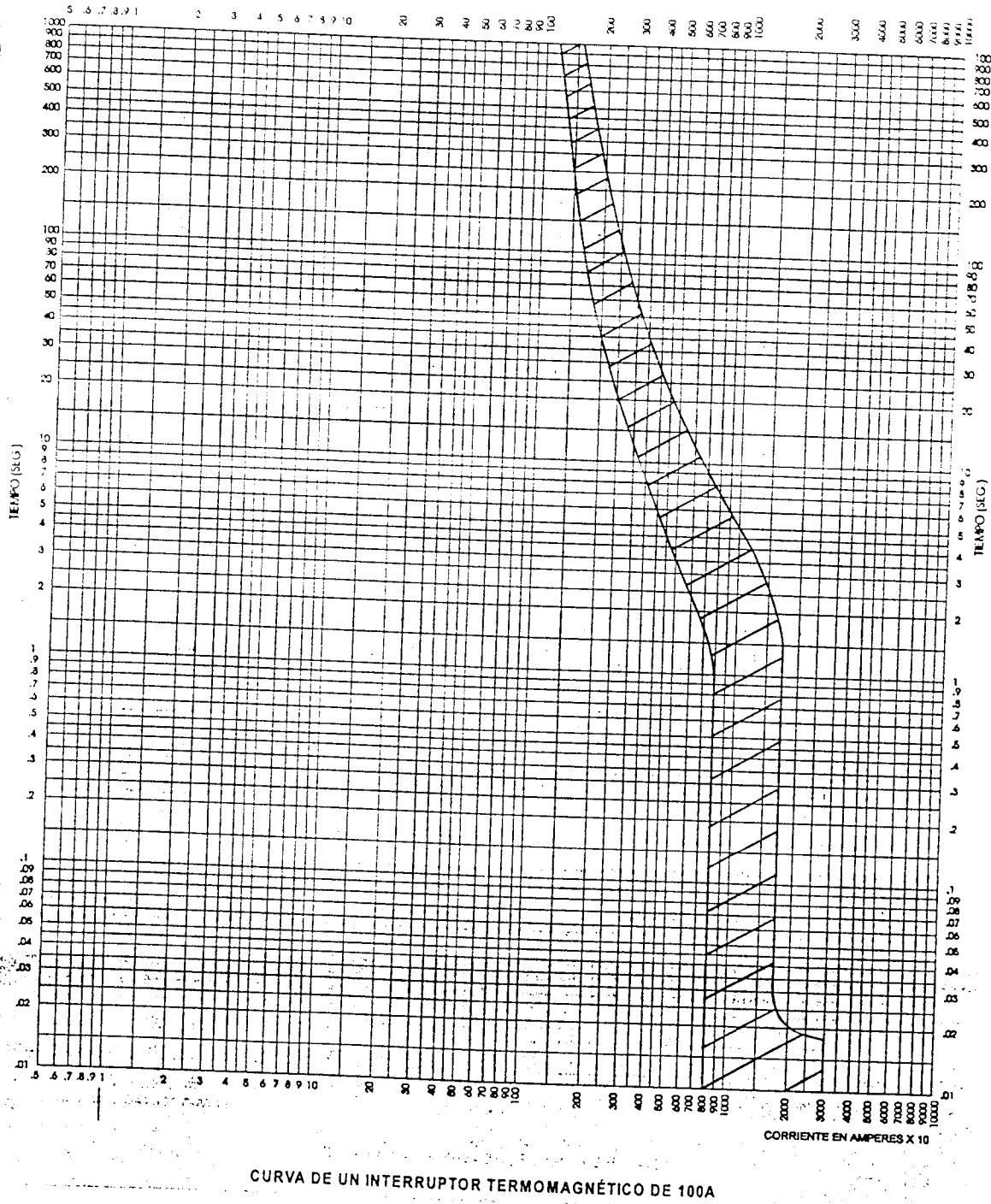
$$I_F = 1.75 \times 70 = 127.5 \text{ A}$$

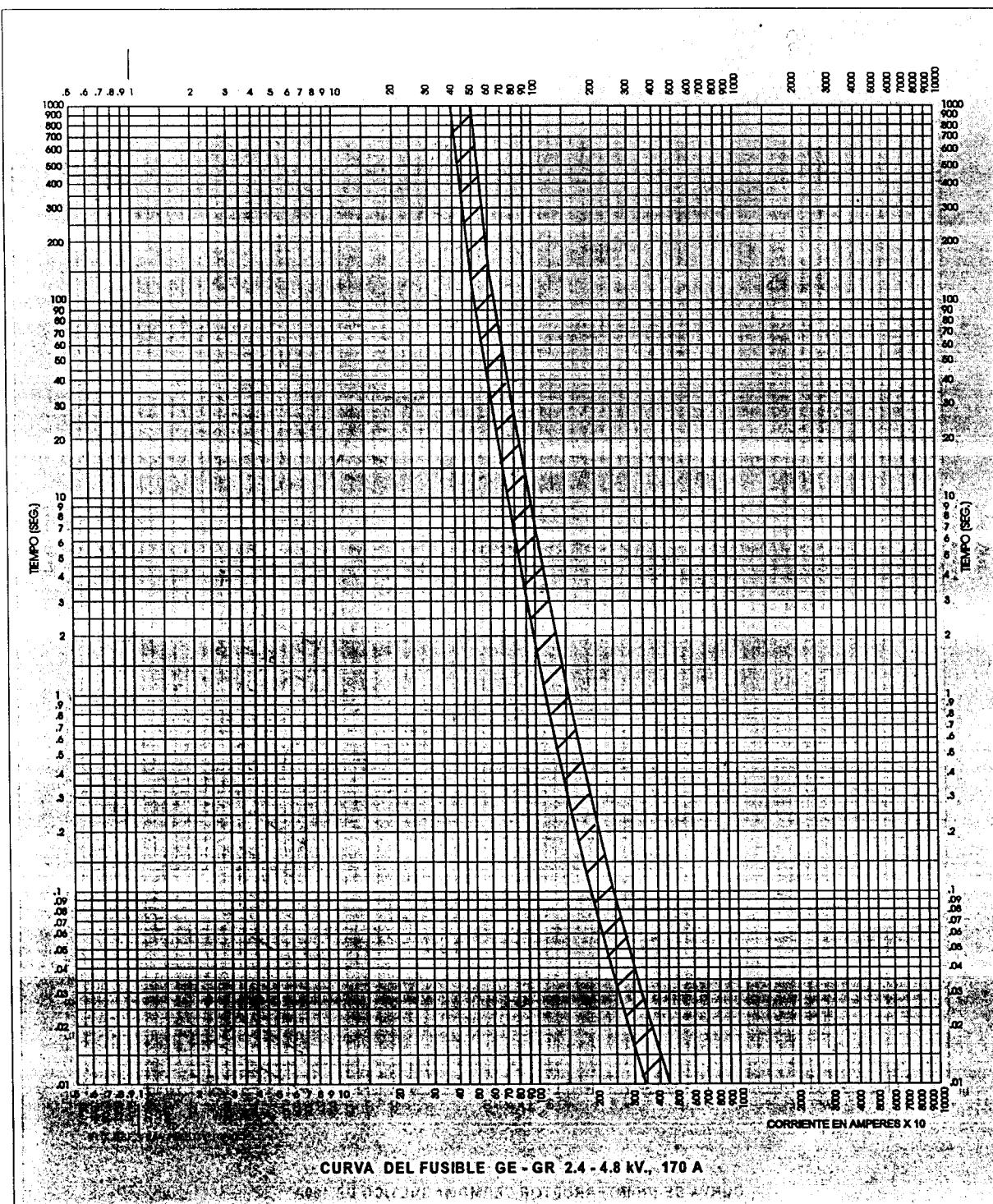
Para la tensión nominal de 4.16 kV, se puede seleccionar un fusible de General Electric 6R con corriente nominal de 170 A.

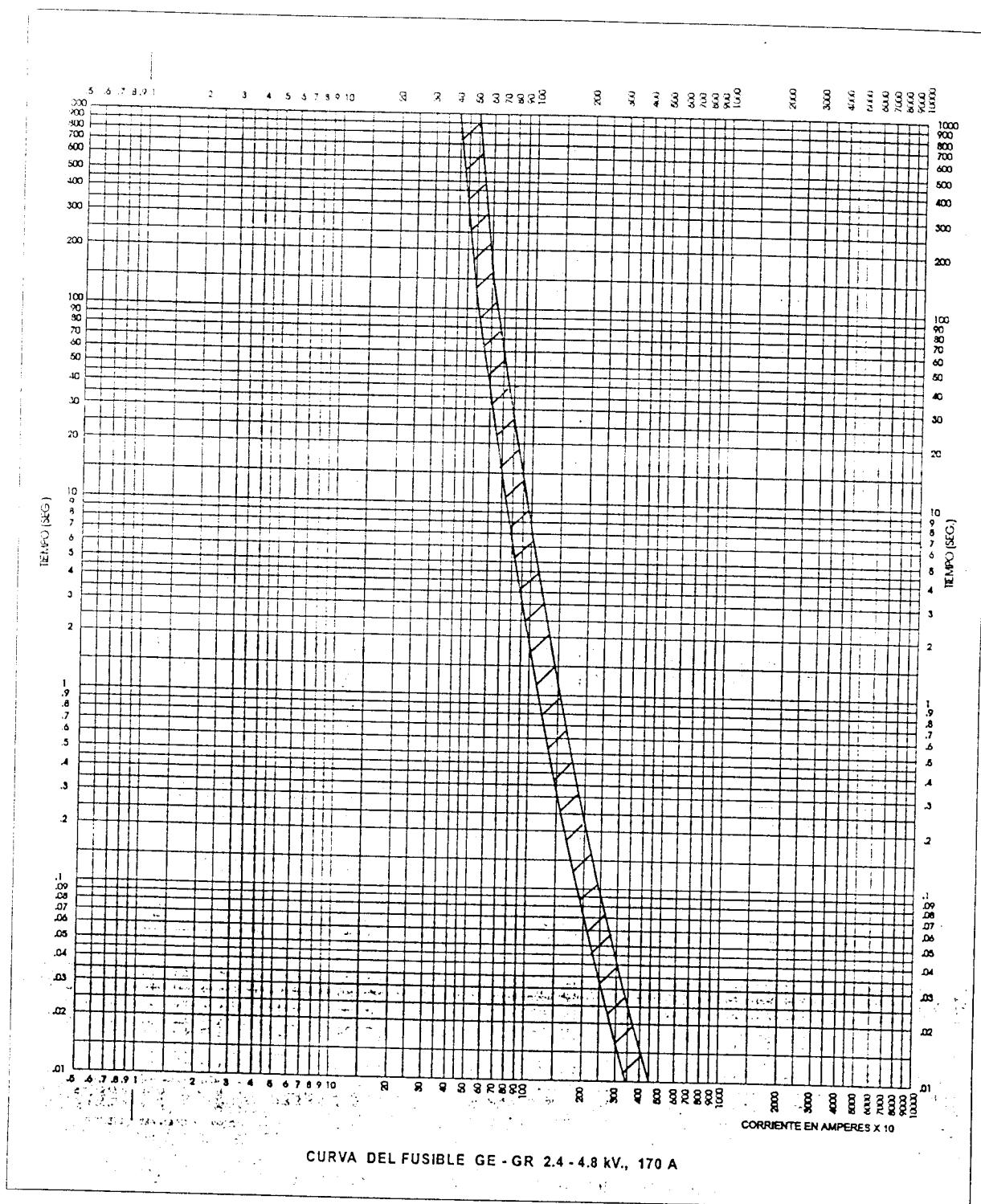
El procedimiento de coordinación es el que se ha descrito antes. Se indican las curvas tiempo corriente para cada uno de los elementos y posteriormente se incluyen en un mismo papel log-log a la escala correspondiente, con el propósito de determinar su coordinación.

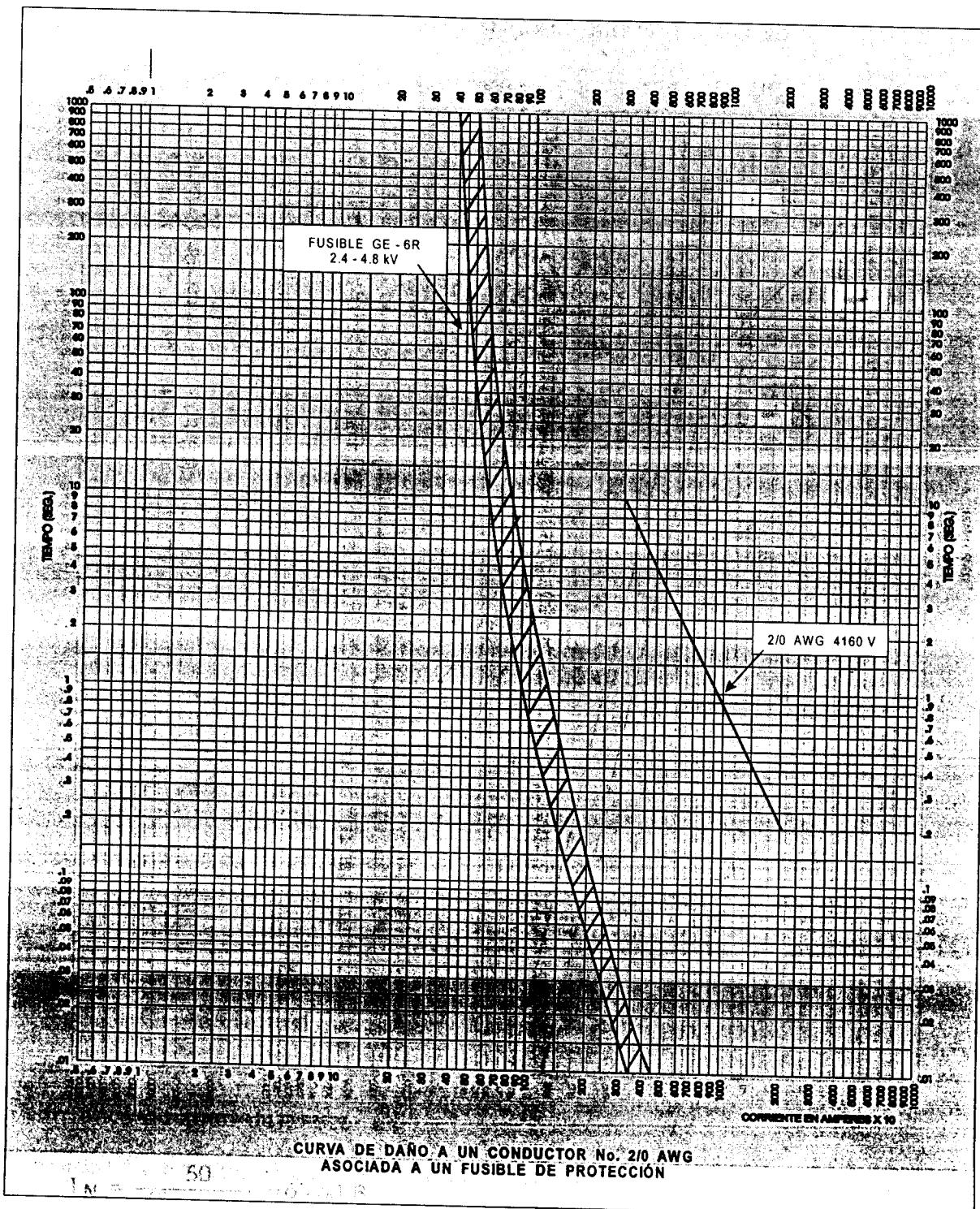


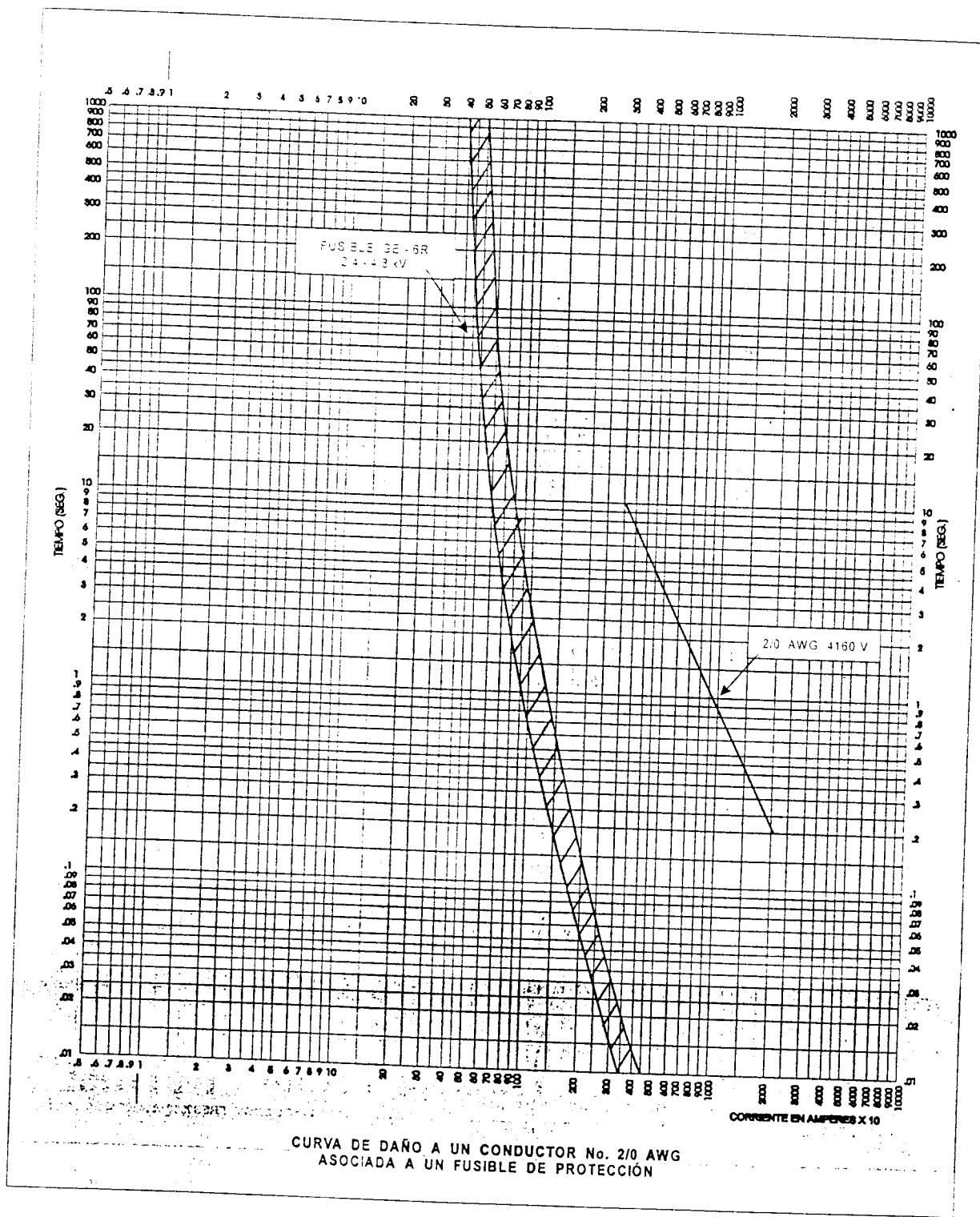


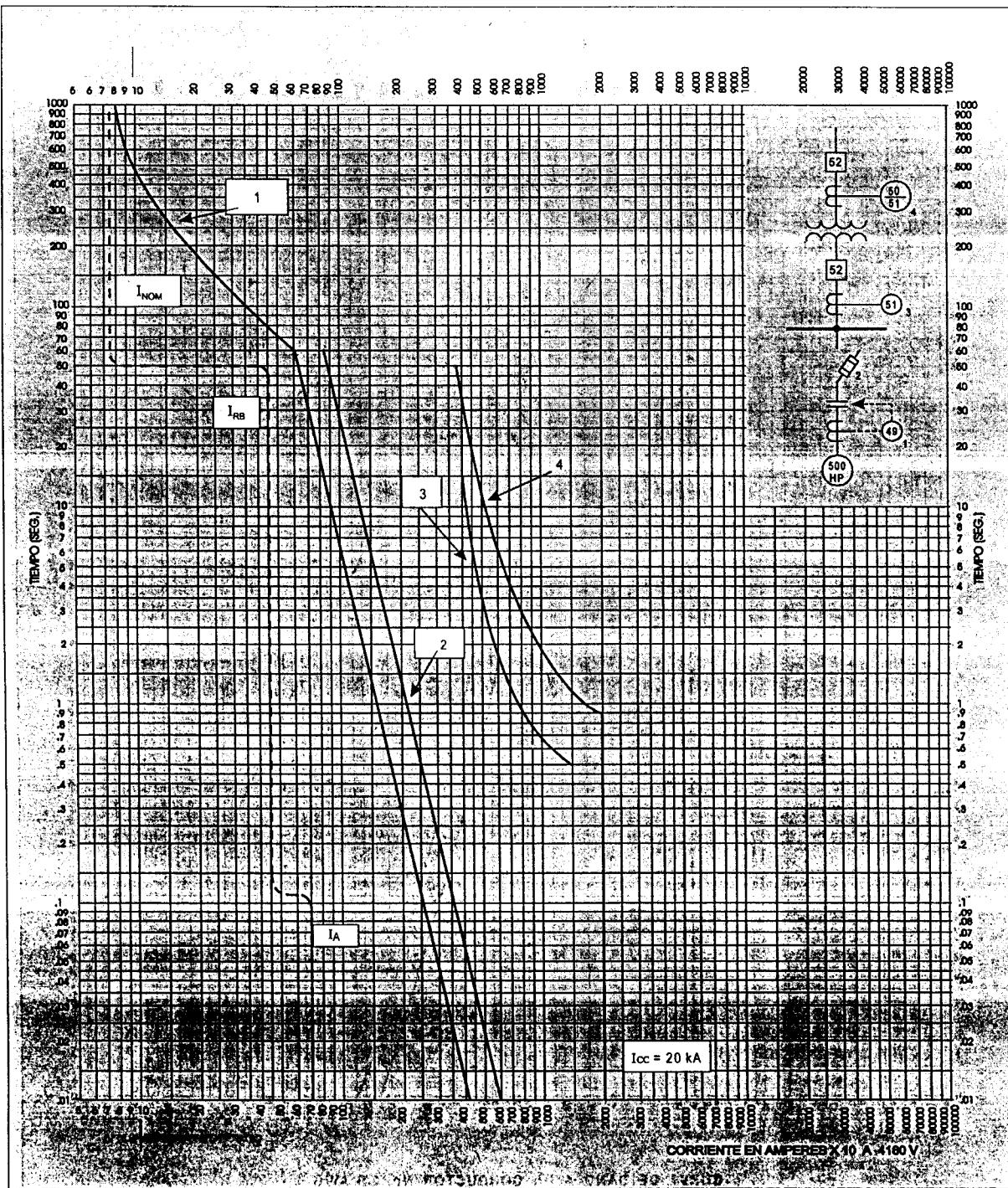


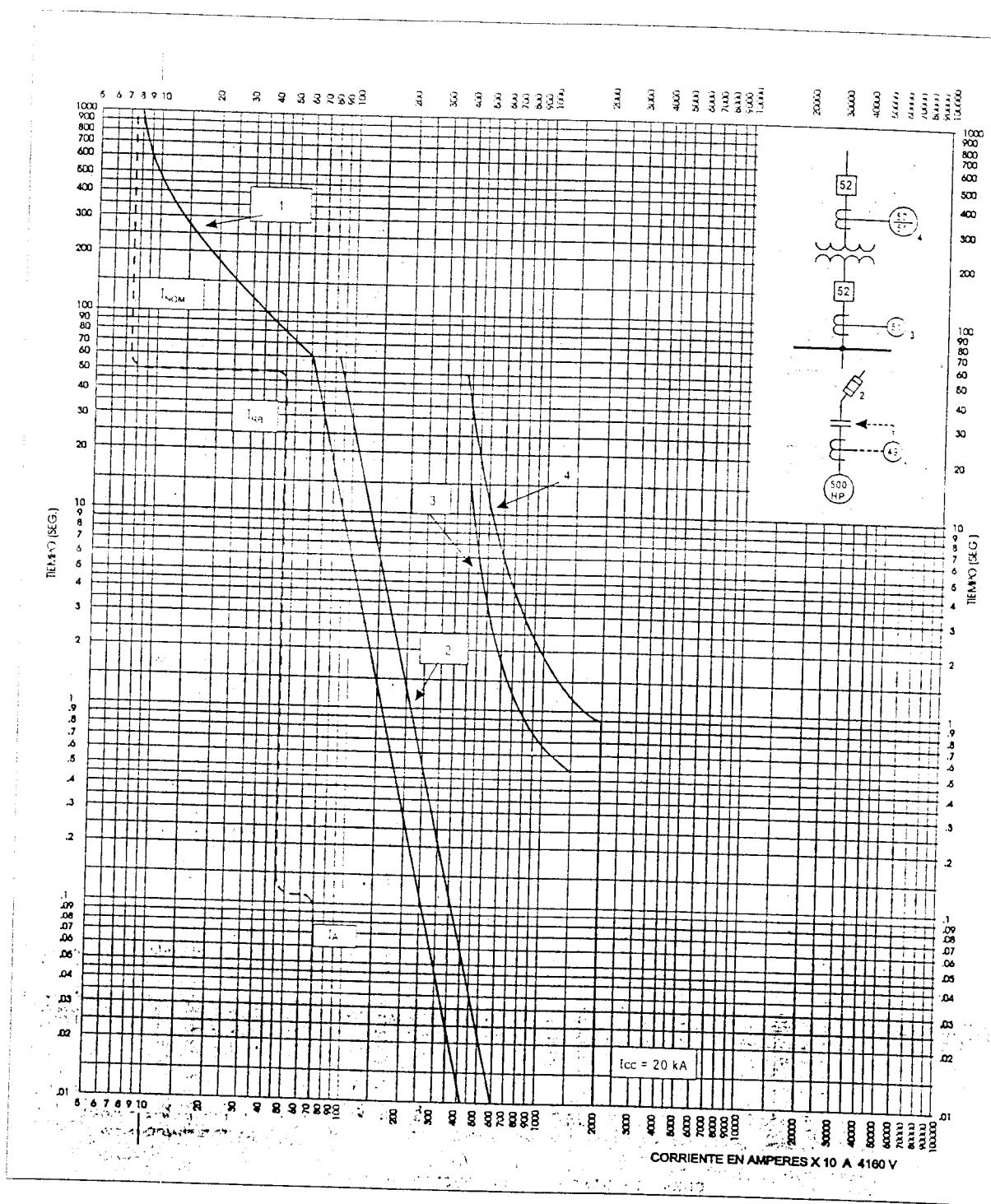








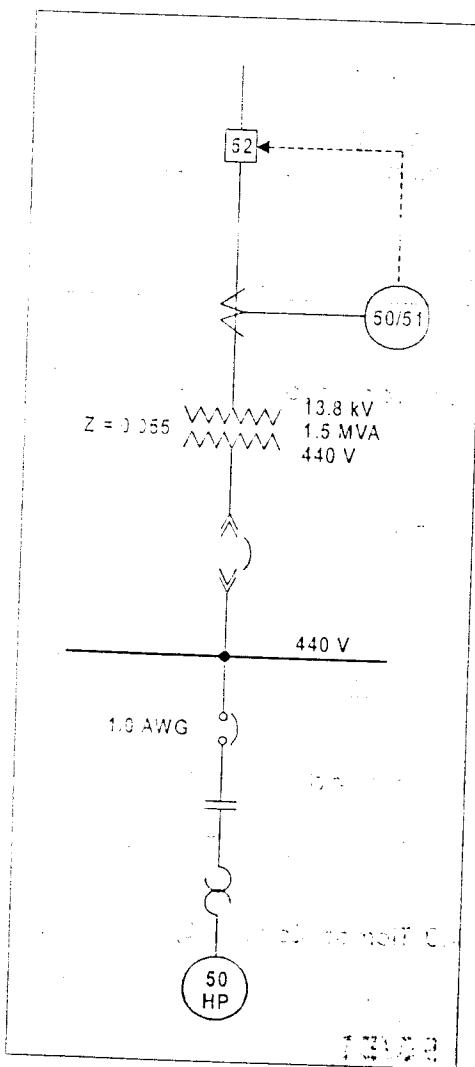




COORDINACION DE PROTECCIONES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES Y COMERCIALES

CÁLCULO PARA LOS AJUSTES Y PROTECCIONES PARA UN CENTRO DE CONTROL DE MOTORES NO. 1 A 440 V CON MOTORES HASTA DE 50 HP.

Considerando que el motor de mayor capacidad es de 50 HP y el centro de control de motores esta alimentado por el transformador de 1.5 MVA, se puede adoptar un esquema de protecciones relativamente simple, como el mostrado en el diagrama unifilar simplificado.



La corriente nominal del motor es:

$$I_N = \frac{50}{\sqrt{3} \times 0.440} = 65.60 \text{ A}$$

Se puede seleccionar un interruptor termomagnético de $1.5 \times 65.60 = 98.4$ A, es decir 100 A.

Para el lado secundario (440 V) del transformador, se usa un interruptor electromagnético, la corriente nominal del transformador es:

$$I_N = \frac{1500}{\sqrt{3} \times 0.44} = 1968 \text{ A}$$

El interruptor, por ser electromagnético, puede ser de: 2000 A

Estos interruptores tienen un margen de operación de tiempo largo y otro de tiempo corto. El margen de tiempo largo (ML) es:

$$ML = \frac{\text{Factor de sobrecarga por enfriamiento} \times \text{Factor de elevación de temperatura} \times I_N}{IM}$$

De la tabla 5.2, el factor de temperatura es 1.12 para 55/65°C y para esta capacidad del transformador, el factor de sobre carga es 1.15, siendo en este caso

$$IM = 1.25 \times 1968 = 2500 \text{ A}$$

Por lo tanto:

$$ML = \frac{1.15 \times 1.12 \times 1968}{2500} = 1.01$$

De los datos del interruptor, se puede seleccionar:

Margen Largo (ML) = 1.0 Tiempo Largo (TL) = 4 seg.

Margen Corto (MC) = 4.0 Tiempo Corto (TC) = 0.18 seg.

AJUSTE DE LA PROTECCIÓN 50/51

Se selecciona para esta protección un relevador Westinghouse CO-11 de tiempo extremadamente inverso.

La corriente nominal del transformador de 1.5 MVA calculada en el lado de 13.8 kV es:

$$I_N = \frac{1500}{\sqrt{3} \times 13.8} = 62.75 \text{ A}$$

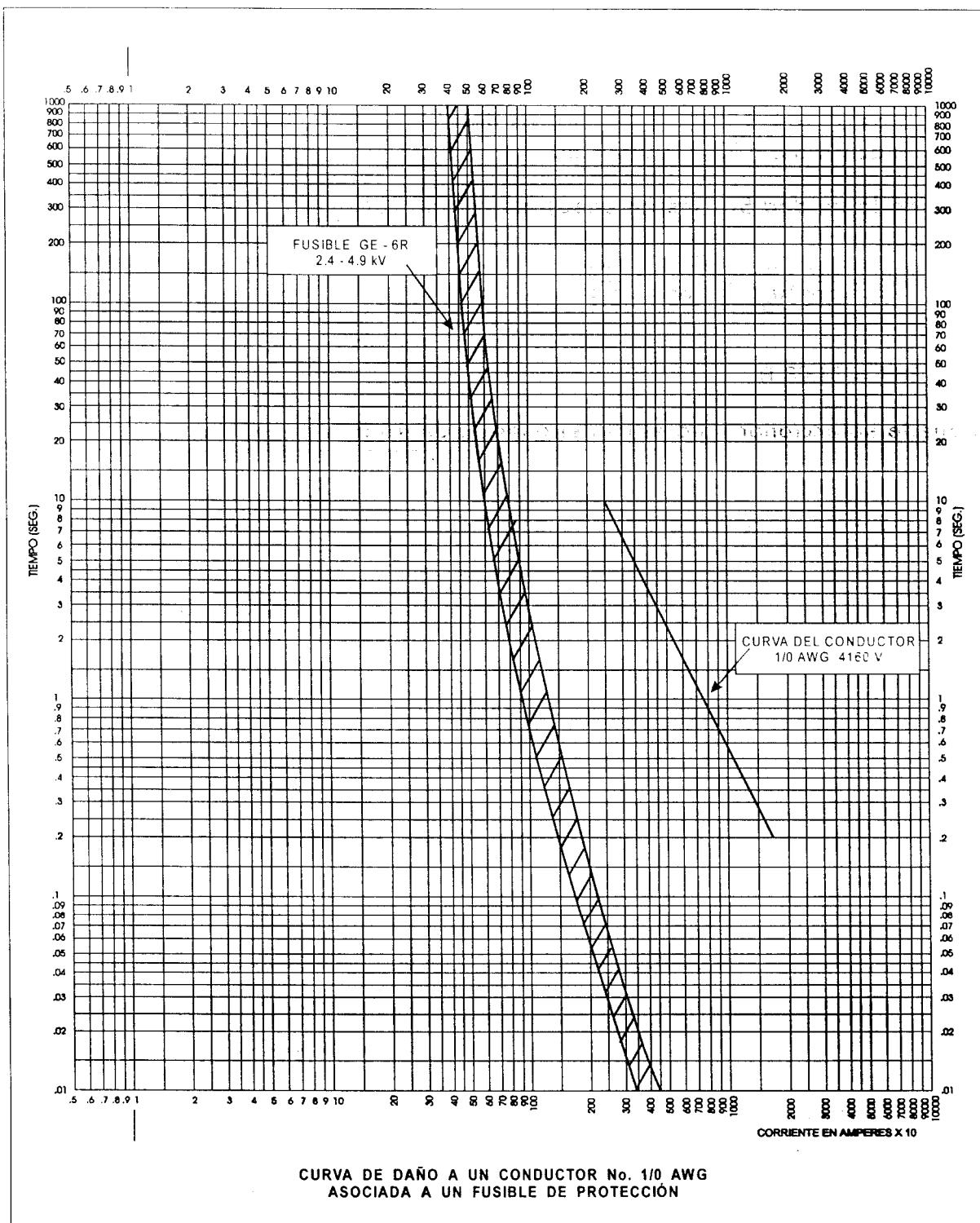
Los TC's en el lado de 13.8 kV se deben seleccionar para una corriente primaria de $I_p = 1.5 \times I_N = 94.13 \text{ A}$, es decir: $I_p = 100 \text{ A}$, luego, la relación de transformación es: $RTC = 100/5 = 20$.

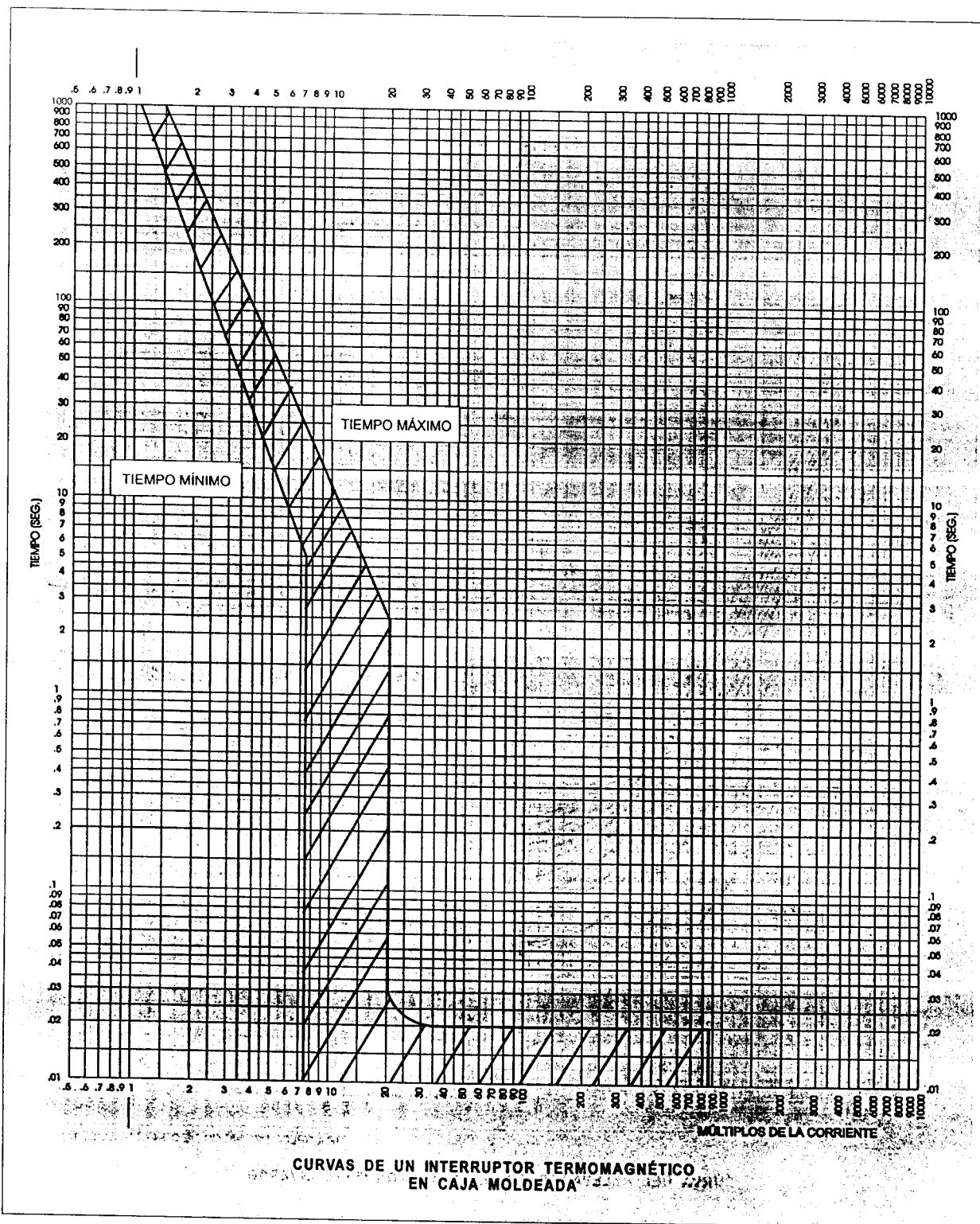
El tap de la unidad 50 (instantáneo), se calcula como:

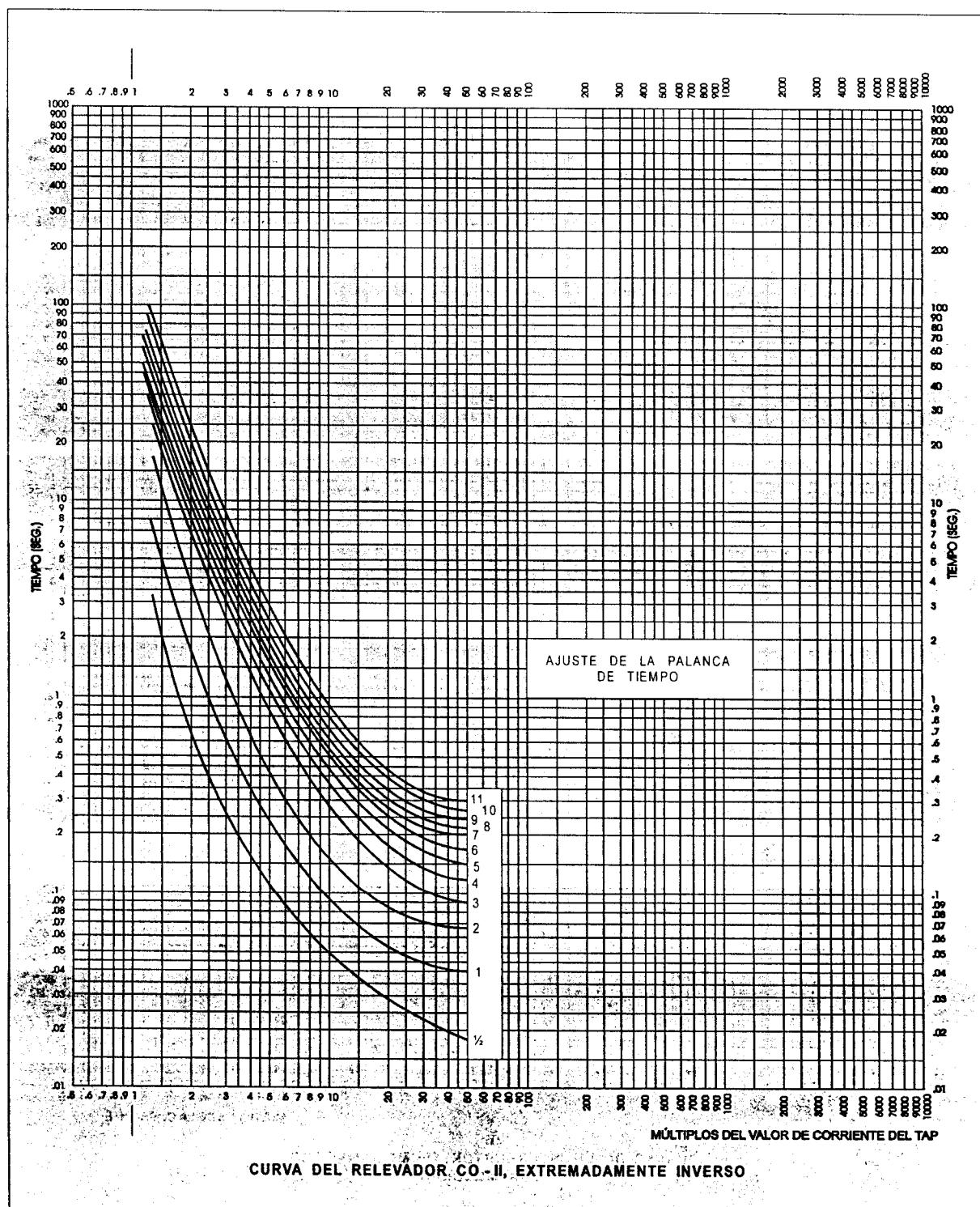
$$TAP = \frac{I_{cc}}{RTC} \left(\frac{V_s}{V_p} \right) = \frac{19500}{20} \left(\frac{0.44}{13.8} \right)$$

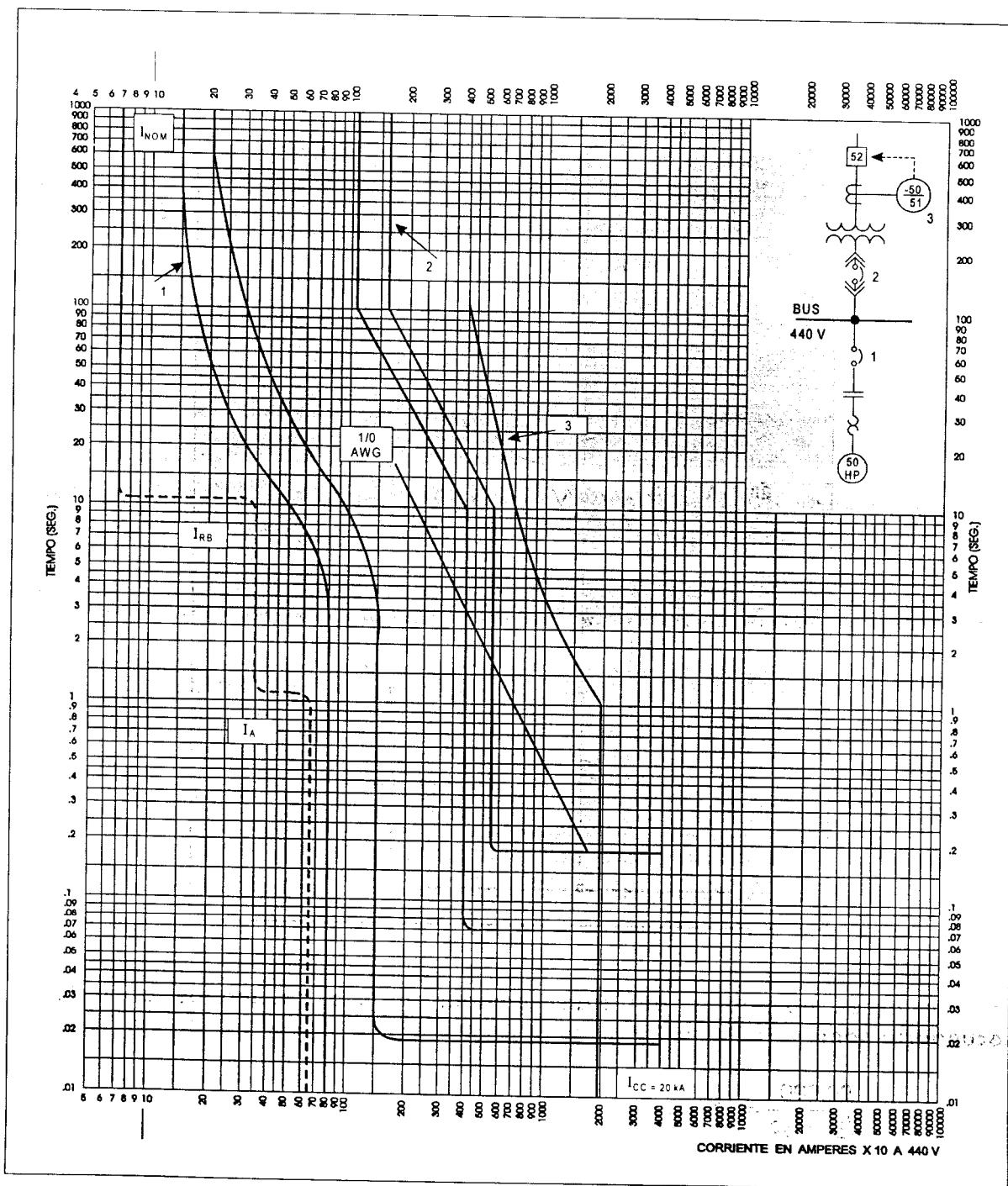
$$TAP = 31.08 \text{ A}$$

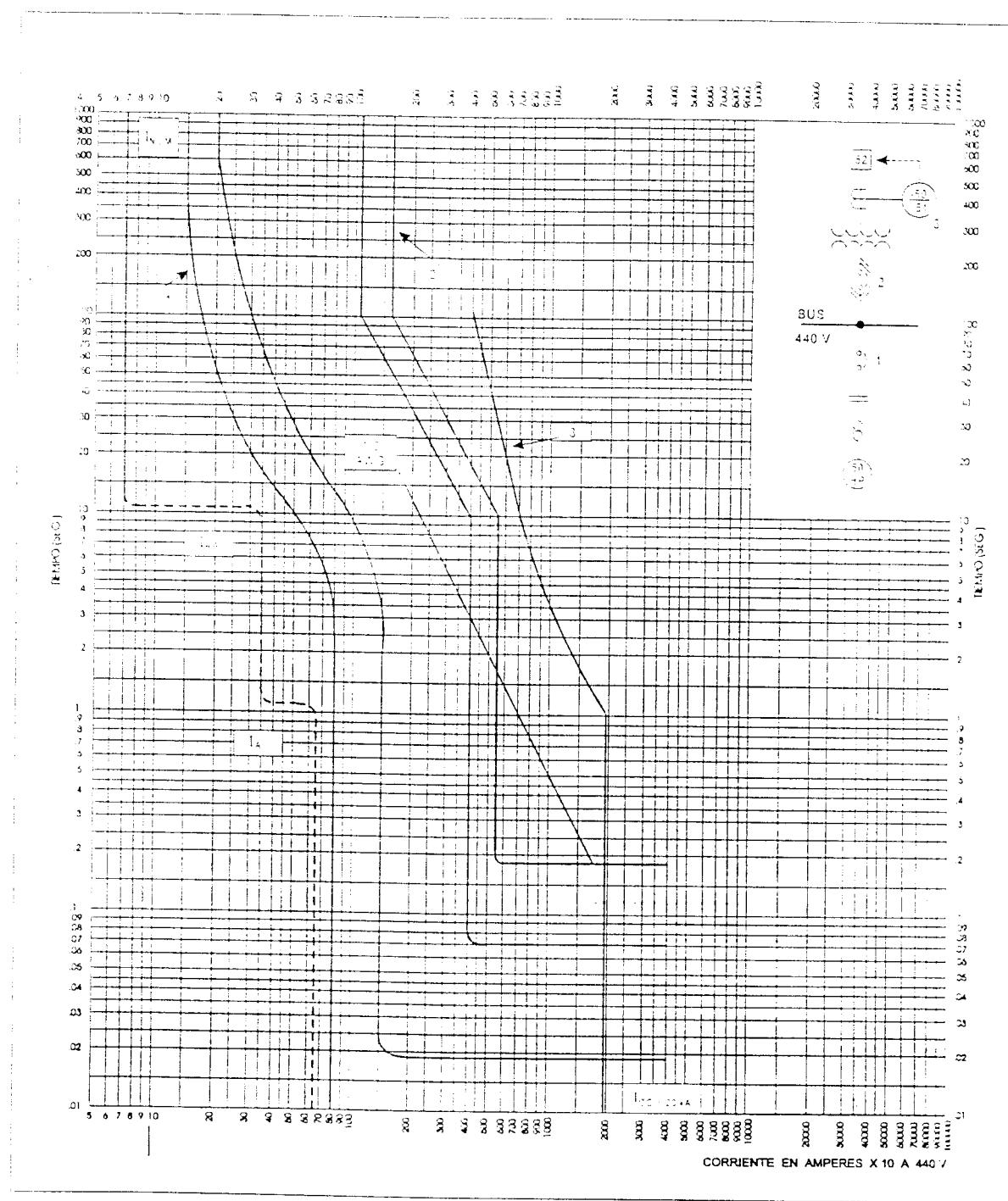
Se puede seleccionar para el instantáneo el de 40 A.



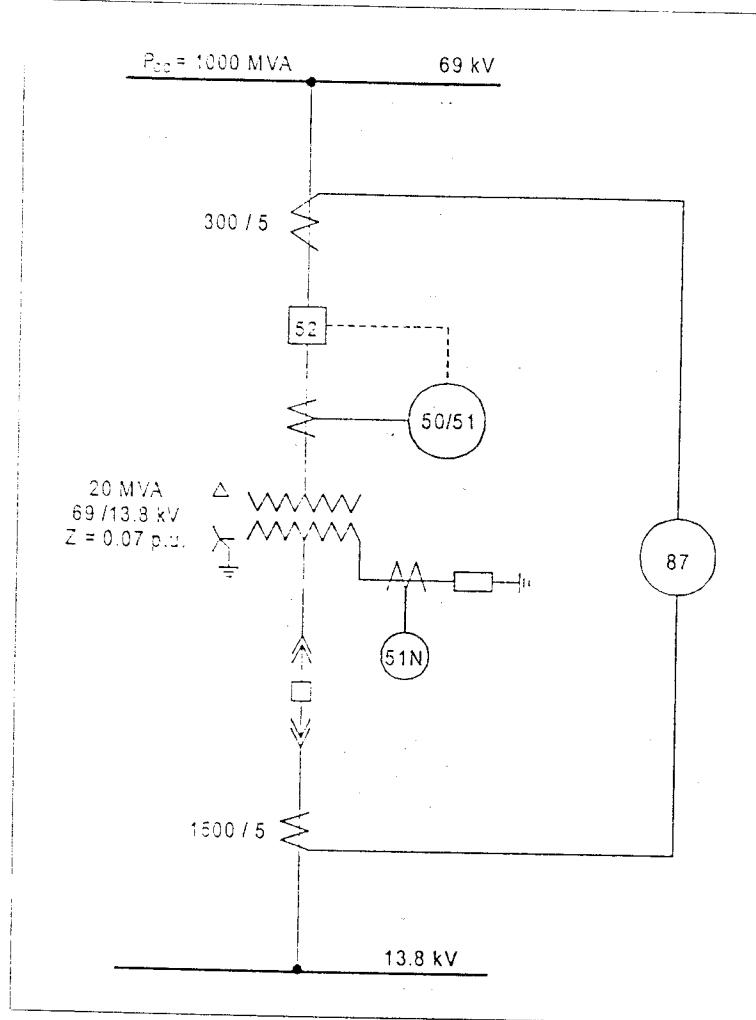








CALCULO PARA EL AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR DE 20 MVA.



Las corrientes nominales del transformador en sus devanados primario y secundario son:

$$I_P = \frac{20,000}{\sqrt{3} \times 69} = 167.35 \text{ A}$$

$$I_S = \frac{20,000}{\sqrt{3} \times 13.8} = 836.74 \text{ A}$$

De acuerdo con estos valores de corrientes nominales y con la regla de tomar 1.5 veces la corriente nominal para el cálculo de las relaciones de transformación de los TC's, se tiene:

Para el lado de alta tensión.

$$1.5 \times 167.35 = 251.25 \text{ A}$$

$$\text{RTC} = 300/5 = 60$$

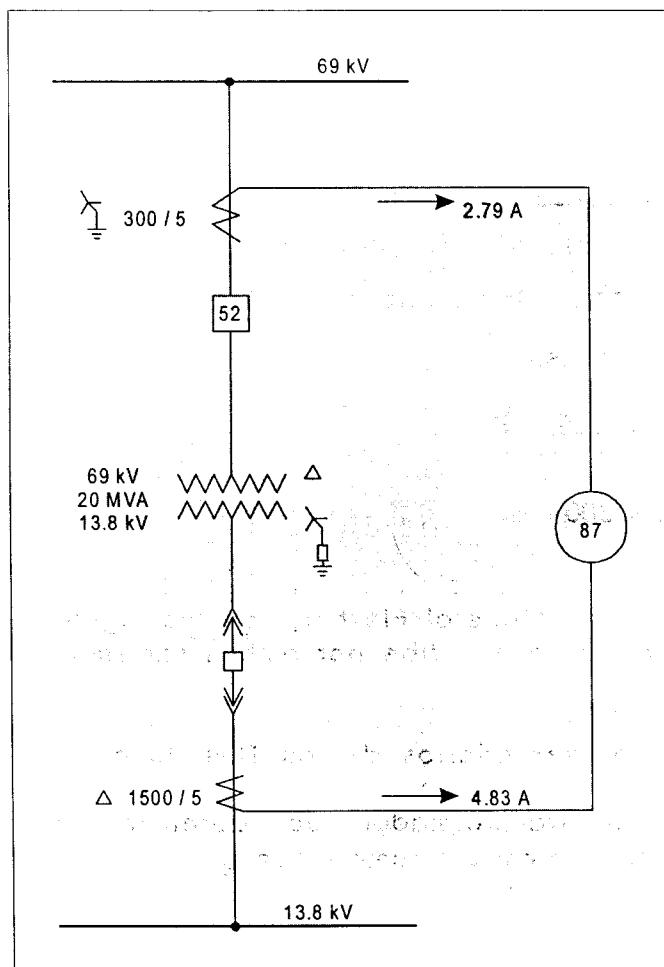
Para el lado de baja tensión.

$$1.5 \times 836.74 = 1255.11 \text{ A}$$

$$\text{RTC} = 1500/5 = 300$$

Para la protección diferencial del transformador, se usa un relevador diferencial tipo BDD de General Electric, con los siguientes taps de ajuste para las alimentaciones que recibe por ambos extremos: 2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5.0 y 8.7.

Las corrientes en los secundarios de los TC's de acuerdo con la regla de conectar los TC's en conexión trifásica contraria a la del devanado correspondiente del transformador de potencia, para compensar el defasamiento de 30° , se calcula como sigue:



Para los TC's conectados en estrella en el lado de 69 kV del transformador:

$$I_{ps} = \frac{I_p}{RTC} = \frac{167.5}{300/5} = 2.79 \text{ A}$$

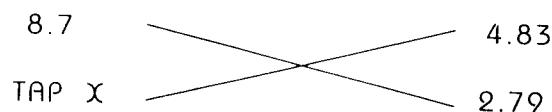
Para los TC's conectados en delta en el lado de 13.8 kV del transformador:

$$I_{ss} = \frac{I_s}{RTC} = 3 = \frac{836.74}{1500/5} \times 3 = 4.83 \text{ A}$$

Para el ajuste se puede iniciar seleccionando el tap más alto para la corriente mayor, es decir:

$$\text{TAP}_B = 8.7, \quad I_{ss} = 4.83 \text{ A}$$

Por una simple regla de tres, se puede seleccionar el otro tap (para el lado de la corriente más baja).



$$\text{TAP}_X = \frac{2.79 \times 8.7}{4.83} = 5.02$$

El más próximo de los taps, de acuerdo a los disponibles del relevador, es: 5A.

De manera que los taps de ajuste para la protección diferencial son:

Lado de alta tensión..... Tap = 5.0 A

Lado de Baja tensión..... Tap = 8.7 A

Con estos taps, se debe verificar el error de ajuste, el porcentaje de error de la relación de corrientes secundarias a los taps de ajuste.

$$M = \frac{\frac{\text{Relación de corrientes}}{\text{Relación de TAPS}} - 1}{\text{Valor menor de las relaciones}} \times 100$$

$$\text{Relación de TAPS} = \frac{\text{TAP}_B}{\text{TAP}_A} = \frac{8.7}{5.0} = 1.74$$

La relación de las corrientes en el secundario:

$$\frac{I_{ss}}{I_{ps}} = \frac{4.83}{2.79} = 1.73$$

El menor de los dos cocientes es 1.73.

$$M = \frac{1.73 - 1.74}{1.73} \times 100 = - 0.57\%$$

El valor obtenido es menor que el 5% tolerable, por lo que se pueden considerar satisfactorios estos valores calculados.

AJUSTE DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 51

La corriente de arranque (pick-up) primaria, se debe ajustar al 200% de la corriente nominal:

$$I_p = 167.5$$

$$200\% I_p = 2 \times 167.5 = 335.0 \text{ A}$$

Los TC's que alimentan a este relevador, se conectan en estrella en su secundario, por lo que se deben cubrir los siguientes requisitos:

1. Se requiere que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 amp.
2. Se requiere que a corriente máxima de falla, la corriente secundaria no sea mayor de 200 amp.

$$I_{\text{Máx falla}} = \frac{I_p}{Z_{\text{p.u.}}}$$

$$I_{\text{Máx falla}} = \frac{167.5}{0.07} = 2392.86 \text{ Amp}$$

El valor en el secundario:

$$I_{\text{Máx falla}} = \frac{(2392.85)}{RTC} < 200$$

Por lo tanto:

$$RTC = 2392.85 / 200 : 11.96 \text{ para una corriente secundaria de } 5 \text{ A } RTC = 59.82 / 5.$$

$$\text{Con } RTC = 200 / 5 = 40$$

$$\frac{167.50}{40} = 4.18 \text{ amperes secundarios}$$

$$\frac{2392.85}{40} = 59.82 \text{ amperes secundarios}$$

$$RTC = 200 / 5$$

SELECCIÓN DEL TAP

Con la corriente de arranque y pick-up y la RTC seleccionados, se tiene:

$$TAP = \frac{I_{\text{Pick-up}}}{RTC} = \frac{335.0}{40} = 7.37 \text{ Amp.}$$

Si se supone que el relevador seleccionado cuenta con los siguientes Taps de ajuste:

2,3,4,6,8,10,12, 14 y 15 amp.

Se puede tomar el más cercano, es decir:

$$\text{Tap} = 8 \text{ Amp.}$$

Con lo que se puede definir el valor exacto de Pick-up:

$$I_{\text{Pick-up}} = TAP \times RTC = 8 (40) = 320 \text{ Amp.}$$

$$\frac{320}{167.50} \times 100 = 191.04\%; \text{ de la } I_N \text{ del transformador}$$

La corriente de falla trifásica en 13.8 kV es:

$$I_F = \frac{I_P}{Z_{p.u.}}$$

Con:

$$I_P \text{ 13.8kV} = 836.74$$

$$I_F 3\phi = \frac{836.74}{0.07} = 11953.42 \text{ A}$$

Referida a 69 kV, se tiene:

$$I_F 3\phi = 11953.42 \left(\frac{13.7}{69} \right) = 2390.68 \text{ A}$$

El múltiplo de tap se calcula como:

$$M = \frac{I_{F3\phi} / RTC}{TAP}$$

$$M = \frac{2390.68/40}{8} = 7.47$$

$$M = 7.47$$

De la curva característica del fabricante, se entra en el eje de las abscisas con un MT = 7.47 y se traza una vertical, tomando t = 0.6 segundos y, donde se crucen, se obtiene la palanca; en este caso, DT = 2.5.

NUMEROS CONVENCIONALES PARA DESIGNACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

APENDICE A

- 1.** ELEMENTO PRINCIPAL.
- 2.** RELÉ DE TIEMPO RETARDADO PARA ARRANQUE O CIERRE.
- 3.** RELÉ DE ENTRELACE O VERIFICACIÓN.
- 4.** CONTACTOR PRINCIPAL.
- 5.** ELEMENTO DE PARAR.
- 6.** INTERRUPTOR DE ARRANQUE.
- 7.** INTERRUPTOR DE ÁNODO.
- 8.** ELEMENTO DE DESCONEXIÓN DE LA FUENTE DE CONTROL.
- 9.** ELEMENTO REVERSIBLE.
- 10.** SWITCH DE SECUENCIA UNITARIA.
- 11.** APLICACIÓN FUTURA.
- 12.** ELEMENTO DE SOBREVELOCIDAD.
- 13.** ELEMENTO DE VELOCIDAD SÍNCRONA.
- 14.** ELEMENTO DE BAJA VELOCIDAD.

15. ELEMENTO DE CORRESPONDENCIA DE VELOCIDAD Y FRECUENCIA.
16. APLICACIÓN FUTURA.
17. SWITCH DE DESCARGA O DE CONEXIÓN EN SHUNT.
18. ELEMENTO DE ACCELERACIÓN O DE DESACELERACIÓN.
19. CONTACTOR DE TRANSICIÓN ENTRE EL ARRANQUE Y MARCHA.
20. VÁLVULA OPERADA ELÉCTRICAMENTE.
21. RELEVADOR DE DISTANCIA.
22. INTERRUPTOR DE CIRCUITO IGUALADOR.
23. ELEMENTO DE CONTROL DE TEMPERATURA.
24. APLICACIÓN FUTURA.
25. ELEMENTO DE SINCRONIZACIÓN O PARA VERIFICAR SINCRONIZACIÓN.
26. ELEMENTO DE APARATO TÉRMICO.
27. RELEVADOR DE BAJO VOLTAJE.
28. APLICACIÓN FUTURA.
29. CONTADOR DE AISLAMIENTO.
30. RELÉ ANUNCIADOR.
31. ELEMENTO DE EXCITACIÓN SEPARADA.
32. RELEVADOR DE POTENCIA DIRECCIONAL.
33. SWITCH DE POSICIONES.
34. SWITCH DE SECUENCIA OPERADO POR MOTOR.

- 35.** ELEMENTO DE OPERACIÓN DE ESCOBILLAS O PARA CONECTAR EN CORTOCIRCUITO LOS ANILLOS DESLIZANTES.
- 36.** ELEMENTO DE POLARIDAD.
- 37.** RELÉ DE BAJA POTENCIA O BAJA CORRIENTE.
- 38.** ELEMENTO DE PROTECCIÓN DE CHUMACERA.
- 39.** APLICACIÓN FUTURA.
- 40.** RELÉ DE CAMPO.
- 41.** INTERRUPTOR DE CAMPO.
- 42.** INTERRUPTOR DE MARCHA.
- 43.** ELEMENTO SELECTOR DE TRANSFERENCIA MANUAL.
- 44.** RELÉ DE ARRANQUE DE SECUENCIA UNITARIA.
- 45.** APLICACIÓN FUTURA.
- 46.** RELÉ DE CORRIENTE PARA FASE INVERSA O DE BALANCE.
- 47.** RELÉ DE VOLTAJE DE SECUENCIA DE FASE.
- 48.** RELÉ DE SECUENCIA INCOMPLETA.
- 49.** RELÉ TÉRMICO DE TRANSFORMADOR O DE MÁQUINA.
- 50.** RELÉ SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA.
- 51.** RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO (C.A.)
- 52.** INTERRUPTOR DE CORRIENTE ALTERNA.
- 53.** RELÉ DE EXCITADOR O DE GENERADOR (C.D.)
- 54.** INTERRUPTOR DE C.D. DE ALTA VELOCIDAD.

- 55.** RELÉ DE FACTOR DE POTENCIA.
- 56.** RELÉ DE APLICACIÓN DE CAMPO.
- 57.** ELEMENTO DE CORTOCIRCUITO O DE CONEXIÓN O APERTURA.
- 58.** RELÉ DE FALLA PARA RECTIFICADOR DE POTENCIA.
- 59.** RELÉ DE SOBREVOLTAJE.
- 60.** RELÉ DE VOLTAJE BALANCEADO.
- 61.** RELÉ DE CORRIENTE BALANCEADO.
- 62.** RELÉ DE TIEMPO RETARDADO PARA ARRANQUE O APERTURA.
- 63.** RELÉ DE PRESIÓN DE LÍQUIDO O DE GAS, DE NIVEL O DE FLUJO (BUCHHOLZ).
- 64.** RELÉ DE PROTECCIÓN A TIERRA.
- 65.** GOBERNADOR.
- 66.** ELEMENTO DE ACCELERACIÓN INTERMITENTE.
- 67.** RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE (A.C.).
- 68.** RELÉ DE BLOQUEO.
- 69.** DISPOSITIVO DE OPCIÓN.
- 70.** REÓSTATO OPERADO ELÉCTRICAMENTE.
- 71.** APLICACIÓN FUTURA.
- 72.** INTERRUPTOR DE CORRIENTE DIRECTA.
- 73.** CONTACTOR DE RESISTOR DE CARGA.
- 74.** RELÉ DE ALARMA.

75. MECANISMO DE CAMBIO DE POSICIÓN.
76. RELE DE SOBRECARGA DE (C.D.).
77. TRANSMISOR DE PULSACIONES.
78. RELE DE MEDICIÓN DE ÁNGULO DE FASE O PÉRDIDA DE SINCRONISMO.
79. RELE DE RECIERRE (C.A.).
80. APLICACIÓN FUTURA.
81. RELE DE FRECUENCIA.
82. RELE DE RECIERRE (C.D.).
83. RELE DE TRANSFERENCIA O DE CONTROL SELECTIVO AUTOMÁTICO.
84. MECANISMO DE OPERACIÓN.
85. RELE RECEPTOR DE CARRIER O HILO PILOTO.
86. RELE AUXILIAR DE BLOQUEO.
87. RELEVADOR DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL.
88. MOTOR AUXILIAR O GRUPO MOTOR GENERADOR.
89. SWITCH DE LÍNEA.
90. ELEMENTO DE REGULACIÓN.
91. RELE DE VOLTAJE DIRECCIONAL.
92. RELE DE VOLTAJE Y DE POTENCIA DIRECCIONAL.
93. CONTADOR DE CAMBIO DE CAMPO.
94. RELE DE DISPARO.

EL MÉTODO MATRICIAL PARA EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

APÉNDICE B

1. INTRODUCCIÓN

El análisis de los sistemas eléctricos de potencia, ha sido utilizado durante décadas por las empresas eléctricas con distintas aplicaciones relacionadas con la planeación, la operación o el diseño de estos sistemas, para determinar el comportamiento de los sistemas o determinar a partir de los estudios los parámetros de diseño.

La aplicación de estas técnicas a los sistemas eléctricos industriales, ha ocurrido unos años después que en los sistemas eléctricos de potencia y aún se conserva una distancia importante entre el tipo y número de estudios que se hacen para un sistema eléctrico de potencia y uno de tipo industrial, aún cuando en los años recientes esta distancia se ha ido reduciendo debido a los beneficios que de estos estudios se tienen para los sistemas industriales.

De hecho, el análisis de sistemas eléctricos de potencia es un conjunto de técnicas que están basadas en las leyes fundamentales de la electricidad y que se aplican a los circuitos trifásicos, operando a 60 Hz. Estas técnicas facilitan el cálculo del comportamiento de los sistemas de potencia bajo condiciones específicas, para ayudar a diseñar nuevos sistemas, para rediseñarlos o para el análisis de disturbios en los sistemas existentes.

Dado que un sistema eléctrico, de un tamaño razonablemente grande, tiene un cierto grado de complejidad topológica, es conveniente considerar el modelado de sus componentes y las técnicas de simplificación que se pueden aplicar siempre que se pueda y sea necesario, considerando que la simulación se debe parecer, tanto como sea posible, al sistema real.

La ventaja de este procedimiento es que el modelo del sistema se puede usar para predecir el comportamiento de un sistema real que aún no ha sido construido en la escala completa, y de esta manera dar soluciones más seguras y económicas.

El objetivo principal del análisis de los sistemas eléctricos de potencia en instalaciones industriales es, entonces, proporcionar una herramienta que resulte, para la persona que hace el estudio, una fuente de información que reúna completamente los requerimientos que se necesitan para hacer estudios en forma económica y que tenga aplicaciones en ciertos casos para sistemas de potencia industriales y comerciales. Estos objetivos convenientemente incluyen lo siguiente:

- Seguridad.
- Servicio confiable.
- Alta calidad en el sistema.
- De fácil operación y mantenimiento.
- De ampliaciones convenientes y económicas.
- Con inversión inicial y costos de operación mínimos.

2

ESTUDIOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA INDUSTRIALES

A continuación, se da una lista de los principales y más comunes estudios de sistemas de potencia aplicados a instalaciones industriales:

- Estudios de cortocircuito.
- Estudio de comportamiento de interruptores.
- Estudio de flujos de carga.
- Estudios de coordinación de protección.
- Estudios de estabilidad transitoria.

Los ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO. Un estudio de cortocircuito, calcula el valor de la corriente de cortocircuito que se tiene bajo circunstancias específicas a uno o

más puntos del sistema. Los estudios más comunes son los denominados de falla trifásica y de falla a tierra; el primero, por representar el más severo desde el punto de vista del equipo, y el segundo, por tratarse de la falla más probable en los sistemas eléctricos.

Históricamente, los estudios de cortocircuito se desarrollaron en sus inicios por cálculos manuales. En la medida que los sistemas eléctricos se hicieron cada vez más complejos, los cálculos manuales consumieron más tiempo y se hicieron más susceptibles de error. En los años 20's y 30's, se desarrollaron los llamados analizadores de redes eléctricas para simular a escala el comportamiento de un sistema eléctrico. Para los estudios de cortocircuito, el más utilizado fue el llamado "**Tablero de cálculo en corriente directa**".

Un estudio de cortocircuito en un tablero de C.D., involucraba la reducción del sistema a una red equivalente en C.D., con potenciómetros, simulando las impedancias de los elementos, tales como transformadores y líneas de transmisión y una fuente de potencia rectificada representando las fuentes equivalentes de corrientes de cortocircuito. La corriente de falla en cualquier punto del modelo de la red, se lee por medio de un ampérmetro conectado del punto específico de localización de la falla a la barra común en C.D.

Si todas las resistencias se escalan en forma conveniente y los potenciómetros se conectan y ajustan correctamente, la lectura tomada será un valor que representa un cierto número de veces la corriente de falla en el sistema real.

El llamado tablero analizador en C.A., es una versión más elaborada del mismo esquema de modelado con reactores variables, así como resistores para permitir la representación de las impedancias y las fuentes de suministro en C.A.

Los métodos de cálculo directos por medios analógicos para estudios de cortocircuito, tienen la desventaja que limitan el tamaño y complejidad de la red bajo estudio, tienen una precisión limitada también y están expuestos a los errores humanos. Estos problemas se subsanan en forma considerable con el uso de la computadora digital. El primer programa de cortocircuito para computadora, fue escrito en la década de los 50's, y para la década de los 60's, la computadora se había convertido en el método dominante para los estudios de cortocircuito, a excepción de sistemas muy pequeños en donde quizás los métodos manuales eran los más económicos.

Todas las técnicas de cálculo del cortocircuito involucran la reducción de los sistemas trifásicos a una red equivalente. Cuando se calculan las fallas trifásicas, esta reducción es bastante simple, ya que el comportamiento del sistema se approxima mucho al del sistema en su representación monofásica.

Los sistemas industriales, requieren al menos de dos estudios de cortocircuito para definir en forma adecuada su comportamiento bajo condiciones de falla.

Para la falla trifásica, se consideran dos casos: uno con el valor de la reactancia subtransitoria en las máquinas rotatorias para determinar el comportamiento de los equipos y dispositivos de interrupción ante los esfuerzos producidos por las corrientes de cortocircuito momentáneos o subtransitorias; el otro estudio de falla trifásica, es con el valor de la reactancia transitoria, y éste permite determinar la capacidad interruptiva de los elementos de interrupción de la falla.

Un tercer estudio, recomendable para sistemas con neutro sólidamente conectado a tierra, es el cálculo de falla a tierra.

3

FORMACIÓN DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA NODAL (YBUS)

Existen distintos métodos, la mayoría de ellos orientados hacia la aplicación de la computadora digital, a fin de sistematizar y optimizar el cálculo. Uno de los métodos que permiten comprender sin dificultad su aplicación a los sistemas eléctricos, es el llamado de: **La formación de ybus por inspección de la red**.

FORMACIÓN DE YBUS POR INSPECCIÓN DE LA RED. En el análisis de circuitos eléctricos, así como en la solución de algunos problemas relacionados con los sistemas eléctricos de potencia, es bastante común la formulación de ecuaciones de red basadas en un análisis nodal, que tomen como punto de partida la aplicación de la Ley de Kirchoff de corrientes, sobre la base de una formulación sistemática aplicada a cada nodo de un circuito y que representa una excelente base para la solución por computadora de muchos problemas que se presentan en el análisis de los sistemas eléctricos.

La forma general de la matriz Ybus es:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1i} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y & Y & Y & \dots & Y_{ij} \end{bmatrix}$$

Donde los elementos: $Y_{11}, Y_{22}, Y_{33}, \dots, Y_{ij}$ ($i = j$), constituyen la diagonal principal de la matriz y su valor se obtiene, sumando las admittancias conectadas al nodo considerado.

$$Y_{ii} = Y_{ij} + Y_{ik} + \dots + Y_{im} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}$$

los elementos Y_{12} , Y_{13} , Y_{21} , Y_{23} ... Y_{ik} , representan las admitancias mutuas entre cada par de nodos y su valor se obtiene en forma convencional como el negativo de la admitancia permitiva entre los nodos considerados.

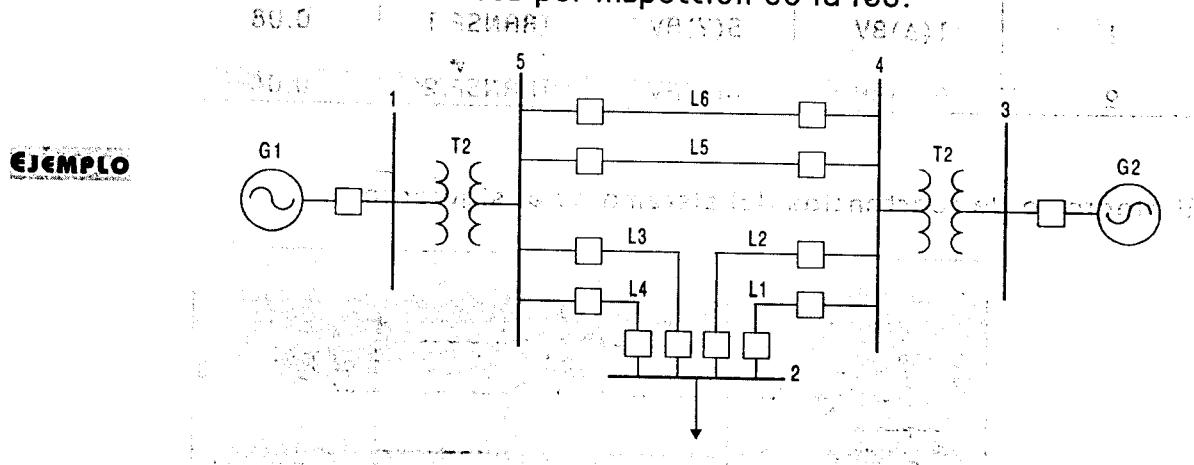
$$Y_{12} = -Y_{21}$$

$$Y_{13} = -Y_{31}$$

$$Y_{ij} = -Y_{ji}$$

Cuando se trata de formar Y_{bus} en forma manual, los elementos de esta matriz, se obtienen por inspección, o bien, observación de la red, de aquí su nombre.

Dado el siguiente sistema de 5 nodos, mostrado en la figura, formar la matriz Y_{bus} por inspección de la red.



SOLUCIÓN

ELEMENTO NÚMERO	BUS DE SALIDA	BUS DE LLEGADA	ELEMENTO	X _{OPU SEC. CERO}	X _{OPU SEC.POSIT.}
1	2	4	LÍNEA 1	1.2	0.4
2	2	4	LÍNEA 2	1.2	0.4
3	2	5	LÍNEA 3	0.6	0.2
4	2	5	LÍNEA 4	0.6	0.2
5	4	5	LÍNEA 5	0.9	0.1
6	4	5	LÍNEA 6	0.9	0.1

Reactancia de los generadores síncronos:

NÚM.	ELEMENTO	X ₀ PU	X ₁ PU	X ₂ PU	X _n PU	BUS
1	G-1	0.050	0.180	0.180	0.00	1
1	G-2	0.020	0.090	0.090	0.00	3

Reactancias de los transformadores:

NÚM.	BUS DE SALIDA	BUS DE LLEGADA	ELEMENTO	X ₁ PU	REACTORES
1	1(Δ)BV	5(Y)AV	TRANSF.1	0.08	0.00
2	9(Δ)BV	4(Y)AV	TRANSF.2	0.04	0.00

El diagrama de reactancias del sistema es el siguiente:

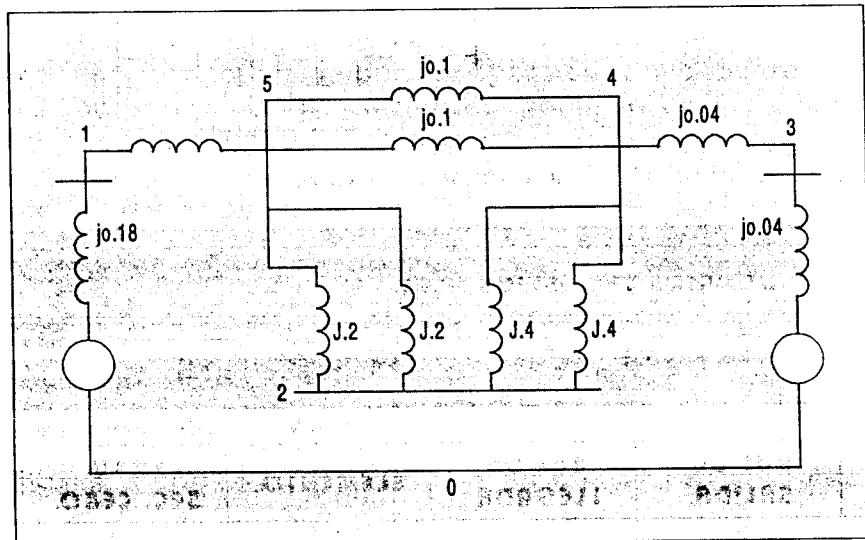


Diagrama de reactancias:

- a) Como se observa, el sistema es de 5 nodos, por lo tanto, la matriz Ybus es de: 5 x 5.

Los elementos de la diagonal principal son:

$$\gamma_{11} = \gamma_{10} + \gamma_{15} = \frac{1}{0.18} + \frac{1}{0.08} = 18.05$$

$$\gamma_{22} = \gamma_{24}(L_1) + \gamma_{24}(L_2) + \gamma_{25}(L_3) + \gamma_{25}(L_4) = \frac{2}{0.2} + \frac{2}{0.4} = 15$$

$$\gamma_{33} = \gamma_{30} + \gamma_{34} = \frac{1}{0.09} + \frac{1}{0.04} = 36.11$$

$$\gamma_{44} = \gamma_{42}(L_1) + \gamma_{42}(L_2) + \gamma_{45}(L_5) + \gamma_{45}(L_6) + \gamma_{43} = \frac{2}{0.4} + \frac{2}{0.1} + \frac{1}{0.04} = 50$$

$$\gamma_{55} = \gamma_{51} + \gamma_{52}(L_3) + \gamma_{52}(L_4) + \gamma_{54}(L_5) + \gamma_{54}(L_6) = \frac{1}{0.08} + \frac{2}{0.2} + \frac{2}{0.1} = 42.5$$

Los elementos fuera de la diagonal principal son:

$$\gamma_{12} = -\gamma_{21} = 0 \quad \gamma_{13} = -\gamma_{31} = 0 \quad \gamma_{14} = -\gamma_{41} = 0$$

$$\gamma_{23} = -\gamma_{32} = 0 \quad \gamma_{35} = -\gamma_{53} = 0$$

$$\gamma_{15} = -\gamma_{51} = -\frac{1}{0.08} = -12.5$$

$$\gamma_{25} = -\gamma_{52} = -\left(\frac{1}{0.2} + \frac{1}{0.2}\right) = -10$$

$$\gamma_{24} = -\gamma_{42} = -\left(\frac{1}{0.4} + \frac{1}{0.4}\right) = -5$$

$$\gamma_{34} = -\gamma_{43} = -\frac{1}{0.04} = -25$$

$$\gamma_{45} = -\gamma_{54} = -\left(\frac{1}{0.1} + \frac{1}{0.1}\right) = -20$$

Por lo que la red queda modelada de la siguiente forma:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 18.05 & 0 & 0 & 0 & -12.5 \\ 0 & 15 & 0 & -5 & -10 \\ 0 & 0 & 36.11 & -25 & 0 \\ 0 & -5 & -25 & 50 & -20 \\ -12.5 & -10 & 0 & -20 & 42.5 \end{bmatrix}$$

4

FORMACIÓN DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIA NODAL (ZBUS)

Para algunas aplicaciones en los sistemas eléctricos, como es el caso del estudio de cortocircuito, no es conveniente trabajar con la matriz Y_{bus} , y por este motivo, se define la matriz Z_{bus} . Esta matriz, como tal, no tiene una relación directa con las leyes de Kirchhoff de voltajes o de corrientes y corresponde más bien a una formulación matemática que simplifica algunas soluciones.

La formación de Z_{bus} , se puede obtener básicamente por dos métodos:

- A) Por inversión de Y_{bus} .
- B) Por algoritmo basado en la topología de la red.

En esta parte, únicamente se analizará el caso de Z_{bus} por inversión de Y_{bus} .

- A) Obtención de Z_{bus} por inversión de Y_{bus} . Una de las formas inmediatas de obtener la matriz de impedancias nodal Z_{bus} , es por inversión de la matriz de admitancias nodal Y_{bus} , que se forma aplicando en general dos métodos:
 1. A partir de determinantes.
 2. Por un algoritmo de eliminación, por ejemplo, el método de Gauss-Jordan.

LA INVERSIÓN DE UNA MATRIZ POR DETERMINANTES.

Dada la matriz Y_{bus}

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix}$$

La inversa de la matriz, se denota por \mathbf{Y}_{bus}^{-1} , en una matriz que debe cumplir con la siguiente condición:

$$\mathbf{Y}_{bus}^{-1} * \mathbf{Y}_{bus} = \mathbf{I} \quad \text{Siendo: } \mathbf{I} = \text{Matriz identidad}$$

Por el método de determinantes, la inversa se obtiene:

$$\mathbf{Y}_{bus}^{-1} = \frac{1}{|\mathbf{Y}_{bus}|} [\text{cofactores de } \mathbf{Y}_{bus}]$$

Donde:

\mathbf{Y}_{bus} = Determinante de la matriz \mathbf{Y}_{bus} .

El determinante de la matriz, se puede obtener por menores, es decir, cada elemento del determinante tiene un menor que se obtiene de eliminar en forma ficticia la fila y la columna en donde está localizado el elemento, lo que queda de esto es el menor del elemento.

A cada menor se le asigna un signo, que se obtiene de:

$$(-1)^{i+k}, \text{ donde } i \text{ es la fila donde está el elemento y } k \text{ la columna}$$

Cuando la suma de i e k es un número par, el signo es positivo, y cuando la suma es impar, es negativo. Esto conduce a una forma simplificada de asignar signos:

$$\begin{bmatrix} + & - & + \\ - & + & - \\ + & - & + \end{bmatrix}$$

De acuerdo con esta regla, para la matriz \mathbf{Y}_{bus} anterior:

El menor de y_{11} es

$$\left[\begin{array}{cc} y_{22} & y_{23} \\ y_{32} & y_{33} \end{array} \right]$$

El menor de y_{12} es

$$\left[\begin{array}{cc} y_{21} & y_{23} \\ y_{31} & y_{33} \end{array} \right]$$

El menor de y_{13} es

$$\left[\begin{array}{cc} y_{21} & y_{22} \\ y_{31} & y_{32} \end{array} \right]$$

Son denominados menores y cada menor se le asocia a un signo de la regla anterior, obtienen los cofactores y_{11} , y_{12} , y_{13} , respectivamente.

Para calcular el valor del determinante, se procede como sigue:

- A) Se selecciona en forma arbitraria una fila o columna.
- B) Para la fila o columna seleccionada, se forman los menores y se multiplican por el elemento considerado, para cada caso con el signo $(-1)^{i+k}$
- C) Estas interacciones, se repiten hasta encontrar determinantes de segundo orden, que se puedan resolver en forma inmediata.

En forma general, el método de inversión es el siguiente:

- a) Calcular el valor del determinante (deberá ser diferente de cero).
- b) Hallar la matriz de cofactores.
- c) Obtener la transpuesta de cofactores que, como se sabe, se obtiene cuando las filas se hacen columnas y las columnas se hacen filas.
- d) Se aplica la fórmula siguiente: $\mathbf{Y}_{bus}^{-1} = \frac{1}{|\mathbf{Y}_{bus}|} [\text{cofactores de } \mathbf{Y}_{bus}]^T$.

EJEMPLO

Calcular la inversa de la matriz A que se indica a continuación:

Dada la matriz: $A = \begin{bmatrix} 8 & 4 & 2 \\ 2 & 8 & 4 \\ 1 & 2 & 8 \end{bmatrix}$

C1 C2 C3

↑ ↑ ↑

F1 F2 F3

→ → →

Filas

A) Desarrollando $(-1)^{i+k}$, nos da como resultado que el determinante es:

$$\begin{vmatrix} A \end{vmatrix} = +8 \begin{vmatrix} 8 & 4 \\ 2 & 8 \end{vmatrix} - 4 \begin{vmatrix} 2 & 4 \\ 1 & 8 \end{vmatrix} + 2 \begin{vmatrix} 2 & 8 \\ 1 & 2 \end{vmatrix}$$

$$= +8(64 - 8) - 4(16 - 4) + 2(4 - 8) = 392$$

Como se ve, se toma al renglón F1 para hallar el determinante.

B) Luego, se procede a hallar la matriz de menores, con su respectivo signo a cada menor, dando como origen a la que se le conoce como: matriz de cofactores:

$$\text{cof } A = \begin{bmatrix} + \begin{vmatrix} 8 & 4 \\ 2 & 8 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 2 & 4 \\ 1 & 8 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 2 & 8 \\ 1 & 2 \end{vmatrix} \\ - \begin{vmatrix} 4 & 2 \\ 2 & 8 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 8 & 2 \\ 1 & 8 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 8 & 4 \\ 1 & 2 \end{vmatrix} \\ + \begin{vmatrix} 4 & 2 \\ 8 & 4 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 8 & 2 \\ 2 & 4 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 8 & 4 \\ 2 & 8 \end{vmatrix} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +56 & -12 & -4 \\ -28 & +62 & -12 \\ 0 & -28 & +56 \end{bmatrix}$$

C) Posteriormente, se halla la transpuesta de la matriz de cofactores:

$$[\text{cof } A]^T = \begin{bmatrix} +56 & -28 & 0 \\ -12 & +62 & -28 \\ -4 & -12 & +56 \end{bmatrix}$$

D) Despues, se aplica la siguiente fórmula, que permitirá hallar la inversa de esta matriz:

$$\begin{aligned} A^{-1} &= \frac{[\text{cof } A]^T}{|A|} = \frac{\begin{bmatrix} +56 & -28 & 0 \\ -12 & +62 & -28 \\ -4 & -12 & +56 \end{bmatrix}}{392} \\ &= \begin{bmatrix} +56/392 & -28/392 & 0/392 \\ -12/392 & +62/392 & -28/392 \\ -4/392 & -12/392 & +56/392 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/7 & -1/14 & 0 \\ -3/98 & 31/196 & -1/14 \\ -1/98 & -3/98 & 1/7 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

5

LA INVERSIÓN DE MATRICES POR EL MÉTODO DE GAUSS-JORDAN

Para invertir una matriz por el método de Gauss-Jordan, se procede como sigue:

Dada la matriz:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix}$$

Para obtener la inversa:

A) Se amplía la matriz dada en una matriz unitaria del mismo orden:

$$\left[Y_{bus} \mid 1 \right] = \left[\begin{array}{ccc|ccc} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & 1 & 0 & 0 \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & 0 & 1 & 0 \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & 0 & 0 & 1 \end{array} \right]$$

B) Por medio del algoritmo:

Donde:

a_{ijn} = Valor nuevo del elemento a_{ij} en la fila i .

a_{ijv} = Valor actual o viejo del elemento a_{ij} en la fila i .

k = Fila normalizada.

Se aplica a todas las filas de la matriz \mathbf{Y}_{bus} , fila por fila, hasta obtener una matriz de la forma:

$$\left[\begin{array}{c|c} I & C \end{array} \right] = \left[\begin{array}{ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & C_{11} & C_{12} & C_{13} \\ 0 & 1 & 0 & C_{21} & C_{22} & C_{23} \\ 0 & 0 & 1 & C_{31} & C_{32} & C_{33} \end{array} \right]$$

Donde los elementos C_{11} , C_{12} , etc., son los inversos de la matriz inversa C .

$$\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_{bus}^{-1}$$

EJEMPLO

Obtener la inversa de la matriz A.

SOLUCIÓN

$$A^{-1} = \left[\begin{array}{ccc|ccc} 8 & 4 & 2 & 1 & 0 & 0 \\ 2 & 8 & 4 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 2 & 8 & 0 & 0 & 1 \end{array} \right] \rightarrow F_1 \rightarrow F_2 \rightarrow F_3$$

Por lo tanto, para originar la inversa, tendremos que obtener la matriz identidad del lado izquierdo:

$$K = 1$$

$$\left[\begin{array}{ccc|ccc} 1 & 1/2 & 1/4 & 1/8 & 0 & 0 \\ 0 & 7 & 7/2 & -1/4 & 1 & 0 \\ 0 & 3/2 & 31/4 & -1/8 & 0 & 1 \end{array} \right] \quad \begin{array}{ll} \text{a) normaliz. } a_{11} & f_1=f_1*(1/8) \\ \text{b) haciendo } a_{21}=0 & f_2=f_2+f_1*(-2) \\ \text{c) haciendo } a_{31}=0 & f_3=f_3+f_1*(-1) \end{array}$$

$$K = 2$$

$$\left[\begin{array}{ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & 1/7 & -1/1 & 0 \\ 0 & 1 & 1/2 & -1/28 & 1/7 & 0 \\ 0 & 0 & 7 & -1/4 & -3/1 & 1 \end{array} \right] \quad \begin{array}{ll} \text{b) haciendo } a_{12}=0 & f_1=f_1f_2*(-1/2) \\ \text{a) normaliz. } a_{22} & f_2=f_2*(1/7) \\ \text{c) haciendo } a_{32}=0 & f_3=f_3+f_2*(-3/2) \end{array}$$

$$K = 3$$

$$\left[\begin{array}{ccc|ccc} 1 & 0 & 0 & 1/7 & -1/14 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -3/98 & 31/19 & -1/14 \\ 0 & 0 & 1 & -1/98 & -3/98 & 1/7 \end{array} \right] \quad \begin{array}{ll} \text{b) haciendo } a_{13}=0 & f_1=f_1+f_3*(0) \\ \text{c) haciendo } a_{23}=0 & f_2=f_2+f_3*(-1) \\ \text{a) normaliz. } a_{33} & f_3=f_3*(1/7) \end{array}$$

La matriz resultante del lado derecho es la matriz inversa.

6

ANÁLISIS COMPUTACIONAL DE YBUS POR INSPECCIÓN DE LA RED

El método nodal de análisis conocido como método de inspección para formar Ybus, es bastante adecuado para desarrollar una buena formulación del problema por computadora, el procedimiento es el siguiente:

1. Se inicia con un arreglo de Ybus lleno de ceros.

2. Se considera cada elemento de admitancia (Y) conectado entre los nodos (buses) $i-j$ y, entonces, se modifican cuatro unidades o localidades en Y_{bus} , Y_{ii} , Y_{jj} de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$Y_{ii \text{ nueva}} = Y_{ii \text{ vieja}} + Y$$

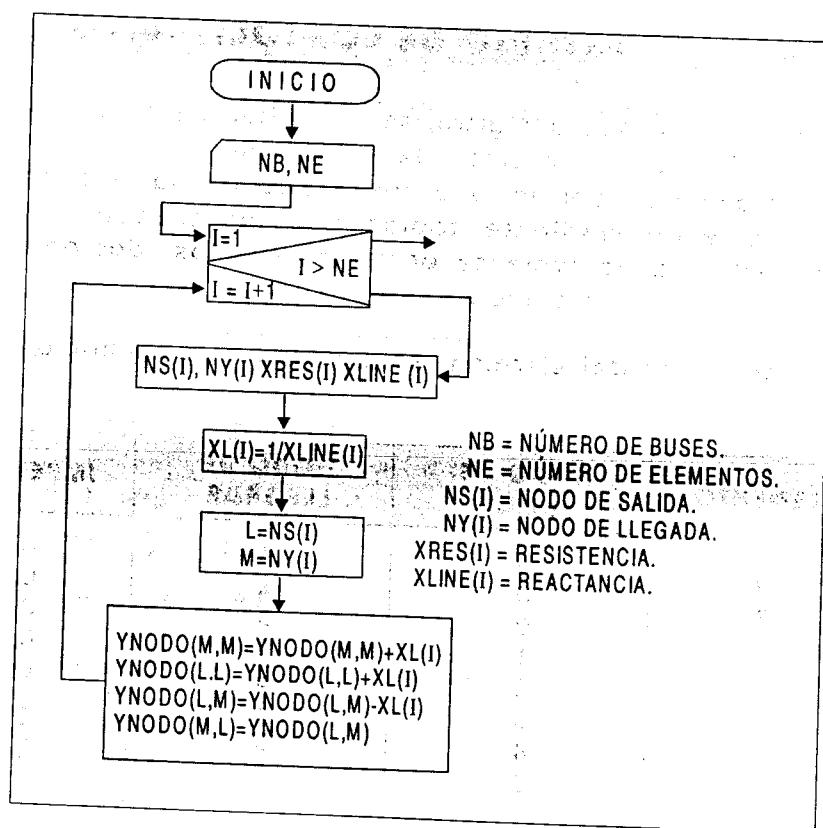
$$Y_{jj \text{ nueva}} = Y_{jj \text{ vieja}} + Y$$

$$Y_{ij \text{ nueva}} = Y_{ij \text{ vieja}} - Y$$

$$Y_{ji \text{ nueva}} = Y_{ii \text{ nueva}}$$

La matriz Y_{bus} se modifica cuando cada elemento se agrega, y cuando el elemento está conectado entre el nodo de referencia y el nodo i , sólo se modifica Y_{ii} .

El análisis computacional de Y_{bus} , por inspección de la red, consiste principalmente en lo siguiente:



1. Se leen los datos para el número total de elementos y el número de buses (N_E y N_B).
2. Se hace incrementar una variable I de uno en uno para poder leer cada uno de los elementos paso a paso, a través de un circuito anidado.
3. Dentro de la lectura de los elementos del número de buses, se lee el nodo de salida, nodo de llegada y la resistencia (que generalmente en sistemas de potencia no se considera). Así como también la reactancia inductiva.
4. Como en realidad lo que se desea es la admitancia, por definición $Y = 1/Z$.
5. Se igualan las variables $L =$ número de nodo de salida $y M =$ número de nodo de llegada, respectivamente.
6. Posteriormente, se obtienen los elementos (admitancias) de la matriz Y_{bus} , de acuerdo a las expresiones anteriormente mencionadas.

7

CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS DIGITAL DE ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Para el uso de la computadora digital, se tiene que desarrollar un procedimiento que permita en forma automática identificar entre qué nodos se encuentra conectado un elemento, por lo que los datos de la red para alimentar un programa, se expresan mediante tablas que indiquen la conectividad entre nodos y la impedancia equivalente entre los mismos, designando a uno como nodo de salida y al otro como nodo de llegada.

Dada la tabla de datos del sistema, se procede a la formación de las matrices de red.

ELEMENTO	NODO DE SALIDA	NODO DE LLEGADA	IMPEDANCIA
1	0	1	0.19
2	0	2	0.15
3	0	3	0.16
4	1	2	0.04
5	2	3	0.06
6	3	5	0.08
7	4	3	0.10
8	5	5	0.11

ESTRUCTURA DE LOS DATOS PARA ALIMENTAR EL PROGRAMA.

Normalmente, un cortocircuito que no sea trifásico corresponde a una condición de desbalance del sistema, por lo que se adapta la solución de circuitos desequilibrados o desbalanceados por medio de las llamadas componentes simétricos.

De lo anterior, vemos la necesidad de formar las matrices de red para la $\text{sec}(+)$ y para la $\text{sec}(0)$ (*se requiere elaborar el diagrama unifilar de sec (0)*). Para el cálculo del cortocircuito, la matriz que se ha de formar para cada una de las secuencias, es la denominada de "**impedancias de nodos**" (Zbus).

Existen distintos métodos para formar Zbus, el método más simple, conceptualmente hablando, es el de Zbus por inversión de Ybus.

Dependiendo del tipo de falla, la matriz Ybus se forma para la $\text{sec}(+)$ y $\text{sec}(0)$, ya que la $\text{sec}(-) = \text{sec}(+)$.

La red de $\text{sec}(+)$, se forma directamente del diagrama unifilar del sistema, conservando la conexión entre los elementos, en cambio la red de $\text{sec}(0)$ debe considerar la forma en cómo los neutros están conectados a tierra.

8

FORMACIÓN DE ZBUS PARA EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

Para cada red de secuencia, se forma la matriz de impedancias Zbus, como se vio anteriormente, Zbus se obtiene por inversión de Ybus.

En cualquier caso, el orden de Ybus corresponde al número de nodos del sistema (exceptuando el de referencia), por ejemplo, para un sistema, la matriz Ybus de $\text{sec}(+)$ en general tendría la forma siguiente:

El orden de 3×3 , por tener tres nodos.

$$Y_{\text{bus}}^{(+)} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix}$$

La matriz Ybus de $\text{sec}(0)$, también es de 3×3 , y su forma general es la siguiente:

$$Y_{\text{bus}}^{(0)} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix}$$

A partir de estas matrices por inversión, se forma Zbus para cada secuencia.

La matriz Zbus, que se obtiene por cualquiera de los métodos, es del mismo orden que Y_{bus} , es decir, corresponde al número de nodos (menos el de referencia).

$$Z_{\text{bus}}^{(+)} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix}$$

$$Z_{\text{bus}}^{(0)} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix}$$

Con las matrices de red formadas, se calculan las corrientes totales de falla para todos los nodos.

Para la falla trifásica, sólo se considera la red de $\text{sec}(+)$, la corriente total de falla (en p.u.), en cualquier nodo K, se calcula como:

$$I_k^F = \frac{1.0}{Z_{kk}}$$

Z_{kk} = Impedancia propia del nodo i obtenida de Z_{bus} , es decir, es un elemento de la diagonal principal de Z_{bus} .

I_k^F = Corriente de falla en el nodo k.

Generalmente: $V = 1.0$ p.u.

Para la falla de línea a tierra, se consideran las impedancias, que en forma general la $\text{sec}(+) = \text{sec}(-)$ y donde la $\text{sec}(0)$ es diferente. El valor de la corriente total de falla para un cortocircuito en cualquier nodo k, se calcula como:

$$I_k^{F(T)} = \frac{3.0}{2 * Z_{kk}^{(+)} + Z_{kk}^{(0)}}$$

Donde:

$Z_{kk}^{(+)}$ = Impedancia propia de sec(+) del nodo k.

$Z_{kk}^{(0)}$ = Impedancia propia de sec(0) del nodo k.

Los valores de corriente calculados en esta forma, están expresados en p.u.; para fines de aplicación, se deben convertir a valores en amperes, para esto, se multiplica la corriente en p.u. por la corriente base.

$$I_k^F \text{ amperes} = I_k^F \text{ (p.u.)} \times I_{\text{base}}$$

Donde:

$$I_{\text{base}} = \frac{\text{KVA}_{\text{base}}}{\sqrt{3} \text{ KV}_{\text{base}}}$$

KVA_{base} = base de potencia seleccionada para el estudio.

KV_{base} = base de voltaje en el nodo en que ocurre la falla.

Las potencias de cortocircuito en cada nodo, se calculan como:

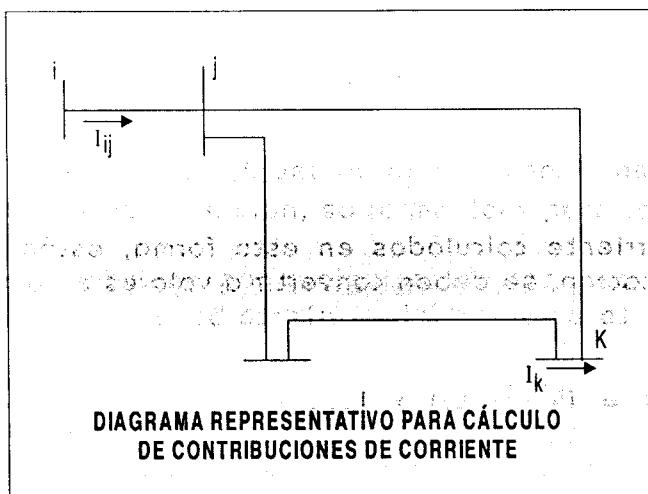
$$P_{cc} = \sqrt{3} * V_{\text{base}} * I_{cc}$$

I_{cc} = Corriente de cortocircuito en amperes

Para fines de la aplicación del cortocircuito al estudio de protección, se deben calcular las contribuciones de corriente para las fallas en cada uno de los nodos, esto se hace a partir de los valores en p.u. de los elementos de la red.

La expresión para calcular la corriente que circula entre los nodos (i) y (j), cuando se tiene una falla en el nodo k, es la siguiente:

El diagrama a continuación, se toma como referencia para la determinación de contribución de corrientes al nodo fallado.



$$I_{ij} = \frac{Z_{ik} - Z_{kj}}{Z_{ij} + Z_{kk}}$$

Donde:

Z_{ik} = Impedancia mutua entre los nodos i y k de la matriz Zbus.

Z_{kj} = Impedancia mutua entre los nodos j y k de la matriz Zbus.

Z_{kk} = Impedancia propia del nodo k de la matriz Zbus.

Z_{ij} = Impedancia del elemento conectado entre los nodos i y j (dato del sistema), llamada también la impedancia primitiva.

9

EL CORTOCIRCUITO EN LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES

El estudio de cortocircuito en las instalaciones industriales, se hace prácticamente en la misma forma que para los demás sistemas de potencia, sólo que dependiendo del tamaño de la instalación que se trate, existen algunas variantes, como son:

- A) La fuente de cortocircuito externa a la instalación, la constituye la red a la que se conecta, ya que detrás de ésta, tiene un equivalente de Thevenin que representa a todas las fuentes y la red del sistema.
- B) Como la fuente de cortocircuito en estas instalaciones también se tiene a los motores, la contribución de éstos a la falla, depende del

tipo (síncronos o de inducción) y de su potencia. Cuando se trata de motores relativamente pequeños, se trabaja con motores equivalentes de conjuntos de motores que operan en paralelo al mismo voltaje y se pueden concentrar en los centros de control de motores.

- C) Debido a los niveles de tensión que se manejan para las instalaciones industriales (por lo general menores de 115 kV), el factor de asimetría para la corriente de cortocircuito está presente, dependiendo de la relación X/R.

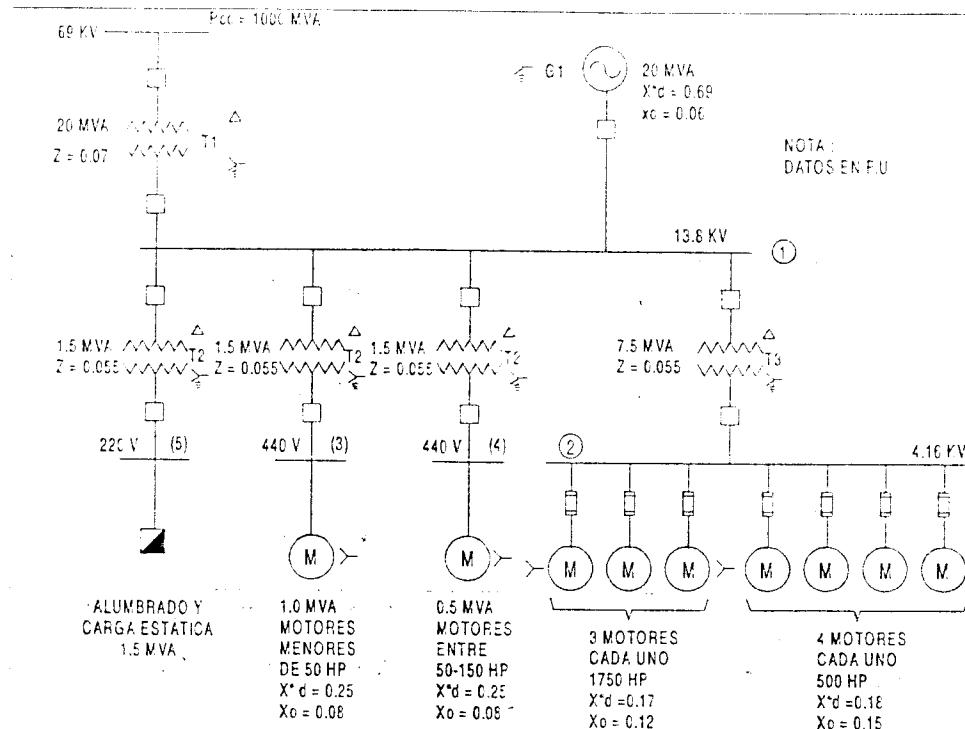
Los factores de multiplicación o de asimetría que se usan de acuerdo con las normas, son las siguientes:

FACTORES DE MULTIPLICACIÓN PARA LA RELACIÓN X/R

RELACIÓN X/R PARA EL SISTEMA	FACTORES DE MULTIPLICACIÓN	
	CON INTERRUPTORES SIN FUSIBLES ADICIONALES	CON INTERRUPTORES Y FUSIBLES
4.90 o menor	1.0	1.0
6.60	1.0	1.07
8.27	1.04	1.11
9.95	1.07	1.15
11.72	1.09	1.18
14.25	1.11	1.21
20.0 en adelante	1.15	1.26

EJEMPLO

Para el sistema mostrado en la figura, usando el método de formación Ybus y la obtención de Zbus por Inversión, calcular las corrientes de falla trifásica en las barras de 13.8 y 4.16 kV. Repetir el ejemplo para el cálculo de la falla de fase a tierra.

**A) FALLA TRIFÁSICA**

Del ejemplo en el Capítulo 2, se encontró que el valor de los reactancias en porcentaje de cada elemento referidos a la misma base para la secuencia positiva es el siguiente:

→ Transformador T₁: $X = 0.035$ p.u.

→ Transformador T₂: $X = 0.367$ p.u.

→ Transformador T₃: $X = 0.733$ p.u.

→ Generador G₁: $X'd = 0.69$ p.u., $Xo = 0.06$ p.u., $X'd = 0.045$ p.u.

→ Motores de 1750 HP (7/ID): $X' = 0.271$ p.u.

→ Motores de 500 HP (7/ID): $X' = 4.32$ p.u.

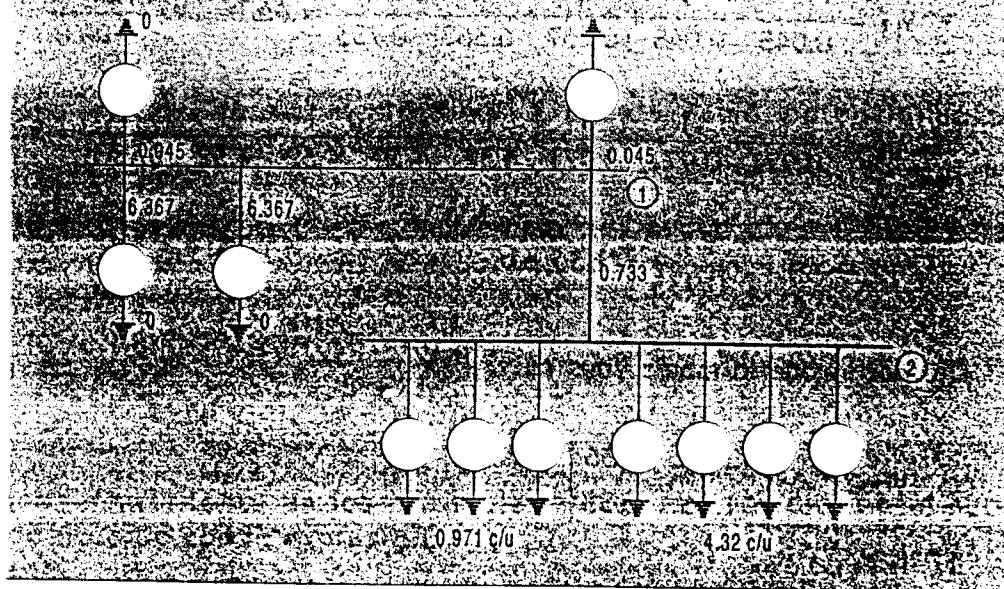
→ Grupo de motores de 1.0 MVA (menores de 50 HP) en baja tensión: $X' = 2.5$ p.u.

→ Grupo de motores de baja tensión de 0.5 MVA con motores de 50 a 150 HP: $X' = 6.0$ p.u.

→ Red de alimentación en 69 KV: $X'RED = 0.01$ p.u.

SOLUCIÓN

El diagrama simplificado es:



Los datos del sistema se dan en la tabla siguiente, para la red simplificada:

NODO DE SALIDA	NODO DE LLEGADA	IMPEDANCIA
0	1	0.045
0	1	0.045
0	1	6.367
0	1	6.367
0	2	0.971
0	2	0.971
0	2	0.971
0	2	4.32
0	2	4.32
0	2	4.32
1	2	0.733

Para formar la matriz \mathbf{Y}_{bus} , se elimina el nodo de referencia, de manera que queda una matriz de 2×2 .

$$\mathbf{Y}_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix}$$

Los elementos de la matriz son:

$$\gamma_{11} = \frac{1}{0.045} + \frac{1}{0.045} + \frac{1}{6.367} + \frac{1}{6.367} + \frac{1}{0.733} = 46.14 \text{ p.u.}$$

$$\gamma_{22} = \frac{1}{0.971} + \frac{1}{0.971} + \frac{1}{0.971} + \frac{1}{4.32} + \frac{1}{4.32} + \frac{1}{4.32} + \frac{1}{4.32} + \frac{1}{0.733} = 5.38 \text{ p.u.}$$

$$\gamma_{12} = \gamma_{21} = -\frac{1}{0.733} = -1.36 \text{ p.u.}$$

por lo que la matriz γ_{bus} es:

$$\gamma_{\text{bus}} = \begin{bmatrix} 46.14 & -1.36 \\ -1.36 & 5.38 \end{bmatrix}$$

Para formar la matriz de impedancias nodal (Z_{bus}), se invierte γ_{bus} por determinantes $Z_{\text{bus}} = \gamma_{\text{bus}}^{-1}$.

$$\gamma_{\text{bus}} \frac{1}{|\text{Det. } \gamma_{\text{bus}}|} \begin{bmatrix} \text{Adjunta } \gamma_{\text{bus}} \end{bmatrix}$$

Donde:

$$\text{Det. } \gamma_{\text{bus}} = \begin{bmatrix} 46.14 & -1.36 \\ -1.36 & 5.38 \end{bmatrix} = 46.14 \times 5.38 - (-1.36)(-1.36) = 247$$

La transpuesta:

$$\gamma_{\text{bus}}^T = \begin{bmatrix} 46.14 & -1.36 \\ -1.36 & 5.38 \end{bmatrix}$$

La adjunta γ_{bus} :

$$\text{Adj. } \gamma_{\text{bus}} = \begin{bmatrix} 5.38 & -1.36 \\ -1.36 & 46.14 \end{bmatrix}$$

$$Z_{\text{bus}} = \gamma_{\text{bus}}^{-1} = \frac{1}{247} \begin{bmatrix} 5.38 & -1.36 \\ -1.36 & 46.14 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0218 & -0.0055 \\ -0.0055 & 0.187 \end{bmatrix}$$

La corriente para falla trifásica en el bus 1.

$$I_1 = \frac{1.0}{Z_{11}} = \frac{1.0}{0.0217} = 46.08 \text{ p.u.}$$

La corriente base en este nodo de 13.8 kV, tomando como potencia base 10 MVA, es:

$$I_{\text{base}} = \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 418.36 \text{ A}$$

De manera que la corriente de cortocircuito es:

$$I_{f1} = I_1 \times I_{\text{base}} = 46.08 \times 418.36 = 19.278 \text{ kA}$$

Las contribuciones de corriente en los otros elementos para la falla en el nodo 1, se calculan de acuerdo con la expresión:

$$I_{ij} = \frac{Z_{ik} - Z_{jk}}{Z_{kk} \times Z_{ij}}$$

K = Nodo fallado

$$i = 0, j = 1, K = 1$$

$$I_{01} = \frac{Z_{01} - Z_{11}}{Z_{11} \times Z_{01}} = \frac{0 - 0.218}{0.1218 \times 0.045} = -22.22 \text{ p.u.}$$

Entre los nodos 1 y 2:

$$K = 1, i = 1, j = 2, I_{12} = \frac{Z_{11} - Z_{12}}{Z_{11} \times Z_{12}} = \frac{0.0218 - 0.0055}{0.0218 \times 0.733} = 0.020$$

Para el resto de los elementos, se aplica el mismo procedimiento y se obtiene finalmente contribuciones de corriente.

BUS A	BUS	CORRIENTE EN PU	CORRIENTE EN KA
0	1	22.22	9.297
0	1	22.22	9.297
0	1	0.165	0.069
0	1	0.165	0.069
2	1	1.020	0.426

Para la falla trifásica en el bus 2.

$$I_2 = \frac{1.0}{Z_{22}} = \frac{1.0}{0.187} = 5.347 \text{ p.u.}$$

La corriente base en este bus a 4.16 kV es:

$$I_{\text{base}} = \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 4.16} = 1387.9 \text{ A}$$

La corriente de falla en KA:

$$I_{F2} = 5.347 \times 1387.9 = 7.42 \text{ KA}$$

De acuerdo con el procedimiento descrito, las contribuciones de corriente son:

BUS	BUS	CORRIENTE EN PU	CORRIENTE EN KA
0	2	1.029	0.0861
0	2	1.029	0.0861
0	2	1.029	0.0861
0	2	0.231	0.0193
0	2	0.231	0.0193
0	2	0.231	0.0193
0	2	0.231	0.0193
1	2	1.323	0.1107

B) FALLA DE FASE A TIERRA

Para esta falla, se supone que la potencia del cortocircuito en el punto de alimentación de la red a 69 kV es: $P_{cc} = 800 \text{ MVA}$.

Para elaborar el diagrama de reactancias de secuencia cero, se refieren los valores de las reactancias individuales indicadas en el diagrama unifilar a la base de 10 MVA y sus propias bases de voltaje.

Para la red de alimentación:

$$X_0 = \frac{V_{p.u.}}{I_{cc\ p.u.}}; I_{cc\ p.u.} = \frac{I_{cc}}{I_{base}} = \frac{KVA_{occ}}{KVA_{base}}$$

$$I_{cc\ p.u.} = \frac{800}{10} = 80$$

Tomando $V_{p.u.} = 1.0$

$$X_0 = \frac{1.0}{80} = 0.0125 \text{ p.u.}$$

Haciendo: 1HP = 1KVA.

Motores de 1750 HP:

$$X_{oM} = 0.12 \left(\frac{10}{1.75} \right) = 0.685 \text{ p.u.}$$

Motores de 500 HP:

$$X_{oM} = 0.15 \left(\frac{10}{0.5} \right) = 3.0 \text{ p.u.}$$

Motores (equivalentes) de 1000 HP:

$$X_{oM} = 0.08 \left(\frac{10}{1.0} \right) = 0.80 \text{ p.u.}$$

Motores (equivalentes) de 500 HP:

$$X_{oM} = 0.08 \left(\frac{10}{0.5} \right) = 1.60 \text{ p.u.}$$

Grupo de motores de 1.0 MVA (menores de 50 HP c/u):

$$X_{oM} = 0.42 \left(\frac{10}{1}\right) = 4.10 \text{ p.u.}$$

Grupo de motores de 0.5 MVA (entre 50 y 150 HP):

$$X_{oM} = 0.45 \left(\frac{10}{1.0}\right) = 9.0 \text{ p.u.}$$

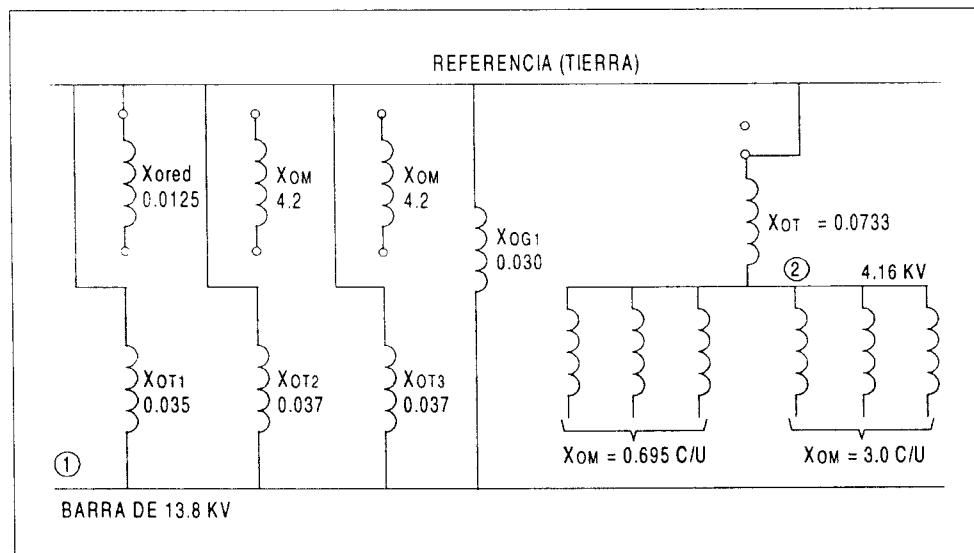
Para los transformadores designados por T_2 (de 1.5 MVA):

$$X_{oT_2} = 0.055 \left(\frac{10}{1.5}\right) = 0.367 \text{ p.u.}$$

Para el transformador de T_1 de 20 MVA:

$$X_{oT_1} = 0.07 \left(\frac{10}{20}\right) = 0.035 \text{ p.u.}$$

Con los datos anteriores, se forma la red de secuencia cero, considerando las conexiones de los neutros indicados en el diagrama unifilar.



RED DE SECUENCIA CERO

La tabla de conexión de los elementos, es la siguiente:

ELEMENTO	NODO A	NODO	REACTANCIA
1	0	1	0.035
2	0	1	0.367
3	0	1	0.367
4	0	1	0.030
5	0	2	0.0733

Los elementos de la matriz de admitancia nodal de secuencia cero (de 2 x 2) son los siguientes:

$$\gamma_{11} = \frac{1}{0.035} + \frac{1}{0.367} + \frac{1}{0.367} + \frac{1}{0.030} = 67.35 \text{ p.u.}$$

$$\gamma_{22} = \frac{1}{0.0733} = 13.64 \text{ p.u.}$$

$$\gamma_{12} = \gamma_{21} = 0$$

$$\gamma_{\text{bus}}^{(0)} = \begin{bmatrix} 67.35 & 0 \\ 0 & 13.64 \end{bmatrix}$$

Se invierte para obtener la matriz de impedancias nodal de secuencia cero.

$$\text{Det} = 67.35 \times 13.64 = 918.65$$

$$Z_{\text{bus}}^{(0)} = \frac{1}{\text{Det}} \left[\text{Adj } \gamma_{\text{bus}}^{(0)} \right]; \quad \text{Adj } \gamma_{\text{bus}}^{(0)} = \begin{bmatrix} 13.64 & 0 \\ 0 & 67.35 \end{bmatrix}$$

$$Z_{\text{bus}}^{(0)} = (\gamma_{\text{bus}}^{(0)})^{-1} = \frac{1}{918.65} \begin{bmatrix} 13.64 & 0 \\ 0 & 67.35 \end{bmatrix}$$

$$Z_{\text{bus}}^{(0)} = \begin{bmatrix} 0.0148 & 0.0 \\ 0.0 & 0.0733 \end{bmatrix}$$

La corriente para la falla en el bus⁽¹⁾ es:

$$I_1 = \frac{3.0}{2Z_{11}^1 + Z_{11}^0} = \frac{3}{2(0.0217) + 0.0148}$$

$$I_1 = 51.546 \text{ p.u.}$$

La corriente base en este bus a 13.8 kV, se calculó en el inciso anterior de:

$$I_{\text{base}} = 418.36 \text{ A}$$

Por lo tanto, el valor de la corriente de cortocircuito de fase a tierra en este bus es:

$$I_{cc(1)} = 51.546 \times 418.36 = 21.564 \text{ kA}$$

La corriente para la falla en el bus (2) es:

$$I_2 = \frac{3.0}{2(0.186) + 0.0733} = 6.73 \text{ p.u.}$$

La corriente base en este bus a 4.16 kV es:

$$I_{\text{base}} = 1387.9 \text{ A}$$

La corriente para la falla en este bus es:

$$I_{cc(2)} = 6.73 \times 1387.9 = 9.34 \text{ kA}$$

BIBLIOGRAFÍA

1. **SHORT CIRCUIT CURRENT CALCULATIONS FOR INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS.**
Publicación General Electric 1990.
2. **POWER SYSTEM FAULT CALCULATIONS: APPLICATION TO INDUSTRIAL POWER DISTRIBUTION SYSTEMS.**
IEEE-Home video tutorial.
3. **HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS. DESIGN AND APPLICATIONS.**
Ruben D. Garzón.
Ed. Dekker.
4. **SWITCHGEAR AND CONTROL HANDBOOK, 2ND. EDITION.**
Robert W. Smeaton
Ed. McGraw Hill.
5. **RECOMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION FOR INDUSTRIAL PLANTS.**
IEEE. Red. Book.
6. **PROTECTION OF INDUSTRIAL POWER SYSTEMS.**
T. Davies.
Ed. Pergamon Press.
7. **INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK.**
D.Beeman.
Ed. McGraw Hill.

8. IEEE RECOMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS.
IEEE Buff Book, Std. 1988.
9. PROTECTIVE RELAYING.
Blacburn.
Ed. Dekker.
10. A.C. POWER SYSTEMS HANDBOOK, 2ND. EDITION.
Ed. C.R.C.
11. ELECTRICAL SYSTEMS IN BUILDINGS.
S.David Hughes.
Ed. Delmar.
12. INTRODUCTION TO ELECTRICAL POWER SYSTEM TECHNOLOGY.
Theodore R. Bosela.
Ed. Prentice Hall.
13. ELECTRICAL POWER SYSTEM PROTECTION. 2ND. EDITION.
C.Christopoulos and A. Wright.
Ed. Kluwer Academic Publishers.
14. INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK.
I.J. Prabhakara, Robert L. Smith Jr.
Ray P. Strat Ford.
Ed. McGraw Hill.
15. CATÁLOGOS DE ALSTHOM SOBRE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO, 1998.
16. CATÁLOGOS DE ABB SOBRE INTERRUPTORES EN BAJA TENSIÓN.
1999.

Otras obras del autor:

**FUNDAMENTOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS
POR RELEVADORES**

2a. Edición

Un servicio eléctrico de calidad demanda, en primera instancia, un mínimo de interrupciones de servicios además de cumplir con aquellos requisitos de calidad en la operación que se relaciona con las variaciones de voltaje y de frecuencia tolerables reglamentariamente. Para cumplir con los requisitos de calidad hay que tener un sistema de protección bien diseñado, construido y operado que permita tener sistemas eléctricos confiables y seguros. Esta segunda edición presenta las bases para cumplir con todo lo anterior y cubre una deficiencia que tenían la mayoría de los libros sobre el tema: la carencia de ejemplos numéricos resueltos.

**EL ABC DEL ALUMBRADO Y LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS
EN BAJA TENSIÓN**

2a. Edición

Los recientes cambios que se han dado en los temas relacionados con el alumbrado en interiores y exteriores, así como las modificaciones a las normas técnicas para instalaciones eléctricas, han hecho necesario presentar una nueva edición de *El ABC del Alumbrado y las Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión*, la cual contiene más ilustraciones y ejemplos prácticos resueltos para facilitar la comprensión del tema.

Por su enfoque conceptual y práctico, esta obra es de gran utilidad para técnicos, ingenieros y en general para toda persona relacionada con los temas del alumbrado y las instalaciones en baja tensión.

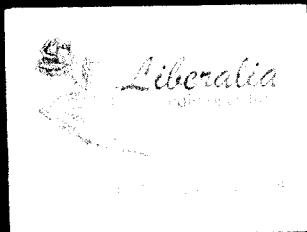
**FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIANA
Y ALTA TENSIÓN**

2a. Edición

Debido a los cambios en la tecnología de los equipos y aparatos usados en las subestaciones eléctricas, así como a la evolución en la normatividad para el diseño y la incorporación de aspectos de automatización y control, en esta nueva edición se han considerado estos aspectos para actualizar los capítulos que la integran, de tal manera que el texto sea de mayor utilidad para estudiantes, técnicos y profesionales que tienen relación con las instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.

Esta segunda edición del libro:
Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales. ha sido actualizada y se le han incorporado ejemplos prácticos resueltos, de modo que sea un texto sobre protecciones de sistemas por relevadores, con un enfoque práctico y dirigido a técnicos e

ingenieros que estudian o se desempeñan dentro de este campo tan importante. Se le ha dado un enfoque tal que se puede usar como libro de texto para estudiantes técnicos y de ingeniería, o bien, para aplicaciones prácticas con técnicos e ingenieros en el campo profesional.



e-mail: limusa@noriega.com.mx
www.noriega.com.mx