



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL
BIBLIOTECA
INV. No.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería Eléctrica



"PROCEDIMIENTO PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION UTILIZANDO ELEMENTOS (TIEMPO-CORRIENTE) DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE APLICADOS EN SISTEMAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES."

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: **POTENCIA**

Presentada por:
LUIS MARIO DELGADO VITERI

Guayaquil - Ecuador
1.988

AGRADECIMIENTO

A Dios

Al Pueblo de mi Patria.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral
y de manera especial a los Profesores que
conforman la Facultad de Ingeniería Eléctrica.

Al Ing. Gustavo Bermúdez F., por su ayuda y
colaboración, ya sea como Director de Tesis,
como Profesor o como Amigo, que hicieron
posible la realización de este trabajo

DEDICATORIA

A mis Padres: Luis y Graciela, por su amor, sacrificio y comprensión, cuyo ejemplo será una llama perenne en los objetivos de mi vida.

A mi Esposa: Cecilia, de quien recibí todo el apoyo para la culminación de este trabajo.

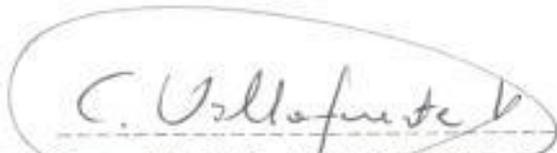
A mis Hijos: Graciela y Luis, quienes me han brindado todo su hermoso apoyo y cariño.

A mis Hermanas: especialmente Graciela, por su ayuda insustituible durante mi etapa de estudiante.

A toda mi Familia

A mis Amigos

TRIBUNAL DE GRADO



C. Villafuerte P.

ING. CARLOS VILLAFUERTE P.
SUB-DECANO DE LA F.I.E
PRESIDENTE



Gustavo Bermudez F.

ING. GUSTAVO BERMUDEZ F.
DIRECTOR DE TESIS



Jorge Flores M.

ING. JORGE FLORES M.
MIEMBRO PRINCIPAL



Cristobal Mera G.

ING. CRISTOBAL MERA G.
MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA, A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL."

(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESPOL).

A handwritten signature in black ink, enclosed within a large, hand-drawn oval. The signature is cursive and appears to read "Luis Mario Delgado Viteri".

LUIS MARIO DELGADO VITERI

RESUMEN

La metodología planteada en la presente Tesis debe tener en cuenta las consideraciones y técnicas generales requeridas para ejecutar un estudio de coordinación de protección de sobrecorriente en sistemas eléctricos industriales y comerciales, mediante la utilización de los elementos más comúnmente usados, como son: relevadores, fusibles y disyuntores.

En el primer capítulo se define el objetivo y necesidad de un estudio de coordinación en los sistemas eléctricos de industrias y edificios. Se describe la naturaleza de las corrientes de cortocircuito, sus fuentes y se discuten los criterios para su cálculo que permitirá la selección de los dispositivos de protección.

Las características, capacidades, aplicaciones y las curvas tiempo-corriente de relevadores, fusibles y disyuntores son estudiadas en los capítulos segundo, tercero y cuarto, respectivamente.

El capítulo quinto trata de la coordinación de los aparatos o elementos de detección de fallas que protegen a equipos y sectores de un sistema eléctrico: transformadores, motores y conductores.

VII

En el capítulo sexto se desarrolla un estudio completo de coordinación sobre un sistema eléctrico industrial, basado en el procedimiento planteado. El cálculo de las corrientes de cortocircuito será realizado previamente mediante el uso del computador.

INDICE GENERAL

	PAG.
RESUMEN -----	VI
INDICE GENERAL -----	VIII
INDICE DE FIGURAS -----	XV
INDICE DE TABLAS -----	XXIII
INTRODUCCION -----	XXVII
CAPITULO I	
CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES DE COORDINACION Y PROTECCION DE SOBRECORRIENTE -----	30
1.1. OBJETIVO DE UN ESTUDIO DE COORDINACION (TIEMPO-CORRIENTE) DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE -----	30
1.2. LA NECESIDAD DE UN ESTUDIO DE COORDINACION (TIEMPO-CORRIENTE) DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES Y COMERCIALES ---	33
1.3. SOBRECORRIENTES POR CORTOCIRCUITOS -----	37
1.4. FUENTES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO --	40
1.4.1. GENERADORES -----	42
1.4.2. MOTORES SINCRONOS -----	44
1.4.3. MOTORES DE INDUCCION -----	45

IX

	PAG.

1.5. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SIMETRICAS Y ASIMETRICAS -----	49
1.6. SISTEMAS ELECTRICOS PUESTOS A TIERRA Y NO PUESTOS A TIERRA -----	60
1.7. DISTORSION DE LOS VOLTAJES Y CORRIENTES DE FASE DURANTE CORTOCIRCUITOS -----	63
1.8. OBJETIVO DEL CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO -----	65
1.9. TIPOS DE FALLAS EN SISTEMAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES -----	67
1.9.1. FALLA TRIFASICA SIN RESISTENCIA DE FALLA -----	67
1.9.2. FALLA LINEA A LINEA SIN RESISTENCIA DE FALLA -----	68
1.9.3. FALLA LINEA A TIERRA SIN RESISTENCIA DE FALLA -----	69
1.9.4. FALLA DE ARQUEO -----	69
 CAPITULO II	
RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE -----	77
2.1. FUNDAMENTOS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE MEDIANTE RELEVADORES -----	77
2.2. PRINCIPIO Y CONSTRUCCION DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE -----	80

	PAG.

2.3. RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DE ESTADO SOLIDO -----	85
2.4. TIPOS DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y SUS CURVAS CARACTERISTICAS -----	87
2.5. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE -----	92
2.5.1. TIPOS Y CARACTERISTICAS -----	92
2.5.2. TEORIA DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE -----	95
2.5.3. SELECCION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE -----	99
2.6. APLICACION DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE -----	103
2.7. COORDINACION MEDIANTE CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE -----	111
2.8. MARGENES DE TIEMPO PARA EL USO CON RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DE DISCO DE INDUCCION -----	117
CAPITULO III	
FUSIBLES -----	121
3.1. CARACTERISTICAS BASICAS DE LOS FUSIBLES -----	121
3.2. TIPOS Y CAPACIDADES DE LOS FUSIBLES DE BAJA TENSION -----	123

	PAG.

3.3. FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE -----	130
3.3.1. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO LIMITADA -----	133
3.3.2. ENERGIA GENERADA EN LA APERTURA O FUSION DE FUSIBLES -----	147
3.4. APLICACIONES DE LOS FUSIBLES DE BAJA TENSION -----	149
3.5. COORDINACION SELECTIVA DE LOS FUSIBLES DE BAJA TENSION -----	152
3.5.1. TABLAS DE SELECTIVIDAD -----	153
3.5.2. CURVAS CARACTERISTICAS DE OPERACION (TIEMPO-CORRIENTE) -----	154
3.6. TIPOS DE FUSIBLES DE ALTA TENSION -----	157
3.6.1. SECCIONADORES FUSIBLES DE DISTRIBUCION -----	159
3.6.2. FUSIBLES DE POTENCIA -----	162
3.7. CAPACIDADES DE LOS FUSIBLES DE ALTA TENSION -----	166
3.7.1. CAPACIDADES DE LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE -----	169
3.7.2. CAPACIDADES DE LOS FUSIBLES DE EXPULSION -----	177
3.8. APLICACIONES DE LOS FUSIBLES DE ALTA TENSION -----	177

	PAG.
3.9. SELECTIVIDAD DE LOS FUSIBLES DE ALTA TENSION -----	179
CAPITULO IV	
DISYUNTORES -----	184
4.1. CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS DISYUNTORES DE BAJA TENSION -----	184
4.1.1. DISYUNTORES DE POTENCIA DE BAJA TENSION -----	185
4.1.2. DISYUNTORES EN CAJA MOLDEADA DE BAJA TENSION -----	193
4.2. CURVAS CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS DISYUNTORES DE BAJA TENSION -----	197
4.3. CAPACIDADES DE LOS DISYUNTORES DE BAJA TENSION -----	206
4.4. APLICACIONES DE LOS DISYUNTORES DE BAJA TENSION -----	211
4.4.1. PROTECCION -----	212
4.4.2. COORDINACION -----	215
4.5. CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS DISYUNTORES DE ALTA TENSION -----	218
4.6. CAPACIDADES DE LOS DISYUNTORES DE ALTA TENSION -----	221

	PAG.

CAPITULO V	
COORDINACION Y PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE EQUIPOS EN SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES Y COMERCIALES -----	229
5.1. PROCEDIMIENTO PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE -----	229
5.2. DATOS REQUERIDOS PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION -----	235
5.3. PROTECCION DE TRANSFORMADORES -----	238
5.3.1. PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS--	241
5.4. SELECCION Y AJUSTE DE ELEMENTOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE TRANSFORMADORES -----	245
5.5. EFECTO DE FALLAS SECUNDARIAS EXTERNAS SOBRE LA PROTECCION DE TRANSFORMADORES Y LOS REQUERIMIENTOS DE COORDINACION -----	257
5.6. PROTECCION DE MOTORES -----	258
5.7. SELECCION Y AJUSTE DE ELEMENTOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE MOTORES -----	265
5.8. PROTECCION DE CONDUCTORES -----	268
5.9. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE CONDUCTORES -----	270
5.9.1. TEMPERATURA DEL CONDUCTOR -----	272

CAPITULO VI	
ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DESARROLLADO SOBRE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL -----	283
6.1. INTRODUCCION -----	283
6.2. DIAGRAMA DE UNA LINEA -----	297
6.3. CÁLCULO DE IMPEDANCIAS Y DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS -----	300
6.4. CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO -----	304
6.5. UTILIZACION DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN PROCEDIMIENTO DE APROXIMACIONES SUCESIVAS PARA OBTENER LA COORDINACION SELECTIVA ENTRE ELEMENTOS DE PROTECCION -----	323
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	341
BIBLIOGRAFIA -----	344

INTRODUCCION

Esta Tesis trata con uno de los más importantes y menos aplicados aspectos del diseño de un sistema eléctrico en nuestro medio; la apropiada selección, aplicación y coordinación de componentes utilizados en la protección de sobrecorriente de plantas industriales y edificios comerciales.

Un proyecto eléctrico debe ser diseñado para suministrar la energía eléctrica necesaria para una carga instalada de una manera segura, confiable y económica. Un estudio basado sólo en requerimientos operacionales normales es inadecuado, ya que existirá inevitablemente paralizaciones innecesarias de equipos, como consecuencia de fallas en los equipos, fallas de operación debido a errores humanos o fallas fortuitas, tales como incendios, inundaciones, sobretensiones atmosféricas, etc.

Ante la evidente construcción de sistemas industriales complejos y grandes edificios comerciales en nuestro país, sus instalaciones manejan grandes cantidades de energía, la cual si no es adecuadamente conducida puede causar enormes daños a equipos y causar riesgos a vidas.

En muchos procesos industriales y edificios comerciales, la operación de ellos demandan un elevado índice de continuidad del servicio de suministro eléctrico debido a los elevados costos de las pérdidas de producción (Industrias) o pérdidas de servicios (Edificios comerciales).

En virtud de lo anteriormente expuesto, el despeje de fallas o cortocircuitos requiere la aplicación de elementos de protección, los cuales sensan anormales flujos de corriente y aíslan la parte afectada del sistema.

Los tipos, características y curvas tiempo-corriente de relevadores, fusibles y disyuntores deben ser estudiadas para entender su aplicación fundamental en un estudio de coordinación.

En la presente Tesis se consideran las normas publicadas por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), Instituto de Normas Americanas (ANSI), Asociación de Fabricantes Eléctricos (NEMA) y en el Código Nacional Eléctrico (NEC), sobre protección y coordinación. En particular, se aplican las normas para protección de transformadores, motores y conductores.

Finalmente, como ejemplo de aplicación de la

metodología, un estudio de coordinación sobre una planta industrial es desarrollado, calculando las corrientes de cortocircuito en las principales barras, para que con todos los elementos se realice la coordinación de protección de sobrecorriente de la planta industrial.

CAPITULO I

CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES DE COORDINACION Y PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

1.1. OBJETIVO DE UN ESTUDIO DE COORDINACION (TIEMPO-CORRIENTE) DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

Un estudio de coordinación es un trabajo organizado que determina las apropiadas características, capacidades y ajustes de los elementos de protección de sobrecorriente en un sistema eléctrico. Su objetivo es efectuar una coordinación tiempo-corriente entre elementos que permitan obtener la deseada protección del sistema y la continuidad del servicio eléctrico.

Una buena protección requiere que los elementos de protección sean dimensionados, seleccionados y ajustados para permitir el flujo normal de las corrientes de carga, mientras que deben abrir el circuito de manera segura y rápida al presentarse una falla o cortocircuito.

Por otro lado, la máxima continuidad de servicio

exige que estos mismos elementos sean seleccionados y ajustados, de tal manera que, sólo opere el elemento de protección más cercano a la falla, aislando el circuito del sistema, permitiendo que el resto de las instalaciones permanezca en operación. Lo anterior involucra operación lenta o mayores retardos de tiempo para los elementos de protección más cercanos a la fuente de potencia. Esto es conocido como "coordinación selectiva" o "coordinación" entre elementos de protección.

Los relevadores de sobrecorriente, fusibles y disyuntores no impiden la ocurrencia de condiciones anormales resultantes de cortocircuitos o fallas; éstos sólo las detectan. El área o circuito donde se produce la falla es desconectada o aislada para prevenir daños al resto del sistema, así como a equipos y circuitos dentro de la zona afectada.

La planificación inicial de la protección de un sistema eléctrico es ofrecer un seguro y confiable suministro eléctrico a bajo costo. El ingeniero debe mantener el diseño final, simple y compatible con las consideraciones antes indicadas. Una protección sobredimensionada y compleja, realmente reduce la confiabilidad, mientras aumentan los costos iniciales y de mantenimiento del sistema.

La protección y la selectividad son frecuentemente contradictorios en objetivos. La rápida remoción de una parte de un sistema ante un cortocircuito puede producir la operación no deseada de elementos de protección en zonas adyacentes. Asimismo, la operación lenta de los dispositivos de protección, ajustados para obtener selectividad con otros dispositivos, puede resultar en daños a los equipos del sistema protegido por el elemento de acción retardada.

La técnica correcta es adoptar un compromiso por el cual, la protección limite la extensión de la falla, de tal forma que, un balance económico es logrado entre el costo del daño del equipo y el costo adicional para obtener la seguridad necesaria. Esta es una situación que exige el análisis de los objetivos en conflicto y la adopción de una decisión de ingeniería.

Un ejemplo ilustrativo de estos conceptos se muestra en la Fig. 1.1. Los disyuntores A, B y C deberán conducir la misma corriente para una falla en F1. Los disyuntores deberán ser dimensionados y ajustados de tal manera que, solamente el disyuntor C opere para despejar la falla en F1. Asimismo, sólo el disyuntor B debería operar y despejar una

falla en F2. Si los disyuntores pueden ser ajustados para este caso, coordinan selectivamente. Además, los ajustes determinados para que los disyuntores coordinen selectivamente, deberán también proteger el cable.

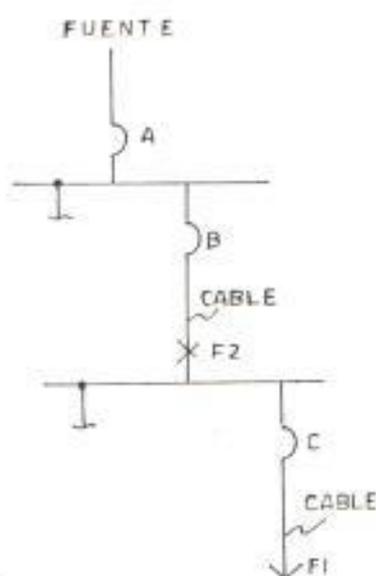


Fig. 1.1. Coordinación Selectiva versus Protección

1.2. LA NECESIDAD DE UN ESTUDIO DE COORDINACION (TIEMPO-CORRIENTE) DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES Y COMERCIALES

Las funciones básicas de un sistema de protección y de la coordinación ante la ocurrencia de situaciones anormales impredecibles debidas a fallas de equipo, errores humanos y emergencias de

origen humano y natural, son:

- Prevención de daños a vidas y propiedades.
- Reducción de daños al sistema y sus componentes.
- Limitación de la extensión y duración de las interrupciones de servicio.
- Minimizar el efecto sobre la empresa que suministra el servicio eléctrico.

Aunque el grado de protección de un sistema puede ser influenciado por consideraciones económicas, todo sistema debe satisfacer ciertos requerimientos mínimos de seguridad y confiabilidad. Modificar un inadecuado sistema existente, será más costoso y menos satisfactorio, que si se hubieran considerado estos requerimientos en la etapa inicial del diseño.

No se puede tener, por impráctico y antieconómico, un sistema contra todo tipo de falla. Pueden cuidarse aspectos como, la selección de buenos aislamientos, distancias, pero debe aceptarse un cierto número de fallas, ya que, aun el mejor sistema se deteriora con los años y la probabilidad

de falla aumenta con el tiempo.

Existen varios métodos para reducir los efectos, que sobre un sistema eléctrico provocan las anomalías indicadas:

- El rápido despeje o aislamiento del circuito afectado, mientras que se mantiene el servicio normal para el resto del sistema.
- Reducir la magnitud de la corriente de cortocircuito con el objeto de minimizar daños a equipos y componentes.
- Prever circuitos alternos, elementos de reconexión automática para reducir la duración y extensión de salidas de operación de equipos.

Esta Tesis trata exclusivamente con el primer método y mediante el uso de aquellos elementos que deben ser incluidos en un estudio de coordinación de sobrecorriente: relevadores no direccionales, fusibles y disyuntores. Los elementos de protección, tales como, relevadores diferenciales y de presión súbita son usados en ciertos casos, pero usualmente no entran en un estudio de coordinación.

La necesidad de este estudio es evidente cuando son considerados los factores involucrados en salidas de operación innecesarias en plantas industriales y edificios comerciales. El interés principal es la seguridad del personal. El Código Nacional Eléctrico (NEC), publica requerimientos específicos para protección y seguridad en estos sistemas eléctricos.

Las pérdidas económicas asociadas con las interrupciones de servicio varían de acuerdo al tipo de industria. Sea ésta, automotriz, textil, química, etc: tienen sus propios costos de pérdidas de producción, existiendo además otros costos a ser tomados en cuenta. Por ejemplo, una planta operando en una situación muy competitiva, además de sus pérdidas de producción, puede sufrir el riesgo de perder un cliente importante debido a su incapacidad de cumplir con sus programas de entrega del producto contratado. En otros casos, el material en proceso debe ser desechado, con el agravante de que una vez que el servicio eléctrico ha sido restablecido, son evidentes las pérdidas en horas-hombre hasta recuperar su eficiencia, ya que a los trabajadores les tomará algún tiempo alcanzar los niveles de producción en que se encontraban operando antes de la paralización.

1.3. SOBRECORRIENTES POR CORTOCIRCUITOS

Los sistemas eléctricos deben ser diseñados para evitar en lo posible los efectos de fallas o cortocircuitos, a través de una cuidadosa selección de los elementos de protección y equipos, además de su apropiada instalación y mantenimiento. A pesar de estas precauciones, un buen sistema eléctrico diseñado, experimenta ocasionalmente fallas que provocan elevadas corrientes. Algunas causas son: presencia de roedores en equipos, conexiones defectuosas, deterioro del aislamiento de conductores, introducción indebida de objetos metálicos o conductores, tales como herramientas, además de una larga lista de anomalías impredecibles ya tratadas anteriormente.

Cuando un cortocircuito ocurre en una instalación eléctrica, sea ésta industrial o comercial, algunos efectos negativos se producen:

- Los arcos que ocurren en el punto de la falla, provocan la fusión de los conductores y dañan el aislamiento adyacente.
- Las corrientes de cortocircuito circulan desde

varias fuentes al punto de falla.

- Todos los componentes que transportan las corrientes de cortocircuito están sujetos a esfuerzos térmicos y mecánicos. Estos esfuerzos varían con el cuadrado de la corriente y con la duración de circulación de ella.

- El voltaje del sistema disminuye en proporción a la magnitud de la corriente de cortocircuito. La máxima caída de voltaje ocurre en el punto de localización de la falla; pero en todo caso, todas las partes del sistema estarán sujetas a algún grado de caída de voltaje.

Por lo expuesto anteriormente, la falla debe ser rápidamente despejada por los dispositivos de protección. Con el objeto de lograrlo, deben tener la capacidad para interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que puede circular hacia una falla donde está ubicado el dispositivo indicado. El máximo valor de la corriente de cortocircuito está directamente relacionado con el tamaño y la capacidad de la fuente de potencia y es independiente de la corriente de carga del circuito protegido por el elemento de protección de sobrecorriente. Mientras más grande sea la fuente

de potencia que sirve a la planta, mayor será la corriente de cortocircuito.

Con el objeto de coordinar los elementos de protección, se debe calcular previamente la magnitud de las posibles corrientes de falla en las principales barras del sistema. Los determinantes de la magnitud de esta corriente son:

- Fuentes de corriente.
- Impedancias del circuito desde las fuentes de corriente al punto de la falla.
- Efecto limitador de corriente de los fusibles.

La impedancia del circuito desde las fuentes de corriente al punto de la falla más la impedancia de falla es lo único que limita la magnitud de las corrientes de falla. Significativas fuentes de impedancia son:

- Generadores.
- Motores de inducción y síncronos.
- Transformadores

- Líneas aéreas, cables aislados y barras.

Estos elementos de circuito que poseen una importante impedancia, son seleccionados en el diseño por su capacidad de transportar la corriente de plena carga. Lo anterior nos indica que el diseño de un sistema eléctrico para servir una corriente de carga dada, también debe establecer la magnitud de la corriente de falla que el sistema de protección debe ser capaz de soportar y/o interrumpir.

1.4. FUENTES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes que circulan durante una falla provienen de la maquinaria eléctrica rotativa instalada en el sistema y de la empresa que suministra el servicio eléctrico.

Las fuentes básicas de las corrientes de cortocircuito son:

- Generadores síncronos.
- Motores síncronos.
- Motores de inducción.

- Compañía suministradora de servicio eléctrico.

Las corrientes de estas fuentes, que alimentan a la falla, son limitadas por las impedancias (variables con el tiempo) de cada una de las máquinas y por las impedancias (valores fijos) existentes entre aquellas y el punto de la falla, tal como se muestra en la Fig. 1.2.

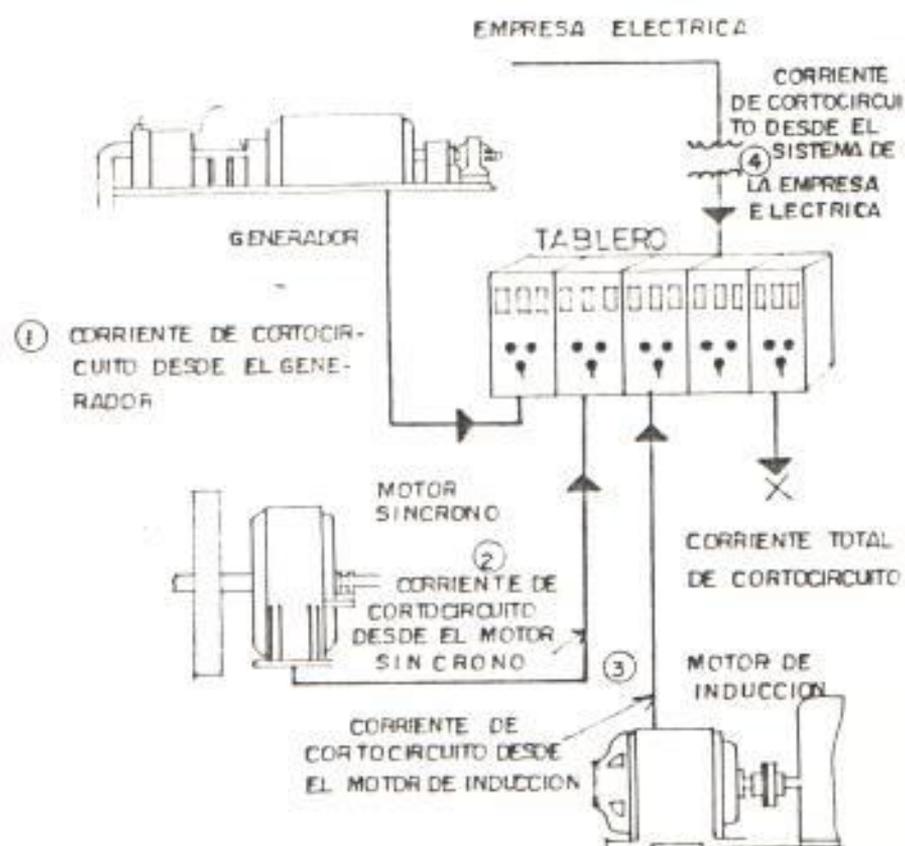


FIG. 1.2. fuentes de corrientes de cortocircuito

1.4.1. Generadores

Si un cortocircuito es aplicado en los terminales de un generador síncrono, la corriente de falla se comporta como se muestra en la Fig. 1.3. La corriente inicial de cortocircuito alcanza un valor alto, reduciéndose a un valor de estado estable después de que ha transcurrido un tiempo luego del inicio del cortocircuito. Debido a que el generador continúa siendo accionado por su primo-motor y tiene su campo de excitación externamente alimentado; el valor de estado estable de la corriente de falla se mantendrá hasta que sea interrumpida por algún elemento de protección. Su circuito equivalente puede ser representado por una fuente de voltaje constante en serie con una impedancia variable con el tiempo.

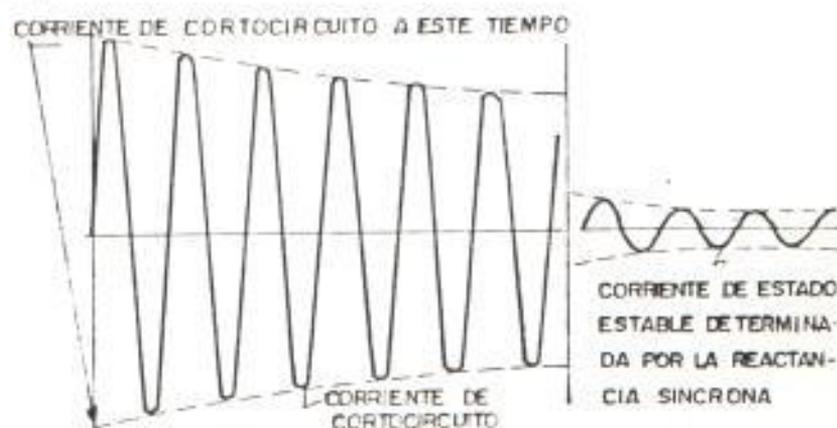


Fig 1.3. Oscilograma de la corriente de falla producida por un generador

Al haberse mantenido constante la velocidad y el campo de excitación, dentro del corto intervalo de tiempo considerado, se asume, para explicar el cambio en el valor de la corriente, que la reactancia ha variado con el tiempo desde el inicio del cortocircuito.

Tres valores de reactancia son asignados a los generadores para el cálculo de corrientes de falla en tiempos determinados. Estos valores son: subtransitoria, transiente y sincrónica.

- La reactancia subtransiente de eje directo (X_d''), determina la magnitud de la corriente durante el primer ciclo después de ocurrir la falla.

- La reactancia transiente de eje directo (X_d'), determina la magnitud de la corriente en el lapso de tiempo de 0.5 a 2 segundos.

- La reactancia sincrónica de eje directo (X_d), determina el valor de la corriente que fluye después de que las condiciones de estado estable han sido alcanzadas.

Los elementos de protección como, fusibles, disyuntores, operan antes de que se alcancen las condiciones de estado estable, por lo que, la reactancia sincrónica raramente es usada en el cálculo de las corrientes de falla para la aplicación de estos dispositivos.

1.4.2. Motores Síncronos

Su construcción es similar a los generadores síncronos. Tienen su campo excitado por corriente continua y un estator en el que circula corriente alterna. En condiciones normales toma potencia de la línea de corriente alterna, convirtiendo energía eléctrica en energía mecánica.

Cuando una falla ocurre, el voltaje del sistema es reducido a un valor muy bajo, por lo que el motor recibe menos potencia para servir a su carga. La inercia del motor y de su carga actúan como primo-motor y con la excitación de campo mantenida, el motor actúa como generador suministrando corriente a la falla durante varios ciclos desde el inicio del cortocircuito. Esta corriente de

falla disminuye debido a que el motor tiende a detenerse lentamente, a la par de que la energía cinética es disipada, disminuyendo el voltaje generado ante la reducción de la excitación de campo del motor.

La misma designación utilizada para expresar los valores de las reactancias variables de un generador son usadas para un motor síncrono. Sin embargo, los valores numéricos para X_d'' , X_d' y X_d , son diferentes.

1.4.3. Motores de Inducción

La inercia de la carga y del rotor de un motor de inducción tiene el mismo efecto que en el motor síncrono, es decir, actúa como un primo-motor después de que un cortocircuito ocurre. Pero existe una importante diferencia en el principio de funcionamiento de ambos tipos de motores. El motor de inducción no tiene devanado de campo de corriente continua, pero existe un flujo inducido por el estator durante su operación normal, el que actúa de manera similar al flujo producido por el campo de corriente continua en el motor síncrono.

El flujo en el rotor permanece normal mientras sea aplicado el voltaje nominal al estator desde una fuente externa. Sin embargo, si ésta es removida súbitamente, ante la ocurrencia de una falla, el flujo en el rotor no puede cambiar instantáneamente.

En virtud de lo anterior y de la inercia que acciona el motor, un voltaje es generado en el estator, lo que ocasiona que circule una corriente de cortocircuito hacia la falla hasta que el flujo desaparezca.

Con el propósito de ilustrar el comportamiento de la corriente de falla proveniente de un motor en cortocircuito se han elaborado oscilogramas sobre un motor de inducción trifásico de rotor devanado y cuyos resultados se muestran en la Fig. 1.4.

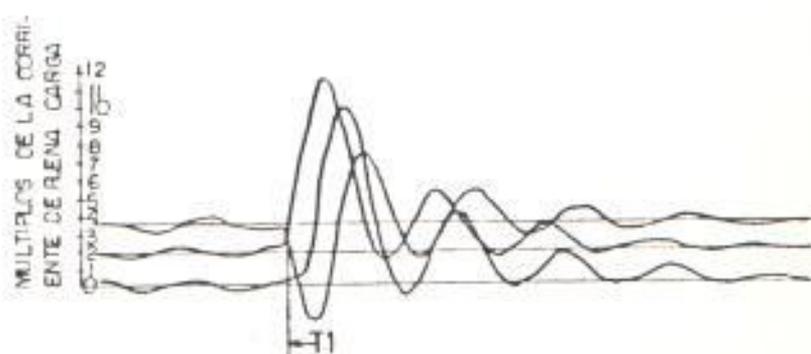


FIG. 1.4 OSCILOGRAMA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PRODUCIDO POR UN MOTOR DE INDUCCION OPERADO CON CARGA LIGERA.

Las resistencias externas fueron cortocircuitadas con el objeto de que el efecto sea similar al obtenido con un motor de inducción tipo jaula de ardilla.

La Fig. 1.4 ., muestra la corriente inicial en el motor mientras se encuentra trabajando con una carga ligera. Un cortocircuito trifásico sin resistencia de falla es aplicado en un punto cercano a los terminales de entrada, en el tiempo T_1 . Pruebas similares que se han realizado sobre estos motores, pero trabajando a plena carga, nos indican que las magnitudes de las corrientes de cortocircuito producidas por el motor son casi similares, prescindiendo de la carga inicial del motor.

Se observa en la figura, que la corriente desaparece casi completamente en cuatro ciclos, ya que no hay corriente de campo sostenida en el rotor para mantener el flujo como en el caso de las máquinas síncronas. El flujo dura lo suficiente para producir una magnitud de corriente de cortocircuito que afecta la capacidad momentánea de disyuntores y la capacidad de interrupción

de los elementos de protección, los que deben abrir dentro de uno o dos ciclos después del inicio de la falla. Como consecuencia de esto, los motores de inducción tienen asignada sólo el valor de la reactancia subtransiente X_d'' , siendo su valor aproximadamente igual a la reactancia de rotor bloqueado.

Empresa de suministro de servicio eléctrico.

El sistema eléctrico de una empresa que supe servicio, comprende una extensa y compleja interconexión de generadores. Estos, son fuentes de corrientes de cortocircuito entregada frecuentemente a través de transformadores de reducción a las industrias y edificios comerciales. La corriente contribuida a una falla en una planta industrial repercute como un pequeño incremento de carga en las centrales de generación, ya que las líneas de transmisión, distribución y transformadores, introducen impedancia entre el sistema de generación y la industria. Si no fuera por esta impedancia, la empresa de servicio eléctrico sería una fuente infinita de

corriente de falla.

Previo al desarrollo del cálculo de las corrientes de cortocircuito, debe obtenerse de parte de la empresa eléctrica que sirve a la planta industrial o edificio, los valores presentes y proyectados de las corrientes de cortocircuito, de la razón X/R o de la impedancia $(R + jX)$, en el punto de entrega.

1.5. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS

Una corriente simétrica (Fig. 1.5.), la cual puede ser una corriente de carga o una corriente de falla, es aquella cuya forma de onda es simétrica alrededor del eje cero. Los valores máximos positivos de la onda corriente tienen las mismas magnitudes que los valores máximos negativos.

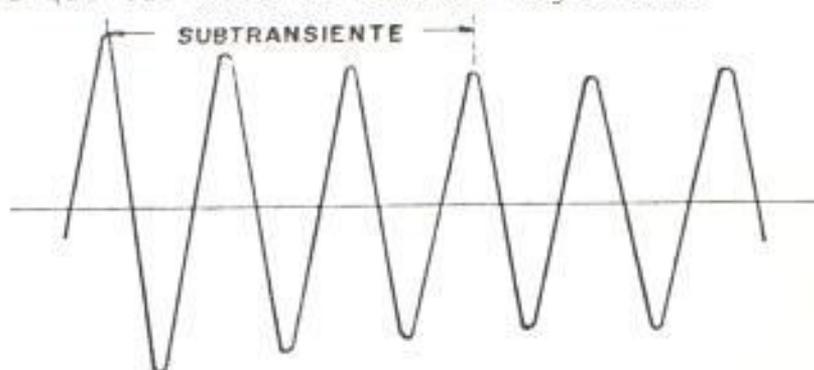


Fig. 1.5. Forma de onda de una corriente simétrica

En los sistemas eléctricos, objeto de nuestro estudio, la forma de onda del voltaje generado o de alimentación es sinusoidal, por lo que la onda de corriente resultante cuando un cortocircuito ocurre, es también sinusoidal, siendo el valor pico o máximo de la onda igual a 1.414 veces el valor eficaz (r.m.s.).

Un cortocircuito puede ocurrir en un sistema eléctrico en cualquier instante de la onda de voltaje. Es imposible predecir el tiempo exacto o conocer la magnitud instantánea del voltaje en el instante en que la falla se inició, pero este tiempo preciso, tiene un efecto importante sobre la forma de onda de la corriente de cortocircuito. En la mayoría de los casos algún grado de asimetría existirá inmediatamente después de iniciarse la falla. Si esto ocurre, la onda de corriente estará desplazada con respecto al eje cero, es decir, las envolventes de la onda no son simétricas alrededor del eje cero durante un tiempo hasta que la onda alcanza el estado estable, volviéndose simétrica. La Fig. 1.6., representa una onda asimétrica.

La selección de un elemento de protección para un sistema eléctrico no depende solamente de la corriente que circula por él en condiciones

normales de funcionamiento, sino también de la máxima corriente que ha de soportar momentáneamente y de la corriente que puede tener que interrumpir a la tensión de la línea en que está colocado.



Fig. 1.6. Forma de onda de una corriente asimétrica

Con el objeto de analizar el comportamiento de la onda de corriente luego de una falla, consideremos lo que ocurre cuando se simula un cortocircuito al cerrar el interruptor en la Fig. 1.7.

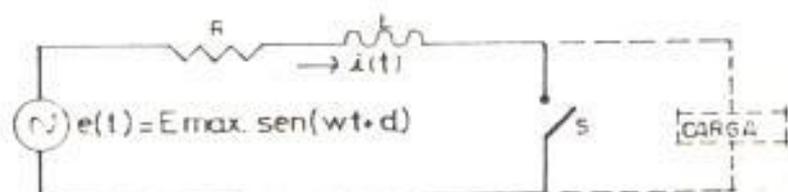


Fig. 1.7. Corriente de falla en un circuito RL

La determinación de este comportamiento involucra la solución de la siguiente ecuación diferencial:

$$E_{\max} \cdot \sin(\omega t + \alpha) = Ri + L di/dt \quad (1.1)$$

donde: R y L, son la resistencia e inductancia del circuito.

i, es la corriente instantánea en el circuito, luego de que el interruptor (s) es cerrado.

E_{\max} , es el valor pico de la onda sinusoidal del voltaje.

ω , es la frecuencia angular de la fuente; y

α , es el ángulo entre el voltaje cero y el tiempo en el que la falla ocurre ($t = 0$).

La solución de la ecuación (1.1), es:

$$i(t) = \frac{E_{\max}}{|Z|} [(\sin \omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \sin(\alpha - \theta)] \quad (1.2)$$

en la que $|Z| = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$ y $\theta = \arctan(\omega L/R)$

El primer término de la ecuación (1.2), es una función sinusoidal del tiempo, cuyo valor máximo es el valor pico de la fuente de voltaje dividido por la magnitud de la impedancia del sistema hasta el punto de falla. El segundo término es la parte transiente de la solución y disminuye exponencialmente con una constante de tiempo L/R . Estos términos son conocidos como las componentes permanente y continua de la corriente total, respectivamente. La diferencia de fase θ entre el voltaje de suministro y la corriente de falla depende de la razón X/R del circuito.

Si el valor de la componente permanente no es cero cuando $t = 0$, aparece la componente continua en la solución, para satisfacer la condición de que la corriente es cero en el instante de cerrar el interruptor. Es de observar que la corriente continua no existe si el circuito se cierra en un punto de la onda de tensión tal que $\alpha - \theta = 0$ o $\alpha - \theta = \pi$.

Véase la Fig. 1.8., la que representa la variación de la corriente con el tiempo cuando $\alpha - \theta = 0$.



Fig. 1.8. Onda de corriente de cortocircuito para $\alpha - \theta = 0$.

Si el interruptor se cierra en el punto de la onda de tensión, de forma que $\alpha - \theta = \pm 90^\circ$, la componente continua tiene un valor máximo que es igual a la amplitud máxima de la componente permanente. La Fig. 1.9., representa la corriente en función del tiempo para $\alpha - \theta = -90^\circ$.



Fig. 1.9. Onda de corriente de cortocircuito para $\alpha - \theta = -90^\circ$

La componente continua puede tener un valor entre 0 y $|E_{\max.}|/|Z|$, según el valor instantáneo de la tensión al producirse la falla, y del factor de potencia.

En virtud de lo anterior, el grado de asimetría de la corriente de falla depende del punto de la onda del voltaje en el cual el cortocircuito se inicia. Si el cortocircuito ocurre en el pico de la onda de voltaje (Fig. 1.8.), no habrá asimetría y la corriente de falla será simétrica, lo cual en circuitos reales es poco probable que suceda. Si

una falla ocurre en cualquier otro instante, existirá algún grado de asimetría.

El caso de máxima asimetría ocurre cuando el cortocircuito se inicia en el punto cero de la onda de voltaje. La corriente, que deberá estar retrasada con respecto al voltaje en un ángulo determinado por el factor de potencia de la falla, estará desplazada del eje cero (Fig. 1.9.). La súbita aplicación del cortocircuito en $V = 0$, adiciona la componente continua a la componente permanente, lo que ya se trató en este mismo numeral.

El máximo grado posible de asimetría que puede ocurrir en un punto dado en un sistema eléctrico es importante. Esto es determinado por el factor de potencia de la potencial corriente de falla. Si el circuito desde la fuente de voltaje al punto de falla consiste totalmente de reactancia (X_L), el factor de potencia del cortocircuito será cero, es decir, la corriente se atrasará con respecto al voltaje en $\theta = 90^\circ$.

Si estas condiciones fueran obtenidas, ocurre el máximo desplazamiento o la total asimetría y el valor máximo positivo de la corriente será 2.828

veces el valor eficaz (r.m.s) de la corriente simétrica.

Si el cortocircuito se inicia en el valor pico de la onda de voltaje y con un factor de potencia cero para la corriente de falla, no existe asimetría.

En conclusión, con un factor de potencia de la corriente de falla igual a cero, el grado de asimetría resultará en un valor máximo instantáneo de la corriente que variará entre 2.828 y 1.414 veces la corriente simétrica (valor eficaz).

Un factor de potencia de la falla igual a cero es imposible obtener en sistemas eléctricos reales, ya que siempre va a existir resistencia en sus circuitos. La razón entre la reactancia y la resistencia en el circuito de la corriente de falla es conocida como la razón X/R . Mientras más grande es el valor de la resistencia, disminuirá la razón X/R , siendo por lo tanto, más alto el factor de potencia de la falla, y por lo tanto es menor el grado máximo de asimetría que puede ocurrir.

Para su aplicación en el dimensionamiento de los dispositivos de protección en un sistema eléctrico, existen las siguientes consideraciones que debemos

conocer acerca de las corrientes asimétricas:

- El valor máximo (pico) del primer ciclo. Este es el valor máximo de la componente de corriente alterna más la componente directa, en el primer medio ciclo después de que ocurre la falla.

- El valor R.M.S. monofásico del primer ciclo, el cual está basado en el valor R.M.S. de la componente de corriente alterna y la componente de la corriente directa que existe en el primer medio ciclo.

- El valor R.M.S. trifásico promedio del primer ciclo en un circuito trifásico. No es posible obtener corrientes completamente desplazadas para las tres fases. Si el máximo desplazamiento es obtenido en una fase, la mitad del desplazamiento máximo ocurre en las otras dos fases.

La Asociación de Fabricantes Eléctricos (NEMA), ha elaborado la Tabla I que permite, mediante factores multiplicadores, obtener para el primer ciclo, las corrientes asimétricas basados en valores de corrientes de falla trifásica simétrica (r.m.s.). Conociendo la razón X/R del circuito al punto de la falla, los factores indicados son suministrados

Tabla I
Factores multiplicadores para obtener las corrientes asimétricas en el primer ciclo
basados en las corrientes simétricas (r.m.s)

Factor de potencia del cortocircuito (aprox.) (1)	Razón X/R (aprox.)	I_{ap} max. (instantánea) 1/2 ciclo	I_{ap} max. (R.M.S) 1/2 ciclo	I_{ap} promedio (R.M.S) 1/2 ciclo
0	∞	2.828	1.732	1.394 (1)
1	100	2.8	1.7	1.375
4	25	2.66	1.6	1.32 (2)
9	12	2.5	1.48	1.25
11	9	2.4	1.4	1.21
15	6.6	2.29	1.33	1.17 (3)
32	3	1.92	1.12	1.06
100	0	1.414	1.00	1.00

(1) Límite teórico; caso no encontrado en la práctica.

(2) A menudo incluido en el dimensionamiento de los disyuntores de alta tensión.

(3) Usado en las normas NEMA para el dimensionamiento de los disyuntores de baja tensión.

En esta tabla se han citado sólo valores más aplicados, ya que la tabla original, comprende un rango más amplio.

para determinar los valores asimétricos. Algunos elementos de sobrecorriente, tales como, los disyuntores de alta tensión tienen un reducido tiempo de interrupción. La mayoría de ellos tienen como tiempo de interrupción, 5 ó 8 ciclos; por lo que éstos deben ser capaces de soportar las corrientes asimétricas (La capacidad momentánea del disyuntor debe ser igual o mayor que la corriente de falla asimétrica prevista), pero la capacidad de interrupción es menor, aproximadamente igual a la corriente simétrica (r.m.s) para el primer ciclo.

Para los disyuntores de 8 ciclos, la componente de corriente directa y la contribución de los motores de inducción prácticamente ha desaparecido cuando sus contactos se separan por lo que un factor de 1.0. es usado. Para sistemas con una razón X/R elevada o para disyuntores de muy alta velocidad de operación, se recomienda el uso de un factor de 1.1 como el adecuado para determinar la capacidad de interrupción.

Los disyuntores de bajo voltaje y la mayoría de los fusibles operan dentro del primer ciclo por lo que, en ellos la capacidad de interrupción es igual a la capacidad momentánea.

1.6. SISTEMAS ELECTRICOS PUESTOS A TIERRA Y NO PUESTOS A TIERRA

Existen dos clasificaciones con respecto a los sistemas eléctricos trifásicos. (1) sistemas no puestos a tierra, y (2) sistemas puestos a tierra, donde un conductor, generalmente el neutro, es puesto a tierra ya sea directamente (sólidamente puesto a tierra) o a través de una impedancia.

Ambos tipos de sistemas están sujetos a fallas trifásicas, fase a fase, dos fases a tierra y falla de fase a tierra; pero la magnitud de las fallas que involucran la tierra, depende en gran medida de si el sistema es o no puesto a tierra y del valor de la impedancia de puesta a tierra.

Con el propósito de no ampliarnos sobre este tema y basados en la experiencia que indica, que en nuestro país los sistemas eléctricos de alta y baja tensión son puestos a tierra, diremos que éstos aseguran una larga vida para el aislamiento de motores, transformadores y otros componentes al minimizar los efectos de transientes y sobrevoltajes asociados con ciertas condiciones de falla. Un sistema eléctrico puesto a tierra, permite además una rápida y selectiva operación de

los relevadores ante fallas a tierra. Es importante anotar que esta puesta a tierra es exigida por seguridad por las normas eléctricas locales e internacionales (NEC).

En los sistemas puestos a tierra, las fallas de fase a tierra producen corrientes de suficiente magnitud para operar los relevadores de corriente, los que detectan la falla, determinan que el alimentador ha fallado, y provocan el disparo del disyuntor correcto, sin interrumpir el servicio a otras áreas no involucradas en la falla. En los sistemas no puestos a tierra, las fallas de fase a tierra producen insignificantes valores de corriente de falla. Para darnos una idea de lo indicado, en pequeños sistemas industriales (no puestos a tierra), la corriente para una falla línea a tierra puede estar bajo 1 amp., mientras que en una planta industrial de gran tamaño, que posea grandes longitudes de conductores que provocan capacitancia electrostática a tierra, puede producir no más de 20 amp. de corriente de falla a tierra. Estas no son de suficiente magnitud para operar los relevadores y provocar el despeje de la falla. Sin embargo, es posible mediante un relevador de voltaje de fase a tierra operar una alarma ante una falla a tierra, pero no nos indica

su localización exacta. La única ventaja de un sistema no puesto a tierra estriba en la posibilidad de mantener en operación la planta, incluyendo la parte afectada, hasta que la falla sea localizada y el equipo o elemento averiado sea sometido a reparación. Como desventajas de un sistema no puesto a tierra podemos anotar la imposibilidad para despejar la falla automáticamente, la demora en localizarla, con el riesgo de que en el punto de falla se produzcan daños severos, el riesgo para la seguridad del personal y el peligro de fallas múltiples a tierra y de sobrevoltajes transientes.

Basados en situaciones prácticas, los métodos más utilizados para poner a tierra los neutros de los sistemas eléctricos en plantas industriales son:

- Los sistemas hasta 600 voltios, deben ser sólidamente puestos a tierra.

- Para los sistemas de 2.4 Kv. hasta 15 Kv., donde las corrientes de falla a tierra no son de gran magnitud y existen cargas monofásicas importantes, deben ser sólidamente puestos a tierra. Para los sistemas por encima de 15 Kv. se adopta también este método.

1.7. DISTORSION DE LOS VOLTAJES Y CORRIENTES DE FASE DURANTE CORTOCIRCUITOS

Las fallas trifásicas equilibradas no causan distorsión de voltajes o desbalance de las corrientes. El diagrama vectorial para condiciones de falla trifásica se muestra en la Fig. 1.10; antes y después de que una falla ha ocurrido en un sistema con una relación X/R , aproximadamente igual a 1.7 y que corresponde a un ángulo $\theta = 60^\circ$ entre el voltaje de fase y la corriente, o a un factor de potencia de la falla de 0.5.

Las fallas de fase a fase, una fase a tierra y dos fases a tierra provocan distorsión en los voltajes y corrientes desbalanceadas. La distorsión en el voltaje es máxima en el punto de la falla y mínima cerca del generador o fuente.

Los voltajes y corrientes producidos durante una falla, varían para un sistema dado, dependiendo del tipo y localización de la falla y de la impedancia de la conexión a tierra. Los efectos de cortocircuitos sobre los voltajes y corrientes en un sistema eléctrico sólidamente puesto a tierra pueden ser visualizados en los diagramas vectoriales de la Fig. 1.10.

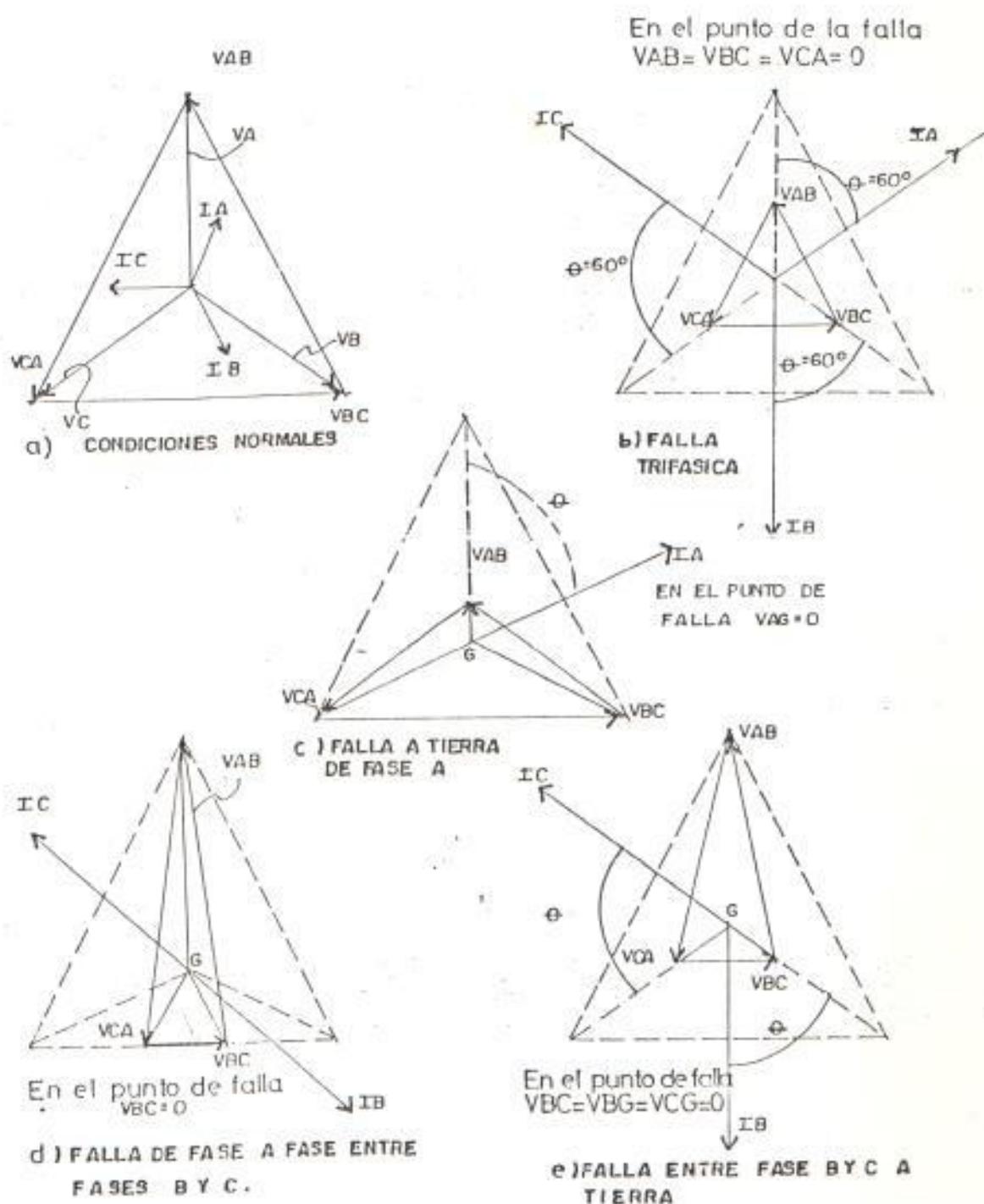


FIG. 1.10. diagramas vectoriales de voltajes y corrientes para fallas trifásicas entre fases y fase a tierra. —

1.8. OBJETIVO DEL CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Los valores máximos de la corriente de cortocircuito deben ser calculados, con el objeto de seleccionar los elementos de protección con correctas capacidades de interrupción, observar su capacidad para soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos a que estarán sometidos y para determinar la coordinación tiempo-corriente entre relevadores, disyuntores y fusibles. Con el objeto de lograr esta coordinación pueden ser necesarios también los valores mínimos de las corrientes de cortocircuito.

Una corriente de falla varía con el tiempo, después del inicio del cortocircuito. Un elemento de protección que no interrumpe una falla hasta varios ciclos luego de que ésta ocurre, permite que el valor de la corriente disminuya desde su valor máximo asimétrico. De acuerdo a esto, este elemento y aquellos que se encuentran en serie deberán soportar la máxima corriente así como los esfuerzos térmicos y mecánicos. Un elemento de protección que despeja una falla en menos de un ciclo, antes del valor máximo de la falla, reduce los requerimientos de los elementos en serie para soportar los máximos esfuerzos.

Con el propósito de lograr la coordinación correcta de los elementos de protección aplicados, es necesario obtener parte o casi toda la información siguiente sobre las corrientes de cortocircuito en las principales barras del sistema:

- La corriente de cortocircuito máxima y mínima (r.m.s), de 0 a 3 ciclos (capacidad momentánea).
- La corriente de cortocircuito máxima y mínima (r.m.s), de 3 ciclos a 1 seg. (capacidad de interrupción).
- Las corrientes máximas y mínimas de falla a tierra.

Las corrientes máximas y mínimas de 0 a 3 ciclos son usadas para determinar las corrientes para las cuales responden los elementos instantáneos y de disparo de acción directa, y para verificar la capacidad de los dispositivos aplicados tales como, disyuntores, fusibles y seccionadores fusibles.

La máxima corriente de 3 ciclos a 1 seg., a máxima generación, verificará la capacidad de interrupción de disyuntores y fusibles. Esta es también el valor

de la corriente en que se establece el intervalo de la coordinación de la protección.

La máxima corriente de 3 ciclos a 1 seg., a mínima generación es necesaria para determinar si la sensibilidad de la protección es adecuada.

1.9. TIPOS DE FALLAS EN SISTEMAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES

1.9.1. Falla Irifásica sin resistencia de falla

Determinadas simplificaciones son asumidas cuando se efectúan cálculos de corrientes de falla. Una de ellas e importante es que, la falla es "sólida" o "franca", es decir, sin resistencia de falla (impedancia cero). Sin embargo, debe mantenerse presente, que las fallas o cortocircuitos reales, involucran a menudo arcos, los que reducen las magnitudes de las corrientes de falla.

La simplificación indicada, no sólo reduce la dificultad de los cálculos, sino que además, aplica un factor de seguridad, ya que los valores calculados son máximos, por lo que los elementos de protección

seleccionados sobre estos valores rara vez son sometidos a esfuerzos más allá de sus capacidades nominales.

Una falla trifásica sin resistencia de falla, describe la condición donde los tres conductores de fase son físicamente mantenidos unidos sin ninguna impedancia entre ellos.

A pesar de que este tipo de falla no es muy frecuente, su cálculo nos da los valores máximos de cortocircuito en un sistema, por lo que en plantas industriales y edificios comerciales, la falla trifásica sin resistencia de falla es comúnmente la única considerada.

1.9.2. Falla de Línea a Línea sin resistencia de falla

En la mayoría de los sistemas eléctricos se ha demostrado que la magnitud de la corriente de cortocircuito de línea a línea sin resistencia de falla, es aproximadamente el 87 % de la corriente de cortocircuito trifásica sin resistencia de falla.

1.9.3. Falla de Línea a Tierra sin resistencia de falla

En un sistema sólidamente puesto a tierra, la corriente de falla de línea a tierra sin resistencia de falla se encuentra en un rango entre el 25 ó 60 al 125 por ciento del valor de la corriente de falla trifásica, dependiendo de los parámetros del sistema. Bajo ciertas condiciones, tales como, una falla de línea a tierra en el secundario de un transformador, la magnitud de la corriente de cortocircuito línea a tierra puede ser igual o mayor que la corriente de cortocircuito trifásico.

1.9.4. Falla de Arqueo

El hecho de asumir que las fallas o cortocircuitos se producen sin resistencia de falla es totalmente hipotético, ya que estas fallas no se encuentran normalmente en situaciones reales. Es decir, toda falla involucra un arco.

Para comprender lo que ocurre y los cálculos asociados con la falla de arqueo, es

necesario introducir un modelo teórico de la falla, como se muestra en la Fig. 1.11.

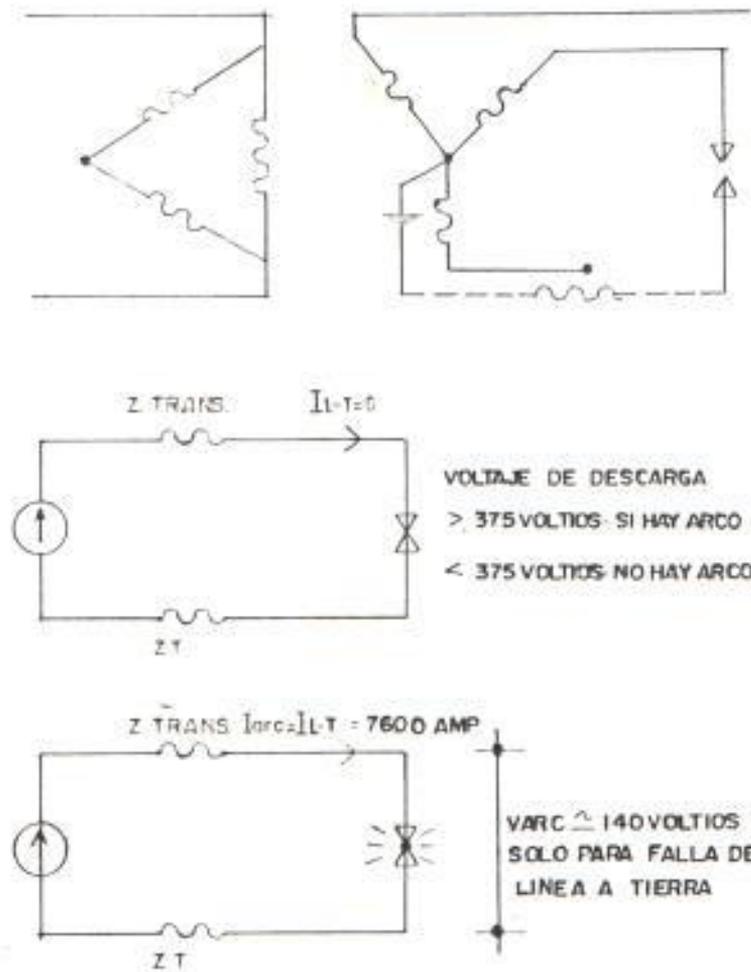


Fig. 1.11. Modelo teórico para una falla de arco línea a tierra

Quando la falla no es sólida, existe un arco cuya corriente es un porcentaje de la falla sólida, pero de un valor de I_{arc} y V_{arc}

difíciles de predecir.

Las investigaciones realizadas, indican que la falla de arqueo o el arco, se produce en la mayoría de los casos, exclusivamente en sistemas 480/277 voltios, debido a que la tensión teórica necesaria para la reignición del arco, 375 voltios, si lo proporciona este sistema ($277 * 2 = 391 > 375$ voltios). De acuerdo a esto, el valor instantáneo de la tensión debe alcanzar los 375 voltios antes de que el arco conduzca. Una vez que esto sucede, el voltaje $V_{arc.}$, mostrado en la Fig. 1.11., se reduce aproximadamente a 140 voltios.

Dado los valores bajos que puede tener $I_{arc.}$, es probable que la protección de sobrecorriente de fase no la detecte dentro de un corto tiempo, por lo que al durar aquella, varios segundos o minutos, su efecto es altamente destructivo dada la gran cantidad de energía que se libera a través del arco y que no se disipa en el resto del sistema (barras, cables, etc), como en caso del cortocircuito sin resistencia de falla.

En la Fig. 1.12., la curva en línea de puntos representa la onda seno del voltaje línea-neutro (277 voltios r.m.s). El valor instantáneo del voltaje máximo es 390 voltios. La curva seno de la línea continua representa la corriente de falla línea a tierra (20000 amp.) sin resistencia de falla, previamente calculada para el circuito indicado.

Dibujando nuevamente la misma onda seno del voltaje línea-neutro, para demostrar el carácter discontinuo no sinusoidal de la corriente de arco (Iarc.), es necesario identificar primero el voltaje de descarga de 375 voltios. En la Fig. 1.13., se muestra que hasta el tiempo en que el valor instantáneo del voltaje es menor que 375 voltios, no hay chispa; siendo $I_{arc.} = 0$. Cuando el voltaje se incrementa a 375 voltios, se produce el arco y el valor de la corriente comienza a aumentar, mientras que el voltaje de arco ($V_{arc.}$), permanece en un valor constante de 140 voltios.

La corriente de arco alcanza su valor máximo cuando el voltaje línea neutro es igual al

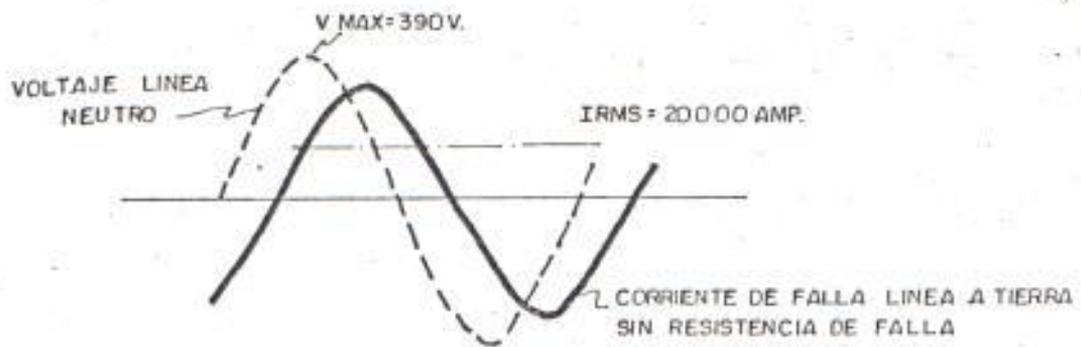


FIG. I.12. onda seno de la corriente de falla línea a tierra

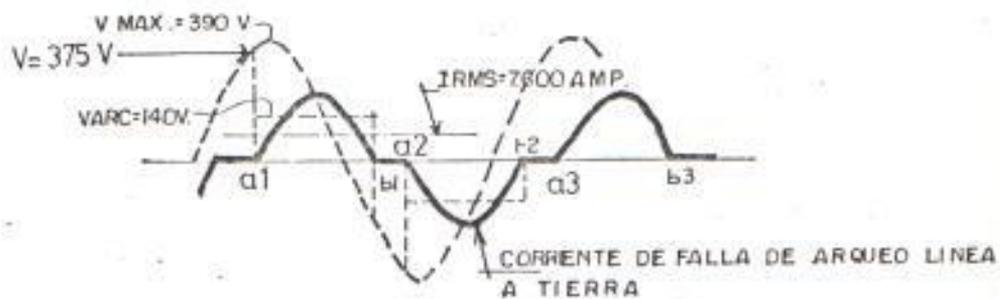


FIG. I.13. onda discontinua no sinusoidal de la corriente de falla de arco línea a tierra.

voltaje de arqueo ($V_{arc.}$); luego de lo cual, disminuye. El arco se extingue cuando el voltaje línea-neutro cambia de polaridad. Este proceso se repite cada medio ciclo, lo que provoca que la onda de corriente de falla de arqueo tenga la forma de onda no sinusoidal discontinua.

Los elementos de sobrecorriente generalmente responden a valores de corriente eficaz, que es el valor indicado en la Fig. 1.12. Aunque la determinación de este valor es una tarea compleja, recomendaciones basadas en investigaciones, permiten relacionar este valor con la magnitud de la corriente de cortocircuito sin resistencia de falla. En el caso de la falla de arqueo de línea a tierra, el probable valor mínimo eficaz es el 38 % de la falla línea a tierra sin resistencia de falla.

Aplicando este factor al valor calculado de 20000 amp., para la falla de línea a tierra sin resistencia de falla, la falla de arqueo será: $I_{arc.} = 7600$ amp.

La explicación suministrada para el caso de

la falla de arqueo línea a tierra es suficiente para entender lo que sucede en las fallas de arqueo trifásicas y de línea a línea. El voltaje de alimentación (voltaje de línea a línea en lugar de línea a neutro) causa que el arco conduzca durante mayor tiempo. Aunque el Varc. llega a 275 voltios comparado con 140 voltios, los valores de las probables corrientes de arco son más altas que en el caso de la falla de arqueo línea a tierra.

La importancia del voltaje del sistema se hace evidente. En sistemas de 208/120 voltios, ni el voltaje máximo línea a neutro ($1.41 * 120 = 170$ voltios), ni el voltaje línea a línea ($1.41 * 208 = 295$ voltios), alcanzan el valor de 375 voltios, correspondiente al voltaje de reignición de arco.

De acuerdo a lo anterior, es teóricamente poco probable que en un sistema 208/120 voltios se presente una falla de arqueo y no se autoextinga. Sin embargo, existen casos reportados donde estas fallas no se autoextinguieron.

La Tabla II, muestra los factores que deben ser usados para encontrar aproximadamente los valores mínimos de corrientes de falla de arqueo. Estos factores deben ser aplicados a sus respectivos valores de cortocircuito sin resistencia de falla en el punto donde se localiza la falla.

Tabla II

Valores mínimos aproximados de corrientes de falla de arqueo, en por unidad de los valores sin resistencia de falla

Tipo de Falla	Voltaje Nominal	
	480 v.	208 v.
Trifásica	0.89	0.12
Línea a línea	0.74	0.02
Línea a tierra	0.38	0

CAPITULO II

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

2.1. FUNDAMENTOS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE MEDIANTE RELEVADORES

Varios tipos de relevadores son disponibles para su aplicación en un esquema de protección de un sistema eléctrico. El más comúnmente usado en sistemas industriales y comerciales es el de sobrecorriente no direccional

Por muchos años, todos los relevadores de sobrecorriente de acción temporizada fueron de disco de inducción. En la actualidad han sido introducidos los relevadores de estado sólido, pero todavía, los más complejos relevadores utilizan el principio del disco de inducción; por lo que es, el estudio de las características de este relevador no direccional, el objeto de este capítulo (Fig. 2.1).

Varios de los factores que controlan la operación de los relevadores, son:

- Magnitud de la corriente.

- Dirección de la corriente.

- Tiempo.

- La combinación de las anteriormente nombradas.

La magnitud de la corriente de cortocircuito, es el factor determinante para coordinar la protección de un sistema eléctrico. En la mayoría de los casos la corriente de falla es, la máxima magnitud de la corriente trifásica simétrica, que puede circular en el punto bajo estudio.

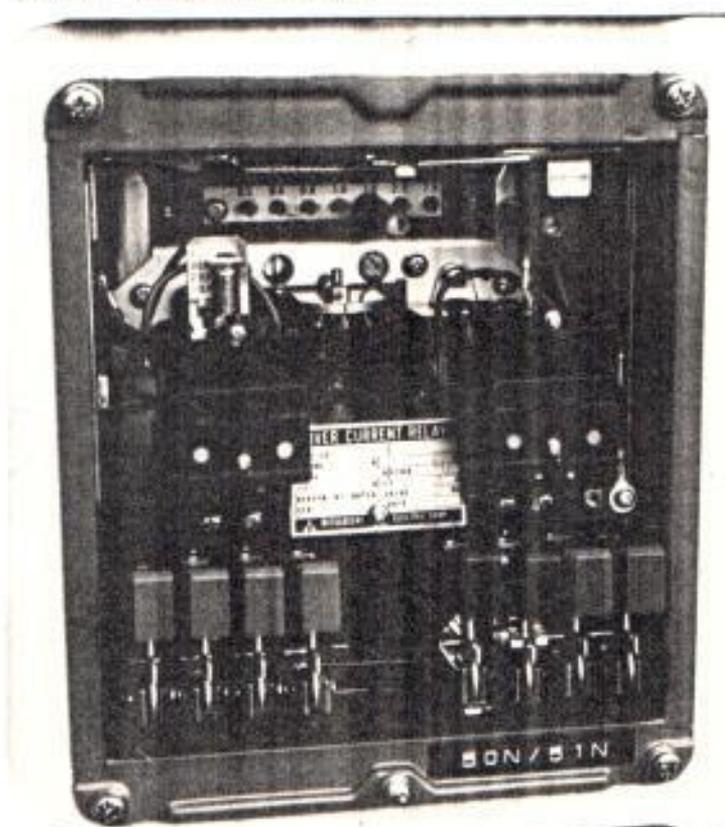


Fig. 2.1. Relevador de sobrecorriente de disco de inducción

En un sistema radial, al avanzar desde la fuente o punto de alimentación hasta los puntos de carga, existen significativas diferencias en la magnitud de la corriente de falla. A medida que la impedancia crece, desde la fuente al punto de falla, la magnitud de la falla disminuye. La más importante fuente de impedancia y la más utilizada en coordinación son los transformadores; los que producen una significativa disminución de la corriente de falla del primario al secundario, cuando las corrientes son referidas a un voltaje común. Los relevadores de protección utilizan esta diferencia de corriente.

En la protección con relevadores, es normal la aplicación en secuencia de estos elementos en un tramo del sistema, donde no existen diferencias importantes en la magnitud de la corriente de falla. Un ejemplo de ello, es el caso de un disyuntor principal que protege una barra, de la que parten un determinado número de alimentadores protegidos a su vez, mediante sus respectivos disyuntores. Se deben aplicar relevadores de sobrecorriente de tiempo, tanto al disyuntor principal como a los disyuntores de los alimentadores.

Si la impedancia de la barra es insignificante, no hay diferencia en la magnitud de corriente para que sea selectiva la protección; por lo que es necesario el uso del tiempo, como elemento adicional. El tiempo de disparo para una magnitud dada de corriente de falla en un alimentador, debe ser mayor para el disyuntor principal, que el tiempo de disparo para el disyuntor que protege ese alimentador.

Es una práctica común en la protección con relevadores de sobreintensidad, el uso de la combinación de la magnitud de corriente y tiempo.

2.2. PRINCIPIO Y CONSTRUCCION DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE

Los relevadores de protección de disco de inducción son dispositivos monofásicos, que se utilizan para la protección de sobreintensidad contra fallas entre fases o fallas a tierra, en los circuitos de corriente alterna de las instalaciones industriales y de los sistemas eléctricos de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.

Consisten fundamentalmente en una unidad de inducción o elemento inverso de acción temporizada,

cuyas partes esenciales, según la Fig. 2.2., son:

- El disco de inducción (D) montado sobre un eje y diseñado para girar en el entrehierro de:
- Un núcleo magnético (N) en forma de U, en los extremos de cuyos polos se sitúan asimétricamente varias espiras (b') en cortocircuito.
- La bobina operadora (b) montada en este núcleo, que se conecta en serie con el circuito a proteger, usualmente a través de un transformador de intensidad.
- Un imán permanente (P) que rodea el disco de inducción.

Los relevadores de inducción utilizan los efectos mutuos de campos magnéticos y corrientes eléctricas inducidas por ellos. Evitando entrar en detalles, se dice que cuando dos flujos magnéticos Φ y Φ' paralelos y defasados entre sí (suponemos que el adelantado es Φ), inciden normalmente sobre un disco de metal no magnético, se desarrolla en él, una fuerza ab (Ver Fig. 2.3.) dirigida del flujo adelantado al retrasado. Esta fuerza hace girar el disco, provocando el funcionamiento del relevador.

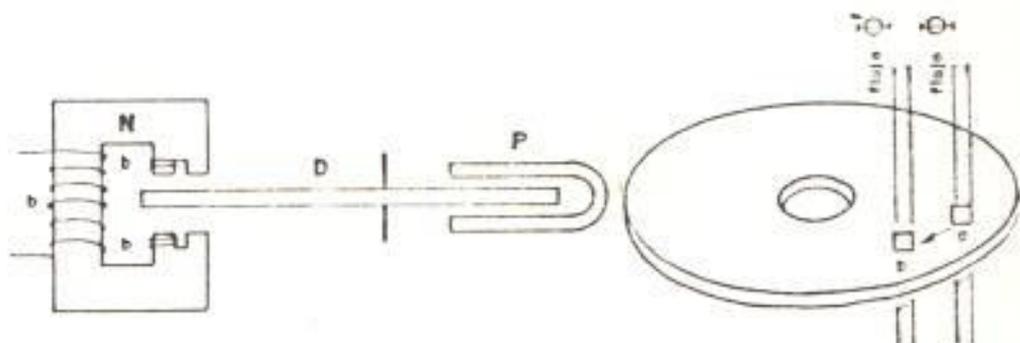


FIG. 2.2. DISPOSICION ESQUEMATICA DE LAS DIVERSAS PARTES DEL ELEMENTO DE INDUCCION.

FIG. 2.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELES DE INDUCCION.

El flujo creado por la bobina (b) induce en las espiras (b') una corriente y por lo tanto un flujo Φ' retrasado casi 90° respecto del primero. Estos dos flujos, paralelos entre si y perpendiculares al disco producen en la masa del mismo corrientes de Foucault. La acción mutua entre estas corrientes y los flujos mencionados desarrolla un par motor, cuya magnitud, para unas condiciones mecánicas fijas del relevador, depende del valor de la intensidad de la corriente que circula por la bobina operadora. Bajo la acción de este par, el disco gira, equilibrado por un muelle espiral cuya tensión determina el punto de funcionamiento. El disco, después de girar un determinado ángulo,

cierra un contacto y queda alimentado el circuito de disparo del disyuntor.

Los relevadores actúan bajo este principio y la construcción mecánica y ajuste de todas sus partes están rigurosamente verificadas para garantizar el funcionamiento seguro y de gran precisión que hace de estos aparatos, eficaces auxiliares para la protección y conservación de las instalaciones eléctricas.

Además de la unidad de inducción, pueden llevar incorporados uno o dos elementos instantáneos de sobrecorriente, del tipo de armadura basculante. Van provistos de indicadores de funcionamiento que señalizan de manera visual y por separado, la actuación de la unidad de inducción o del elemento instantáneo.

Estos relevadores son indirectos, es decir, se conectan al secundario de transformadores de corriente, los que lo alimentan con una corriente equivalente a la de línea. El sistema más frecuente para el circuito de disparo usa una fuente auxiliar de alimentación de corriente continua.

Cuando se utiliza el elemento instantáneo, la

bobina de este elemento y la bobina de la unidad de inducción van en serie y cada una de ellas se calibra independientemente para que actúe dentro de la zona que se le haya asignado en el campo de disparo del relevador.

Las unidades de inducción se construyen para una gama de valores que va de 0.1 a 16 amperios. La selección de la curva de actuación del relevador se hace mediante un bloque de tomas con diversos valores y un disco de tiempo que cubre una gama continua de curvas dentro de las curvas extremas de cada relevador.

Los elementos instantáneos se construyen también en varios calibres y cubren una gama de corrientes de operación desde 1 hasta 160 amperios. El ajuste (generalmente un rango de 4:1), es continuo dentro de los límites de cada calibre.

Los relevadores conducen las capacidades de las bobinas de corriente como una guía para su aplicación apropiada. La capacidad permanente especifica lo que soportará un relevador bajo funcionamiento continuo en una temperatura ambiente de 40° C. Los relevadores de corriente poseen también la capacidad de tiempo corto (1 seg.), pues

están sujetos por lo común a sobrecorrientes momentáneas. Las sobrecorrientes menores que la capacidad de 1 seg. son permisibles para más de 1 seg., tanto más en cuanto el valor de $I^2 t$ no se exceda de la capacidad de 1 seg. Por ejemplo, si un relevador soporta 100 amp. por 1 seg., éste soportará $100/\sqrt{1/2}$ amp. por cada 2 seg.

La unidad instantánea soportará como capacidad permanente, 1.5 veces el valor de la mínima puesta en trabajo. Por ejemplo, un elemento instantáneo de rango 10-40 soportará $1.5 * 10 = 15$ amp. circulando permanentemente.

2.3. RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DE ESTADO SOLIDO

El desarrollo de los elementos semiconductores con un alto grado de confiabilidad como los transistores y tiristores (SCR), han llevado al diseño de relevadores de protección, los que utilizan estos componentes para producir las respuestas requeridas. Son extremadamente rápidos en su operación (1/4 ciclo), debido a no poseer partes móviles, como en el caso de los relevadores de disco de inducción.

Estos dispositivos (trifásicos y monofásicos),

suministran protección de fase o de tierra y están diseñados para operar a través de transformadores de corriente (5 amperios de corriente secundaria). Cada señal de corriente alimenta el primario de un transformador con varias tomas. El devanado secundario produce un voltaje a través de una resistencia de carga, el que es rectificado para ser aplicado a un circuito de estado sólido. Véase la Fig. 2.4.

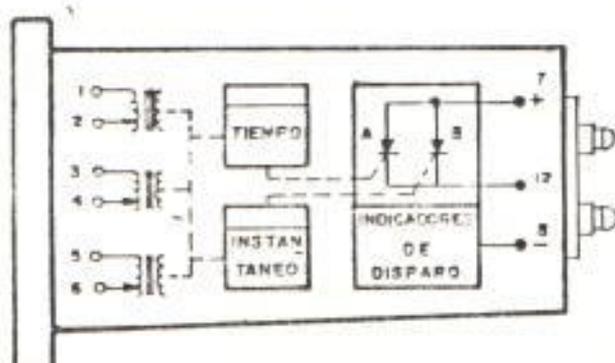


Fig. 2.4. Esquema elemental de un relevador de sobrecorriente de estado sólido.

El circuito de estado sólido es ajustado para la corriente de puesta en trabajo deseada, mediante la selección de la derivación, a través del número de vueltas del primario del transformador de tomas múltiples. La energización de la bobina de disparo

del disyuntor correspondiente, se produce mediante dos tiristores de salida; uno para la acción temporizada y otro para el circuito instantáneo.

Las curvas tiempo-corriente y los rangos de ajuste son similares a aquellos suministrados en los relevadores de disco de inducción.

2.4. TIPOS DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y SUS CURVAS CARACTERISTICAS

Los relevadores de sobrecorriente generalmente se encuentran disponibles de acuerdo a los valores nominales indicados en la Tabla III.

Tabla III
Gama* de Intensidades típicas para los Relevadores de Sobrecorriente

Rango	Derivaciones (Amp.)
0.5-2.5 (6 0.5-2)	0.5, 0.6, 0.8, 1, 1.2, 1.5, 2, 2.5.
1.5-6 (6 2-6)	1.5, 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 5, 6.
4-16 (6 4-12)	4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 16.

* Algunos modelos tienen rangos más extendidos.

Las características tiempo-corriente típicas para varios relevadores de disco de inducción CO (Mitsubishi), son mostradas en la Fig. 2.5. Estas nos dan el tiempo necesario para que los contactos

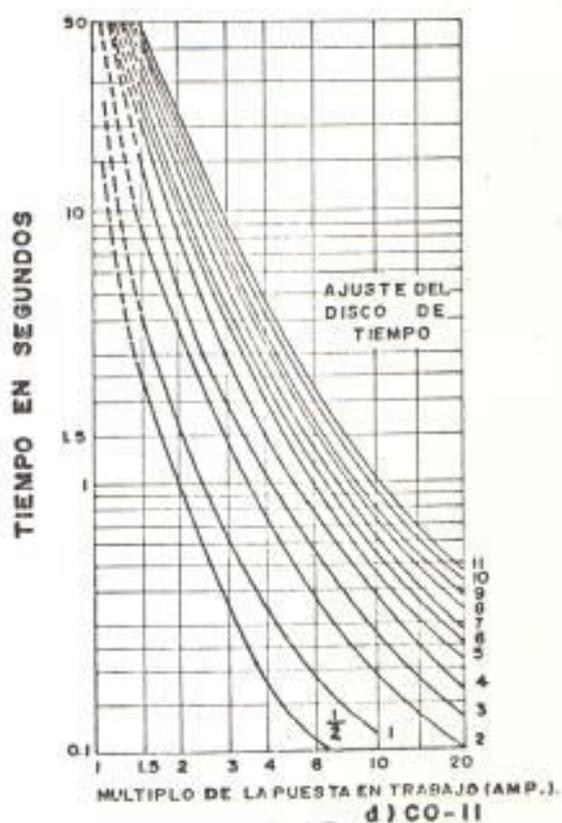
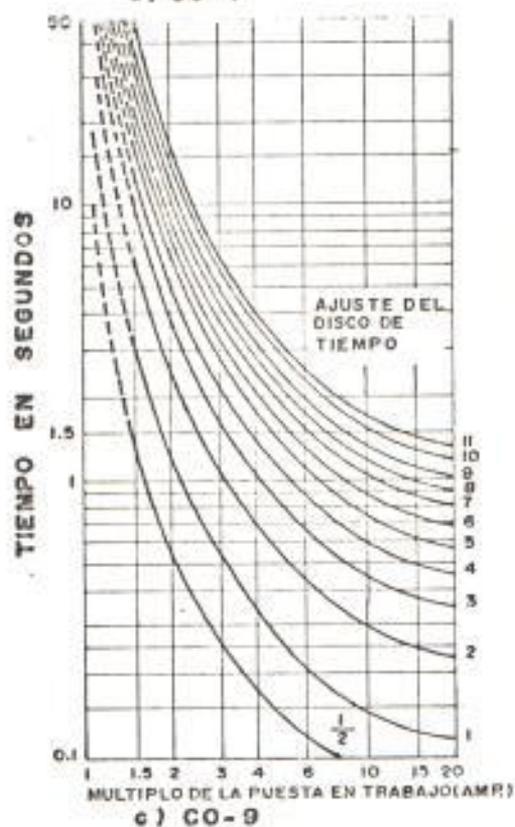
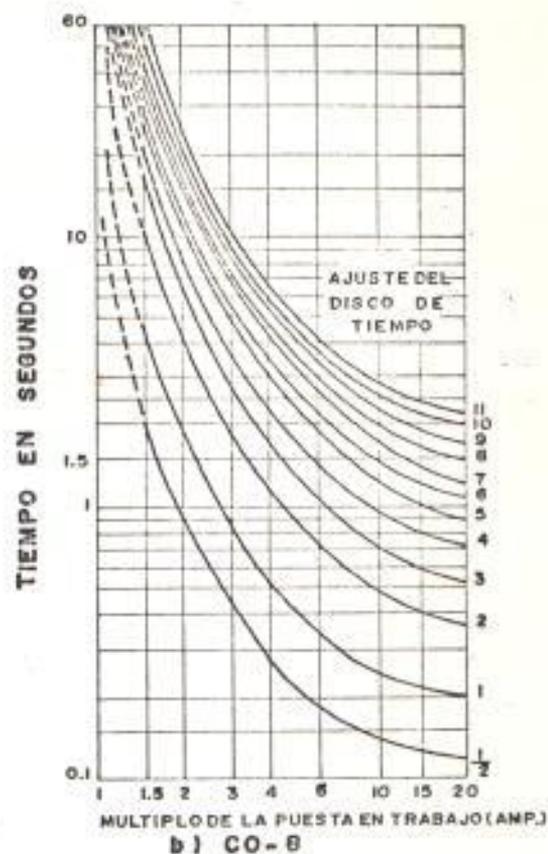
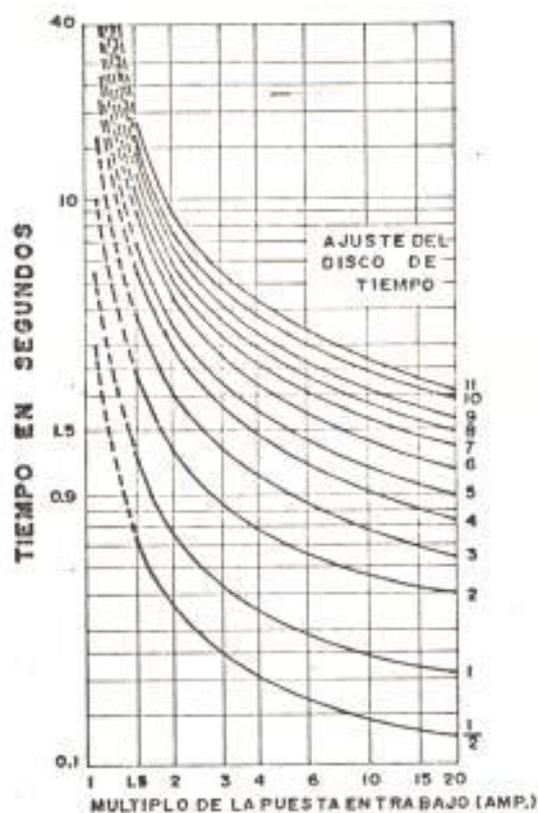


FIG. 2.5. CURVAS TÍPICAS DE TIEMPO DE LOS REVELADORES DE SOBRECORRIENTE CO.

de la unidad de inducción se cierran, para varios ajustes del disco de tiempo (1/2-11), cuando los indicados múltiplos de la puesta en trabajo son aplicados al relevador.

Otros relevadores disponibles son, la línea IAC (General Electric), CO (Westinghouse) y los de estado sólido I.T.E. (I.T.E. Electric).

Existe una variedad de curvas tiempo-corriente, siendo las más utilizadas las características: inversa, muy inversa y extremadamente inversa. En la Fig. 2.6., se han graficado con fines de comparación estos tres tipos de curvas, para un ajuste del disco de tiempo de 2.

La Tabla IV, nos suministra un listado de los relevadores de sobrecorriente con características equivalentes, para varios fabricantes.

El relevador de tiempo inverso es ampliamente usado en aplicaciones generales. Es mejor que los relevadores de característica muy inversa y extremadamente inversa, en sistemas donde hay gran variación en los niveles de la corriente de cortocircuito debido a la capacidad de generación del sistema en el momento de la falla. Su curva

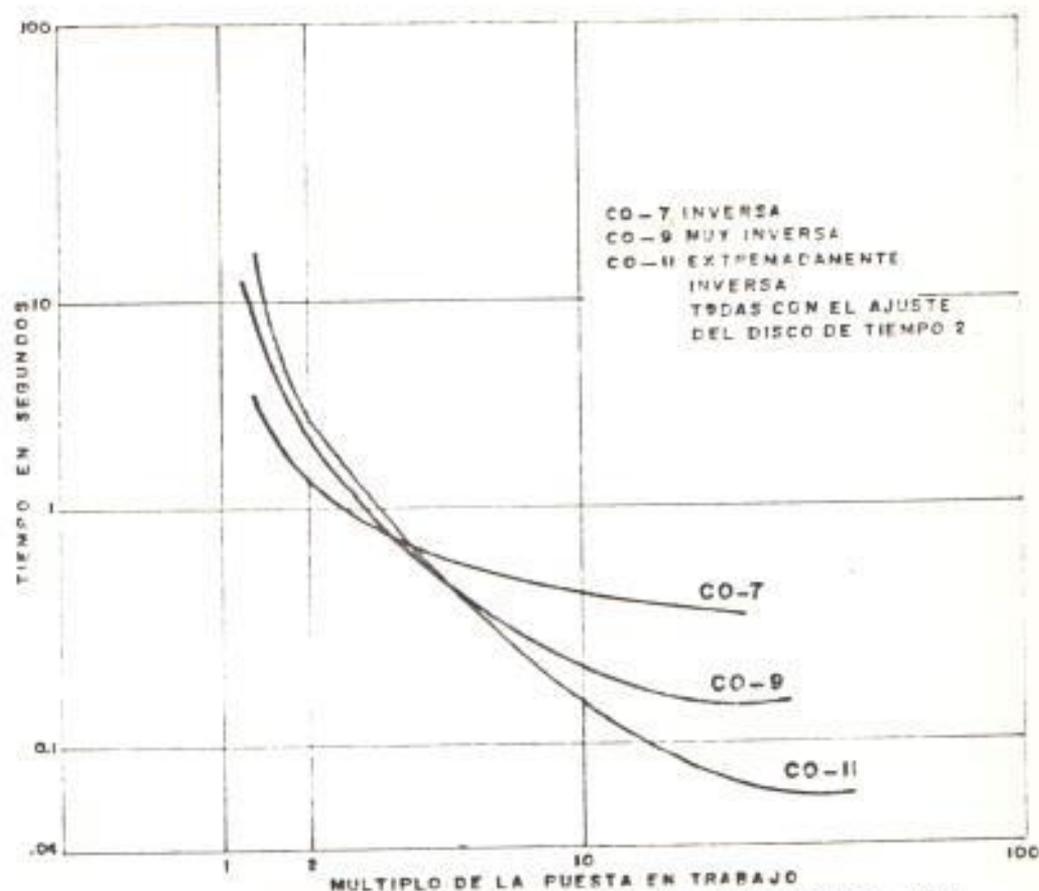


FIG. 2.6. TIPOS DE CARACTERÍSTICAS DE OPERACION DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Tabla IV
 Tipos de Relevadores con Características tiempo-corriente equivalentes

Fabricante	Tiempo Corto	Tiempo Largo	Tiempo Definido	Moderadamente Inversa	Inversa	Muy Inversa	Extremadamente Inversa
Westinghouse	CO-2	CO-5	CO-6	CO-7	CO-8	CO-9	CO-11
General Electric	IAC-55	IAC-66	-	-	IAC-51	IAC-53	IAC-77
Mitsubishi	CO-2	CO-5	CO-6	CO-7	CO-8	CO-9	CO-11
I.T.E. Electric*	ITE-51S	ITE-51L	ITE-51D	-	ITE-51E	ITE-51Y	ITE-51E

* Relevador de estado sólido.

relativamente plana, le permite una rápida operación sobre un amplio rango del valor de la corriente de cortocircuito.

El relevador de característica muy inversa tiene una curva más empinada, lo que lo hace más lento a valores bajos de corriente y más rápido sobre magnitudes altas de corriente de falla. No es adecuado para sistemas de capacidad de generación variable como el de tiempo inverso, pero lo es en sistemas alimentados por grandes compañías de suministro eléctrico, donde el nivel de la corriente de cortocircuito en un punto dado, es más o menos fijado por la impedancia del sistema hasta ese punto.

La característica extremadamente inversa los hace particularmente adecuados para la protección de los alimentadores primarios de distribución, donde es necesario poseer un relevador que permita el paso de elevadas corrientes iniciales de carga, que se producen cuando se vuelve a energizar un alimentador luego de una salida de operación y suministre además, una rápida operación cuando se necesite protección contra cortocircuito.

Los alimentadores de distribución, suministran

generalmente energía a un gran número de cargas de funcionamiento automático e intermitente, como bombas, frigoríficos, calentadores de agua, etc. En funcionamiento normal, el coeficiente de utilización global es muy bajo y la corriente total es inferior a la suma de las corrientes normales de todas las cargas. Sin embargo, después de que el alimentador haya estado fuera de servicio por un tiempo, todos los equipos se encuentran en la necesidad de arrancar y ponerse simultáneamente en funcionamiento, originándose una corriente total muy elevada, igual a la suma de las corrientes de arranque de todos los equipos. Los relevadores de protección deben tolerar esta sobrecarga durante cierto tiempo hasta que las diversas cargas vuelvan a sus valores normales. La característica extremadamente inversa es la más adecuada en estas aplicaciones.

2.5. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

2.5.1. Tipos y Características

La magnitud más utilizada en la protección mediante relevadores, es la corriente. Los niveles de voltaje y corriente de la mayoría de los sistemas eléctricos son demasiado

altos para ser aplicados directamente a los terminales de un relevador, por lo que es un procedimiento normalizado, medir estas corrientes a niveles bajos y seguros. Los transformadores de corriente (TC), transforman la corriente de línea a magnitudes de 5 amperios.

Los tipos más comunes de transformadores de corriente son: devanado primario, primario tipo barra, ventana y boquilla.

Los valores nominales más importantes que deben ser observados para su aplicación son:

Voltaje Nominal. _ Establece la clase de aislamiento del TC. Estos son capaces de operar continuamente con el 10 % por encima del voltaje primario nominal. Los voltajes normalizados para la mayoría de las aplicaciones industriales son: 600, 2500, 5000, 8700 y 15000 voltios.

Corriente Nominal. _ Debe ser igual o mayor que la corriente nominal del circuito en el cual el TC está siendo aplicado. Una corriente secundaria entre 3 o 4 amp., de

plena carga se considera adecuado.

Régimen Térmico de Tiempo Corto._ Es la corriente simétrica (r.m.s) primaria que puede circular por el TC durante 1 seg., con el devanado secundario en cortocircuito, sin exceder una temperatura especificada en los devanados.

Precisión._ El comportamiento de un relevador de protección depende de la precisión de transformación del TC. En vista de que los relevadores operan normalmente a niveles de corrientes varias veces la corriente nominal del TC, esta precisión se refiere a elevadas sobreintensidades.

La norma ANSI C57.13-1968, designa la clase de precisión de los transformadores de corriente por el uso de las letras C y T, y el número de clasificación. La letra C significa que el error de relación puede ser calculado, y la letra T, indica que puede ser determinado por pruebas. El número de clasificación se refiere al voltaje secundario que el TC puede entregar a una carga normalizada, con una corriente igual a

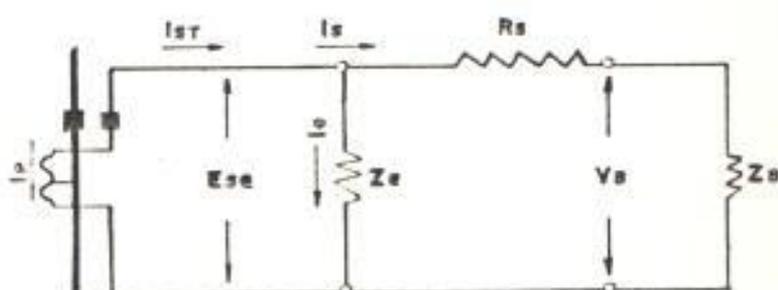
20 veces la corriente secundaria nominal, sin que exceda en 10 % el error de relación. Es decir, que el error de relación no será excedido más allá del 10 % a cualquier valor de corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal a valores inferiores de carga. Los voltajes normalizados son: 10, 20, 50, 100, 200, 400 y 800 voltios.

Por ejemplo, un transformador con una precisión C200, significa que el error de relación puede ser calculado y que no excede al 10 %, bajo cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal a una carga de $2A$ (volt. max. term. = $200\text{ v} = 20 \times 10\text{ amp.} \times 2A$).

2.5.2. Teoría del Transformador de Corriente

En un TC ideal, los amperios-vueltas del secundario deberan ser iguales a los amperios-vueltas del primario. Sin embargo, lo anterior no puede darse, ya que algunos amperios-vueltas del primario son requeridas para producir el flujo magnético en el núcleo del TC. De acuerdo a esto, en un TC real, el número de amperios-vueltas del

secundario es igual a los del primario menos los amperios-vueltas de excitación. Lo anterior nos lleva a un error de relación. La Fig. 2.7. nos muestra el circuito equivalente del TC.



- I_p : CORRIENTE PRIMARIA
- I_{ST} : CORRIENTE TOTAL PRIMARIA REFERIDA AL SECUNDARIO
- E_{sg} : VOLTAJE INDUCION EN EL SECUNDARIO
- Z_e : IMPEDANCIA DE MAGNETIZACION
- I_e : CORRIENTE DE EXCITACION
- I_s : CORRIENTE SECUNDARIA (HACIA LA CARGA)
- R_s : RESISTENCIA DEL SECUNDARIO DEL TC.
- V_s : VOLTAJE TERMINAL EN EL SECUNDARIO DEL TC.
- Z_B : CARGA DEL TC (IMPEDANCIA DE LOS CABLES DE INTERCONEXION MAS IMPEDANCIA DE CARGA)

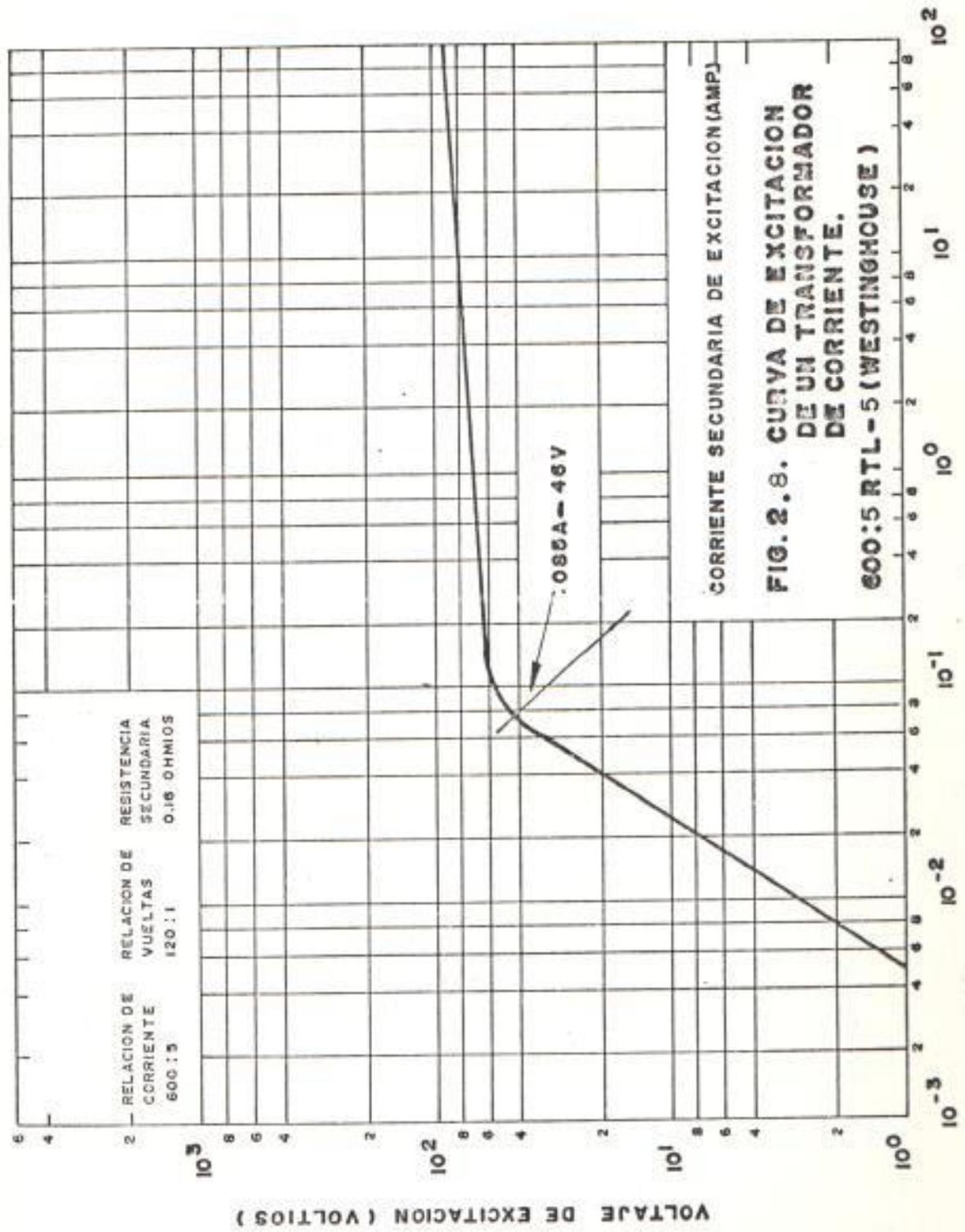
FIG.2.7. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

Un voltaje es requerido en el secundario de un TC para hacer circular una corriente a través de la impedancia de los relevadores de protección. Esta impedancia se conoce como carga del relevador. En condiciones normales, el voltaje es muy pequeño, pero

este se incrementa debido a una carga o a una corriente primaria elevada, por lo que el TC requiere más amperios-vueeltas del primario. Mientras más grande es la corriente de excitación requerida, mayor será el error de relación del TC.

Para un TC dado, la relación entre la corriente de excitación (I_e) y el voltaje secundario (E_s), es determinada por la curva de excitación secundaria. En estas curvas, la corriente de excitación requerida para mantener el voltaje secundario (E_s) se conoce como la corriente de excitación secundaria. En la Fig. 2.8., se ha graficado la curva de excitación para un TC tipo RTL-5 (Westinghouse) con una relación de 600/5. Las curvas típicas de excitación poseen curvas para los transformadores de corriente de varias relaciones sobre una misma hoja de papel log-log.

Un bajo nivel de corriente de excitación se requiere para mantener el voltaje secundario mientras el hierro no se sature. Si el voltaje secundario necesario es demasiado alto, el hierro se satura y la corriente de



excitación al crecer V_b , se incrementa rápidamente para cada ligero incremento de V_b . El error de relación crece en la región saturada del TC.

El comportamiento de un TC está relacionado con la impedancia (carga) del circuito secundario. La carga total incluye la impedancia de las bobinas de todos los relevadores e instrumentos de medida, la resistencia del cableado externo y la resistencia del devanado secundario del TC.

La carga de los relevadores de protección es una información suministrada por los fabricantes. Viene establecida en impedancia o en voltios-amperios a un factor de potencia, para cada derivación, y a 10 y 20 veces el valor de la corriente de cada derivación.

2.5.3. Selección de Transformadores de Corriente

En este numeral vamos a considerar los fundamentos para la selección de los transformadores de corriente y la manera de

determinar su precisión.

La selección de la relación del TC está basada en la corriente de carga máxima en el primario (línea). La corriente secundaria a la carga indicada no debe exceder la corriente nominal (5 amp.). En base a esto, es adecuado que a la máxima corriente de carga primaria, la corriente secundaria se encuentre en el rango de 2.5 a 3.5 amp. Es decir que, la corriente en el primario debe estar alrededor de los $2/3$ del valor nominal del primario del TC.

Con el objeto de aclarar lo indicado y para proceder a determinar su precisión en una aplicación, veamos el siguiente ejemplo:

Se asume que se tiene un circuito cuya máxima corriente de carga en alta tensión es de 350 amp. La corriente de falla en el punto donde se quiere seleccionar el TC es de 6700 amp. trifásicos simétricos.

Carga (relevadores y amperímetros) conectada al TC a 10 veces la corriente nominal:

Unidad de inducción	358 va
Unidad instantánea	45 va
Amperímetro	50 va
Resistencia de los cables de interconexión	0.08 ohmios

Para 350 amp. como corriente de carga:

$$350/0.67 = 522 \text{ amp.}$$

Se selecciona entonces, un TC de relación 600/5 (por el amperímetro circulará 2.92 amp. a plena carga), con una resistencia secundaria de 0.16 ohmios. Usar curva de excitación de la Fig. 2.8.

- Corriente secundaria máxima.

$$\begin{aligned} \text{Corriente de falla en secundario} &= \frac{6700}{600/5} \\ &= 56 \text{ amp.} \\ & \text{(11 veces la corriente nominal)} \end{aligned}$$

- Carga secundaria total.

Relevador más amperímetro = 453 va. a 10 veces la corriente nominal.

$$Z_{r+a} = 453/(50)^2 = 0.1812 \text{ ohmios.}$$

Resistencia secund. del TC. = 0.16 ohmios.

Resistencia de cable de interconexión. = 0.08 ohmios.

Z_{r+a} . = 0.1812 ohmios.

 = 0.4212 ohmios.

- Determinación del voltaje secundario del TC.

$$E_s = 56 \text{ amp.} * 0.4212 \text{ ohmios.}$$

$$E_s = 23.6 \text{ voltios.}$$

- La corriente de excitación para $E_s = 23.6$ voltios, según la curva de excitación:

$$I_e = 5 * 10^{-2} = 0.05 \text{ amp. (en el secundario)}$$

$$\text{Error de relación (\%)} = 0.05 * 100 / 56 = 0.09 \%$$

Se ve que, de acuerdo a lo calculado, cuando el voltaje de excitación está por debajo del ángulo de la curva de excitación, el núcleo no está saturado y el error en la precisión es despreciable.

En virtud de lo expuesto, la magnitud de la corriente de falla y la carga (relevadores), tienen un efecto significativo sobre el comportamiento del TC. La carga (impedancia) de los relevadores cambian con la magnitud de la corriente de falla; por lo que, deben usarse los voltios-amperios o impedancias de los relevadores a elevadas magnitudes de corriente.

2.6. APLICACION DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

La protección por relevadores puede ser clasificada en dos grupos: la protección primaria y la protección de respaldo. La protección primaria debe operar primero para despejar una falla del sistema, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo se dan cuando falla la protección primaria.

Para definir las áreas de protección asociadas con la protección primaria por relevadores, en el sistema industrial de la Fig. 2.9., se indican varias áreas junto con los disyuntores conectados a cada elemento eléctrico del sistema. En ella, se observa que es posible desconectar por falla, cualquier equipo mediante la apertura de uno o más disyuntores. Por ejemplo, cuando una falla ocurre en la línea L1, la falla está dentro del área de protección A, y debe ser despejada por los relevadores primarios que operan el disyuntor 1. Asimismo, una falla en la barra 1, está dentro del área de protección B y debe ser despejada por los relevadores que operan el disyuntor 2. Si éste falla y el equipo en cortocircuito permanece conectado al sistema, la protección de respaldo suministrada por el disyuntor 1 debe funcionar.

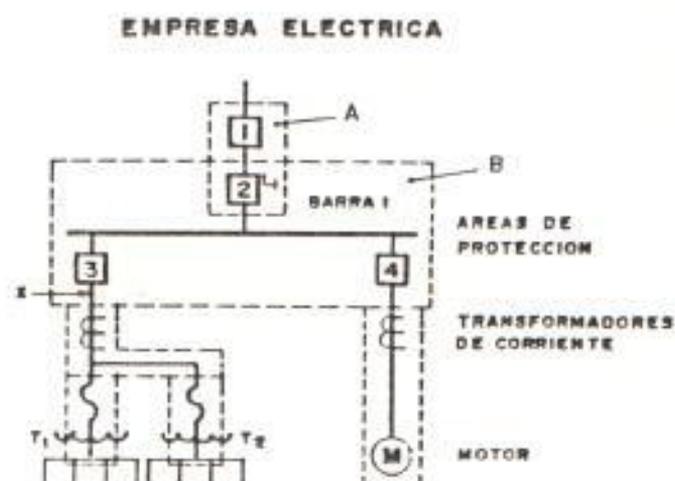


Fig. 2.9. Áreas de protección en un sistema eléctrico.

La Fig. 2.9., nos ilustra acerca de los principios básicos de la protección primaria por relevadores, con áreas de protección establecidas alrededor de cada elemento del sistema. Cualquier falla en los equipos dentro de un área dada causará el disparo de todos los disyuntores que suministran potencia a esa área.

Para asegurar que todas las fallas dentro de un área dada, operarán los relevadores de esa zona; los transformadores de corriente asociados con esa zona deben ser colocados sobre el lado de línea de cada disyuntor de tal manera que, el disyuntor sea una parte de dos zonas adyacentes. Esto es conocido

como superposición.

En circuitos radiales, las consecuencias de la pérdida de la superposición no es muy importante. Por ejemplo, para una falla en X sobre el lado de carga del disyuntor 3, entre éste y los transformadores de corriente; los relevadores del disyuntor 3 no verán la falla, por lo que el disyuntor de respaldo 2 deberá despejar la falla y consecuentemente interrumpirá el servicio a otras áreas del sistema. Cuando los transformadores de corriente están localizados dentro de las boquillas de los disyuntores, la cantidad de circuitos expuestos a este problema se minimiza.

En la aplicación de relevadores a sistemas industriales, debe ser considerada la seguridad, simplicidad, confiabilidad, mantenimiento y el grado de selectividad requerido.

En los sistemas a analizar, se va a asumir que:

- a) todos los disyuntores son capaces de interrumpir las corrientes de falla máximas, b) los conductores deberán soportar las corrientes de falla, sin averiarse, por el tiempo suficiente para permitir a los relevadores de protección despejar la falla, c) el control de los disyuntores es suministrado

mediante una fuente de corriente directa, d) el voltaje primario del sistema es 13200 voltios y el neutro puesto a tierra.

Uno de los sistemas industriales más simples, consiste en un disyuntor principal en la línea de alta tensión de acometida, un banco de transformadores de reducción, desde el voltaje de línea de la empresa de suministro eléctrico al voltaje de utilización de la industria, y un tablero de distribución en el lado secundario desde donde parten varios circuitos protegidos ya sea por disyuntores o fusibles, según la Fig. 2.10.



Fig. 2.10. Esquema de protección con relevador de sobrecorriente en el primario.

La protección del sistema entre la línea de entrada y los disyuntores ubicados sobre el secundario del transformador, consiste normalmente en la

utilización de relevadores de sobrecorriente; generalmente dos o tres relevadores para la protección de fallas entre fases y otro para la protección de fallas a tierra (conexión de corriente residual). Preferentemente deberán tener las mismas características tiempo-corriente de los relevadores de la empresa de servicio eléctrico para facilitar la coordinación. Si son de disco de inducción deberán tener además elemento instantáneo para operar a elevadas corrientes de falla.

Las curvas tiempo-corriente para los elementos de protección de bajo voltaje, así como la información referente a capacidades nominales y corriente de arranque de motores deben ser obtenidas para que los relevadores primarios sean ajustados para una completa protección y coordinación. En el sistema indicado podemos observar la aplicación de la protección primaria y de respaldo. Una falla en un alimentador secundario deberá ser despejada por el elemento de protección correspondiente; sin embargo, si éste falla, el relevador que opera el disyuntor A sensará la falla y ordenará su despeje.

El sencillo sistema anterior puede ser expandido mediante una derivación del alimentador primario y suministrar protección mediante fusibles para el

primario de cada banco de transformadores, según se muestra en la Fig. 2.11.

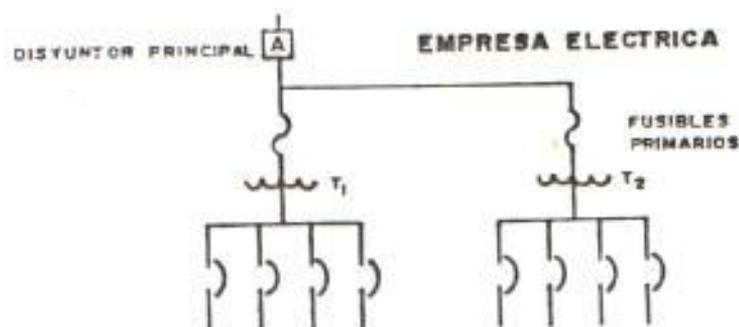


Fig. 2.11. Esquema de protección con relevadores y fusibles en el primario.

Se observa que se ha formado un área de protección adicional. Todas las fallas en los alimentadores secundarios deberán ser despejadas por los disyuntores respectivos, mientras que las fallas entre barras y el transformador serán despejadas por los fusibles primarios. Estos también deberán actuar como protección de respaldo para fallas que no son despejadas por los elementos de protección secundarios. Las fallas en el alimentador primario provocarán la operación del disyuntor A, el cual sirve a su vez como respaldo para los fusibles primarios.

Con los conocimientos previos, es posible establecer áreas de protección y seleccionar los relevadores para sistemas más complicados como el

graficado en la Fig. 2.12.

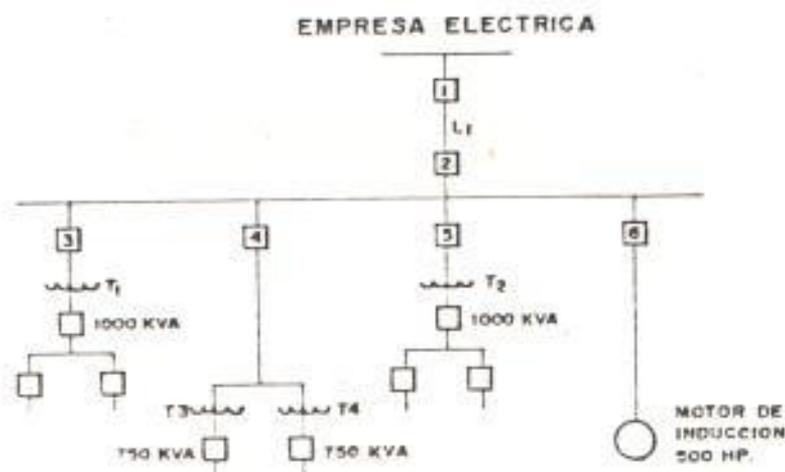


Fig. 2.12. Esquema de protección para una planta industrial típica.

Los requerimientos de la empresa suministradora de energía indican que los relevadores para el disyuntor 1, deberán tener características muy inversas sin disparo instantáneo. Lo anterior permitirá un sistema selectivo, asumiendo disparo instantáneo para las fallas en los alimentadores a 13200 voltios. Los relevadores para el disyuntor 2 deben ser similares a los del disyuntor 1, pero con más bajo ajuste de tiempo o de la puesta en trabajo. Los transformadores de corriente tendrán usualmente la misma relación para ambos disyuntores.

Para proteger los transformadores alimentados a

través de los disyuntores 3, 4, y 5, los relevadores a usarse serán similares al disyuntor 2, pero con elemento instantáneo. Debido a la insignificante diferencia de impedancia entre el disyuntor 2 y los disyuntores 3, 4, y 5, los transformadores de corriente para éstos serán de más baja relación o más bajos los ajustes de tiempo de sus relevadores.

La razón para sugerir que los relevadores en el sistema tengan las mismas características que aquellos ubicados en la línea de acometida, es la de facilitar la coordinación. Es difícil coordinar relevadores con diferentes características, y de poder lograrlo, se produce una reducción en la selectividad.

La protección del motor de 500 HP contra cortocircuitos, puede ser suministrada por los relevadores instantáneos en dos fases y un relevador de tiempo inverso para fallas a tierra. Un relevador de tiempo inverso (tiempo largo), en la tercera fase, ajustado alrededor del 150 % de la corriente de plena carga del motor, puede ser usado para protegerlo contra sobrecargas y corrientes de rotor bloqueado.

Para fallas en el secundario de los transformadores el elemento de tiempo muy inverso, suministrará protección de respaldo y será selectivo con los fusibles y disyuntores secundarios. Las fallas en el devanado primario de los transformadores y en los conductores a 13200 voltios serán despejadas por los elementos instantáneos de los relevadores de corriente. Los relevadores aplicados en los disyuntores de acometida ofrecerán una adecuada protección de respaldo para los disyuntores 3, 4, 5 y 6, para fallas en los transformadores y conductores.

2.7. COORDINACION MEDIANTE CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Cuando dos relevadores de disco de inducción son ajustados para coordinar para la corriente de falla máxima, serán selectivos para valores menores de corriente de falla, si ambos poseen la misma característica tiempo-corriente y si la puesta en trabajo del relevador más lento es más alta que la del relevador más rápido. Si lo último no ocurre, es decir, si la puesta en trabajo es más baja, las curvas tiempo-corriente de los relevadores se cruzarán en algún valor más bajo de corriente de

falla, por lo que el relevador ajustado para operar más lento lo hará más rápido para todas las corrientes bajo ese valor.

Con el objeto de ilustrar lo anterior y de resaltar la importancia de la graficación de las curvas tiempo-corriente, para la coordinación de relevadores y otros elementos en serie, el ejemplo de la Fig. 2.13. es analizado. Se asume que la empresa de suministro eléctrico mantiene un nivel de cortocircuito de 250 Mva y que no hay contribución de corriente hacia la falla de motores conectados al sistema de 2.4 Kv. De acuerdo a lo anterior, la corriente de cortocircuito máxima a 2.4 Kv es de 20000 amp. simétricos y a 13.8 Kv., es de 10460 amp. (60000 amp. en el lado de 2.4 Kv). Se asume además que, el ajuste del relevador final en la serie es de 0.5 seg. (a 20000 amp.).

Los tres conjuntos de relevadores a 2.4 Kv fueron coordinados realizando sus ajustes con un margen de tiempo entre ellos, de 0.4 seg. (los márgenes de tiempo para coordinación serán analizados en detalle en el numeral 2.8.), para la máxima corriente de falla (20000 amp.). Luego el conjunto de relevadores A, en el sistema de 13.8 Kv., fue coordinado con los del sistema a 2.4 Kv. con la

misma magnitud de corriente de falla (3480 amp. a 13.8 Kv.), debido a que esta es la corriente que los relevadores en A, ven durante una falla en lado de 2.4 Kv.

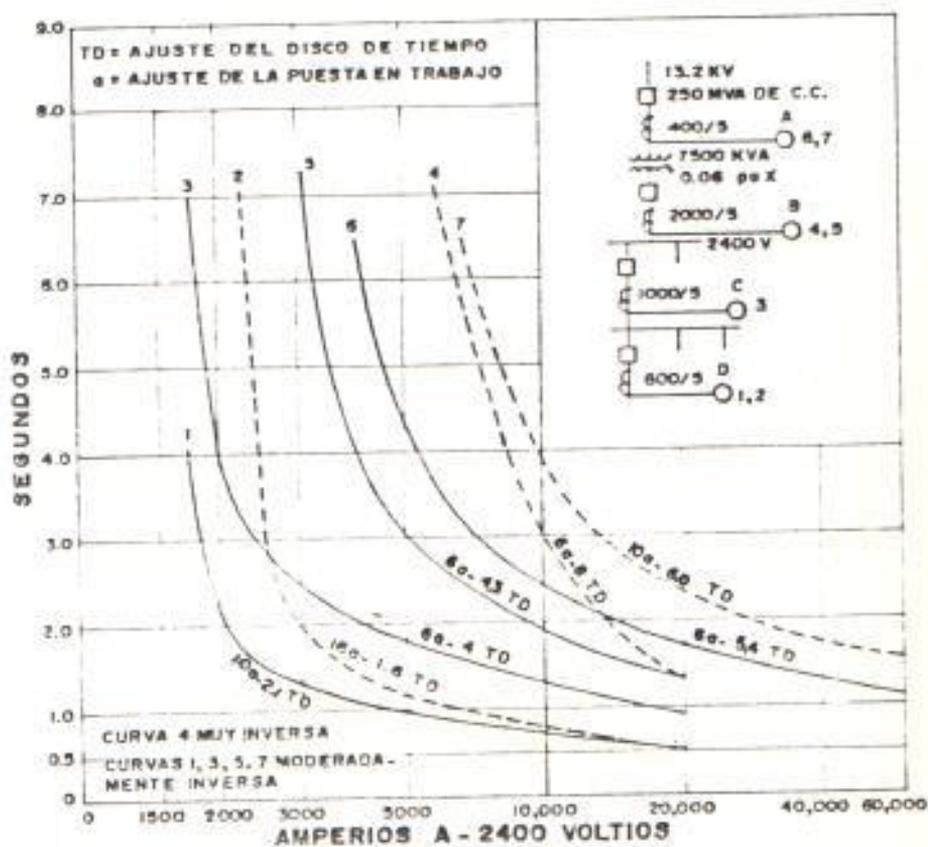


Fig. 2.13. Selección de curvas tiempo-corriente y ajustes de relevadores en un sistema industrial.

Tal como se indica en la Fig. 2.13., el ajuste tiempo-corriente para el relevador D, puede ser la curva 1 o la curva 2: que satisfacen los requerimientos de 0.5 seg. para 20000 amp. Sin embargo, la curva 2 es más lenta y menos sensible

que la curva 1, a lo largo de todo su rango. Además, la curva 2 se cruza con la 3, la que representa el ajuste deseado para el relevador C; por lo que se requiere hacer menos sensible a C para que sea selectivo con D. Se concluye entonces, que la curva 2 para el ajuste de D, reducirá la protección de cortocircuito dada ya sea por C o D.

Las curvas 4, 5, 6 y 7 nos muestran lo que sucedería si el relevador B tuviera una característica muy inversa en lugar de la inversa que poseen los otros relevadores. La curva 4 cumple los requerimientos de que sea 0.4 seg. más lenta que la curva 3 para los 20000 amp. de falla. También la curva 6 satisface que el relevador A, sea 0.4 seg. más lenta que B para una falla de 20000 amp. en el sistema de 2.4 kv.

Analizando lo anterior, observamos que, la característica muy inversa de B (Curva 4), se cruza con la curva 6 del relevador A a elevadas magnitudes de corriente de falla, de tal forma que, la secuencia en el disparo de los disyuntores puede ser alterada. Para este circuito, lo indicado no es muy serio ya que el disparo de cualquiera de los dos disyuntores, dejaría todo el sistema fuera de operación, pero no nos da la opción de indicarnos

donde se ha producido la falla.

Si se mantiene la característica muy inversa del relevador B, el ajuste de A debe ser incrementado en tiempo y hacerlo menos sensible (Curva 7), para que sea selectivo con B. Esto provocaría grandes daños durante una falla, además de que la protección de respaldo que B puede suministrar a C es muy pobre (Curvas 3 y 4).

Lo expuesto nos indica que el relevador B, debe tener una característica inversa (Curva 5), la que permitirá a A y B ser más rápidos y sensibles, ofreciendo una mejor protección al sistema. Cuando deba escogerse entre dos combinaciones de puesta en trabajo y ajuste de tiempo, para obtener una operación deseada con la máxima corriente de falla; es preferible la combinación con más baja corriente y más alto ajuste de tiempo. La razón es que este ajuste sea más sensible y rápido en magnitudes más bajas de corrientes de cortocircuito. (Curvas 1 y 2 de la Fig. 2.13.).

Relevadores Instantáneos. Cuando dos disyuntores en serie tienen relevadores de sobrecorriente con elemento instantáneo, su selectividad depende sólo del ajuste de su puesta en trabajo. Por esta razón,

deben ser ajustados de tal manera que, el más cercano a la fuente o punto de alimentación no operará cuando la máxima corriente de falla asimétrica circula a través del otro disyuntor. Esto sólo es posible si existe suficiente impedancia en el circuito entre los dos disyuntores en serie, lo que ocasiona que las magnitudes de las corrientes de falla en puntos más adelante de ambos disyuntores sean menores que las magnitudes de las corrientes de cortocircuito cercanas al disyuntor del lado de la fuente, de tal manera que este último pueda determinar la localización de la falla. Si la diferencia de impedancia es insignificante, es imposible obtener la operación selectiva con relevadores instantáneos; por lo que se debe escoger entre, tolerar la apertura de ambos disyuntores o eliminar la operación del relevador más cercano a la fuente.

Usualmente, la impedancia de un transformador es suficiente para lograr selectividad entre un relevador instantáneo de un alimentador primario y el disparo instantáneo de un disyuntor secundario de baja tensión.

Los relevadores instantáneos no pueden ser coordinados en sistemas con longitudes cortas de

alimentadores, debido que la impedancia es reducida para suministrar la diferencia de corriente necesaria. En estos sistemas, es preferible usar los relevadores instantáneos en el terminal (En barras) del alimentador. Esto permitirá selectividad en el disparo ante cualquier falla en ellos, mientras que la aplicación de relevadores instantáneos en el disyuntor principal, provocará su operación ante cualquier falla, dejando fuera de servicio todos los alimentadores.

2.8. MARGENES DE TIEMPO PARA EL USO CON RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DE DISCO DE INDUCCION

Cuando se grafican las curvas de coordinación, ciertos intervalos o márgenes de tiempo, deben ser mantenidos entre las curvas características de varios elementos de protección, con el objeto de asegurar su correcta operación en secuencia. Estos márgenes son requeridos debido a, la sobrecarrera de los relevadores, las curvas de daños de fusibles y a la velocidad de operación de los disyuntores.

Cuando se coordinan relevadores de tiempo inverso, el margen de tiempo es usualmente de 0.3-0.4 seg. cuyo desglose es:

- Tiempo de apertura de los disyuntores de 5 ciclos. (Ajustes en este tiempo deben ser realizados para disyuntores con otro tiempo de apertura) 0.08 seg.

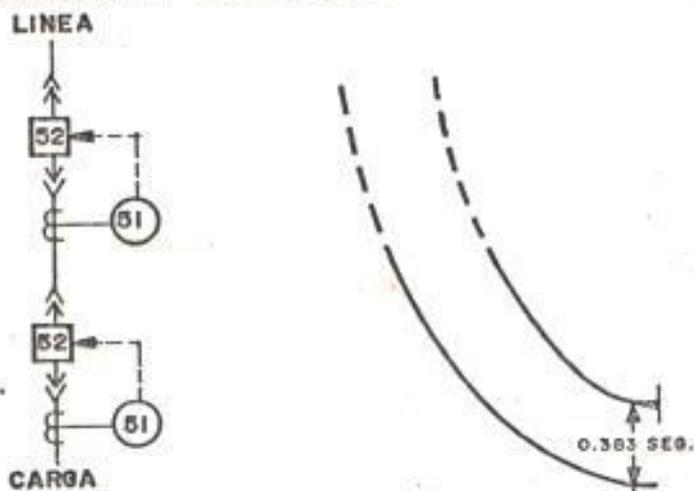
- Sobrecarrera del disco de inducción 0.10 seg.

- Factor de seguridad 0.12-0.22 seg.

Este margen puede ser reducido si las pruebas de campo de relevadores y disyuntores indican que el sistema todavía es selectivo con estos nuevos márgenes. La sobrecarrera para los relevadores con características muy inversa y extremadamente inversa es menor que en los de tiempo inverso, permitiendo una reducción del margen a 0.3 seg. Cuando son aplicados los elementos de estado sólido, la sobrecarrera es eliminada por lo que el margen de tiempo puede ser más corto.

En las Figuras 2.14.a. hasta 2.14.g., se indican de forma gráfica la aplicación de estos márgenes de tiempo mínimos que deben ser mantenidos entre las curvas para todos los valores de corriente.

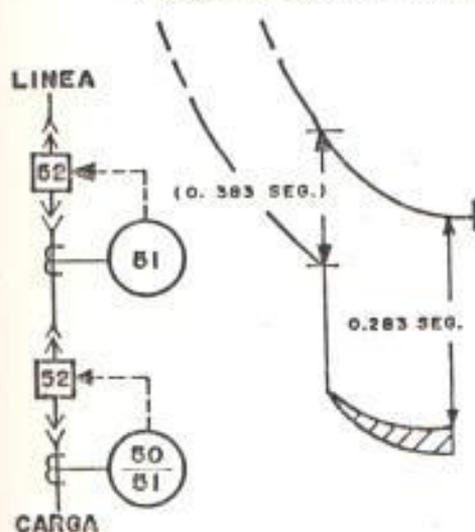
a) RELEVADOR — RELEVADOR.



EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE :

- .083S TIEMPO DE APERTURA DEL DISYUNTOR (5 CICLOS)
- .10 S SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION.
- .20S FACTOR DE SEGURIDAD.

- b) RELEVADOR-RELEVADOR CON ELEMENTO INSTANTANEO.
EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE :
- .83S-TIEMPO DE APERTURA DEL DISYUNTOR (5 CICLOS)
 - .10S - SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION.
 - .10S- FACTOR DE SEGURIDAD.(.2S PARA RELEVADOR-RELEVADOR.)



c) RELEVADOR-DISYUNTOR DE BAJA TENSION

- EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE :
- .10S-SOBRECARRERA DEL DISCO DE INDUCCION
 - .10S- FACTOR DE SEGURIDAD.

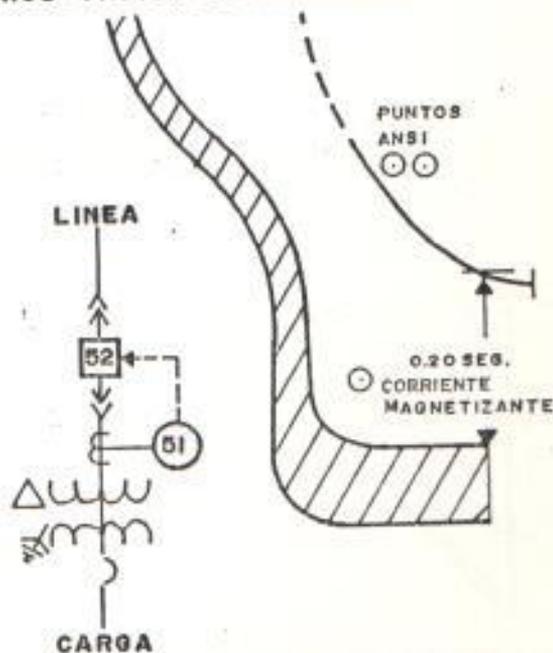
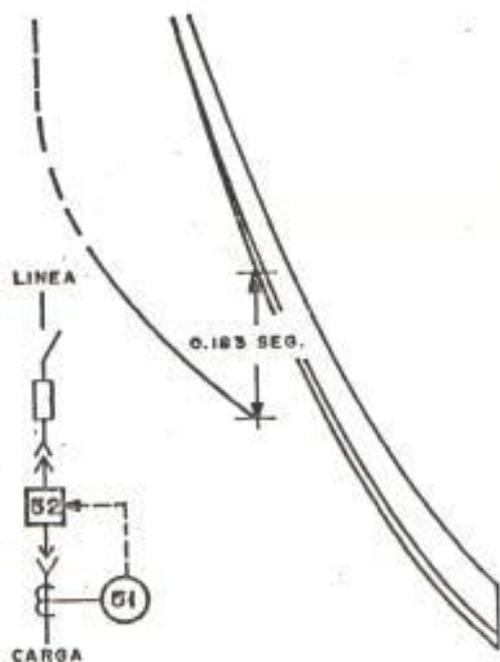


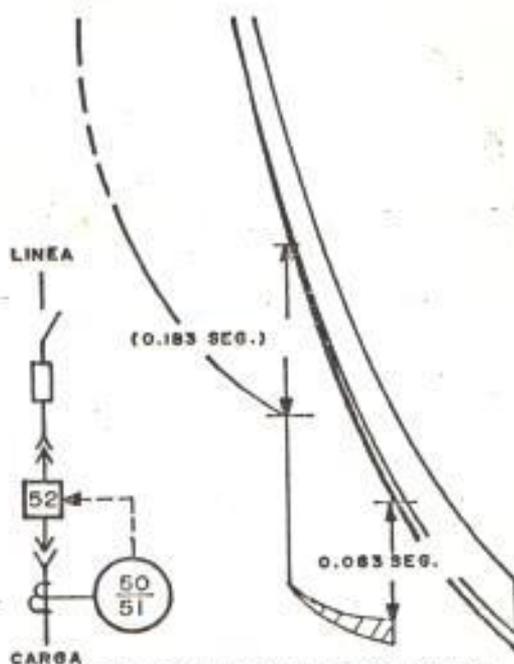
FIG. 2.14. MARGENES DE TIEMPO PARA USO CON RELEVADORES DE DISCO DE INDUCCION.

d) FUSIBLE - RELEVADOR



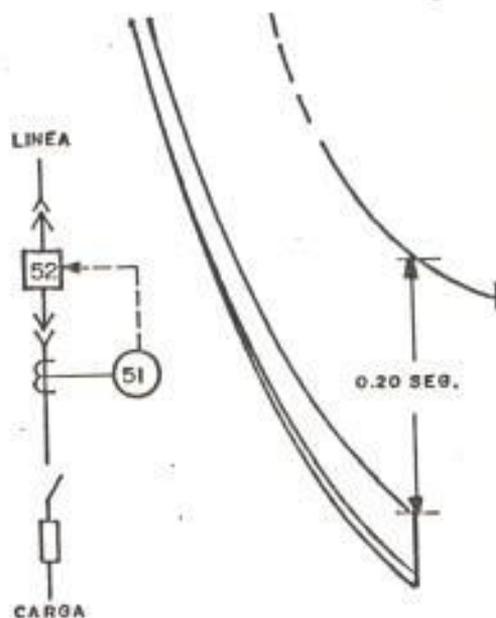
EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
 .005 TIEMPO DE APERTURA DEL
 DISYUNTOR (5 CICLOS)
 .105 FACTOR DE SEGURIDAD

e) FUSIBLE - RELEVADOR CON ELEMENTO INSTANTANEO



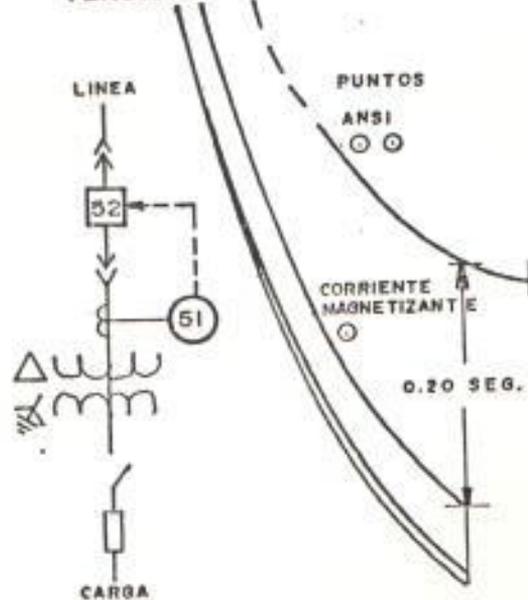
EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
 .975 TIEMPO DE APERTURA DEL
 DISYUNTOR (5 CICLOS)
 .105 FACTOR DE SEGURIDAD PARA
 FUSIBLE - RELEVADOR.

f) RELEVADOR - FUSIBLE.



EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
 .105 SOBRECARRERA DEL DISCO
 DE INDUCCION.
 .105 FACTOR DE SEGURIDAD.

g) RELEVADOR - FUSIBLE DE BAJA TENSION



EL MARGEN DE TIEMPO INCLUYE:
 .105 SOBRECARRERA DEL DISCO
 DE INDUCCION
 .105 FACTOR DE SEGURIDAD.

CAPITULO III

FUSIBLES

3.1. CARACTERISTICAS BASICAS DE LOS FUSIBLES

El fusible es definido por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA), como "un dispositivo que protege un circuito, mediante la apertura o fusión de su elemento en respuesta a una corriente, cuando un cortocircuito o sobrecorriente circula a través de él. El elemento fusible se funde en un tiempo que varía inversamente con la magnitud de corriente que circula a través del fusible. Las características tiempo-corriente dependen de la capacidad y del tipo de fusible.

Poseen dos características importantes, las cuales los convierten en elementos muy utilizados en esquemas de protección. Casi todos los tipos de fusibles poseen alta capacidad de interrupción, además de que algunos son limitadores de corriente. Estas características, sumadas al hecho de que su costo es mucho menor que otros elementos de protección, justifican su continua aplicación.

La ventaja de la característica correspondiente a la alta capacidad de interrupción es evidente, no así el significado de su función limitadora de corriente, la que será explicada en detalle más adelante. El fusible, cuando las magnitudes de las corrientes de falla están dentro de su rango limitador de corriente, limitan la corriente máxima a un valor de corriente, mucho menor que la magnitud máxima que se produciría si el fusible fuera reemplazado por un tramo de conductor de la misma impedancia.

De la misma forma que otros elementos de protección, el uso de fusibles tiene sus ventajas como sus desventajas.

Algunas importantes desventajas son:

- Es un elemento de operación monofásica. Sólo el fusible en la fase o fases sujetas a sobrecorriente operarán para desenergizar la fase o fases del circuito o equipo en que ha ocurrido una falla.
- Las curvas características tiempo-corriente de los fusibles son fijas (no ajustables).

- Los fusibles por sí mismos, no constituyen elementos de desconexión y de interrupción de fallas, por lo que deben ser usados en conjunto con otro equipo, el cual puede ser un interruptor de seguridad.
- En los fusibles limitadores de corriente, su curva tiempo-corriente es casi vertical, lo que dificulta la coordinación.
- Luego de haber interrumpido una sobrecorriente, debe ser reemplazado antes de restablecer el servicio eléctrico.

3.2. TIPOS Y CAPACIDADES DE LOS FUSIBLES DE BAJA TENSION

Los fusibles de baja tensión son aplicados según sus valores nominales de corriente, voltaje y capacidad de interrupción, que no deben ser excedidos. Además, algunos fusibles son dimensionados de acuerdo a su capacidad de limitadores de corriente, según normas establecidas por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) y Laboratorios Underwriters (UL). La corriente nominal de un fusible es la máxima corriente continua o alterna (valor eficaz), en amperios, a la frecuencia nominal, que puede

circular por él, sin exceder los límites especificados de elevación de temperatura.

En los fusibles de baja tensión, el rango disponible de valores nominales de corriente varía desde los miliamperios hasta los 6000 amperios.

El voltaje nominal de un fusible es el máximo voltaje alterno o continuo, bajo el cual el fusible está diseñado para operar. Los valores nominales de los fusibles de baja tensión son 600, 300, 250, ó 125 voltios.

La capacidad de interrupción es el máximo valor de la corriente de cortocircuito al voltaje nominal, que el fusible puede interrumpir de manera segura. Los fusibles de baja tensión tienen capacidad de interrupción de 10000, 50000, 100000, ó 200000 amperios eficaces de corriente simétrica.

El Código Nacional Eléctrico (NEC) reconoce dos categorías de fusibles de baja tensión:

Fusibles Tapones. Se fabrican en tres tipos: tipo ordinario, de acción retardada y tipo S. Las capacidades normales son 15, 20, 25 y 30 amp. También se fabrican de 1, 2, 3, 5, 6, 8 y 10 amp.

Deben utilizarse solamente en circuitos cuya tensión no sea superior a 125 voltios o en sistemas con neutro a tierra, donde ningún conductor tenga una tensión superior a 150 voltios respecto a tierra.

De acuerdo a las normas de Laboratorios Underwriters (UL), para que un fusible de este tipo sea registrado por ellos, deberán ser capaces de interrumpir corrientes de falla, hasta de 10000 amp. eficaces de corriente simétrica y para que sean registrados como de acción retardada deberán tener un tiempo mínimo de apertura de 12 seg., con una sobrecarga del 200 %.

Fusibles de Cartucho. Los fusibles de cartucho y sus portafusibles son clasificados por el Código Nacional Eléctrico (NEC) de acuerdo a lo indicado en la Tabla V.

La Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) y Laboratorios Underwriters (UL) han establecido normas para la clasificación de fusibles mediante letras. Esta forma de clasificación asigna la capacidad de interrupción, dimensiones, condición de limitador de corriente y máxima energía de fusión.

Tabla V
Clasificación de Fusibles y Portafusibles de
acuerdo a valores de corriente y voltaje

	0-600 A		601-6000 A
250 V o menos (amperios)	300 V o menos (amperios)	600 V o menos (amperios)	600 V o menos (amperios)
0-30	0-15	0-30	601-800
31-60	16-20	31-60	801-1200
61-100	21-30	61-100	1201-1600
101-200	31-60	101-200	1601-2000
201-400		201-400	2001-2500
401-600		401-600	2501-3000
			3001-4000
			4001-5000
			5001-6000

La clasificación, de acuerdo a lo anteriormente indicado es la siguiente:

Fusibles Clase G (0-60 amp.). Son dimensionados para 300 voltios y se usan principalmente en sistemas 480/277 voltios (estrella puesta a tierra), conectados entre fase y tierra. Están disponibles hasta 60 amp. como corriente nominal y tienen capacidades de interrupción de 100000 amp. eficaces de corriente simétrica. Sus dimensiones para 15, 20, 30 y 60 amp. son diferentes en longitud, por lo que los portafusibles diseñados para determinado tamaño rechazan los fusibles de mayor valor nominal. Son considerados como de acción retardada si abren un circuito en un tiempo mínimo de 12 seg., con una sobrecarga del 200 %.

Fusibles Clase H (0-600 amp.)._ Se construyen para 600 ó 250 voltios con una capacidad de interrupción de 10000 amp. eficaces de corriente simétrica y no son limitadores de corriente.

Se clasifican según sean recambiables y no recambiables. Para que sean considerados de acción retardada, los fusibles clase H no recambiables deben tener un tiempo mínimo de apertura de 10 seg., con una sobrecarga del 500%.

Fusibles Clase J (0-600 amp.)._ Esta clase de fusibles poseen dimensiones específicas, siendo de menor tamaño que los fusibles Clase H-600 voltios, por lo que éstos no pueden ser instalados en portafusibles contruidos para fusibles Clase J.

Son limitadores de corriente y poseen capacidad de interrupción de 200000 amp. eficaces de corriente simétrica. No están registrados como de acción retardada por Laboratorios Underwriters.

Fusibles Clase K (0-600 amp.)._ Tienen las mismas dimensiones que los fusibles Clase H, pero poseen capacidades de interrupción superiores a 10000 amp. (50000, 100000 ó 200000 amp. eficaces de corriente simétrica).

Las normas han establecido tres tipos de fusibles Clase K: K1, K5, y K9, indicando con esto que el fusible K1 posee superior capacidad limitadora de corriente que los tipos K5 y K9. La Tabla VI nos ratifica lo indicado.

Para ser registrados como de acción retardada deben tener un tiempo mínimo de apertura de 10 seg., con una sobrecarga del 500 %.

Fusibles Clase L (601-6000 amp.)._ Poseen dimensiones específicas de acuerdo a su capacidad en amperios. Los diferentes agujeros de montaje que varían con el tamaño del fusible, permiten su roscado al portafusible. El voltaje normal de operación es 600 voltios y tienen capacidad de interrupción de 200000 amp. eficaces de corriente simétrica. Son limitadores de corriente habiendo sido establecidos por Laboratorios Underwriters, valores máximos de la corriente limitada o de corte (I_p) y de la energía de fusión ($I^2 t$) de acuerdo a su corriente nominal, según la Tabla VII.

No están registrados como de acción retardada, pero existen disponibles fusibles Clase L, que tienen un tiempo mínimo de operación de 4 seg., con una sobrecarga del 500 %.

Tabla VI
Máxima Corriente de Cortocircuito Limitada I_p e $I^2 t$ para
fusibles Clase J y K, establecida por Laboratorios
Underwriters(UL) para una corriente simétrica disponible
de 100000 A

Clase	Corriente Nominal del Fusible (amperios)	I_p (amperios)	$I^2 t$ (amp.cuad.-seg.)
J	30	7500	$7 * 10^3$
	60	10000	$30 * 10^3$
	100	14000	$80 * 10^3$
	200	20000	$300 * 10^3$
	400	30000	$1100 * 10^3$
	600	45000	$2500 * 10^3$
K1	30	10000	$10 * 10^3$
	60	12000	$40 * 10^3$
	100	16000	$100 * 10^3$
	200	22000	$400 * 10^3$
	400	35000	$1200 * 10^3$
	600	50000	$3000 * 10^3$
K5	30	11000	$50 * 10^3$
	60	21000	$200 * 10^3$
	100	25000	$500 * 10^3$
	200	40000	$1600 * 10^3$
	400	60000	$5000 * 10^3$
	600	80000	$10000 * 10^3$
K9	30	14000	$50 * 10^3$
	60	28000	$250 * 10^3$
	100	35000	$650 * 10^3$
	200	60000	$3500 * 10^3$
	400	80000	$15000 * 10^3$
	600	130000	$40000 * 10^3$

Tabla VII

Máxima Corriente de Cortocircuito Limitada I_p e $I^2 t$ para fusibles Clase L, establecida por Laboratorios Underwriters (UL) para una corriente simétrica disponible de 100000 A

Corriente Nominal del Fusible (amperios)	I_p (amperios)	$I^2 t$ (amp. cuad.-seg.)
601-800	80000	10000 * 10^3
801-1200	80000	12000 * 10^3
1201-1600	100000	22000 * 10^3
1601-2000	120000	35000 * 10^3
2001-2500	145000	75000 * 10^3
2501-3000	175000	100000 * 10^3
3001-4000	220000	150000 * 10^3
4001-5000		350000 * 10^3
5001-6000		350000 * 10^3

Existen otros tipos de fusibles de baja tensión para usos específicos, algunos de los cuales cumplen con normas establecidas, pero no son de interés para el propósito de nuestro estudio. Se limitará a describir las características de los más utilizados en los sistemas industriales y comerciales.

La Fig. 3.1., permite observar las características físicas y dimensiones de los principales fusibles de baja tensión estudiados.

3.3. FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

Una de las más importantes ventajas de la

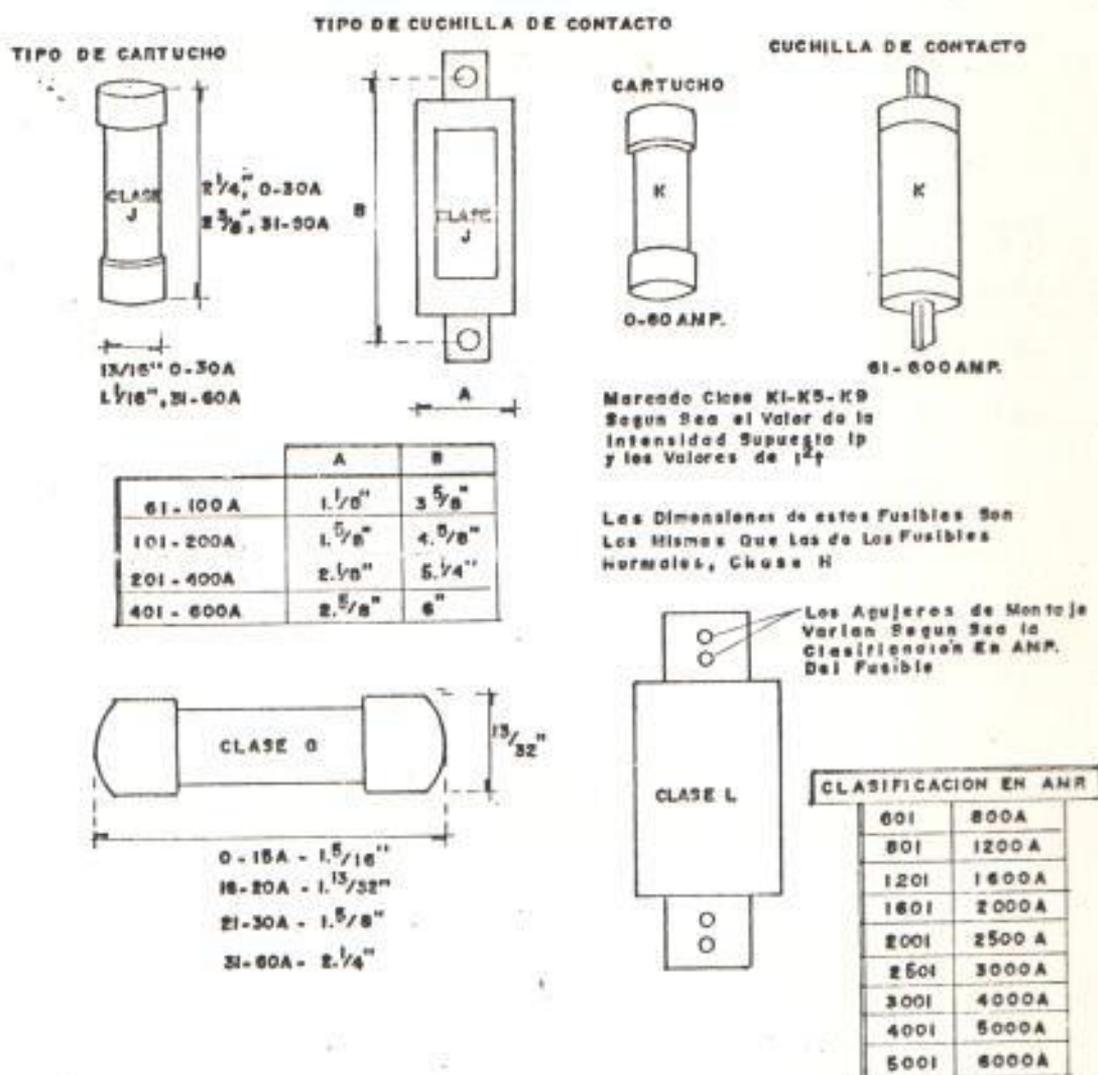


FIG. 3.1. DIMENSIONES Y CLASIFICACION DE FUSIBLES DE CARTUCHO DE BAJA TENSION

utilización de fusibles en esquemas de protección es su capacidad limitadora de corriente. Debido a la velocidad de respuesta de los fusibles a las corrientes de cortocircuito, éstos tienen la habilidad de cortar o limitar la corriente antes de que alcance proporciones peligrosas y dañinas.

La Fig. 3.2. nos ilustra sobre la capacidad limitadora de los fusibles. La onda representa la corriente de falla prevista en un sistema de corriente alterna. Esta corriente debería circular sino hubiera fusible en el circuito.

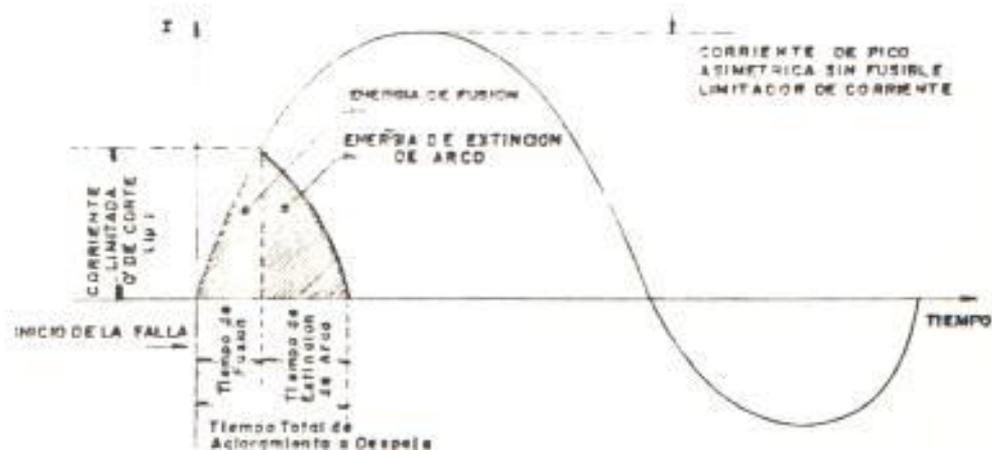


Fig. 3.2. Efecto Limitador de la Corriente de los Fusibles

El triángulo sombreado en la Fig. 3.2. representa el comportamiento de un fusible limitador ante una corriente de falla asimétrica. La corriente de falla una vez iniciada, comienza a aumentar, pero

funde el elemento fusible antes de que la corriente de falla prevista circule a través del fusible, retornando a cero una vez que ha transcurrido un tiempo total o de aclaramiento que es igual a la suma del tiempo de fusión más el tiempo de extinción del arco.

El valor máximo de la onda triangular representa la corriente limitada o de corte (I_p), que el fusible permite circular. Esta corriente puede ser expresada también en amperios eficaces de corriente simétrica. Debemos notar que los fusibles limitadores de corriente limitan, además de la corriente de falla, el tiempo de falla.

3.3.1. Corriente de Cortocircuito Limitada

Es la corriente máxima instantánea que pasa a través de un fusible limitador de corriente durante el tiempo total de apertura. Dado que es un valor instantáneo podrá exceder la corriente eficaz simétrica disponible pero será menor que la corriente máxima prevista sino hubiera fusible en el circuito. Los fabricantes suministran las curvas de corriente limitada o de corte (I_p), las cuales permiten comparar el grado

limitador de corriente de varios fusibles.

La corriente de corte (I_p) no debe estar sobre la magnitud de la corriente momentánea que pueden soportar los interruptores y tableros que se encuentran después de los fusibles. Con esta precaución, los tableros e interruptores pueden operar en sistemas con cortocircuitos más elevados que su capacidad nominal.

Mediante un ejemplo a aplicarse más adelante, la característica limitadora de un fusible nos demostrará como puede ser usado para corregir una situación donde la corriente de falla actual prevista, excede la capacidad de aparatos existentes que han sido instalados años atrás.

Previo al ejemplo, a continuación se explica el uso de las curvas de corriente limitada o de corte para los fusibles limitadores de corriente. La Fig. 3.3. nos muestra un gráfico en que la abcisa es "la corriente prevista, en amperios eficaces de corriente simétrica". Esta magnitud es la corriente simétrica (r.m.s.) de falla, determinada en

el punto del cortocircuito mediante cálculos previos. La ordenada es la "corriente limitada o de corte y máxima disponible, en amperios".

La línea diagonal es 2.3 veces el valor

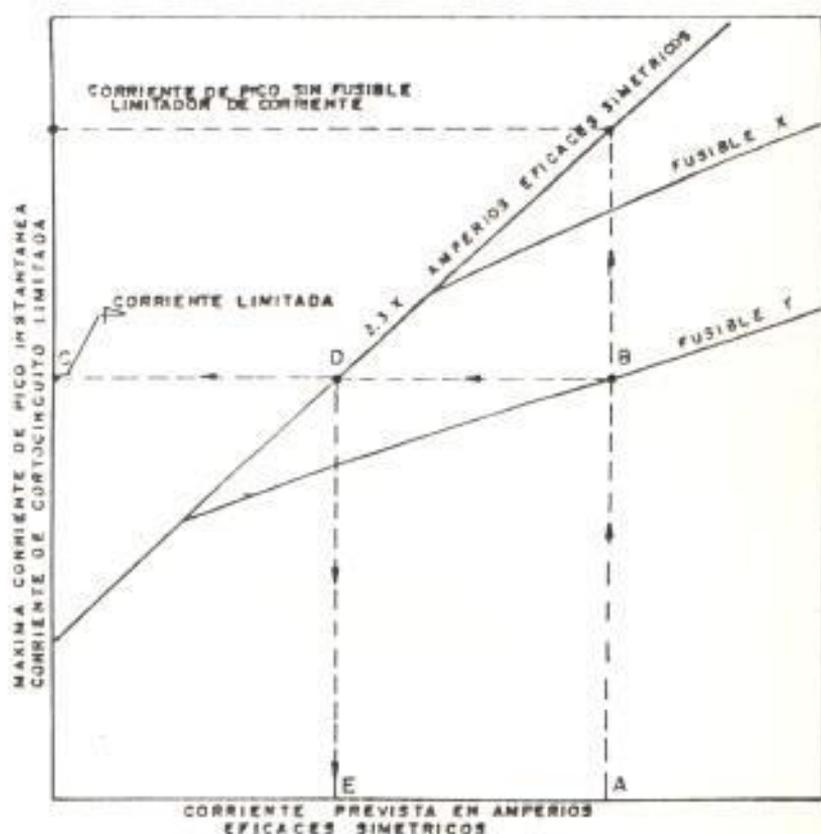


FIG 3.3. CURVAS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO LIMITADA

simétrico (r.m.s.) en amperios de la abscisa. Este factor de 2.3, es el factor multiplicador para convertir amperios eficaces de corriente simétrica a valores máximos de corriente para un valor de

$X/R = 6.6$ en el circuito, hasta el punto de falla. Cuando se trabaja con elementos de protección de bajo voltaje se asume que la impedancia total al punto de la falla no debe exceder el valor de $X/R = 6.6$.

Las curvas de corriente limitada o de corte contienen datos de las condiciones de limitadores de corriente para fusibles de diferentes valores nominales. Por simplificación la Fig. 3.3. contiene sólo dos fusibles limitadores de corriente; el de menor valor nominal lo llamaremos Y y el mayor, X. Asumamos que estamos interesados en la aplicación del fusible Y.

Una vez que ha sido calculada la magnitud de la corriente de falla simétrica A, en la barra ubicada inmediatamente después del fusible, se determina este valor en la abscisa. Mediante el trazo de una línea vertical hasta intersectar la curva del fusible Y en el punto B, se desplaza horizontalmente hacia la izquierda hasta la ordenada en el punto C. Este valor nos da la corriente limitada o de corte, asumiendo que $X/R = 6.6$ y que la falla se inicia en el

instante para causar máxima asimetría.

De lo realizado anteriormente se observa que la corriente limitada o de corte, es considerablemente menor que, en el caso de que no existiera fusible limitador de corriente.

Para determinar este valor máximo, trazar la recta vertical desde A hasta intersectar la línea diagonal (2.3 veces la corriente eficaz simétrica). En este punto, si se traza una línea horizontal hasta llegar a la ordenada, este valor dará la magnitud máxima de la corriente de falla disponible.

Además de lo expuesto, esta curva permite determinar la máxima corriente eficaz simétrica que va a circular en la barra que se encuentra adyacente al fusible. Ubicándose en el punto B de la Fig. 3.3., se procede a trazar una línea horizontal hasta alcanzar la línea diagonal en el punto D. Mediante una línea vertical trazada hacia abajo a partir de D, se determina el punto E en la abcisa. Este es el valor eficaz simétrico de la corriente limitada o de

corte, es decir, la magnitud de la corriente de falla que la barra debe ser capaz de soportar y que cualquier elemento de protección de un alimentador que parte de la barra debe ser capaz de interrumpir. El valor de la corriente de falla E es mucho menor que A debido a la característica limitadora de corriente del fusible.

Cuando se utilizan las curvas de corriente limitada o de corte, debe tomarse en consideración una observación importante, que los fabricantes de fusibles mencionan muy poco. La acción de los fusibles limitadores de corriente se encuadra dentro de tres rangos de la corriente de falla eficaz simétrica:

- El rango donde el fusible no es limitador de corriente.
- El rango donde el fusible puede o no, ser limitador de corriente.
- El rango donde el fusible siempre es limitador de corriente.

En la Fig. 3.4. se ha trazado una segunda línea diagonal a la curva de la corriente de corte , correspondiendo a 1.414 veces la magnitud de la corriente eficaz simétrica.

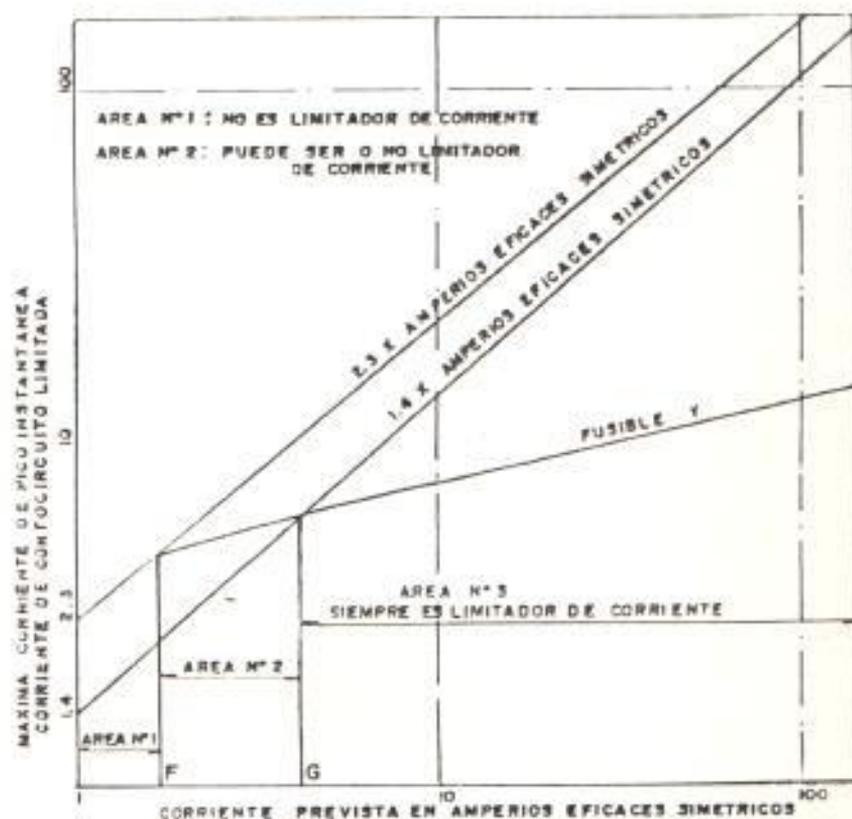


FIG. 3.4. RANGOS DE CORRIENTE DONDE EL FUSIBLE ACTUA COMO LIMITADOR DE CORRIENTE

Si la corriente de falla se iniciara en el instante de tiempo más favorable de tal forma que no exista asimetría, entonces el valor máximo instantáneo de la corriente de falla será 1.414 veces el valor eficaz (r.m.s.).

Cómo fué indicado en el primer capítulo, una falla puede producirse en cualquier punto de la onda de voltaje y corriente. No hay manera de que sea controlado el punto de iniciación de la falla. En tanto que el valor de la razón X/R del circuito desde la fuente al punto de falla no exceda de 6.6, el valor máximo de la corriente de falla no excede de 2.3 veces la magnitud eficaz simétrica. Si la falla ocurre en el instante más favorable, el valor máximo no deberá exceder a 1.414 veces la magnitud eficaz simétrica. De acuerdo a lo anterior, vemos que el valor máximo estará entre 1.414 y 2.3 veces la magnitud eficaz simétrica.

Analizando la Fig. 3.4., si la corriente de falla que circula al producirse un cortocircuito es menor que cierto valor (Punto F), el fusible no operará como limitador de corriente. El tiempo de interrupción es mayor que 0.01 seg. y puede ser determinado de la curva característica tiempo-corriente del fusible. Si la corriente de falla excede la magnitud determinada por F pero menor que la magnitud en G, el fusible puede o no ser, limitador

de corriente. Si la asimetría de la corriente de cortocircuito es máxima para $X/R = 6.6$, el fusible será limitador de corriente. Si la corriente es simétrica, el fusible no será limitador de corriente hasta que la magnitud de la falla no tenga el valor determinado por el punto G. Es decir, que, entre los puntos F y G, el fusible puede ser o no ser, limitador de corriente, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla y del grado de asimetría.

Por encima del valor de la corriente de falla en G, el fusible será siempre limitador de corriente. Cualquier punto sobre la escala horizontal llevado verticalmente hacia arriba, intersectará la curva de corriente limitada o de corte del fusible, antes de la diagonal (1.414 veces la corriente eficaz simétrica).

Como una aplicación de lo expuesto, se debe reemplazar un transformador existente que tiene una impedancia en porcentaje del 5.5 % por un banco de transformadores que tiene una impedancia del 2.3 %. El diagrama unifilar del sistema propuesto está dado en

la Fig. 3.5. El cálculo de la corriente de cortocircuito en F1 nos demuestra que ésta se incrementa con la instalación del nuevo banco. Se debe seleccionar un conjunto de fusibles, de tal manera que, limiten la corriente de falla en F1, dentro del rango de la capacidad de interrupción del tablero de distribución (1600 amp. nominales) para que éste pueda seguir siendo usado con los disyuntores a 480 voltios.

Para el transformador original con base de 10000 kva:

$$Z (E.E) = 1.0 \text{ p.u.} * \frac{10000 \text{ kva}}{50000 \text{ kva}} = j0.02 \text{ p.u.}$$

$$Z (T1) = 0.055 \text{ p.u.} * \frac{10000 \text{ kva}}{1000 \text{ kva}} = j0.55 \text{ p.u.}$$

$$j0.57 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} = \frac{10000 \text{ kva}}{\sqrt{3} (0.48 \text{ kv})(j0.57 \text{ p.u.})} = 21102 \text{ amp.}$$

3Ø-r.m.s.

Para el transformador nuevo con igual base:

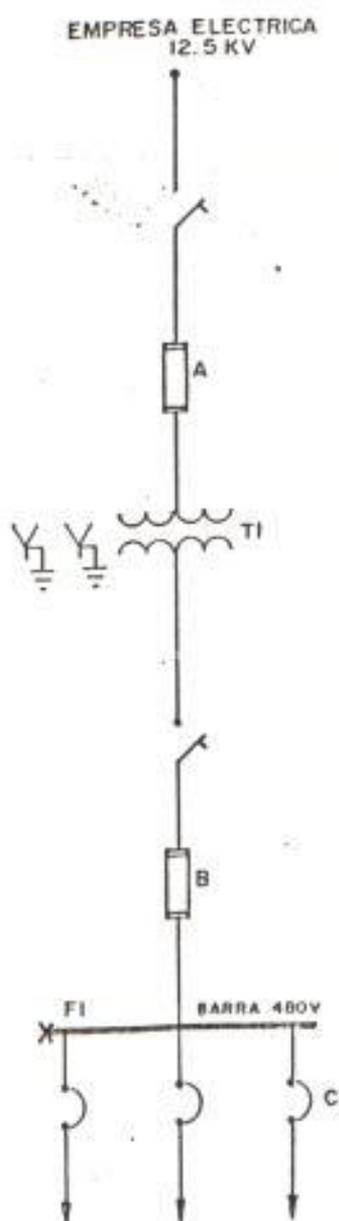
$$Z (E.E) = 1.0 \text{ p.u.} * \frac{10000 \text{ kva}}{50000 \text{ kva}} = j0.02 \text{ p.u.}$$

$$Z (T1) = 0.023 \text{ p.u.} * \frac{10000 \text{ kva}}{1000 \text{ kva}} = j0.23 \text{ p.u.}$$

$$j0.25 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} = \frac{10000 \text{ kva}}{\sqrt{3} (0.48 \text{ kv})(j0.25 \text{ p.u.})} = 48114 \text{ amp.}$$

3Ø-r.m.s.

EMPRESA ELECTRICA

VOLTAJE DE SERVICIO 12.5 KV

CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO 30-500MVA

SECCIONADOR FUSIBLE

FUSIBLE WESTINGHOUSE CLE-2

15 KV - 80E

TRANSFORMADOR TI

ORIGINAL

NUEVO

1000KVA 12.5/0.48KV

1000KVA 12.5/0.48KV

Z = 5.5 %

Z = 2.3 %

 $X/R \leq 6.6$ SECCIONADOR FUSIBLE B

FUSIBLES A SER SELECCIONADOS

TABLERO A 480V

CORRIENTE NOMINAL 1.600 A

CORRIENTE DE INTERUPCION 30000 AMP

(VER DISYUNTORES C)

CORRIENTE DE CARGA 1000 AMP

DISYUNTORES C

WESTINGHOUSE SELTRONIC TIPO LC-600

500 AMP DE MINIMO DISPARO

CORRIENTE DE INTERRUPCION 30000 AMP

FIG. 3. 5. DIAGRAMA UNIFILAR PARA EJEMPLO DE APLICACION DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

De acuerdo a lo que plantea el problema, esta corriente debe ser limitada a 30000 amp., por lo que trasladándose a la Fig. 3.6 que da las curvas de corriente de cortocircuito limitada para varios tipos de fusibles, se escoge el tipo KTU.

Siguiendo el procedimiento indicado, vemos que el fusible tipo KTU de 1600 amp., limitará la corriente trifásica de falla en la barra de 480 voltios, en 28000 amp. Dibujando las curvas características de los elementos de protección usados en el problema, en una hoja de papel log-log a una escala común de 480 voltios, se obtiene el estudio de coordinación completo, en la Fig.3.7.

KTN (250 VOLTIOS e-c), KTS, KTU Y KTX (600 VOLTIOS A-C)

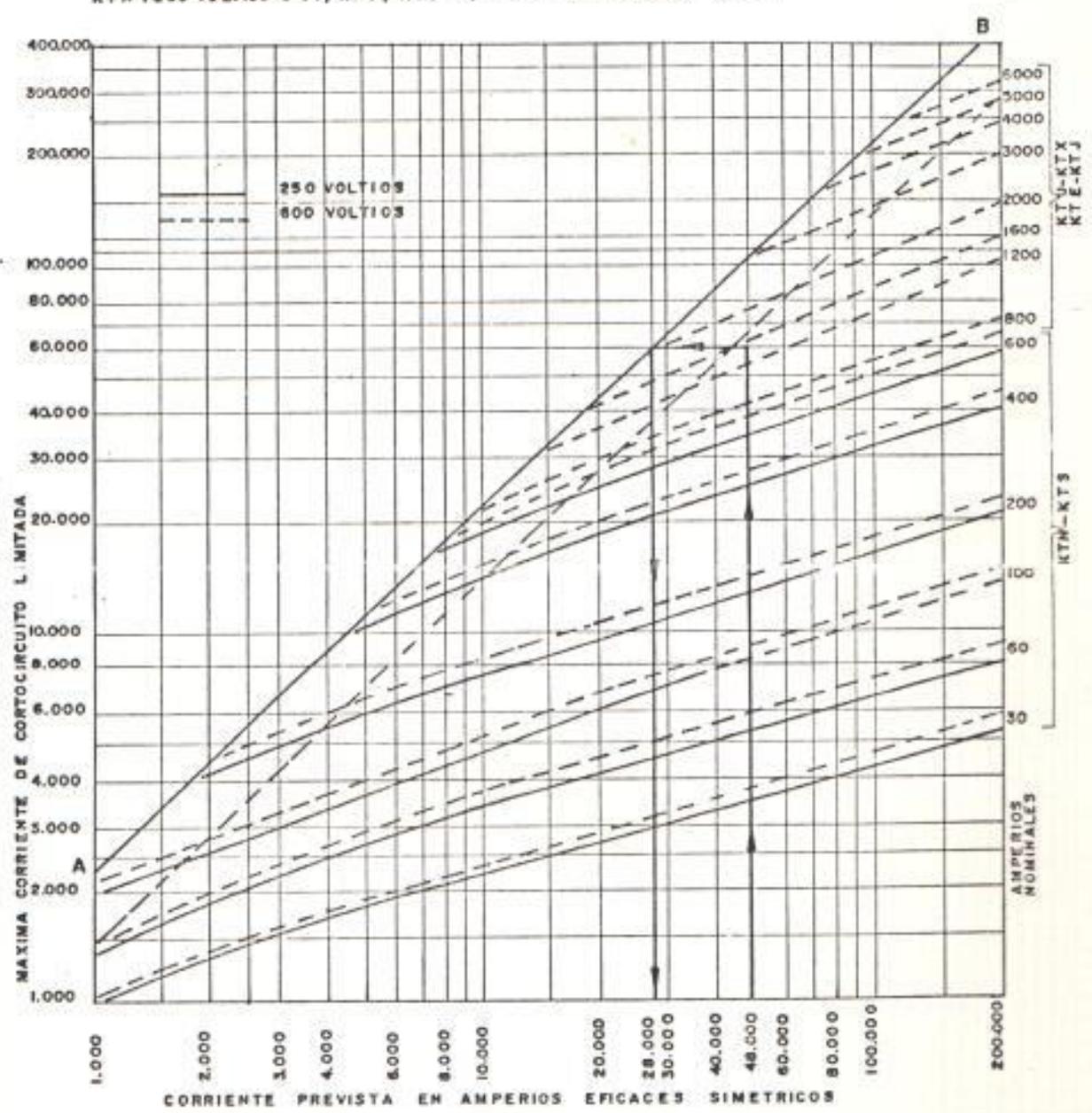


FIG. 3.6. CURVAS DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO LIMITADA PARA FUSIBLES DE BAJA TENSION

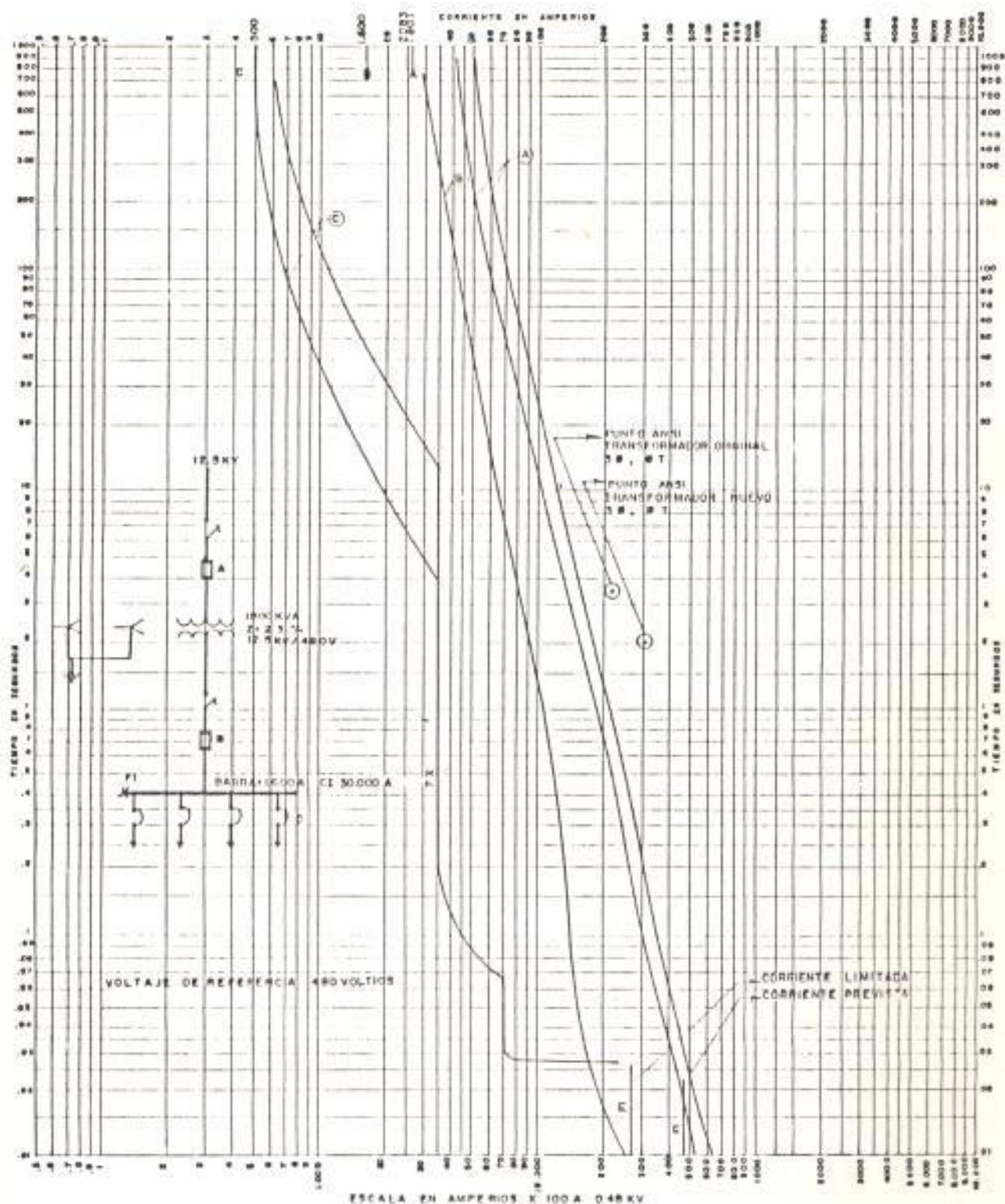


FIG. 3.7. ESTUDIO DE COORDINACION DE EJEMPLO DE APLICACION DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

3.3.2. Energía Generada en la apertura o fusión de Fusibles

La Fig. 3.8. muestra una representación de I como una medida de la fuerza mecánica causada por el valor máximo (pico) de la corriente de cortocircuito, ya que aquella es proporcional al cuadrado de esta corriente. Es la fuerza electromecánica que provoca daños mecánicos a barras, soporte de conductores, etc.

De acuerdo al gráfico es evidente, que el cuadrado formado por la magnitud máxima de la corriente de falla prevista, es mucho mayor que el cuadrado determinado por la magnitud de la corriente limitada o corte (I_p), siendo esta diferencia debida a la existencia o no, de fusible limitador de corriente en el circuito.

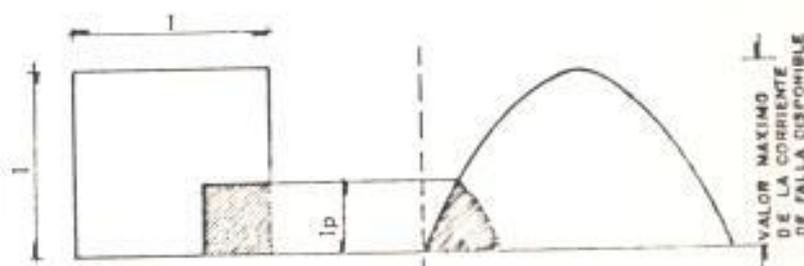


FIG. 3.8. REPRESENTACION DE LA FUERZA ELECTROMAGNETICA PRODUCIDA POR UNA FALLA EN UN CIRCUITO CON FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE

La Fig. 3.9., es una representación de la energía térmica ($I^2 t$) producida por una falla en un circuito con y sin fusible limitador de corriente. En el caso de $I^2 t$ debemos usar el valor eficaz de la corriente, en lugar del valor máximo. La diferencia de tamaño entre las figuras cúbicas, representa la energía térmica producida, ante la existencia o no, de fusible limitador de corriente en el circuito al producirse una falla. Esta energía es la que provoca, mediante su efecto de calentamiento, la fusión de conductores, daños severos a su aislamiento, destrucción de contactos de interruptores, etc.

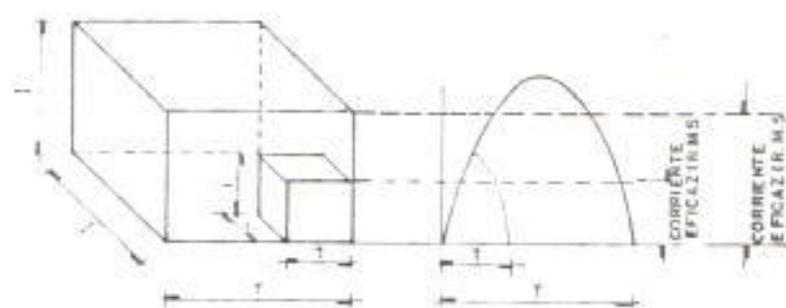


FIG. 3.9. REPRESENTACION DE LA ENERGIA TERMICA PRODUCIDA POR UNA FALLA EN UN CIRCUITO CON FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE

Una dada cantidad de energía ($I^2 t$) es necesaria para fundir un elemento fusible, así como para provocar la extinción del arco una vez que empieza a fundirse (Véase la Fig. 3.2.). La suma de la energía de fusión más la energía de extinción, es igual a la energía total de aclaramiento ($I^2 t$) del fusible limitador de corriente. Los fabricantes proporcionan curvas de energía de fusión ($I^2 t$) de los fusibles, ya que algunas veces, ésta información es necesaria cuando la coordinación involucra fusibles de diferentes marcas.

3.4. APLICACIONES DE LOS FUSIBLES DE BAJA TENSION

Los fusibles de baja tensión, con una capacidad de interrupción de 100000 ó 200000 amp. eficaces de corriente simétrica y que son dimensionados de acuerdo a requerimientos establecidos por las normas, deberán suministrar una adecuada protección contra sobrecargas y cortocircuitos a los componentes de un sistema eléctrico, además de que ofrecen, por razón de su capacidad de interrupción elevada, sean válidos para manejar incrementos de la corriente de cortocircuito, ante futuros crecimientos del sistema.

Los fusibles de acción retardada son aplicados en su mayoría, en la protección de transformadores y circuitos de protección a motores, ya que pueden ser dimensionados cerca de los valores de plena carga, sin fundirse bajo condiciones transientes.

Su capacidad de limitadores de corriente, permite múltiples aplicaciones adicionales, tales como, la protección de conductores, arrancadores de motores, además, como se demostró en el ejemplo del numeral 3.3.1., en el que se utilizaron en la protección de interruptores y para reducir los requerimientos de las capacidades de cortocircuito en barras donde la corriente de falla es elevada.

Protección de Transformadores. Los transformadores de distribución con voltajes de baja tensión en el secundario pueden ser protegidos en el lado primario (más de 600 voltios), con fusibles de alta tensión para protección contra cortocircuitos. Para protección contra sobrecargas, se dimensiona el fusible del secundario con fusibles limitadores de corriente, entre 100 y 125 % de la corriente de plena carga en el secundario. Los transformadores de baja capacidad tipo seco, usados frecuentemente en sistemas de bajo voltaje 480/208-120 voltios (estrella puesta a tierra), pueden ser protegidos

usando fusibles de acción retardada, dimensionados entre el 100 y el 125 % de la corriente de plena carga del primario. En los transformadores tipo seco, la corriente magnetizante puede ser de 20 a 25 veces la corriente nominal, por lo que se debe tomar en cuenta esta situación. Esta corriente debe ser examinada con la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible a 0.1 seg., valor que se toma como la máxima duración de la corriente magnetizante.

Protección de Sobrecorriente de Motores. Los motores monofásicos y trifásicos pueden ser protegidos con fusibles de acción retardada de acuerdo a lo que indica el Código Nacional Eléctrico (NEC). El dimensionamiento varía entre el 100 y el 125 % de la corriente de plena carga del motor, dependiendo del factor de servicio y de la elevación de temperatura.

Una combinación de arrancador con fusibles que utilizan relevadores de sobrecarga regulados entre el 100 y el 115 % de la corriente de plena carga del motor, deberá incorporar fusibles de acción retardada dimensionados con el 125 % de la corriente nominal para servir como protección de respaldo. Durante el periodo en que el motor opera cerca de su plena carga, si está protegido con

fusibles (125 % de la corriente nominal) de acción retardada, al ocurrir la pérdida de una fase, la corriente en las otras líneas del motor se incrementarán entre el 173 y el 200 % de su plena carga. Esta corriente será detectada por los fusibles, los que abrirán el circuito, antes de que el motor se quemé. Si los motores están operando a un valor de corriente menor del valor de plena carga, una protección diferencial será necesaria.

3.5. COORDINACION SELECTIVA DE LOS FUSIBLES DE BAJA TENSION

En el Capítulo I, se trató sobre la importancia que tiene la continuidad de servicio eléctrico en los sistemas industriales y comerciales, por lo que es imperativo que cualquier innecesaria salida de operación sea prevenida. Esto puede ser evitado mediante la apropiada selección de los elementos de protección.

Existen dos maneras de examinar la coordinación entre fusibles, aprovechando la información suministrada por los fabricantes:

- Usando Tablas de Selectividad.
- Dibujando las curvas tiempo-corriente de los

fusibles sobre papel log-log.

Para tiempos menores que 0.01 seg. se debe comparar las curvas de energía de fusión con la energía total de aclaramiento.

3.5.1. Tablas de Selectividad

Las Tablas de selectividad publicadas para fusibles de baja tensión tienen algunas limitaciones:

- Son aplicables sólo a fusibles de un mismo fabricante.
- No pueden ser usadas cuando los fusibles son examinados a diferentes voltajes. Por ejemplo, en el caso de examinar la coordinación entre fusibles ubicados en lados opuestos de un transformador.
- No pueden ser usadas para lograr coordinación entre un fusible con un disyuntor, o con fusibles de otros fabricantes.

Debido a estas limitaciones, las tablas de

selectividad son de poco valor para la ejecución de un estudio de coordinación en un sistema eléctrico. En la Tabla VIII, se muestra un cuadro de selectividad para varias combinaciones de fusibles, sin tomar en cuenta la corriente de cortocircuito involucrada.

3.5.2. Curvas características de operación (tiempo-corriente)

Las curvas características tiempo-corriente de fusibles son suministradas por los fabricantes mediante la publicación de dos curvas típicas: de mínimo tiempo de fusión y de tiempo total de aclaramiento, trazadas sobre papel log-log. El tiempo mínimo de fusión está definido por los Laboratorios Underwriters (UL) como el "mínimo tiempo entre la iniciación de la corriente suficiente, para causar la fusión del elemento fusible y el instante en que el arco se inicia". El tiempo total de aclaramiento es definido como el "tiempo total transcurrido entre el inicio de una sobrecorriente y la interrupción final del circuito". El tiempo total de aclaramiento

Tabla VIII
 Tabla Típica de Selectividad de Fusibles de baja tensión

		Fusible en el lado de carga						
		Clase L	Clase K1	Clase J	Clase KS de acción retardada	Clase KS limitador de corriente de acción retardada	Clase J de acción retardada	Clase S
Fusible en el lado de fuente	601-6000 A	601-6000 A	0-600 A	0-600 A	0-600 A	0-600 A	15-600 A	0-60 A
Clase L de acción retardada	2:1	2:1	2:1	2:1	4:1	3:1	3:1	-
Clase L	2:1	2:1	2:1	2:1	6:1	5:1	5:1	-
Clase K1	3:1	3:1	3:1	3:1	8:1	4:1	4:1	4:1
Clase J	3:1	3:1	3:1	3:1	8:1	4:1	4:1	4:1
Clase KS de acción retardada	1.5:1	1.5:1	1.5:1	2:1	2:1	1.5:1	1.5:1	1.5:1
Clase KS limitador de corriente	1.5:1	1.5:1	1.5:1	4:1	2:1	2:1	2:1	2:1
Clase J	1.5:1	1.5:1	1.5:1	4:1	4:1	2:1	2:1	2:1
15-600 A	1.5:1	1.5:1	1.5:1	4:1	4:1	2:1	2:1	2:1

* Para obtener datos exactos, examinar información de fabricantes.

es igual a la suma del tiempo de fusión más el tiempo de arco.

La mejor manera de examinar la coordinación, es graficando las curvas tiempo-corriente de todos los elementos de protección, sobre una hoja común de papel log-log. Dos fusibles en serie, coordinarán selectivamente si la curva de tiempo total de aclaramiento del fusible, ubicado hacia el lado de la carga, está debajo y a la izquierda de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible, ubicado hacia el lado de la línea o fuente.

Un ejemplo de coordinación entre fusibles de baja y media tensión, usando las curvas tiempo-corriente es mostrado en la Fig. 3.10. Las curvas son referidas a 240 voltios para una falla en F1 previamente calculada de 10000 amp. trifásicos eficaces de corriente simétrica. Los fusibles coordinan selectivamente para la falla en F1.

Tal como ha sido indicado previamente, las curvas de corriente limitada o de corte, son válidas para observar la operación de un fusible durante el primer medio ciclo,

después de iniciada la falla. Las curvas tiempo-corriente se aplican entre 0.01 seg. y 1000 seg. Un fusible no es limitador de corriente cuando el tiempo mínimo de fusión es mayor que 0.01 seg., por lo que las curvas tiempo-corriente permiten efectuar la coordinación con otros fusibles o con otros elementos de protección, para valores de fallas por debajo del rango limitador de corriente.

Debido a que las curvas tiempo-corriente publicadas, parten de 0.01 seg., para examinar la coordinación entre fusibles para tiempos menores que 1/2 ciclo, es necesario usar valores de energía. De acuerdo a esto, dos fusibles coordinan selectivamente si la energía total de aclaramiento (Fig. 3.11.), del fusible B hacia el lado de carga es menor que la energía de fusión del fusible A, ubicado en el lado de línea o fuente.

3.6. TIPOS DE FUSIBLES DE ALTA TENSION

La clasificación de los fusibles de alta tensión incluye los fusibles ubicados en el rango de media tensión. Esta clasificación que abarca entre los

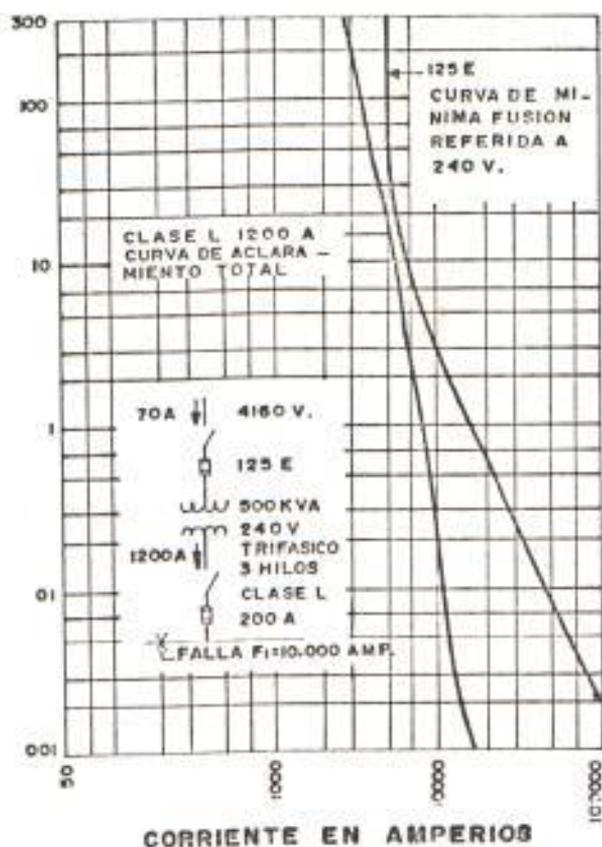


FIG. 3.10. COORDINACION SELECTIVA ENTRE FUSIBLE PRIMARIO Y SECUNDARIO

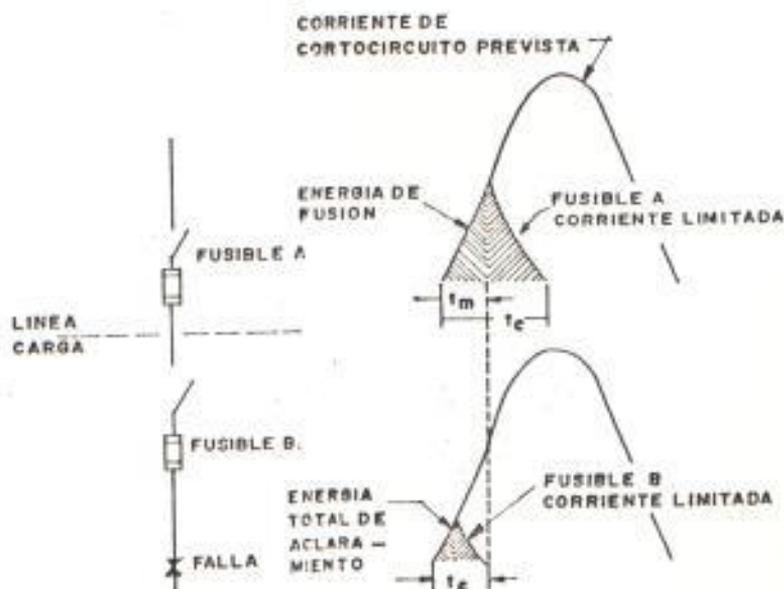


FIG. 3.11. SELECTIVIDAD DE FUSIBLES

2.3 Kv. y 161 Kv., se divide en dos categorías: seccionadores fusibles de distribución y fusibles de potencia.

3.6.1. Seccionadores Fusibles de Distribución

Según el Instituto Nacional de Normas Americanas (ANSI), el seccionador fusible de distribución tiene las siguientes características:

- Nivel Básico de Aislamiento (BIL), correspondiente a niveles de distribución.
- Su principal aplicación, es la protección de alimentadores de distribución.
- Construcción mecánica adaptable, para ser montados sobre postes o crucetas, excepto para los seccionadores fusibles en aceite.
- Voltajes de operación, correspondientes a sistemas de distribución.

Estos seccionadores pueden ser de tipo: abierto, cerrado, tirafusible abierta y en aceite. los que difieren en su estructura y

forma de operación. Los seccionadores tipo abierto tienen todas sus partes expuestas, mientras que, el tipo cerrado posee los terminales de conexión, portafusible, etc, dentro de una sola unidad. El seccionador tipo tirafusible abierta no tiene portafusible; el tubo confinador de arco está incorporado en la tirafusible.

La mayoría de los seccionadores fusibles operan bajo el principio de los fusibles de expulsión. Estos emplean un tubo confinador de arco con un recubrimiento de fibra desionizante y una tirafusible. La interrupción de una sobrecorriente tiene lugar dentro del portafusible por la acción de los gases desionizantes liberados cuando la fibra es expuesta al calentamiento producido por el arco establecido, al fundirse la tirafusible en respuesta a la sobrecorriente.

Investigaciones realizadas en conjunto por el Instituto Eléctrico Edison (EEI) y la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA), elaboraron normas que unifican los rangos de corriente y las

curvas características tiempo-corriente, que permiten el intercambio entre tirafusibles de diferentes fabricantes.

Los rangos de corriente de las tirafusibles usadas en los seccionadores de distribución están divididas en tres categorías:

- Rango de fusibles preferidos: 6, 10, 15, 25, 45, 65, 100, 140 y 200 amp.
- Rango de fusibles no preferidos: 8, 12, 20, 30, 50 y 80 amp.
- Rango bajo 6 amp.: 1, 2, 3 y 5 amp.

La primera opción a escoger, son los preferidos, ya que los no preferidos, no han sido diseñados para coordinar con los del rango adyacente preferido. En el rango bajo 6 amp., no coordinan entre sí, pero si coordinan con los fusibles de 6 amp. y de mayor valor nominal.

Las normas, clasifican las tirafusibles en tipo K (rápidas) y tipo T (lentas). Las tirafusibles K y T de un mismo rango tienen

los mismos puntos de fusión para 300 y 600 seg., pero curvas tiempo-corriente diferentes. El tipo T es más lento para corrientes altas que el tipo K, del mismo tamaño.

Para requerimientos especiales, tales como la protección de pequeños transformadores, protección de sobrecarga y para evitar salidas de operación innecesarias, durante cortos períodos de corriente transiente, asociadas con el arranque de motores; se han desarrollado tirafusibles tipo H de 1, 2, 3, 5 y 8 amp.

3.6.2. Fusibles de Potencia

De acuerdo al Instituto Nacional de Normas Americanas (ANSI), el fusible de potencia o poder debe poseer las siguientes características:

- Nivel Básico de Aislamiento (BIL), correspondiente a niveles de subtransmisión y transmisión.
- Su aplicación principal es, en estaciones

y subestaciones.

- Construcción mecánica, para montaje en estaciones y subestaciones.
- Voltajes de operación, correspondientes a sistemas de subtransmisión y transmisión.

Los fusibles de potencia poseen además otras características que los diferencian de los seccionadores fusibles de distribución. Son disponibles para altos valores nominales de corriente, alta capacidad de interrupción, además de encontrarse para aplicaciones en áreas exteriores como interiores.

Los fusibles de potencia, cada uno de los cuales consiste en un conjunto de base portafusible y el fusible propiamente dicho; se clasifican de acuerdo a la forma en que interrumpen una sobrecorriente, en dos tipos básicos: el fusible de expulsión y el fusible limitador de corriente.

Fusible tipo Expulsión. Esta clase de fusibles no limita la magnitud de la corriente cuando la interrumpe. De igual

forma que la indicada para los seccionadores fusibles de distribución, la sobrecorriente es interrumpida por medio de la acción desionizante de los gases liberados en la cámara de interrupción del fusible por el calor producido por el arco establecido, cuando el elemento se funde. Este tipo de fusible difiere en su construcción, del tubo de fibra usado en los seccionadores fusibles, ya que usa ácido bórico, localizado en la cavidad cilíndrica del portafusible, como medio de interrupción. Son designados comúnmente como fusibles de ácido bórico.

Fusible Limitador de Corriente. Está diseñado de tal forma que, la fusión del elemento fusible, introduce una alta resistencia de arco en el circuito, antes de la corriente máxima del primer medio ciclo. Esto restringe la corriente de cortocircuito a un valor menor.

En la construcción de estos fusibles se utiliza plata como elemento fusible y arena sílica como medio de extinción. La acción limitadora de estos fusibles es el resultado

de voltajes de arco generados dentro del fusible. Cuando limitan la corriente exceden el voltaje del sistema, forzando la corriente de falla a cero, por lo que si los voltajes de arco son muy elevados pueden producirse sobretensiones transitorias en el sistema. La magnitud de estos voltajes de arco está relacionada con el voltaje nominal del fusible, por lo que, un fusible de potencia limitador de corriente, debe ser aplicado solamente en sistemas con el voltaje para el cual está diseñado. Como norma a adoptar, el voltaje nominal del fusible no debe estar por encima del 40 % del voltaje del sistema sobre el que se va a aplicar y bajo ninguna circunstancia, el voltaje del sistema podrá exceder el valor nominal del fusible.

Los fusibles de potencia, de acuerdo a la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA), son designados como fusibles "E". Tienen valores de corriente nominal de: 0.5E, 1E, 2E, 3E, 5E, 7E, 10E, 15E, 20E, 25E, 30E, 40E, 50E, 65E, 80E, 100E, 125E, 150E, 200E, 250E, 300E y 400E. Están diseñados bajo los siguientes voltajes

nominales y máximos voltajes de operación indicados en la Tabla IX.

Tabla IX
Voltajes Nominales y Máximos de Diseño de los Fusibles de Potencia

Voltaje Nominal (KV)	Voltaje Máximo de Diseño (KV)
0.6	0.625
2.5	2.75
5.0	5.50
7.5	8.25
15.0	15.50
23.0	25.80
34.5	38.00
46.0	48.30
69.0	72.50
92.0	*
115.0	121.00
138.0	145.00
161.0	169.00

* no se ha asignado voltaje máximo de diseño.

3.7. CAPACIDADES DE LOS FUSIBLES DE ALTA TENSION

Los fusibles de potencia deben ser seleccionados para su aplicación, de acuerdo a sus valores nominales de voltaje, corriente y capacidad de interrupción. Es de igual importancia que las consideraciones anteriores, la coordinación con los elementos del lado de carga y de línea, para optimizar la protección del sistema y la continuidad de servicio, lo que será tratado en el

numeral 3.9., como "Selectividad de los Fusibles de alta tensión". Es importante anotar, que en la selección de fusibles deben ser tomados en cuenta otros factores, tales como, costo, requerimientos de espacios mínimos, tipo de ambiente en el cual serán aplicados y mantenimiento, además de prever la seguridad del personal relacionado con el reemplazo de fusibles cuando éstos han operado.

El valor del voltaje nominal del fusible debe ser determinado, escogiendo el de valor nominal próximo superior al máximo voltaje de operación del sistema.

La corriente nominal de un fusible de potencia se determina, considerando:

Carga Normal. Los fusibles de potencia pueden transportar su corriente nominal continuamente, si son aplicados, donde las condiciones de temperatura ambiente no excedan los 40°C. Esto debe mantenerse muy en cuenta, cuando los fusibles son usados en ambientes cerrados o tableros donde la temperatura pueda llegar sobre los 15° C, por encima del ambiente exterior.

Corriente Magnetizante de los Transformadores. La energización de un transformador produce una corriente transiente de corta duración, llamada corriente magnetizante. Es representada por una corriente de magnitud de 8 a 12 veces la corriente de plena carga del transformador, durante 0.1 seg. Los fusibles tipo expulsión o de ácido bórico, poseen su característica tiempo-corriente inversa, de tal forma que, existe suficiente tiempo de retardo para un fusible, con valor nominal de corriente igual a la de plena carga del transformador, para soportar el transiente producido por la corriente magnetizante, sin operar o causar daño al elemento fusible.

Los fusibles limitadores de corriente poseen una curva característica tiempo-corriente casi vertical, lo que los convierte en fusibles rápidos, por lo que frecuentemente es necesario cuando se aplica un fusible limitador, que el valor nominal de éste, sea significativamente mayor que la corriente de plena carga del transformador.

Arranque de Motores. La elevada corriente transiente y su duración, asociada con el arranque de motores grandes, es función de las características del motor y de la carga. Los

valores nominales de fusibles "R", limitadores de corriente, suministrarán además la máxima corriente de arranque y su duración, que pueden soportar.

Adicionalmente a los factores expuestos, es necesario examinar situaciones de sobrecargas por operación y ante situaciones de emergencia.

La capacidad o corriente de interrupción de un fusible está relacionada con el valor máximo de la corriente de cortocircuito simétrico disponible en el primer medio ciclo después de ocurrir la falla. Puede ser expresada de tres formas:

- Máxima corriente en amperios eficaces simétricos.
- Máxima corriente en amperios eficaces asimétricos.
- Potencia trifásica simétrica equivalente en MVA.

3.7.1. Capacidades de los Fusibles Limitadores de Corriente

Las capacidades de interrupción, voltaje y corriente nominales para los fusibles limitadores de corriente para aplicación en

sistemas hasta 34.5 Kv., son indicadas en la Tabla X.

Tabla X
Valores Nominales de los Fusibles de Potencia, Limitadores de Corriente

Voltaje Nominal	Corriente Nominal	Capacidad de Interrupción Nominal Simétrica Trifásica Máxima
(KV)	(AMP)	(MVA)
2.4	100, 200, 450	155-210
2.4/4.16Y	450	360
4.8	100, 200, 300, 400	310
7.2	100, 200	620
14.4	50, 100, 175, 200	780-2950
23.0	50, 100	750-1740
34.5	40, 80	750-2600

Los fusibles limitadores de corriente diseñados para usarse con arrancadores para motores de alta tensión, designados como fusibles "R", son aplicados para sistemas de hasta 5500 voltios y con capacidad de interrupción hasta 80000 amp. eficaces de corriente asimétrica a 5000 voltios. Son disponibles en un rango de 2R a 36R, asignándose por los fabricantes, 70 amp. como el valor máximo de corriente nominal para el fusible 2R y 650 amp. para el 36R.

3.7.2. Capacidades de los Fusibles de Expulsión

Los seccionadores fusibles que operan bajo el principio de expulsión y son usados en la mayoría de los sistemas de distribución, están catalogados en base a la corriente nominal, voltaje máximo de diseño y capacidad de interrupción. La Tabla XI, suministra los rangos de los seccionadores fusibles de distribución disponibles.

La capacidad de corriente nominal está determinada por el valor eficaz en amperios, que el seccionador de distribución puede soportar continuamente sin exceder el diferencial de temperatura especificado por las normas respectivas. Una regla importante a ser tomada en cuenta, es que la corriente de carga en el punto de aplicación de la tirafusible, no debe exceder el valor de la corriente permanente de ésta. La Tabla XII, suministra un listado de la capacidad de transporte de corriente permanente que las tirafusibles tipo K, T, H, y N (ésta última no normalizada), pueden transportar sin sobrecalentarse.

Tabla XI
Resumen de Valores Nominales de
Seccionadores Fusibles de Distribución
(Tipo Expulsión)

Max. Voltaje de Diseño	Tipo	Corriente Nominal	Corriente de Interrupción Amp. Sim.
(KV)		(AMP)	(KA)
5.2	Cerrado	50,100,200	1.6-12.5
7.8	Cerrado	50,100	1.4- 8.0
7.8	T.A*	50	1.2
7.8/13.5	Abierto	100,200	3.6-12.5
15.0	T.A	50	1.2
15.0	Abierto	100,200	2.8-10.0
15.0/26.0	Abierto	100,200	2.8- 5.6
18.0	T.A	50	0.75
27.0	Abierto	100	1.1- 8.0
38.0	Abierto	100	1.3- 5.0

* T.A = Tirafusible abierta

Tabla III
Capacidad de Corriente Permanente de las Tirafusibles

Tipo H	Corriente Permanente (amperios)	Tipo N	Corriente Permanente (amperios)	Tipo K o T (IEEE-NEMA)	Corriente Permanente (amperios)
1	1	5	5	6	9
2	2	8	8	8	12
3	3	10	10	10	15
5	5	15	15	12	18
8	8	20	20	15	23
		25	25	20	30
		30	30	25	38
		40	40	30	45
		50	50	40	60 [^]
		60	60	50	75 [^]
		75	75	65	95
		85	85	80	120 ⁺
		100	100	100	150 ⁺
		125	125	140	190
		150	150	200	200
		200	200		

[^] Sólo cuando son usadas en seccionadores fusibles de 100 o 200 amp.

⁺ Sólo cuando son usadas en seccionadores fusibles de 200 amp.
Limitadas por la capacidad nominal del seccionador

El voltaje nominal está determinado por las siguientes características del sistema:

- Voltaje máximo fase a fase o fase a tierra.
- Sistemas puestos a tierra y no puestos a tierra.
- Circuitos trifásicos y monofásicos.

En la Tabla XIII se recomienda su aplicación correcta para los voltajes de distribución. La capacidad de corriente de interrupción simétrica del fusible, debe ser igual o mayor que la máxima corriente de falla calculada sobre el lado de carga del seccionador fusible. No existe capacidad de interrupción para los seccionadores equipados con cuchillas, ya que en este caso la caja fusible debe ser abierta solamente después de haber sido sacada la carga.

Las capacidades de interrupción, voltaje y corrientes nominales para los fusibles de potencia tipo expulsión están dadas en la Tabla XIV.

Tabla XIII
 Recomendaciones para la correcta aplicación de
 Seccionadores Fusibles para varios Voltajes de
 Distribución

Voltaje Nominal del Sistema (voltios)	Voltaje Nominal del Seccionador Fusible, de acuerdo a su aplicación (voltios)	
	Línea a Tierra	Línea a Línea
2400 Delta	-	5200
2400/4160 Y puesta a tierra	5200	5200
2400/4160 Y no puesta a tierra	-	5200
4800 Delta	-	5200
7200 Delta	-	7800
4800/8320 Y puesta a tierra	5200	5200
4800/8320 Y no puesta a tierra	5200	7800/13500
12000 Delta	-	15000
7200/12470 Y puesta a tierra	7800	7800/13500
7200/12470 Y no puesta a tierra	-	7800/13500
13200 Delta	-	15000
7620/13200 Y puesta a tierra	7800	7800/13500
7620/13200 Y no puesta a tierra	-	7800/13500
13800 Delta	-	15000
7960/13800 Y puesta a tierra	7800	7800/13500
7960/13800 Y no puesta a tierra	-	7800/13500
14400 Delta	-	15000
14400/24900 Y puesta a tierra	27000	15000/26000
19900/34500 Y no puesta a tierra	27000	38000

Tabla XIV
Valores Nominales de los Fusibles de Potencia, tipo Expulsión

Voltaje Nominal	Corriente Nominal	Capacidad de Interrupción Nominal Simétrica Trifásica Máxima
(KV)	(AMP)	(MVA)
7.2	100,200,300,400	162
14.4	100,200,300,400	406
23.0	100,200,300,400	785
34.5	100,200,300,400	1174
46.0	100,200,300,400	1988
69.0	100,200,300,400	2350
115.0	100,200	3110
138.0	100,200	2980
161.0	100,200	3480

Los fusibles de alta tensión en ácido bórico se construyen bajo dos formas:

- El elemento fusible y el elemento de interrupción están concentrados en una sola unidad, la cual es totalmente reemplazada cuando opera el fusible. Son usados principalmente en exteriores a niveles de voltaje de subtransmisión. Ver la Tabla XV.
- El portafusible y la unidad de relleno (lámina fusible y medio de interrupción), en el cual esta unidad solamente es reemplazada después de haber operado el fusible. Ver la Tabla XVI.

Tabla XV
Valores Nominales de los Fusibles de Potencia en Acido Bórico

Voltaje Nominal	Corriente Nominal	Capacidad de Interrupción Nominal Simétrica Trifásica Máxima
(KV)	(AMP)	(MVA)
34.5	100, 200, 300	2000
46	100, 200, 300	2500
69	100, 200, 300	2000
115	100, 250	2000
138	100, 250	2000

Tabla XVI
Valores Nominales de los Fusibles de Potencia en Acido Bórico (con unidad de relleno)

Voltaje Nominal	Corriente Nominal	Capacidad de Interrupción Nominal Simétrica Trifásica Máxima
(KV)	(AMP)	(MVA)
2.4	200, 400, 720	155
4.16	200, 400, 720	270
7.2	200, 400, 720	325
14.4	200, 400, 720	620
23	200, 300	750
34.5	200, 300	1000

3.8. APLICACIONES DE LOS FUSIBLES DE ALTA TENSION

Los seccionadores fusibles son desarrollados para ser usados en circuitos aéreos de distribución. Son aplicados comúnmente en la protección de circuitos de distribución en áreas urbanas y rurales, transformadores de distribución, así como en la protección de bancos de capacitores pequeños montados sobre postes para corrección del factor de potencia o regulación de voltaje.

Para propósitos de los sistemas que abarca esta tesis, los seccionadores fusibles son usados para proteger las acometidas en alta tensión y bancos de transformadores que sirven a pequeñas industrias y centros comerciales.

Los fusibles de potencia pueden ser utilizados en sistemas hasta 161 Kv, para proteger circuitos de transmisión y subtransmisión, transformadores de potencia y potencial, y banco de capacitores. Desde el punto de vista de protección de sobrecorriente aplicable a sistemas de medio y alto voltaje usados en plantas industriales y edificios comerciales, los fusibles suministran rápido despeje de altas corrientes de falla. Su velocidad de operación para corrientes de falla de magnitudes

medias y bajas, debe ser examinada para determinar si es necesaria protección adicional para despejar este tipo de fallas. Como una función secundaria, el fusible de potencia suministra protección de respaldo en el caso de mal funcionamiento del elemento de protección adyacente más próximo al punto de localización de la falla.

Los fusibles de potencia modernos poseen las deseadas capacidades y características para suministrar protección de sobrecorriente para todo tipo de sistemas industriales y comerciales dentro del rango de media o alta tensión. Usados en conjunto con seccionadores bajo carga, adecuadamente coordinados y diseñados, ofrecen dos funciones: protección contra cortocircuitos y la de desconexión, para ser aplicados en exteriores, bóvedas o en celdas de alta tensión. La celda de alta tensión, además de los fusibles de potencia y del seccionador, puede incluir barras, transformadores de medición, cableado de control y accesorios, dentro de un tablero construido de plancha metálica con espacios para ventilación y ventanas de inspección. Están diseñadas para uso en exteriores como interiores, en voltajes desde 4.16 a 34.5 kv con barras para 600, 1200 y 2000 amp.

La potencia requerida para la operación de motores grandes, como bombas para sistemas de agua, compresores y otras cargas especiales en sistemas eléctricos importantes; es demasiado elevada para sistemas de baja tensión, de modo que, motores operando a 2400, 4160 y 13800 voltios, son usados en estos casos.

Debido a que los circuitos de distribución que alimentan el motor, tienen usualmente cargas en paralelo, su corriente de carga y cortocircuito es elevada, por lo que los arrancadores de estos motores pueden estar sujetos a severos esfuerzos. Los fusibles limitadores de corriente designados como tipo "R", en combinación con contactores están disponibles para arranque de motores hasta 2500 HP en sistemas de 4160 voltios.

3.9. SELECTIVIDAD DE LOS FUSIBLES DE ALTA TENSION

La coordinación entre tirafusibles, en la aplicación de los seccionadores fusibles de distribución, es lograda principalmente mediante dos técnicas: el uso de las curvas tiempo-corriente de los fusibles y el uso de tablas de coordinación.

Cuando dos o más tirafusibles u otros elementos de

protección son aplicados en un sistema eléctrico, el elemento más cercano a la falla es llamado el elemento protector y el más cercano a la fuente, es el de respaldo o protegido. Ver la Fig. 3.12.

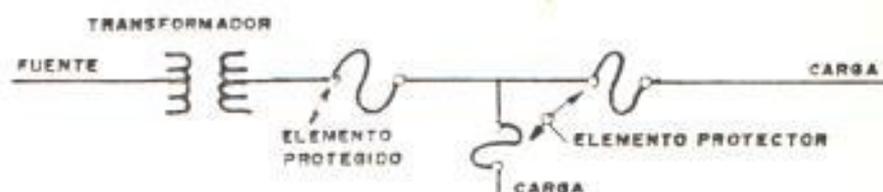


Fig. 3.12. Denominación Convencional de Elementos de Protección según su localización

Lo anterior sirve para explicar una de las reglas básicas en la aplicación de las tirafusibles. El tiempo total de aclaramiento del tirafusible protector no deberá exceder el 75 % del tiempo mínimo de fusión del tirafusible protegido. Este factor asegura que la falla sea despejada por el elemento protector antes que el tirafusible de respaldo sea afectado, compensando condiciones de operación como carga previa y temperatura ambiente.

La aplicación de las curvas tiempo-corriente en la coordinación de tirafusibles en un sistema de distribución, consiste en trazar en una sola hoja de papel log-log las curvas (suministradas por los fabricantes) de cada una de las tirafusibles; una vez seleccionadas, en base a las corrientes de

carga y máximas corrientes de falla simétricas disponibles en los puntos importantes del sistema bajo estudio. Mediante la comparación de estas curvas debe obtenerse selectividad, tomando en cuenta en los puntos de cálculo, que la relación del tiempo total de aclaramiento (tirafusible protector) y el tiempo mínimo de fusión (tirafusible protegido), entre dos elementos adyacentes, no debe exceder al 75 %.

El uso de tablas de coordinación, las cuales están basadas en las curvas tiempo-corriente, convierten su aplicación más sencilla que la técnica anterior. La Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos ha desarrollado Tablas de coordinación entre fusibles tipo K, T, K-H y T-H, para máximas corrientes de falla, para las que la protección es confiable. La Tabla XVII es un ejemplo de aplicación de coordinación entre fusibles tipo K, según denominación indicada en la Fig. 3.12.

El procedimiento recomendado para la coordinación de fusibles de potencia con fusibles u otros elementos de protección, es usando la técnica aplicada para los fusibles de baja tensión y los tirafusibles de distribución; es decir, trazando las curvas tiempo-corriente de todos los elementos

sobre una base común en una hoja de papel log-log. Estas curvas, como ya lo hemos indicado, están disponibles por parte de los fabricantes en la forma de tiempo mínimo de fusión y tiempo total de aclaramiento.

Ya que el fusible es un elemento térmico, algunos fabricantes recomiendan que, cuando un fusible de potencia es parte de un esquema de coordinación, la aplicación de un margen de seguridad a la curva del tiempo mínimo de fusión para compensar variables como tolerancias de fabricantes, carga previa y temperatura ambiente. Una técnica es usar una zona de seguridad del 25 % en la escala de tiempo para un valor de corriente dado, o una zona del 10 % en la escala de corriente para un tiempo dado. Debe consultarse catálogos para asegurarse en la aplicación de estos márgenes.

Para el caso de fusibles de potencia, limitadores de corriente, las curvas características sirven para la coordinación en el área en que no son limitadores de corriente. La mayoría de los estudios de coordinación en circuitos de alta tensión involucra la coordinación entre fusibles o entre fusibles y otros elementos de protección, en esta área.

CAPITULO IV

DISYUNTORES

4.1. CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS DISYUNTORES DE BAJA TENSION

Los disyuntores de baja tensión (1000 voltios ca, o menos), son aparatos diseñados para abrir y cerrar un circuito por medios no automáticos (manualmente o a través de un comando) y para abrir automáticamente a una premeditada sobrecorriente sin sufrir daño alguno, si éste es adecuadamente seleccionado. Los disyuntores de baja tensión se clasifican en :

- Disyuntores de Potencia.
- Disyuntores en Caja Moldeada.

Los factores básicos en la aplicación de los disyuntores de baja tensión son:

- Voltaje nominal y voltaje máximo de diseño.
- Frecuencia nominal.

- Capacidad de interrupción.
- Corriente de tiempo corto (aplicable a disyuntores de potencia).

A pesar de que la interrupción de la corriente se produce en aire para ambos tipos de disyuntores, existen importantes diferencias entre ellos, las cuales se irán anotando en el desarrollo de este capítulo.

En los últimos años se han logrado continuos y rápidos progresos en el diseño y capacidades de los disyuntores de baja tensión. Los disyuntores con elementos de disparo de estado sólido han demostrado mayor flexibilidad que el tipo de disparo electromecánico cuando son aplicados a estudios de coordinación. Se han incrementado las capacidades de interrupción, introduciéndose además el uso de disyuntores limitadores de corriente, tipo caja moldeada.

4.1.1. Disyuntores de Potencia de baja tensión

Los disyuntores de potencia de baja tensión son elementos de protección para uso en circuitos de hasta 1000 voltios de corriente

alterna, ó 3000 voltios de corriente directa, de construcción abierta, ensamblados en estructuras metálicas y diseñados para que todas sus partes sean accesibles para su mantenimiento y fácil reemplazo. Están diseñados para transportar el 100 % de su corriente nominal, montados dentro de cubículos a una temperatura ambiente de 40°C y poseen un rango de tiempo corto de 30 ciclos de duración para permitir selectividad.

Sus unidades de disparo tienen un rango de ajuste y son intercambiables en un mismo tamaño (marco del disyuntor). En la actualidad, las unidades de disparo por sobrecorriente se construyen en dos tipos: electromecánico y de estado sólido, con accionamientos por corriente alterna o corriente directa. La Fig. 4.1. nos muestra un disyuntor de estado sólido.

Elementos de disparo electromecánico

En los primeros años de los disyuntores de potencia de baja tensión, las sobrecorrientes fueron sensadas y a su vez

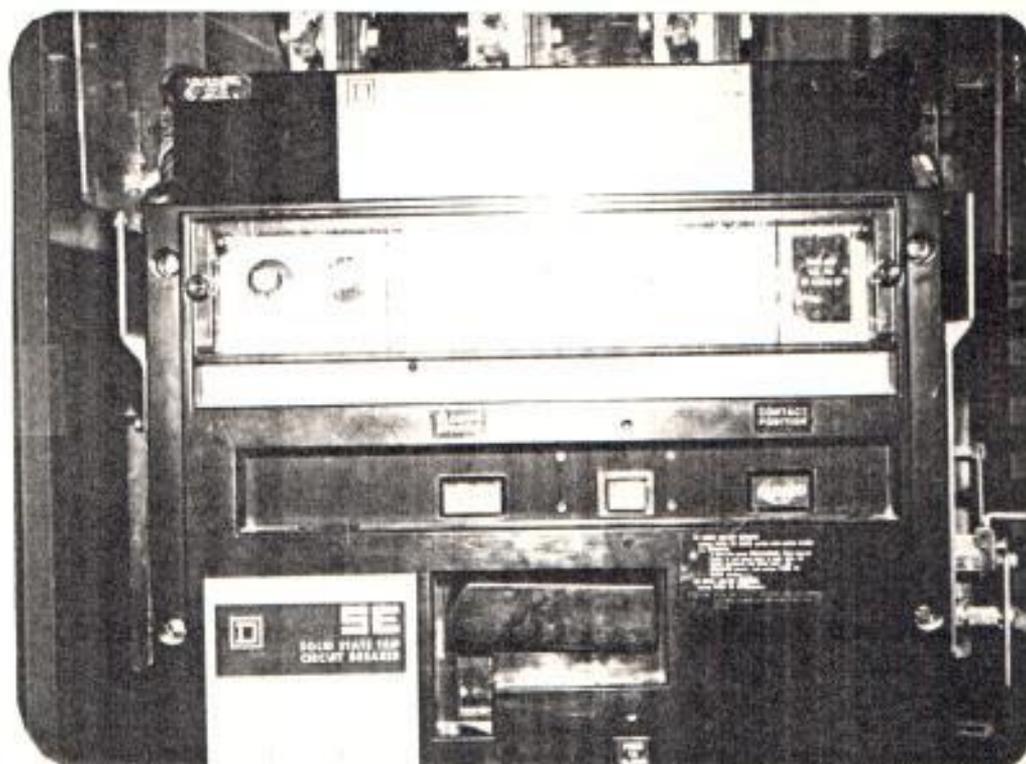


Fig. 4.1. Disyuntor de potencia para baja tensión con elementos de disparo de estado sólido

operados por la acción de un elemento electromecánico en serie en cada polo del disyuntor como una parte integral de la unidad de disparo, capaz de transportar la corriente de plena carga. Las fuerzas magnetizantes producidas por el paso de la corriente a través de la bobina actúan sobre una armadura venciendo la restricción de amortiguadores (en aire o aceite), para provocar el disparo del disyuntor y suministrar protección contra sobrecargas. La protección contra cortocircuitos está dada por la aplicación súbita, ante una falla de gran magnitud, de fuerzas

magnéticas que vencen la oposición de resortes.

Aunque los transformadores de corriente y relevadores han sido aplicados a los disyuntores de potencia de baja tensión, el disyuntor tipo electromecánico en serie fue por muchos años la forma básica de protección en casi todos los tableros de baja tensión; sin embargo, éste posee algunas desventajas. Su calibración tiende a variar con el tiempo debido a armónicas en la corriente de carga que provocan la vibración de sus elementos, además de los efectos causados por polvo, humedad y atmósferas corrosivas.

Debido a que la curva característica de los disyuntores electromecánicos es muy inversa, siendo además impredecible el ancho de su banda de operación, se dificulta la coordinación con otros elementos de protección. En la Fig. 4.2. se observa la curva característica tiempo-corriente de un disyuntor con elementos de disparo electromecánico.

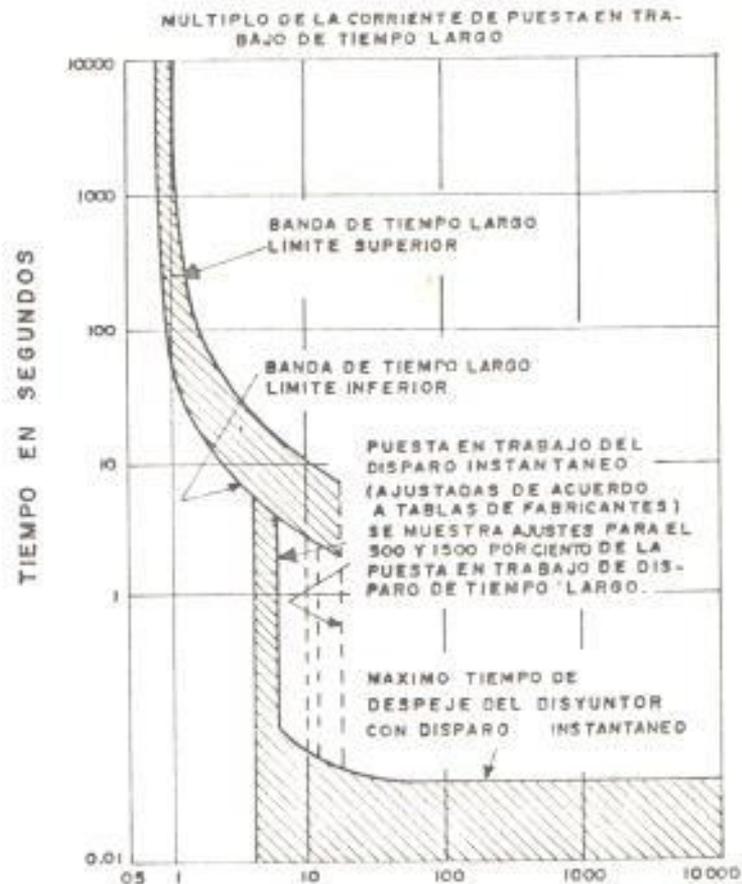


FIG. 4.2. CURVA TIEMPO - CORRIENTE TÍPICA PARA DISYUNTOR CON ELEMENTOS DE DISPARO ELECTROMECÁNICO.

Elementos de disparo de estado sólido

La tecnología moderna ha suministrado una alternativa en el diseño de disyuntores de potencia de baja tensión. En contraste con los elementos de disparo electromecánico, los elementos de estado sólido operan a través de señales de corrientes secundarias de bajo nivel, generadas en sensores o transformadores de corriente ubicados en

cada fase. Además de los transformadores de corriente, el sistema comprende un relevador de estado sólido y un accionador de disparo electromagnético. Este efectúa el disparo del disyuntor con un retardo de tiempo dependiendo de la magnitud de la corriente de falla. Los transformadores de corriente envían una señal equivalente a esta corriente de falla al relevador de estado sólido, el que determina la presencia de una sobrecarga, cortocircuito entre fases o corriente de falla a tierra. El relevador que contiene transformadores auxiliares, circuitos de estado sólido y mecanismos de ajuste, recibe su potencia de operación del lado secundario de los transformadores de corriente y posee un tiempo indefinido de servicio. La baja potencia requerida por este sistema hace posible tomar la potencia necesaria, incluso la de disparo, de la corriente de línea. La experiencia ha demostrado que las características de disparo no están sujetas a cambios con el tiempo. La vibración, temperatura, altura, no tienen efectos sobre la calibración de los elementos de estado sólido, obteniéndose con su aplicación, confiabilidad en la

protección de sistemas de baja tensión (Fig. 4.3.). La más importante ventaja de los elementos de disparo de estado sólido, es la forma de su curva característica, la cual es esencialmente una línea recta a lo largo de su zona de trabajo, obteniéndose además una angosta y predecible banda de operación, como se observa en la Fig. 4.4.

Una limitación de los disyuntores de potencia de baja tensión, es su inferior capacidad de interrupción comparada con los fusibles. Esto puede ser superado por medio de la combinación de un disyuntor y fusibles limitadores de corriente. Esta combinación es diseñada de tal forma que el disyuntor despeje fallas de una magnitud hasta del 80 % de su capacidad de interrupción. Los fusibles operan para fallas sobre la capacidad de interrupción del disyuntor, más rápidamente que éstos. Es decir, que a elevados niveles de corriente de cortocircuito, los fusibles desarrollan su función de limitadores de corriente. Están diseñados de manera que si el fusible se funde e interrumpe la falla, el disyuntor se abre, evitando el monofaseo de la carga.

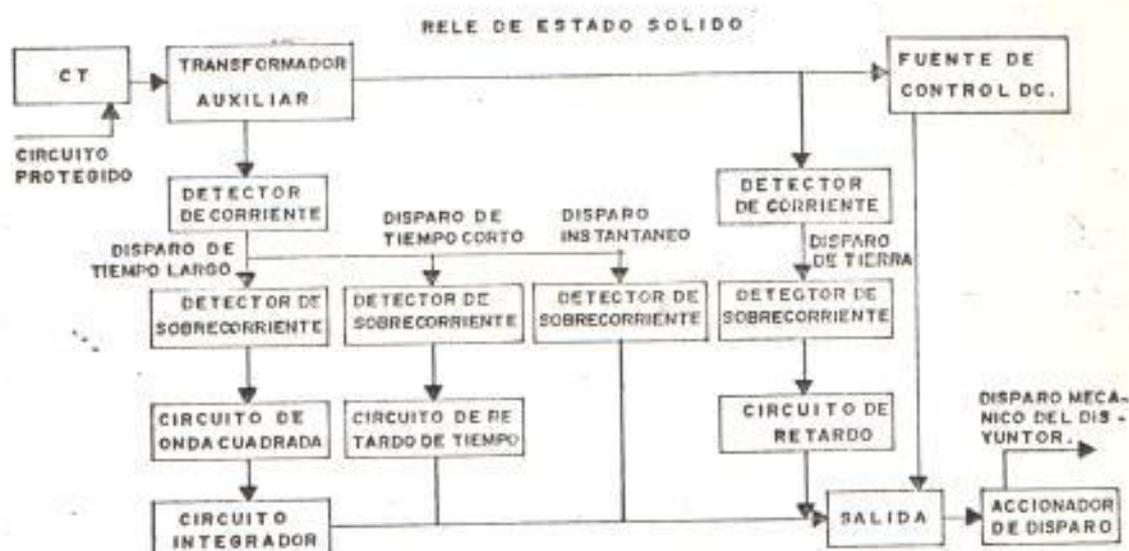


FIG. 4.3. SISTEMA DE OPERACION DE LOS ELEMENTOS DE DISPARO DE UN DISYUNTOR CON RELEVADOR DE ESTADO SOLIDO

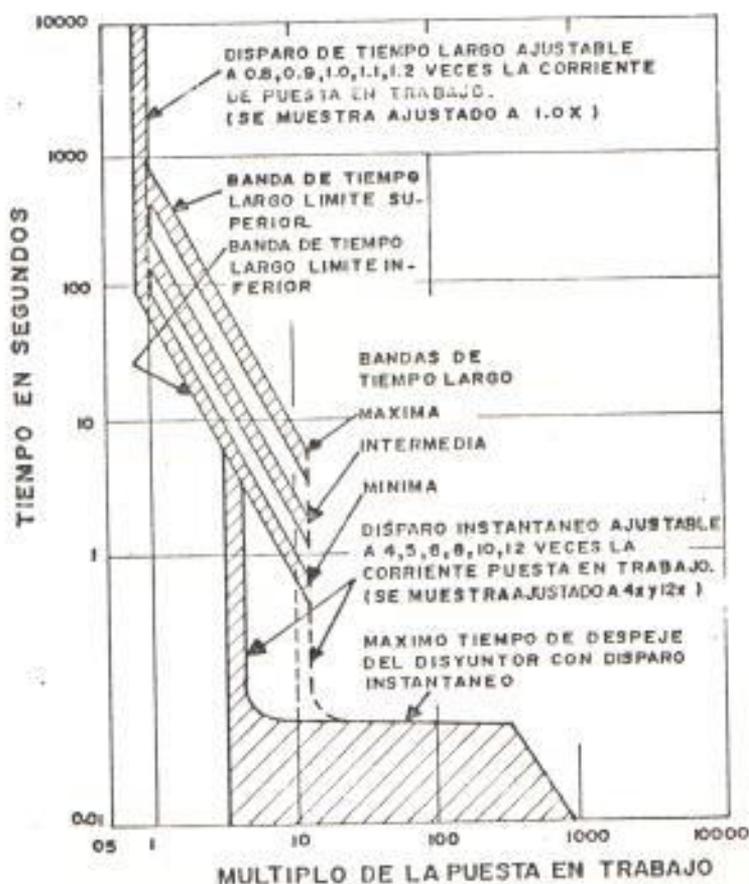


FIG.4.4. CURVA TIEMPO-CORRIENTE TIFICA PARA UN DISYUNTOR CON ELEMENTOS DE DISPARO DE ESTADO SOLIDO

4.1.2. Disyuntores en Caja Moldeada de baja tensión

El disyuntor automático en caja moldeada es un aparato de interrupción y equipo de protección ensamblado en una caja de material aislante. Existe actualmente una gran variedad de disyuntores en caja moldeada, lo que dificulta realizar una clasificación general. Esta clasificación comprende un amplio rango, que va desde el disyuntor de disparo termomagnético hasta los nuevos diseños que utilizan elementos de disparo de estado sólido.

Los disyuntores en caja moldeada tipo termomagnético pueden ser divididos en:

- Termomagnético con la unidad de disparo reemplazable.
- Termomagnético con la unidad de disparo no reemplazable.
- Magnético.
- Combinación de disyuntor termomagnético con fusibles limitadores de corriente.

El disyuntor termomagnético tiene un elemento de disparo térmico para sobrecargas y un elemento de disparo instantáneo magnético de protección contra cortocircuitos. Este tipo de disyuntor, que es el de mayor aplicación, especialmente a bajas corrientes de carga y niveles de falla, tiene algunas limitaciones. Una gran cantidad de disyuntores en caja moldeada prescindiendo del tipo, son diseñados para transportar el 100 % de su corriente nominal, sólo en ambientes con una temperatura de 25°C. Esto debe ser corregido cuando son montados en tableros metálicos. Poseen un rango limitado de corriente de corto tiempo (usualmente 5 ciclos).

El disyuntor termomagnético en caja moldeada no es ajustable en su curva característica tiempo-corriente en la zona que es determinada por el elemento térmico. Los disyuntores de gran capacidad que tienen unidad de disparo reemplazable permiten un ajuste limitado.

El disparo instantáneo es ajustable en el rango de 5 a 10 veces la corriente nominal

del disyuntor. Los disyuntores de mayor capacidad poseen un rango más bajo de ajuste del disparo instantáneo. La Fig. 4.5., muestra la curva característica de un disyuntor termomagnético de 125-400 amp. con disparo magnético ajustable.

En vista de lo expuesto, podemos concluir que la única ventaja de los disyuntores termomagnéticos en caja moldeada, con respecto a los disyuntores de potencia, es que el primero es de tamaño mucho más pequeño y económico.

El disyuntor tipo magnético sólo tiene elementos de disparo instantáneo magnético para emplearse cuando sólo se requiera protección contra cortocircuitos. Su uso es muy común en combinación con arrancadores de motores. Un contactor con relevador de sobrecarga suministra la protección contra sobrecargas.

El diseño del disyuntor termomagnético con fusibles limitadores de corriente combina la protección termomagnética normal contra cortocircuito y sobrecarga, con la

MULTIPLoS DE LA CORRIENTE NOMINAL

CURVA CARACTERISTICA LA

125-400 AMP, 2 Y 3 POLOS
600 V AC, 250V, 0C-40°C

CATALOGO	Nº POLOS	240	480	600	VOLT. DC
LA, LAL	2	42,000	30,000	20,000	10,000
	3	42,000	30,000	22,000	

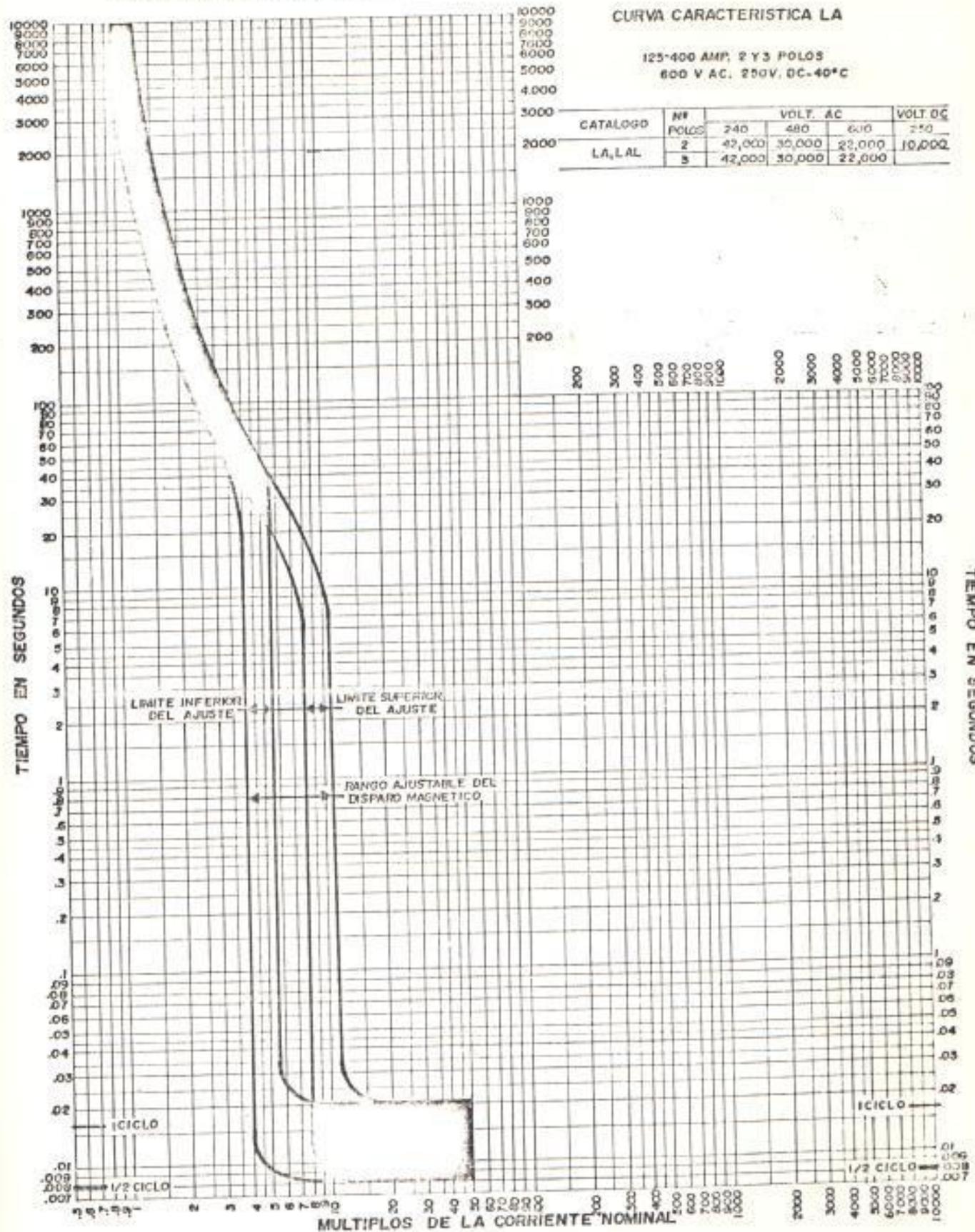


FIG. 4.5. CURVA CARACTERISTICA DE UN DISYUNTOR TERMOMAGNETICO TÍPICO

protección que ofrecen los fusibles limitadores de corriente contra elevadas magnitudes de corriente de falla. Su diseño es similar a la combinación indicada para los disyuntores de potencia de baja tensión con fusibles limitadores de corriente.

Los diseños modernos de disyuntores en caja moldeada utilizan elementos de disparo de estado sólido. Sus capacidades son similares a las del tipo termomagnético, sin embargo, los primeros permiten mayor flexibilidad y pueden ser ajustados en el rango de sus curvas tiempo-corriente para asegurar selectividad bajo condiciones de cortocircuito. Todas las características de disparo suministradas para los disyuntores de potencia con elementos de disparo de estado sólido son aplicables a este tipo de disyuntor en caja moldeada.

4.2. CURVAS CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS DISYUNTORES DE BAJA TENSION

Las curvas características de los disyuntores son suministradas por los fabricantes en papel log-log. En la mayoría de los casos las curvas son mostradas

como una banda que incluye las tolerancias permitidas por las normas respectivas.

Las curvas características para los disyuntores termomagnéticos tipo caja moldeada basan su operación en el principio de tiempo inverso. Esto significa que, mientras más alta sea la sobrecarga sobre el circuito, más corto será el tiempo de interrupción del disyuntor.

La zona superior de la curva muestra el retardo de tiempo (segundos o minutos) requerido por el disyuntor para operar, debido a una sobrecarga. A niveles de corriente sobre el ajuste del elemento instantáneo, el tiempo de operación cae abruptamente, de tal manera que, el disyuntor interrumpe la falla sin ningún retardo. Las curvas de mínimo y máximo tiempo de aclaramiento representan los límites de tolerancia establecidos por los fabricantes. Los disyuntores termomagnéticos de 100 amp. o menos, rara vez tienen características tiempo-corriente ajustables; sin embargo, algunos tipos de disyuntores en caja moldeada de valores nominales superiores a 100 amp., tienen cierto ajuste en su curva característica, para permitir sobrecargas de corta duración, sean éstas provocadas por el arranque de

motores o por la corriente magnetizante de transformadores.

En disyuntores de 100 amp. o más, con unidades de disparo reemplazables, el elemento instantáneo puede ser ajustado hasta 10 veces el valor de la corriente nominal del disyuntor. Ver la Fig. 4.6., en la cual se muestra la curva característica tiempo-corriente para disyuntores de 70-400 amp. con disparo magnético ajustable (Disyuntor tipo LAB-400, LA-400, HLA-400, 600 voltios, 60 Hz, marca Westinghouse).

Los elementos de disparo electromecánico para disyuntores de potencia de baja tensión son obtenibles en varias combinaciones y con un amplio rango de calibración con el objetivo de obtener flexibilidad en el esquema de protección. Estas combinaciones incluyen: corriente de operación (valor de puesta en trabajo) de tiempo largo, corriente de operación de tiempo corto, tiempo de operación y valor de corriente de operación instantáneo. Ver en la Fig. 4.7., la característica típica para un disyuntor de potencia de baja tensión con elementos de tiempo largo, corto e instantáneo. Para aplicaciones no selectivas, es usado el elemento de tiempo largo y el elemento

CURVA TIEMPO - CORRIENTE
 TIPOS LA-B-400, LA-400, HLA-400, DOS Y TRES POLOS
 WESTINGHOUSE

MAX. VOLTIOS AC. 800 A 60 Hz

MAX. VOLTIOS DC. 250

VALORES NOMINALES

CORRIENTE PERMANENTE

70-400 AMP.

DISPARO INSTANTANEO, AMP.

500-1000% EL VALOR DE CORRIENTE PERMANENTE.

CAPACIDAD DE INTERRUPCION

DISYUNTOR

TIPO

LA-B-400

LA-400

HLA-400

AMPERIOS

240 volts

480 volts

800 volts

250 volts

SMETRICOS (RMS) AMP. DC.

42,000

21,000

22,000

10,000

42,000

21,000

22,000

10,000

85,000

42,500

43,500

44,500

45,500

46,500

47,500

48,500

49,500

50,500

51,500

52,500

53,500

54,500

55,500

56,500

57,500

58,500

59,500

60,500

61,500

62,500

63,500

64,500

65,500

66,500

67,500

68,500

69,500

70,500

71,500

72,500

73,500

74,500

75,500

76,500

77,500

78,500

79,500

80,500

81,500

82,500

83,500

84,500

85,500

86,500

87,500

88,500

89,500

90,500

91,500

92,500

93,500

94,500

95,500

96,500

97,500

98,500

99,500

100,000

101,000

102,000

103,000

104,000

105,000

106,000

107,000

108,000

109,000

110,000

111,000

112,000

113,000

114,000

115,000

116,000

DISPARO MAGNETICO AJUSTABLE

MAXIMO TIEMPO DE INTERRUPCION

BAJO (25%)

ALTO (200%)

MINIMO

MAXIMO

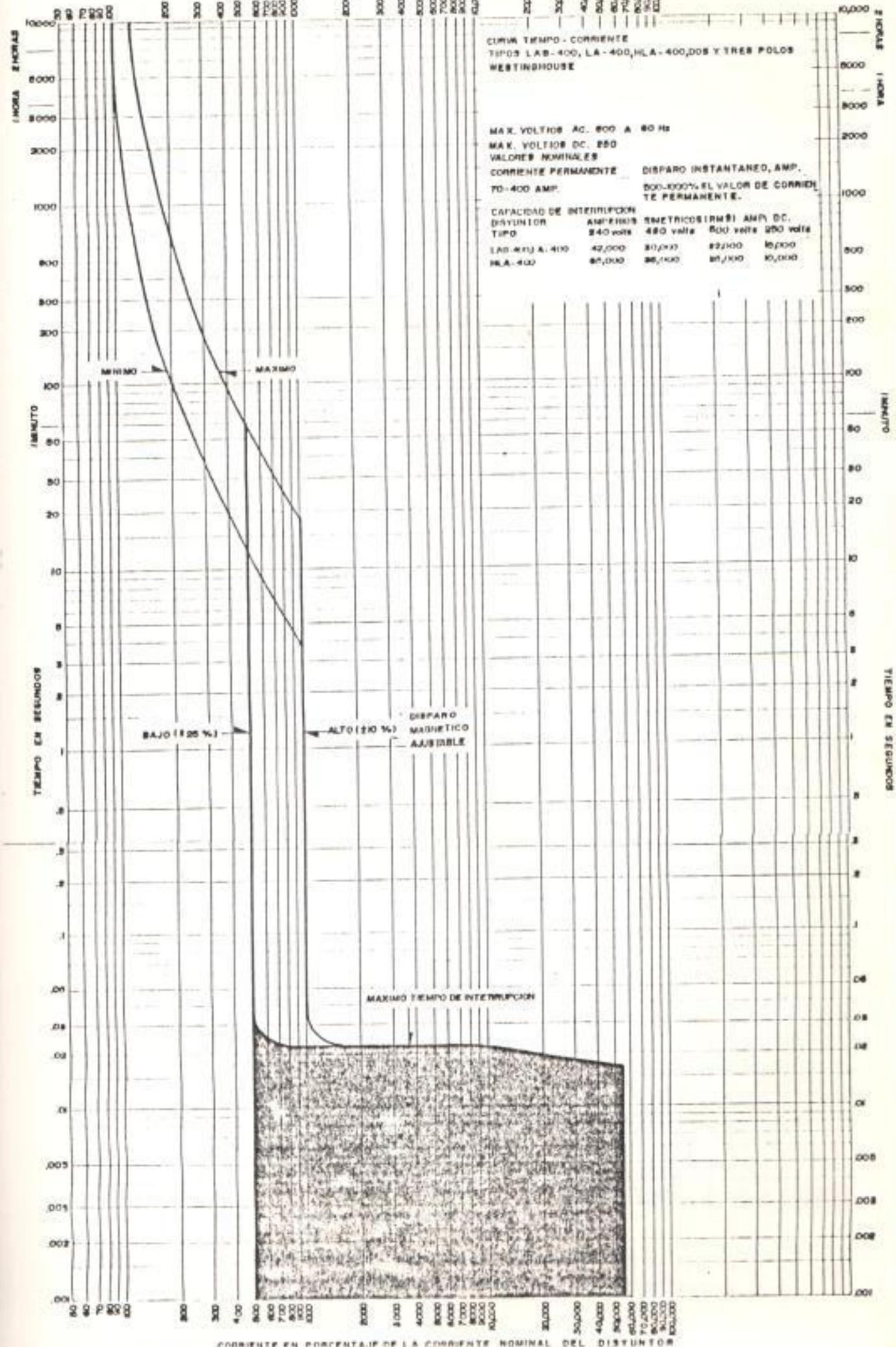


FIG. 4.8. CURVA TIEMPO - CORRIENTE DE DISYUNTOR EN CAJA MOLDEADA

MULTIPLO DE LA CORRIENTE NOMINAL DE BOBINA

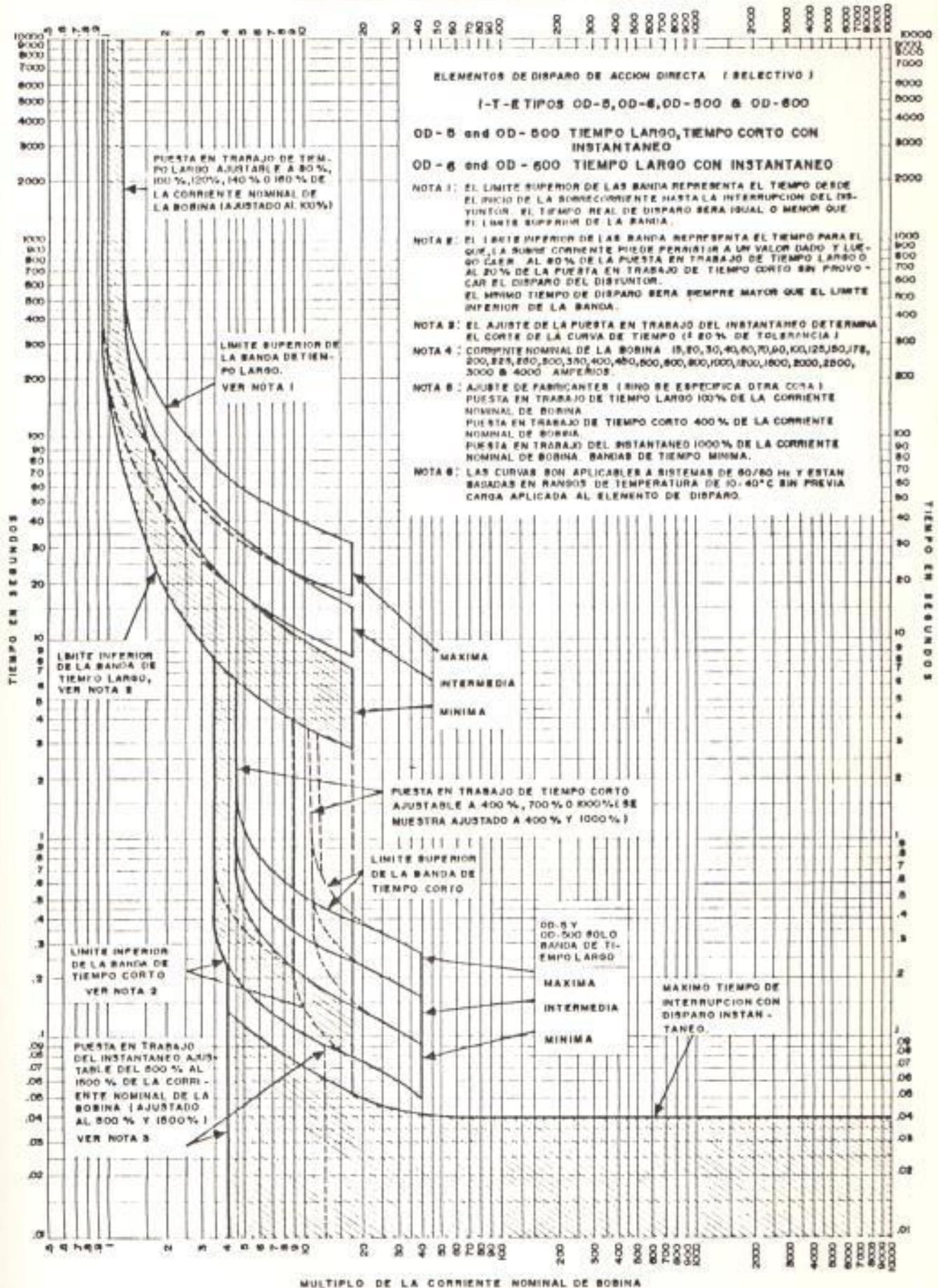


FIG. 4.7. CURVA TIEMPO- CORRIENTE DE DISYUNTOR DE POTENCIA DE BAJA TENSION EQUIPADO CON DISPARO SELECTIVO

instantáneo. Para aplicaciones selectivas de disparo se incluyen los elementos de tiempo largo y tiempo corto, pero el elemento instantáneo puede ser considerado para aplicaciones especiales. Una curva típica para aplicaciones de disparo no selectivo se muestra en la Fig. 4.8.

Como se ha indicado previamente, los disyuntores de baja tensión con elementos de disparo de estado sólido, tienen la ventaja de que sus curvas poseen bandas de operación más angostas. La característica de tiempo largo se asemeja a una curva $I^2 t$, lo que permite ajustarla lo más cercanamente a las curvas de daño de los conductores, los cuales poseen una característica $I^2 t$.

Los elementos de disparo de estado sólido son suministrados con características de tiempo largo, tiempo corto, instantáneo o varias combinaciones de éstas. El valor de corriente de operación (valor de puesta en trabajo) y el tiempo de operación son ajustables para tiempo largo y corto. El valor de puesta en operación es ajustable para el disparo instantáneo. La mayoría de los disyuntores con elementos de disparo de estado sólido suministran la protección de falla a tierra, además de la protección de sobrecorriente de fase.

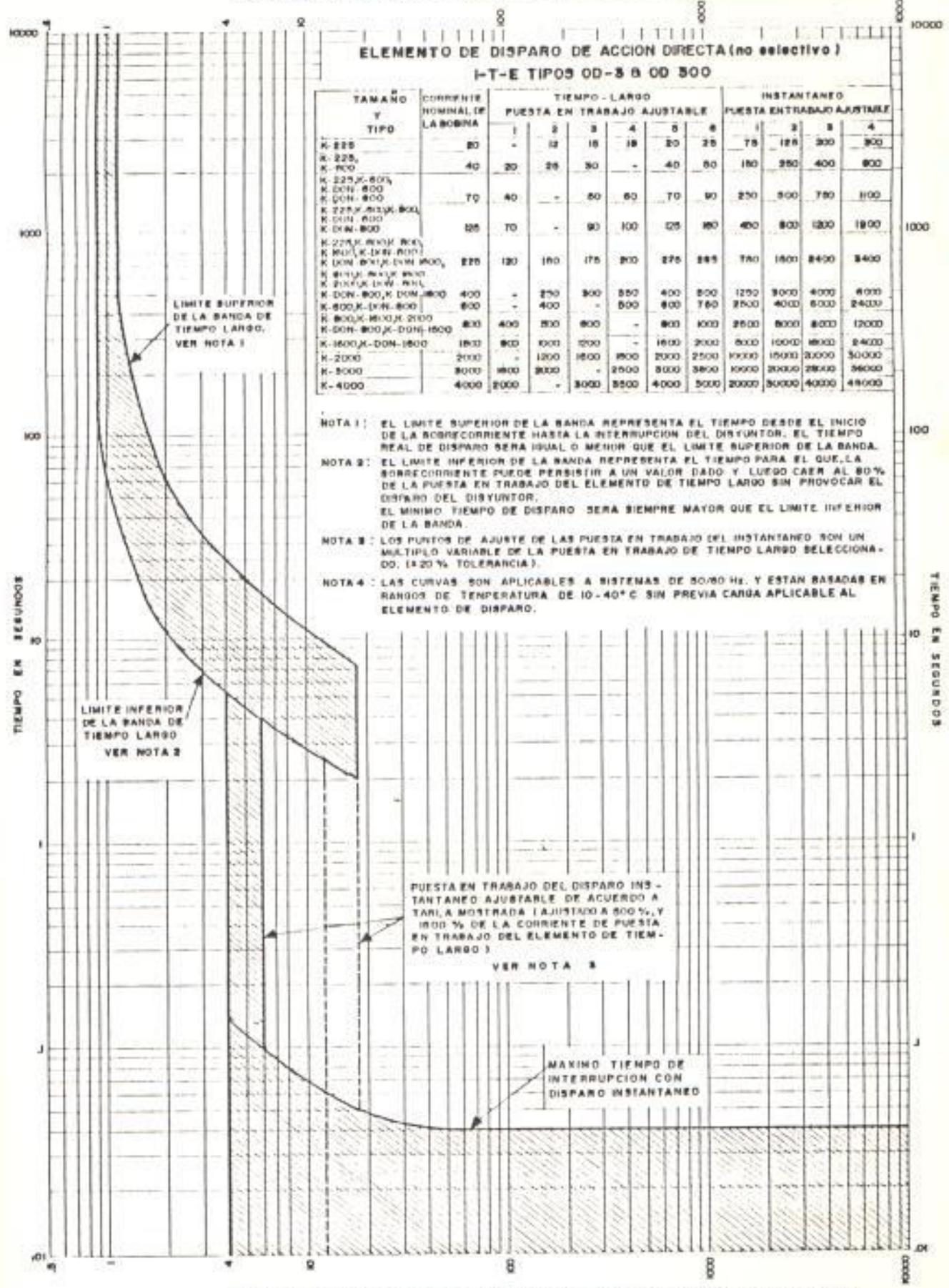


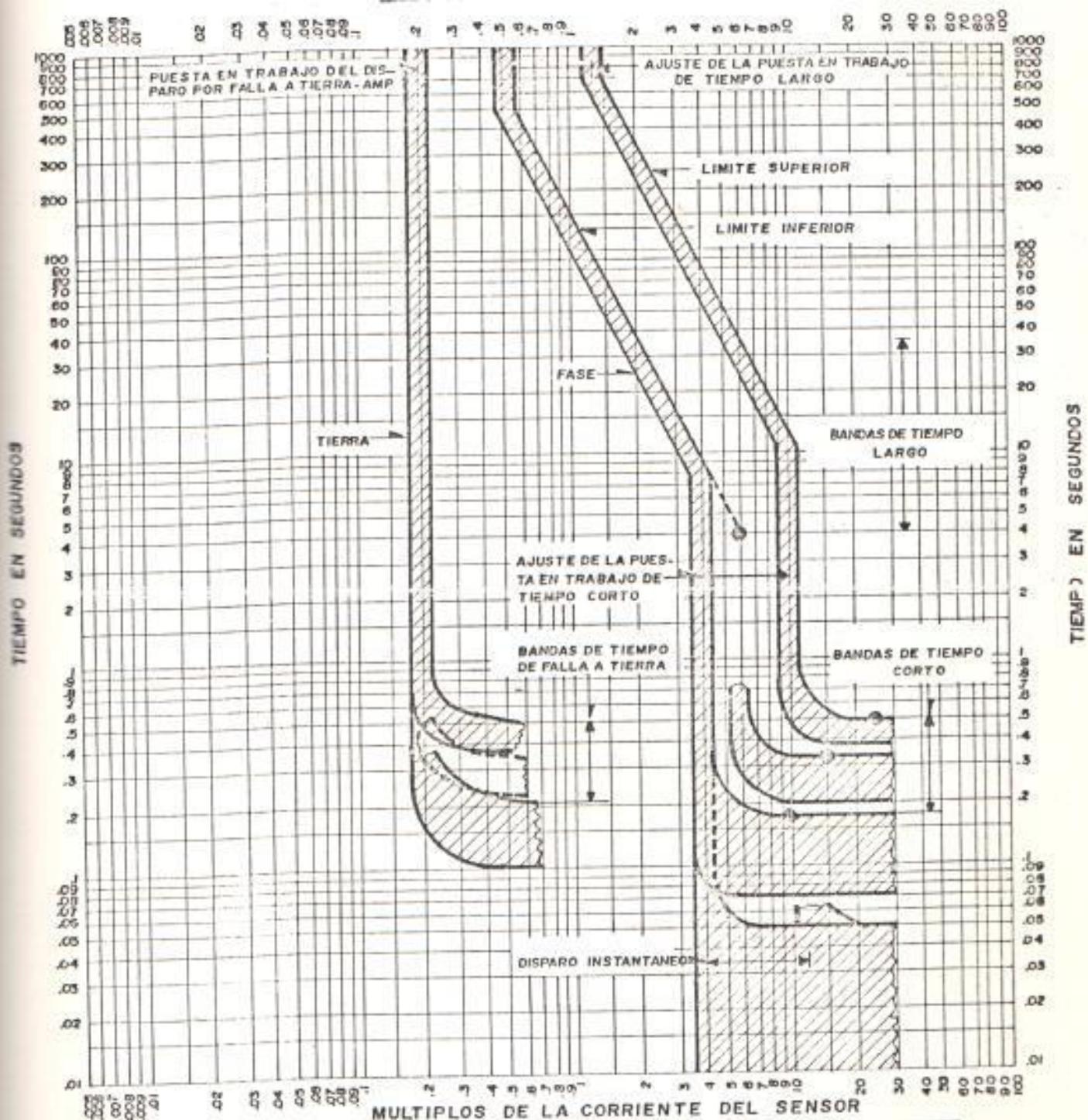
FIG. 4.8. CURVA TIEMPO-CORRIENTE DE DISYUNTOR DE POTENCIA DE BAJA TENSION EQUIPADO CON DISPARO NO SELECTIVO

La Fig. 4.9. es una síntesis del rango de ajustes de un disyuntor típico de estado sólido (Tipo Amptector I-Square D), cuya curva característica se muestra en la Fig. 4.10.



FIG. 4.9.- SINTESIS DEL RANGO DE AJUSTES DE UN DISYUNTOR DE ESTADO SOLIDO.

MÚLTIPLOS DE LA CORRIENTE DEL SENSOR



PUESTA EN TRABAJO DEL DISPARO POR FALLA A TIERRA - AMP.

AJUSTE DE DISCO	CORRIENTE NOMINAL DEL SENSOR													
	50	100	150	200	300	400	600	900	1200	1600	2000	2400	3200	4000
A	13	37	60	85	110	145	180	200	330	400	550	640	1000	1200
B	16	67	75	85	110	150	205	260	383	505	600	770	1000	1200
C	22	75	85	100	130	185	250	325	460	625	760	960	1200	N.A.
D	33	100	120	145	200	270	365	600	750	970	1200	N.A.	N.A.	N.A.

FIG. 4.10 CARACTERISTICA TIEMPO CORRIENTE DE UN DISYUNTOR DE BAJA TENSION CON DISPARO DE ESTADO SOLIDO

4.3. CAPACIDADES DE LOS DISYUNTORES DE BAJA TENSION

Los disyuntores de potencia de baja tensión deben ser seleccionados para su aplicación de acuerdo a la información suministrada por los fabricantes en la placa de estos equipos. Los siguientes datos mínimos deben ser obtenidos:

- La corriente nominal, es la corriente que el disyuntor puede transportar continuamente a la frecuencia y voltaje nominal, sin exceder los límites de temperatura establecidos.

- El voltaje máximo nominal, requerido por el disyuntor para interrumpir su capacidad de corriente nominal. Los disyuntores de clase de aislamiento para 600 voltios, tienen valores máximos de voltaje de 254, 508 y 630 voltios, correspondientes a los valores nominales de 240, 480 y 600 voltios, respectivamente.

- La capacidad de interrupción es el máximo valor de la corriente eficaz simétrica durante el primer medio ciclo después del inicio de la falla, que el disyuntor debe interrumpir al voltaje máximo y a la frecuencia nominal. Aunque la capacidad de interrupción es expresada en

amperios simétricos, el disyuntor deberá ser capaz de interrumpir todos los valores de corriente asimétrica como simétrica producidos por fallas trifásicas o monofásicas, cuyo factor de potencia de cortocircuito sea del 15 % o mayor ($X/R \leq 6.6$) al voltaje máximo nominal.

- La frecuencia nominal es 60 ciclos para los disyuntores de baja tensión.

- El tamaño (marco) del disyuntor.

Los disyuntores de baja tensión a diferencia de los de alta tensión, operan casi instantáneamente a corrientes cercanas a su capacidad de interrupción. Los contactos de un disyuntor de baja tensión parten durante el primer ciclo de la corriente de cortocircuito, por lo que debido a su rápida operación, los valores de corriente momentánea y de interrupción son consideradas iguales. De acuerdo a lo anterior, la corriente de cortocircuito sobre la cual se aplican los disyuntores de baja tensión, es la corriente al primer medio ciclo; por lo que la reactancia subtransiente de generadores, motores síncronos y de inducción deben ser utilizadas para el cálculo de la corriente de cortocircuito. El factor multiplicador es menor que para los

disyuntores de alta tensión, debido al valor bajo de la razón X/R en los circuitos de baja tensión que provoca un rápido decrecimiento de la componente de corriente directa.

Las Tablas XVIII y XIX, las cuales se basan en la norma ANSI C37.16-1973 (Clasificación, Requerimientos y Aplicaciones para Disyuntores de Baja Tensión), nos dan los rangos normalizados de los disyuntores de potencia, según si el disyuntor incluye o no, el elemento de disparo de sobrecorriente instantáneo. A partir de estas tablas se observa que la capacidad de interrupción es función del voltaje nominal del disyuntor y de la característica del elemento de disparo. La capacidad de cortocircuito de los disyuntores con elementos de disparo instantáneo, es en la mayoría de los casos más alta que para aquellos sin disparo instantáneo pero que son equipados con elementos de disparo de tiempo corto.

En la Tabla XX se registran las capacidades de interrupción comunes para los disyuntores de baja tensión en caja moldeada. Para disyuntores con valores nominales diferentes a los indicados en esta tabla debe consultarse la información suministrada por los fabricantes.

Tabla XVIII

Valores Nominales de los Disyuntores de Potencia con Elemento de Disparo Instantáneo				
Voltaje Nominal	Voltaje Máximo Nominal	Corriente Nominal de Cortocircuito	Tamaño	Corriente Nominal (Amperios) Rango de Disparo
(Voltios)	(Voltios)	(Amp. Simétricos Trifásicos)	(Amperios)	
600	635	14000	225	40-225
600	635	22000	600	40-600
600	635	42000	1600	200-1600
600	635	42000	2000	200-2000
600	635	65000	3000	2000-3000
600	635	85000	4000	4000
480	508	22000	225	40-225
480	508	30000	600	100-600
480	508	50000	1600	400-1600
480	508	50000	2000	400-2000
480	508	65000	3000	2000-3000
480	508	85000	4000	4000
240	254	25000	225	40-225
240	254	42000	600	150-600
240	254	65000	1600	600-1600
240	254	65000	2000	600-2000
240	254	85000	3000	2000-3000
240	254	130000	4000	4000

Tabla XIX

Valores Nominales de los Disyuntores de Potencia sin Elemento de Disparo Instantáneo						
Voltaje Nominal	Voltaje Máximo Nominal	Corriente Nominal de Cortocircuito	Tamaño	Corriente Nominal (Amperios) Rango de Disparo		
(Voltios)	(Voltios)	(Amp. Simétricos Trifásicos)	(Amperios)	Disparo de tiempo corto		
				Banda de tiempo mínimo	Banda de tiempo medio	Banda de tiempo máximo
600	635	14000	225	100-125	125-225	150-225
600	635	22000	600	175-600	200-600	250-600
600	635	42000	1600	350-1600	400-1600	500-1600
600	635	42000	2000	350-2000	400-2000	400-2000
600	635	65000	3000	2000-3000	2000-3000	2000-3000
600	635	85000	4000	4000	4000	4000
480	508	14000	225	100-225	125-225	150-225
480	508	22000	600	175-600	200-600	250-600
480	508	42000	1600	350-1600	400-1600	500-1600
480	508	50000	2000	350-2000	400-2000	500-2000
480	508	65000	3000	2000-3000	2000-3000	2000-3000
480	508	85000	4000	4000	4000	4000
240	254	14000	225	100-225	125-225	150-225
240	254	22000	600	175-600	200-600	250-600
240	254	42000	1600	350-1600	400-1600	500-1600
240	254	50000	2000	350-2000	400-2000	500-2000
240	254	65000	3000	2000-3000	2000-3000	2000-3000
240	254	85000	4000	4000	4000	4000

† Las capacidades de corriente de cortocircuito para fallas monofásicas son el 87% de estos valores.

Tabla XI
Valores Nominales Típicos de Corriente de Interrupción para Disyuntores en Caja Moldeada, en Amperios.

Tamaño (Amperios)	Corriente Nominal	Disyuntores de 1 Polo (Corriente alterna)		Disyuntores de 2 y 3 Polos		Disyuntores de 2 y 3 Polos (Corriente Alterna)							
		120 v, 120/240 v	277 v	120/240 v	240 v	600 v nominales		480 v.		600 v			
		Sia.	Asia.	Sia.	Asia.	Sia.	Asia.	Sia.	Asia.	Sia.	Asia.	Sia.	Asia.
100	0-100	5000	5000	-	-	5000	5000	-	-	-	-	-	-
100	0-100	7500	7500	10000	10000	7500	7500	18000	20000	14000	15000	14000	15000
100	0-100	-	-	-	-	-	-	65000	75000	25000	30000	18000	20000
100	0-100	-	-	-	-	-	-	100000	-	100000	-	100000	-
200	125-200	-	-	-	-	10000	10000	-	-	-	-	-	-
225	125-225	-	-	-	-	10000	10000	22000	25000	18000	20000	14000	15000
225	70-225	-	-	-	-	-	-	25000	30000	22000	25000	22000	25000
225	70-225	-	-	-	-	-	-	65000	75000	35000	40000	25000	30000
225	70-225	-	-	-	-	-	-	100000	-	100000	-	100000	-
225	70-225	-	-	-	-	-	-	35000	40000	25000	30000	22000	25000
400	200-400	-	-	-	-	-	-	65000	75000	35000	40000	25000	30000
400	200-400	-	-	-	-	-	-	100000	-	100000	-	100000	-
400	200-400	-	-	-	-	-	-	42000	50000	30000	35000	22000	25000
600	300-600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
600	300-600	-	-	-	-	-	-	100000	-	100000	-	100000	-
800	300-800	-	-	-	-	-	-	42000	50000	30000	35000	22000	25000
800	300-800	-	-	-	-	-	-	65000	75000	35000	40000	25000	30000
800	600-800	-	-	-	-	-	-	100000	-	100000	-	100000	-
1000	600-1000	-	-	-	-	-	-	42000	50000	30000	35000	22000	25000
1200	700-1200	-	-	-	-	-	-	42000	50000	30000	35000	22000	25000

4.4. APLICACIONES DE LOS DISYUNTORES DE BAJA TENSION

La apropiada aplicación de un disyuntor de potencia o de caja moldeada en circuitos de baja tensión, involucra la consideración de factores que van más allá de los básicos previamente indicados: voltaje nominal, corriente nominal y capacidad de interrupción. El funcionamiento de un disyuntor está influenciado por varios otros factores adicionales, tales como: sitio o tablero donde se encuentra instalado, característica de la carga, conductores de salida, coordinación con otros elementos de protección, incluyéndose condiciones de operación y mantenimiento. Para propósitos de este capítulo, sólo serán considerados aquellos factores que involucren condiciones de sobrecorriente.

Las reglas fundamentales para la aplicación de disyuntores dentro de sus rangos nominales de voltaje, corriente y de su capacidad de interrupción han sido indicadas en el numeral 4.3. Aun si los disyuntores operan correctamente en sus funciones de apertura y cierre en condiciones de carga normal y de interrupción de cortocircuitos; debe ponerse especial atención en la selección y ajuste de los elementos de disparo para obtener los

objetivos deseados de protección y coordinación.

4.4.1. Protección

La protección contra cortocircuitos que abarca el desarrollo de esta Tesis se restringe a la selección, aplicación y coordinación de elementos cuya principal función es despejar una falla ocurrida en el sistema eléctrico. Estas fallas pueden ser de fase a fase, fase a tierra, fase-fase a tierra, trifásicas, trifásicas a tierra, variando sus magnitudes desde cortocircuitos con valores de corriente muy bajas debido a una alta impedancia de falla hasta elevadas corrientes de cortocircuito con baja impedancia de falla.

Todos los cortocircuitos provocan el flujo de corrientes anormales en uno o más conductores de fase o en el neutro de un sistema aterrizado, por lo que la protección de sobrecorriente de fase y tierra debe ser analizada. Las sobrecorrientes de fase son detectadas por los elementos correspondientes, pero solamente las sobrecorrientes de falla a tierra de gran

magnitud son sensadas. Aquellas, bajo el valor de puesta en operación de los elementos de protección de fase no son detectadas.

La energía liberada en una falla de arco es determinada por el producto de tres cantidades: la magnitud de la corriente de falla de arco, la magnitud del voltaje de arco y la duración de la falla permitida por el elemento de protección de sobrecorriente.

Los elementos de tiempo largo y tiempo corto no son suficientemente sensibles para detectar corrientes de falla a tierra, menos aun el elemento de disparo instantáneo cuyo ajuste es elevado.

Debido a que la resistencia de arco limita la corriente de falla a magnitudes bajo el valor de puesta en operación del elemento de tiempo corto, la falla es despejada sólo después de la expiración del tiempo de operación del elemento de tiempo largo, provocando esta demora, daños de gran magnitud en el punto de la falla.

La tecnología de estado sólido ha diseñado e incluido la función de disparo por falla a tierra en los disyuntores de baja tensión, el cual combina los requerimientos conflictivos a veces, de protección y selectividad. Es decir, que el sistema debe ser lo suficientemente sensible para detectar bajas corrientes de falla a tierra, pero no operar ante otras condiciones, tales como: arranque de motores o fallas de fase a fase, las cuales deberán ser detectadas por los elementos instantáneos o de tiempo, para asegurar la coordinación en un sistema selectivo.

Algunas reglas básicas pueden ser aplicadas en la protección de sobrecorriente de fase:

- Seleccionar los valores nominales y los ajustes de las características de tiempo largo, cuando ésta es ajustable, no más elevada de lo necesario y dentro de los requerimientos de las normas respectivas.
- El ajuste del elemento instantáneo no debe ser muy elevado para evitar disparos innecesarios. Este ajuste no debe exceder

la magnitud de la corriente de falla en el punto de localización del disyuntor en el sistema.

4.4.2. Coordinación

Cuando se considera la protección, el requerimiento principal es el comportamiento de un disyuntor con respecto a la carga y a los conductores conectados a él. Al considerarse la coordinación, es su comportamiento con respecto a otros disyuntores o elementos que forman parte de un esquema de protección lo que debe copar especial interés.

El objetivo de la coordinación de elementos de protección es hacerlos selectivos en su operación con respecto a otros elementos, de tal forma que, sólo el disyuntor más cercano al punto de la falla debe abrirse dejando el resto del sistema en operación.

La mejor técnica para revisar la coordinación es trazando las curvas características tiempo-corriente. Los disyuntores en serie coordinan

selectivamente si ellos pueden ser seleccionados o si sus características pueden ser ajustadas, de tal manera que no se sobrepongan o se crucen con las curvas de disyuntores adyacentes.

Los disyuntores equipados con disparo instantáneo solo coordinan con otro disyuntor si existe suficiente impedancia entre ellos, de tal forma que la máxima corriente de cortocircuito disponible en el disyuntor ubicado en el lado de carga es menor que el ajuste del elemento de disparo instantáneo del disyuntor ubicado en el lado de línea.

En la Fig. 4.11., el disyuntor C coordina con los disyuntores A y B, ya que sus curvas no se cruzan. Existe suficiente impedancia en el conductor para limitar la corriente de cortocircuito en C, a un valor menor que el ajuste instantáneo de A y B. Los disyuntores A y B coordinan selectivamente para todas las corrientes menores que 8000 amp. Fallas con magnitudes superiores a 8000 amp., pueden causar que ambos disyuntores operen, tal como lo indica el cruce de sus curvas en

CORRIENTE EN AMPERIOS

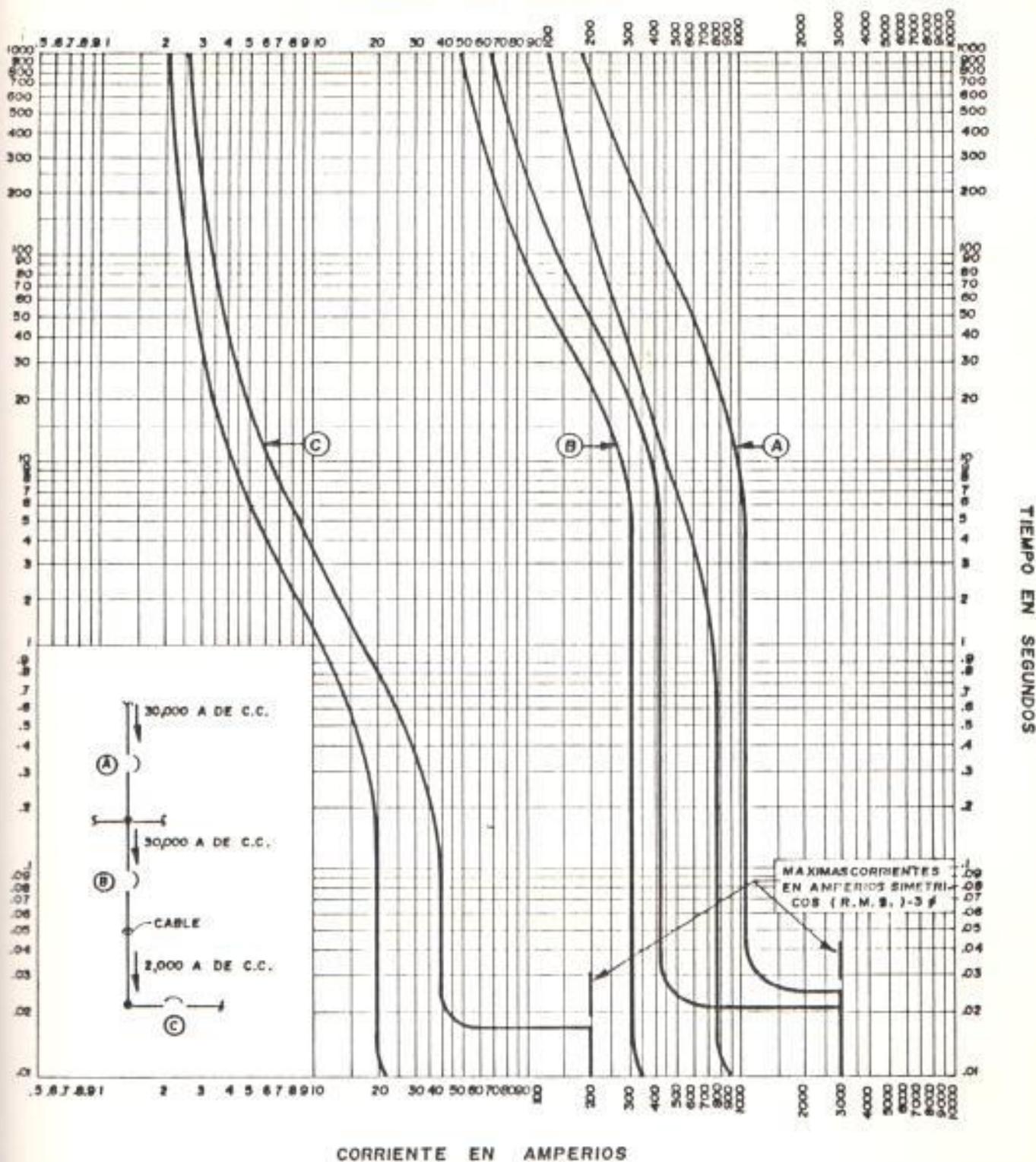


FIG. 4.11. COORDINACION ENTRE DISYUNTORES EQUIPADOS CON DISPARO INSTANTANEO

esta región. Para el ejemplo de la Fig. 4.12., los disyuntores A, B y C coordinan para todos los valores de corrientes de falla. Los disyuntores A y B coordinan, ya que el disyuntor A es aplicado solamente con el elemento de disparo de tiempo corto.

4.5. CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS DISYUNTORES DE ALTA TENSION

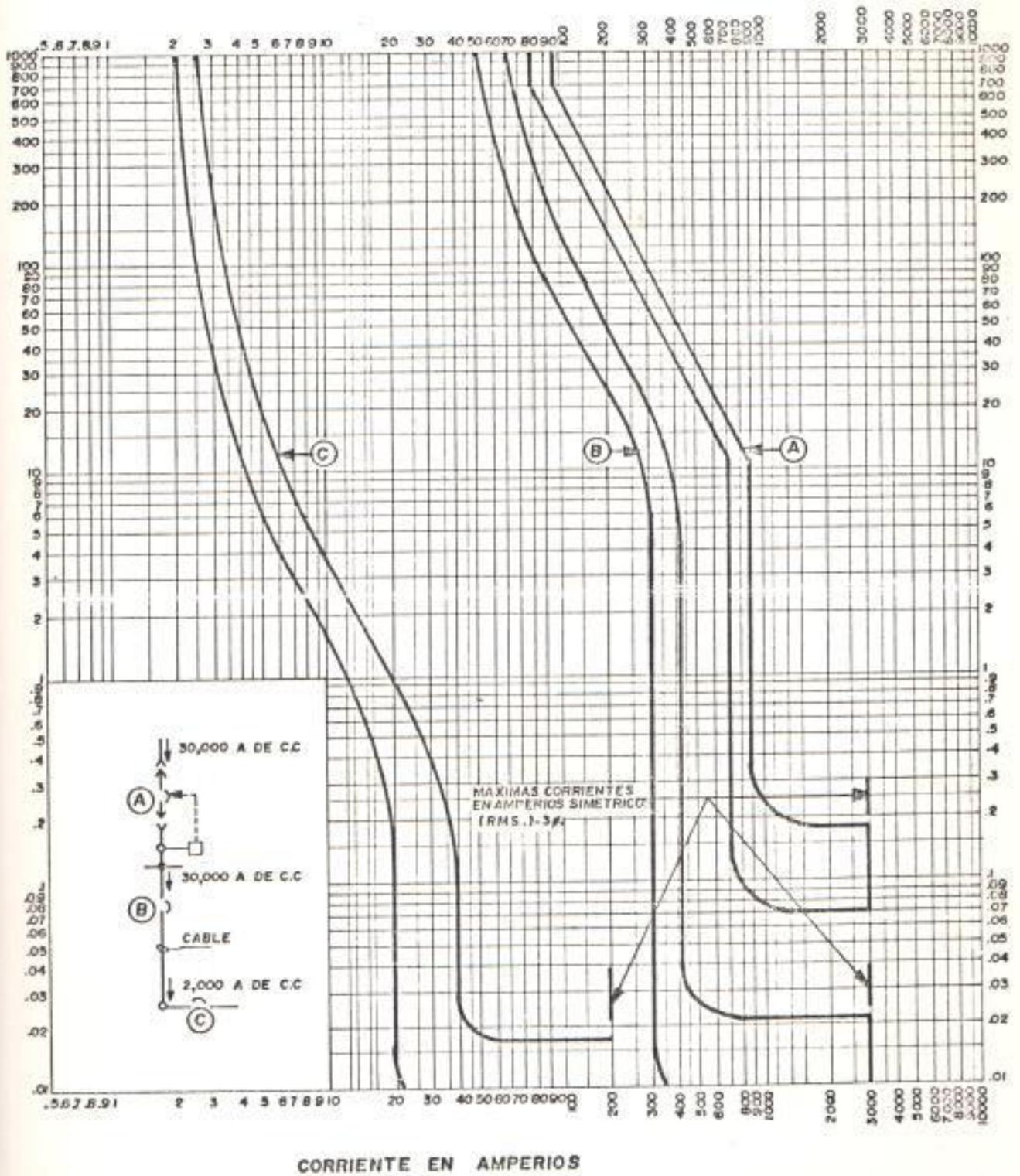
Los disyuntores de potencia que operan a voltajes superiores a los 1000 voltios, aplicables en los sistemas de distribución de grandes industrias y centros comerciales; combinan las características esenciales de seccionamiento y protección.

Sus aplicaciones principales incluyen:

- Protección principal de transformadores de potencia.
- Protección de alimentadores.

Son disponibles para el rango de voltajes existentes en la actualidad y para uso en exteriores como en interiores. Para voltajes inferiores a 15 KV., son adecuados los disyuntores

CORRIENTE EN AMPERIOS



TIEMPO EN SEGUNDOS

FIG. 4.12. COORDINACION ENTRE DISYUNTORES EQUIPADOS CON ELEMENTOS DE DISPARO INSTANTANEO Y TIEMPO CORTO.

de potencia en aire, siendo también usados los disyuntores en vacío y en aceite. Para voltajes sobre 15 Kv, los equipos disponibles incluyen disyuntores en pequeño y gran volumen de aceite, vacío, aire comprimido y en hexafluoruro de azufre (SF₆).

Son suministrados usualmente con transformadores de corriente, los cuales ante una sobrecorriente, provocan a través de sus secundarios, la operación de relevadores de sobreintensidad para el disparo del disyuntor.

Los valores nominales de cierre y enganche y la capacidad de interrupción son factores importantes en la aplicación de disyuntores de alta tensión.

La capacidad de cierre y enganche es una medida de la habilidad del equipo para resistir los esfuerzos mecánicos producidos por las corrientes asimétricas de cortocircuito durante los primeros ciclos, sin sufrir daños. Es expresada en amperios eficaces.

La capacidad de interrupción es el valor máximo en amperios eficaces de cortocircuito que el equipo es capaz de interrumpir sin sufrir daños mecánicos.

4.6. CAPACIDADES DE LOS DISYUNTORES DE ALTA TENSION

Las capacidades nominales de los disyuntores de alta tensión que actualmente se aplican a los complejos sistemas eléctricos de industrias y centros comerciales existentes en nuestro medio deben ser conocidas, de igual manera que las características de las corrientes de cortocircuito que permitan seleccionar las reactancias de las máquinas rotativas y factores multiplicadores, determinando con esto, las magnitudes de las corrientes de cortocircuito. La comparación de éstas, con las capacidades nominales de un disyuntor particular, nos da la oportunidad de observar el comportamiento del disyuntor bajo condiciones donde las corrientes de cortocircuito varían con el tiempo.

Los pocos ciclos necesarios para que el disyuntor despeje la falla, consisten en el tiempo total requerido para que el relevador de protección cierre sus contactos, la bobina de disparo libere su mecanismo de operación, los contactos del disyuntor se separen y el arco sea interrumpido. Los elevados esfuerzos mecánicos ocurren durante el primer medio ciclo debido a la componente de corriente directa y a la contribución de la

corriente de cortocircuito de motores y generadores.

Desde el inicio del cortocircuito hasta que los contactos del disyuntor se separan, la corriente disminuye en magnitud debido al decrecimiento de la componente de corriente directa y al cambio de los valores de reactancia de las máquinas rotativas, como ha sido explicado en el capítulo I.

En virtud de lo expuesto, la corriente que el disyuntor debe interrumpir a 4, 5 u 8 ciclos después del inicio de la falla, es menor que el máximo valor durante el primer medio ciclo. El hecho de que la corriente cambia en magnitud con el tiempo, ha conducido a establecer dos factores básicos en la aplicación de los disyuntores de alta tensión.

- La capacidad de cierre y enganche o corriente momentánea.

- La capacidad de interrupción.

Las Tablas XXI y XXII, según norma ANSI C37.06-1971 (Capacidades de los disyuntores de alta tensión, según valores nominales simétricos), nos muestran

Tabla XXI
Capacidades de los Disyuntores en Pequeño Volumen de Aceite para uso Interior

Identificación		Valores Nominales				Valores				Capacidades	
Voltaje Nominal	Capacidad Nominal Trifásica	Voltaje		Corriente		Tiempo de Interrupción	Retardo de disparo permisible	Voltaje Máximo Nominal dividido por K	Máxima capacidad de Interr. simétrica	Capacidad de corriente de tiempo corto (3seg)	Corriente Capacidad de cierre y enganche (1.6K & colb)
		Nominal	Máximo	Nominal	Máximo						
(1)	(1)	(2)	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)
Kv, res col 1	MVA col 2	Kv, res col 3	col 4	App, res col 5	Ka, res col 6	ciclos col 7	segundos col 8	Kv, res col 9	Ka, res col 10	Ka, res col 11	Ka, res col 12
4.16	75	4.76	1.36	1200	8.8	5	2	3.50	12	12	19
4.16	150	4.76	1.35	1200	18.0	5	2	3.50	24	24	39
4.16	225	4.76	1.35	1200	29.0	5	2	3.85	36	36	58
4.16	250	4.76	1.24	2000	29.0	5	2	3.85	36	36	58
4.16	350	4.76	1.24	1200	41.0	5	2	4.00	49	49	78
4.16	350	4.76	1.19	3000	41.0	5	2	4.00	49	49	78
7.20	250	8.25	1.19	1200	17.0	5	2	4.60	30	30	49
7.20	500	8.25	1.79	1200	33.0	5	2	6.60	41	41	66
7.20	500	8.25	1.25	2000	33.0	5	2	6.60	41	41	66
13.80	250	15.00	1.25	1200	9.3	5	2	6.60	21	21	34
13.80	500	15.00	2.27	1200	18.0	5	2	11.50	23	23	37
13.80	500	15.00	1.30	2000	18.0	5	2	11.50	23	23	37
13.80	750	15.00	1.30	1200	28.0	5	2	11.50	36	36	58
13.80	750	15.00	1.30	2000	28.0	5	2	11.50	36	36	58
13.80	1000	15.00	1.30	1200	37.0	5	2	11.50	48	48	77
13.80	1000	15.00	1.30	3000	37.0	5	2	11.50	48	48	77

(1) Ver notas sobre Tablas XXI y XIII.

Tabla XIII
 Capacidades de los Disyuntores en Gran Volumen
 de Aceite para uso Exterior

Identificación	Valores Nominales				Valores				Capacidades					
	Voltaje Nominal Trifásica	Voltaje Nominal Máximo	Factor de Voltaje K	Corriente Nominal a 60 Hz	Corriente Nominal de corto-circuito a voltaje máximo (4)	Tiempo de Interrupción	Retardo de disparo permisible	Voltaje Máximo Nominal dividido por K	Máxima capacidad de interr. simétrica (5)	Capacidad de corriente de tiempo corto (3seg)	Corriente de cierre y enganche (1.6k x col 6)	K _{res} col 10	K _{res} col 11	K _{res} col 12
(1) (2) (3)														
K _{v, res} col 1	MVA col 2	K _{v, res} col 3	K _{v, res} col 4	Amp, ras col 5	K _{a, res} col 6	ciclos col 7	segundos col 8	K _{v, res} col 9	col 6 multiplicada por V	K _{a, res} col 11	K _{a, res} col 12			
14.4	250	15.5	2.67	600	8.9	5	2	5.8	24	24	38			
14.4	500	15.5	1.29	1200	18.0	5	2	12.0	23	23	37			
23.0	500	25.8	2.15	1200	11.0	5	2	12.0	24	24	38			
34.5	1500	38.0	1.65	1200	22.0	5	2	23.0	36	36	38			
46.0	1500	48.3	1.21	1200	17.0	5	2	40.0	21	21	33			
69.0	2500	72.5	1.21	1200	19.0	5	2	60.0	23	23	37			

(1) Ver notas sobre Tablas XII y XIII.

las características de los disyuntores en aceite, aplicables a los voltajes existentes en nuestro medio. Las industrias y centros comerciales existentes en nuestro país, cuyas demandas ameritan una subestación propia, poseen transformadores de potencia con voltajes primarios hasta máximo 69 Kv. Esta clasificación está normalizada de acuerdo al tipo de disyuntor, voltaje, corriente y capacidad de interrupción. Los mismos principios fundamentales son aplicables a todos los otros tipos de disyuntores de alta tensión.

La Tabla XXI nos da las capacidades de disyuntores para uso en interiores en pequeño volumen de aceite, en el rango de 4.16 Kv. a 13.8 Kv. Cada una de las 12 columnas tiene un régimen para el disyuntor seleccionado. En esta clasificación los siguientes límites no deben ser excedidos: voltaje nominal máximo (columna 3), capacidad de cierre y enganche (columna 12), capacidad máxima de interrupción simétrica (columna 10), MVA nominales trifásicos (columna 2), y corriente nominal (columna 5).

Aplicando lo indicado a un disyuntor en pequeño volumen de aceite a 13.8 Kv.-250 Mva., los valores más importantes para su selección son:

- El voltaje máximo de operación (15 Kv-columna 3), es el voltaje máximo eficaz a la frecuencia nominal para el cual el disyuntor está diseñado.
- La corriente momentánea (34 Ka.-columna 12), es la máxima corriente asimétrica en amperios eficaces, que el disyuntor deberá soportar, incluyendo las corrientes de cortocircuito de todas las fuentes y la componente de corriente directa.
- La capacidad de interrupción en Mva. trifásicos (250 Mva.-columna 2), es 1.732 veces el producto del voltaje máximo nominal y la corriente de cortocircuito al voltaje máximo (columna 6).
- La máxima capacidad de interrupción del disyuntor (21 Ka.-columna 10), es el más alto valor de corriente en amperios eficaces simétricos que puede interrumpir, prescindiendo del voltaje.

Notas sobre Tablas XXI y XXII

- (1) Sólo como referencia. Los datos dados en la columna 2 no deben ser usados para evaluar un disyuntor en una específica aplicación. Esta debe ser basada en la corriente de cortocircuito nominal al voltaje máximo nominal, de acuerdo a lo indicado en (4).
- (2) El voltaje nominal máximo está basado en la norma ANSI respectiva, para sistemas y equipos eléctricos (60 ciclos). Es el máximo voltaje para el cual el disyuntor está diseñado y es el límite de operación.
- (3) El factor K, es la razón del voltaje nominal máximo al más bajo límite del voltaje de operación, en el cual las corrientes de interrupción simétricas y asimétricas, varían en proporción inversa al voltaje de operación.
- (4) Para obtener la capacidad de corriente de interrupción simétrica de un disyuntor a un voltaje de operación entre 1/K veces el voltaje nominal máximo y el voltaje nominal máximo se debe aplicar la fórmula:

$$\text{Amp. de interrupción (eficaces)} = \frac{\text{Amp. nominales de cortocircuito} \times \text{Voltaje máximo nominal}}{\text{Voltaje de operación}}$$

Para voltajes de operación bajo $1/K * \text{Voltaje máximo nominal}$, la capacidad de interrupción del disyuntor deberá ser igual al producto del factor K y la corriente nominal de cortocircuito.

- (5) Los valores en esta columna no deben ser excedidos aun para voltajes de operación bajo $1/K$ veces el voltaje máximo nominal. Para voltajes entre el máximo nominal y $1/K * \text{Voltaje máximo nominal}$, se sigue lo indicado en (4).

CAPITULO V

COORDINACION Y PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE EQUIPOS EN SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES Y COMERCIALES

5.1. PROCEDIMIENTO PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

Las siguientes son las etapas a seguir para el desarrollo de un estudio de coordinación en un sistema eléctrico industrial y comercial:

Diagrama de una línea

Preparar el diagrama unifilar mostrando la información necesaria que incluya los tipos y capacidades de todos los elementos de protección de sobrecorriente, datos de carga, transformadores, conductores y las magnitudes de las corrientes de cortocircuito.

Requerimientos especiales de protección

Para cada circuito, determine los requerimientos especiales de protección establecidos por el NEC,

ANSI, o los indicados por las características de carga. Ejemplos de estos requerimientos son las guías del NEC para protección de conductores, las normas ANSI para protección de transformadores, duración y magnitud de la corriente de magnetización de los transformadores y corrientes de arranque de motores.

Selección del voltaje de referencia y la escala de corriente

Las curvas características de los elementos de protección para su coordinación gráfica, deben ser dibujadas sobre papel log-log (Hoja característica tiempo-corriente No. 48-5258 Keuffel & Esser Co). La escala (horizontal) de la corriente puede estar dada en amperios o en por unidad (p.u). La escala (vertical) de tiempo viene dada entre 0.01 y 1000 seg.

Antes de dibujar las curvas características de los elementos de protección sobre el papel log-log, es necesario seleccionar el voltaje de referencia. Es frecuente encontrar en un sistema más de un nivel de voltaje. Las corrientes de falla y las curvas características deben ser referidas a un nivel de voltaje común, para fines de comparación. Se puede

utilizar cualquier nivel de voltaje como referencia, sin embargo, es preferible seleccionar el nivel de voltaje donde se encuentren la mayoría de los elementos de protección.

Una vez que se ha seleccionado el voltaje de referencia, se debe escoger un factor multiplicador para la escala de corriente, examinando el rango de corrientes a ser indicadas en el gráfico. Generalmente, la corriente nominal del elemento más pequeño es el factor limitante sobre el lado izquierdo de la hoja log-log; y la máxima corriente de falla disponible, es el factor limitante sobre el lado derecho, por lo que se debe seleccionar una escala que requiera la menor cantidad de cálculos. Usualmente, cuando se trabaja con niveles de voltaje de referencia altos y medios, un multiplicador de 10 es adecuado. Cuando el voltaje de referencia es 480 voltios o menos, es adecuado el factor de 100.

El objetivo de conseguir un factor multiplicador adecuado para la escala de corriente, es el de lograr que las curvas características de los elementos de protección sean llevadas hacia el centro de la hoja log-log, permitiendo que se facilite el uso de las curvas de coordinación.

Puntos fijos de protección

Trazar los puntos fijos de protección sobre la hoja log-log (corriente de magnetización, curvas de protección de transformadores y conductores, y corrientes de cortocircuito).

Graficación de las curvas características

Una vez que el voltaje de referencia y la escala de corriente han sido establecidas, es preferible empezar por dibujar la curva del elemento de protección más lejano de la fuente o punto de alimentación y luego ingresar, curva por curva, las características del resto de los elementos de protección.

Es frecuente que, la curva del elemento de protección más cercano al punto de alimentación, es trazada luego de la curva del elemento más lejano. Usualmente, el elemento superior es el dispositivo de protección de la empresa eléctrica que suministra servicio al sistema. Estas dos curvas establecen los límites superior e inferior; por lo que las curvas tiempo-corriente para todos los otros elementos de protección deben ser ajustadas entre aquellas dos.

Es importante notar que, en la graficación de las curvas características deben ser tomadas en cuenta las relaciones de transformación de los transformadores de corriente y que todas las corrientes deben ser referidas al nivel de voltaje seleccionado.

Selección de los valores nominales y ajustes

La selección de los valores nominales y ajustes de los elementos para suministrar protección y operación selectiva, frecuentemente es un proceso de aproximaciones sucesivas. Para obtener la máxima protección, se debe seleccionar el elemento de protección con el valor nominal más bajo que permita circular la corriente de carga normal, incluyendo sobrecargas permisibles de operación. Para coordinación selectiva de los elementos de protección (ajustables), las curvas de éstos deben ajustarse hacia la izquierda de la hoja log-log, tanto como sea posible sin sobreponerse o cruzarse con otra curva. Algunas veces debe adoptarse un compromiso entre protección y coordinación por lo que alguna sobreposición de las características puede ser necesaria para fines de protección.

Deben existir los márgenes de tiempo estipulados,

entre las curvas de los elementos de protección. En cualquier zona del gráfico, debería haber una diferencia aproximada de 0.4 seg. en el tiempo de operación entre diferentes dispositivos para una corriente de falla dada (para los relevadores: 5 ciclos para el tiempo de disparo del disyuntor, 6 ciclos para la sobrecarrera del relevador y 10 ciclos del factor de seguridad).

Una vez que las características tiempo-corriente de todos los elementos de protección han sido dibujadas en la hoja log-log, se debe examinar lo siguiente:

- El ajuste de los elementos de protección deberá permitir la circulación de la corriente de carga y una razonable sobrecarga de corto tiempo sin que ellos se disparen. Este ajuste debe permitir además las corrientes de arranque de los motores.
- Los elementos de protección correspondientes no deberán operar ante las corrientes de magnetización de los transformadores.
- El ajuste de los elementos de protección deberá proteger los conductores contra las corrientes de cortocircuito.

5.2. DATOS REQUERIDOS PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION

Empresa de suministro de servicio eléctrico

Tipos, capacidades y ajustes de los elementos de protección del alimentador de la empresa que sirve al sistema industrial o comercial.

Corrientes de cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito trifásico y de línea a tierra (máximas y mínimas), en las principales barras del sistema.

Datos de carga

Las corrientes máximas de carga de todos los circuitos.

Transformadores

Capacidad en KVA

Voltaje primario

Voltaje secundario

Conexión (delta-estrella, delta-delta, etc.)

Impedancia en porcentaje

Corriente de magnetización

Tipo seco o en aceite
Capacidad de sobrecarga

Motores

Capacidad en HP
Voltaje nominal
Corriente de plena carga
Corriente de rotor bloqueado
Factor de servicio
Tiempo de arranque
Tipo de arranque
Curva térmica de daño

Disyuntores de baja tensión

Tipo y fabricante
Tamaño
Corriente nominal o corriente nominal del sensor
Ajuste de tiempo largo
Ajuste de tiempo corto
Ajuste del elemento instantáneo

Relevadores de sobrecorriente

Tipo y fabricante
Ajuste de la puesta en trabajo

Ajuste del disco de tiempo

Ajuste del elemento instantáneo

Relación de los transformadores de corriente

Fusibles

Tipo y fabricante

Corriente nominal

Conductores

Número por fase

En ducto o al aire libre

Tipo de conductor (cobre o aluminio)

Tipo de aislamiento -

Ampacidad (Capacidad)

Características para soportar las corrientes de cortocircuito

Barras y tableros

Ampacidad (Capacidad)

Curvas características tiempo-corriente

Las curvas tiempo-corriente para todos los elementos de protección a coordinarse deben ser obtenidas de los fabricantes.

5.3. PROTECCION DE TRANSFORMADORES

Los transformadores son componentes esenciales en el mantenimiento de la continuidad del servicio eléctrico en los sistemas industriales y comerciales.

El incremento en la capacidad instalada en estos sistemas eléctricos, ha requerido la utilización de subestaciones de transformación más grandes y obviamente más costosas, por lo que su protección adecuada es de prioridad, aunque ellos son uno de los más simples y confiables componentes de un sistema eléctrico.

Poseen un bajo índice de fallas, pero las pérdidas por paralizaciones por daños en éstos pueden ser elevadas; además de que una falla en un transformador puede provocar serios daños sobre otras partes de las instalaciones.

La protección de los transformadores debe incluir dos consideraciones principales:

- Protección del transformador contra fallas perjudiciales externas.

- Detección de fallas internas y remoción rápida del transformador para proteger el sistema de los efectos de la falla y limitar la extensión del daño interno del transformador.

Las fallas en los transformadores son causadas por tres condiciones indeseables: sobrecargas, cortocircuitos y sobrevoltajes. La protección contra estas condiciones es lograda mediante la combinación apropiada de los elementos que las detectan y el equipo para reducirlas a un nivel apropiado o para desconectar el transformador del sistema o de la condición indeseada.

Los dispositivos de protección deben ser capaces de distinguir entre condiciones de operación normales y anormales. Por ejemplo, la protección de sobrecarga no debe operar ante las corrientes elevadas de magnetización, pero debería operar ante sobrecargas de baja magnitud sostenidas por largo tiempo.

Adicionalmente a los daños térmicos producidos por sobrecargas prolongadas, los transformadores son afectados por cortocircuitos internos y externos. Los daños internos son causados por fuerzas electromagnéticas y elevación de la temperatura

ante cortocircuitos entre espiras y fallas a tierra en los devanados.

Los cortocircuitos externos someten al transformador a magnitudes de corriente, limitadas por la suma de las impedancias del transformador y del sistema. Los transformadores con baja impedancia pueden experimentar daños mecánicos. La circulación de corrientes de cortocircuito de baja magnitud por largo tiempo, pueden provocar daños térmicos.

El despeje de fallas internas, externas y sobrecargas, debe ser tan rápida como sea posible, para reducir los daños al mínimo; lo cual es restringido por el diseño de la coordinación selectiva del sistema y por las limitaciones de operación.

Los elementos de protección contra cortocircuitos pueden clasificarse en dos grupos: el primer grupo que sensa la formación de gases a consecuencia de fallas internas, incluye un dispositivo mecánico de alivio de presión y/o un relevador de presión súbita. El segundo grupo que sensa directamente la magnitud de las corrientes de cortocircuito, incluye fusibles, relevadores de corriente no

direccionales y relevadores diferenciales. Los relevadores de sobrecorriente también suministran protección contra sobrecargas.

El alcance propuesto en la elaboración de esta tesis, comprende la coordinación de la protección de sobrecorriente para los sistemas industriales y comerciales existentes en el país con subestaciones de transformación hasta 10/12.5 MVA, con voltajes primarios en el rango de 13.2-34.5 hasta 69 kv., y secundarios entre 4.16 kv. y 13.8 kv. La protección para daños internos de los transformadores, tales como, el relevador de presión súbita; la protección diferencial, la cual es la técnica principal para detectar este tipo de fallas en transformadores con capacidades de 10 MVA y superiores, no se consideran aquí.

5.3.1. Protección contra cortocircuitos

Consideraciones económicas pueden sugerir que los transformadores de potencia de baja capacidad usen fusibles primarios como protección de sobrecorriente. Esto evita el costo de un disyuntor en el primario del transformador (Ver Fig. 5.1.). Los fusibles son usados en conjunto con un seccionador

tripolar, el que no debería ser abierto hasta que la carga servida por el transformador haya sido puesta fuera de servicio.

Es necesario anotar que la protección primaria mediante fusibles suministra un bajo nivel de protección. Las características adecuadas de la protección mediante relevadores no es posible obtenerlas debido a no poseer un disyuntor en el primario del transformador. Lo anterior, nos lleva a prever protección de sobrecorriente para las fases y de tierra en el secundario del transformador.

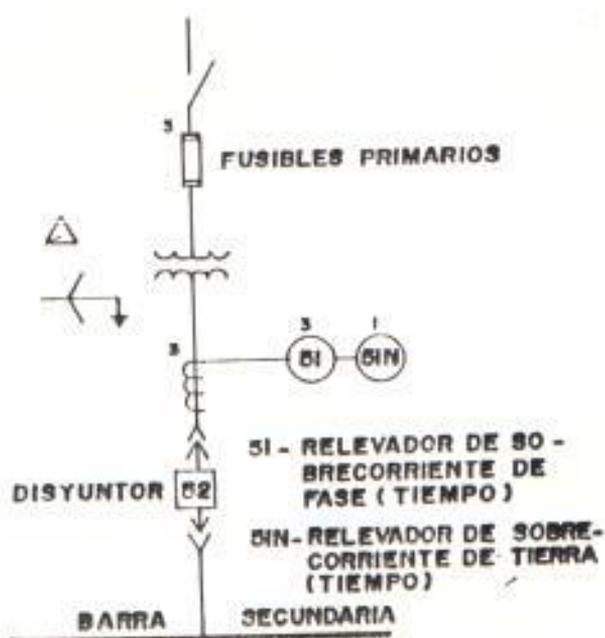


FIG. 5.1. PROTECCION DE TRANSFORMADOR CON FUSIBLES PRIMARIOS.

Cuando el esquema de protección es el indicado en la Fig. 5.1., los fusibles son los que detectan las fallas internas en el transformador, en el caso de producirse. Los relevadores de sobrecorriente secundarios en conjunto con un disyuntor principal deben proteger al transformador de sobrecargas y corrientes de cortocircuito externas a él.

Los fusibles ("E"), primarios pueden ser de expulsión o limitadores de corriente. El valor nominal mínimo ("E"), para un fusible limitador de corriente es el 150 % de la corriente nominal del transformador (capacidad OA). Esto permite el paso de la corriente magnetizante del transformador y que la curva tiempo-corriente del fusible esté bajo las curvas ANSI de daño del transformador.

El mejor procedimiento para verificar si la selección del fusible es adecuada, se logra dibujando su curva característica y la del elemento de protección ubicado en el lado secundario, sobre la hoja log-log. Sobre los requerimientos especiales de protección como la corriente de magnetización y la curva de

protección de un transformador se tratará en el numeral 5.4.

La protección en el secundario consiste en relevadores de sobrecorriente (5I) y, si la conexión del secundario es en estrella y puesta a tierra, debe existir un relevador para protección de falla a tierra (5IN). Los relevadores de fase deben ajustarse aproximadamente al 125 % de la máxima corriente de carga. El elemento 5IN, debe ser coordinado con los elementos de protección de falla a tierra ubicados en el secundario.

El esquema preferido para la protección de transformadores de gran capacidad, requiere el uso de un disyuntor en el primario. Esto permite además el uso de relevadores diferenciales como el método principal para detectar fallas internas en el transformador. Aun cuando la protección diferencial es aplicada a transformadores de gran capacidad, la protección de respaldo para fallas internas es suministrada por relevadores de sobrecorriente en el primario (5I/50). La protección de respaldo en el

primario para fallas a tierra está dada por relevadores 51/50N.

La protección en el secundario debe incluir relevadores de sobrecorriente de tiempo (51). Estos suministran protección contra sobrecarga del transformador, protección del alimentador y de la barra secundaria. Para protección de falla a tierra cuando el secundario es puesto a tierra a través de una valor bajo de resistencia, es usado el elemento 51G en la puesta a tierra del neutro, el cual debe coordinar con los demás elementos de protección de fallas a tierra en el secundario.

5.4. SELECCION Y AJUSTE DE ELEMENTOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE TRANSFORMADORES

La selección y ajuste del elemento de protección primario de un transformador debe ser determinado por las siguientes guías:

El elemento de protección primario no debe operar en respuesta a:

La corriente de plena carga del transformador (OA).

La corriente de magnetización del transformador. Esta constituye una corriente de muy corto tiempo (0.1 seg.), pero de una magnitud elevada que sigue a la energización del transformador. Para transformadores de potencia de gran capacidad puede usarse 10 veces la corriente nominal del transformador como un valor seguro de corriente de magnetización. Los transformadores tipo seco y de distribución (ubicados en postes), tienen niveles más elevados de corriente de magnetización (12 a 15 veces la corriente nominal).

El elemento de protección primario debe cumplir con las siguientes normas para la protección de transformadores:

El Código Nacional Eléctrico (Artículo 450-3) suministra normas para la protección de sobrecorriente para el ajuste de los elementos de protección. La Tabla XXIII resume estas normas.

La magnitud y la duración de la corriente de falla son de suma importancia para establecer la coordinación de la protección de transformadores, considerando los efectos térmicos y mecánicos de la corriente de falla. Para corrientes de cortocircuito cerca de la capacidad de diseño del

Tabla XIII
Selección de elementos de protección de sobrecorriente para transformadores

Z (imp.)	Primario		Secundario		
	Tensión		≥ 600 v		≤ 600 v
	Disyuntor	Fusible	Disyuntor	Fusible	
Todas†		$\leq 3x$ $\leq 1.5x$	-	-	-
≤ 6 Z	≥ 600 v	$\leq 6x$ $\leq 3x$	$\leq 3x$ $\leq 1.5x$	$\leq 2.5x$	
$\geq 6 \leq 10$ Z		$\leq 4x$ $\leq 2x$	$\leq 2.5x$ $\leq 1.25x$	$\leq 2.5x$	
Todas†	≤ 600 v	$\leq 1.25x$ $\leq 1.25x$	-	-	-
		$\leq 2.5x$ $\leq 2.5x$	-	-	$\leq 1.25x$
≤ 6 Z		$\leq 6x$ $\leq 6x$	-	-	PTI
$\geq 6 \leq 10$ Z		$\leq 4x$ $\leq 4x$	-	-	

PTI = Protección térmica interna

x = Corriente nominal del transformador

† = Protección sólo en el primario

transformador, los efectos mecánicos tienen mayor significancia que los efectos térmicos. Para corrientes de falla de baja magnitud, cercanas al rango de sobrecargas, los efectos mecánicos tienen menor importancia, a menos que la frecuencia de fallas sea alta. El punto de transición entre la incidencia mecánica y térmica no puede ser precisada, pero los efectos mecánicos tienen un efecto muy importante en los transformadores de gran capacidad, debido a que los esfuerzos mecánicos son altos.

Los transformadores son diseñados para soportar los efectos térmicos y mecánicos de fallas externas en la medida definida por normas elaboradas para este efecto. Las normas hasta antes de 1985 fueron basadas en la capacidad térmica del transformador. Desventajosamente, muchas fallas internas en los transformadores ocurren debido a los efectos mecánicos acumulados, de un número de fallas externas de elevada magnitud.

Lo anterior, ha llevado a la elaboración de una nueva norma, ANSI/IEEE C57.109-1985, la cual fue aprobada en 1986. Esta es la norma que rige para el trazo de las curvas de protección de los transformadores ante fallas externas; con el

propósito de obtener la coordinación de los elementos de protección.

Las curvas de coordinación preparadas usando la norma anterior, ANSI/IEEE C57.12.00-1973, estarán en uso por muchos años. En vista que los puntos de daño determinados bajo esta norma serán encontrados frecuentemente, el método de establecerlo será analizado antes de explicar la nueva norma.

Las normas para daños de transformadores están relacionadas con la impedancia y la corriente base (corriente de plena carga para los KVA nominales) del transformador. Usando la impedancia en porcentaje y la corriente base, la Tabla XXIV nos indica el tiempo permitido para la corriente de falla (externa) a través del transformador. Este es el punto de daño para una falla trifásica simétrica.

Tabla XXIV
Valores ANSI para protección de Transformadores

Transformador Impedancia en %	Multiplo de la corriente base	Tiempo Segundos
4.0 o menos	25.0	2
5.0	20.0	3
5.5	18.2	3.5
5.75	17.4	3.75
6.0	16.6	4
7.0 o más	14.4 o menos	5

Las corrientes de cortocircuito limitadas sólo por la impedancia del transformador exceden en ocasiones la magnitud de 25 veces la corriente nominal. Esto ocurre con los transformadores con una impedancia menor que 4 %. Los transformadores no están diseñados para soportar corrientes de cortocircuito mayores a 25 veces la corriente nominal; por lo que debe existir suficiente impedancia en el sistema, para limitar la corriente de cortocircuito a través del transformador bajo el valor indicado.

En la nueva norma, ANSI/IEEE C57.109-1985, los transformadores en aceite son separados en cuatro categorías basadas en sus KVA nominales (Tabla XXV)

Tabla XXV
Categorías de Transformadores

Categoría	Monofásicos (KVA)	Trifásicos (KVA)
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5000
III	1668 a 10000	5001 a 30000
IV	sobre 10000	sobre 30000

Para las categorías I y IV, figuras 5.2. y 5.5. respectivamente, la curva refleja las consideraciones para daños térmicos y mecánicos. Para las categorías II y III, figuras 5.3. y 5.4. respectivamente, una curva indica las

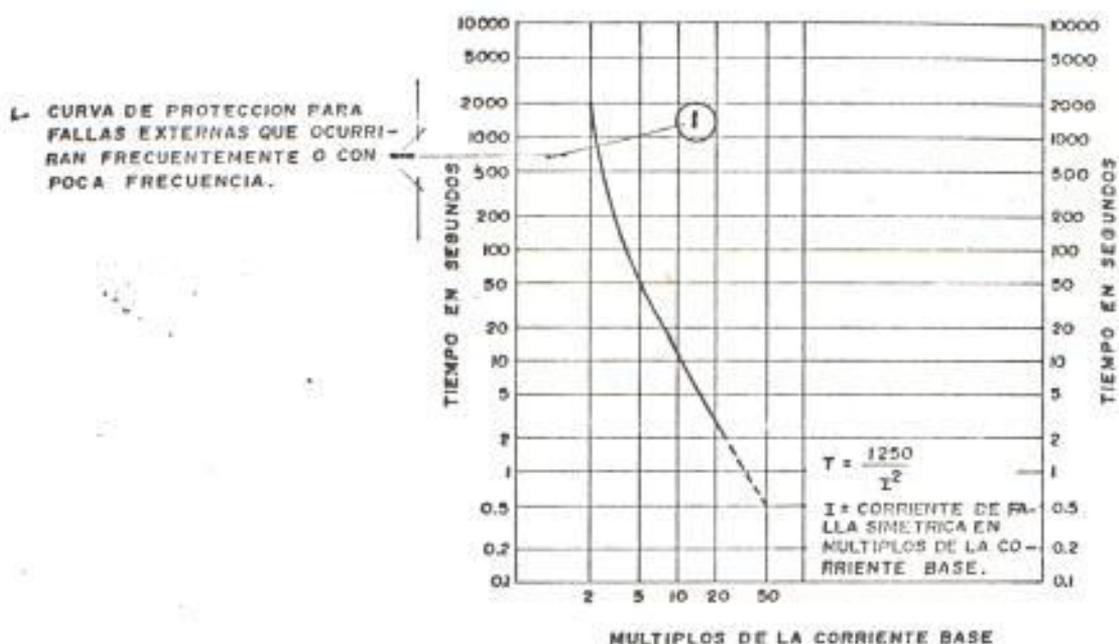


FIG. 5.2. CURVA DE PROTECCION PARA TRANS-
FORMADORES - CATEGORIA I

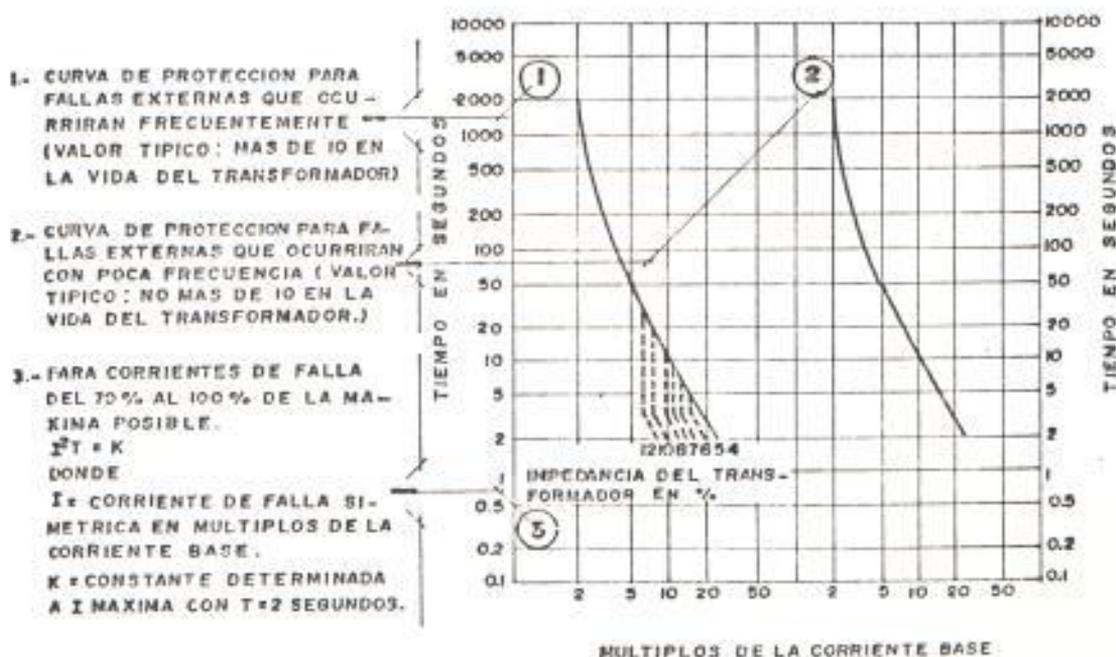


FIG. 5.3. CURVAS DE PROTECCION PARA TRANS-
FORMADORES - CATEGORIA II

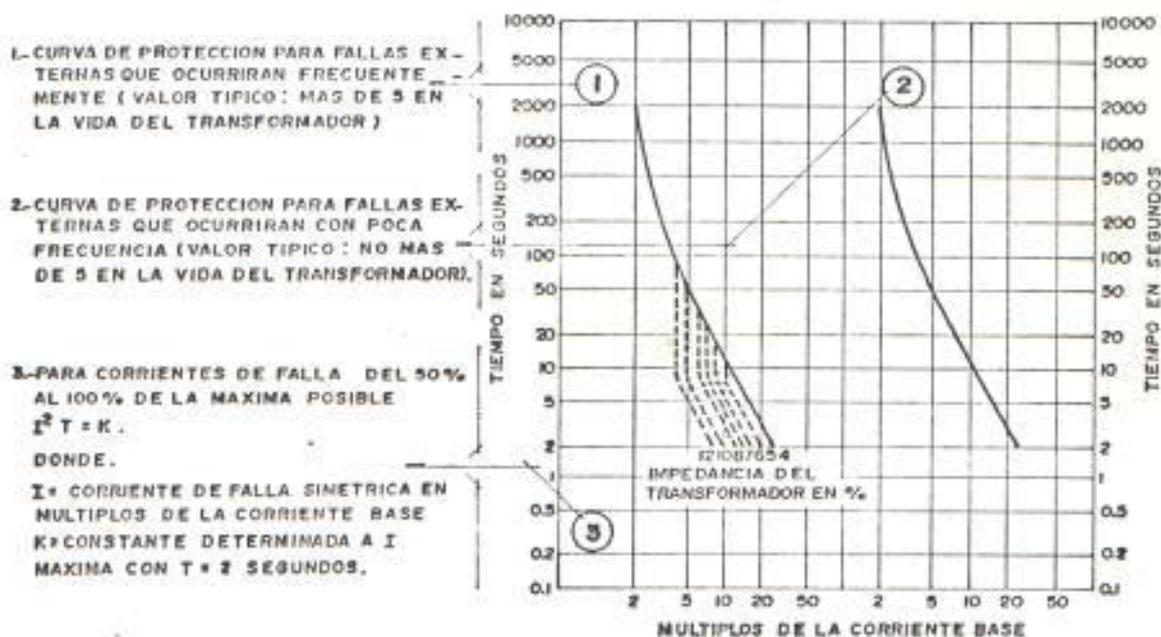


FIG.5.4. CURVAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES - CATEGORIA III

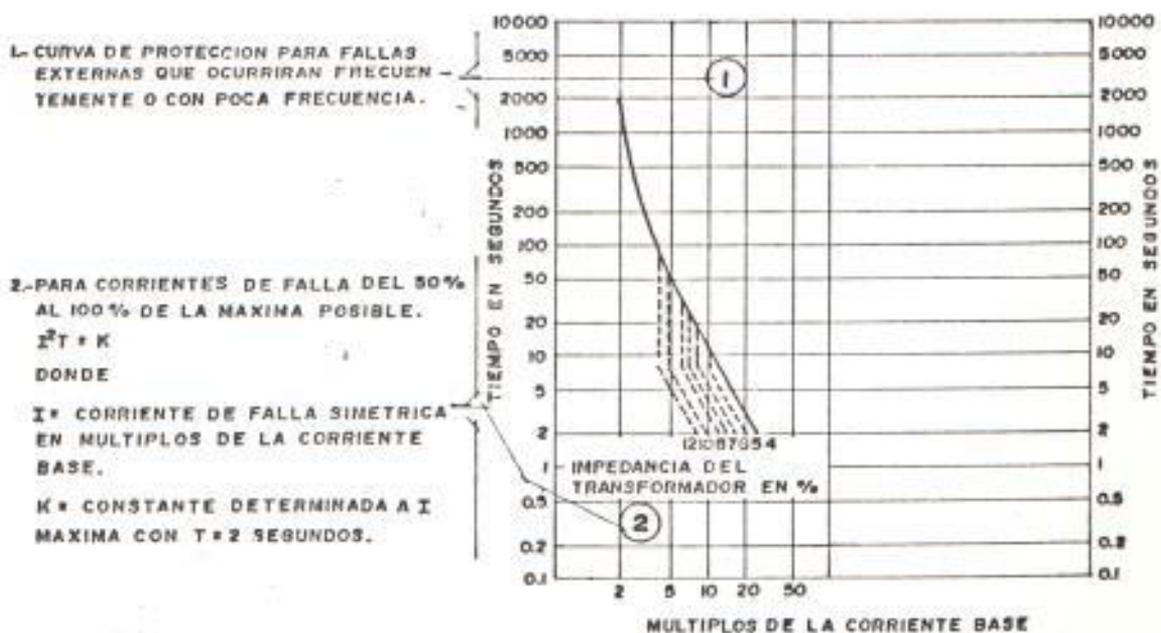


FIG.5.5. CURVAS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES - CATEGORIA IV

consideraciones para daños térmicos y mecánicos, mientras que la otra es sólo para daño térmico. En las curvas que poseen un trazo continuo y otro trazo en línea de puntos; el trazo continuo representa la duración de la falla más allá de la cual el aislamiento puede estar sujeto a daño térmico, mientras que la línea de puntos representa la duración de la falla más allá de la cual los efectos mecánicos acumulados pueden provocar daños mecánicos. El incremento de la incidencia de los efectos mecánicos para transformadores de gran capacidad, es notorio en estas curvas.

La validez de las curvas no puede ser demostrada por pruebas, ya que los efectos son progresivos a lo largo del tiempo de vida del transformador. Ellas están basadas principalmente en informes y criterios recogidos de experiencias en el campo.

El límite de la duración de la corriente de falla para los transformadores de la categoría I es una curva basada en la capacidad térmica. La curva desde 2 seg. a 50 seg. es definida por:

$$I^2 t = 1250 \quad (5.1) \quad \text{donde:}$$

$I = 1.0$ p.u. (corriente base)

$t =$ tiempo en segundos

La ecuación (5.1), es una línea recta cuando se dibuja sobre la hoja de coordinación log-log. Un punto sobre la curva de daño para transformadores de la categoría I es 2 seg., para una magnitud de corriente de falla de 25 veces la nominal. Un segundo punto a 50 seg. es calculado para una corriente de 5 veces la nominal. La línea recta que une estos dos puntos establece la curva de protección para los transformadores de la categoría I, para fallas trifásicas simétricas.

La nueva norma requiere que el efecto mecánico acumulativo de las fallas externas, sea considerado antes de trazar las curvas de los transformadores de las categorías II y III. En ella se establece que el número de fallas a que el transformador estará expuesto, difiere ampliamente para los diferentes tipos de montaje de éstos. Si los conductores del secundario van dentro de ductos o protegidos de alguna forma, los niveles elevados de fallas son poco frecuentes, por lo que, los daños mecánicos acumulados no son importantes. La curva de protección explicada para los transformadores de la categoría I, puede ser aplicada para los de las categorías II y III.

Los daños térmicos y mecánicos deben ser

considerados para los transformadores de las categorías II y III, si éstos tienen líneas secundarias aéreas, ya que estarán expuestos a un alto índice de fallas externas. La Tabla XXVI nos resume el método para trazar la curva de protección de los transformadores de las categorías II y III, sujetos a fallas frecuentes.

En todos los transformadores de potencia de la categoría IV debe considerarse que están sujetos a daños mecánicos, prescindiendo del nivel de índice de fallas. La Tabla XXVI nos indica también la forma de trazar la curva de protección para estos transformadores.

Tabla XXVI
Capacidad Térmica/Mecánica de Transformadores

Puntos de cálculo	Categoría del Transformador	Tiempo (seg.)	Corriente (amperios)
1	II	2.00	(I_{base}/Z)
1	III	2.00	(I_{base}/Z)
1	IV	2.00	(I_{base}/Z)
2	II	4.00	$0.7(I_{base}/Z)$
2	III	8.00	$0.5(I_{base}/Z)$
2	IV	8.00	$0.5(I_{base}/Z)$

Z = Impedancia del transformador en p.u. sobre su capacidad base (DA).

I_{base} = Corriente nominal del transformador sobre su capacidad base (DA).

Sobre la hoja log-log, trazar desde el punto 2 una recta vertical hacia arriba hasta alcanzar la curva de la capacidad térmica.

En lo posible, el elemento de protección primario debe coordinar con:

Los elementos de protección del lado de la fuente.

Los elementos de protección del lado secundario del transformador.

Algunas veces no es posible seleccionar o ajustar la protección primaria del transformador para satisfacer simultáneamente los requerimientos expuestos de carga, protección y coordinación. Si ésto sucede se debe satisfacer en primer lugar los requerimientos de protección. Por otro lado, es posible que varios elementos puedan ser seleccionados o ajustados para conseguir los requisitos anotados; debiéndose, en estos casos, adoptarse un criterio de ingeniería para escoger la mejor alternativa.

5.5. EFECTO DE FALLAS SECUNDARIAS EXTERNAS SOBRE LA PROTECCION DE TRANSFORMADORES Y LOS REQUERIMIENTOS DE COORDINACION

Una importante consideración en la protección de transformadores y la coordinación, es el efecto de fallas secundarias externas en los transformadores conectados en delta-estrella.

Las conexiones delta-estrella o estrella-delta de los transformadores causan un desplazamiento o desfase de 30° en la relación de las corrientes de falla sobre los lados opuestos del transformador. Para fallas trifásicas, esta conexión no afecta el ajuste de los elementos de protección de sobrecorriente; las corrientes en las tres fases sobre cada lado son iguales en magnitud. En el caso de fallas de fase a fase, las corrientes en los lados opuestos están en fase, pero la corriente en las fases en que se ha producido la falla, es sólo 0.87 p.u. de la corriente de falla trifásica para este lado del transformador. La corriente en el lado opuesto (sin falla) es igual a la corriente de falla trifásica en una fase, mientras que, en las otras dos fases circula sólo la mitad de ella.

Para fallas de línea a tierra en el secundario de

un transformador en delta-estrella, la razón de corriente será 1.0 p.u. en la fase en que se ha producido la falla y 0 en las otras dos fases; pero en el lado primario la razón de corriente será 0.58 en dos fases y 0 en la fase correspondiente a la fase a tierra. La Fig. 5.6., nos muestra la relación entre las corrientes de falla en ambos lados de un transformador.

De acuerdo a lo expuesto, para los transformadores de la categoría I, una segunda curva con valores del 58 % de la curva para corriente de falla trifásica simétrica, es trazada para fallas a tierra cuando el transformador está conectado en delta-estrella y sólidamente puesto a tierra el secundario. De la misma forma para los de las categorías II, III y IV, las magnitudes de corriente deben ser reducidas al 58 % de los valores calculados en la Tabla XXVI.

5.6. PROTECCION DE MOTORES

La protección de un motor de inducción de corriente alterna es una función de su tipo, tamaño, velocidad, voltaje nominal, aplicación, localización y tipo de servicio. Aunque el NEC y la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos

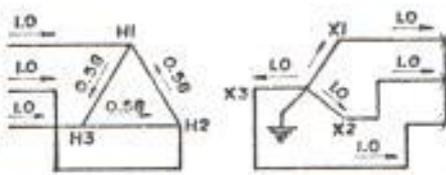
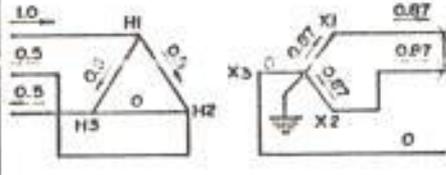
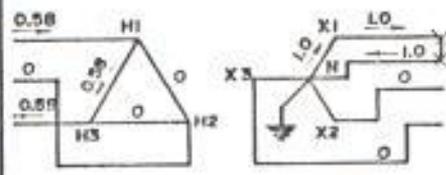
CONEXION PRIMARIO SECUNDARIO	FALLA	AJUSTES REQUERIDOS PARA PROTECCION Y COORDINACION
	3- ϕ	<p>NINGUN AJUSTE ES REQUERIDO EN LAS CURVAS TIEMPO - CORRIENTE PARA FINES DE COORDINACION.</p> <p>NINGUN AJUSTE ES REQUERIDO EN LA CURVA ANSI DE PROTECCION.</p>
	L-L	<p>MULTIPLIQUE LOS VALORES DE CORRIENTE POR 0.87 Y DIBUJE UNA CURVA ADICIONAL A LA IZQUIERDA DE LA CARACTERISTICA DEL ELEMENTO DE PROTECCION PRIMARIO.</p> <p>NINGUN AJUSTE ES REQUERIDO EN LA CURVA ANSI DE PROTECCION.</p>
	L-N	<p>NINGUN AJUSTE ES REQUERIDO EN LAS CURVAS TIEMPO - CORRIENTE PARA FINES DE COORDINACION.</p> <p>PARA PROTECCION DE CORTOCIRCUITOS, MULTIPLIQUE LOS VALORES DE CORRIENTE (3ϕ) DE LA CURVA DE PROTECCION POR 0.58.</p>

FIG. 5.6. MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE LINEA PARA FALLAS SECUNDARIAS EXPRESADAS EN POU: UNIDAD DE LA CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA SECUNDARIA.

(NEMA), especifican requerimientos básicos de protección, estos no cubren todos los diferentes tipos, tamaños de motores y sus diversas aplicaciones. Existen varios esquemas que ofrecen diferentes niveles de protección; el costo y alcance de este esquema debe ser evaluado ante posibles daños. El tamaño del motor y el tipo de servicio influenciará en el diseño de la protección necesaria.

Entre las varias causas que deben ser observadas para diseñar la protección de los motores se tratará sobre las siguientes:

- Fallas en los devanados (fallas internas).
- Sobrecargas excesivas.

Los relevadores de protección aplicados para una de estas causas puede operar para la otra. Por ejemplo, un relevador diseñado para operar ante una sobrecarga elevada, debería también proteger al motor para una falla en los devanados.

Fallas internas. La protección para fallas internas para los motores de inducción es obtenida mediante relevadores de sobrecorriente. Cuando la

fuente de alimentación está puesta a tierra se puede prever protección para fallas a tierra mediante relevadores separados y sensitivos, usando relevadores de secuencia cero o de característica inversa en conexión residual.

El esquema de protección mediante el uso de relevadores de secuencia cero usa un TC tipo ventana (50/5 ó 100/5). Los tres conductores de fase pasan a través de un sólo TC. Bajo condiciones normales, y cuando se producen cortocircuitos que no involucran la tierra, resultan en un flujo neto igual a cero. Consecuentemente, no hay corriente circulando en el relevador de tierra (50G, normalmente ajustados para disparar para fallas a tierra en el primario del TC entre 2.5 y 20 amp.).

Si una falla a tierra ocurre, el TC detecta el desbalance en los flujos magnéticos que rodean los conductores de fase. El flujo resultante, el cual es proporcional a la corriente de falla a tierra, genera una corriente que circula en el circuito del relevador provocando la operación de éste.

Sobrecargas sostenidas y rotor bloqueado. Los relevadores convencionales no suministran adecuada protección contra sobrecargas sostenidas, debido a

que sobreprotegen el motor si la puesta en trabajo está ajustada para sobrecargas normales. Es decir, el relevador no permite aprovechar toda la capacidad térmica del motor y en muchos casos no prevee suficiente retardo de tiempo para lograr un completo arranque. Esto es mostrado en la Fig. 5.7., donde para la mayoría de las condiciones menores que la corriente de rotor bloqueado hay demasiado margen entre la curva de capacidad térmica del motor y la característica de operación del relevador. Con un ajuste más elevado de la puesta en trabajo y de un apropiado ajuste del disco de tiempo, el relevador de sobrecorriente puede proporcionar una buena protección de rotor bloqueado y cortocircuito del motor.

Por otro lado, los relevadores térmicos suministran adecuada protección para sobrecargas ligeras y medias, permitiendo cargar al motor cerca de su capacidad térmica. En general, los relevadores térmicos no ofrecen una buena protección para sobrecargas elevadas, rotor bloqueado y cortocircuitos. De acuerdo a lo anterior, ambos tipos de relevadores deben ser usados para proporcionar una completa protección y además aprovechar la máxima capacidad del motor. Es decir, las curvas características de los elementos de

protección deben acercarse a la forma de la curva de daño térmico del motor.

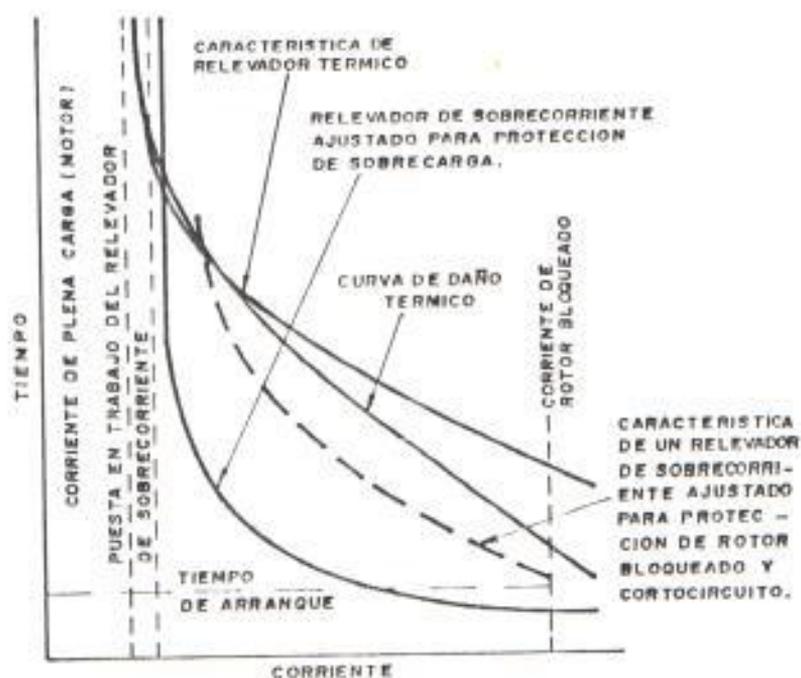


FIG. 5.7. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE MOTOR Y RELEVADOR DE PROTECCIÓN

Los requerimientos para la protección de motores de inducción bajo 600 voltios están especificados en el NEC (Artículo 430). Cada circuito derivado de un motor debe proveer un medio de desconexión (sección 430-H), protección de sobrecorrientes contra cortocircuitos (sección 430-D), y protección contra sobrecargas (sección 430-C).

Los motores hasta 600 voltios son operados mediante

contactores y protegidos por fusibles o disyuntores de baja tensión equipados con disparo magnético. De 600 a 4160 voltios pueden ser operados y protegidos por disyuntores de alta tensión o por contactores (con fusibles limitadores de corriente). Los motores de gran capacidad y de voltajes hasta 13800 voltios son operados por disyuntores de potencia de alta tensión.

Los motores de inducción entre 2400 y 4160 voltios son usualmente arrancados y protegidos por un conjunto contactor-fusibles. El uso de estos arrancadores es limitado a motores de capacidades (HP) no muy grandes. Los valores típicos de corrientes permanentes de estos contactores son 200 amp. (25 mva de capacidad de interrupción) y 400 amp. (50 mva de capacidad de interrupción).

La protección contra sobrecargas es suministrada por transformadores de corriente y relevadores térmicos de sobrecarga. El arranque del motor y su desconexión para sobrecargas de bajo nivel está dada por el contactor de alta tensión.

El diseñador de este conjunto de arranque debe coordinar el contactor y los relevadores de sobrecarga con los fusibles limitadores de

corriente. Los fusibles deben interrumpir todas las corrientes de falla que excedan la magnitud de 10 veces la corriente de plena carga del motor. Estos fusibles ("R") están diseñados para fundirse en 20 seg. con una corriente de 100 veces su rango. Es decir, un fusible 6R se abre aproximadamente en 20 seg. al circular una corriente de 600 amp.

5.7. SELECCION Y AJUSTE DE ELEMENTOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE MOTORES

La selección y ajustes de los elementos de protección de los motores contra cortocircuitos debe ser determinado por las siguientes guías:

El elemento de protección contra cortocircuitos no debe operar en respuesta a la corriente de arranque del motor.

El elemento de protección contra cortocircuitos debe cumplir con las siguientes normas para protección de motores.:

- Para motores hasta 600 voltios, el Artículo 430 sección D, contiene los requerimientos establecidos para esta protección. En la Tabla 430-152 (NEC), se indica los ajustes de los

elementos de protección.

- Los requerimientos de protección para motores sobre 600 voltios no están definidos por normas.

En lo posible, el elemento de protección debe coordinar con los elementos de protección de lado de línea.

Las etapas para seleccionar el elemento de protección son:

- Dibujar la característica de arranque del motor sobre la hoja log-log.
- Trazar la curva tiempo-corriente del relevador de sobrecarga.
- Seleccionar un fusible cuya característica tiempo-corriente intersekte la curva del relevador de sobrecarga en un punto no menor al 110 % de la corriente de rotor bloqueado del motor. La Fig. 5.8., muestra la coordinación de un conjunto arrancador-fusibles para un motor de 100 amp. nominales.

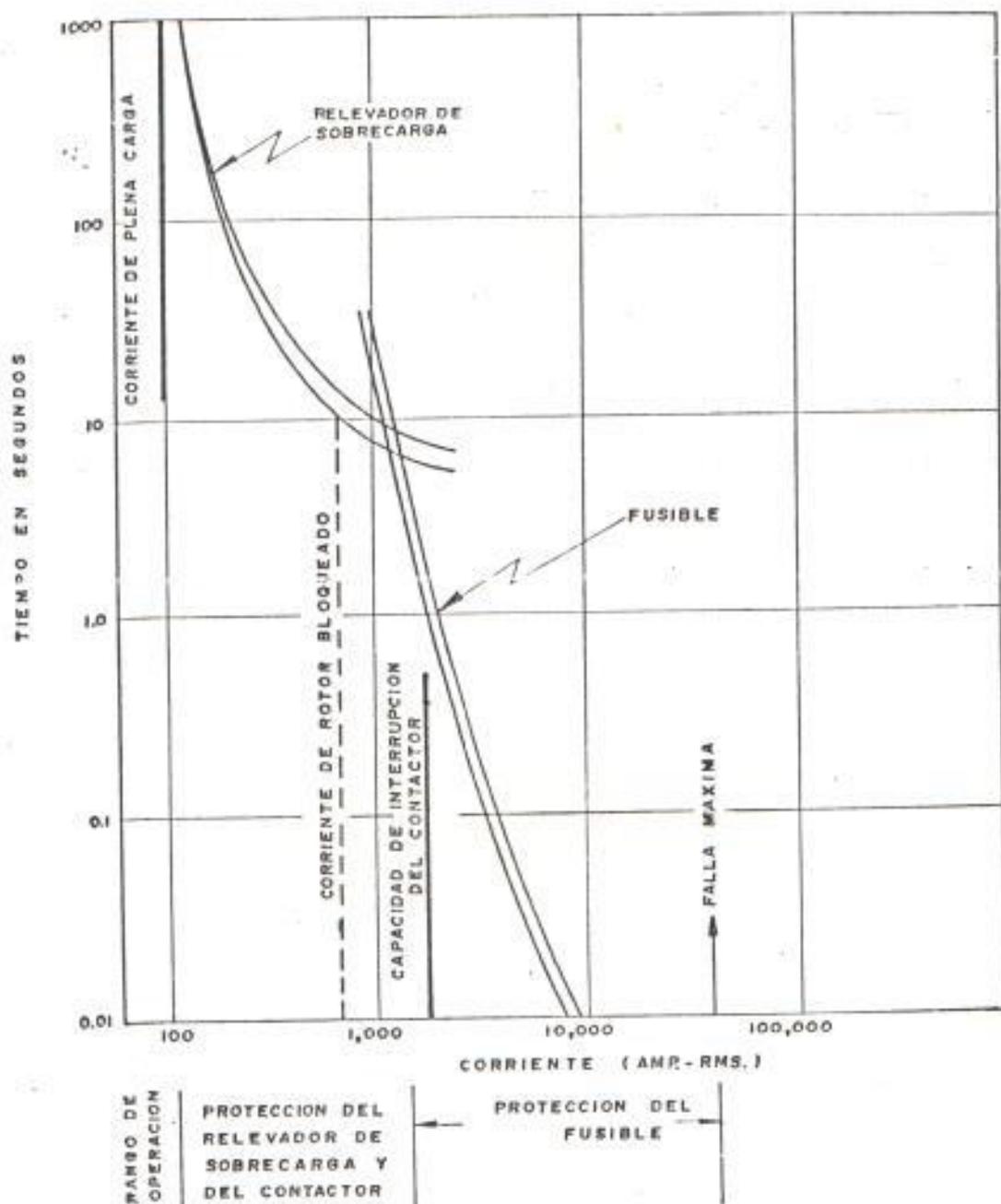


FIG. .5.8. COORDINACION DE CONJUNTO ARRANCADOR-FUSIBLES PARA PROTECCION DE MOTOR.

5.8. PROTECCION DE CONDUCTORES.

En el desarrollo de un estudio de coordinación se debe estar seguros de que, la selección y ajuste de los elementos de protección, protejan también los cables o conductores aislados.

En la actualidad, los sistemas industriales se amplían con celeridad; los equipos se incrementan en tamaño y complejidad para obtener mayor eficiencia y producción. Los cables deben transmitir la potencia requerida por este continuo incremento de demanda, así como las señales de control e información esenciales para mantener una inspección cercana sobre la calidad exigida en el producto final de un proceso.

Generalmente, son clasificados como cables de fuerza y control. Los cables de fuerza se dividen a su vez en conductores para 600 voltios o menos y para voltajes mayores a 600 voltios. Los cables de control incluyen aquellos usados en el control de equipos, sistemas de medición y comunicación.

En un sistema eléctrico, a medida que los niveles de voltaje y la potencia se incrementan, provocan también el incremento de daños potenciales en los

conductores ante cortocircuitos.

Las altas temperaturas son probablemente la causa más frecuente en el deterioro del aislamiento y fallas en los conductores. Los conductores de fuerza al calentarse internamente como resultado de su resistencia a la corriente que circula por él, pueden ser expuestos a fallas en su aislamiento si el incremento de temperatura es excesivo.

La apropiada selección de un conductor asegura que éste sea suficiente para conducir las corrientes de operación calculadas, por lo que requiere protección contra sobrecargas y cortocircuitos imprevistos. Las sobrecargas pueden ocurrir debido al incremento de las cargas conectadas o a sobrecargas en equipos instalados.

El Código Nacional Eléctrico (NEC), requiere que los cables para 600 voltios o menos sean protegidos de acuerdo con sus ampacidades (sección 240-3).

Para alimentadores con voltajes sobre los 600 voltios, el elemento de protección debe ser capaz de detectar e interrumpir todos los valores de corriente que puedan ocurrir en su punto de ubicación, y que excedan el ajuste de su disparo o

el punto de fusión. El fusible debe ser seleccionado para una corriente permanente que no exceda 3 veces la ampacidad del conductor, o la selección de un disyuntor que tenga un ajuste de disparo de no más de 6 veces la ampacidad del conductor (sección 240-100).

5.9. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE CONDUCTORES

Un cable debe ser protegido del sobrecalentamiento producido por elevadas corrientes de cortocircuito circulando en él. El punto de la falla puede estar en una sección del cable protegido o en cualquier otra parte del sistema eléctrico (motor, transformador, etc).

Durante una falla en las fases, las pérdidas $I^2 r$ en el cable elevan en primer lugar la temperatura del conductor, luego la del aislamiento, ductos y finalmente el aire que rodea el conductor. Durante una falla a tierra, las pérdidas $I^2 r$ en el conductor de fase y en la pantalla metálica (neutro), provocan la elevación de la temperatura de manera similar a los conductores de fase. Debido a que la corriente de cortocircuito debe ser interrumpida instantáneamente o en un tiempo muy corto por el elemento de protección; la cantidad de

calor transferido desde el conductor metálico (cobre o aluminio) hacia el aislamiento y otros materiales es mínima. De acuerdo a lo anterior, el calor producido por las pérdidas $I^2 r$ se encuentra totalmente en los conductores por lo que para propósitos prácticos se puede asumir que el 100 % de las pérdidas se consumen para elevar la temperatura del conductor.

Durante el periodo que la corriente de cortocircuito está circulando, se debe evitar que la elevación de la temperatura alcance un punto donde se ocasione el daño del aislamiento del conductor.

En virtud de lo expuesto, la tarea de suministrar protección a los conductores durante un cortocircuito involucra, determinar:

- Las corrientes de fallas máximas.
- La temperatura máxima que puede alcanzar el conductor sin que se provoque el daño de su aislamiento.
- El tamaño (calibre) del conductor que afecta el valor $I^2 r$ y su capacidad de mantener el calor

provocado por la falla.

- El tiempo máximo de duración de la falla.

5.9.1. Temperatura del Conductor

Basados en el hecho de que, cuando un cortocircuito ocurre, todo el calor es absorbido por el conductor metálico (cobre o aluminio) y que no hay calor transmitido desde el conductor al aislamiento; la elevación de temperatura en el conductor es una función de su calibre, la magnitud de la corriente de falla y el tiempo de duración de ésta. Estas variables están relacionadas por las siguientes fórmulas (Asociación Nacional de Fabricantes de Cables Aislados IPCEA).

Para el conductor de cobre:

$$\left(\frac{I^2}{\text{CM}^2}\right) * t = 0.0297 \log \frac{(T_f + 234.5)}{(T_o + 234.5)} \quad (5.2)$$

Para el conductor de aluminio:

$$\left(\frac{I^2}{\text{CM}^2}\right) * t = 0.0175 \log \frac{(T_f + 228)}{(T_o + 228)} \quad (5.3)$$

I = La magnitud de la corriente de falla en amperios simétricos

CM = Área de la sección transversal del conductor en circular mils

t = Tiempo en segundos

T_f = Temperatura final del conductor en $^{\circ}C$.

T_o = Temperatura inicial del conductor en $^{\circ}C$.

Si las temperaturas inicial (T_o) y final (T_f), son previamente determinadas basadas en la capacidad de corriente permanente o de operación del conductor y el material de aislamiento, respectivamente; la relación entre la corriente (I) y el tiempo (t) puede ser trazada sobre la hoja log-log para cada calibre de conductor.

De igual manera que para los conductores de fase, la elevación de temperatura en la pantalla metálica del conductor debido a corrientes de falla a tierra está relacionada con la magnitud de la corriente de falla, la sección transversal de los

conductores que forman la pantalla metálica y el tiempo de circulación de la corriente, según se muestra en la Tabla XXVII.

Tabla XXVII
Elevación de Temperatura en pantalla metálica debido a fallas a tierra

Material	Temperatura (Inicial/Final)	
	65/200 °C	65/150 °C
Cobre	$I = 0.0694 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0568 \frac{CM}{\sqrt{t}}$
Aluminio	$I = 0.0453 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0371 \frac{CM}{\sqrt{t}}$

La Asociación Nacional de Fabricantes de Cables Aislados (IPCEA), establece una guía para las temperaturas de cortocircuito para varios tipos de aislamiento (Tabla XXVIII). La temperatura nominal de cortocircuito es la temperatura máxima que no puede ser excedida con el objeto de proteger el aislamiento del conductor.

Para un conductor de cobre si: $T_f = 200$ °C,
 $T_o = 75$ °C, aplicando (5.2)

$$I = 0.0662 \frac{CM}{\sqrt{t}}$$

a $t = 1$ seg.

$$l = 0.0662 \text{ (CM)}$$

(5.4)

para causar que la temp. del cobre se eleve en 1 seg. desde 75°C a 200°C .

Tabla XXVIII
Temperaturas máximas de cortocircuito

Tipo de aislamiento	Máxima Temperatura Permanente T_0 ($^{\circ}\text{C}$)	Máxima Temperatura de cortocircuito T_f ($^{\circ}\text{C}$)
Goma	75	200
Goma silicón	125	250
Termoplástico	85	200
Papel	85	200
Cinta barnizada	85	200

Por medio de la fórmula (5.4), la magnitud de la corriente de daño para 1 seg., es calculada y graficada en el papel log-log. Una vez establecida la corriente en este punto, se ubica otro punto situándose dos décadas hacia arriba en la escala de tiempo, y una década hacia la izquierda en la escala de corriente. La curva de daño se determina mediante una línea recta que une los dos puntos.

El elemento de protección debe ser seleccionado y coordinado para proteger el

conductor contra cortocircuitos. Esto es obtenido graficando las curvas de daño del conductor (tiempo-corriente) y del dispositivo de protección en la misma hoja log-log. La curva de este último deberá estar siempre abajo y a la izquierda de la curva de cortocircuito del conductor.

El sistema industrial de la Fig. 5.9., va a permitir comprobar si la selección y ajustes de los elementos de protección es adecuada; basados en los pasos y criterios de coordinación tratados en este capítulo. Para fines de este ejemplo, se desprecian todas las otras cargas que no sean los motores indicados y se asume que las impedancias de los cables del sistema son insignificantes.

1. Como primer paso se debe dibujar el diagrama de impedancias, para proceder al cálculo de las corrientes de falla. Para propósitos de este ejemplo se ha obviado detallar este cálculo, limitándose a indicar las magnitudes de las corrientes de cortocircuito calculadas en los puntos F1, F2, y F3 señaladas en el diagrama

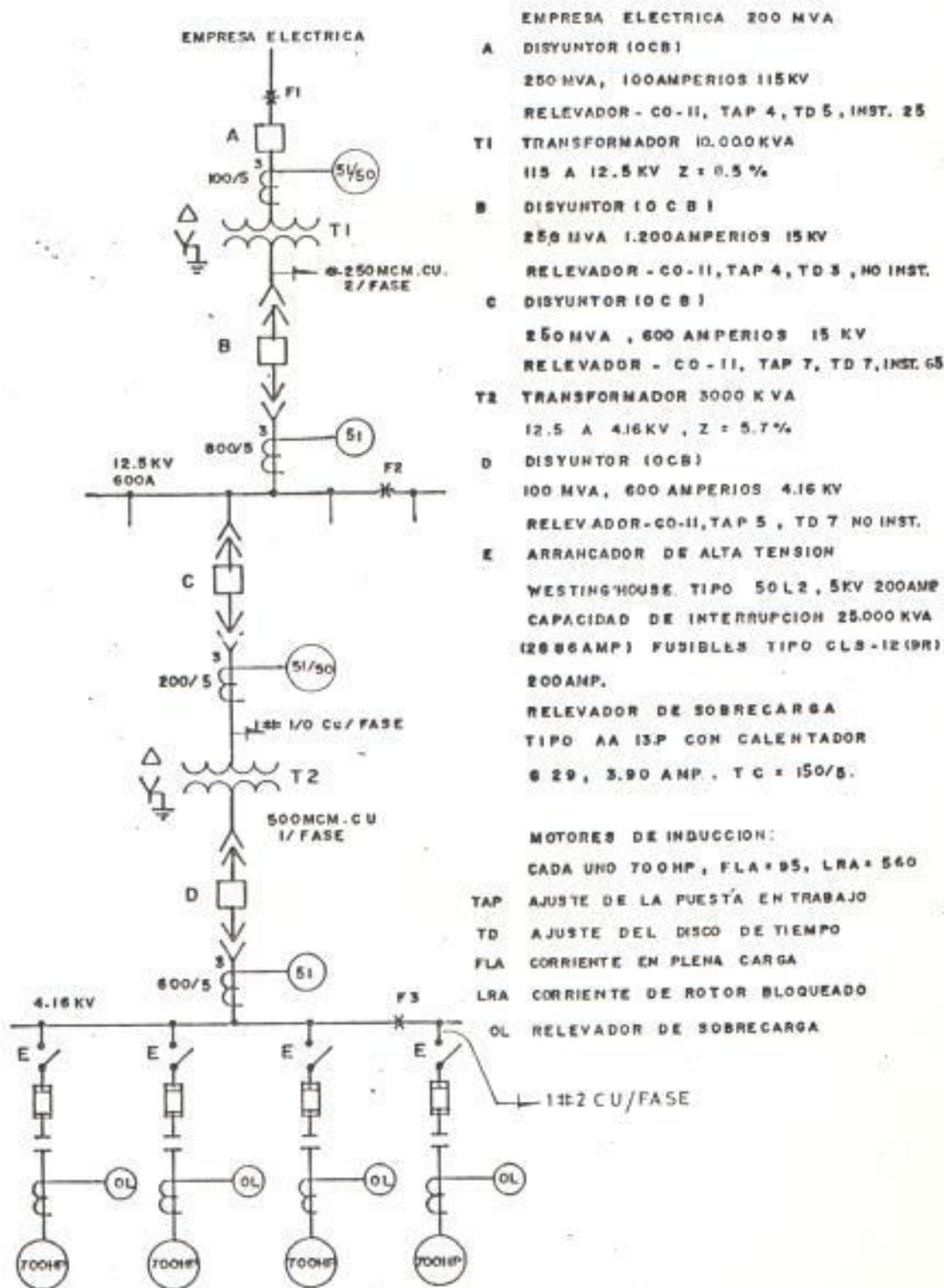


FIG. 5.9. DIAGRAMA UNIFILAR DE SISTEMA INDUSTRIAL

unifilar de la Fig. 5.9.

$$F1 = 1059 \text{ amp. (115 kv.)}$$

$$F2 = 3992 \text{ amp. (12.5 kv.)}$$

$$F3 = 6510 \text{ amp. (4.16 kv.)}$$

2. Para ingresar las curvas características en la hoja común log-log:

a) Seleccionar 12.5 kv. como voltaje de referencia e indique esto en la hoja común (log-log) a usarse.

b) Seleccionar el factor 10 como multiplicador para los valores de corriente.

c) Graficar los valores de las corrientes de cortocircuito F1, F2 y F3 en la hoja log-log. Los valores de F1 y F3 deben ser referidos a 12.5 kv.

$$F1(12.5 \text{ kv.}) = 1059 \text{ amp.} \frac{115}{12.5} = 9743 \text{ amp.}$$

$$F3(12.5 \text{ kv.}) = 6510 \text{ amp.} \frac{4.16}{12.5} = 2167 \text{ amp.}$$

d) Dibujar la curva característica del arrancador de alta tensión (tipo 50L2) referida a 12.5 kv. De ésta se observa que la corriente de plena carga de cada motor es 31.6 amp. ($95 \text{ amp.} * 4.16/12.5$) y el mínimo disparo del relevador de sobrecarga es 38.9 amp. Los cuatro motores trabajando simultáneamente a plena carga toman una corriente de 126.4 amp. El mínimo disparo del disyuntor D, es 200 amp. (a 12.5 kv.).

e) Ingresar las curvas tiempo-corriente de los relevadores tipo CO-11 para los disyuntores A, B, C y D.

f) Graficar los puntos de las corrientes de magnetización de los transformadores.

$$T1 (10 \text{ MVA}) = \frac{10000}{\sqrt{3} * 12.5} * 10 = 4619 \text{ amp.}$$

$$T2 (3 \text{ MVA}) = \frac{3000}{\sqrt{3} * 12.5} * 10 = 1386 \text{ amp.}$$

g) Graficar las curvas de protección para los conductores de cobre 250 MCM y 1/0, y para 500 MCM y #2 (4.16 kv.).

Para el caso del 500 MCM, según la fórmula (5.4).

$$I = 0.0662 * 500000 * \frac{4.16}{12.5} = 11016 \text{ amp.}$$

El otro punto a $t = 100 \text{ seg.}$: $I = 11016$.

La recta que une estos dos puntos proporciona la curva de protección para el conductor calibre 500 MCM.

h) Para los transformadores T1 y T2, categorías III y II respectivamente, los puntos para las curvas de límite térmico.

Transformador T1 a $t = 2 \text{ seg.}$

$$I \text{ base} = \frac{10000}{\sqrt{3} * 12.5} = 462$$

$$I = I \text{ base} * 25 = 11550 \text{ amp.}$$

$$\text{a } t = 50 \text{ seg.}, I = I \text{ base} * 5 = 2310 \text{ amp.}$$

Para la curva de protección (daños térmicos y mecánicos).

$$\text{a } t = 2 \text{ seg.}, I = \frac{462}{0.085} = 5435 \text{ amp.}$$

$$\text{a } t = 8 \text{ seg.}, I = 0.5 \frac{462}{0.085} = 2717 \text{ amp.}$$

Desde este ultimo punto se traza una recta vertical hasta alcanzar la curva de limite térmico.

Para el transformador T2 a $t = 2$ seg.

$$I \text{ base} = \frac{3000}{\sqrt{3} * 12.5} = 138.56 \text{ amp.}$$

$$I = I \text{ base} * 25 = 3464 \text{ amp.}$$

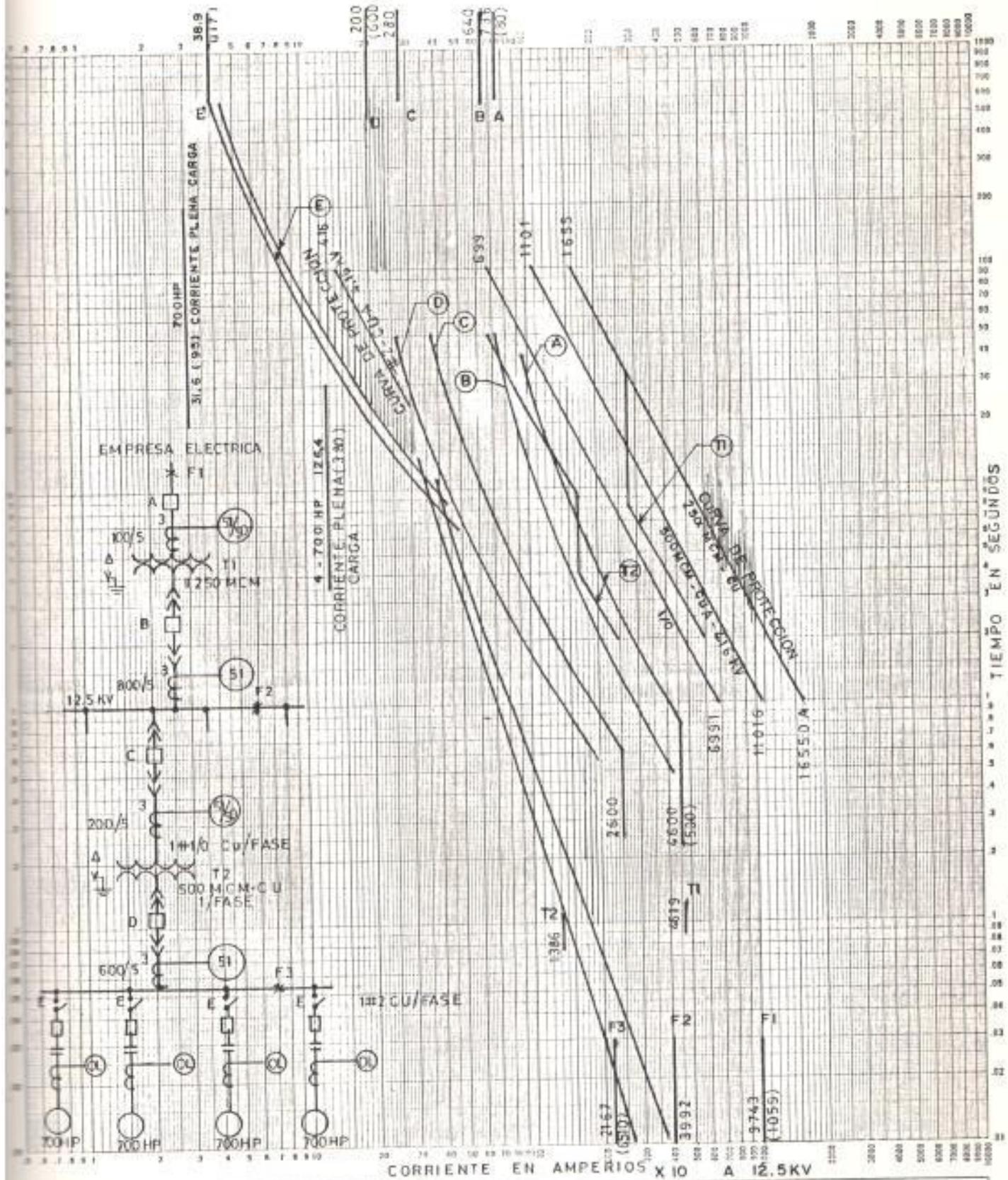
$$\text{a } t = 50 \text{ seg.}, I = I \text{ base} * 5 = 693 \text{ amp.}$$

Para la curva de protección (daños térmicos y mecánicos)

$$\text{a } t = 2 \text{ seg.}, I = \frac{138.56}{0.057} = 2431 \text{ amp.}$$

$$\text{a } t = 4 \text{ seg.}, I = 0.7 \frac{138.56}{0.057} = 1702 \text{ amp.}$$

La Fig. 5.10., muestra la coordinación final de este ejemplo.



TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 Fuse Links In
 Date: _____
 Basis for Data Standards: _____
 1. Tests made at _____ Volts a.c. at _____ p.f., Starting at 25C with no initial load
 2. Curves are plotted to _____ Test points on excursions should be _____
 No. _____
 Date _____

FIG. 5.10. ESTUDIO DE COORDINACION DE SISTEMA INDUSTRIAL

CAPITULO VI

ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DESARROLLADO SOBRE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

6.1. INTRODUCCION

Como una aplicación práctica de lo tratado en la presente Tesis, se va a desarrollar el correspondiente estudio de coordinación de protección de sobrecorriente sobre un sistema eléctrico que reúne los elementos de protección y equipos mencionados y que permite la aplicación de los criterios de protección y coordinación expuestos.

La Empresa Municipal de Agua Potable de Guayaquil (EMAP-G), ha considerado de prioridad, ampliar la capacidad de la Estación de Bombeo de La Toma (km 26 vía a Daule), para cubrir las necesidades de abastecimiento de agua potable de la ciudad de Guayaquil. Para esta ampliación fue necesario realizar los estudios de la nueva subestación eléctrica; siendo su estudio de coordinación, actualizado a las presentes condiciones de

cortocircuito, el objeto de este capítulo.

En la actualidad la carga instalada en La Toma está servida por tres subestaciones, según se indica en la Fig. 6.1

- S/E 5/6.25 MVA, OA/FA, 69/4.16 KV.
- S/E 5/7 MVA, OA/FA 69/4.16 KV.
- S/E 1.5 MVA, OA, 13.8/4.16 KV.

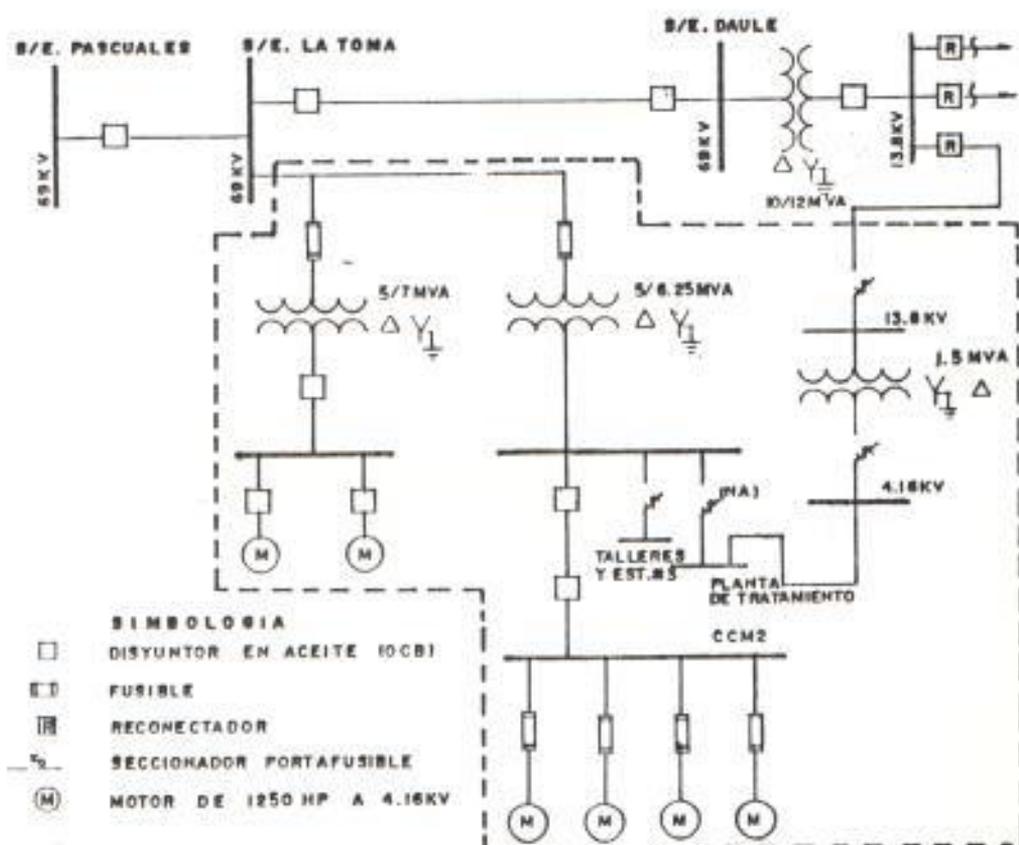


FIG. 6.1. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL DE LA TOMA

Las dos primeras subestaciones se alimentan de la línea de Subtransmisión Subestación Pascuales (Dosni)-Subestación La Toma-Subestación Daule y la tercera, desde la alimentadora Nobol (# 3) a 13.8 kv. desde la Subestación Daule (Emelgur).

La subestación de 5/6.25 MVA, ubicada en el sitio junto al cual se montará la nueva subestación, recibe la alimentación a 69 kv., a través de seccionadores tripolares operados en grupo y barras aéreas, de éstas, y por medio de fusibles de potencia se protege al transformador de 5/6.25 MVA. De las barras anteriormente nombradas, a través de un disyuntor en aceite arranca también la línea de Subtransmisión Subestación La Toma-Subestación Daule.

Del secundario del transformador de 5/6.25 MVA, se llega a barras aéreas a 4.16 kv., desde donde hay tres alimentaciones para: la estación de bombeo # 2, planta de tratamiento (actualmente servida por el transformador de 1.5 MVA), y servicio de talleres.

La estación de bombeo # 2 está alimentada por doble terna de conductor 500 MCM-5 kv., que parten de las barras aéreas a través de un disyuntor (52-0) y

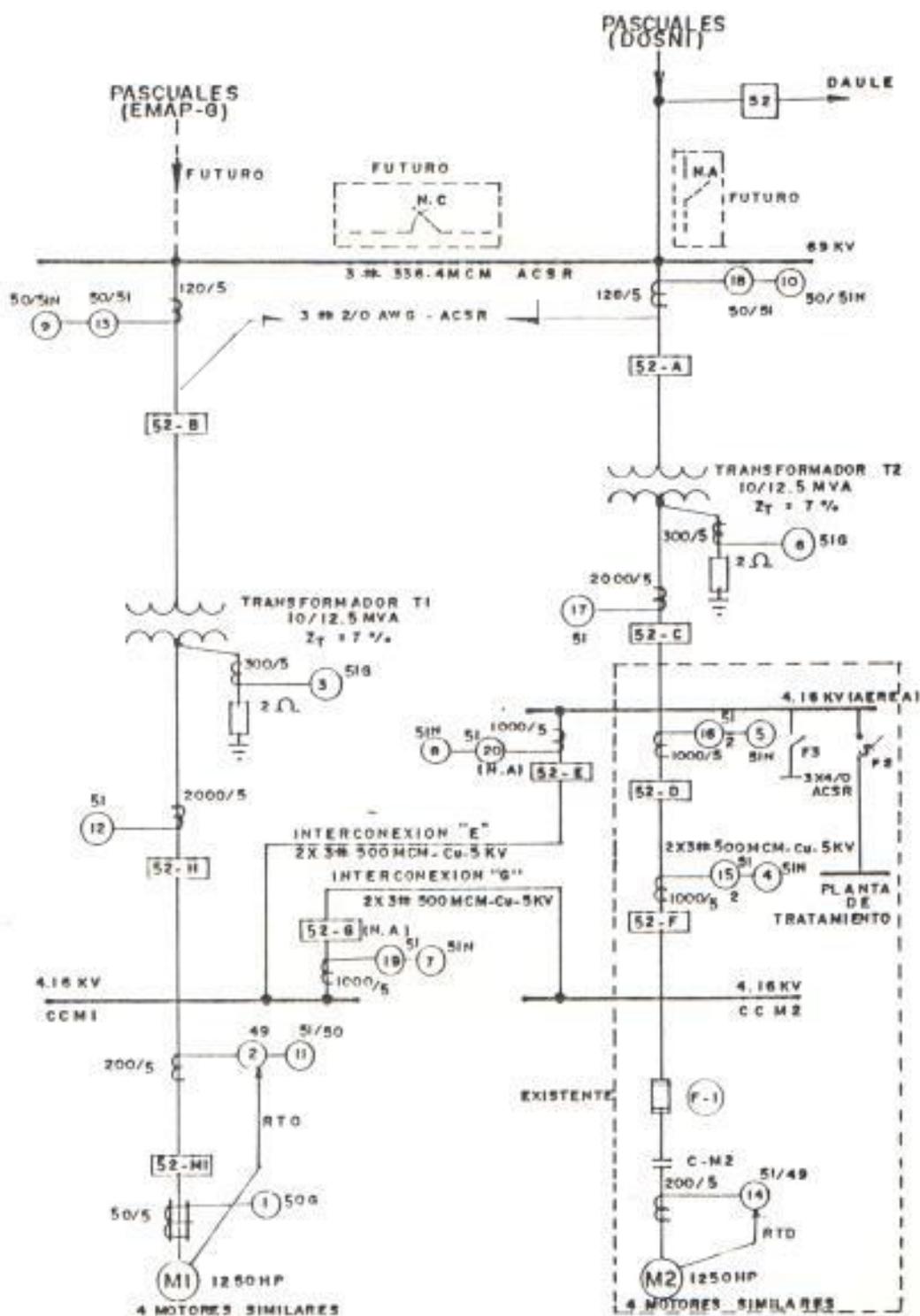


FIG. 6. 2. DIAGRAMA UNIFILAR DE NUEVA SUBESTACION LA TOMA

terminan en el cobdculo de control de 4.16 kv. junto al Centro de Control de Motores # 2 (CCM2).

En el diagrama unifilar de la Fig. 6.2., se muestra la nueva subestacion, y encerrada por linea de puntos las instalaciones existentes y que seran conservadas en el nuevo esquema.

La subestacion de 5/7 MVA, 69/4.16 kv., instalada de manera provisional a fines de 1987, sirve solo a dos electrobombas de 1250 HP a 4.16 kv. que seran servidas desde el Centro de Control de Motores # 1, bajo la nueva subestacion.

La nueva subestacion fue disenada para dar servicio a la EMAP - 6, con un incremento de capacidad de bombeo y suficiente capacidad de reserva para mayor confiabilidad en el suministro de energia electrica, bajo los siguientes criterios basicos:

- Duplicacion de la capacidad de los transformadores de potencia de tal manera que se pueda mantener el 100 % del servicio con uno de los transformadores, ante la falla o cuando se ejecuten labores de mantenimiento del otro transformador o de los equipos asociados al mismo (seccionadores, disyuntores, lineas, barras de

distribución, elementos de control y protección).

- Interconexiones de los sistemas de 4.16 kv. con capacidad suficiente para que los centros de control de motores puedan ser alimentados de cualquiera de los dos transformadores.
- La disposición de la nueva subestación contempla el equipo de seccionamiento para que ésta pueda ser alimentada normalmente de una línea de subtransmisión desde S/E Pascuales, exclusiva para EMAP-G a construirse en el futuro.

Cálculo de carga de la nueva subestación

- Electrobombas

Centro de Control de Motores # 1

(CCM1) 4 * 1250 HP = 5000 HP

Centro de Control de Motores # 2

(CCM2) 4 * 1250 HP = 5000 HP

HP nominales -----
10000 HP

Asumiendo que los motores trabajen al 90 % de los valores nominales:

$$0.9 * 10000 \text{ HP} = 9000 \text{ HP} = 9000 \text{ KVA}$$

Los KVA de alimentación son aproximadamente iguales a los HP de la potencia mecánica de

salida: $KVA = (HP * 0.746) / (f.p * eficiencia)$.

- Cargas en Planta de Tratamiento y servicio de talleres.

Electrobombas: $0.9 * (460 + 400) = 774 \text{ KVA}$

Otras cargas (0.8 de factor

de utilización) $0.8 * 1280 \text{ KVA} = 1024 \text{ KVA}$

1798 KVA

Carga total $9000 \text{ KVA} + 1798 \text{ KVA} = 10798 \text{ KVA}$

De acuerdo a los valores obtenidos y a los criterios de confiabilidad deseados se decidió por 2 transformadores de 10/12.5 MVA, OA/FA. En operación normal esta carga será repartida entre los dos transformadores. En condiciones de emergencia (mantenimiento o averías de equipos), la carga total deberá ser servida por un transformador.

De acuerdo a la Fig.6.2, de las barras de 69 KV. hay dos salidas para alimentar a los dos transformadores de 10/12.5 MVA, a través de los disyuntores (52-A y 52-B). El transformador T2 alimenta a las barras aéreas de 4.16 kv. a través del disyuntor 52-C, y el otro transformador T1 alimenta a su Centro de Control de Motores # 1 (CCM1). Para casos de emergencia se ha contemplado

la interconexión B entre el CCM1 y CCM2, y la interconexión E entre las barras aéreas de 4.16 kv. y el CCM1.

Las alimentaciones principales e interconexiones de 4.16 kv. terminan en los respectivos cubículos de control y protección (existente CCM2 y nuevo CCM1), ubicados en el interior de edificios.

Capacidades continuas de corriente

- Capacidad del transformador

$$FA = 12500 \text{ KVA}$$

$$I (69 \text{ Kv.}) = \frac{12500}{\sqrt{3} \times 69} = 105 \text{ amp.}$$

$$I (4.16 \text{ Kv.}) = \frac{12500}{\sqrt{3} \times 4.16} = 1735 \text{ amp.}$$

$$DA = 10000 \text{ KVA}$$

$$I (69 \text{ Kv.}) = 84 \text{ amp.} \quad I (4.16 \text{ Kv.}) = 1388 \text{ amp.}$$

- Capacidad de barras aéreas de 69 kv.

Conductor a utilizarse: 336.4 MCM-ACSR (530 amp.)

Esta capacidad (63 MVA), permite que se pueda alimentar en emergencia a la línea que da

servicio al área de Daule (Emelgur), a través de la futura línea a La Toma, la que debe diseñarse con conductor de suficiente capacidad para este objeto.

- Capacidad de la línea aérea para conexiones a transformadores T1 y T2.

Conductor a utilizarse: 2/0 AWG-ACSR (270 amp.)

- Capacidad de la línea de alimentación a barras aéreas de 4.16 Kv. (transformador T2).

Conductor a utilizarse: 750 MCM-CU (1090 amp.), 2 conductores por fase.

- Capacidad de ducto de barras para conexión de transformador T1 a CCM1.

Ducto de 2000 amp. (14400 KVA)

- Corriente Nominal de los motores de 1250 HP.

$I (4.16 \text{ Kv.}) = 163 \text{ amp.}$

$I \text{ rotor bloqueado (Irb)} = 900 \text{ amp.}$

Conductor a utilizarse: 1/0 AWG-Cu-5 Kv. (195 amp.).

- Corriente de carga de T1-Operacion normal.

$$I (4.16 \text{ Kv.}) = 652 \text{ amp.}$$

- Corriente de carga de T2-Operacion normal.

$$I (4.16 \text{ Kv.}) = 902 \text{ amp.}$$

- Corriente de carga de T1 o T2 en operacion emergencia.

$$I (4.16 \text{ Kv.}) = 1554 \text{ amp.}$$

- Corriente de carga de la interconexion C en operacion emergencia (CCM1 servido por T2).

$$I (4.16 \text{ Kv.}) = 652 \text{ amp.}$$

- Corriente de carga de la interconexion G en operacion emergencia (CCM2 servido por T1).

$$I (4.16 \text{ Kv.}) = 652 \text{ amp.}$$

- Corriente de carga de la interconexion E en operacion emergencia (CCM2 servido por T1). La interconexion sirve a la planta de tratamiento, servicio de talleres y estacion No. 3, a traves

de la barra aérea de 4.16 kv.

$$I (4.16 \text{ Kv.}) = 250 \text{ amp.}$$

- Corriente de carga del alimentador entre barras aéreas de 4.16 Kv. (T2) y CCM2.

$$I (4.16 \text{ Kv.}) = 652 \text{ amp.}$$

- Capacidad de interconexiones E y G.

Conductor a utilizarse: Cable tripolar 500 MCM-CU
5 kv. (400 amp.), 2 conductores por fase.

$$2 * (43 * 4.16 * 400) = 5765 \text{ KVA} > 5000 \text{ KVA (4 electrobombas de 1250 KVA)}.$$

Sistema de Protección

Para los transformadores de potencia se ha considerado como protección de respaldo (la protección primaria está dada por relevadores diferenciales) para fallas internas, relevadores de corriente (51/50) en el primario. La protección de respaldo para fallas a tierra en el lado de 69 Kv. será dada por relevadores 51/50N (los relevadores 9 y 10 sólo operan para fallas a tierra en 69 Kv).

La protección en el secundario de los transformadores para fallas de fase incluye relevadores de sobrecorriente de tiempo (5I). Para protección de fallas a tierra se ha especificado un relevador 5IG, el cual recibe la señal para operar desde un TC (300/5) ubicado en la resistencia de puesta a tierra del neutro del transformador.

El diseño del sistema de protección contempla la puesta a tierra del neutro del secundario de los transformadores a través de una resistencia de bajo valor (2 Ω -1200 amp. por 10 seg. a 750 °C de elevación de temperatura).

El dimensionamiento de la resistencia de puesta a tierra del neutro de los transformadores permitirá:

- Suministrar corriente suficiente para un apropiado funcionamiento del esquema de protección mediante relevadores.
- Limitará la corriente de falla a tierra a un valor considerablemente menor que el valor de la falla trifásica, minimizando los daños en el punto de la falla sin generar sobrevoltajes en el sistema.

Para evitar la sobrecarga excesiva de los cables aislados de 5Kv. de las interconexiones y de la alimentación principal al CCM2, se ha incluido protecciones de sobrecorriente (51 y 51N) a través de los disyuntores 52-E, 52-G y 52-D (existente).

Cada uno de los motores de 1250 HP del CCM1 será controlado desde su unidad correspondiente. Se suministrará protección contra sobrecarga, motor bloqueado, fallas de fase y de tierra a través de los disyuntores 52-M1.

La protección contra sobrecarga será en función combinada de sobrecorriente y sobret temperatura, detectada por dos resistencias (RTD) por fase de 10Ω instaladas en el motor. La curva de protección deberá estar, con un margen seguro, por debajo de la curva de límite térmico del motor.

La protección contra rotor bloqueado (900 amp.) y contra fallas de fase se obtendrá por medio de relevadores de sobrecorriente de tiempo con elementos instantáneos (51/50).

Para fallas a tierra se utilizará un relevador un de tierra muy sensitivo (50G) que será alimentado por un transformador de secuencia cero (50/5).

Cada uno de los cuatro motores de 1250 HP del CCM2 (existente) poseen un conjunto arrancador-fusibles para protección del motor. La protección contra cortocircuitos está dada por fusibles limitadores de corriente CLE-12R (230 amp.) y la protección contra sobrecarga la ofrece una combinación de sobrecorriente y temperatura (51/49).

La alimentación a la planta de tratamiento, servicio de talleres y estación de bombeo # 3 está protegida por tirafusibles de distribución 200K.

Una vez que se han determinado las corrientes de carga de los principales alimentadores y los criterios de protección, deben seleccionarse las relaciones de los transformadores de corriente de acuerdo a lo indicado en el numeral 2.5.3. (Cap II); donde se explica que la corriente de carga en el primario del TC debe estar alrededor de los $2/3$ del valor nominal del primario del TC. Las relaciones escogidas constan también en la Fig. 6.2.

6.2. DIAGRAMA DE UNA LINEA

Basados en el diagrama unifilar de la Fig 6.2., se ha elaborado en las Figuras 6.3., 6.4. y 6.5. el diagrama de una línea para cada una de las tres condiciones de operación del sistema:

- Operación normal.
- Operación emergencia - Transformador T2 sirviendo a CCM1 y CCM2.
- Operación emergencia - Transformador T1 sirviendo a CCM1 y CCM2.

Se ha diseñado un sistema de interbloqueo eléctrico para evitar la operación de los transformadores en paralelo.

Para el interbloqueo de los disyuntores del primario y secundario de los transformadores 1 y 2; el disyuntor del secundario del transformador puede ser cerrado sólo si está cerrado el respectivo disyuntor del primario del transformador. De igual forma, si el disyuntor del primario está abierto existirá una señal de disparo para el disyuntor secundario.

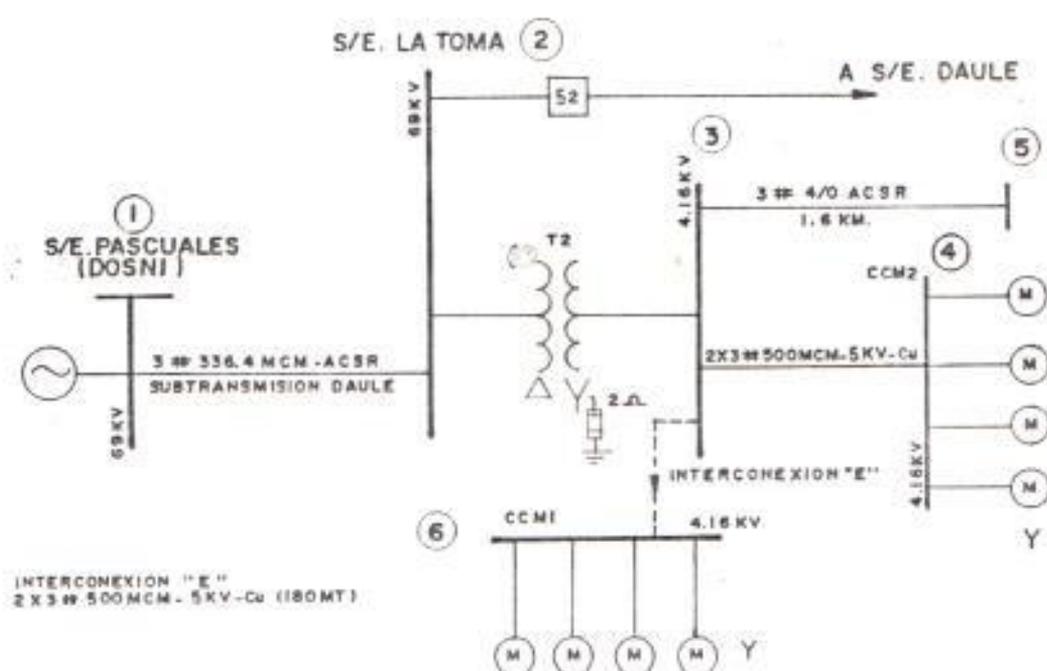


FIG. 6.4. DIAGRAMA UNIFILAR OPERACION EMERGENCIA
TRANSFORMADOR T2 SIRVIENDO A CCM1 Y CCM2

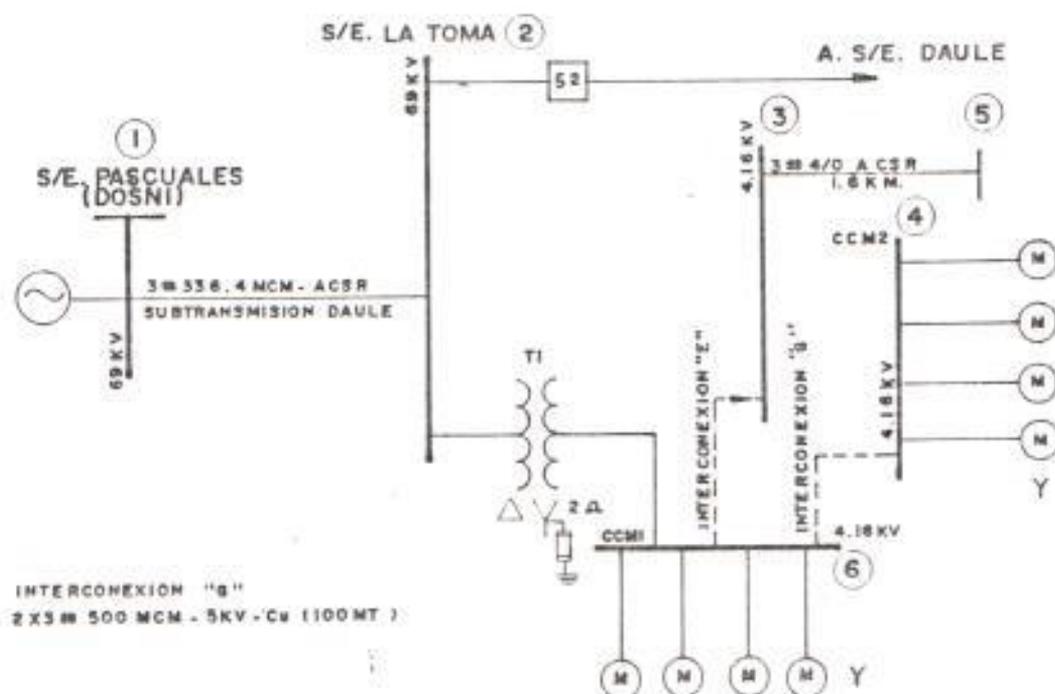


FIG. 6.5. DIAGRAMA UNIFILAR OPERACION EMERGENCIA
TRANSFORMADOR T1 SIRVIENDO A CCM1 Y CCM2

Para el interbloqueo de la interconexión E, los disyuntores C, E y H no podrán estar cerrados al mismo tiempo. Es decir, no se permitirá el cierre de uno de ellos, y habrá señal de disparo para el mismo, si los otros dos disyuntores están cerrados.

Para el interbloqueo de la interconexión G, el cierre del disyuntor G, es permitido sólo si el disyuntor F está abierto y el H está cerrado. Si una de las dos condiciones no está establecida, se disparará el disyuntor G. El cierre del disyuntor F no es permitido; por lo que éste se abrirá, si el disyuntor G está cerrado.

6.3. CALCULO DE IMPEDANCIAS Y DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS

Con el propósito de elaborar los diagramas de impedancias, previo al cálculo de las corrientes de cortocircuito, las tablas XXIX y XXX, resumen los valores calculados de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, para los diferentes elementos del sistema en estudio. Las impedancias están dadas en porcentaje por así exigirlo el programa utilizado, y en 10 MVA como potencia base.

Tabla XXIX
Impedancias para red de secuencia positiva y negativa ($Z_1 = Z_2$)

	R(PCT)	X(PCT)
- S/E Pascuales (Dosni)-69 kv. *		
Máxima Generación	0.00	1.307
Mínima Generación	0.00	1.518
- L/S S/E Pascuales- S/E La Toma	0.359	0.841
- Transformador 10 MVA	0.00	7.00
- Motores de inducción	0.00	160 (40)**
- Alimentación a CCN2 desde barra a 4.16 kv.	0.433	0.416
- Interconexión E	0.433	0.416
- Interconexión G	0.243	0.232
- Alimentación a planta de tratamiento	34.16	44.33

* Dato suministrado por Inecel (Dosni) a Nov/88

** Impedancia equivalente de los cuatro motores en paralelo

Tabla XXX
Impedancias para red de secuencia cero (Z_0)

	R(PCT)	X(PCT)
- S/E Pascuales (Dosni)-69 kv. *		
Máxima Generación	0.00	0.663
Mínima Generación	0.00	0.664
- L/S S/E Pascuales-S/E La Toma	0.763	3.274
- Transformador 10 MVA	0.00	7.00
- Resistencia de puesta a tierra del neutro del transformador (2)	3(115.57)	0.00
- Alimentación a CCN2 desde barra a 4.16 kv.	9.02	0.694
- Interconexión E	9.02	0.694
- Interconexión G	5.01	0.387
- Alimentación a planta de tratamiento	70.92	131.04

* Dato suministrado por Inecel (Dosni) a Nov/88

Para las tres condiciones de operación, previamente establecidas, desde la Fig. 6.6. hasta la Fig. 6.11., se han graficado los respectivos diagramas de secuencia positiva y cero.

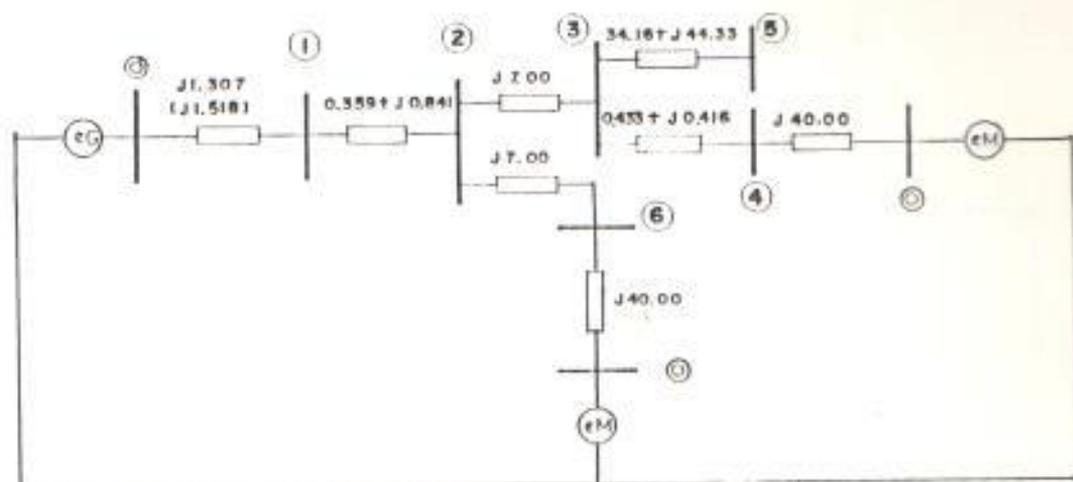


FIG. 6. 6. DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA-OPERACION NORMAL

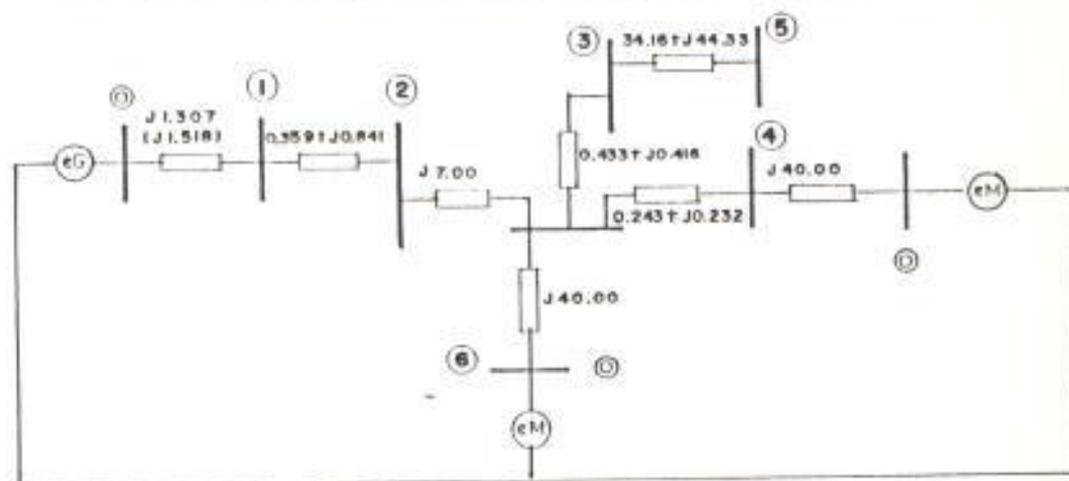


FIG. 6. 7. DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA
TRANSFORMADOR T1 SIRVIENDO A CCM1 Y CCM2

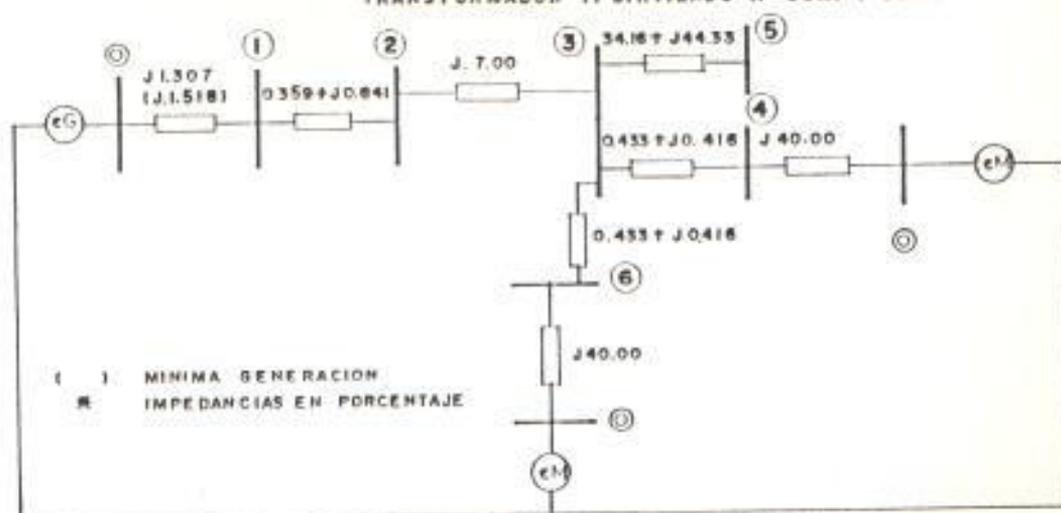


FIG. 6. 8. DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA
TRANSFORMADOR T2 SIRVIENDO A CCM1 Y CCM2

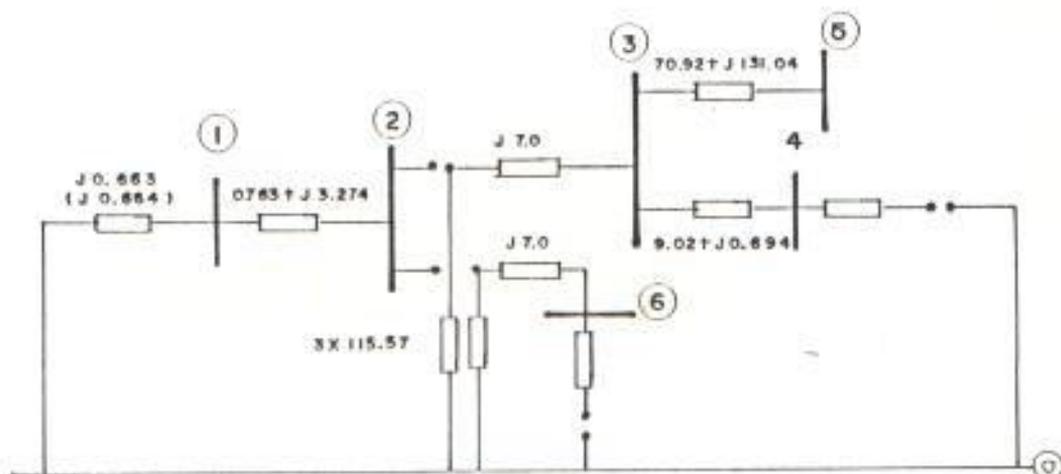
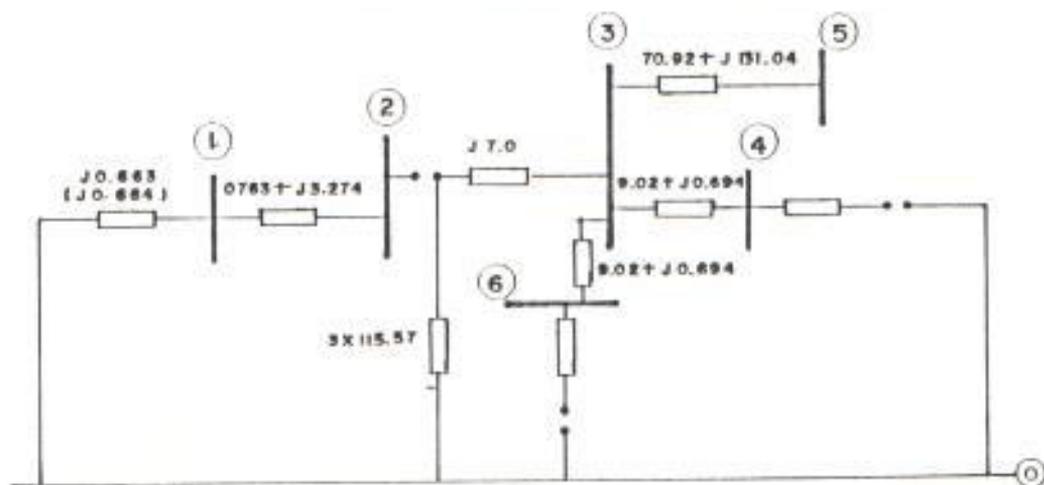
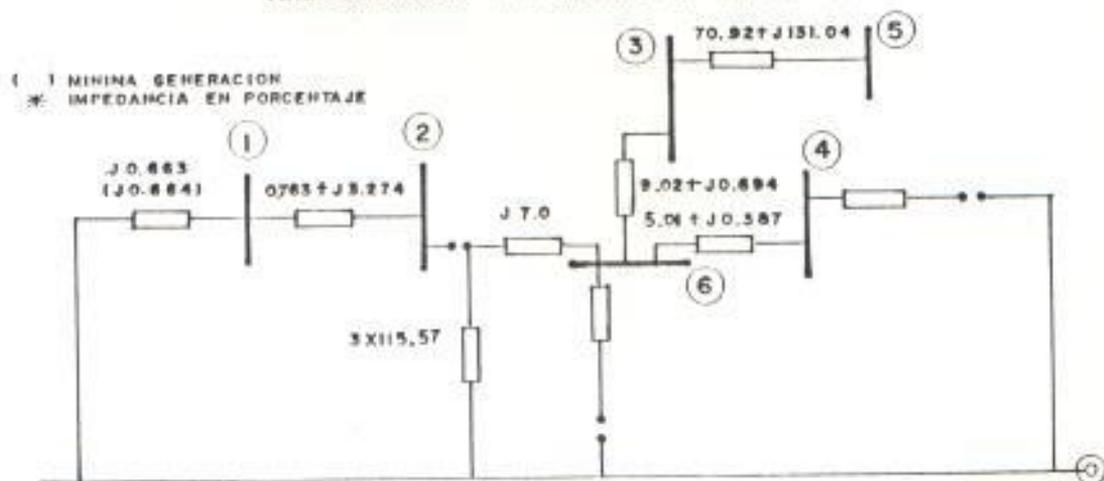


FIG. 6. 9 . DIAGRAMA DE SECUENCIA CERO OPERACION NORMAL

FIG. 6. 10 . DIAGRAMA DE SECUENCIA CERO
TRANSFORMADOR T2 SIRVIENDO A CCM1 Y CCM2FIG. 6. 11 . DIAGRAMA DE SECUENCIA CERO
TRANSFORMADOR T1 SIRVIENDO A CCM1 Y CCM2

6.4. CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

En base a los valores dados en las Tablas XXIX y XXX, y a los diagramas de secuencia, se establecen las líneas entre barras del sistema en la red de secuencia positiva, negativa ($Z1 = Z2$) y cero, las que servirán como datos de entrada al programa de cortocircuito utilizado.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, esta Tesis utiliza como herramienta de trabajo un programa de estudio de cortocircuito implementado por la Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A. (Emelgur).

Las tres condiciones de operación previamente establecidas, para las que se calculan las corrientes de cortocircuito trifásico y línea a tierra, para máxima y mínima generación son: operación normal, y las dos operaciones en emergencia; CCM1 servido de T2 y CCM2 servido de T1. A continuación se muestran las correspondientes salidas del programa para las condiciones indicadas, además de los resultados para la condición de Subestación Pascuales como barra infinita.

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

OPERACION NORMAL MAXIMA GENERACION

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ****LA TOMA ****

POTENCIA BASE 10 MVA

====CARACTERISTICAS DEL SISTEMA====

EL SISTEMA TIENE 6 BARRAS, CUYOS NOMBRES Y VOLTAJES SON:

BARRA NO.	NOMBRE	VOLTAJE KV.
1	PASCU-69	69.00
2	TOMA-69	69.00
3	TOMA4.16	4.16
4	CCM2	4.16
5	PLANTRAT	4.16
6	CCM1	4.16

DATOS PARA LA SECUENCIA POSITIVA

EL SISTEMA TIENE 8 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA POSITIVA, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	1.31
2	1 - 2	.36	.84
3	2 - 3	.00	7.00
4	2 - 6	.00	7.00
5	6 - 0	.00	40.00
6	3 - 5	34.16	44.33
7	3 - 4	.43	.42
8	4 - 0	.00	40.00

****DATOS PARA LA SECUENCIA CERO****

EL SISTEMA TIENE 6 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA CERO, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	.66
2	1 - 2	.76	3.27
3	0 - 3	346.71	7.00
4	0 - 6	346.71	7.00
5	3 - 5	70.92	131.04
6	3 - 4	9.02	.69

ESTUDIO DE FALLAS EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA

*****REPORTE DEL CALCULO DE FALLAS*****

OPERACION NORMAL MAXIMA GENERACION

CORRIENTES SIMETRICAS EN AMPERIOS

BARRA	3F - T FASE A	1F - T FASE A
PASCU-69	6729.7	7977.3
TOMA-69	4188.8	3139.2
TOMA4.16	18744.3	1196.9
CCM2	18056.9	1164.8
PLANTRAT	2234.2	766.7
CCM1	18778.6	1197.0

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

OPERACION NORMAL MINIMA GENERACION

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ****LA TOMA****

POTENCIA BASE 10 MVA

====CARACTERISTICAS DEL SISTEMA====

EL SISTEMA TIENE 6 BARRAS, CUYOS NOMBRES Y VOLTAJES SON:

BARRA NO.	NOMBRE	VOLTAJE KV.
1	PASCU-69	69.00
2	TOMA-69	69.00
3	TOMA4.16	4.16
4	CCM2	4.16
5	PLANTRAT	4.16
6	CCM1	4.16

DATOS PARA LA SECUENCIA POSITIVA

EL SISTEMA TIENE 8 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA POSITIVA, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	1.52
2	1 - 2	.36	.84
3	2 - 3	.00	7.00
4	2 - 6	.00	7.00
5	6 - 0	.00	40.00
6	3 - 5	34.16	44.33
7	3 - 4	.43	.42
8	4 - 0	.00	40.00

****DATOS PARA LA SECUENCIA CERO****

EL SISTEMA TIENE 6 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA CERO, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	.66
2	1 - 2	.76	3.27
3	0 - 3	346.71	7.00
4	0 - 6	346.71	7.00
5	3 - 5	70.92	131.04
6	3 - 4	9.02	.69

ESTUDIO DE FALLAS EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA

*****REPORTE DEL CALCULO DE FALLAS*****

OPERACION NORMAL MINIMA GENERACION

CORRIENTES SIMETRICAS EN AMPERIOS

BARRA	3F - T FASE A	1F - T FASE A
PASCU-69	5847.2	7127.3
TOMA-69	3856.1	3010.0
TOMA4.16	18428.4	1196.9
CCM2	17770.9	1164.8
PLANTRAT	2230.5	766.5
CCM1	18462.6	1197.0

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

OPERACION EMERGENCIA (CCM1 DE T2) MAXIMA GENERACION

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ****LA TOMA ****

POTENCIA BASE 10 MVA

====CARACTERISTICAS DEL SISTEMA====

EL SISTEMA TIENE 6 BARRAS, CUYOS NOMBRES Y VOLTAJES SON:

BARRA NO.	NOMBRE	VOLTAJE KV.
1	PASCU-69	69.00
2	TOMA-69	69.00
3	TOMA4.16	4.16
4	CCM2	4.16
5	PLANTRAT	4.16
6	CCM1	4.16

DATOS PARA LA SECUENCIA POSITIVA

EL SISTEMA TIENE 8 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA POSITIVA, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	1.31
2	1 - 2	.36	.84
3	2 - 3	.00	7.00
4	3 - 6	.43	.42
5	6 - 0	.00	40.00
6	3 - 5	34.16	44.33
7	3 - 4	.43	.42
8	4 - 0	.00	40.00

****DATOS PARA LA SECUENCIA CERO****

EL SISTEMA TIENE 6 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA CERO, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	.66
2	1 - 2	.76	3.27
3	0 - 3	346.71	7.00
4	6 - 3	9.02	.69
5	3 - 5	70.92	131.04
6	3 - 4	9.02	.69

ESTUDIO DE FALLAS EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA

*****REPORTE DEL CALCULO DE FALLAS*****

OPERACION EMERGENCIA (CCM1 DE T2) MAXIMA GENERACION

CORRIENTES SIMETRICAS EN AMPERIOS

BARRA	3F - T FASE A	1F - T FASE A
PASCU-69	6685.7	7936.1
TOMA-69	4142.5	3121.7
TOMA4.16	22021.7	1197.7
CCM2	21001.6	1165.3
PLANTRAT	2268.4	768.2
CCM1	21001.6	1165.3

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

OPERACION EMERGENCIA (CCM1 DE T2) MINIMA GENERACION

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ****LA TOMA ****

POTENCIA BASE 10 MVA

====CARACTERISTICAS DEL SISTEMA=====

EL SISTEMA TIENE 6 BARRAS, CUYOS NOMBRES Y VOLTAJES SON:

BARRA NO.	NOMBRE	VOLTAJE KV.
1	PASCU-69	69.00
2	TOMA-69	69.00
3	TOMA4.16	4.16
4	CCM2	4.16
5	PLANTRAT	4.16
6	CCM1	4.16

DATOS PARA LA SECUENCIA POSITIVA

EL SISTEMA TIENE 8 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA POSITIVA, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	1.52
2	1 - 2	.36	.84
3	2 - 3	.00	7.00
4	3 - 6	.43	.42
5	6 - 0	.00	40.00
6	3 - 5	34.16	44.33
7	3 - 4	.43	.42
8	4 - 0	.00	40.00

****DATOS PARA LA SECUENCIA CERO****

EL SISTEMA TIENE 6 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA CERO. CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	.66
2	1 - 2	.76	3.27
3	0 - 3	346.71	7.00
4	6 - 3	9.02	.69
5	3 - 5	70.92	131.04
6	3 - 4	9.02	.69

ESTUDIO DE FALLAS EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA

*****REPORTE DEL CALCULO DE FALLAS*****

OPERACION EMERGENCIA (CCM1 DE T2) MINIMA GENERACION

CORRIENTES SIMETRICAS EN AMPERIOS

BARRA	3F - T FASE A	1F - T FASE A
PASCU-69	5803.2	7083.6
TOMA-69	3809.7	2991.0
TOMA4.16	21682.3	1197.7
CCM2	20700.5	1165.3
PLANTRAT	2265.4	768.1
CCM1	20700.5	1165.3

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

OPERACION EMERGENCIA (CCM2 DE T1) MAXIMA GENERACION

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ***LA TOMA***

POTENCIA BASE 10 MVA

====CARACTERISTICAS DEL SISTEMA====

EL SISTEMA TIENE 6 BARRAS, CUYOS NOMBRES Y VOLTAJES SON:

BARRA NO.	NOMBRE	VOLTAJE KV.
1	PASCU-69	69.00
2	TOMA-69	69.00
3	TOMA4.16	4.16
4	CCM2	4.16
5	FLANTRAT	4.16
6	CCM1	4.16

DATOS PARA LA SECUENCIA POSITIVA

EL SISTEMA TIENE 8 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA POSITIVA, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	1.31
2	1 - 2	.36	.84
3	2 - 6	.00	7.00
4	6 - 0	.00	40.00
5	6 - 3	.43	.42
6	6 - 4	.24	.23
7	3 - 5	34.16	44.33
8	4 - 0	.00	40.00

****DATOS PARA LA SECUENCIA CERO****

EL SISTEMA TIENE 6 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA CERO, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	.66
2	1 - 2	.76	3.27
3	0 - 6	346.71	7.00
4	6 - 3	9.02	.67
5	3 - 5	70.92	131.04
6	6 - 4	5.01	.39

ESTUDIO DE FALLAS EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA

****REPORTE DEL CALCULO DE FALLAS****

OPERACION EMERGENCIA (CCM2 DE T1) MAXIMA GENERACION

CORRIENTES SIMETRICAS EN AMPERIOS

BARRA	3F - T FASE A	1F - T FASE A
PASCU-69	6687.4	7937.6
TOMA-69	4143.9	3122.3
TOMA4.16	20614.6	1164.5
CCM2	21504.7	1179.6
PLANTRAT	2247.6	754.9
CCM1	22073.0	1197.8

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

OPERACION EMERGENCIA (CCM2 DE T1) MINIMA GENERACION

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ****LA TOMA ****

POTENCIA BASE 10 MVA

====CARACTERISTICAS DEL SISTEMA====

EL SISTEMA TIENE 6 BARRAS, CUYOS NOMBRES Y VOLTAJES SON:

BARRA NO.	NOMBRE	VOLTAJE KV.
1	PASCU-69	69.00
2	TUNA-69	69.00
3	TOMA4.16	4.16
4	CCM2	4.16
5	PLANTRAT	4.16
6	CCM1	4.16

DATOS PARA LA SECUENCIA POSITIVA

EL SISTEMA TIENE 8 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA POSITIVA, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	1.52
2	1 - 2	.36	.84
3	2 - 6	.00	7.00
4	6 - 0	.00	40.00
5	6 - 3	.43	.42
6	6 - 4	.24	.23
7	3 - 5	34.16	44.33
8	4 - 0	.00	40.00

****DATOS PARA LA SECUENCIA CERO****

EL SISTEMA TIENE 6 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA CERO, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	.66
2	1 - 2	.76	3.27
3	0 - 6	346.71	7.00
4	6 - 3	9.02	.69
5	3 - 5	70.92	131.04
6	6 - 4	5.01	.39

ESTUDIO DE FALLAS EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA

*****REPORTE DEL CALCULO DE FALLAS*****

OPERACION EMERGENCIA (CCM2 DE T1) MINIMA GENERACION

CORRIENTES SIMETRICAS EN AMPERIOS

BARRA	3F - T FASE A	1F - T FASE A
PASCU-69	5804.9	7085.3
TDMA-69	3811.2	2991.6
TDMA4.16	20319.8	1164.4
CCM2	21186.8	1179.6
PLANTRAT	2244.7	754.8
CCM1	21733.7	1197.8

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

OPERACION EMERGENCIA (CCM1 DE T2) BARRA INFINITA

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA ****LA TOMA ****

POTENCIA BASE 10 MVA

====CARACTERISTICAS DEL SISTEMA====

EL SISTEMA TIENE 6 BARRAS, CUYOS NOMBRES Y VOLTAJES SON:

BARRA NO.	NOMBRE	VOLTAJE KV.
1	PASCU-69	69.00
2	TOMA-69	69.00
3	TOMA4.16	4.16
4	CCM2	4.16
5	FLANTRAT	4.16
6	CCM1	4.16

DATOS PARA LA SECUENCIA POSITIVA

EL SISTEMA TIENE 8 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA POSITIVA, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	.01
2	1 - 2	.36	.84
3	2 - 3	.00	7.00
4	3 - 6	.43	.42
5	6 - 0	.00	40.00
6	3 - 5	34.16	44.33
7	3 - 4	.43	.42
8	4 - 0	.00	40.00

****DATOS PARA LA SECUENCIA CERO****

EL SISTEMA TIENE 6 LINEAS O RAMALES EN LA RED DE SECUENCIA CERO, CUYOS DATOS SON:

LINEA NO.	ENTRE BARRAS	R(PCT)	X(PCT)
1	0 - 1	.00	.01
2	1 - 2	.76	3.27
3	0 - 3	346.71	7.00
4	6 - 3	9.02	.69
5	3 - 5	70.92	131.04
6	3 - 4	9.02	.69

ESTUDIO DE FALLAS EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA

*****REPORTE DEL CALCULO DE FALLAS*****

OPERACION EMERGENCIA (CCM1 DE T2) BARRA INFINITA

CORRIENTES SIMETRICAS EN AMPERIOS

BARRA	3F - T FASE A	1F - T FASE A
PASCU-69	837062.3	836962.9
TDMA-69	9349.6	4882.1
TDMA4.16	24525.7	1197.8
CCM2	23201.2	1165.4
FLANTRAT	2288.1	769.0
CCM1	23201.2	1165.4

De estas salidas, se resume a continuación los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito:

- Fallas trifásicas en barra La Toma a 69 Kv.

Generación máxima	4189 amp.
Generación mínima	3856 amp.

- Fallas línea a tierra en barra La Toma a 69 Kv.

Generación máxima	3139 amp.
Generación mínima	3010 amp.

- Fallas trifásicas en barra La Toma a 4.16 Kv.

Generación máxima	22022 amp.
Generación mínima	21682 amp.

- Fallas línea a tierra en barra La Toma a 4.16 Kv.

Generación máxima	1197 amp.
Generación mínima	1197 amp.

- Fallas trifásicas en barra Planta de Tratamiento a 4.16 Kv.

Generación máxima	2268 amp.
Generación mínima	2230 amp.

- Fallas línea a tierra en barra Planta de Tratamiento a 4.16 Kv.

Generación máxima	768 amp.
Generación mínima	768 amp.

En este resumen se ha considerado que los valores de fallas en las barras CCM1 y CCM2 son iguales a las fallas en la barra a 4.16 Kv. ya que las impedancias de los conductores aislados de 5 Kv. de las interconexiones y del alimentador a CCM2 son muy pequeñas lo que provoca que las corrientes de cortocircuito en ellas sean casi iguales.

Se observa además, que el cambio de impedancia para mínima generación no afecta los valores de cortocircuito para fallas a tierra en 4.16 Kv.

Cálculo de la capacidad de los disyuntores.

Con el objeto de determinar la capacidad de corriente momentánea (cierre y enganche) y de interrupción de los disyuntores en aceite a 69 kv. (tipo interperie) y a 4.16 kv. (tipo interior e interperie), se calcularon las corrientes de cortocircuito trifásicas bajo las condiciones de operación más severas, es decir, cuando están alimentados los 8 motores de 1250 HP de un sólo transformador (de los resultados obtenidos cuando T2 alimenta al CCM1 y CCM2), asumiendo además que el nivel de cortocircuito en 69 kv. de la S/E Pascuales crezca (hipotéticamente) a barras infinitas. (Ver resultados en la salida respectiva).

Disyuntores a 69 kv.

Corriente de falla trifásica
(simétrica) = 9349.6 amp.

Si se selecciona un disyuntor en gran volumen de aceite según la Tabla XX del Capítulo IV:

Corriente nominal	1200 amp. (r.m.s)
Tiempo de interrupción	5 ciclos
Capacidad momentánea	37 ka. (asimétricos-r.m.s)
Capacidad de interrupción	
a voltaje nominal	25 ka. (simétricos-r.m.s)

Se observa que el disyuntor especificado es suficiente para las condiciones de cortocircuito calculadas. Si es suministrado por los fabricantes se podría dimensionar un disyuntor para menor corriente nominal, pero que cumpla los requisitos de capacidad momentánea y de interrupción.

Disyuntores a 4.16 kv.

Corriente de falla trifásica
(simétrica) = 24525.7 amp.

Las capacidades especificadas para los disyuntores a 4.16 kv. para uso interior (Tabla XXI Capitulo IV) deben ser:

Corriente nominal	1200 y 2000 amp.
Tiempo de interrupción	5 ciclos
Capacidad momentánea	58 ka. (asimétricos-r.m.s)
Capacidad de interrupción	
a voltaje nominal	36 ka. (simétricos-r.m.s)

Para los disyuntores a 4.16 kv., tipo interperie, de las corrientes nominales indicadas, la capacidad de interrupción según fabricantes es de 35 ka., lo que permite concluir que las capacidades especificadas son suficientes.

6.5. UTILIZACION DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN PROCEDIMIENTO DE APROXIMACIONES SUCESIVAS PARA OBTENER LA COORDINACION SELECTIVA ENTRE ELEMENTOS DE PROTECCION

Una vez que se poseen los criterios de protección a aplicarse y todos los datos requeridos, se procede a realizar la coordinación de acuerdo al procedimiento planteado.

Para efectos de coordinación se utilizaron los valores de falla para máxima generación, considerando solamente la contribución del sistema eléctrico que sirve a la subestación La Toma, ya que la interrupción se produce cuando la contribución de los motores a la falla ya ha desaparecido.

Las magnitudes a considerarse para máxima y mínima generación son:

Fallas trifásicas en barras de 69 Kv.	4189 (3856) amp.
--	------------------

Fallas trifásicas en barras de 4.16 Kv.	15048 (14713) amp.
--	--------------------

Fallas de línea a tierra en barras

de 69 Kv. 3139 (3010) amp.

Fallas de línea a tierra en barras

de 4,16 Kv. 1197 (1197) amp.

Los pasos a seguir para ingresar las curvas características en la hoja de coordinación para fallas trifásicas:

- a) Seleccionar 4,16 Kv. como el voltaje de referencia e indicar esto en la hoja log-log a usarse.
- b) Con el propósito de ubicarse en el centro de la hoja de coordinación debido a las magnitudes de las corrientes de falla trifásicas a 4,16 Kv., seleccionar el factor de 100 como multiplicador para las magnitudes de las corrientes.
- c) Graficar los valores de las corrientes de cortocircuito trifásicos. Los valores de las fallas a 69 Kv. deben referirse a 4,16 Kv.
- d) Graficar los puntos de las corrientes de magnetización de los transformadores (T1 y T2)

$$I_{mt} = I_n (69 \text{ Kv.}) \times 10 = 840 \text{ amp.}$$

$$I_{mt} (4.16 \text{ Kv.}) = 13936 \text{ amp. (0.1 seg.)}$$

- e) Graficar las curvas de protección para los conductores de cobre 500 MCM y 1/0 AWG.

Para el conductor 500 MCM según fórmula (5.4)

$$I (t=1 \text{ seg.}) = 33100 \text{ amp.}$$

$$I (t=100 \text{ seg.}) = 3310 \text{ amp.}$$

Para el conductor 1/0 AWG.

$$I (t=1 \text{ seg.}) = 6568 \text{ amp.}$$

$$I (t=100 \text{ seg.}) = 657 \text{ amp.}$$

- f) Graficar las curvas de protección para los transformadores T1 y T2 (categoría III según la Tabla XXV).

De acuerdo a lo expuesto en la norma ANSI/IEEE C57.109-1985 y a que los conductores del secundario (4.16 Kv.) irán protegidos dentro de ductos, los niveles elevados de fallas son poco frecuentes; por lo que los daños mecánicos acumulados no son importantes. En vista de esto sólo se considera la curva de límite térmico.

$$a \quad t = 2 \text{ seg.}$$

$$I_{base} = 1388 \text{ amp.}$$

$$I = I_{base} * 25 = 34700 \text{ amp.}$$

$$a \quad t = 50 \text{ seg.}$$

$$I = I_{base} * 5 = 6940 \text{ amp.}$$

En las Figuras 6.12. y 6.13., se ha graficado lo indicado en los literales c, d, e y f. También se muestra en línea de puntos como información adicional, la curva de protección de los transformadores considerando daños mecánicos y térmicos.

g) El paso siguiente corresponde al ingreso de las curvas características de los elementos de protección aplicados y su respectiva coordinación.

Se ha escogido como intervalo de tiempo de coordinación 0.3 seg. como mínimo, para fallas correspondientes a máxima generación (los valores de falla para mínima generación varían muy poco en relación con los de máxima generación), y se han fijado los tiempos de actuación de los relevadores para que coordinen sin reajustes, en condiciones de operación normal y emergencias previstas.

Luego de ingresar la característica del arrancador para los motores del CCM2 existente (relevador 14 y fusible FI) en la Fig. 6.12.; para el ajuste de la puesta en trabajo (tap) del relevador 16 (CD-8).

$$T_p = \frac{I_d}{1.5 * R_{tc}} \quad (6.1)$$

I_d = Corriente primaria de disparo del relevador en amp.

R_{tc} = Relacion de transformacion del TC.

T_p = Puesta en trabajo del relevador (tap).

Se asume que los relevadores no deben operar para la condicion de 3 motores trabajando a plena carga y se produce el arranque del cuarto motor; es decir:

$$I_d = 3 * 463 = 900 = 1389 \text{ amp.}$$

de (6.1)

$$T_p = \frac{1389}{1.5 * (1000/5)} = 4.63$$

Se escoge Tap 5.

El fusible FI, de acuerdo a la Fig. 6.12. despejara en 0.01 seg o casi de manera instantanea la maxima corriente de falla

trifásica en su ubicación, de 15048 amp.; corriente que es múltiplo de la puesta en trabajo del relevador, determinada por la siguiente fórmula:

$$I_{fnt} = \frac{I_f}{R_{tc} * T_p} \quad (6.2)$$

I_{fnt} = Corriente de falla en múltiplo de la puesta en trabajo (T_p).

I_f = Corriente de falla en amp.

$$I_{fnt} = \frac{15048}{(1000/5) * 5} = 15$$

Considerando el intervalo de tiempo de coordinación de 0.3 como mínimo, se tiene un tiempo de coordinación de 0.38 seg. (curva del relevador CO-8), para una falla de 15 veces el tap, por lo que debe fijarse el disco de ajuste de tiempo (dial) en 2.

No se considera, por no ser necesario para fines de protección, la coordinación entre los relevadores 15 y 16 (disyuntores 52-F y 52-D), por lo que pueden poseer los mismos ajustes.

Para el respaldo de la protección anterior se intentó con relevadores de iguales

características (CO-8), cuyos ajustes aparecen con línea de puntos en la Fig. 6.12., pero se encontró un ajuste más adecuado con la utilización de relevadores tipo CO-7 para los disyuntores del primario y secundario de los transformadores T1 y T2.

Para el ajuste de la puesta en trabajo de los relevadores 17 según (6.1), si se asume que éstos no deben operar para cuando uno de los transformadores esté sirviendo toda la carga, es decir, para 7 motores trabajando a plena carga y se produce el arranque del octavo motor.

$$T_p = \frac{2291}{1.5 * (2000/5)} = 3.81$$

Se escoge Tap 4

Para la falla máxima trifásica de 15048 amp. según (6.2):

$$I_{fmt} = \frac{15048}{(2000/5) * 4} = 9.4$$

Considerando el intervalo de tiempo de coordinación de 0.3 seg. como mínimo, se tiene un tiempo de coordinación de 0.68 seg. (curva del relevador CO-7), para una falla de 9.4 veces

el tap, por lo que debe fijarse el ajuste del disco de tiempo (dial) en 4.

La corriente mínima de operación del relevador 17 en el lado de 69 Kv:

$$2400 \text{ amp.} * \frac{4.16 \text{ Kv.}}{69 \text{ Kv.}} = 144.7$$

Seleccionar el tap del relevador 18 (69 Kv.) para coordinar con el relevador 17.

$$1.16 * 144.7 = 167.8$$

$$T_p = \frac{167.8}{1.5 * (120/5)} = 4.66$$

Se escoge Tap 5

Para una falla máxima trifásica de 15048 amp. en el secundario referida al lado de 69 Kv.

$$I_{fmt} = \frac{907}{(120/5) * 5} = 7.56$$

Considerando el intervalo de tiempo de coordinación previsto, se tiene un tiempo de coordinación de 0.98 seg. (curva del relevador CO-7), para una falla de 7.56 veces el tap, por lo que debe fijarse el ajuste del disco de tiempo (dial) en 5.

El elemento instantáneo de I3 es ajustado sobre el valor asimétrico de la corriente de falla máxima en el lado de 4.16 Kv., de tal manera que no opere para fallas en el secundario.

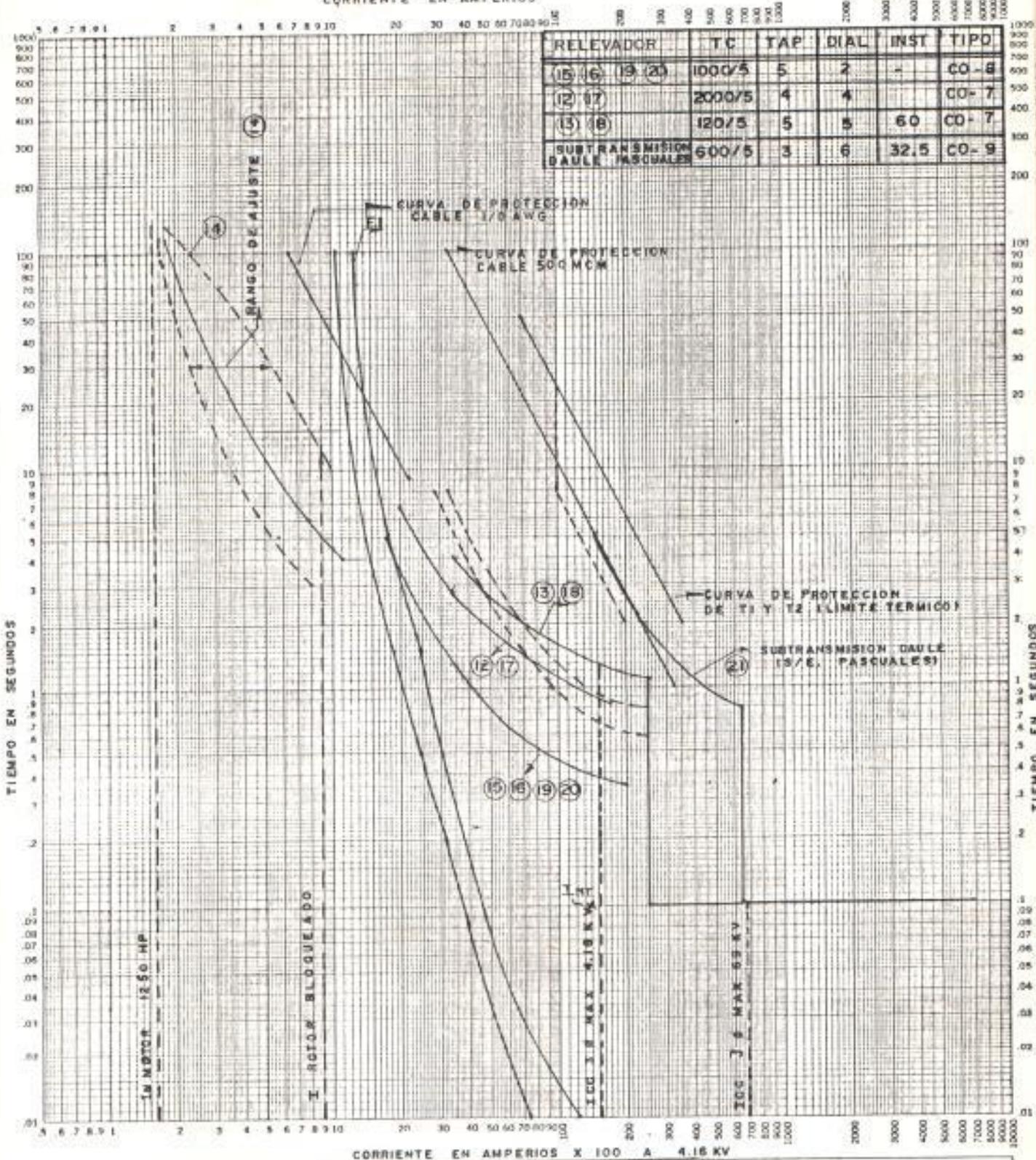
$$15048 * 1.6 * \frac{4.16 \text{ Kv.}}{69 \text{ Kv.}} * \frac{5}{120} = 60.5$$

Ajustar el instantáneo a 60 amp.

Los criterios de coordinación expuestos para cuando el T2 sirve al CCM2 son válidos para el ajuste de los relevadores cuando el CCM2 se sirve del T1 a través de la interconexión G; por lo que en la Fig. 6.12. se muestra la coordinación final para:

Fusibles y Relevadores

Protección de motor de 1250 HP en CCM2	14
Fallas trifásicas, operación normal (CCM2 de T2)	F1-16-17-18
Fallas trifásicas, operación emergencia (CCM2 de T1)	F1-19-12-13



RELEVADOR	TC	TAP	DIAL	INST	TIPO
(15) (16) (19) (20)	1000/5	5	2	-	CO-8
(12) (17)	2000/5	4	4	-	CO-7
(13) (18)	120/5	5	5	60	CO-7
SUBTRANSMISION DAULE PASCUALES	600/5	3	6	32.5	CO-9

CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE

For _____ Fuse Links In _____

Basis for Data Standards _____ Date _____

1. Tests made at _____ Volts a.c. at _____ p.f., starting at 25C with no initial load. No. _____

2. Curves are plotted to _____ Test points & variations should be _____. Date _____

K-E TIME-CURRENT CHARACTERISTIC HOFFMEL & SONER CO. 48 5258

FIG. 6. 12. COORDINACION PARA FALLAS TRIFASICAS- PROTECCION DE MOTOR DE 1250 HP EN CCM2 OPERACION NORMAL (CCM2 DE T2) - OPERACION EMERGENCIA (CCM2 DE T1)

De igual manera, en la Fig. 6.13, se muestra la coordinación para fallas de fase, para:

	<u>Relevadores</u>
Protección de motor de 1250 HP en CCM1	11/2
Fallas trifásicas, operación normal (CCM1 de T1)	11-12-13
Fallas trifásicas, operación emergencia (CCM1 de T2)	11-20-17-18

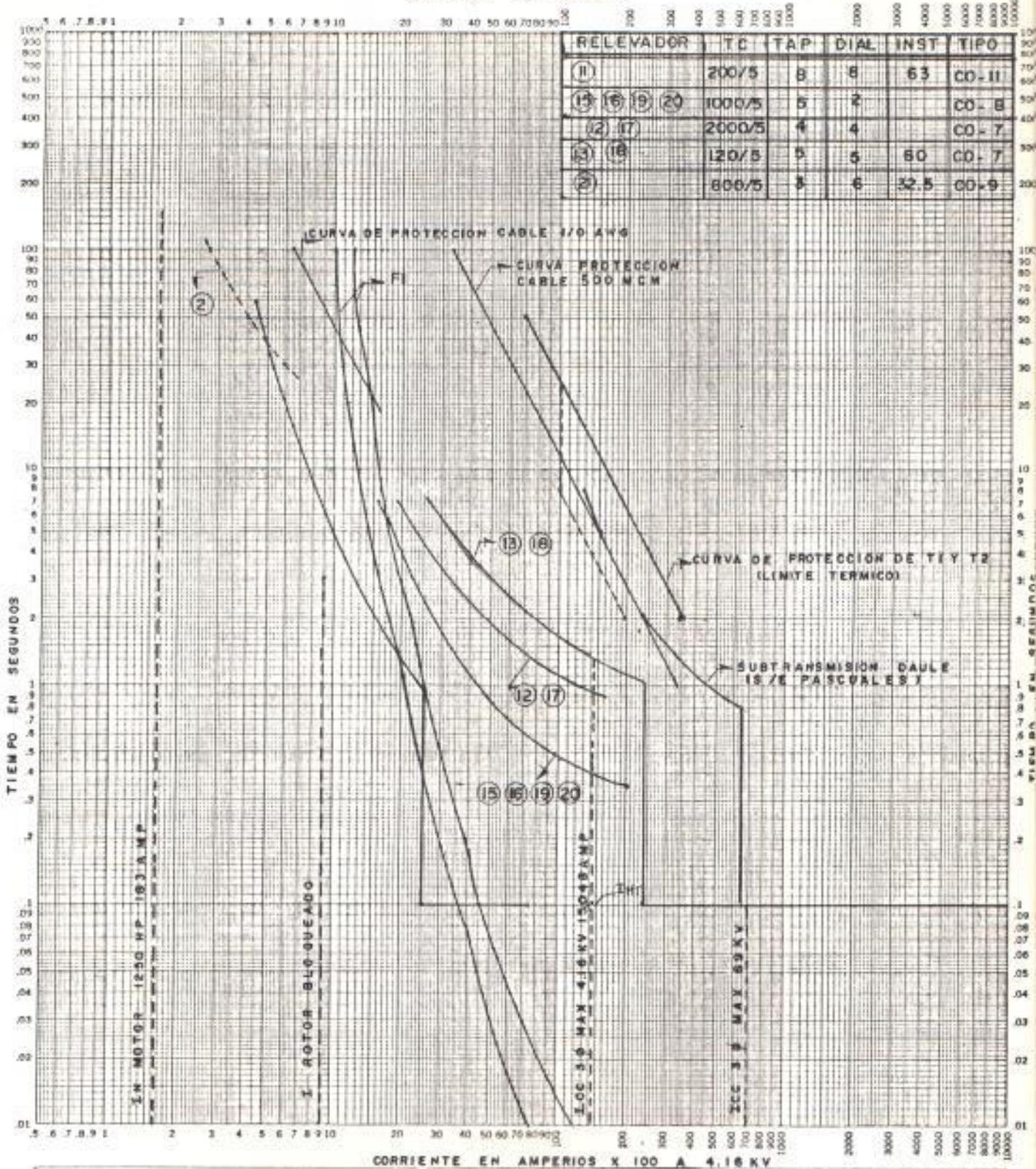
En el CCM1, para protección contra rotor bloqueado y fallas de fase se ha incluido relevadores (11) de característica muy inversa, ajustados para una puesta en trabajo del 300 % de la corriente nominal (el ajuste recomendado varía entre el 200-300 %, para evitar disparos por condiciones de sobrecarga).

$$T_p = \frac{3 * 163}{1.5 * (200/5)} = 8.15$$

Se escoge Tap 8

Para una corriente de arranque de 900 amp.

CORRIENTE EN AMPERIOS



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE

For _____ Fuse Links _____ In _____

BASIS FOR DATA Standards _____ Dated _____

1. Tests made at _____ Volts a.c. at _____ p.f. starting at 25C with no initial load _____

2. Curves are plotted to _____ Test points or variations should be _____

No. _____

Date _____

FIG. 6.13. COORDINACION PARA FALLAS TRIFASICAS-PROTECCION DE MOTOR DE 1250 HP EN CCMI OPERACION NORMAL (CCMI DE T1)-OPERACION EMERGENCIA (CCMI DE T2)

durante aproximadamente 3 seg. como tiempo de arranque, se elige de las curvas del relevador CO-11, el ajuste del dial en 8 como adecuado.

Para el elemento instantáneo se recomienda ajustarlo sobre el 75 % de la máxima corriente transitoria de arranque ($I_{mca} \approx 1.6 * I_{rb}$).

$$I_{mca} \approx 1.6 * 900 \approx 1440 \text{ amp.}$$

$$\text{Ajuste instant.} = 1.75 * 1440 * 5/200 = 63 \text{ amp.}$$

La protección contra sobrecargas está dada por el relevador 2, de sobrettemperatura.

En la Fig. 6.14, se muestra la coordinación final para:

Fusibles y Relevadores

Fallas trifásicas,

operación normal

(F2 de T2) F2-17-18

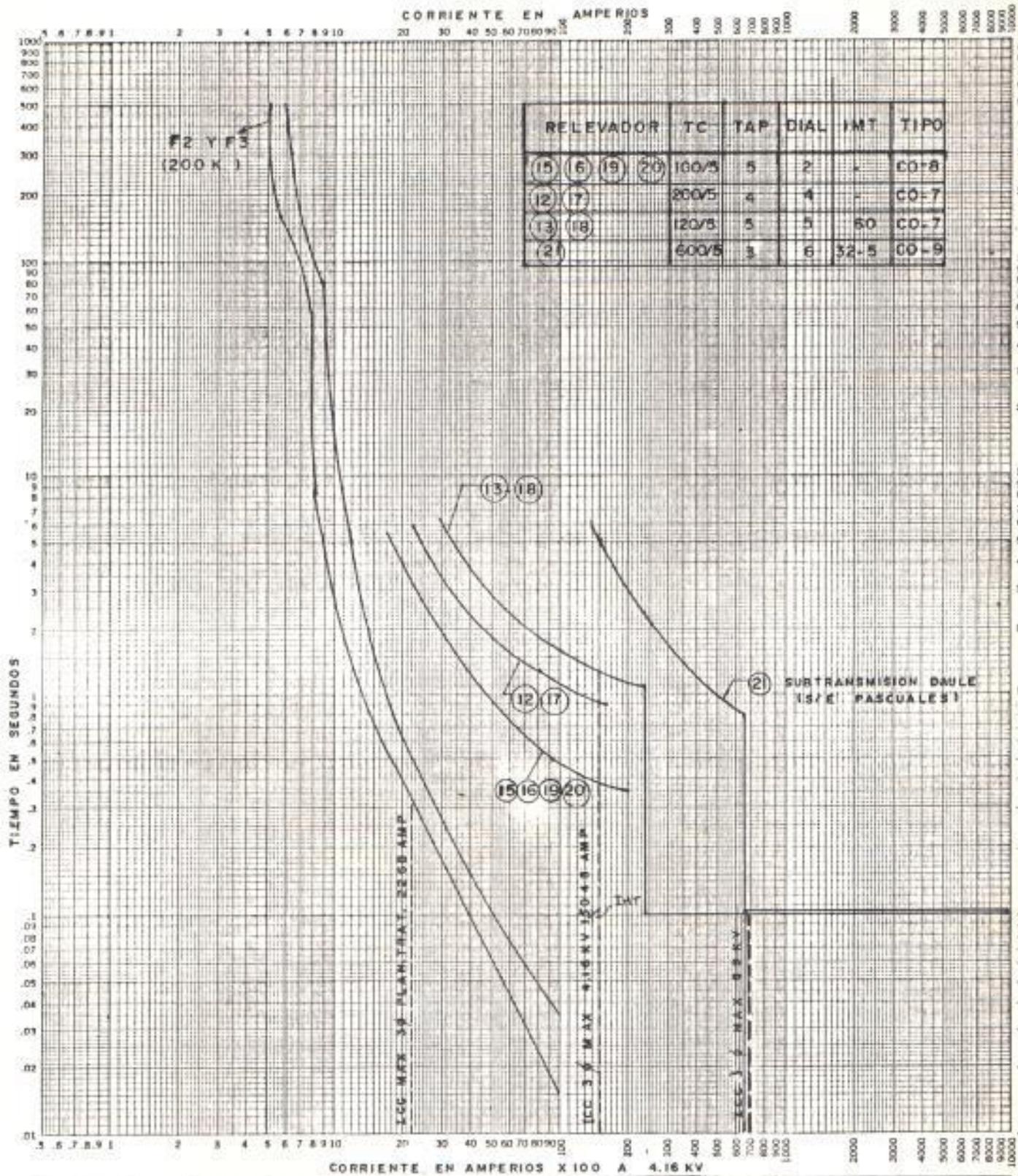
(F3 de T2) F3-17-18

Fallas trifásicas,

operación emergencia

(F2 de T1) F2-20-12-13

(F3 de T1) F3-20-12-13



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE

For _____ Fuse Links In _____

BASIS FOR DATA Standards _____ Dated _____

1. Tests made at _____ Volts a.c. at _____ p.f., starting at 25C with no initial load _____ No. _____

2. Curves are plotted to _____ Test points so variations should be _____ Date _____

K-E TIME-CURRENT CHARACTERISTIC 48 5258
 HELFELD & ESSER CO. CHICAGO, ILL.

FIG. 6.14. COORDINACION PARA FALLAS TRIFASICAS OPERACION NORMAL (F2 Y F3 DE T2)- OPERACION EMERGENCIA (F2 Y F3 DE T1)

El uso de la resistencia de puesta a tierra suministra una mejor protección mediante relevadores de sobrecorriente ya que las corrientes de falla pueden ser detectadas rápidamente y selectivamente por relevadores más sensitivos.

Debido a que las corrientes de falla a tierra no varían para máxima y mínima generación, se ha utilizado relevadores de característica de tiempo definido (CO-6), para la protección de fallas a tierra.

Para una falla a tierra en los motores a 4.16 Kv., alimentados por el CCMI, el relevador 1 (506) debe operar de manera instantánea. El respaldo a esta protección está dado por relevadores muy sensibles (mínimo tap = 0.5), ajustados para coordinar con el intervalo de coordinación establecido de 0.3 seg., tanto en condiciones de operación normal como en emergencia.

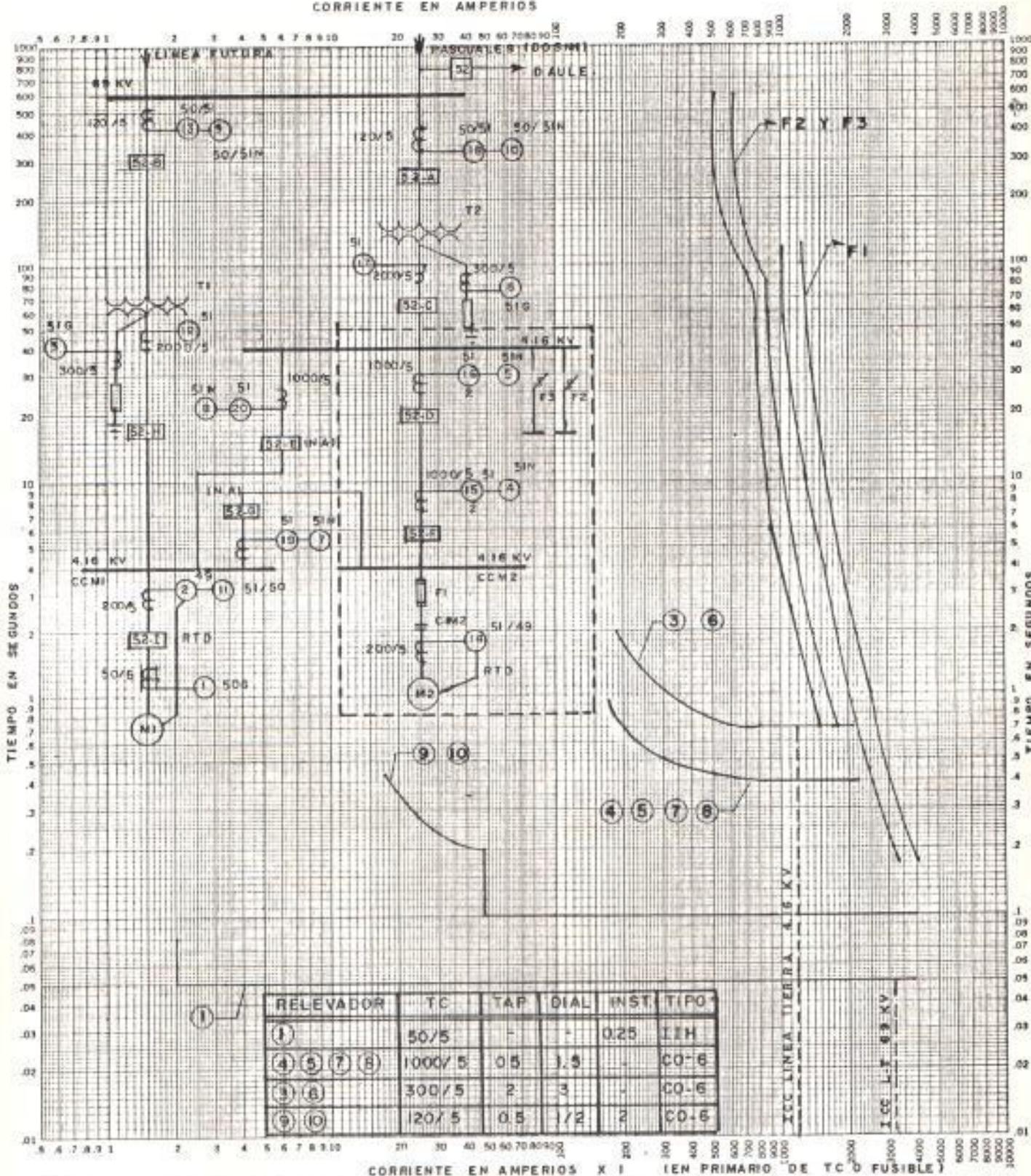
En la Fig. 6.15., se observa la coordinación para fallas a tierra de acuerdo a:

	<u>Relevadores</u>
Operación normal (CCM1 de T1)	1-3
Operación normal (CCM2 de T2)	F1-5-6 **
Operación normal (F3 de T2)	F3-6 **
Operación normal (F2 de T2)	F2-6 **
Operación emergencia (CCM1 de T2)	1-8-6
Operación emergencia (CCM2 de T1)	F1-7-3 **
Operación emergencia (F3 de T1)	F3-8-3 **
Operación emergencia (F2 de T1)	F2-8-3 **

** Los fusibles F1, F2 y F3 tienen tiempos de operación muy elevados para fallas a tierra, según la Fig. 6.15. En vista de lo anterior, para el caso de los motores en CCM2 se debe suministrar un relevador de similares características al relevador 1.

Los relevadores 9 y 10 sólo operan para fallas a tierra en 69 Kv., por lo que al no ser necesaria su coordinación con otro elemento, su ajuste debe ser lo más bajo posible.

CORRIENTE EN AMPERIOS



RELEVADOR	TC	TAP	DIAL	INST.	TIPO
1	50/5	-	-	0.25	I1H
4 5 7 8	1000/5	0.5	1.5	-	CO-6
3 6	300/5	2	3	-	CO-6
9 10	120/5	0.5	1/2	2	CO-6

CORRIENTE EN AMPERIOS X I (EN PRIMARIO DE TC O FUSIBLE)

CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE

For _____ Fuse Links, In _____
 BASIS FOR DATA Standards _____ Dated _____
 1. Tests made at _____ Volts a-c at _____ p.f., starting at 25C with no initial load _____ No. _____
 2. Curves are plotted to _____ Test points to variations should be _____ Date _____

K-E TIME-CURRENT CHARACTERISTIC 48-5258
 ADAPTED FROM CO. 10000000

FIG. 6.15. COORDINACION PARA FALLAS A TIERRA

En la Tabla XXXI, se indican las características de los relevadores de sobrecorriente utilizados.

Tabla XXXI
Rangos típicos y Características de Relevadores de Sobrecorriente

Relevador #	Rtc	Tap	Inst.	Caract. de tiempo	Tipo
<u>Tierra</u>					
1	50/5	--	0.1-0.5	--	ITH
3	300/5	0.5-2.5	--	Definido	CO-6
4	1000/5	0.5-2.5	--	Definido	CO-6
5	1000/5	0.5-2.5	--	Definido	CO-6
6	300/5	0.5-2.5	--	Definido	CO-6
7	1000/5	0.5-2.5	--	Definido	CO-6
8	1000/5	0.5-2.5	--	Definido	CO-6
9	120/5	0.5-2.5	2-8	Definido	CO-6
10	120/5	0.5-2.5	2-8	Definido	CO-6
<u>Fase</u>					
11	200/5	4-12	40-160	Ext. Inv.	CO-11
12	2000/5	4-12	--	Mod. Inv.	CO-7
13	120/5	4-12	40-160	Mod. Inv.	CO-7
15	1000/5	4-12	--	Inverso	CO-8
16	1000/5	4-12	--	Inverso	CO-8
17	2000/5	4-12	--	Mod. Inv.	CO-7
18	120/5	4-12	40-160	Mod. Inv.	CO-7
19	1000/5	4-12	--	Inverso	CO-8
20	2000/5	4-12	--	Inverso	CO-8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Un estudio de coordinación debe lograr que la protección sea selectiva, de manera que, mientras se despeja cualquier falla en un área del sistema, el resto de la carga permanezca en operación.
- Los fusibles, poseedores de dos características muy importantes, que los hacen elementos muy usados en esquemas de protección: alta capacidad de interrupción, y algunos de ellos limitadores de corriente (cuando las magnitudes de las corrientes de falla están dentro de su rango limitador de corriente); además de su menor costo que otros elementos, poseen tiempos de operación elevados para magnitudes bajas de corrientes de falla, lo que dificulta la coordinación con otros elementos de protección.
- La puesta a tierra del neutro de los transformadores conectados en delta-estrella a través de una baja resistencia, reduce la magnitud de las corrientes de falla a tierra, disminuyendo los esfuerzos mecánicos y

térmicos sobre los equipos, además de que se logra un mejor esquema de protección mediante relevadores de sobrecorriente, los cuales detectan y despejan las fallas a tierra de manera selectiva y rápida.

- Un procedimiento para verificar coordinación selectiva entre elementos de protección es la graficación de sus características tiempo-corriente en hoja común de coordinación.

RECOMENDACIONES

- Ante el continuo crecimiento de los sistemas eléctricos, existen por lo menos tres distintos periodos en la vida de una instalación eléctrica en que se recomienda comprobar mediante un estudio de coordinación si son adecuadas las capacidades y ajustes de los elementos de protección.

1. Durante el diseño de la nueva instalación.
2. Cuando se incrementa la capacidad de la planta, y
3. Cuando se incrementa la capacidad de la red primaria del sistema de potencia que sirve a la planta o centro comercial.

- Que el intervalo de coordinación entre elementos de protección debe ser cuidadosamente observado para obtener selectividad tanto en máxima como en mínima generación.

- Que para protección de motores de gran capacidad cuando su costo y servicio lo justifiquen, debe implementarse una protección para fallas a tierra muy sensible como el relevador para corrientes de secuencia cero.

- Que un sistema eléctrico debe poseer a través de su Departamento de Mantenimiento Eléctrico las curvas características completas de todos los elementos de protección, así como catálogos actualizados que le permitan ejecutar, de acuerdo a programas establecidos, pruebas a sus ajustes (relevadores y disyuntores de potencia de baja tensión de estado sólido).

BIBLIOGRAFIA

1. Recommended Practice Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Standard 242-1975.
2. I. Lazar, Electrical Systems Analysis and Design for Industrial Plants (Primera edición; New York: Mc Graw Hill, 1980).
3. Guide for Transformer Through-Fault-Current Duration, ANSI/IEEE Standard C57.109-1985.
4. Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, IEEE Standard 141-1976.
5. C. R. Mason, El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores (Tercera edición; México: CECSA, 1975).
6. Westinghouse Electric Corporation, Applied Protective Relaying (New York, 1976).
7. 1975 National Electrical Code, NFPA Standard 70 and ANSI Standard C1.

8. D. Beeman, Industrial Power Systems Handbook (Primera edición; New York: Mac Graw-Hill, 1956).
9. G. Wong, Subestación de 69 Kv. para Estación de Bombeo en la Planta La Toma (Guayaquil, Octubre 1982).
10. J. Saverio, "Coordinación de la Protección de las Alimentadoras del Sistema Guayaquil para 1983" (Tesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1984).
11. Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos, Manual del Usuario del Programa de Cortocircuito (Guayaquil, Mayo 1984).