

01170



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
División de Estudios de Posgrado

"NUEVO ESQUEMA PARA OPERACION ORDENADA DE LAS PROTECCIONES
ELECTRICAS DE SOBRECORRIENTE EN LA INTERCONEXION ENTRE LA
EMPRESA ELECTRICA Y LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES"

TESIS

Que para obtener el grado de
MAESTRO EN INGENIERIA ELECTRICA

presenta

MARINO GAITAN GUTIERREZ

Director de Tesis: Dr. Luis Rodolfo Calderón Girón



Ciudad Universitaria, México, D. F.

1997

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**A mis padres Fidelina y Marino
por su amor sincero.
A mis abuelos Hilda y Julio
por su cariño siempre mostrado.
A mis hermanos Hilda Julia, Antonia, Alexis y Jimmy.
A mi novia María de los Angeles.**

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a las siguientes personas e instituciones ya que sin su colaboración no hubiera sido posible su realización.

Al director de tesis Doctor Luis Rodolfo Calderón Girón por su valiosa cooperación en la realización de este trabajo.

Al comité revisor de esta investigación: Doctor Hector Sarmiento Uruchurtu, a los ingenieros Rafael Guerrero Cepeda, Arturo Morales Collantes y Alberto Blanco Montiel por el interés mostrado.

A los catedráticos de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería por los valiosos conocimientos proporcionados.

A Informática e Ingeniería Integral S.A. de C.V. (INININ) por proporcionarme los recursos necesarios para el desarrollo de está investigación.

Al instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) por la oportunidad brindada.

Al Ingeniero Gustavo Bayard Sanchés por sus atinados consejos.

A la Licenciada Elizabeth Colin por su generosa ayuda.

Al personal de INININ: Maripaz, Aristeo, Damián, Marcelo, Nicolas y Matías por su valiosa cooperación en la realización de esta tesis.

SECRETARIA DE RELACIONES EXTERIORES.

ESTA TESIS CORRESPONDE A LOS ESTUDIOS REALIZADOS CON UNA BECA OTORGADA POR EL GOBIERNO DE MÉXICO, POR MEDIO DE LA SECRETARIA DE RELACIONES EXTERIORES, EN EL MARCO DEL PROGRAMA DE MOVILIDAD UNIVERSITARIA DE TERCER CICLO PARA IBEROAMERICANOS (MUTIS).

RESUMEN.

Debido a que los componentes de las instalaciones eléctricas son sujetos en muchos casos a fallas que podrían desencadenar en problemas serios, las protecciones eléctricas son un factor importante a la hora de iniciar el diseño de cualquier sistema eléctrico de potencia.

Este trabajo de investigación tendrá la tarea de analizar el desempeño de las protecciones eléctricas de sobrecorriente aplicadas en el punto de interconexión entre la empresa eléctrica y los consumidores industriales. El funcionamiento de los equipos de protección tienen que ver con la manera en que son seleccionados los dispositivos, ajustes y curvas características. Cada uno de estos factores son relacionados a la buena coordinación y selectividad de las protecciones eléctricas de sobrecorriente en esta unión, lo cual hace más confiable a la red eléctrica evitando posibles caídas del servicio eléctrico en la planta industrial o a otros abonados de la empresa eléctrica. Las simulaciones descritas son casos reales apoyados por medio de software especializado en el área de la coordinación de las protecciones.

De hecho cada día los sistemas eléctricos industriales se hacen más complejos y la necesidad de requerir una buena calidad de energía para los equipos electrónicos y continuidad en el servicio es de vital importancia, lo cual da como resultado que los actuales esquemas de protección sean diseñados cada vez más seguros y confiables a la hora de presentarse una anomalía en cualquiera de las dos instalaciones, evitando daño al personal y equipos. Por tal motivo el objetivo de este proyecto de tesis es realizar un análisis completo de algunos esquemas de protección de sobrecorriente, con la ayuda de la metodología aquí descrita que introduce los conceptos de regiones de factibilidad de la coordinación y regiones óptimas para la coordinación industrial y el uso de gráficos mostrando las curvas características y ajustes de estos equipos. Como resultado de estos estudios se dan algunas recomendaciones al respecto.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.

AGRADECIMIENTOS.

RESUMEN.

ÍNDICE GENERAL.

LISTA ABREVIATURAS.

LISTA DE FIGURAS.

LISTA DE TABLAS.

LISTA DE SÍMBOLOS.

CAPITULO 1.

INTRODUCCIÓN.

- 1.1 **EVOLUCIÓN CRONOLÓGICA DE LA INGENIERÍA DE PROTECCIÓN.**
 - 1.1.1 ESQUEMAS BÁSICO DE PROTECCIÓN.
- 1.2 **OBJETIVOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE.**
- 1.3 **DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.**
 - 1.3.1 RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.
 - 1.3.2 FUSIBLES
 - 1.3.3 INTERRUPTORES DE CIRCUITO DE BAJO VOLTAJE (LVCB)
- 1.4 **CLASIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES.**
 - 1.4.1 RELEVADORES ELECTROMECAÑICOS.
 - 1.4.2 RELEVADORES ELECTRÓNICOS.
 - 1.4.3 RELEVADORES MICROPROCESADOS.
- 1.5 **PROBLEMAS EXISTENTES.**
 - 1.5.1 EN LA EMPRESA ELÉCTRICA.
 - 1.5.2 EN EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL.
- 1.6 **IMPACTO DE FALLAS DE SOBRECORRIENTE**
 - 1.6.1 EN LA EMPRESA ELÉCTRICA.
 - 1.6.2 EN EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL

1.7 CONTRIBUCIÓN DEL TRABAJO DE TESIS

1.8 CONTENIDO

CAPÍTULO 2.

LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN LA EMPRESA ELÉCTRICA.

2.1 TIPOS DE PROTECCIÓN

2.1.1 PROTECCIÓN DE FASE.

2.1.1.1 EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

2.1.2 PROTECCIÓN DE TIERRA (FALLA A TIERRA).

2.1.1.2 EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

2.2 CRITERIOS DE PROTECCIÓN

2.2.1 PROTECCIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS .

2.2.1.A. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR.

2.2.1.a1. FACTORES QUE AFECTAN LA PROTECCIÓN
DIFERENCIAL.

2.2.1.a2. CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR DIFERENCIAL .

2.2.1.a3. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE..

2.2.1.a4. PROTECCIÓN DE TIERRA.

2.2.1.B. PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

2.2.1.b1. TÉCNICAS APLICABLES PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS.

2.2.1.b2. AJUSTES GENERALES Y CRITERIOS DE COORDINACIÓN.

2.2.1.b3. PROTECCIÓN DE DISTANCIA PARA FALLAS DE FASE.

2.2.1.b4. APLICACIÓN DE RELEVADORES DE DISTANCIA EN
SISTEMAS PROTEGIDOS POR RELEVADORES DE
SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO.

2.2.1.b5. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA PARA LÍNEAS.

2.2.1.b6. COMPARACIÓN ENTRE LOS RELEVADORES DE
DISTANCIA Y LOS DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A
TIERRA.

2.2.1.C. PROTECCIÓN DE BUS.

- 2.2.1.c1. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BUS
- 2.2.1.c2. OTROS SISTEMAS DIFERENCIALES
- 2.2.1.D. PROTECCIÓN DE GENERADORES.
 - 2.2.1.d1. PROTECCIÓN PRIMARIA DE FALLAS DE FASE EN EL ESTATOR.
 - 2.2.1.d2. PROTECCIÓN DE RESPALDO PARA FALLAS DE FASE.
 - 2.2.1.d3. PROTECCIÓN DE RESPALDO DE CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA.
 - 2.2.1.d4. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR.
 - 2.2.1.d5. PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN.
 - 2.2.1.d6. MOTORIZACIÓN DE GENERADOR.
 - 2.2.1.d7. PROTECCIÓN A TIERRA DEL CAMPO.
- 2.2.2 REDUCIR EL IMPACTO DE UNA FALLA.
 - 2.2.2.1. CONFIABILIDAD.
 - 2.2.2.2. SELECTIVIDAD.
 - 2.2.2.3. VELOCIDAD DE OPERACIÓN.
 - 2.2.2.4. SIMPLICIDAD.
 - 2.2.2.5. ECONOMÍA.
- 2.3 **PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA MALA OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN**
- 2.4 **IMPACTO SOBRE LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES POR LA MALA OPERACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA.**

CAPÍTULO 3.

LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN UN CONSUMIDOR INDUSTRIAL.

- 3.1 **TIPOS DE PROTECCIÓN.**
 - 3.1.1 PROTECCIÓN DE FASE.
 - 3.1.1.1 EQUIPOS DE PROTECCIÓN.
 - 3.1.2 PROTECCIÓN DE TIERRA (FALLA A TIERRA).
 - 3.1.2.1 EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

3.2 CRITERIOS DE PROTECCIÓN

3.2.1 PROTECCIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS

3.2.1.A. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR.

- 3.2.1.a1. OBJETIVOS DE LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.
- 3.2.1.a2. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PRIMARIA DEL TRANSFORMADOR.
- 3.2.1.a3. RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.
- 3.2.1.a4. FUSIBLES
- 3.2.1.a5. PROTECCIÓN DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.
- 3.2.1.a6. CURVAS DE DAÑO DE LOS TRANSFORMADORES.
- 3.2.1.a7. RELEVADORES DIFERENCIALES DE FASE Y DE TIERRA.

3.2.1.B. PROTECCIÓN DE CABLES.

- 3.2.1.b1. PROTECCIÓN DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.
- 3.2.1.b2. CARACTERÍSTICA TIEMPO - CORRIENTE DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.
- 3.2.1.b3. PROTECCIÓN DE SOBRECARGA.
- 3.2.1.b4. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECARGA.

3.2.1.C. PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES.

3.2.1.D. PROTECCIÓN DE MOTORES.

- 3.2.1.d1. PELIGROS POTENCIALES EN LOS MOTORES.
- 3.2.1.d2. CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR INVOLUCRADAS EN LA PROTECCIÓN.
- 3.2.1.d3. ELEMENTOS A CONSIDERAR EN LA PROTECCIÓN DEL MOTOR.
- 3.2.1.d4. SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEO.
- 3.2.1.d5. SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADO.
- 3.2.1.d6. SOBRECARGA.
- 3.2.1.d7. SOBRECORRIENTE DE TIERRA INSTANTÁNEO.
- 3.2.1.d8. SOBRECORRIENTE DE TIERRA TEMPORIZADO.
- 3.2.1.d9. PROTECCIÓN DE FALLA DE FASE.

- 3.2.1.d10. PROTECCIÓN DIFERENCIAL.
- 3.2.1.d11. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA
- 3.2.1.d12. PROTECCIÓN TÉRMICA Y A ROTOR BLOQUEADO
- 3.2.1.E. PROTECCIÓN DE GENERADORES.
 - 3.2.1.e1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.
 - 3.2.1.e2. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN RECOMENDADOS.
- 3.2.1.F. PROTECCIÓN DE BARRAS.
 - 3.2.1.f1. TIPOS DE BUSES Y ARREGLOS.
 - 3.2.1.f2. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE BUS.
 - 3.2.1.f3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL.
- 3.2.2 REDUCIR EL IMPACTO DE UNA FALLA.
 - 3.2.2.A. BUENA SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.
 - 3.2.2.B. INTERVALO DE TIEMPO PARA LA COORDINACIÓN.
 - 3.2.2.C. SENSIBILIDAD, SELECTIVIDAD Y VELOCIDAD DE OPERACIÓN.
- 3.3 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA MALA OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN
- 3.4 IMPACTO SOBRE LA RED DE LA EMPRESA ELÉCTRICA POR UNA MALA OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL CONSUMIDOR INDUSTRIAL.

CAPÍTULO 4.

ESQUEMA PROPUESTO PARA LA OPERACIÓN ORDENADA DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE ENTRE LA EMPRESA ELÉCTRICA Y LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES.

4.1 DEFINICIONES.

- 4.1.1 REGIÓN DE FACTIBILIDAD PARA LA COORDINACIÓN INDUSTRIAL.
- 4.1.2 REGIÓN ÓPTIMA DE COORDINACIÓN.
- 4.1.3 OPERACIÓN SELECTIVA Y COORDINADA DE LAS PROTECCIONES.
- 4.1.4 REGIÓN DE VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN.

- 4.2 METODOLOGÍA PROPUESTA.
 - 4.2.1 EN LA PLANTA INDUSTRIAL.
 - 4.2.2 EN LA EMPRESA ELÉCTRICA.
- 4.3 VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN.
- 4.4 BÚSQUEDA DE LA SOLUCIÓN MÁS APROPIADA PARA UN CASO GENERAL.
- 4.5 ESQUEMA DE PROTECCIÓN PROPUESTO.

CAPÍTULO 5.
SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

CAPÍTULO 6.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

BIBLIOGRAFÍA.

ANEXO A.
ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.

- A.1 INTRODUCCIÓN.
- A.2 PROPÓSITO DEL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO.
- A.3 FUENTES DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.
 - A.3.1 GENERADORES SINCRÓNOS.
 - A.3.2 MOTORES Y CONDENSADORES SINCRÓNOS.
 - A.3.3 MOTORES DE INDUCCIÓN.
 - A.3.4 SISTEMA SUMINISTRADOR DE ENERGÍA.
- A.4 COMPONENTES SIMÉTRICAS.
 - A.4.1 IMPEDANCIA DE SECUENCIA Y REDES DE SECUENCIA.
 - A.4.2 REDES DE SECUENCIA EN GENERADORES SIN CARGA.
 - A.4.3 REDES DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO.

A.5 TIPOS DE FALLA.

A.5.1 FALLAS EN DERIVACIÓN.

A.5.1.I. FALLAS LÍNEA A TIERRA (SLG)

A.5.1.II. FALLA LÍNEA A LÍNEA (LL).

A.5.1.III. FALLA DOBLE LÍNEA A TIERRA (2LG).

A.5.1.IV. FALLA TRIFÁSICA.

A.5.2 FALLAS SERIES.

A.5.2.A. IMPEDANCIA SERIE DESIGUALES.

A.5.2.B. UNA LÍNEA ABIERTA (1LO).

A.5.2.C DOS LÍNEAS ABIERTAS (2LO).

ANEXO B.

ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA.

B.1 INTRODUCCIÓN.

B.2 OBJETIVOS DE LOS FLUJOS DE CARGA.

B.3 CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA DE BUSES.

B.4 ECUACIONES DE FLUJOS DE CARGA.

B.5 MATRIZ DE LAS ADMITANCIAS.

B.6 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVÉS DE LÍNEAS.

B.7 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVÉS DE TRANSFORMADORES.

B.8 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVÉS DE PHASE SHIFTER.

B.9 MÉTODOS DE SOLUCIÓN.

B.9.1 MÉTODO GAUSS - SEIDEL.

B.9.2 MÉTODO NEWTON - RAPHSON.

ANEXO C.

NÚMEROS CONVENCIONALES (ANSI) PARA DESIGNACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN POR NÚMERO.

ANEXO D.

ESQUEMAS DE PROTECCIONES EN LA INTERFASE ENTRE EL SUMINISTRADOR DE ENERGÍA Y LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES.

D.1 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.

D.2 EJEMPLOS DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA SUMINISTRADOR.

D.2.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR UNA ACOMETIDA CON INTERRUPTOR DE CIRCUITO EN EL LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR.

D.2.II DOBLE ACOMETIDA SIN TRANSFORMACIÓN.

D.2.III DOBLE ACOMETIDA CON TRANSFORMACIÓN.

D.2.IV UNA ACOMETIDA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA CON GENERACIÓN EN LA PLANTA INDUSTRIAL.

ANEXO E.

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTES.

E.1 RELEVADORES DE PROTECCIÓN EN CONTRA DE SOBRECORRIENTE.

E.1.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO.

E.1.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA.

E.1.3 TIPO ESPECIAL DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

- RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE CON RESTRICCIÓN DE VOLTAJE Y VOLTAJE CONTROLADO.

E.1.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.

E.1.4.A. APLICACIONES TÍPICAS.

E.1.4.B. PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

E.1.5 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL INSTANTÁNEO.

E.2 FUSIBLES.

E.2.1 DEFINICIONES Y TÉRMINOS DE FUSIBLES.

E.2.2 FUSIBLES DE BAJO VOLTAJE (MENOR DE 600 V).

E.2.3 SELECTIVIDAD DE LOS FUSIBLES.

- E.2.4 CARACTERÍSTICA LIMITADOR DE CORRIENTE.
- E.2.5 APLICACIONES ESPECIALES DE FUSIBLES DE BAJO VOLTAJE
- E.2.6 FUSIBLES DE ALTO Y MEDIANO VOLTAJE.
- E.2.7 SELECCIÓN DEL TIPO Y CAPACIDAD.
- E.2.8 SELECCIÓN DEL TIPO DE FUSIBLE.
- E.3 INTERRUPTORES DE CIRCUITO DE BAJO VOLTAJE.**
 - E.3.1 CAPACIDADES.
 - E.3.2 UNIDADES DE DISPARO.
 - E.3.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS TIEMPO - CORRIENTE.
 - E.3.4 APLICACIONES.

ANEXO F.
DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED ELÉCTRICA BAJO ESTUDIO.

LISTA DE ABREVIATURAS.

NEC	National Electrical Code.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
HP	Horse Power (Caballo de potencia).
LVCB	Low Voltage Circuit Breakers (Interruptor de baja tensión).
KV	Kilo Volts.
ANSI	American National Standards Intitute.
MVA	Mega Volts Ampere.
TC o CT	Transformador de corriente.
TP o PT	Transformador de potencial.
DC	Direct Current (Corriente directa).
KW	Kilo Watts.
KVAR	Kilo Volts Ampere Reactivos.
HZ	Hertz.
KVA	Kilo Volts Ampere.
SLG	Single Line to Ground (Línea a tierra).
LL	Line to Line (Línea a línea).
2LG	Double Line to Ground (Línea a línea a tierra).
1LO	One Line Open (Una línea abierta).
2LO	Two Line Open (Dos líneas abiertas).
TD	Time Dial (Ajuste en tiempo o palanca).
RMS	Root Mean Square (Valor cuadrático medio).
UL	Underwriters Laboratories, Inc.
NEMA	National Electrical Manufacturers Association.
AC	Alternating Current (Corriente alterna).
KCMIL o MCM	Mil Circular Mils.
A	Amperes.

LISTA DE FIGURAS.

Pagina

Capítulo 2.

1. Protección del transformador sin interruptor de potencia en el lado primario. Con conexión en delta en el lado primario y estrella en el lado secundario.	17
2. Corriente típica de magnetización de transformadores: a) corriente en la fase A conectado al devanado estrella, b) corriente en la fase A conectado en el lado de la delta.	17
3. Relevadores de distancia.	20
4. Típico bus interruptor y medio y las zonas de protección diferenciales.	23
5. Principio de operación del sistema diferencial de voltaje de alta impedancia.	24
6. Protección diferencial parcial de bus.	26
7. Conexión diferencial típica.	28
8. Protección típicas para una unidad generadora y para generadores grandes de la empresa eléctrica.	29
9. Aterrizaje con alta resistencia en el neutro.	30
10. Generadores conectados directamente a un sistema de bus común.	31
11. Protección diferencial de tierra para un generador usando un relevador de sobrecorriente direccional de tierra.	32
12. Protección típica para un generador conectado directamente al bus.	32
13. Diagrama mostrando posición de la corriente de una máquina ac operando bajo varias condiciones.	33
14. Curva de capacidad de la máquina.	34
<u>Capítulo 3.</u>	
15. Relevador diferencial de voltaje.	43
16. Los relevadores de sobrecorriente, son frecuentemente usados para proporcionar protección de transformador.	47
17. Curva de protección a fallas de paso para transformadores categoría I sumergidos en líquido.	50
18. Curva de protección a fallas de paso para transformadores categoría II sumergidos en líquido.	51

	<u>Página</u>
19. Curva de protección a fallas de paso para transformadores categoría III sumergidos en líquido.	52
20. Curva de protección a fallas de paso para transformadores categoría IV sumergidos en líquido.	53
21. Conexión esquemática típica para una protección diferencial de un transformador estrella - delta.	54
22. Máxima corriente de corto circuito para conductores de cobre aislados; temperatura inicial de 75°C; temperatura final 200°C.	57
23. Máxima corriente de corto circuito para conductores de aluminio aislado; temperatura inicial de 75°C; temperatura final de 200°C.	58
24. Características típicas de motores de inducción.	61
25. Protección de sobrecorriente de tierra usando transformador de corriente tipo ventana.	65
26. Relevador de tierra conectado residualmente.	66
27. Protección típica de sobrecarga, rotor bloqueado y fallas para un motor.	67
28. Protección diferencial para motores donde los conductores del neutro son disponibles.	68
29. Protección de sobrecorriente de tierra para motores.	68
30. Esquema típico de relevadores de protección para generadores pequeños.	74
31. Esquema típico de relevadores de protección para generadores medianos.	74
32. Esquema típico de relevadores de protección para generadores grandes.	75
33. Esquema de bus con relevador diferencial	77
<u>Capítulo 4.</u>	
34. Definición de tiempo de interrupción según ANSI/IEEE C37.010. 1979.	94
35. Una acometida con interruptor en el lado primario del transformador.	96
<u>Anexo A.</u>	
A.1 Circuito equivalente para generadores y motores.	134
A.2 Decaimiento de la forma de onda de la corriente de corto circuito simétrico.	135

	<u>Página</u>
A.3 Los tres conjuntos de vectores equilibrados que son los componentes simétricos de tres vectores desequilibrados.	136
A.4 Sentidos para la corriente de cada secuencia en un generador y las redes de secuencia correspondientes.	138
A.5 Circuitos equivalentes de secuencia cero de transformadores trifásicos, junto con las conexiones y símbolos para los diagramas unifilares.	140
A.6 Diagrama de un SLG, falla en F.	141
A.7 Conexión de las redes de secuencia para una falla SLG.	142
A.8 Diagrama para una falla LL en el punto F.	142
A.9 Conexión de las redes de secuencia para una falla LL.	143
A.10 Diagrama de una 2LG, falla en F.	144
A.11 Conexión de las redes de secuencia para una falla 2LG.	145
A.12 Diagrama de una falla trifásica en F.	145
A.13 Conexión de las redes de secuencia para una falla trifásica.	146
A.14 Voltajes y corrientes en los puntos d F y F'.	146
A.15 Redes de secuencia para fallas series entre F y F'.	147
A.16 Diagrama del circuito para impedancia serie desiguales en F - F'.	147
A.17 Conexión de las redes de secuencia para impedancias series desiguales en F - F'.	149
A.18 Red de secuencia positiva desacoplada.	149
A.19 Conexión de las redes de secuencia para la línea "a" abierta.	150
A.20 Diagrama de circuito para dos líneas abiertas.	151
A.21 Conexión de las redes de secuencia para dos líneas abiertas.	152
<u>Anexo B.</u>	
B.1 Representación π de una línea de transmisión.	156
B.2 Circuito equivalente de un transformador de dos devanados.	157
B.3 Circuito equivalente de un transformador.	157
B.4 Representación de un Phase Shifter.	158
<u>Anexo D.</u>	
D.1 Grupos de esquemas de protección.	170

	Página
D.2 Suministro de energía eléctrica por una acometida con interruptor de circuito en el lado primario del transformador.	174
D.3 Doble acometida sin transformación.	175
D.4 Doble acometida con transformación.	176
D.5 Una acometida de suministro de energía con generación en la planta industrial.	177
<u>Anexo E.</u>	
E.1 Característica tiempo - corriente de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.	180
E.2 Característica tiempo - corriente de los relevadores.	181
E.3 Relevador instantáneo tipo solenoide.	182
E.4 Relevador instantáneo tipo Hinged armature.	182
E.5 Protección de bus del sistema industrial en contra de fallas no despejadas en la sección de línea de la compañía suministradora.	183
E.6 Protección de línea utilizando relevadores direccionales.	183
E.7 Protección direccional de falla a tierra de un transformador usando relevadores tipo producto.	184
E.8 Protección direccional de falla a tierra de generadores usando relevadores tipo producto.	184
E.9 Características del elemento direccional.	185
E.10 Característica típica de un fusible limitador de corriente mostrando el pico permitido de corriente y tiempo total de despeje.	187
E.11 Clasificación de UL.	189
E.12 Operación selectiva de los dispositivos de protección de sobrecorriente.	191
E.13 Estudio típico de coordinación entre fusibles de ambos lado del transformador mostrando un sistema selectivo.	191
E.14 Familia típica de curvas características tiempo - corriente de mínima fusión para fusibles de potencia limitadores de corriente de alto voltaje	197

	<u>Pagina</u>
E.15 Típica curva característica tiempo corriente para un interruptor de circuito de caja moldeada de 600 A con apertura en aire ya temperatura nominal de 40 °C	204
E.16 Curva característica tiempo - corriente de sobrecorriente para un interruptor de circuito con unidad de disparo electrónico de estado sólido con todos los ajustes.	205

LISTA DE TABLAS.

	<u>Página</u>
<u>Capítulo 3.</u>	
1. Protección de sobrecorriente máxima (%).	46
2. Aumento de temperatura del blindaje y funda debida a la corriente de falla a tierra.	56
3. Máxima potencia motorizada para la fuerza motriz.	72
<u>Capítulo 4.</u>	
A. Multiplicadores para las reactancias de las máquinas rotatorias.	93
B. Minimum contact - parting time.	93
<u>Anexo E.</u>	
E.1 Capacidades interruptivas típicas de interruptores de circuito de caja moldeada para aplicaciones comerciales e industriales.	201
E.2 Capacidades interruptivas típicas de interruptores de circuito de caja moldeada, limitadores de corriente e interruptores de circuito con fusible "fused circuit breakers".	202

LISTA DE SÍMBOLOS.

I_0	Corriente de secuencia cero.
X	Reactancia.
R	Resistencia.
I_a	Corriente en la fase a.
I_b	Corriente en la fase b.
I_c	Corriente en la fase c.
V_0	Voltaje de secuencia cero.
V_1	Voltaje de secuencia positiva.
V_2	Voltaje de secuencia negativa.
Z_0	Impedancia de secuencia cero.
Z_1	Impedancia de secuencia positiva.
Z_2	Impedancia de secuencia negativa.
X_0	Reactancia de secuencia cero.
X_1	Reactancia de secuencia positiva.
X_2	Reactancia de secuencia negativa.
V_{0f}	Voltaje de falla de secuencia cero.
V_{1f}	Voltaje de falla de secuencia positiva.
V_{2f}	Voltaje de falla de secuencia negativa.
V_R	Voltaje en el relevador.
Z_R	Impedancia del relevador.
t	Tiempo.
R_{r2}	Resistencia del rotor de secuencia negativa.
R_{r1}	Resistencia del rotor de secuencia positiva.
X'_d	Reactancia subtransitoria.
X_d	Reactancia transitoria.
X_d	Reactancia sincrónica.
I_{a0}, I_{a1}, I_{a2}	Corriente de secuencia cero, positiva y negativa de la fase a.
I_{b0}, I_{b1}, I_{b2}	Corriente de secuencia cero, positiva y negativa de la fase b.
I_{c0}, I_{c1}, I_{c2}	Corriente de secuencia cero, positiva y negativa de la fase c.
V_{a0}, V_{a1}, V_{a2}	Voltaje de secuencia cero, positiva y negativa de la fase a.
V_{b0}, V_{b1}, V_{b2}	Voltaje de secuencia cero, positiva y negativa de la fase b.
V_{c0}, V_{c1}, V_{c2}	Voltaje de secuencia cero, positiva y negativa de la fase c.
E_a	Fuerza electromotriz de la fase a.
E_b	Fuerza electromotriz de la fase b.
E_c	Fuerza electromotriz de la fase c.
Z_n	Impedancia del neutro.
Z_{g0}	Impedancia del generador de secuencia cero.
Z_f	Impedancia de falla.
Z_g	Impedancia de tierra.
Y	Matriz de las admitancias.
A	Matriz de incidencia de buses.
y	Matriz de admitancia primitiva.
I	Corriente.
V	Voltaje.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN.

1.1 EVOLUCIÓN CRONOLÓGICA DE LA INGENIERÍA DE PROTECCIÓN.

En toda instalación eléctrica ocurren fallas ya sea por mal funcionamiento del equipo o por errores humanos o bien contingencias inesperadas, estos eventos muchas veces causan daños graves a los aparatos conectados a la red. Es por tal motivo que desde sus inicios la ingeniería de protección ha estado presente en los estudios que se realizan para hacer una buena selección de protecciones y encontrar los ajustes necesarios para que esta eventualidad pueda ser despejada en el menor tiempo posible y con un mínimo de equipo fuera de servicio.

Un importante punto en el diseño de cualquier sistema de distribución de energía eléctrica es la coordinación tiempo - corriente de todos los dispositivos de protección de sobrecorriente que es requerido para la protección del equipo.

La operación de los dispositivos de protección puede ser caracterizada por una representación gráfica de las características tiempo - corriente de estos equipos, graficando estas curvas la relación entre ellas se hace evidente, así cualquier problema (curvas sobrepuestas, curvas cruzadas y tiempos innecesariamente grandes o pequeños entre los equipos) pudiera observarse con suma facilidad.

Indicando en estas gráficas los valores de corriente de corto circuito máximos y mínimos de fallas trifásicas y monofásicas a tierra que pudieran ocurrir en diferentes puntos del circuito, la operación (ajustes) de los diferentes equipos de protección puede ser obtenida para varias condiciones de falla.

En el pasado estos estudios eran muy laboriosos ya que suponiendo que toda la información estaba disponible: datos técnicos de los dispositivos de protección, curvas de operación, etc (suministrados por el fabricante del equipo), entonces sobreponiendo las diferentes curvas y buscando los márgenes apropiados en tiempo - corriente para que la operación del equipo de protección sea segura y selectiva en el despeje de la falla. Este proceso es repetitivo con los demás equipos de protección. Este método era ejecutado de una manera manual y muchas veces el tiempo consumido en un estudio era enorme y además había simplificación y reducción de las redes que podía conducir a errores en los cálculos.

Con el advenimiento de las computadoras digitales que han revolucionado el proceso de diseño, análisis y control de los sistemas eléctricos, hoy en día estos trabajos se pueden desarrollar de una manera rápida, segura y confiable

Convencionalmente los esquemas de protección han sido diseñados por la experiencia de los ingenieros de protección basados en su riqueza de conocimiento, considerando varios factores tales como: configuración del sistema, corriente de falla, nivel de voltaje , etc. En general la tarea de ajuste del relevador requiere un alto conocimiento en los cambios de las instalaciones, cambios en la capacidad de corto circuito debido a las características operacionales de los generadores y en el incremento de la corriente de carga. Los programas de computadora son utilizados como herramientas de trabajo principalmente para asistirlos en el desarrollo de los estudios.

El desarrollo de algoritmos eficientes han facilitado los estudios de flujo de carga, corto circuito, coordinación de protecciones, etc. Como consecuencia la ingeniería de protección ha aumentado considerablemente el uso de computadoras digitales para mejorar la productividad a la hora de realizar los diferentes estudios.

Se pueden identificar las más importantes consideraciones en el diseño de la ingeniería de protección asistida por computadora:

1. Los dispositivos de protección y los datos del sistema eléctrico tendrán que estar disponibles para el Ingeniero y es la entrada al software.
2. Las especificaciones funcional del software se apega a las necesidades del ingeniero de protección.
3. Los resultados y salida son las esperadas por el personal de protección.

En la actualidad se ha hecho evidente el progreso de complementar los diferentes programas de computadora dedicados a los análisis de sistemas eléctricos con los sistemas expertos. Estos han sido aplicados para resolver varios problemas de la red eléctrica con la integración del dominio del conocimiento (experiencia e intuición). De hecho los sistemas de localización de falla y restauración del servicio han sido las aplicaciones más efectivas de los sistemas expertos.

Se puede concluir que no existe un sistema experto que pueda reemplazar el trabajo del ingeniero de protección. Por lo tanto estas herramientas computacionales serian de apoyo solamente y así contando con todos los datos necesarios del sistema eléctrico a proteger y equipos

de protección se puedan realizar los estudios en un tiempo mínimo con un margen de error menor y así lograr el objetivo para la cual fue diseñado el esquema de protección que es despejar fallas de manera segura, confiable y con selectividad a la red.

1.1.1 Esquemas básicos de protección.

Existen en forma general dos esquemas de protección: 1. son aquellos dispositivos que protegen las fases (protección de fase) sin que involucre tierra, 2. las protecciones de tierra, protegen en contra de cualquier falla a tierra.

El aislamiento de cortos circuitos y sobrecargas requiere la aplicación de esquemas de protección que sense una corriente anormal que podría fluir y entonces remover la sección afectada del sistema. En algunos tipos de sensores y dispositivo de interrupción son completamente separados, interconectados solamente a través de cableado externo de control. Otros tipos de sensores y función de interrupción son combinados en el mismo dispositivo. Además de otros tipos el equipo sensor e interruptor aunque son separados, estos son incluidos en el mismo equipo y mecánicamente acoplados para que funcione como un solo dispositivo.

Un fusible es ambos, un dispositivo sensor e interruptor. Este es conectado en serie con el circuito y responde a efectos térmicos producidos por el flujo de corriente que pasa a través de él. Su elemento fusible es diseñado para abrir a un determinado tiempo dependiendo de la cantidad de corriente que fluye. Diferentes tipos están disponibles teniendo las características tiempo-corriente que se requieren para una aplicación específica.

Los fusibles pueden ser limitadores de corriente o sin estas características (ver anexo E.2) dependiendo de su diseño y construcción. Los fusibles son reemplazables, ya que su elemento fusible normalmente se abre en el proceso de interrupción.

Los Interruptores de circuito son solamente dispositivos de interrupción y deben ser usados en conjunción con dispositivos sensores para completar la función de detección. En el caso de interruptores de circuito de medio voltaje (1 - 72.5KV), los dispositivos sensores son relevadores de protección separados o combinación de relevadores. En el caso de interruptores de circuito de bajo voltaje (LVCB, abajo de 1000 volts), es utilizado generalmente el interruptor de circuito de caja moldeada o de bajo voltaje, estos dispositivos tienen sensores y equipo de interrupción dentro del mismo equipo. Estos sensores podrían ser dispositivos serie del tipo térmico o magnético.

Los relevadores de sobrecorrientes son usados en conjunción con interruptores de circuitos de mediano voltaje y son disponibles con diferentes características funcionales. Estos podrían ser ya sea direccional o no direccional (ver anexo E.1.4) en su operación. Además podrían ser instantáneo o de respuesta con tiempo, con características tiempo-corriente tales como: tiempo inverso, muy inverso, extremadamente inverso y tiempo definido, los cuales son disponibles sobre un amplio rango de ajustes de corrientes.

1.2 OBJETIVOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE:

El objetivo básico y fundamental de un sistema de protección es proporcionar aislamiento de un área fallada del sistema tan rápido como sea posible y así permitir el servicio continuo del resto de la red eléctrica.

Dentro de este contexto existen cinco requerimientos en la aplicación de un sistema de protección. Cabe hacer notar que el término protección no indica o implica que el esquema de protección previene los problemas, tales como, fallas o falla del equipo conectado a la red, esta no se anticipa al evento, solo actúan cuando ya se ha presentado la anomalía, por tal motivo protección no significa prevención sino que minimiza la duración del problema, limita el daño y reduce el tiempo fuera de servicio.

Hay cinco características requeridas para cualquier sistema de protección y así ejecutar su función correctamente, estas son:

1. **Seguridad o sensibilidad:** seguridad que la protección opere correctamente.
2. **Selectividad:** máxima continuidad del servicio con un mínimo del sistema desconectado.
3. **Velocidad de operación:** mínima duración de la falla consecuentemente evitando el daño al equipo.
4. **Simplicidad:** equipo mínimo de protección y de control (circuitaria) asociada al esquema
5. **Economía:** Máxima protección a un costo mínimo.

El equipo de protección debe ser lo bastante sensible para que opere bajo la condición mínima esperada. En cualquier sistema de potencia varias veces al día y durante varias temporadas del año, la carga varía sobre un amplio margen. La condición la cual proporciona el mínimo de

generación es frecuentemente el criterio para decidir que tan sensible deberá ser el relevador, fusible o interruptor de circuito de bajo voltaje, bajo estas condiciones, un corto circuito tendrá corrientes mínimas a través de estos dispositivos para la cual deberá ser sensible para operar y remover el área fallada.

La selectividad de un dispositivo de protección es su habilidad a reconocer una falla y disparar un número mínimo de interruptores para despejarla. Estos equipos deben seleccionar entre fallas en su propio equipo a proteger para la cual este disparará y fallas en los equipos en las cercanía para la cual no operará. Algunos esquemas de protección son inherentemente selectivos, esto es, estos no son afectados por fallas externas al equipo protegido. Un ejemplo de un esquema inherentemente selectivo es el relevador diferencial. Otros tipos de relevadores, los cuales operan con un retardo de tiempo para fallas externas a su equipo a proteger, son llamados de selectividad relativa (protección secundaria o de respaldo).

Su selectividad es obtenida ajustando el tiempo de operación y características relativas a los relevadores, fusibles e interruptores de circuitos (LVCB) con los cuales deberán ser selectivos (coordinar). Estos equipos son de diferentes tipos de característica. Es especialmente importante que la selectividad se establezca sobre un rango alrededor de la magnitud de corriente de corto circuito.

La protección contra corto circuito debe además operar con velocidad. Por supuesto la velocidad es esencial en el despeje del área fallada del sistema eléctrico. Esta tiene un efecto directo en la estabilidad del sistema de potencia. Durante una falla de corto circuito, el resto del sistema de potencia puede transmitir pérdidas de potencia debido a que varias fuentes de generación tienden a irse fuera del sincronismo. El menor tiempo que una falla es permitida a persistir, es menor el efecto en el sincronismo o estabilidad del sistema.

Para que un sistema de protección funcione correctamente deberá tener confiabilidad, esta es la medida del grado de acierto que el sistema de relevadores, fusibles e interruptores de bajo voltaje funcionen correctamente. Deberá tener la dependencia a operar correctamente bajo aquellas condiciones cuando este debería operar y deberá tener seguridad de estar libre de una operación incorrecta debido a causas externas.

La confiabilidad del esquema de protección depende de la confiabilidad inherente de los dispositivos de protección, su aplicación, instalación y mantenimiento como parte del sistema eléctrico.

1.3 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

Los dispositivos de protección de un sistema de potencia proporcionan la inteligencia e inicializa la acción que habilita al equipo de desconexión para responder a condiciones del sistema peligrosas o anormales.

1.3.1 Relevadores de protección de sobrecorriente (50/51¹, ver anexo C):

Esta es la protección más usual contra cortos circuitos. Los utilizados en industrias son del tipo atracción electromagnética (tipo solenoide, ver figura E.3), el elemento básico de este relevador en un solenoide devanado alrededor de un núcleo de hierro y un embolo de acero o armadura que se mueve dentro del solenoide que soportan los contactos móviles. Además los hay de inducción y estado sólido.

La corriente de operación para todos los relevadores de sobrecorriente es ajustable. Cuando esta corriente excede un valor predeterminado, se cierran unos contactos dándole la orden de disparo al interruptor. Dicha corriente de operación que alimenta al relevador proviene de los transformadores de corriente (CT's). Los relevadores de sobrecorriente son utilizados como dispositivos de protección primaria o de respaldo.

Si la corriente opera al relevador sin un tiempo de retardo intencional, la protección es llamada protección de sobrecorriente instantánea. Cuando la sobrecorriente es de una naturaleza transitoria tal como la causada por el arranque de un motor o alguna sobrecarga repentina de corta duración, bajo este caso el interruptor de circuito no debería abrir. Por esta razón más relevadores de sobrecorriente son equipados con un retraso de tiempo que permite que circule la corriente de falla a valores más elevados que el ajuste (pickup) del relevador por un determinado tiempo sin causar el cierre de sus contactos. Si un relevador opera más rápido a medida que la corriente se incrementa, se dice que tiene una característica de tiempo inverso. Los relevadores de sobrecorrientes son disponibles con características de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso (ver figura E.2) para cumplir con los requerimientos de una aplicación particular. Existen además relevadores de sobrecorriente de tiempo mínimo definido que tienen un

¹ Según standard IEEE C.37.2 - 1979

tiempo de operación que es prácticamente independiente de la magnitud de la corriente, después que un cierto valor de corriente es alcanzado. Los relevadores de sobrecorriente de disco de inducción tienen un método de variar el tiempo de operación por medio de lo que es llamado el nivel de tiempo "time dial setting" del relevador. Esta variación del tiempo de operación es importante para la operación selectiva y coordinada de las protecciones de sobrecorrientes aplicadas en un mismo circuito, para más información de estos equipos refiérase al anexo E.

1.3.2 Fusibles:

El término fusible es definido por la ANSI / IEEE std 100-1984 [23] como: "un dispositivo de protección de sobrecorriente con un circuito de apertura "fusible" que es sobrecautado cuando por el pasan sobrecorrientes".

Un fusible tiene las siguientes características funcionales:

1. en este dispositivo existen los elementos sensor e interruptor contenidos en un solo equipo.

2. este responde a una combinación de la magnitud y duración de la corriente en el circuito fluyendo a través del fusible.

3. normalmente no incluye ninguna facilidad para la apertura o cierre manual para realizar la conexión a un circuito energizado, por tal motivo se requiere dispositivos separados tal como un interruptor de circuito "interrupter switch", para realizar esta función.

4. es monofásico, solamente un fusible por fase o fases sujetos a alguna sobrecorriente, estos responderán desconectando la fase con esa anomalía.

5 después de haber interrumpido la sobrecorriente, la reposición se realiza por el reemplazo de su elemento de respuesta a la corriente (fusible) antes de restaurar el servicio.

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

Los fusibles son clasificados por el nivel de voltaje, esto es, fusibles de bajo voltaje (abajo de 600 volts) y los fusibles de mediano y alto voltaje (arriba de 600 volts) También son fabricados con características limitadoras de corrientes o sin esta, los hay del tipo cartucho y tipo

tapón generalmente aplicados en residencias, para más información al respecto refiérase al anexo E.

1.3.3 Interruptores de circuito de bajo voltaje.

Según la NEC define un interruptor de circuito como: "un dispositivo diseñado para abrir y cerrar un circuito por medios no automáticos y abrir el circuito automáticamente en una determinada corriente sin producir daños a este cuando se aplica adecuadamente dentro de sus capacidades".

Estos son clasificados por la ANSI C37.100-1981[25] como:

- 1- interruptores de circuito de caja moldeada.
- 2- interruptores de circuito de bajo voltaje.

Un interruptor de circuito de caja moldeada son uno que es ensamblado como una unidad integral, soportados y encerrados en alojamientos de material aislante.

Los interruptores de circuito de bajo voltaje son para usar en circuitos de 1000 V ac nominales y menor, o 3000 V dc y menor, pero no incluyen interruptores de circuito de caja moldeada.

La UL 489-1980[26] favorece que los interruptores de circuito de caja moldeada son especialmente para propósito de proporcionar protección al circuito de servicio de entrada (acometida), alimentadores, ramales, de acuerdo a la NEC[25]. Estos tienen capacidad hasta 600 V y 6000 A.

El término interruptor de circuito de aire es frecuentemente usado cuando se hable de interruptores de circuito de bajo voltaje, ya que la interrupción del arco se realiza con aire en ambos caja moldeada y de bajo voltaje. Para más información refiérase al anexo E.

1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES:

1.4.1 Relevadores electromecánicos:

- originalmente todos los relevadores fueron de este tipo.
- son relativamente precisos.
- algunas veces insensibles.
- bajo mantenimiento.
- larga vida.
- seguridad.

- simplicidad.
- utiliza contactos para disparar los interruptores.
- no utilizan fuentes de alimentación auxiliar de dc o ac para su funcionamiento.
- las curvas características tiempo - corriente son obtenidos por el disco de inducción.
- requieren un buen mantenimiento frecuente (limpieza, ajustes y calibración).

1.4.2 Relevadores electrónicos:

- utilizan fuentes de alimentación auxiliar dc o ac para su funcionamiento.
- bajo carga "burden".
- característica mejorada del desempeño bajo condiciones dinámicas.
- reducción del espacio de los gabinetes.
- capacidad alta a soportar vibraciones sin mal funcionamiento.
- rápido reajuste de tiempo, con está característica el término "overtravel" queda anulado.
- nulo o poco mantenimiento.
- disparo a través de tiristores.
- las curvas tiempo-corriente son obtenidas a través del uso de un circuito de tiempo digital.
- operan en una frecuencia específica.

1.4.3 Relevadores microprocesados:

- la mayoría de las características de los relevadores de estado sólido las tienen los digitales.
- basados en microprocesadores.
- precisión de los ajustes.
- nulo mantenimiento.
- flexibilidad en la asignación de una tarea específica (sobrecorriente, direccional, distancia), ya que esta se realiza por medio de software.
- utilizan fuentes de alimentación auxiliar ac y dc para su funcionamiento.
- operan en una frecuencia especificada.

1.5 PROBLEMAS EXISTENTES.

Una de las más importantes consideraciones en el desarrollo de un esquema de protección en una planta industrial son los requerimientos especiales de los relevadores en la interconexión entre la planta industrial y la compañía suministradora.

Los problemas algunas veces ocurren como resultado del esquema de protección aplicado en la interconexión. Usando relevadores de sobrecorriente convencionales en el circuito de amarre es una práctica usual, los cuales serán selectivos con los relevadores ubicados en los alimentadores, así que fallas en el alimentador serían despejadas instantáneamente por estos relevadores, antes que operen los ubicados en los circuitos de amarre, dejando fuera a toda la planta (operación no selectiva).

Cuando las plantas industriales están interconectadas a la compañía suministradora en un mismo voltaje y en el sistema de distribución pudieran existir niveles de fallas elevados, los cuales son peligrosos para los motores grandes y generadores (si existe), si esta falla no es liberada a tiempo.

Una conjunta cooperación de los ingenieros de protección de la compañía suministradora y los encargados de la ingeniería de protección a nivel industrial es especialmente importante en la selección de las características y ajustes de los relevadores. Por lo que el sistema de protección debiera ser compatible con ambos requerimientos tanto de la planta industrial y la red de transmisión.

La selección de un buen esquema de protección para el punto de interconexión entre la compañía suministradora y la planta industrial debe ser cuidadosamente revisada para cada aplicación específica.

1.5.1 En la empresa eléctrica.

1. Operación no selectiva en despejes de fallas en el amarre.
2. Tiempos largos de coordinación con las protecciones de la planta industrial.
3. No es considerado en los estudios de corto circuito de la empresa eléctrica los posibles motores (mayores de 50 HP) conectados a la red, esto es, niveles de fallas erróneos.
4. Mala selección de los ajustes y curvas características de las protecciones.

1.5.2 En el consumidor industrial.

1. Operación no selectiva de las protecciones en la planta industrial o con los equipos instalados en la red de suministro por parte de la empresa eléctrica.
2. Tiempos exageradamente largos de coordinación.
3. Equipos eléctricos con capacidad interruptivas no adecuada o limitada a los niveles de corto circuito actuales.
4. Mala selección de los ajustes y curvas características de las protecciones
5. Límites térmicos de conductores posiblemente violados.
6. Selección no adecuada de los dispositivos de protección.

1.6 IMPACTO DE FALLAS DE SOBRECORRIENTE.

1.6.1 En la empresa eléctrica.

- posible operación de otras líneas de subtransmisión o distribución, como consecuencia falta de suministro a otros usuarios de la red.
- pérdidas de potencia.
- sobre y bajos voltajes.
- inestabilidad en el sistema eléctrico.

1.6.2 En el consumidor industrial.

- problemas de oscilaciones de voltaje.
- sobrecarga de la coenergación (si existe).
- gastos económicos.
- inestabilidad en la planta industrial.
- daños a equipos conectados motores, capacitores u otros.
- sobre y bajos voltajes.

1.7 CONTRIBUCIÓN DEL TRABAJO DE TESIS:

- 1- Introducir el concepto de regiones de factibilidad para la coordinación que se deriva de la aplicación de un área que es limitada por la curva característica de la protección de la empresa eléctrica.

2- Definir el concepto de regiones óptimas para la coordinación industrial que se deriva de la aplicación de un área que es limitada por la curva característica de la protección industrial en el amarre cuando ya se ha considerado un margen de coordinación con la protección de la empresa eléctrica.

3- Efectuar la coordinación industrial conociendo las regiones anteriormente mencionadas, las cuales asegurarán que si todos los disparos de las protecciones ocurren dentro de estas regiones se contará con una buena operación de los equipos de protección.

4- Verificar algunos esquemas de protección, buscando las posibles deficiencias en éstos y sugerir algunas recomendaciones para su solución. Al mejorar estos esquemas de protección da como resultado un mejor desempeño en presencia de una contingencia, evitando así problemas en ambas redes.

1.8 CONTENIDO:

En este capítulo se inicia con un bosquejo en la evolución de la ingeniería de protección. Además de los objetivos, tipos, clasificación y funcionamiento de los diferentes equipos de protección, resaltando los problemas existentes e impacto sobre ambas redes. Subrayando las contribuciones que este trabajo proporcionará a la solución de los problemas.

El segundo capítulo enfatiza sobre las redes del suministrador de energía eléctrica, sus actuales esquemas de protecciones de sobrecorriente, los posibles problemas ocasionados por la mala operación de la protección y su impacto. Además de verificar puntos importantes en el buen desempeño de las protecciones eléctricas.

El capítulo posterior trata sobre los consumidores industriales, sus problemas en las protecciones de sobrecorriente y su impacto.

El capítulo cuatro describe la metodología propuesta para la operación ordenada de las protecciones eléctricas de sobrecorriente en la interconexión entre la planta industrial y la empresa eléctrica.

El capítulo cinco se presentan algunos casos reales de los posibles problemas y la búsqueda de una solución apropiada (esquema de protección propuesto). Además de las simulaciones y análisis de los resultados realizados.

El último capítulo se finaliza con conclusiones y recomendaciones para su aplicación en los esquemas de protección.

CAPÍTULO 2.

LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN LA EMPRESA ELÉCTRICA.

Para un mejor entendimiento de como los relevadores de protección son esenciales en los sistemas de potencia modernos, primero se debería revisar la composición de este sistema. Un sistema de potencia es diseñado para generar energía eléctrica en cantidad suficiente para las necesidades de demanda presentes y futuras de los diferentes usuarios en un área particular, transmitirla a las áreas de consumo y entonces distribuirla dentro de la zona. Estos son los requerimientos mínimos para una operación normal.

Para asegurar la máxima recuperación de la inversión en los equipos que constituye el sistema de potencia y conservar a los consumidores satisfechos con un servicio confiable, este sistema debería estar en operación continua. Esto podría ser ejecutado en dos maneras: la primera es por el diseño y mantenimiento de cada componente para prevenir cualquier falla el cual podría destruir los componentes en el sistema de potencia, una segunda manera es minimizar y controlar los efectos de cualquier falla que pudiera ocurrir. Aquí es en donde los dispositivos de protección de protección juegan un papel importante en los sistema de potencia. Este es un elemento que opera para desconectar la parte fallada del sistema de potencia, por lo tanto protegiendo las partes y el resto del sistema de daños.

2.1 TIPOS DE PROTECCIÓN.

Los equipos de protección son aplicados en todas las partes del sistema de potencia; generadores, buses, transformadores, líneas de transmisión, líneas de distribución, alimentadores, motores, banco de capacitores, reactores y otras cargas. Para la mayor parte, los relevadores discutidos son dispositivos separados que son conectados al sistema de potencia a través de transformadores de instrumentos. En general, los equipos de distribución abajo de 600 volts es protegido por fusibles o dispositivos integrados con los equipos (LVCB).

2.1.1 Protección de fase.

Son todos los equipos conectados para operar bajo condiciones de fallas de fase, esto es que no involucra tierra. Para este tipo de protección es requerido un estudio de falla trifásico. Existen algunos puntos importantes a considerar: la carga máxima permitida a circular a través del

equipo durante un tiempo corto o para condiciones de operación de emergencia y de corriente de magnetización para la cual la protección no debe operar

2.1.1.1 Equipos de protección.

1. Relevadores de sobrecorriente instantáneo y temporizado
2. Relevadores de sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado.
3. Relevadores de distancia.
4. Relevadores diferenciales.
5. fusibles.

2.1.2 Protección de tierra (falla a tierra).

Son todos los equipos conectados para operar bajo condiciones de fallas que involucran tierra (fase a tierra, dos fases a tierra). Para este tipo de protección es requerido un estudio de falla de una línea a tierra. La cual debe incluir los voltajes de secuencia cero, voltajes y corrientes de secuencia negativa, los cuales son útiles donde equipos direccionales son usados. Además el máximo desbalance de la carga (corriente de secuencia cero) para la cual la protección no debe operar.

2.1.2.1 Equipos de protección.

1. Relevadores de sobrecorriente instantáneo y temporizado.
2. Relevadores de sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado.
3. Relevadores diferenciales.
4. Relevadores de distancia.
5. fusibles.

2.2 CRITERIOS DE PROTECCIÓN.

2.2.1 Protección de equipos eléctricos.

2.2.1.A. Protección del transformador.

La protección diferencial proporciona la mejor protección para ambas fallas, la que involucra las fases y la de fase a tierra, excepto en sistemas no aterrizados o donde la corriente de falla es limitada por una alta impedancia de aterrizaje. Generalmente, esta protección es aplicada a bancos de transformación de más de 10 MVA, también se toma en cuenta la importancia del banco el cual juega un papel importante para la aplicación de este dispositivo de protección.

2.2.1.a1. Factores que afectan la protección diferencial.

1. la corriente de magnetización "inrush".
2. diferentes niveles de voltaje, de hecho los transformadores de corriente (CT's) son de diferentes tipos, relación y características de funcionamiento.
3. conexión de los bancos en estrella - delta (defasamiento de fase del lado de alta tensión con respecto al lado de baja tensión).
4. taps de los transformadores de potencia para el control del voltaje.
5. defasamiento de fase o taps de voltaje en transformadores reguladores.

2.2.1.a2 Características del relevador diferencial de transformador (87, ver anexo C).

Para aplicación en transformadores de potencia esta protección es menos sensible que los utilizados en otros equipos y tienen una característica de porcentaje típica entre un 20 y 60%. Esto proporciona seguridad para diferentes niveles de relación, tipos y características de los CT's, diferentes niveles de energización de corriente primaria y para los taps de los transformadores de potencia donde estos existiesen.

Para evitar una operación no deseada bajo la corriente de magnetización el relevador podría: 1. ser diseñado con sensibilidad reducida al presentarse el transitorio, 2. uso de armónicas de la corriente de magnetización para prevenir la operación, generalmente se utiliza la segunda armónica, 3. inhibir la operación momentáneamente, durante el tiempo de energización, este procedimiento no se recomienda.

Para pequeños bancos de transformación particularmente en sistemas de subtransmisión y distribución de bajo voltaje, los relevadores diferenciales de disco de inducción electromecánicos con característica típica del 50% y tiempo de operación de 5 a 6 ciclos son ampliamente usados por ser bastante inmunes a la corriente de magnetización. Generalmente en estas áreas la corriente de magnetización no es tan severa y existe suficiente resistencia en el sistema para amortiguar rápidamente el transitorio. La ventaja es relativamente simple, diseño robusto y bajo costo. El típico pickup de corriente es de 2.5 a 3.0 amperes (Blackburn J.L. [2]).

En los sistemas en alto voltaje se hace necesario la no operación bajo condición de energización del banco, aquí son recomendados los relevadores diferenciales de restricción de armónicas. Se utiliza la ventaja que bajo condiciones de corto circuito las armónicas son bastante pequeñas en comparación con la corriente de magnetización. Los valores típicos de pickup de

corriente varia desde 0.75 a 2.5 amperes con tiempo de operación de 0.015 a .03 segundos (Blackburn J.L. [2])

Para una correcta conexión y ajuste de un relevador diferencial de transformador se sugiere dos etapas:

1. señales en fase, usando unidades estrella - delta, esto es, asegurándose que las corrientes secundarias al relevador estén en fase.
2. ajuste de las relaciones, seleccionando la relación de los CT's y los taps de los relevadores para minimizar la corriente diferencial que fluirá en el circuito de operación.

2.2.1.a3. Protecciones de sobrecorriente de transformadores.

Las protecciones de sobrecorriente de fase o de tierra (50/51 y 50N/51N, ver anexo C) son comúnmente usados por los transformadores. Son utilizados como protección primaria para bancos pequeños o cuando no existiese una protección diferencial. Además como protección de respaldo en unidades grandes donde la protección primaria es una diferencial. Generalmente en bancos de transformación en alrededor de 10 MVA e inferiores se utilizan fusibles para protección primaria. Otros posibles dispositivos utilizados en la protección de los transformadores son los relevadores de distancia y los sobrecorrientes de tiempo inverso.

Es deseable ajustar los dispositivos de protección que sean tan sensibles como sea posible, pero los fusibles y relevadores de sobrecorriente no operen en cualquier condición tolerable tales como: corriente de magnetización, sobrecarga máxima de tiempo corto que pudieran existir, ya sea en situaciones de emergencia o en la energización de las cargas después de un prolongado apagón "cold load". Un relevador con características de tiempo inverso proporciona la mejor protección, ajustados a un 200 o 300% de la capacidad nominal del transformador (Westinghouse Electric Corporation [4])

Los relevadores de tierra deben ser ajustados arriba del máximo desbalance de secuencia cero que pudiera existir principalmente como resultado de cargas monofásicas.

Las unidades instantáneas de los relevadores de sobrecorrientes pudieran ser aplicados como complemento de las protecciones diferencial o de sobrecorriente y proporciona protección para fallas elevadas en el primario del transformador. Estos no debieran operar bajo condiciones de corriente de magnetización y máximas corrientes de cargas o en máximas fallas trifásicas

secundarias. Típicos ajustes estarán en 150 a 200% de la más grandes de estas corrientes (Blackburn J.L. [2]).

Por otro lado, los relevadores y fusibles deben proteger al transformador en contra de daños por las fallas de paso "through faults", ver sección a6, capítulo 3.

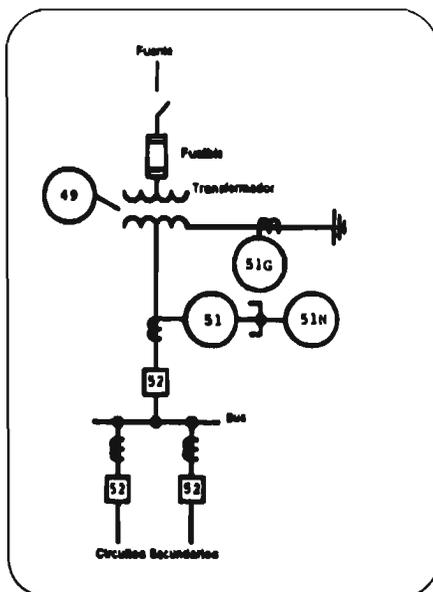


Figura 1. Protección del transformador sin interruptor de potencia en el lado primario. Con conexión en delta en el lado primario y estrella en el lado secundario.

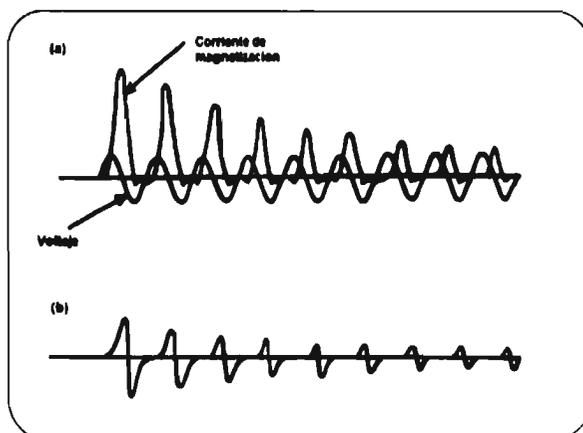


Figura 2. Corriente típica de magnetización de transformadores: a) corriente en la fase A conectado al devanado estrella , b) corriente en la fase A conectado en el lado de la delta.

2.2.1.a4. Protección de tierra del transformador.

Para proporcionar un sistema de tierra en el lado de delta del transformador de potencia, se puede aplicar un banco de transformación de aterrizaje zigzag. En unidades en la cual la delta opera como un terciario no cargado para circular corriente de secuencia cero. Y si este terciario tiene un CT disponible dentro de la delta, este puede ser conectado a un relevador de sobrecorriente temporizado 51N. Este relevador recibe I_o para una falla a tierra en el sistema y deberá ser coordinado con otros relevadores de tierra. Una alternativa es usar tres relevadores de sobrecorriente de fase temporizados 51 y cada uno conectado a un CT de la línea del transformador zigzag. De hecho la corriente de carga no pasara a través de estas unidades, la razón de los CT's y taps de los relevadores pueden ser basados en la corriente de falla de tierra.

2.2.1.B. Protección de líneas de transmisión.

Las líneas proporcionan uniones entre varias partes del sistema de potencia y equipo asociado. En general las clases de voltaje es como sigue:

Industrial - distribución	34.5 y abajo.
Subtransmisión	34.5 a 115Kv.
Transmisión	arriba de 115Kv.

Esta última clase es generalmente dividido en:

Alto voltaje	115 a 230 Kv.
Extra alto voltaje	345 a 765 Kv.
Ultra alto voltaje	arriba de 1000Kv.

Como es indicado, estos no son bien definidos, así que estos rangos pueden variar en cualquier sistema de potencia especificado.

Para propósitos de protección, las líneas pueden ser clasificados como:

1) alimentadores y líneas radiales; 2) tipo anillo.

2.2.1.b1. Técnicas aplicables para protección de líneas.

Las protecciones disponibles para las líneas incluyen las siguientes:

1. sobrecorriente instantáneo no direccional.
2. sobrecorriente de tiempo no direccional.
3. sobrecorriente instantáneo direccional.
4. sobrecorriente de tiempo direccional.

5. distancia.

6. hilo piloto.

Todos son utilizados individualmente o en varias combinaciones para protección de fase y fase a tierra de líneas.

2.2.1.b2. Ajustes generales y criterios de coordinación.

Ajuste de corriente en relevadores de sobrecorriente de fase.

Para líneas raramente existen límites térmicos como en los transformadores [2]. La corriente mínima de operación (pickup de relevador) debe ser ajustado para que condiciones transitorias o corriente de tiempo corto tolerables al sistema y no causen disparos.

Los factores a considerar son:

1. carga máxima de tiempo corto. Esta es la corriente que el circuito es requerido a conducir durante condiciones operativas de emergencia o inusuales, por intervalos las cuales pueden ser de hasta una hora. Prácticamente, esto es frecuentemente la capacidad máxima del transformador o el límite máximo de la carga.

2. corriente de magnetización de los transformadores.

3. cargas frías "cold load" es un incremento de corto tiempo en la corriente de carga que ocurre cuando un alimentador de distribución es reenergizado después de un apagón. La cantidad y duración es bastante variable, dependiendo del circuito y duración del apagón.

Un relevador de sobrecorriente de fase con característica inversa con un pickup de 1.25 a 1.5 veces la carga máxima de corto tiempo o más grande será requerido para evitar la operación en transitorios de tiempo cortos. Los múltiplos más bajos pueden ser usados con los tipos muy inversos y extremadamente inverso. Generalmente, las características extremadamente inversas son más parecidas a las características de fusibles y curvas de arranque de motores así que son preferidas para protección en las zonas de cargas. A medida que se acercan estos equipos a las fuentes de corto circuito la característica inversas son las aplicadas.

Ajuste de corriente de relevadores de sobrecorriente de tierra.

La mínima corriente de operación (pickup) debe ser ajustado arriba del máximo desbalance de corriente de secuencia cero que puede existir y puede ser tolerable por el sistema. Taps típicos de 0.5 y 1.0 A. son usados donde el desbalance es bajo, especialmente en niveles de altos voltajes.

Fusibles

La corriente nominal continua de los fusibles debe ser igual o más grande que la carga máxima de corto tiempo que pasará a través de este equipo. Además, la capacidad de interrupción simétrica del fusible debe ser igual o más grande que la corriente máxima de falla. Atención debe ser dada al voltaje del sistema, nivel de aislamiento y la relación X/R del sistema. Los fusibles operan en una banda de tiempo - corriente entre el tiempo máximo de despeje y el tiempo mínimo de fusión (de daño).

El tiempo mínimo de fusión es importante cuando los fusibles respaldan o sobrealcanzan otros equipos. El último dispositivo debe despejar la falla antes del daño térmico del fusible, que es indicado por el tiempo mínimo de fusión "melting time".

2.2.1.b3. Protección de distancia para falla de fase.

Este tipo de protección es aplicado casi universalmente para protección de fase de líneas en voltajes arriba de 69Kv. La característica MHO (ver sección 3.1.1.1) es comúnmente usada.

Las principales ventajas son: 1. alcance fijo como una función de la impedancia de la línea protegida e independiente de condiciones operativas del sistema y niveles de la falla sobre un muy amplio margen, 2. habilidad para operar para corrientes de falla cerca o menor que la corriente máxima de carga.

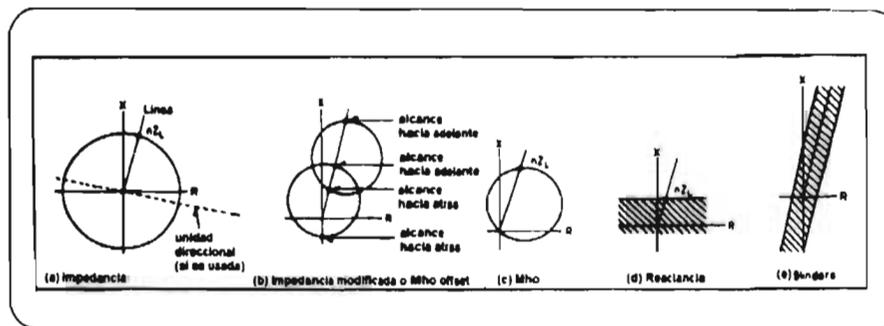


Figura 3. Relevadores de distancia: a) impedancia. b) impedancia modificada o Mho offset. c) Mho. d) reactancia. f) blinder.

2.2.1.b4. Aplicación de relevadores de distancia en sistemas protegidos por relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso.

La zona 1 de los relevadores de distancia pueden ser aplicados para proporcionar una protección instantánea incrementada sobre la obtenida por los relevadores de sobrecorriente instantáneos. Esto es especialmente útil donde hay una gran variación en los niveles de falla debido a cambios operativos y en el sistema. Estos equipos pueden proporcionar alrededor de un 90% de la sección de la línea con disparo instantáneo independiente de estos cambios.

Para coordinarlo con características de tiempo inverso existente, una zona 2 del relevador de distancia puede ser ajustado en o a través de la sección de línea adyacente, con un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso utilizado como un temporizador.

El relevador de distancia controla el torque de la unidad de sobrecorriente; esto es, la unidad de sobrecorriente no puede operar hasta que el relevador de distancia opere. Esto permite ajustar la unidad de sobrecorriente abajo de la carga máxima.

2.2.1.b5. Protección de falla a tierra para líneas.

Los ajustes y procedimientos de coordinación para relevadores de sobrecorriente de tierra instantáneos y tiempo inverso es igual que los utilizados para protección de fase. Los taps de los relevadores de tierra para unidades de tiempo inverso debe ajustarse arriba del desbalance en secuencia cero de la línea y además son usadas los datos de una falla de una línea a tierra.

En sistema comerciales, industriales y de distribución donde fusibles son utilizados, los relevadores de tierra que reciben $3I_0$ deben coordinarse con los fusibles que reciben corrientes de línea I_a, I_b, I_c , mientras la corriente de línea es igual a $3I_0$ en los circuitos alimentadores radiales, los fusibles deben ser ajustados arriba de la corriente de carga y transitorios de corto tiempo (magnetización). Esto podría requerir un alto ajuste de taps en los relevadores de tierra.

Para líneas de subtransmisión y transmisión por lo regular son sistemas sólidamente aterrizados por lo que la condición de desbalance tiende a ser baja, por tal motivo los relevadores de tierra pueden ajustarse bastante sensibles. En estos niveles de voltaje arriba de 34.5 Kv además no son utilizados los fusibles para protección.

2.2.1.b6. Comparación entre los relevadores de distancia y los de sobrecorriente para falla a tierra.

Los relevadores de distancia son ampliamente usados para protección de fase, no obstante en aplicaciones de protección de falla a tierra estos son más complejos. de hecho los relevadores

de sobrecorriente direccional proporcionan una satisfactoria protección de este tipo en sistemas aterrizados a un costo menor.

Una primera consideración para los relevadores de distancia, es que el voltaje de secuencia cero es máximo en la falla y decrece a medida que se aleja. Como resultado, la razón del voltaje a la corriente del sistema, tal como $\frac{V_0}{I_0}$, no proporciona una indicación apropiada de la localización de la falla y así no puede ser usada. Como resultado varios métodos son usados:

1. modificar ya sea el voltaje o la corriente para proporcionar un relevador cuyo ajuste es proporcional a la impedancia de la línea de secuencia positiva y la relación de la línea $\frac{Z_0}{Z_1}$.
2. otro tipo opera con el principio que en la falla es $V_{0f} + V_{1f} + V_{2f} = 0$, esta relación es producida en la localización del relevador por la utilización de compensadores.

El V_0 modificado es usado como la cantidad de operación y $V_1 + V_2$ modificado para la restricción.

Las ventajas para los relevadores de sobrecorriente aplicados para protección de fase a tierra son:

1. relativamente independiente de la carga.
2. generalmente un amplio margen entre fallas cercanas y lejanas al bus adyacente, de hecho el valor de X_0 de la línea es alrededor de 3 veces X_1 .
3. bajo desbalance del sistema.
4. fusibles no son usados en líneas.
5. nivel de corriente de falla de tierra tienden a ser más constante que las falla de fase.

Quizás la más importante razón para el uso general de relevadores de sobrecorriente para protección de tierra es en la utilización con protección de hilo piloto en líneas arriba de 115Kv.

2.2.1.C. Protección de bus.

Los buses existen en todo el sistema de potencia a la cual son conectados dos a más circuitos. Estos son frecuentemente divididos (bus tie) cuando hay más de seis o ocho circuitos involucrados o arreglos de buses son usados para minimizar el número de circuitos que deber ser abiertos por fallas. Además dan flexibilidad a la operación del sistema y por razones económicas.

Afortunadamente las fallas de bus no son tan comunes, pero estas son desastrosas, de hecho resultan en considerable pérdida del servicio vía los circuitos que deben ser abiertos para aislar la falla. Las causas más comunes de fallas de bus son: fallas en el equipo, contactos de animales pequeños, aisladores rotos, objetos y contaminación.

La protección diferencial proporciona sensibilidad y rapidez para protección de falla de fase a tierra y de fase. Y es generalmente recomendada para todos los buses. Un ejemplo de un arreglo típico es el interruptor y medio, ver figura 4.

2.2.1.c1. Protección diferencial para buses.

El principio básico es la comparación de las corrientes de entrada y salida de la zona protegida. El desempeño de los CT's es importante en la aplicación de estos equipos (ver capítulo 3.2.1.F).

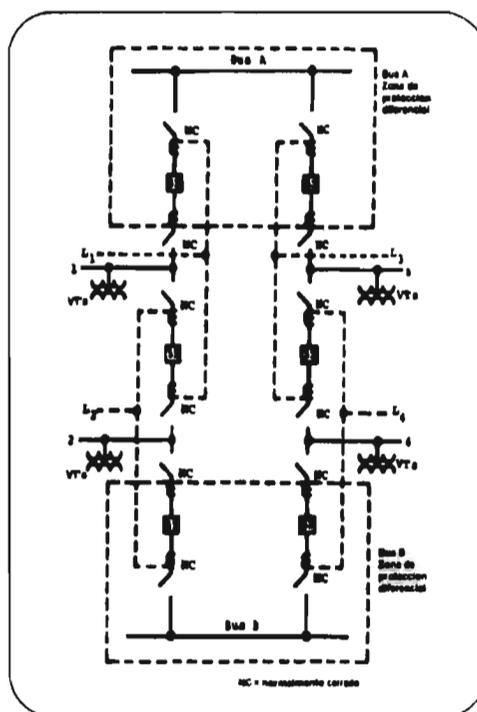


Figura 4. Típico bus interruptor y medio y las zonas de protección diferenciales.

Dos técnicas principales son usadas para evitar posibles problemas en el funcionamiento de los CT's:

1. con características de múltiples circuitos de restricción.
2. relevadores de voltaje de alta impedancia. Un tercer sistema emplea CT's con núcleo de aire para evitar los problemas de excitación y saturación de los núcleos de hierro. Una típica sensibilidad para fallas internas están en el orden de 0.15 A, con tiempo de operación de 50 a 100 ms.

Diferencial de corriente con múltiples restricciones.

Este es el método más versátil para aplicación general usando transformadores de corriente convencional, pero en general es más difícil de aplicar. Estos relevadores son usados con un devanado de restricción conectado a cada circuito esto para todos los circuitos con una apreciable fuente de corriente de falla. Alimentadores y circuitos con una contribución baja de corriente de falla pueden ser paralelados. Todos los CT's son conectados en estrella a los devanados de restricción como resultado no existen problemas de defasamiento de fase.

Estos esquemas son diseñados para restringir correctamente para fallas severas fuera de la zona diferencial con corrientes máxima en los cuales los CT's no se saturan para la corriente simétrica máxima. Esto puede ser llevado a cabo por la selección de la relación y conservando baja la carga "burden" secundario. Es importante y recomendado que otros equipos no sean conectados al circuito diferencial.

Diferenciales de voltaje con impedancia alta.

Este esquema carga a los CT's con una impedancia alta para forzar un error en la corriente diferencial a través de los CT's en vez del devanado de operación del relevador.

Para una falla externa (ver figura 5), el máximo voltaje V_R a través del relevador diferencial Z_r ocurrirá si los CT's en el circuito fallado - 1- esta completamente saturado y los otros CT's (circuitos 2 y 3) no se saturan. Se puede decir que este es el caso peor. El relevador es ajustado para que no opere para este voltaje. Es obvio que este voltaje depende de la magnitud de la corriente de falla y tipo de falla y resistencia total.

En el caso de fallas internas, la corriente secundaria no circula sino que resulta en un alto voltaje secundario que causa la operación del relevador.

Todos los CT's deberían tener la misma relación y operados a devanados completos "full winding". Operarlos en los taps no es recomendados, pero si es necesario, los devanados entre los taps debe ser completamente distribuido. Un devanado distribuido es uno en el cual inicia y termina en el mismo punto del núcleo. CT's auxiliares no son recomendados.

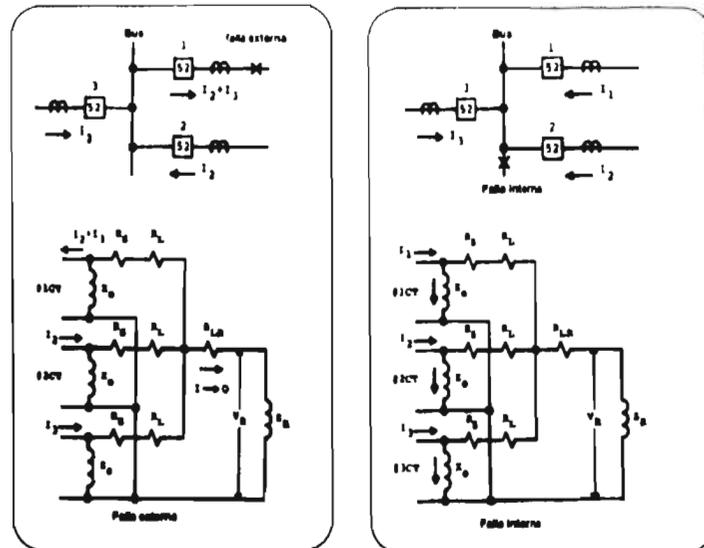


Figura 5. Principio de operación del sistema diferencial de voltaje de alta impedancia.

2.2.1.c2. Otros sistemas diferencial de bus.

Varios otros esquemas existen pero son limitados en su uso. Estos son: sobrecorriente temporizado, comparación direccional y sistema diferencial parcial.

Diferencial de sobrecorriente temporizado.

Este esquema es el que todos los secundarios de los CT's son paralelados y conectados a un sobrecorriente de tiempo inverso (51, ver anexo C [23]). En este caso no hay restricción así el relevador debe ser ajustado arriba del máximo error en las diferencias de magnetización de los CT's para fallas externas.

La característica inversa, la cual proporciona tiempos largos para magnitudes de corrientes bajas, es una ventaja para solucionar el problema de saturación desigual de los CT's, particularmente en la componente de DC. El tiempo de operación típico de este esquema son de 15 a 20 ciclos para fallas internas. Es usado solamente para buses pequeños y en bajo voltaje. Esto además son difíciles de ajustar con seguridad excepto a través de una gran experiencia. Es usado solamente para buses de bajo voltaje.

Diferencial comparación direccional.

Una unidad direccional es conectada a cada circuito y mirando hacia el bus, con los contactos de disparos en serie. Para una operación normal uno o más contactos son abiertos por

el paso de la corriente de carga a través del bus. Para fallas internas todos los contactos deben cerrar para aislar el bus.

La principal ventaja es su casi completa independencia del funcionamiento, característica y relación de los CT's. La desventaja son de costo elevados (relevadores requeridos para cada circuito), un voltaje o fuente de referencia es necesitado y los contactos en serie son difíciles para coordinar.

Diferencial parcial.

Este esquema es usado frecuentemente para proporcionar protección para buses en subestaciones de distribución de voltajes más bajos e industriales. Es aplicable donde hay circuitos alimentadores que: 1. corrientes despreciables a falla en el bus.; 2. no tienen apropiados CT's para una completa aplicación diferencial.

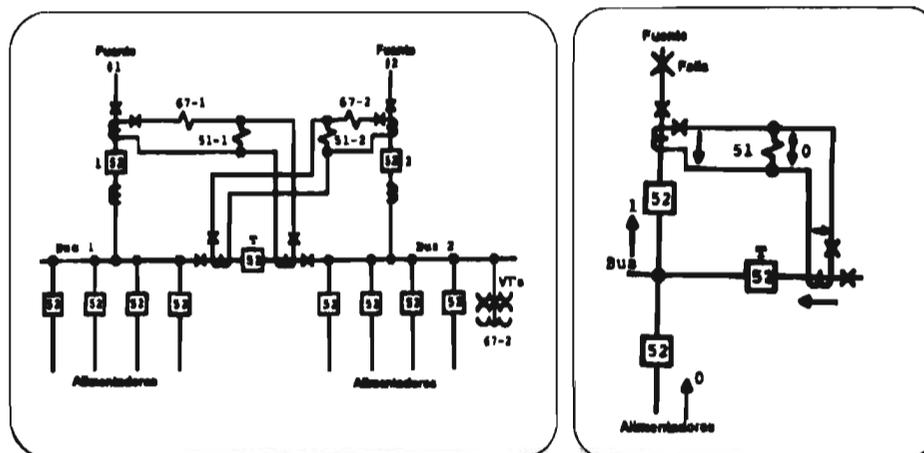


Figura 6. Protección diferencial parcial de bus.

Los CT's de los circuitos con fuente de corriente de fallas son paralelados y conectados a un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51).

La corriente de falla total es disponible para operar el relevador para fallas en el bus y en la sección del alimentador. Estos requiere que el relevador 51 coordine en tiempo con las protecciones en todos los alimentadores no incluidos en la diferencial.

2.2.1.D. Protección de generadores.

Los generadores son sujetos a un número de posibles peligros debido a esto la protección debería ser considerada y darle una cuidadosa atención.

Estos problemas pueden ser clasificados como:

1. Fallas internas dentro de la zona de protección.
2. Condiciones anormales operativas y del sistema.

Los peligros y problemas considerados son como sigue:

Fallas internas.

- a. Fallas de fase y de tierra en el estator y zona de protección asociada
- b. Fallas de tierra en el rotor (devanado de campo).

Condiciones anormales operativas y del sistema.

- a. Pérdida de excitación (pérdida de campo) o excitación insuficiente.
- b. Sobrecarga.
- c. Sobrevoltaje.
- d. Altas y bajas frecuencias.
- e. Corrientes desbalanceadas.
- f. Pérdida de la fuerza motriz (motorización).
- g. Conexión de la unidad fuera de sincronismo.
- h. Pérdida de sincronismo "out of step".
- i. Oscilación subsíncrona.

2.2.1.d1. Protección primaria de fallas de fase en el estator.

Estas fallas raramente ocurren, pero cuando aparecen generalmente generan el flujo de altas corrientes. Por lo tanto se recomienda la protección diferencial para todos los generadores con excepción de unidades de 1 MVA o menor. Esta proporciona protección para fallas de fase, pero podría proporcionar protección para fallas de tierra, dependiendo del tipo de aterrizaje.

Usualmente los CT's tienen la misma relación y preferentemente deberían ser del mismo tipo y fabricación para minimizar los errores de mismatch para fallas externas. La aplicación recomendada permite usar relevadores diferenciales sensibles con baja características de porcentaje, típicamente 10 a 25% para los tipos de porcentaje fijo y el equivalente o más bajos para los del tipo variable.

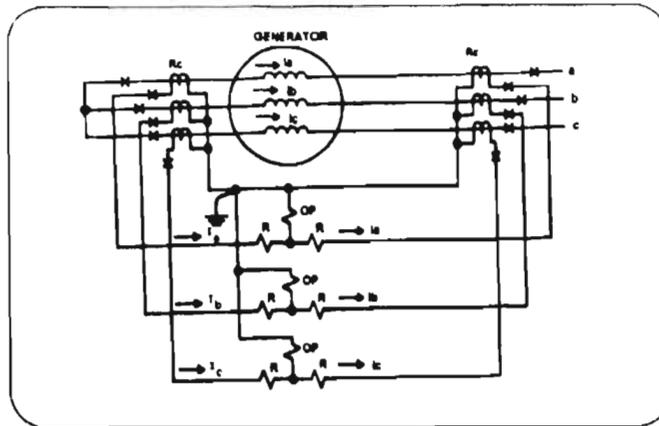


Figura 7 Conexión diferencial típica.

El pickup del relevador están en el orden de 0.14 a 0.18 A para el 10% y tipo de porcentaje variable y alrededor del 0.50A para el tipo de 25%. El tiempo de operación deberá ser bastante rápido para abrir los interruptores, remover el campo y inicializar la reducción en la entrada de la fuerza motriz.

Desafortunadamente, el flujo en la máquina continua suministrando corriente a la falla por un número de segundos (del orden de 8 a 16 segundos). Para protección de fallas de fase de la unidad se utiliza esquemas diferenciales como se muestra en la figura 7.

2.2.1.d2. Protección de respaldo para fallas de fase.

Protección de respaldo en el generador y transformador despejan fallas en el sistema de bus del generador y sistema conectado, los cuales pueden ser proporcionado por la aplicación de relevadores de distancia (21, ver anexo C). Este relevador conectado como en la figura 8 proporciona protección al generador y unidad de transformación. Una característica de retardo de tiempo es utilizada para coordinarlo con dispositivos de protección aguas abajo.

Estos relevadores de distancia pueden estar en el bus del generador (transformadores de corriente (ct's) y transformadores de voltaje (vt's) en este punto, en esta ubicación el relevador es ajustado para mirar hacia el generador y operar sin un retardo de tiempo lo cual proporciona una protección de alta velocidad solamente para este equipo.

Una protección menos costosa la pueden proporcionar relevadores de voltaje controlado (51V, ver anexo C) o de restricción de voltajes aplicados normalmente a unidades generadoras medianas y pequeñas.

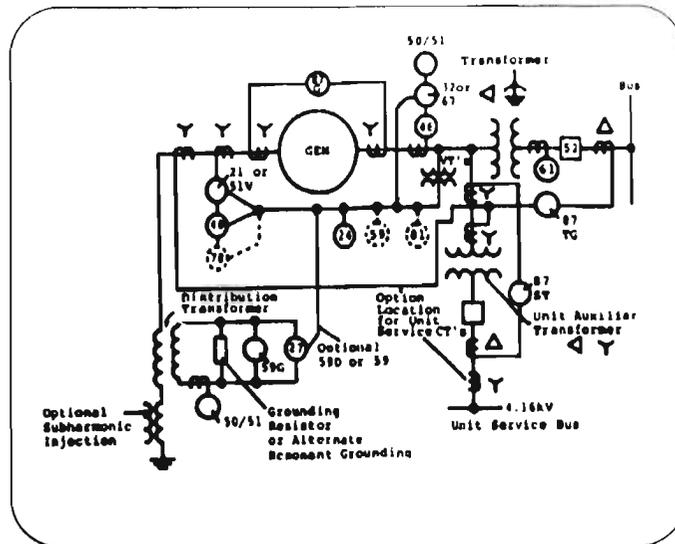


Figura 8. Protección típica para una unidad y para generadores grandes de la empresa eléctrica.

2.2.1.d3. Protección de respaldo de corrientes de secuencia negativa.

Las fallas asimétricas podría producir un más severo calentamiento en la máquina que las fallas simétricas. Las corrientes de secuencia negativa que fluyen durante estas fallas desbalanceadas inducen corrientes en el rotor con frecuencias del doble de la nominal. Estas corrientes tienden a fluir en la superficie de la estructura del rotor, materiales no magnéticos y otras áreas de baja impedancia. Resultando en pérdidas I^2R que aumentan rápidamente la temperatura. Si la falla persiste el metal se fundirá, dañando la estructura del rotor. Tales fallas resultan de problemas de un esquema de protección o equipo externo a la máquina.

De acuerdo a estándares ANSI, el producto I^2t permitido para una unidad turbina - generador enfriada indirectamente y condensadores sincrónicos pueden tolerar un valor de 30. El estándar para turbinas hidráulicas es de 40, para máquinas enfriadas directamente hasta 800 MVA son capaz de soportar un valor de 10, mientras algunas máquinas muy grandes (1600 MVA) pueden solamente tolerar 5. Unidades sujetas a un limite especificado y hasta un 200% del limite podrian ser dañados e inspecciones tempranas son recomendadas. Unidades de sobrecorriente de tiempo inverso operando bajo estas corrientes de secuencia negativa y con una caracteristica de tiempo ajustable a $I^2t = k$ son disponibles y recomendados para todos los generadores. Estos pueden ser ajustados justo ante de ser alcanzado el limite especificado de la máquina $I^2t = k$.

2.2.1.d4. Protección de falla a tierra del estator.

Fallas en el aislamiento es la causa principal de la mayoría de las fallas en un generador. Estas podrían iniciar como fallas entre vueltas y desarrollarse en falla a tierra o iniciar como una falla a tierra, por lo tanto, es importante esta protección, aunque afortunadamente tales fallas son muy raras. En general, la reactancia de secuencia cero es más pequeña comparada con la reactancia de secuencia positiva y negativa, por lo tanto la corriente de una falla de fase a tierra son más grandes que una falla trifásica si el aterrizaje es sólido.

Aterrizajes con alta impedancias en común para unidades generadoras y son usados en sistemas industriales, este medio de aterrizaje generalmente limita la corriente de falla a valores de 1 a 10 A, esto limita el calentamiento en el hierro del generador, evitando reparaciones muy costosas.

El esquema utilizado es el mostrado en la figura 9. Un relevador de sobrevoltaje de tiempo inverso, 59G, es conectado a través de la resistencia para responder a un voltaje resultante de $3V_0$ de falla a tierra en el generador y en el sistema hasta los devanados en delta de la unidad de transformación. El pickup del 59G es alrededor de 5 a 16 Volts para una buena sensibilidad.

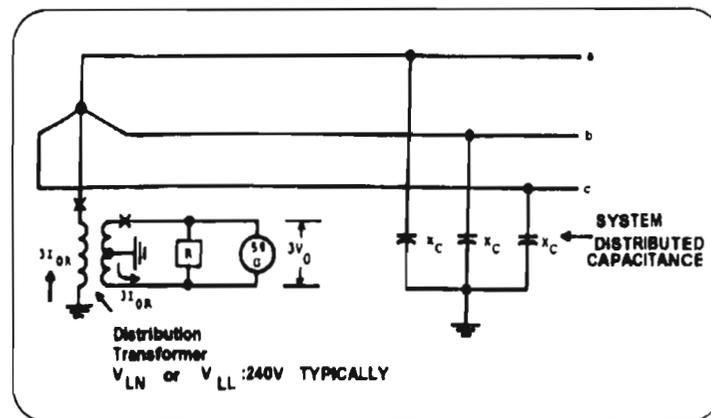


Figura 9. Aterrizaje con alta resistencia en el neutro.

Este debería ser insensible a terceras armónicas, las cuales normalmente fluirán en el neutro y en sistema de una manera similar a la secuencia cero. Con estos sistemas de aterrizamiento, la sensibilidad del 59G debería ser coordinada con los fusibles primarios de los vt's. La coordinación es además importante en algunas aplicaciones para evitar mal operación para fallas a tierra en el lado de alto voltaje del transformador de potencia.

2.2.1.d4. Protección de falla a tierra del estator.

Fallas en el aislamiento es la causa principal de la mayoría de las fallas en un generador. Estas podrían iniciar como fallas entre vueltas y desarrollarse en falla a tierra o iniciar como una falla a tierra, por lo tanto, es importante esta protección, aunque afortunadamente tales fallas son muy raras. En general, la reactancia de secuencia cero es más pequeña comparada con la reactancia de secuencia positiva y negativa, por lo tanto la corriente de una falla de fase a tierra son más grandes que una falla trifásica si el aterrizaje es sólido.

Aterrizajes con alta impedancias en común para unidades generadoras y son usados en sistemas industriales, este medio de aterrizaje generalmente limita la corriente de falla a valores de 1 a 10 A, esto limita el calentamiento en el hierro del generador, evitando reparaciones muy costosas.

El esquema utilizado es el mostrado en la figura 9. Un relevador de sobrevoltaje de tiempo inverso, 59G, es conectado a través de la resistencia para responder a un voltaje resultante de $3V_0$ de falla a tierra en el generador y en el sistema hasta los devanados en delta de la unidad de transformación. El pickup del 59G es alrededor de 5 a 16 Volts para una buena sensibilidad.

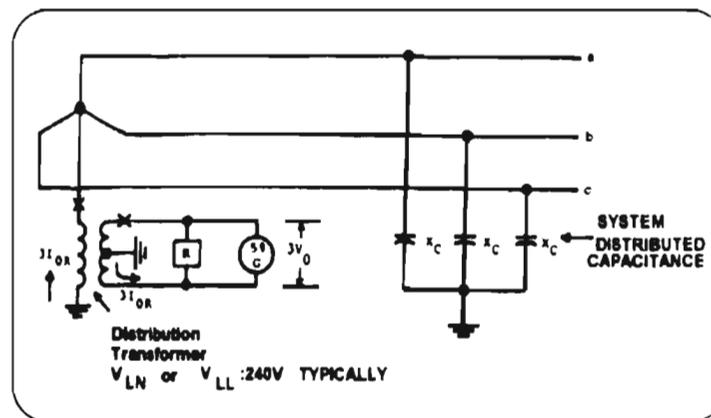


Figura 9. Aterrizaje con alta resistencia en el neutro.

Este debería ser insensible a terceras armónicas, las cuales normalmente fluirán en el neutro y en sistema de una manera similar a la secuencia cero. Con estos sistemas de aterrizamiento, la sensibilidad del 59G debería ser coordinada con los fusibles primarios de los vt's. La coordinación es además importante en algunas aplicaciones para evitar mal operación para fallas a tierra en el lado de alto voltaje del transformador de potencia.

Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso (50/51) en la resistencia del circuito secundario del transformador de distribución (figura 8) proporciona protección de tierra alternativo o de respaldo. Estos relevadores deben ser ajustados arriba de la corriente máxima de desbalance que normalmente fluye en el circuito neutro. Valores típicos usualmente son menores de 1 A en el neutro del generador. El ajuste para el 51 debería ser de 1.5 a 2 veces este desbalance.

El relevador 59G en los sistemas aterrizados con altas impedancias proporcionan protección a tierra por alrededor del 90 al 95% del devanado del estator.

Para sistemas de aterrizaje de baja impedancia, la protección de falla a tierra es proporcionada por relevadores diferenciales 87G, dependiendo del nivel de falla y sensibilidad del relevador. Este aterrizamiento es utilizado para generadores conectados como en la figura 10.

Para más altas sensibilidad y rápida operación para fallas a tierra podría ser obtenida por un adicional diferencial de secuencia cero (figura 11). Un ejemplo es un relevador de sobrecorriente tipo producto en cual opera con el producto de dos corrientes.

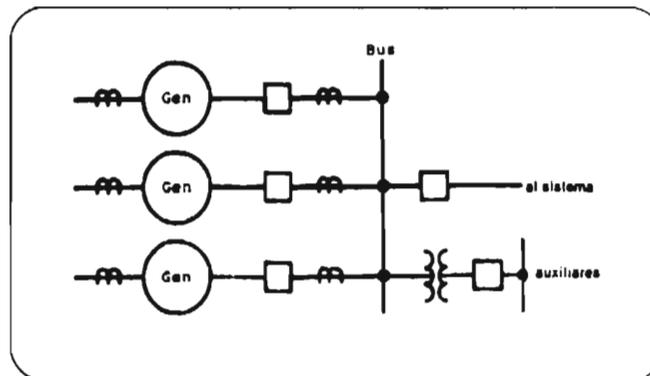


Figura 10. Generadores conectados directamente a un sistema de bus común.

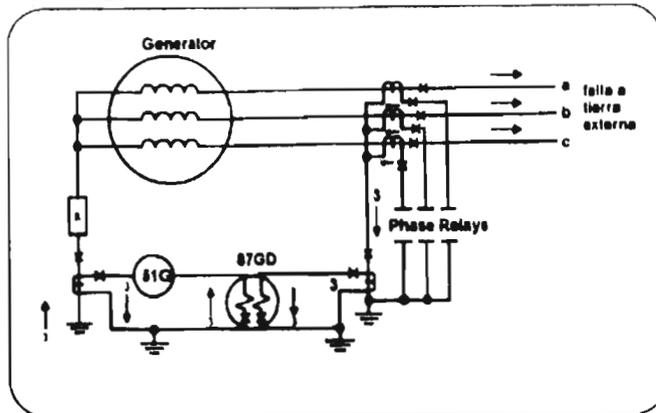


Figura 11. Protección diferencial de tierra (secuencia cero) para un generador usando un relevador de sobrecorriente direccional de tierra.

Una protección de respaldo es proporcionada por un 51G, como se muestra en la figura 12, con ajuste de 0.5A.

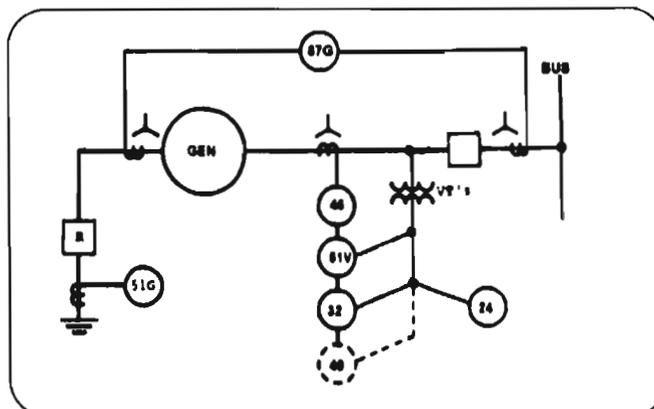


Figura 12. Protección típica para un generador conectado directamente al bus.

Este debe ser coordinado con otros equipos protegiendo al sistema conectado al bus del generador.

2.2.1.d5. Protección de pérdida de excitación.

El generador debe ser conservado en línea, suministrando potencia tanto como sea posible, particularmente donde la máquina representa una porción considerable de la capacidad del sistema.

Protección para evitar operación inestable, pérdida de sincronismo y posibles daños es importante y es aplicado para todas las máquinas sincrónicas. Tales protecciones son incluidas en el

sistema de excitación suministrado con la máquina, pero adicional protección es recomendada para operar independientemente como protección de respaldo. Los relevadores de distancia proporcionan este objetivo.

Normalmente, el campo del generador es ajustado así que una potencia en atraso es suministrada al sistema de potencia. La siguiente figura proporciona la operación de la máquina sincrónica.

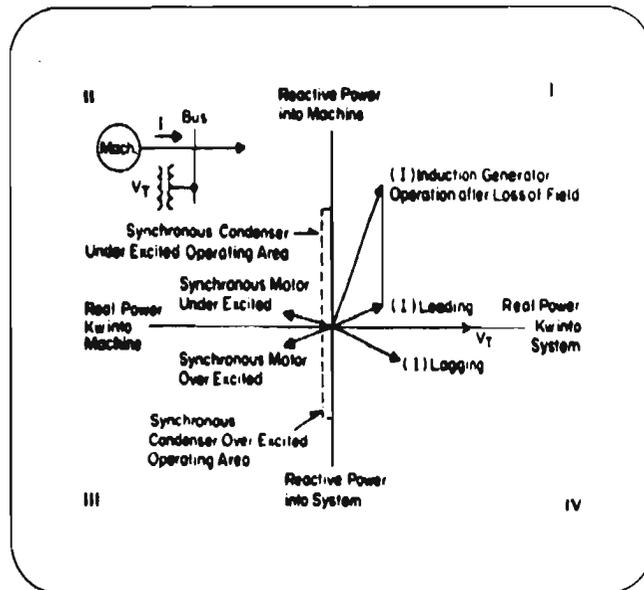


Figura 13. Diagrama mostrando posición de la corriente de una máquina ac operando bajo varias condiciones.

Con el voltaje terminal de la máquina en el eje horizontal, la corriente en atraso para el generador está en el cuarto cuadrante. Esta es el área de operación normal. Si la excitación es reducida o pérdida, el fasor de corriente se mueve en adelante o el área del primer cuadrante. Los generadores tienen baja o reducida estabilidad en esta área. Si la pérdida de excitación total ocurre y el sistema puede proporcionar suficiente potencia reactiva sin una caída de voltaje grande, la unidad opera como un generador de inducción. De otro modo el sincronismo se pierde. Este cambio no es instantáneo sino que ocurre sobre un periodo de tiempo dependiendo de la unidad y sistema conectado. Cuando una parcial o completa pérdida de excitación ocurre en una máquina sincrónica el flujo de potencia reactiva va del sistema a la máquina. Note que la salida de KW es

controlada por la entrada de fuerza motriz, mientras que la salida de KVAR es controlada por el campo de excitación.

Los generadores tienen características conocidas como curvas de capacidad (figura 14).

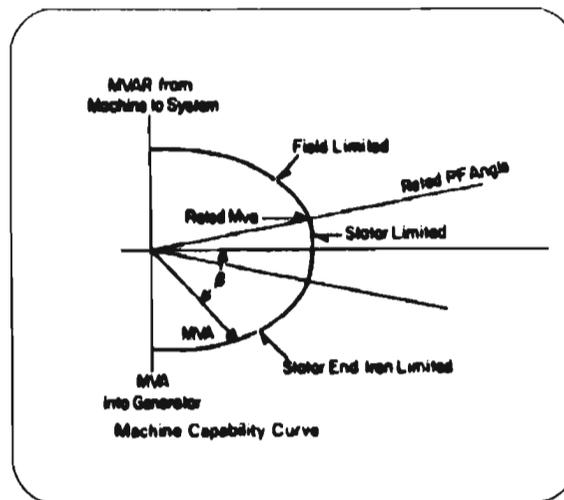


Figura 14. Curva de capacidad de la máquina.

Los límites térmicos son básicamente zonas. La sobretemperatura varía con la operación de la unidad y tres arcos de círculos definen los límites. En un área de operación el límite es el sobrecalentamiento en los devanados del rotor, en otro, los devanados del estator y en el tercero el hierro del estator.

Con reducida o pérdida de excitación, el fasor de impedancia se mueve lentamente como el flujo decrece dentro del cuarto cuadrante. Un relevador de distancia (40) encierra esta área proporcionando un buen medio de detección de esta condición.

2.2.1.d6 Motorización del generador.

Si el suministrador de la fuerza motriz es removida mientras el generador es conectado al sistema de potencia junto con el campo de excitación, el sistema de potencia manejará la unidad como un motor sincrónico. Esto es particularmente crítico para unidades hidráulicas y de vapor. Para las turbinas de vapor causa sobrecalentamiento y daños potenciales a la turbina y a sus álabes. Bajo flujo de agua en unidades hidráulicas pueden causar cavitación de los álabes de la turbina. Esto puede además ocurrir por cierre de las válvulas de flujo de agua y vapor tan rápidamente durante una reducción de carga o por el disparo de la turbina mientras no existe un correspondiente disparo del interruptor del generador.

Los medios de detección son proporcionados como parte del generador y su control, pero es recomendado un relevador de potencia inversa (32) Este es un relevador direccional de potencia conectado para operar cuando el flujo de potencia fluye hacia el generador. Sensibilidad típica es de 1/2 % de la potencia nominal operando en el orden de 2 segundos.

La protección en contra de la motorización del generador es diseñada para la fuerza motriz o el sistema, en vez del generador. La motorización resulta de una baja entrada de la fuerza motriz al generador de ac.

2.2.1.d7. Protección a tierra del campo.

La detección de tierra para el campo de excitación son importantes y usualmente son suministradas como parte de este equipo en vez de su aplicación por el usuario. Para unidades con escobillas (esto es, conductores de campos estacionarios accesibles) un relevador (64) con un circuito divisor de voltaje puede ser conectado a través del campo y excitador con un sensitivo relevador tipo dc. Cuando una tierra ocurre en el circuito de campo o excitador un voltaje aparece a través del relevador lo cual produce la operación.

Para tipos de máquinas sin escobillas, el acceso normal no es accesible a una parte estacionaria del circuito de campo del generador, y no es posible un monitoreo continuo para detectar tierra en el campo. No obstante, escobillas pilotos son frecuentemente proporcionadas. Si un voltaje puede ser medido entre tierra y la escobilla, la cual es conectada a un lado del campo del generador, una tierra existirá.

Una conexión a tierra en el campo de una máquina sincrónica no produce un inmediato efecto dañino. Este debe ser detectado y removerse porque si una segunda tierra se produce está cortocircuitará parte del devanado de campo causando daños de vibración.

2.2.2 Reducir el impacto de una falla.

El objetivo básico y fundamental de un sistema de protección es proporcionar aislamiento del área con problema tan rápidamente como sea posible del resto del sistema para proporcionar continuidad en el servicio.

Existen cinco facetas en la aplicación de los relevadores de protección:

2.2.2.1 Confiabilidad: asegurarse que la protección sea ejecutada correctamente. Esta tiene dos aspectos: dependencia y seguridad. Dependencia es definida como el grado de acierto que un relevador o sistema de relevadores operen correctamente (IEEE C37.2-1979). Seguridad es

relacionado al grado de acierto que el relevador o sistema de relevadores no operen incorrectamente (C37.2-1979).

2.2.2.2 Selectividad: máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexión del sistema. Los relevadores tienen una área designada conocida como zona de protección primaria pero esta podría operar en respuesta a condiciones fuera de esta zona. En estos casos proporcionan protección de respaldo para el área fuera de su zona primaria. Selectividad (conocida como coordinación de relevadores) es el proceso de aplicar y ajustar los relevadores de protección los cuales sobrealcanzan otros relevadores así que estos operen tan rápido como sea posible dentro de su zona primaria pero con un retraso en la operación en su zona de respaldo. Existen márgenes de tiempo para llevar a cabo la coordinación (ver sección 3.2.2.b).

2.2.2.3. Velocidad de operación: mínima duración de falla y consecuentemente daños a los equipos. Como una desventaja en esencia una más rápida velocidad de operación, más alta es la probabilidad de una incorrecta operación. Un relevador de alta velocidad es aquel que opera en menos de 50mseg. (3 ciclos a 60Hz), IEEE 100-1984.

La velocidad es importante, pero no siempre es absolutamente requerida, no siempre es práctico obtener alta velocidad sin un costo y complejidad adicional, la cual no podría ser justificado. La velocidad de operación tiene además un efecto directo en la estabilidad del sistema de potencia. Durante una falla de corto circuito, el resto del sistema de potencia puede transmitir menor potencia debido a que varias fuentes de generación tienden a irse fuera de sincronismo. El menor tiempo en que la falla es permitida a persistir, más pequeño será el efecto en el sincronismo o estabilidad del sistema.

2.2.2.4. Simplicidad: mínimo equipo de protección y circuitería asociada, para realizar los objetivos de la protección. En la adición de cualquier otro aparato esta añade una fuente potencial de problemas y un mayor mantenimiento. Y como ha sido enfatizado, una incorrecta operación o la no disponibilidad de la protección puede resultar en una catástrofe en el sistema de potencia.

2.2.2.5. Economía: máxima protección con un costo mínimo.

Estas cinco características esenciales en cualquier esquema de protección fue explicada en detalle en el capítulo 1, ver sección 1.2.

2.3 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA MALA OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN.

- reducción de la vida útil de los transformadores expuestos a fallas altas y tiempos de despejes extremadamente altos.
- explosiones.
- incendios.
- lesiones al personal.
- posibles problemas en las unidades generadoras, esto es, si una falla no es despejada a tiempo esto le impone una carga al generador por lo que la frecuencia del sistema disminuirá con la posible operación de otras protecciones que no debería operar, generándose inestabilidad en la red.
- sobrecargas en los conductores, provocando calentamiento y posibles fallas del aislamiento.

2.4 IMPACTO SOBRE LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES POR LA MALA OPERACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA.

- problemas de bajo voltajes, que afecta a los equipos conectados (motores, luminarias, etc)
- genera costos económicos.
- posible pérdida de la materia prima que se utiliza en la planta.
- inestabilidad en la red.
- una sobrecarga impuesta al generador industrial lo que puede causar daños térmicos o mecánicos.
- sobrecarga impuesta a los cables.
- suministro eléctrico de baja calidad.

CAPÍTULO N. 3

LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN UN CONSUMIDOR INDUSTRIAL.

3.1 TIPOS DE PROTECCIÓN.

3.1.1. Protección de fase.

Este tipo de falla son aquellas que involucran las fases (fallas que no tienen conexión a tierra), su ajuste debe considerar la corriente de carga, ya que este no deberá operar para una condición de sobrecarga, por lo general esta protección es menos sensible que las protecciones de tierra.

3.1.1.1 Equipos de protección.

1. Relevadores de sobrecorriente instantáneos o temporizado (50/51, ver anexo C), estos fueron explicados en el capítulo 1.
2. Relevadores direccionales instantáneos o temporizado (67), refiérase al anexo E.
3. Relevadores de distancia (21): son ampliamente usados para protección primaria y de respaldo en líneas de subtransmisión y transmisión donde relevadores de alta velocidad son deseados, normalmente en circuitos con voltajes arriba de 34.5 Kv. Los relevadores de distancia es un término genérico aplicado a relevadores ohmicos que usan señales de entrada de voltaje y corriente y proporcionan una señal de salida si existe una falla dentro de una distancia predeterminada desde la localización del relevador. La mayor ventaja de un relevador de distancia es que este responde principalmente a la impedancia del sistema en vez de la magnitud de corriente. Así el relevador de distancia tiene un alcance fijo (distancia), que contrasta con las unidades de sobrecorriente los cuales el alcance varía de acuerdo a los niveles de corto circuito y cambios en la configuración del sistema. Los relevadores de distancia electromecánicos tienen un tiempo de operación de 1 - 1.5 ciclos, los relevadores estáticos tienen un tiempo de operación de 0.25 - 0.5 ciclos (ANSI/IEEE std 242, 1986 [3]).

En aplicaciones típicas en líneas de transmisión existen tres elementos de medida. El primero opera solamente para fallas dentro de la zona de protección primaria de la línea y causa disparo sin un retardo de tiempo intencional (zona 1), generalmente tiene un ajuste del 90% de la longitud de la línea (Westinghouse Electric Corporation [4]).

El segundo elemento (zona 2) opera en fallas no solamente en la zona 1, sino que además un porcentaje de la línea adyacente, normalmente tiene un ajuste de un 100% de la longitud de la línea protegida más un 50% de la línea adyacente, sirviendo como protección de respaldo para esta línea, la operación del relevador opera después de un retardo de tiempo, típicamente de 0.4 segundos (Westinghouse Electric Corporation [4]).

El tercer elemento (zona 3) opera para fallas en el 100% de la línea protegida más 100% de la línea adyacente más un 25% de la siguiente línea adyacente, cabe hacer notar que cuando se considera las líneas adyacentes, el % se considera de la línea más corta unida al bus en la dirección de disparo. La operación de este tercer elemento se proporciona a través de un retardo de tiempo, típicamente de 1.0 segundo. Las zonas 2 y 3 sirven de respaldo para la zona 1 (Westinghouse Electric Corporation [4]).

Los tres tipos principales de relevadores de distancia y su usual aplicación son como sigue:

- A. **Tipo impedancia:** relevadores de falla de fase para líneas de longitud moderada.
 - B. **Tipo mho:** relevadores de fallas de fase para líneas largas o donde existen severos sobrevoltajes de sincronización. Son útiles como relevadores de pérdida de campo para generadores o grandes motores sincrónicos.
 - C. **Tipo reactancia:** relevador de falla a tierra y de fase para líneas cortas y en líneas tal que el diseño físico contenga valores altos de resistencia de falla, que podría afectar el alcance del relevador.
4. **Relevador de potencia direccional (32):** como su nombre lo indica este funciona cuando la componente de potencia real (watts) que fluye en un circuito, excede a un nivel preajustado en una dirección específica.

Usos típicos son:

Control de flujo de potencia: en sistemas que tienen generación propia operando en paralelo con la compañía suministradora, un relevador de potencia inversa sensa la potencia de entrada a la instalación industrial desde el suministrador y se ajusta para cuando la unidad de coogeneración inician un despacho de potencia hacia la empresa eléctrica, generándose una alarma o disparo. En los casos que los consumidores industriales venden la energía al suministrador este relevador no será necesario.

Motorización del generador: si la fuerza motriz es removida mientras el generador es conectado al sistema de potencia y el campo de excitación, el sistema de potencia manejará la unidad como un motor sincrónico. Esta es particularmente crítica para unidades de vapor e hidráulicas, es la primera causa de sobrecalentamiento y daños potenciales a la turbina o a sus álabes. En las unidades hidráulicas el bajo flujo de agua puede causar cavitación de los álabes de la turbina. Esto puede además ocurrir por el cierre de las válvulas de flujo de vapor o agua tan rápidamente durante una reducción de carga o por el disparo de la turbina mientras no se da el correspondiente disparo del interruptor del generador. La sensibilidad típica es 1/2% de la potencia nominal de operación en el orden de 2 segundos.

5. Interruptores de circuito de bajo voltaje y Fusibles: explicados en el anexo E (secciones E.2 y E.3).

7. Relevadores diferenciales (87): este opera por la suma del flujo de corriente de entrada y salida de la zona del circuito protegido. Normalmente el flujo de corriente que entra al circuito protegido es igual a la que sale, en cuyo caso no existe corriente diferencial fluyendo en el relevador.

Si una falla ocurre en el circuito (falla interna) el flujo de corriente se desviará hacia la falla por lo tanto existirá una corriente diferencial ya que la corriente que entra es diferente a la que sale. Si esta corriente diferencial está arriba de un valor preajustado el relevador disparará. Su aplicación es en motores grandes, generadores, líneas o cables, transformadores y buses. Este detecta estas fallas inmediatamente y no son afectados por sobrecargas o fallas externas de la sección protegida. Los relevadores diferenciales generalmente no detectan fallas en los devanados (entre vueltas) en motores, generadores o transformadores.

Estos proporcionan velocidades altas de operación, sensibilidad y son inherentemente selectivos. Los tipos de relevadores usados son:

1. Diferencial de corriente.
2. Diferencial de porcentaje.
 - a. porcentaje fijo (con restricción).
 - b. porcentaje variable (con restricción).
 - c. porcentaje con restricción de armónicas.
3. Relevador diferencial de alta impedancia.

4. Diferencial de hilo piloto.

La correcta selección y aplicación de los transformadores de corriente usados en los esquemas de protección diferencial es crítica para su apropiada operación. El igualar las características del relevador y transformadores de corriente es primordial en los requerimientos del diseño, esto tiene el objetivo de que la corriente diferencial sea lo más cercano posible a cero, esto es, que sean iguales en magnitud y ángulo de fase las corrientes que entran y salen de la zona protegida bajo condiciones normales de operación.

1. Relevador diferencial de sobrecorriente:

Características:

- son afectados por los errores de los transformadores de corriente. Esto es debido a que no siempre se desempeñan exactamente de acuerdo a su relación. Esta diferencia es causada por variación en la fabricación, diferencias en las cargas secundarias conectadas y diferencias en la historia magnética.
- es la forma de protección diferencial menos costosa.
- tiene ajuste menos sensibles que otros relevadores diferenciales, especialmente para detectar bajos niveles de falla a tierra.
- son aplicados para protección de falla fase - fase y fase a tierra en motores, cuando son utilizados unidades de sobrecorriente de velocidad alta.

2. Relevadores de porcentaje diferencial:

Características:

- son generalmente usados en transformadores, buses, motores y generadores.
- su principal ventaja es que son insensibles a altas corrientes fluyendo a una falla externa. Cuando los errores de los CT's pudieran producir erróneas corrientes diferenciales.
- son altamente sensibles a fallas internas.
- los tipos de porcentaje fijos y variables son aplicados a todos los equipos mencionados anteriormente.
- el tipo de porcentaje con restricción de armónica es usada en aplicaciones para transformadores.
- el tipo porcentaje variables es más sensible a detectar bajos niveles de falla dentro de la zona protegida y es menos probable en causar molestos disparos para fallas externas que los de porcentaje fijo.

- para protección de generadores se utiliza el tipo porcentaje variable.

3. Relevadores diferenciales de alta impedancia (relevador diferencial de voltaje, ver figura 31).

Características:

- usados principalmente para protección de bus.

- evitan los problemas de desempeño desigual de los CT's por la carga en estos, con el uso de la unidad de alta impedancia.

- consiste de una unidad de sobrevoltaje y una unidad de sobrecorriente instantánea.

- la magnitud del voltaje a través del relevador esta en función de la localización de la falla, esto es, fallas externas o internas, resistencia de los conductores de control, resistencia secundaria, desempeño y relación de los CT's y magnitud de la corriente de falla.

4. Relevador diferencial de hilo piloto:

Características:

- son relevadores de velocidad alta (20 milisegundos).

- son diseñados para proteger fallas de fase o fase a tierra.

- son generalmente aplicados en líneas cortas, normalmente menos de 25 millas.

3.1.2 Protección de tierra (falla a tierra).

El interés de protección de falla a tierra es basada en cuatro factores:

1. La mayoría de las fallas eléctricas involucran tierra. Aún aquellas que son iniciadas de fase a fase estas se propagan rápidamente a cualquier alojamiento metálico, conduit que proporciona una trayectoria de retorno al punto de aterrizamiento del sistema. En sistemas no aterrizados son además sujetos a fallas de tierra y requieren una atención cuidadosa a la detección de esta falla y protección de falla a tierra.

2. la sensibilidad de la protección de tierra puede ser relativamente independiente de los valores de corriente de carga continua y por lo tanto tienen ajuste más bajos de pickup que los dispositivos de fase.

3. de hecho las corrientes de falla a tierra no son transferidas a través de los transformadores de potencia cuando son conectados en delta - estrella o delta - delta, la protección de tierra de cada nivel de voltaje del sistema es independiente de la protección en otro nivel de voltaje para esta conexión.

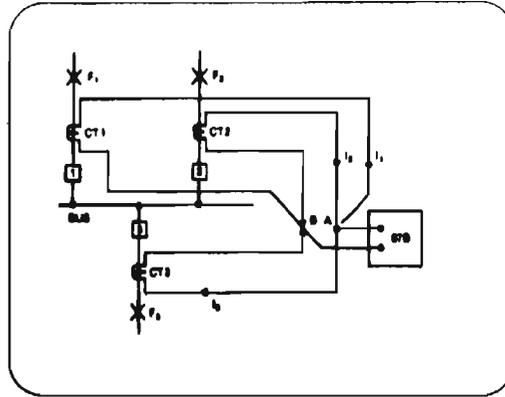


Figura 15. Relevador diferencial de voltaje.

4. las fallas a tierra con arcos eléctricos que no son prontamente detectados y despejadas pueden ser extremadamente destructivos.

3.1.2.1 Equipos de protección.

Los equipos de protección de sobrecorriente generalmente usados para detectar y despejar este tipo de fallas son los siguientes, para obtener una mayor explicación de los dispositivos refiérase a la sección anterior y anexo E.

1. relevadores de sobrecorriente instantáneos y temporizado.
2. relevadores de sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado.
3. interruptores de circuito de bajo voltaje (ver sección E.3, anexo E)
4. fusibles (ver sección E.2, anexo E).
5. relevadores de distancia.
6. relevadores de potencia direccional.
7. relevadores diferenciales.

3.2 CRITERIOS DE PROTECCIÓN.

El principal propósito de un estudio de coordinación es determinar los ajustes y capacidades apropiadas para los dispositivos de protección del sistema eléctrico. Estos deberán ser seleccionados así que la corriente de pickup y tiempos de operación sean cortos pero con suficiente margen para soportar sobrecargas transitorias tales como: corriente de magnetización "inrush", experimentada cuando se energiza transformadores o arranque de motores. Además los dispositivos deberán ser coordinados para que el interruptor de circuito (LVCB), fusible y

relevadores más cercano a la falla la despejen antes de los otros equipos de protección aguas arriba.

La determinación de los capacidades y ajustes requiere estar familiarizado con la NEC [24], para los requerimientos para la protección de cables, motores y transformadores y con el ANSI / IEEE C57.12.00-1980 [35] para la corriente de magnetización, límites de daños a esfuerzos magnéticos y térmicos de transformadores.

3.2.1 Protección de equipos eléctricos.

3.2.1.A. Protección de transformador.

Las fallas de un transformador puede ser causado por un número de condiciones externas e internas que hacen la unidad incapaz de desempeñar su función eléctrica o mecánica. Estas fallas pueden ser agrupadas como sigue:

1. fallas en los devanados son la más frecuente causas de fallas en los transformadores. Las razones son: deterioro de aislamiento, defectos en la construcción, sobrecalentamiento, esfuerzos mecánicos, vibración y sobretensiones.
2. tablero de terminales y cambiadores de taps sin carga. Las razones son: ensamblado impropio, daños durante el transporte, vibración excesiva, diseño inadecuado
3. fallas en los "bushing" causado por vandalismo, contaminación, envejecimiento, agrietamiento o animales.
4. fallas en el cambiador de taps bajo carga. Causado por mal funcionamiento del mecanismo, problemas de contacto, contaminación de líquido aislante, vibración, ensamblado no apropiado, excesivo esfuerzos de la unidad. Estos generalmente son aplicados en la compañía suministradora.
5. fallas misceláneas, incluyen avería en el aislamiento del núcleo, fallas en los transformadores de corriente tipo bushing, dispersión del líquido debido a falla en el tanque, daños en la transportación, materiales foráneos dejados dentro del tanque.

3.2.1.a1. Objetivos de la protección del transformador: el esquema de protección es diseñado por la combinación del diseño del sistema, disposición física y dispositivos de protección, los cuales son requeridos para una aplicación específica. Además de:

1. proteger el sistema de los efectos de fallas en el transformador.
2. proteger el transformador de disturbios que ocurren en el sistema eléctrico al cual es conectado.

3. proteger el transformador tanto como sea posible de incipientes mal funcionamiento dentro del propio transformador.

4. protección del transformador de condiciones físicas en el entorno que pudiera afectar su funcionamiento.

3.2.1.a2. Dispositivos de protección primaria del transformador: una falla en el sistema eléctrico en el punto de conexión con un transformador puede surgir de fallas internas del transformador o de una condición anormal del circuito conectado en el lado secundario, tal como un corto circuito (falla de paso "through"). Los medios para despejar tales fallas es utilizar dispositivos de protección tales como: fusibles, interruptores de circuito y relevadores en el lado primario del transformador. Cualquiera que sea la selección del dispositivo de protección en el lado primario estos tendrán una capacidad interruptiva adecuada para la corriente de corto circuito máxima que puede ocurrir en el lado primario o alternativamente pudiera ser llamado a operar para corrientes internas pequeñas o fallas secundarias. Los relevadores instantáneos son usados para proteger los alimentadores del lado primario y los devanados de alto voltaje y son ajustados más altos a la máxima falla de paso en el secundario del transformador.

La corriente de operación de los dispositivos de protección en el primario deberá ser menor que la corriente de corto circuito del transformador limitado por la combinación de la impedancia del transformador y la del sistema, esto es para fusibles y relevadores de sobrecorriente de tiempo, este ajuste no deberá causar disparo por la corriente de magnetización o algún transitorio en el circuito secundario.

La NEC [22], artículo 450-3, especifica el nivel máximo de sobrecorriente (tabla 1). En la cual los dispositivos de protección del transformador serán ajustados. Si no existe protección en el lado secundario, para transformadores con capacidades primarias mayores de 600 V requiere que sea interruptores de circuito o fusibles en el lado primario que operaran a no más de 300% o 250% de la corriente a plena carga del transformador, respectivamente. Para obtener mejores resultados los ajustes de estos dispositivos serán más pequeños que estos niveles máximos; estos valores dependen de la naturaleza de la carga involucrada.

Cuando existe protección en el lado primario y secundario los niveles máximos de protección dependen de la impedancia del transformador y el nivel de voltaje (ver tabla 1).

Maximum Overcurrent Protection (in Percent)					
Transformers with Primary and Secondary Protection					
Transformer Rated Impedance	Primary Over 600 V		Secondary		
	Circuit Breaker Setting	Fuse Rating	Over 600 V	600 V or Below	Circuit Breaker Setting or Fuse Rating
No more than 6%	600	300	300	250	250
More than 6% but no more than 10%	400	300	250	225	250

Tabla 1. Protección de sobrecorriente máxima (%).

Transformadores con capacidades primarias de 600 V o menos, requiere protección en el lado primario de 125% de la corriente a plena carga cuando no existe protección en el lado secundario y 250% como máxima capacidad del dispositivo de sobrecorriente del alimentador en el lado primario o cuando la protección en el secundario es ajustado a no más de 125% de la capacidad del transformador.

3.2.1.a3. Relevadores de sobrecorrientes: estos son seleccionados para proporcionar un rango de ajuste de sobrecorriente por arriba de las sobrecarga permitidas y ajustes instantáneos cuando sea posible dentro de la curva de daño del transformador (ver sección a5) . Las características deberán ser seleccionadas para coordinar con dispositivos de protección aguas abajo y arriba.

Las fallas de tierra son despejadas por relevadores conectados en el circuito de tierra (con resistencia limitadora de corriente) o un relevador diferencial de tierra, con devanados de restricción de fase.

Los relevadores de sobrecorriente son aplicados en el lado primario del transformador para proporcionar protección para falla en los devanados del transformador o como protección de respaldo para fallas en el lado secundario del transformador. Cuando estos son aplicados en el secundario, proporcionan protección en contra de falla en el lado secundario. Sin embargo la mejor protección para los transformadores es proporcionada a través de interruptores de circuito (abajo de 1000 volts) o fusibles en ambos lados del transformador y ajustados o seleccionados para operar en valores mínimos.

Una practica común para los fusibles e interruptores de circuito en el lado secundario protejan al transformador para cargas en exceso de 125% de la capacidad máxima.

3.2.1.a5. Protección de corriente de corto circuito: En adición a daños térmicos de sobrecargas prolongadas, los transformadores son además afectadas por condiciones de corto circuito externo e interno, las cuales resultan en fuerzas electromagnéticas internas, aumento de temperatura y liberación de energía de arco.

Los cortos circuitos en el lado secundario pueden exponer al transformador a magnitudes de corriente limitados solamente por la suma de la impedancia del sistema eléctrico y el transformador. De hecho para transformadores con una inusual baja impedancia pueden experimentar corrientes extremadamente altas, resultando en daños mecánicos. Y un prolongado flujo de corriente de magnitudes menores pueden además causar daños térmicos.

La protección del transformador para ambas fallas internas o externas deberá ser tan rápida como sea posible para reducir el daño al mínimo.

Existen varios dispositivos sensores disponibles para proporcionar varios grados de protección al corto circuito. Estos equipos sensan dos diferentes aspectos de un corto circuito. El primer grupo sensa la formación de gases como consecuencia a una falla y son usados para detectar fallas internas. Un segundo grupo sensa la magnitud de corriente de corto circuito, este punto es el estudiado en esta sección.

3.2.1.a6. Curva de daño de los transformadores: durante años los dispositivos de protección primaria de transformadores fueron requeridos para despejar fallas dentro de los límites específicos de tiempo. Estos límites de tiempo definen la curva de daño del transformador y son basadas en la impedancia del transformador. Los dispositivos de protección de sobrecorriente tales como: fusibles, interruptores de circuito y relevadores tienen bien definidas sus características de operación la cual relaciona el tiempo de operación a una magnitud de corriente de falla. Es deseable que estas curvas características de estos dispositivos sean coordinadas con las curvas de daños aplicables a los transformadores, lo cual refleja su capacidad a fallas de paso "through - fault". Estas curvas son para transformadores sumergidos en líquido con categorías I, II, III, IV.

Los daños de transformadores debidos a fallas de paso es el resultado de los efectos mecánicos y térmicos. El primero sin embargo a ganado reconocimiento como mayor causa de fallas en transformadores. Esto resulta de la naturaleza acumulativa de algunos efectos mecánicos, particularmente compresión y deterioro del aislamiento. El daño que ocurre como resultado de

estos efectos acumulativos es por lo tanto una función no solamente de la magnitud y duración de la fallas de paso, sino que además del número total de tales fallas

En la aplicación de los transformadores se puede conocer si las fallas de paso pueden clasificarse a ser: frecuentes o no. En donde el secundario del transformador es conectado a líneas aéreas, tales como, los utilizados en la compañía suministradora, estas son consideradas fallas frecuentes. En contraste con los transformadores en lo que los conductores en el lado secundario son alojados en conduit tales como los utilizados en industrias, comercios, en esta aplicación se considera que las fallas de paso no son frecuentes.

Para aplicaciones en la cual las fallas no ocurren frecuentemente, la curva de protección de fallas de paso reflejará principalmente consideraciones de daños térmicos, de hecho los efectos de daños mecánico acumulativo no serán un problema. Para aplicaciones en la cual las fallas son frecuentes, las curvas de protección de corrientes de paso deberían reflejar el hecho que el transformador será sujeto a ambos efectos, daños térmicos y mecánicos acumulativo (ANSI/IEEE std 242, 1986 [3]).

Categoría I: (5-500 KVA monofásicos, 15-500 KVA trifásicos), esta es una curva de protección de corrientes de paso, es utilizada para seleccionar las características tiempo - corriente del dispositivo de protección para todas las aplicaciones (ver figura. 17)

Categoría II: (501-1667 KVA monofásicos, 501-5000KVA trifásicos, ver figura. 18), son dos curvas de protección de corrientes de paso, la curva de la mano izquierda refleja ambos efectos térmicos y mecánico y puede ser usado para seleccionar las características de tiempo - corriente del dispositivos de protección del alimentador para aplicaciones de incidencia de fallas frecuentes. La curva de la mano derecha refleja principalmente los efectos térmicos y puede ser usado para seleccionar la característica de tiempo - corriente de la protección del alimentador para aplicaciones de incidencia de fallas no frecuentes. Además con esta curva se selecciona la característica de tiempo - corriente del dispositivos de protección principal del lado secundario o el dispositivo de protección en el lado de alta.

Categoría III: (1668-10000 KVA monofásico, 500-30000 KVA trifásico, ver figura. 19), esta consta de dos curvas, la de la mano izquierda refleja los efectos de daños térmico y mecánico y la de la derecha los efectos térmicos y se aplican para la selección de la característica tiempo - corriente del equipo de protección igual que la categoría anterior.

Categoría IV: (arriba de 10000 KVA monofásicos, arriba de 30000 KVA trifásicos, ver figura. 20), consta de una sola curva, esta curva refleja ambos efectos térmico y mecánico y podría ser usados para seleccionar las características tiempo - corriente de los dispositivos de protección para todas las aplicaciones.

Los valores de las curvas de protección de fallas de paso son basadas en la relación corriente - devanado para una falla trifásica secundaria y puede ser usada directamente para transformadores conectados en delta - delta o estrella - estrella. Para delta - estrella, los valores de la curva deben ser reducidos a 58% de los valores mostrados para proporcionar una protección adecuada para una falla de fase a tierra en el lado secundario.

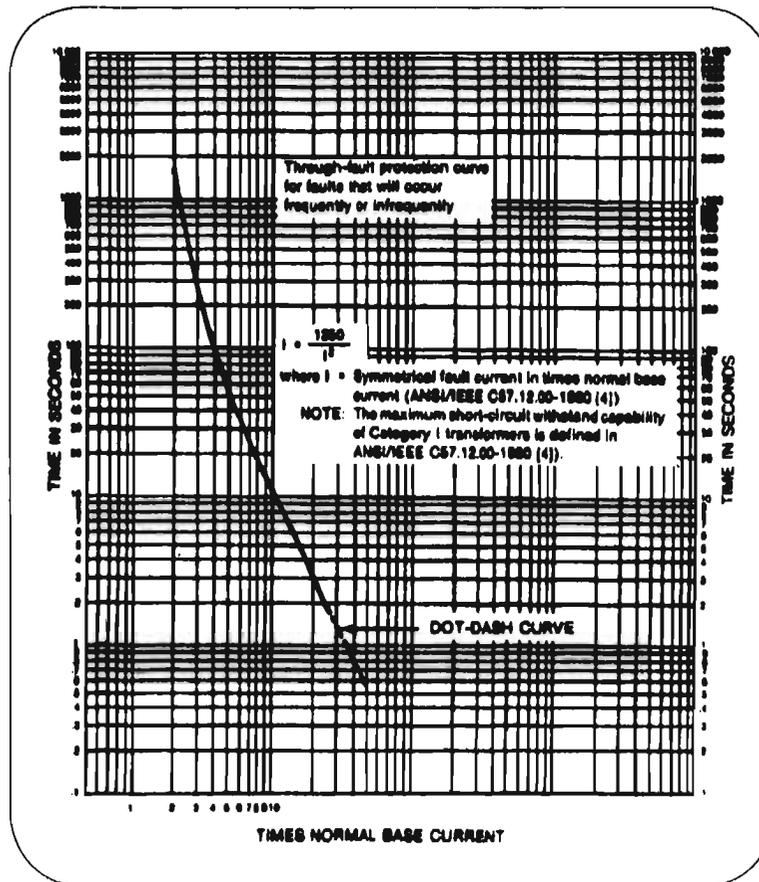


Figura 17. Curva de daño para transformadores categoría I sumergidos en líquido.

3.2.1.a.7 Relevadores diferenciales de fase y de fase a tierra: estos comparan las sumas de corrientes que entran y salen de una zona protegida. Si la cantidad o porcentaje de corriente que entran es más alta que las que salen, se dice que una falla existe en la zona protegida y el

Página 50

relevador opera para aislar esta área. Los relevadores diferenciales de transformador operan como una razón de porcentaje de la corriente de entrada a la corriente de paso "through current"; este porcentaje es llamado "slope" del relevador. Un relevador con un 25% de slope operará si la diferencia entre las corrientes de entrada y salida es mayor de 25% de la corriente de paso y además que sea más alto que el ajuste del "pickup" mínimo del relevador.

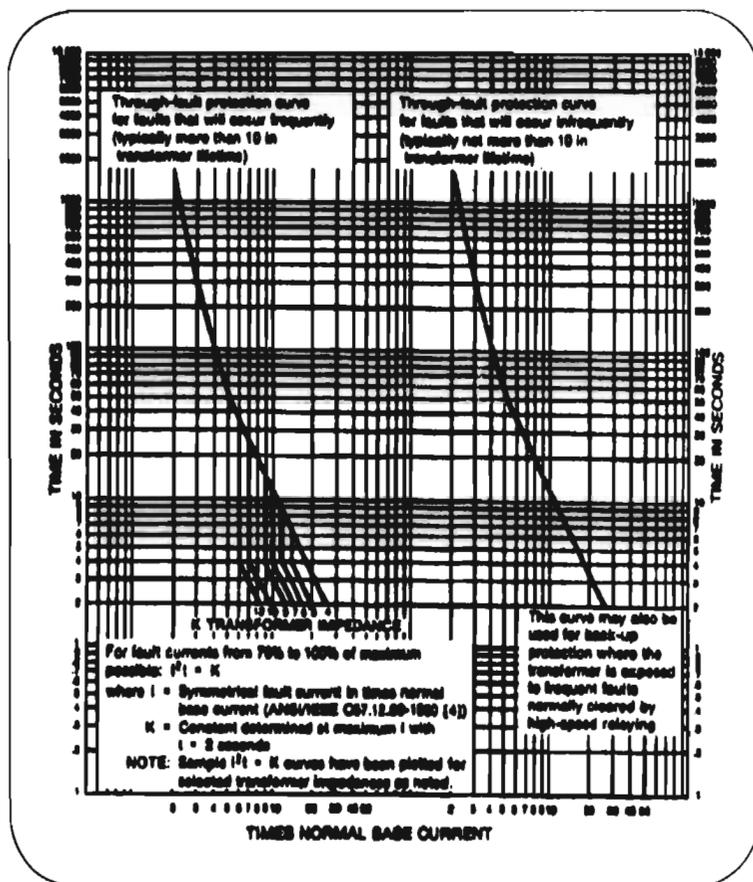


Figura 18. Curva de daño para transformadores categoría II sumergidos en líquido.

Varias consideraciones son involucradas en la aplicación de los relevadores diferenciales:

1. el sistema debe ser diseñado para que los relevadores puedan operar un interruptor de potencia en el lado primario del transformador.
2. los transformadores de corriente (TC's) asociados a cada devanado tiene diferentes relaciones, capacidades y característica cuando es sujeto a cargas grandes o corrientes de corto circuito. TC's con múltiples relaciones y taps de los relevadores serán seleccionados para compensar esta diferencia. Es aceptable el uso de transformadores auxiliares.

3. los taps de los transformadores de potencia pueden ser operados cambiando la efectiva razón de vueltas. Seleccionando la relación y taps en la rango medio, el desbalance máximo será equivalente a la mitad del rango de taps del transformador.

4. TC's del mismo fabricante y tipo son recomendados para ser usados para los diferentes devanados para minimizar el error de corriente debido a las diferentes características de estos equipos.

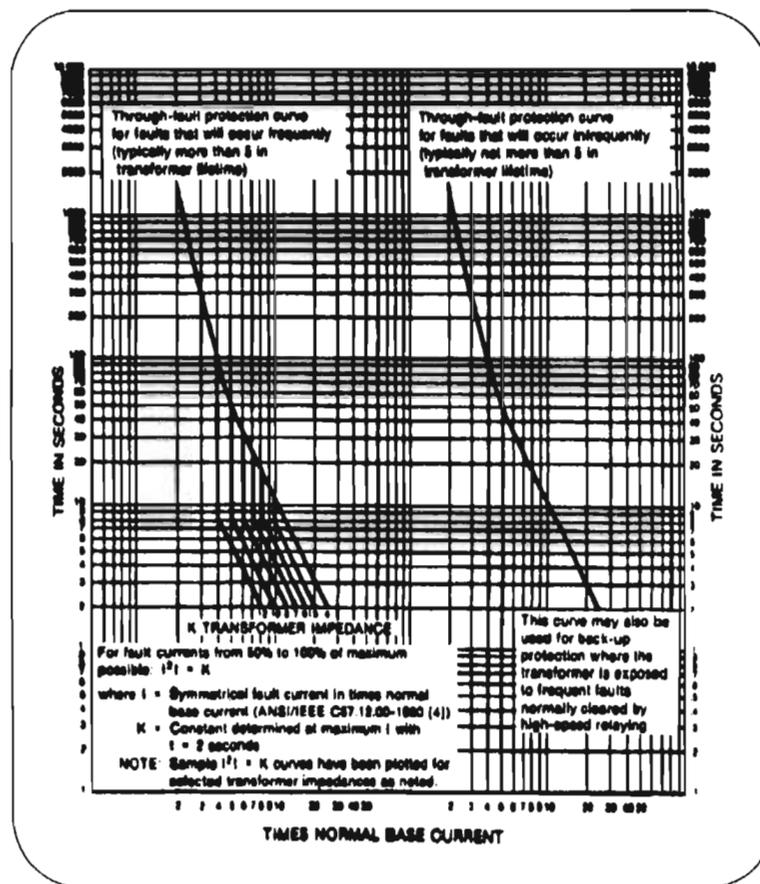


Figura 19 Curva de daño para transformadores categoría III sumergidos en líquido.

5. la corriente de magnetización aparece como una falla interna en estos relevadores, los cuales deben ser insensibles a esta, pero deberán ser sensible a cortos circuitos dentro de la zona durante el mismo periodo. Esto puede ser llevado a cabo usando relevadores con restricción de armónica. Debido a que la corriente de magnetización tiene un alto contenido de armónicas, la cual no se presenta en cortos circuitos.

6. la conexión del transformador de potencia introduce un defasamiento de fase entre ambos lados. Esto es compensado por la conexión apropiada de los transformadores de corriente, esto es, para una conexión en delta (primario) - estrella (secundario) del transformador de potencia, los TC's tendrán una conexión estrella en el primario y delta en el secundario.

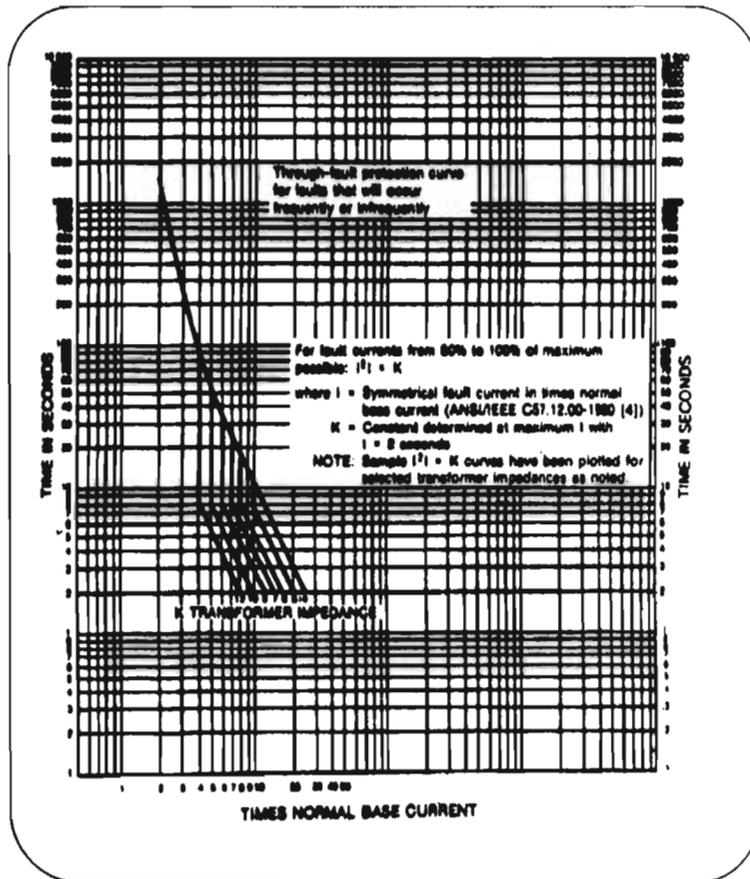


Figura 20. Curva de daño para transformadores categoría IV sumergidos en líquidos.

7. corrientes altas de falla fuera de la zona protegida pueden causar un desbalance entre los transformadores de corriente. Los relevadores diferenciales de porcentaje operan cuando la diferencia es más grande que un porcentaje definido de la corriente de fase, con esta característica se puede solucionar este problema. Estos relevadores además ayudan en solucionar problemas con el cambiador de taps y el balance de la relación del transformador de corriente. El porcentaje de slope son disponibles en 15% para transformadores estándar, 25% transformadores con cambiadores de taps bajo carga, 40% para aplicaciones especiales.

Los relevadores diferenciales de porcentaje con restricción de armónicas son recomendados para transformadores con capacidades más altas o iguales a 5000 KVA.

8. transformadores delta - estrella o estrella - delta con el neutro aterrizado es una fuente de corriente de secuencia cero. Una falla de tierra del lado de la estrella (falla externa) causará una circulación de corriente de secuencia cero en el CT en el lado de la estrella sin el flujo de corriente correspondiente en el CT en el lado delta del transformador. Si esta corriente de secuencia cero es permitida a circular por el relevador diferencial causará un disparo no deseado. Para prevenir esto se conecta los transformadores de corriente en delta del lado de la estrella del transformador y así obligar a circular esta corriente en la delta.

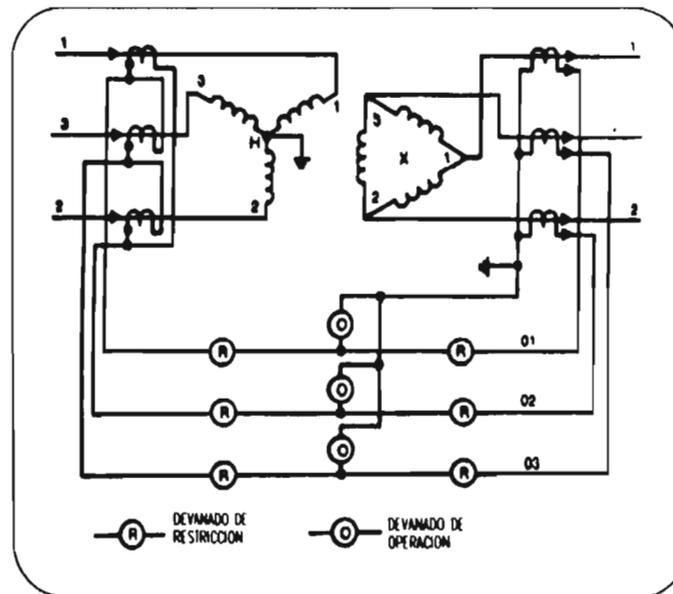


Figura 21. Conexión esquemática típica para una protección diferencial de un transformador estrella - delta.

3.2.1.B. Protección de cables.

Estos son generalmente clasificados como tipo potencia y de control. Los primeros son divididos en dos clases de voltaje: menores de 600V y mayores de 600V. Los cables de control incluyen aquellos usados en el control de equipo y además para comunicación de voces, mediciones y transmisión de datos.

Altas temperaturas debido a sobrecargas continuas o protección de fallas no coordinadas son causas frecuentes de la disminución de la vida del cable y fallas en este.

La selección, capacidades y esquemas de protección adecuadas (característica tiempo - corriente) aseguran que la temperatura en el cable no aumente a valores excesivos, además de problemas en el aislamiento del cable, estos equipos deben ser consideradas para proteger en contra de corrientes de corto circuito y sobrecargas no esperadas.

Dependiendo del tamaño del conductor, tipo de aislamiento y corriente de falla disponible, el tiempo de despeje de la protección debe ser bastante pequeña para que el flujo de esta corriente sea interrumpida antes de que sea alcanzada la temperatura de daño.

La protección en contra de sobrecarga es generalmente llevada a cabo por medio de dispositivos sensibles a magnitudes y duración de corrientes. Los dispositivos de protección en contra de corto circuito son sensibles a corriente mucho más altas y tiempos cortos. Los cables pueden ser dañados por sobrevoltaje tales como los que existen durante una falla a tierra en una fase del conductor. Cables modernos tienen ahora una capacidad llamada nivel de aislamiento porcentual "percent insulation level" o %IL.

1. 100% IL cables que no pueden requerirse a operar más allá de un minuto en caso de falla de tierra.
2. 133% IL cables que no pueden requerirse a operar más allá de una hora en caso de fallas a tierra.
3. 173% IL cables que pueden ser requeridos a operar más allá de una hora continuamente con un conductor a tierra.

Las características del cable no son relacionadas a esta interpretación, pero los tiempos permitidos por el esquema de protección deberá ser de acuerdo con la capacidad IL del cable involucrado.

3.2.1.b1. Protección a corriente de corto circuito de cables: un cable debe ser protegido de temperatura excesivas debido al flujo de altas corriente de corto circuito en su conductor. Durante una falla de fase las pérdidas I^2R en el conductor de esa fase eleva primero la temperatura del conductor, seguido del material aislante, cubierta de protección y en sus alrededores. De hecho la corriente de corto circuito es interrumpida por los dispositivos de protección en un tiempo corto y por lo tanto el aumento de temperatura solo se da en el conductor ya que las pérdidas I^2R es consumida solo en este elemento pudiéndose despreciar la transferencia de calor al aislamiento y otros materiales. Durante el periodo que está corriente de

La selección, capacidades y esquemas de protección adecuadas (característica tiempo - corriente) aseguran que la temperatura en el cable no aumente a valores excesivos, además de problemas en el aislamiento del cable, estos equipos deben ser consideradas para proteger en contra de corrientes de corto circuito y sobrecargas no esperadas.

Dependiendo del tamaño del conductor, tipo de aislamiento y corriente de falla disponible, el tiempo de despeje de la protección debe ser bastante pequeña para que el flujo de esta corriente sea interrumpida antes de que sea alcanzada la temperatura de daño.

La protección en contra de sobrecarga es generalmente llevada a cabo por medio de dispositivos sensibles a magnitudes y duración de corrientes. Los dispositivos de protección en contra de corto circuito son sensibles a corriente mucho más altas y tiempos cortos. Los cables pueden ser dañados por sobrevoltaje tales como los que existen durante una falla a tierra en una fase del conductor. Cables modernos tienen ahora una capacidad llamada nivel de aislamiento porcentual "percent insulation level" o %IL.

1. 100% IL cables que no pueden requerirse a operar más allá de un minuto en caso de falla de tierra.
2. 133% IL cables que no pueden requerirse a operar más allá de una hora en caso de fallas a tierra.
3. 173% IL cables que pueden ser requeridos a operar más allá de una hora continuamente con un conductor a tierra.

Las características del cable no son relacionadas a esta interpretación, pero los tiempos permitidos por el esquema de protección deberá ser de acuerdo con la capacidad IL del cable involucrado.

3.2.1.b1. Protección a corriente de corto circuito de cables: un cable debe ser protegido de temperatura excesivas debido al flujo de altas corriente de corto circuito en su conductor. Durante una falla de fase las pérdidas I^2R en el conductor de esa fase eleva primero la temperatura del conductor, seguido del material aislante, cubierta de protección y en sus alrededores. De hecho la corriente de corto circuito es interrumpida por los dispositivos de protección en un tiempo corto y por lo tanto el aumento de temperatura solo se da en el conductor ya que las pérdidas I^2R es consumida solo en este elemento pudiéndose despreciar la transferencia de calor al aislamiento y otros materiales. Durante el periodo que está corriente de

corto circuito fluye por el conductor, la temperatura en este no deberá permitirse a que rebase el punto donde podría dañar el material aislante

La tarea de proporcionar protección al cable durante una condición de corto circuito involucra la determinación de lo siguiente:

1. máxima corriente de corto circuito disponible.
2. temperatura máxima del conductor que no produce daños al aislamiento.
3. tamaño del conductor del cable que afecta el valor de I^2R y su capacidad para contener el calor.
4. el tiempo más largo que la falla pudiera existir y la corriente de falla que fluirá.

3.2.1.b2. Característica tiempo - corriente de los dispositivos de protección: un dispositivo de protección proporciona máxima protección si su característica tiempo - corriente esta apropiadamente abajo de la curva tiempo contra corriente de corto circuito del cable (figura. 22 y 23). Así la selección del relevador de sobrecorriente y dispositivos es de vital importancia para la protección del cable.

Material	Initial/Final Temperatures		
	66/200 °C	88/160 °C	90/250 °C
Copper	$I = 0.0684 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0668 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0779 \frac{CM}{\sqrt{t}}$
Aluminum	$I = 0.0463 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0371 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0508 \frac{CM}{\sqrt{t}}$
Lead	$I = 0.0134 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0160 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0141 \frac{CM}{\sqrt{t}}$
Steel	$I = 0.0240 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0200 \frac{CM}{\sqrt{t}}$	$I = 0.0281 \frac{CM}{\sqrt{t}}$

Tabla 2. Aumento de temperatura del blindaje y funda debida a la corriente de falla a tierra.

3.2.1.b3. Protección de sobrecarga de cables: esta protección no puede ser aplicada hasta que la capacidad tiempo - corriente del cable es determinado. Dispositivos de protección pueden entonces ser seleccionadas para coordinarlas con la capacidad del cable y características de la carga. La ampacidad de cada cable es calculada en la base de leyes térmicas fundamentales incorporando condiciones específicas, incluyendo: 1. tipo de conductor. 2. resistencia ac / dc del conductor. 3. resistencia térmica y pérdidas dielécticas del aislamiento. 4. resistencia térmica y pérdidas inductivas ac del forro y cubierta. 5. geometría del cable. 6. resistencia térmica del aire circundante o tierra y ductos. 7. temperatura ambiente. 8. factor de carga.

La temperatura normal de un cable determina su capacidad de conducción de corriente bajo una condición dada.

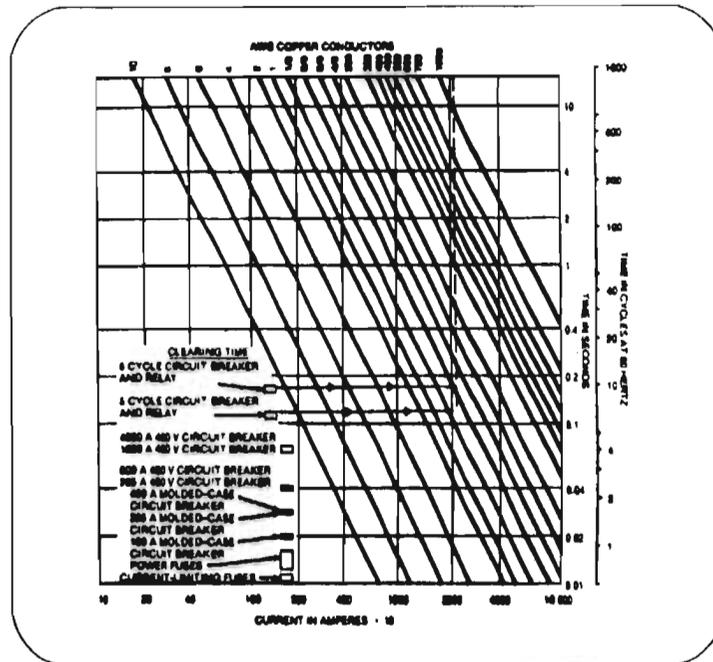


Figura 22. Máxima corriente de corto circuito para conductores de cobre aislados; temperatura inicial de 75°C; temperatura final 200°C.

3.2.1.b4. Dispositivos de protección de sobrecarga: las características de sobrecarga tiempo - corriente de los cables difiere de las características de corriente de corto circuito. Las sobrecargas pueden ser sostenidas por un más largo tiempo que la corriente de corto circuito, pero el principio de protección es la misma. Un dispositivos de protección proporcionará máxima protección si su características tiempo - corriente es cercana a ser igual de la característica de sobrecarga del cable. Relevadores de sobrecorriente térmico generalmente ofrecen buena protección que los relevadores de sobrecorriente de inducción debido a que los relevadores térmicos operan en la base de un tiempo largo y su respuesta de tiempo es proporcional a la temperatura del cable o al cuadrado de su corriente.

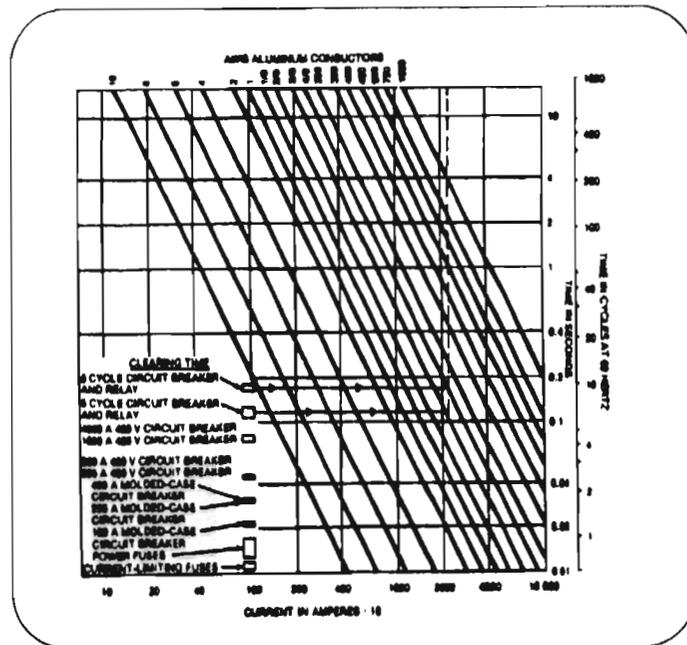


Figura 23. Máxima corriente de corto circuito para conductores de aluminio aislado; temperatura inicial de 75°C; temperatura final de 200°C.

3.2.1.C. Protección de los alimentadores.

Conductores de los alimentadores:

La protección de alimentadores o conductores con capacidad de menos de 600 V será de acuerdo con su capacidad de conducción de corriente dado en la NEC [24], excepto donde la carga incluye motores. En este caso es permisible el dispositivo de protección sea ajustado más alto que la capacidad de conducción continuamente del conductor (para permitir coordinación en fallos o arranques de motores grandes mientras otras cargas operan a capacidades completa). Donde dispositivos de protección con capacidad de 800A o menor son aplicadas y no tienen ajustes que corresponda a la capacidad de conducción de corriente permitida del conductor, el próxima valor superior de capacidad del dispositivo puede ser usado.

Alimentadores con capacidades mayores a 600V es requerido que tengan una protección de corto circuito, la cual podría ser proporcionada por un fusible y no más de 300% de la ampacidad del conductor y por un interruptor de circuito de bajo voltaje (LVCB) ajustado para disparar a no más de 600% de la ampacidad del conductor

El flujo de corriente de corto circuito en un sistema eléctrico impone esfuerzos térmicos y mecánicos al cable como también a interruptores de circuito, fusibles y otros componentes eléctricos. Consecuentemente para evitar daño severo permanente al aislamiento del cable durante el intervalo del flujo de corriente de corto circuito, la característica de daños del conductor del alimentador deberá ser coordinado con el dispositivo de protección. Esta curva deberá caer arriba de la curva tiempo - corriente de su dispositivo de protección. Esta curva de daño representa una constante I^2R límite para el aislamiento del conductor.

3.2.1.D. Protección de motores:

La protección de motores varía considerablemente y es en general menos estandarizada que la protección de otros aparatos o partes del sistema de potencia. Esto resulta de una amplia variedad de tamaños, tipos y aplicación del motor.

La protección es basada principalmente en la importancia del motor, la cual es usualmente relacionada con el tamaño.

Los dispositivos de protección pueden ser instalados en los controladores de los motores o directamente en estos. La protección es usualmente incluida como parte del controlador, excepto para motores muy pequeños los cuales tienen varios tipos de protección térmica incorporada.

Motores en voltajes nominales de 600 volts o menores son generalmente conmutado "switched" por contactores y protegido por fusibles o interruptores de circuito de bajo voltaje equipados con disparos magnéticos. Motores con voltaje nominal de 600 a 4800 volts son usualmente conmutados por interruptores de potencia o por un contactor (frecuentemente complementados con fusibles limitadores de corriente para suministrar requerimientos a más altas capacidades interruptivas). Motores a voltajes nominales de 2400 a 13800 volts son conmutadas por interruptores de potencia.

3.2.1.d1. Peligros potenciales en los motores.

Los normalmente considerados son:

1. fallas de fase y de tierra.
2. daños térmicos debido a:
 - a. sobrecargas (continua o intermitente).
 - b. rotor bloqueado (fallas en el arranque).

3. condiciones anormales.

- a. operación desbalanceadas.
- b. bajos y altos voltajes.
- c. fases inversas.
- d. recierres de alta velocidad (reenergización mientras todavía esta en marcha).
- f. frecuencia de arranque incompleta.

Estos problemas son para los motores de inducción, los cuales representan la mayoría de todos los motores en servicio. Para motores sincrónicos existen peligros adicionales los cuales son:

- 4. pérdida de excitación.
- 5. operación fuera de sincronismo.
- 6. sincronizando fuera de fase.

3.2.1.d2. Características del motor involucradas en la protección.

Las principales características de los motores disponibles e involucrados en la protección son:

- 1. curvas de corriente de arranque.
- 2. curvas de capacidad térmica, la cual debería incluir el límite térmico permitido a rotor bloqueado.
- 3. la constante $K \left(\frac{R_{r2}}{R_{r1}} \right)$.

Estas características normalmente son obtenidas del fabricante del motor y son básicas para la aplicación de la protección.

Los límites térmicos son tres curvas diferentes, las cuales en muchos casos aproximadamente se fusionan para mostrar una curva general como en la figura 24.

- 1. la porción de corriente más alta indica el tiempo permitido a rotor bloqueado. Este es el tiempo del rotor que permanece atascado después de que el motor a sido energizado antes que el daño térmico ocurre en las barras de rotor, anillos o en el estator, cualquiera de estos es el límite para un diseño particular.

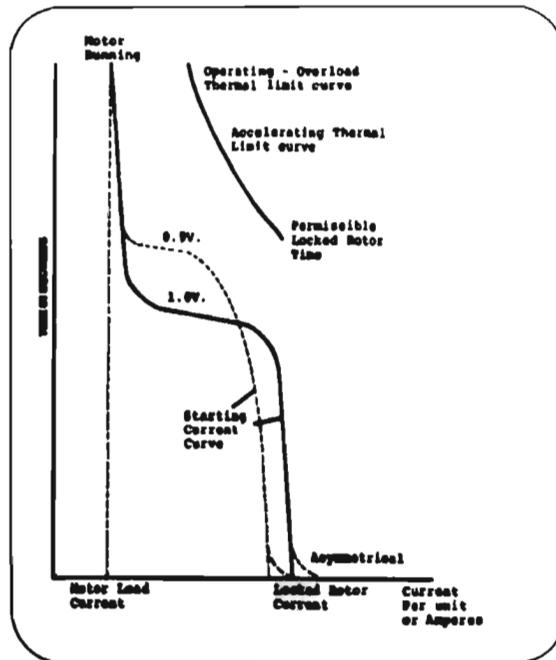


Figura 24. Características típicas de motores de inducción.

En motores grandes este límite a rotor bloqueado puede ser menor que el tiempo de arranque, así que estos motores debieran arrancar rotando instantáneamente para evitar daños térmicos.

2. la curva de límite térmico de aceleración de la corriente a rotor bloqueado a la corriente de par de arranque del motor, el cual es alrededor de un 75% de la velocidad.
3. la curva límite térmico de operación, la cual representa la capacidad de sobrecarga del motor durante una operación de emergencia.

3.2.1.d3. Elementos a considerar en la protección del motor:

Características del motor: esto incluye tipo, velocidad, voltaje, HP nominal, factor de servicio, factor de potencia nominal, tipo de carcasa del motor, arreglo de la lubricación, arreglo de sus devanados y su temperatura límite, capacidad térmica del rotor y estator durante condiciones de arranque, en funcionamiento y parada.

Condición de arranque del motor: los incluidos son a voltaje pleno o reducido, depresión de voltaje y grado de la duración del inrush durante el arranque, arranque repetitivo, número de arranque totales y frecuencia en estos arranques.

Condiciones ambientales: temperatura máxima y mínima, elevación, fuente de calor adyacente, ventilación, expuestos a agua y químicos, expuesto a roedores, varias condiciones atmosférica e inundaciones y otras deberán considerarse.

Equipo de empuje "driven equipment": características influenciaran cambios del rotor bloqueado, fallas al alcanzar la velocidad normal, excesivo calentamiento durante la aceleración, sobrecargas, atascamiento, etc.

Sistema de potencia: tipo de aterrizamiento del sistema, exposición a descargas y sobretensiones por maniobra, capacidad de falla, expuesta a recierres automáticos o transferencias, posibilidad de alimentación monofásica debida a conductores abiertos, desconexión de un polo del interruptor de circuito, fusible fundido, otras cargas pudieran causar desbalance de voltaje deberá ser consideradas.

Importancia del motor: costo del motor y de tiempo en un paro no planeado, cantidad de mantenimiento y supervisión proporcionada al motor bajo condiciones operativas, facilidad y costo de reparación etc, deberán ser evaluado.

3.2.1.d4. Sobrecorriente de fase instantáneo: el propósito es detectar condiciones de corto circuito de fase sin un retardo de tiempo intencional. Rápidos despeje de estas fallas resulta en lo siguiente:

1. limita el daño en la falla.
2. limita la duración de la depresión de voltaje que acompaña a la falla.
3. limita la posibilidad de extender o propagar la falla, fuego y daños de explosión.

Relevadores de sobrecorriente instantáneos: estos son normalmente usados con transformadores de corriente (tc's). Los relevadores son requeridos solo en dos fases, si un relevador de sobrecorriente de tierra es proporcionado, además se podría tener tres relevadores uno por fase, según recomienda la NEC [24].

Ajustes instantáneos: en los circuitos de motores que tienen relevadores de sobrecorriente instantáneos o de disparo directo "direct - acting trip" deberían tener su ajuste de disparo suficientemente alto para que no disparen en corrientes debidas a:

1. la iniciación repentina del arranque del motor (corriente de excitación).
2. cuando el motor contribuye con corriente de falla a condición de corto circuito externo.
3. en transferencias automáticas o recierres rápidos.

Para muchos motores pequeños de inducción de jaula de ardilla, estos son usualmente ajustados el disparo instantáneo en 10 o 11 veces la corriente de plena carga del motor.

Para motores grandes jaula de ardilla (arriba de 200HP) y motores sincrónicos es recomendado que el valor de corriente de arranque simétrica máxima sea determinada por el fabricante del motor y el pickup del instantáneo será ajustado a 75% arriba de ese valor. El ajuste debería ser aún más alto para transferencias automáticas o recierres rápidos.

Motores de inducción de rotor devanado usualmente tienen reducidos inrush debido a arranques con resistencia externa de rotor. Para evitar disparos innecesarios, su pickup de la unidad instantánea debería ser ajustado en la base de su contribución a una falla externa.

Los ajustes instantáneos son frecuentemente determinados por pruebas y error en el arranque de un motor especificado. Este procedimiento puede resultar en innecesarios disparos en fechas posteriores si la máxima asimetría posible nunca ocurre durante estos arranques, a pruebas y error. Un mínimo de tres pruebas de arranque es recomendado.

3.2.1.d5. Sobrecorriente de fase temporizado.

El propósito es detectar:

1. falla al acelerar a velocidad nominal en el intervalo de arranque normal.
2. condición de perder velocidad del motor (atascar).
3. condiciones de falla de fase de magnitudes bajas.

En muchos esquemas de protección, la protección de sobrecarga (tipo sobrecorriente) es suministrada para proporcionar las tres funciones de protección anteriores.

Ajustes y relevadores de sobrecorriente temporizado: los de disco de inducción o térmicos podrían ser seleccionados para esta función. El segundo tiene la ventaja de memoria en la condición de calentamiento del motor mientras que los del tipo inducción permiten una manera precisa afinar el disparo temporizado. Las características deberían ser seleccionadas para permitir un disparo antes del daño del motor (ver figura 24).

Algunas otras características son seleccionadas, tales como: la extremadamente inversa, para conseguir rápida operación en corrientes elevadas o facilitar la coordinación con otros relevadores en los alimentadores, especialmente fusibles. No obstante esta debería asegurar que esta característica no dispara en el transitorio de aceleración normal "inrush".

Los relevadores tipo inducción pueden además ser ajustados para proporcionar protección de sobrecarga, los cuales previenen en la utilización de toda la capacidad de sobrecarga térmica inherente del motor.

Los ajustes de los relevadores son normalmente seleccionados como sigue:

1. para proporcionar protección de sobrecarga, ajustar el pickup en 5 - 25% arriba del factor de servicio nominal continuo del motor.
2. cuando no es aplicado para protección de sobrecarga, el pickup sería ajustado en 200 - 350% de la capacidad del motor para evitar disparos para condiciones de sobrecarga.
3. en algunas aplicaciones en la cual es deseado tener un pickup ligeramente arriba de la corriente de arranque (inrush simétrica). En este caso los relevadores no verán este transitorio y solamente la protección de falla es proporcionada. El retardo de tiempo sería entonces muy corto, lo suficiente para no disparar bajo un inrush asimétrico. Los relevadores de disco de inducción de corto tiempo debería ser seleccionados para esta aplicación.

3.2.1.d6. Sobrecarga (sobrecorriente de fase): el propósito es detectar una corriente sostenida en el estator, en exceso de la capacidad de conducción continuamente del motor y proporcionar disparo para evitar daño al motor. En motores que poseen dispositivos de temperatura en los devanados y poseen una supervisión estricta, esta protección en algunas ocasiones es aplicada como una alarma.

1. un grupo para alarma solamente, en bajo pickup y ajuste de tiempo rápido. Este normalmente será un relevador de sobrecorriente del tipo de disco de inducción.
2. un segundo conjunto para disparar en altos pickup o en tiempos más lentos que los relevadores de alarma de sobrecarga, aquí se utilizan los relevadores de disco de inducción o relevadores de sobrecorriente térmico.

Fusibles de elemento dual: estos fusibles, disponibles desde un décimo hasta 600A, son dimensionados en 100 - 115% de la corriente de operación en 1.0 de factor de servicio (sf) del motor y en 115 - 125% de la corriente de operación en 1.15 factor de servicio del motor.

3.2.1.d7. Sobrecorriente de tierra instantáneo: el propósito es detectar condiciones de falla de tierra sin un retardo de tiempo.

Transformadores de instrumento:

1. Transformadores de corriente (CT's) de secuencia cero (tipo anillo) o sensor y relevadores de tierra. 50G (ver figura 25): este equipo es recomendado y ha sido diseñado para alimentar el relevador de tierra. El relevador instantáneo es normalmente ajustado para disparar en corrientes primarias de falla a tierra en el rango de 5 - 20 A.

2. Transformadores de corriente conectados residualmente y relevadores de tierra (ver figura 26): más aplicaciones han sido realizadas usando la conexión residual de tres transformadores de corriente (uno por fase) para alimentar el relevador. Este arreglo no es el ideal, de hecho corrientes elevadas de fase (debidas a corriente de excitación o fallas de fases) pueden causar una saturación desigual de los transformadores de corriente y producir una falsa corriente residual resultando en un disparo no deseado del relevador de tierra. Algunas veces aumentando el ajuste de pickup del relevador solucionará el problema, pero este tiene un efecto en el incremento del burden (carga) del relevador impuesto al CT.

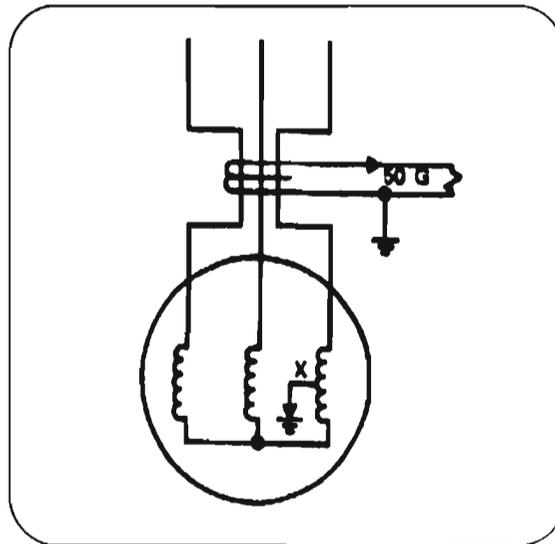


Figura 25. Protección de sobrecorriente de tierra usando transformador de corriente tipo ventana "window".

3.2.1.d8. Sobrecorriente de tierra temporizado: el propósito es detectar condiciones de falla a tierra. Esto se realiza utilizando tc's y relevadores. No obstante ambas protecciones de tierra instantánea y temporizado son ahora disponibles con sistema de disparo de estado sólido en interruptores de circuito de bajo voltaje (hasta 600V).

1. Transformadores de corriente de secuencia cero y relevadores de tierra temporizado: cuando este tipo de dispositivo es usado para protección de tierra del motor es usual usar un relevador de sobrecorriente de tierra instantáneo. Cuando un relevador temporizado es usado, este usualmente tiene un tiempo corto o una característica extremadamente inversa, relevadores de discos de inducción ajustados en 0.5 de taps y 1.0 de time dial.
2. Transformadores de corriente conectado residualmente y relevadores de tierra: el relevador es usualmente de tiempo corto o extremadamente inverso, relevadores de disco de inducción ajustados en 0.5A de taps y 1.0 de time dial. Para lograr bajo pickup, con altas relación del CT, un 0.2A de taps es usado algunas veces.

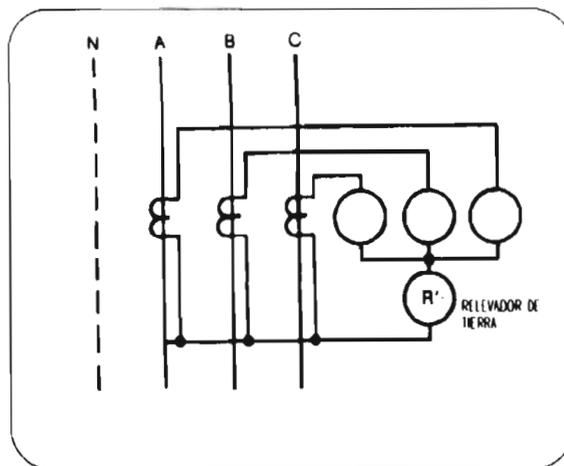


Figura 26. Relevador de tierra conectado residualmente.

Se puede decir que una desventaja sería en el hecho si un conductor de fase en el secundario del CT se abre o cortacircuítas los otros dos CT's alimentaran con corriente de estas fases a través del relevador de tierra residual causando el disparo.

3.2.1.d9. Protección de falla de fase.

Relevadores de sobrecorriente no direccional instantáneos pueden ser utilizados para la protección de motores de inducción. Las fallas generalmente proporcionan corrientes más grandes que la corriente de arranque a rotor bloqueado excepto para falla en las vueltas de los devanados. Corrientes considerables pueden fluir entre vueltas, pero desafortunadamente una muy pequeña evidencia de esto es disponible en las terminales del motor hasta que este desarrolla en otros tipos de fallas. fase a tierra y fase a fase. Los relevadores instantáneos de fase deberían ser ajustados

arriba de la corriente asimétrica a rotor bloqueado y abajo de la mínima corriente de falla (figura 27).

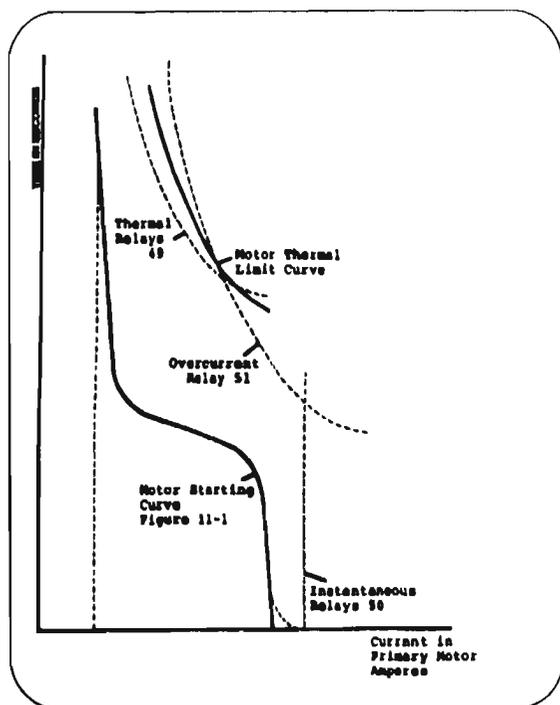


Figura 27. Protección típica de sobrecargas, rotor bloqueado y fallas para un motor.

3.2.1.d10. Protección diferencial.

Estos son aplicados en el hecho de que ambos terminales de los devanados sean disponibles. Esta protección proporciona sensibilidad, velocidad y seguridad.

3.2.1.d11. Protección de falla a tierra.

Similarmente como la protección de fase, los relevadores de sobrecorriente instantáneos son aplicados para protección de falla a tierra. Los preferidos donde se puedan aplicar son los CT's tipo anillo. Estos proporcionan una sumatoria magnética de las corrientes de las tres fases así la salida secundaria al relevador es $3I_0$. La relación de CT's son comúnmente 50:5, este es independiente del tamaño del motor, mientras los CT's convencionales en las fases deben ser dimensionados a la carga del motor. La ventaja es alta sensibilidad con buena seguridad, pero es limitada por el tamaño de los conductores los cuales pueden ser pasados a través de los CT's. La sensibilidad típica es 5 A primarios. Este ajuste debe estar arriba de una corriente residual que pudiera resultar de los desiguales desempeños de los CT's.

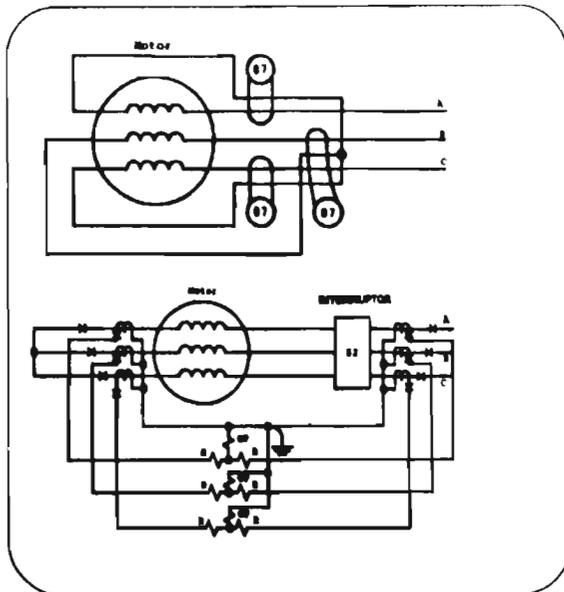


Figura 28. Protección diferencial para motores donde los conductores del neutro son disponibles.

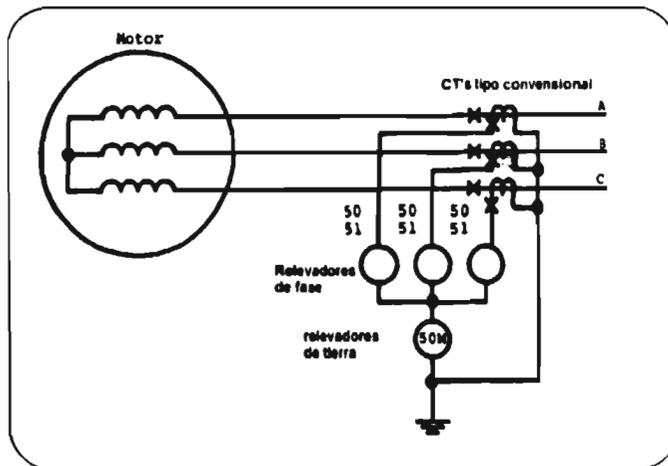


Figura 29. Protección de sobrecorriente de tierra para motores.

3.2.1.d12. Protección térmica y a rotor bloqueado.

Esta protección involucra la aplicación de relevadores tan cercano como sea posible para igualar las curvas de rotor bloqueado (tiempo permitido) y la térmica (ver figura 24).

Debe ser recordado que estas curvas térmicas del motor son aproximadamente representaciones de las zonas de daños térmicos para operación normal. Los relevadores deberían operar justo antes que los límites son alcanzados o rebasados.

Desde hace muchos años esto es llevado a cabo por relevadores térmicos para igualar la curva de límite térmico y un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso para la protección a rotor bloqueado (ver figura 27).

3.2.1.E. Protección de generadores.

En sistemas de potencia comercial e industrial pueden incluir generadores como una fuente local de energía. Estos suministran toda o parte de la energía total requerida o proporcionan energía de emergencia en el hecho de una falla en la fuente normal de energía (empresa eléctrica). La aplicación de generadores puede ser clasificada como un generador aislado, múltiple generadores aislados y grandes generadores industriales conectados en paralelo al suministrador.

Un generador aislado es usado para suministrar potencia de emergencia o servicio de reserva y están normalmente fuera de servicio. Estos son operados por períodos breves de tiempo en la cual falla la fuente normal o durante mantenimiento, prueba e inspección. Estos son conectados a la carga a través de transferencias automáticas, no son operados en paralelo con otros sistemas de fuentes de potencia. Son máquinas diesel o turbina de gas con capacidades de menos de 100Kw hasta pocos miles de Kw a niveles de voltaje típicamente 480 o 480Y/277 Volts, pero para máquinas grandes pueden ser de 2.4/4.16 Kv.

Múltiples generadores aislados consiste de varias unidades operando en paralelo sin conexión a ningún sistema suministrador, el tamaño de los generadores individuales van desde unos pocos cientos de Kw hasta varios miles de Kw dependiendo de la demanda.

La fuerza motriz son típicamente turbina de gas y máquinas diesel de combustión con gas o petróleo. Niveles de voltaje de 4.16 o 13.8Kv.

Los grandes generadores industriales producen gran cantidad de potencia que operan en paralelo con el sistema de suministro de energía eléctrica. Toda la potencia generada es normalmente utilizada por el usuario industrial. Existen capacidades desde 10000 - 50000 Kva. Su operación es en una base continua o cerca de la carga nominal, pero podría variar en periodos. La fuerza motriz son usualmente turbina de gas o vapor dependiendo de los requerimientos en los procesos, disponibilidad de combustible y economía, estos operan en niveles de voltaje de 12.47 o 13.8 KV.

3.2.1.e1. Dispositivos de protección: la aplicación de varios dispositivos de protección requiere el conocimiento del desempeño bajo condiciones de corto circuito del generador. La magnitud de la corriente de falla del generador esta en función de las características de armadura, campo, el tiempo y las condiciones de carga inmediatamente precedente a la falla. La habilidad del generador a sostener una salida de corriente durante una falla es determinada por las características del sistema de excitación. La corriente de salida de un generador con una falla en o cerca de sus terminales consiste de dos componentes, ambas las cuales tienen una razón variable de decaimiento de tiempo, dependiendo de las constante de la máquina. Las dos componentes son la corriente asimétrica ac y la corriente offset unidireccional o corriente offset dc. La máxima corriente asimétrica que un generador puede proporcionar a una falla trifásica sólida es determinada por la reactancia subtransitoria. Esta reactancia tiene rangos desde un mínimo de 9% para máquinas de rotor devanado de dos polos a 32% para hidrogenadores de polos salientes de baja velocidad. Así la corriente de falla asimétrica inicial (1 - 5 ciclos) puede llegar a ser más grande como 11 veces la corriente a plena carga del generador. En el lapso de tiempo intermedio (5 - 200 ciclos) la reactancia transitoria determinará la magnitud de la componente de ca. La reactancia sincrónica la cual varía desde un valor de 120 - 240% determina el valor sostenido de la componente de ca de la corriente de falla.

Protección de sobrecorriente de respaldo, 51V¹: la función de la protección de respaldo del generador es desconectar a este si una falla no ha sido despejada por otros dispositivos de protección después que un tiempo de retardo ha expirado. Esta función sirve para proteger los componentes del sistema de distribución en contra de daños excesivos y prevenir que el generador y sus auxiliares no excedan sus limitaciones térmicas. El relevador 51V es usado cuando el generador es conectado a un bus que sirve al equipo de utilización y distribución. En los casos en el cual la salida del generador es incrementada hasta un voltaje de transmisión, un relevador de impedancia es normalmente usado, ANSI función 21

El usuario y diseñadores de sistemas muestran desconfianza a usar cualquier relevador que opera solamente como sobrecorriente por temor a que este podría disparar y dejar fuera el generador cuando la demanda de carga en este sea más alta.

¹ ANSI, número de función de dispositivos que son definidos en ANSI/IEEE C37.2-1979.
Pagina 70

Los relevadores de sobrecorriente que son usados son especialmente contruidos para modificar sus características de operación en función del voltaje como también de la corrientes. Como la magnitud del voltaje aplicado en el devanado decrece desde un valor estimado, la característica tiempo - corriente es modificada así que el relevador se hace más sensible. Existen dos tipos de estos relevadores estos son: relevadores de sobrecorriente de voltaje controlado y de restricción de voltaje, ver anexo E.

Protección de sobrecorriente de tierra, 51G: los relevadores de sobrecorriente de falla a tierra proporcionan protección de respaldo para todos los relevadores de tierra en el sistema a niveles de voltaje del generador, además para fallas internas de tierra en el generador, pero esta protección es limitada por la temporización que el relevador tendrá para coordinar con otros relevadores de tierra. En pequeñas máquinas aisladas este dispositivo y un 51V (cuando los CT's para estos, son instalados en el lado del neutro) proporciona solamente protección para fallas internas del generador.

El aterrizamiento solido del neutro del generador es normalmente restringido a sistemas a voltajes abajo de 600 volts, mientras que una baja o alta resistencia de aterrizamiento es empleada para los generadores a niveles de voltajes arriba de 600V. Cuando es utilizada bajas resistencias para realizar el aterrizamiento en el generador, la razón de los CT's y ajustes del taps del relevador de sobrecorriente será seleccionado para proporcionar una corriente de operación de 5 - 10 veces su ajuste de pickup para una falla sólida de línea a tierra. Este ajuste deberá ser al menos igual o preferentemente más alto que los ajuste de los relevadores aguas abajo para permitir la coordinación entre estos. El ajuste deberá tomar en cuenta cualquier corriente de armónica fluyendo en el neutro bajo condiciones normales.

El método de alta resistencia en el aterrizamiento del generador, normalmente es utilizado en generadores en donde sus devanados están aislados por un transformador elevador con conexión delta - estrella. Un relevador de voltaje, 59N, puede ser conectado a través de un resistor para sensar el voltaje que aparecerá a través del resistor durante una falla de línea a tierra. Este método involucra generalmente un transformador de distribución conectado en el neutro con un voltaje nominal secundario 120/240, la resistencia conectada en el lado secundario del transformador es fisicamente más pequeña y menos frágil que si fuera conectada directamente en el neutro del generador.

Esta protección de falla a tierra requiere que el relevador de sobrevoltaje sea muy sensible, que sea capaz de discriminar entre el voltaje producido por corriente de falla de 60 ciclos y la producida por la corriente de carga de tercera armónica.

Relevador de potencia inversa, 32: la función de este dispositivo es proporcionar protección de respaldo para la fuerza motriz (turbina) en vez del generador. Este detecta el flujo inverso de potencia (watts), esto ocurre cuando se pierde la energía de entrada a la turbina, esto es, cuando se cierran las válvulas de admisión sin el acompañamiento del disparo del interruptor del alimentador del generador. Bajo tal condición el generador se comportará como un motor extrayendo potencia real del sistema.

En las turbinas de vapor esto causa sobrecalentamiento debido a la pérdida del efecto de enfriamiento proporcionado por el vapor. En máquinas diesel o de gas puede producir fuego o explosión. La magnitud de la potencia motorizada varía considerablemente dependiendo del tipo de la fuerza motriz (ver tabla 3).

Maximum Motoring Power for Prime Movers	
Steam turbine	3%
Water wheel turbine	0.2%
Gas turbine	50%
Diesel engine	25%

Tabla 3. Máxima potencia motorizada para la fuerza motriz.

El relevador de potencia inversa deberá tener suficiente sensibilidad tal que la potencia motorizada proporcione de 5 - 10 veces el mínimo pickup del relevador de potencia. Los relevadores de discos de inducción proporcionan suficiente retardo para cualquier transitorio que pudiera ocurrir mediante la sincronización, un tiempo típico es de 10 - 15 seg.

3.2.1.e2. Esquemas de protección recomendada: esta es proporcionada de acuerdo al tamaño del generador.

1. Pequeñas: 1000KVA máximo hasta 600V, 500KVA máximo arriba de 600V.
2. Mediana: desde el tamaño de los más pequeños hasta 12500 KVA despreciando el voltaje.
3. Grandes: desde el tamaño de la máquina mediana hasta aproximadamente 50000KVA.

La importancia de la máquina en el sistema o el proceso que este alimenta y la confiabilidad requerida del generador será un factor importante en la selección de los dispositivos de protección del generador.

Generadores pequeños: la mínima protección básica para una unidad aislada consiste de (figura. 30a): Un relevador 51V, relevador de sobrecorriente de voltaje controlado o de restricción. Un 51G, relevador de sobrecorriente tierra con tiempo para respaldo. Protecciones adicionales deberá ser considerada para múltiples máquinas en un sistema aislado (figura 30b). Un relevador 32, de potencia inversa, además de un 40 relevador de VARS inversos, para protección de pérdida de campo. Tres 87, relevador de sobrecorriente instantánea proporcionada por una protección diferencial tipo self - balance.

Generadores de tamaño mediano: la protección mínima básica para estas unidades con capacidades de hasta 12500 KVA consiste de (figura 31):

Tres 51V, un 51G, tres 87 relevador diferencial del tipo porcentaje fijo o variable, ya sea de alta velocidad o velocidad estándar, un 32, un 40 relevador de impedancia, tipo mho offset para protección de pérdida de campo.

En máquinas con capacidades grandes y especialmente aquellas que operan en paralelo con la compañía suministradora el siguiente relevador es recomendado: un 46 relevador de sobrecorriente de secuencia de fase negativa para proteger en contra de condiciones desbalanceadas.

Generadores grandes: tres 51V, un 51G, tres 87 relevador diferencial de tierra, tipo producto direccional, un 40, relevador de impedancia, tipo Mho offset, el tipo de dos elementos es recomendado para una más grande sensibilidad, un 46, un 49 relevador de temperatura para monitorear la temperatura del devanado del estator, un 64F relevador de tierra de campo del generador, aplicado solamente a generadores que tienen el campo suministrado a través de anillos deslizantes, un 60 relevador de balance de voltaje, ver figura 32.

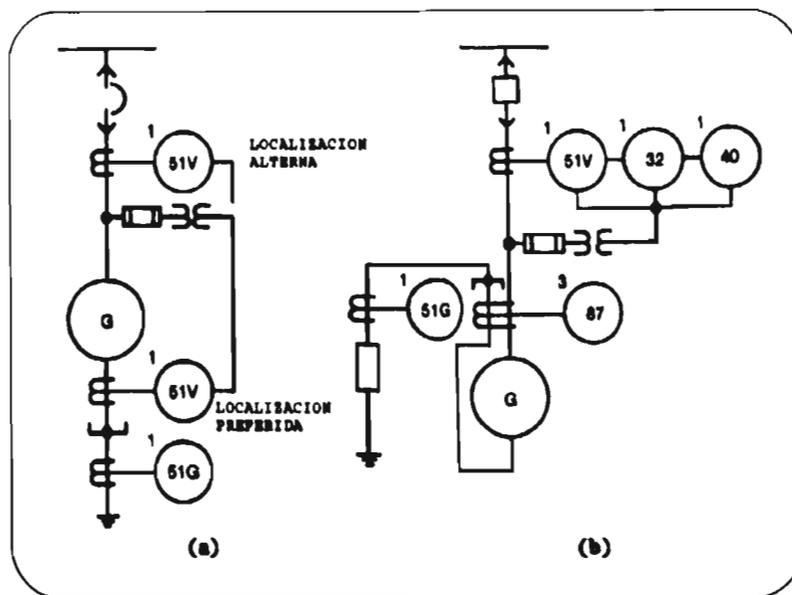


Figura 30. Esquema típico de relevadores de protección para generadores pequeños. a). un generador aislado en un sistema de bajo voltaje. b). múltiples generadores aislados en sistemas de mediano voltaje.

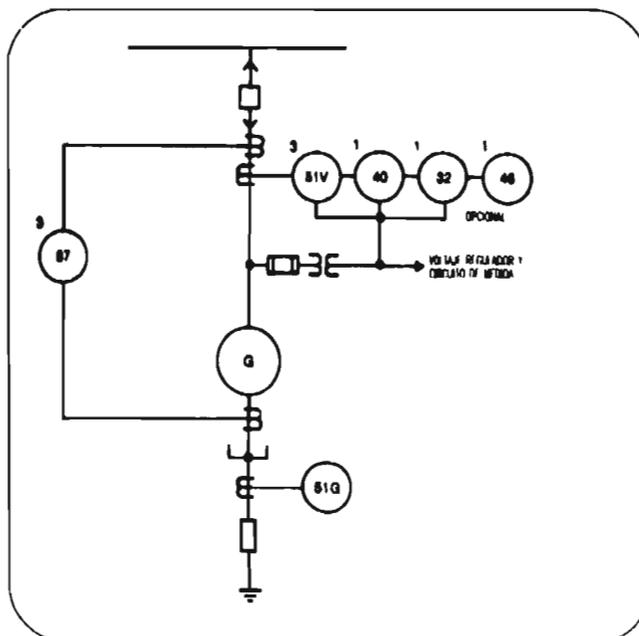


Figura 31. Esquema típicos de relevadores de protección para generadores medianos.

3.2.1.F. Protección de barras: los buses y dispositivos de distribución "switchgear" en las subestaciones son una parte del sistema de potencia que es usado para dirigir el flujo de potencia

y aislar aparatos y circuitos del sistema de potencia. Esto incluyen los buses, interruptores de potencia, fusibles, dispositivos de desconexión, transformadores de instrumento y las estructuras en las cuales son montadas.

Para aislar fallas en buses todos los circuitos conectados a este deberán ser abiertos eléctricamente por la acción del relevador o fusible. Esta desconexión deja fuera a todos las cargas y procesos asociados suministrados por el bus y pudiendo afectar a otras partes del sistema de potencia. Cuando un relevador de protección de bus es usado, este debe operar para fallas en buses o dispositivos de distribución solamente. Disparos falsos a fallas externas es intolerable.

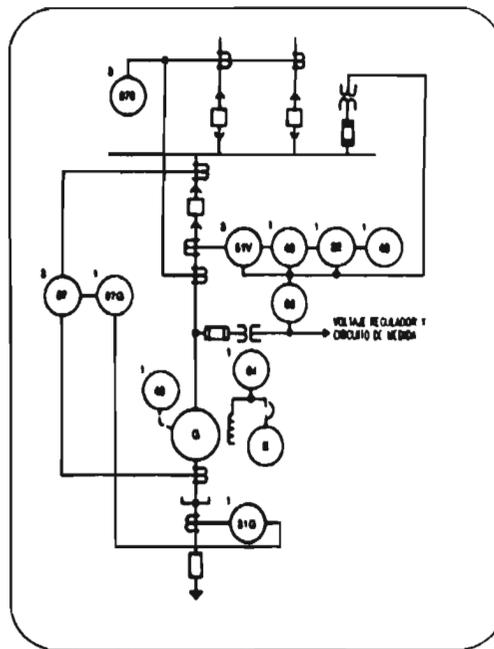


Figura 32. Esquema típico de relevadores de protección para generadores grandes.

3.2.1.f1. Tipo de buses y arreglos: los buses de la subestación puede tener muchos diferentes arreglos dependiendo de la continuidad del servicio, requerimiento para el bus o para alimentadores importantes suministrados desde los buses. Los métodos de protección a buses y dispositivos de distribución varía dependiendo al voltaje y arreglo de los buses. Los voltajes en sistemas de potencia industrial caen en tres categorías: arriba de 15000V, de 15000 a 601V y abajo de 600V.

3.2.1.f2. Protección de sobrecorriente de bus: en sistemas de alto y mediano voltaje, los fusibles o relevadores de sobrecorriente son usados. En sistemas de bajo voltaje, los interruptores

de circuito (LVCB) o fusibles son usados en la mayoría de las aplicaciones. Los relevadores requieren el uso de los CT's para sensar la falla y su uso en equipos de bajo voltaje no es frecuentemente aplicable debido a limitaciones físicas. La introducción de la circuitería de estado sólido para realizar las funciones de tiempo y sensor han sido mejorados en la calidad de la protección a circuitos y aparatos de bajo voltaje.

Los relevadores de sobrecorriente y dispositivos de disparos deberán tener temporización y ajustes de altas corrientes para prevenir la apertura del circuito en la ocurrencia de una falla en los alimentadores.

3.2.1.f3. Protección diferencial: estos proporcionan protección para buses y switchgear, son de alta velocidad, bastantes sensibles y permiten un completo traslape con otros equipos de protección. El principio básico es que la suma fasorial de todas las corrientes medidas de entrada y salida del bus deben ser cero, a menos que la falla este dentro de la zona protegida.

Los relevadores diferenciales es utilizada para complementar los equipos de sobrecorriente. Es frecuentemente usado en buses de 15Kv, algunas veces en buses de 5Kv y raramente usados en bajos voltajes.

Los métodos de protección diferencial generalmente usados son:

En orden de la calidad de la protección que proporcionan, (ver capítulo 2 para una explicación de estos equipos).

1. relevador diferencial de voltaje.
2. relevador diferencial de porcentaje.
3. relevador diferencial de corriente.
4. relevador diferencial parcial.

3.2.2 Reducir el impacto de una falla.

3.2.2.A. Buena selección y coordinación de protecciones.

Una coordinación de sobrecorriente es una aplicación sistemática de dispositivos de protección de actuación por corriente en el sistema eléctrico de potencia, el cual, responderá a una falla o sobrecarga, removiendo solamente un mínimo de equipo de servicio. El objetivo es no solamente minimizar los daños al equipo y costos en el proceso, sino además proteger al personal de los efectos de estas fallas (ANSI/IEEE std 242, 1986 [3]). El estudio de coordinación de un

sistema eléctrico consiste de un organizado estudio tiempo - corriente de todos los equipos en serie desde los equipos de utilización a las fuentes de corto circuito.

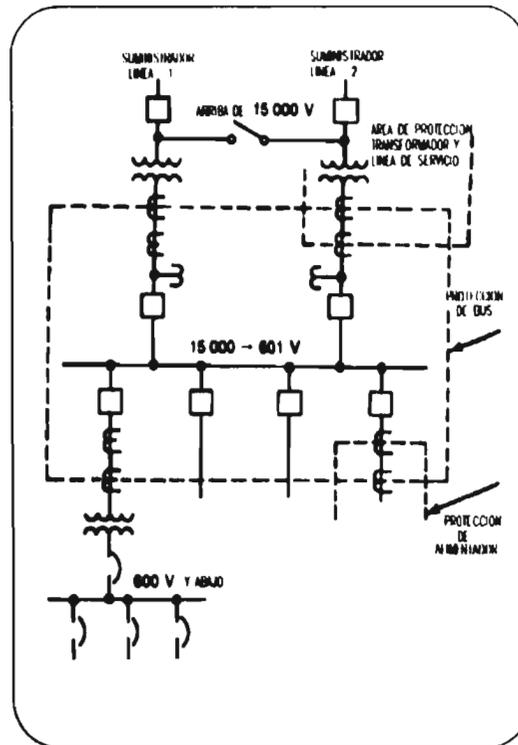


Figura 33. Esquema de bus con relevador diferencial de bus.

Este estudio proporciona datos útiles para la selección de la relación de los transformadores de instrumentos, características de los relevadores de protección, capacidad de los fusibles, capacidades, características y ajuste de los interruptores de circuito de bajo voltaje. Este además proporciona información pertinente en la provisión de un sistema de protección óptimo y selectivo en la coordinación de estos equipos.

Un estudio de coordinación es necesario cuando:

- el corto circuito de la fuente a la planta industrial se ha incrementado.
- nuevas cargas son añadidas al sistema o cuando el equipo actual es reemplazado con equipos de más alta capacidad.
- configuraciones nuevas en el sistema eléctrica, lo cual un estudio de coordinación determinará los ajustes y capacidades para asegurar la coordinación.

- este estudio deberá ser realizado, en el hecho de presentarse una falla en una sección, es dejado fuera de servicio una mayor cantidad de circuitos que lo usual.

Una coordinación apropiada y una adecuada protección puede significar en la diferencia entre un menor accidente o una catástrofe.

Datos requeridos para un estudio de coordinación:

El primer requisito para este estudio es un diagrama unifilar del sistema o porción del sistema involucrado en el estudio. Este diagrama unifilar deberá mostrar los siguientes datos (ANSI/IEEE std 242, 1986 [3]):

1. capacidad de voltaje y potencia también como impedancia y conexión de todos los transformadores.
2. condiciones de maniobras de operación normal y emergencia.
3. datos de corto circuito, tal como impedancia de transformadores, reactancia subtransitoria de todos los motores y generadores, también como reactancia transitoria de motores sincrónicos y generadores, más la reactancia sincrónica de generadores.
4. tipo y tamaño de los conductores, configuración y capacidad térmica.
5. relación de los transformadores de corriente.
6. capacidad, característica y rango de ajuste de los relevadores, disparo de acción directa (Interruptores de circuito de bajo voltaje) y fusible.

Un segundo requerimiento es un completo estudio de corto circuito para ambos desempeños momentáneos e interrupción "momentary and interrupting duties" donde interruptores de mediano voltaje son involucrados.

El tercer requerimiento es el límite térmico de los dispositivos a proteger, dado por una capacidad I^2t o simplemente como un período de tiempo para cierta magnitud de corriente. Un cuarto requerimiento es la carga máxima esperada en el circuito considerado.

Planificación inicial:

1. desarrollo de un diagrama unifilar incluyendo los datos del punto anterior.
2. determinar el flujo de carga.
3. recolectar datos de acuerdo al punto 1.
4. determinar los niveles de corto circuito en cada localización del sistema.

5. seleccionar las características de los dispositivos de protección y relación de los CT's y recolectar las curvas características de tiempo - corriente en un papel logaritmico estándar.
6. recolectar capacidades de los equipos y ajuste de los equipos de sobrecorriente de la compañía suministradora.

3.2.2.B. Intervalo de tiempo para la coordinación.(ANSI/IEEE std 242, 1986 [3])

Cuando se grafican las curvas para coordinación, ciertos intervalos deben ser mantenidos entre las curvas de varios dispositivos de protección en orden para asegurar la correcta operación secuencial de los equipos, estos intervalos se refieren debido a que los relevadores tienen un término llamado sobreviaje "overtravel" (especialmente los electromecánicos) y curvas de tolerancia, ciertos fusibles tienen característica de daño y los interruptores de potencia tienen ciertas velocidades de operación. Algunas veces estos intervalos son llamados márgenes.

Cuando se coordina relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, el intervalo de tiempo es usualmente 0.3 - 0.4 seg. Este intervalo consiste de los siguientes componentes:

Tiempo de apertura del interruptor de circuito (5ciclos)	0.08 segundos
sobreviaje del relevador.	0.10 segundos.
Factor de seguridad por saturación de los CT's, errores en los ajustes, etc.	0.22 segundos

Este factor de seguridad será disminuido por la realización de pruebas de relevador en campo para eliminar los errores en los ajuste. Un margen de 0.35 segundos es ampliamente usado en sistemas que realizan pruebas en campo y empleando relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso y extremadamente inverso.

Cuando los relevadores de estado sólido son usados el tiempo de sobreviaje puede ser eliminado.

Cuando los relevadores son coordinados con fusibles aguas abajo, el tiempo de apertura del interruptor (0.08 seg.) no existe para el fusible y el intervalo podría ser reducido sin causar algún problema. El tiempo total de despeje del fusible debería ser usado para propósito de coordinación. El margen de tiempo entre la curva de tiempo total de despeje del fusible y la curva característica del relevador aguas arriba podría ser tan bajo como 0.1 segundos.

Cuando los interruptores de circuito de bajo voltaje son equipados con unidades de disparo de acción directa, estos son coordinados con los relevadores con un intervalo de tiempo

para coordinación que es usualmente considerado como 0.3 segundos. Este intervalo puede ser reducido mediante la realización de pruebas de los equipos en campo.

Transformadores estrella - delta:

Cuando se protege transformadores un margen de corriente adicional del 16% sobre los márgenes anteriormente descritos debería ser entre las curvas características de los dispositivos de protección del lado primario y secundario. Este ayuda a mantener selectividad para corrientes de falla de fase - fase en el lado secundario, de hecho la corriente en el lado primario en pu en una fase para este tipo de falla es de 16% más grande que la corriente en el lado secundario en pu la cual fluye para una falla trifásica en el lado secundario.

Corrientes de flujos de cargas:

Además de los estudios de corto circuito y caída de voltaje, un estudio de flujo de carga puede ser realizado para determinar las corrientes de carga bajo condiciones normales o de emergencia en cada centro de carga a través de cada ramal. Los datos de la corriente de carga es usada para establecer la capacidad continua para cables, equipos y dispositivos de protección. Tales datos son de gran valor cuando se ajustan los equipos de protección para proteger los equipos y cable instalado.

3.2.2.C. Sensibilidad, selectividad y velocidad.

Estos son términos usualmente usados para describir las características funcionales de cualquier equipo de protección. Estos términos son aplicados cuando se consideran la protección primaria o de respaldo. Cualquier equipo de protección debe ser suficientemente sensible para que opere de una manera confiable, cuando es requerido, bajo alguna condición actual que produce una tendencia a operar. Además debe ser capaz de seleccionar entre aquellas condiciones por la cual se requiere operar y para aquellas que no es necesario el despeje y además cuando es requerida una operación temporizada. Y deberá operar bajo la necesidad de una velocidad de operación.

El principal cometido de los equipos de protección es desconectar un elemento fallado del sistema tan rápido como sea posible, para evitar otros problemas graves a la red (inestabilidad). Sensibilidad y selectividad son esenciales para asegurar que el interruptor designado sea disparado.

En sistemas de bajo voltaje, donde un tiempo de coordinación se requiere entre los relevadores de protección, los tiempos de operación generalmente son más lentos, típicamente en el orden de 0.2 a 1.5 segundos para la zona primaria (protección primaria).

3.3 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA MALA OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN.

- . Explosiones.
- . Incendios.
- . Lesiones a personas.
- . Deterioro de los aislamientos de los equipos.
- . Disminución de la vida útil de los transformadores que son expuestos a corrientes de fallas Severas durante un tiempo excesivamente largo, que pudiera sobrepasar la curva de daño de estos (daños térmicos y mecánicos).
- . Disminución de la vida útil de los motores expuestos a falla no despejadas.

3.4 IMPACTO SOBRE LA RED DE LA EMPRESA ELÉCTRICA POR UNA MALA OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL CONSUMIDOR INDUSTRIAL.

- . Problemas de estabilidad en la red.
- . Problema de regulación de voltaje.
- . Posible desconexión de líneas de transmisión que alimentan a otros usuarios.
- . Pérdidas de potencia.
- . Pérdidas económicas ó de producción importante e innecesarias.

CAPÍTULO 4.
ESQUEMA PROPUESTO PARA LA OPERACIÓN ORDENADA DE LAS
PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE ENTRE LA EMPRESA
ELÉCTRICA Y LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES.

4.1 DEFINICIONES.

4.1.1 Operación selectiva y coordinada de las protecciones.

La operación selectiva tiene el propósito que la protección eléctrica opere para su zona primaria de operación, sin afectar las posibles protecciones aguas arriba. La operación coordinada tiene que ver con la aplicación de intervalos de operación entre las curvas características de las protecciones protegiendo un equipo, para la cual una deberá ofrecer respaldo a la otra (gráfica 1, 2).

4.1.2 Región de verificación del margen de la coordinación.

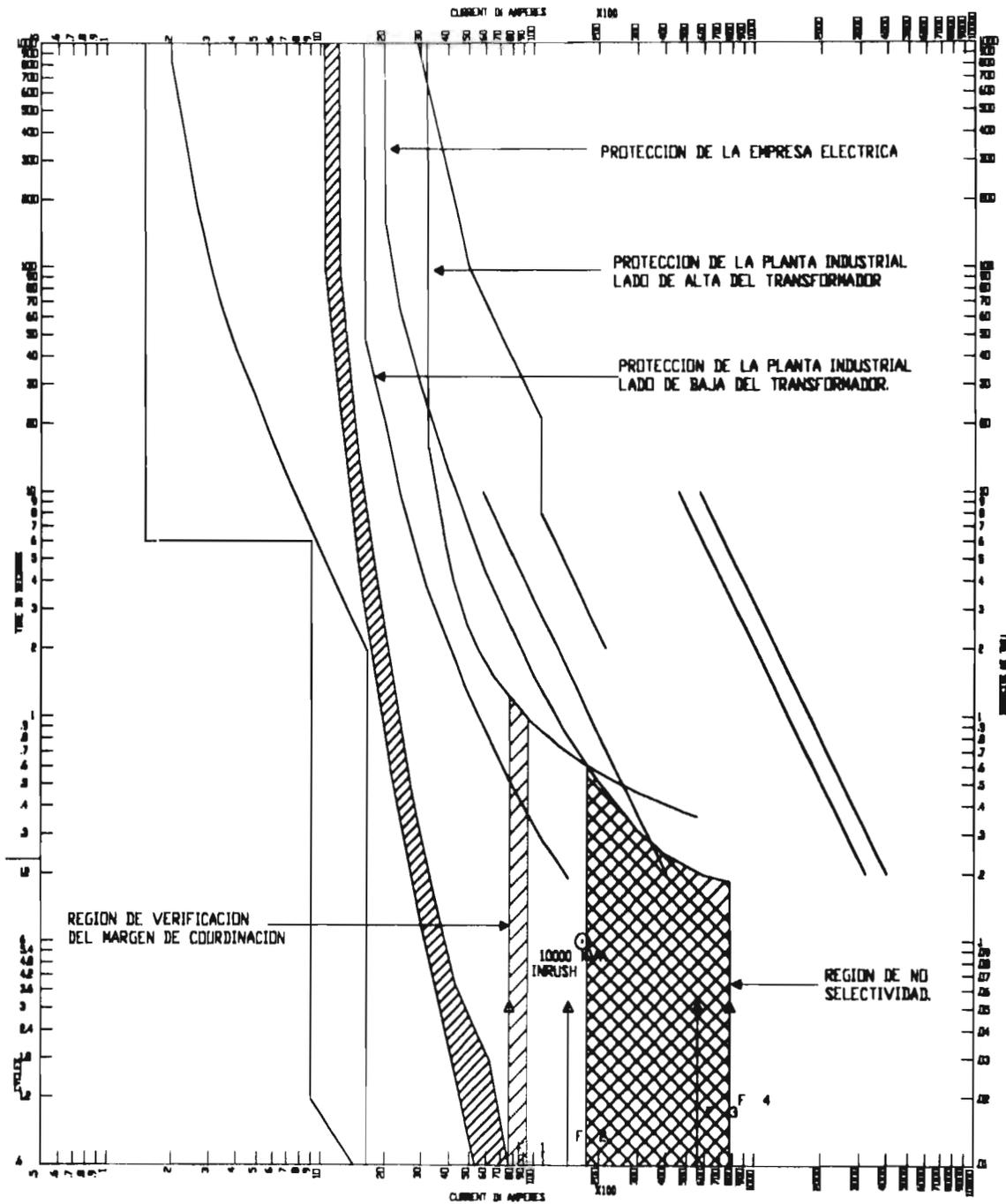
Puede ser definida como la región en la cual se aplican los intervalos mínimos de coordinación entre los dispositivos de protección, considerando el nivel de falla en el punto en cuestión, además de verificar un posible intervalo de incertidumbre debido a la exactitud en los cálculos de los cortocircuitos, que podría variar en una banda de operación definida por las condiciones operativas del sistema o cargas conectadas (motores) ver gráfica 1, 2. Para un límite inferior de esta banda se consideraría una condición de operación a una demanda mínima y el límite superior una condición de operación a demanda máxima, verificando la coordinación dentro de estos límites se asegura la correcta operación de las protecciones, sin preocuparse si las curvas se cruzan en otros puntos fuera de esta región.

4.1.3 Región de factibilidad para la coordinación industrial.

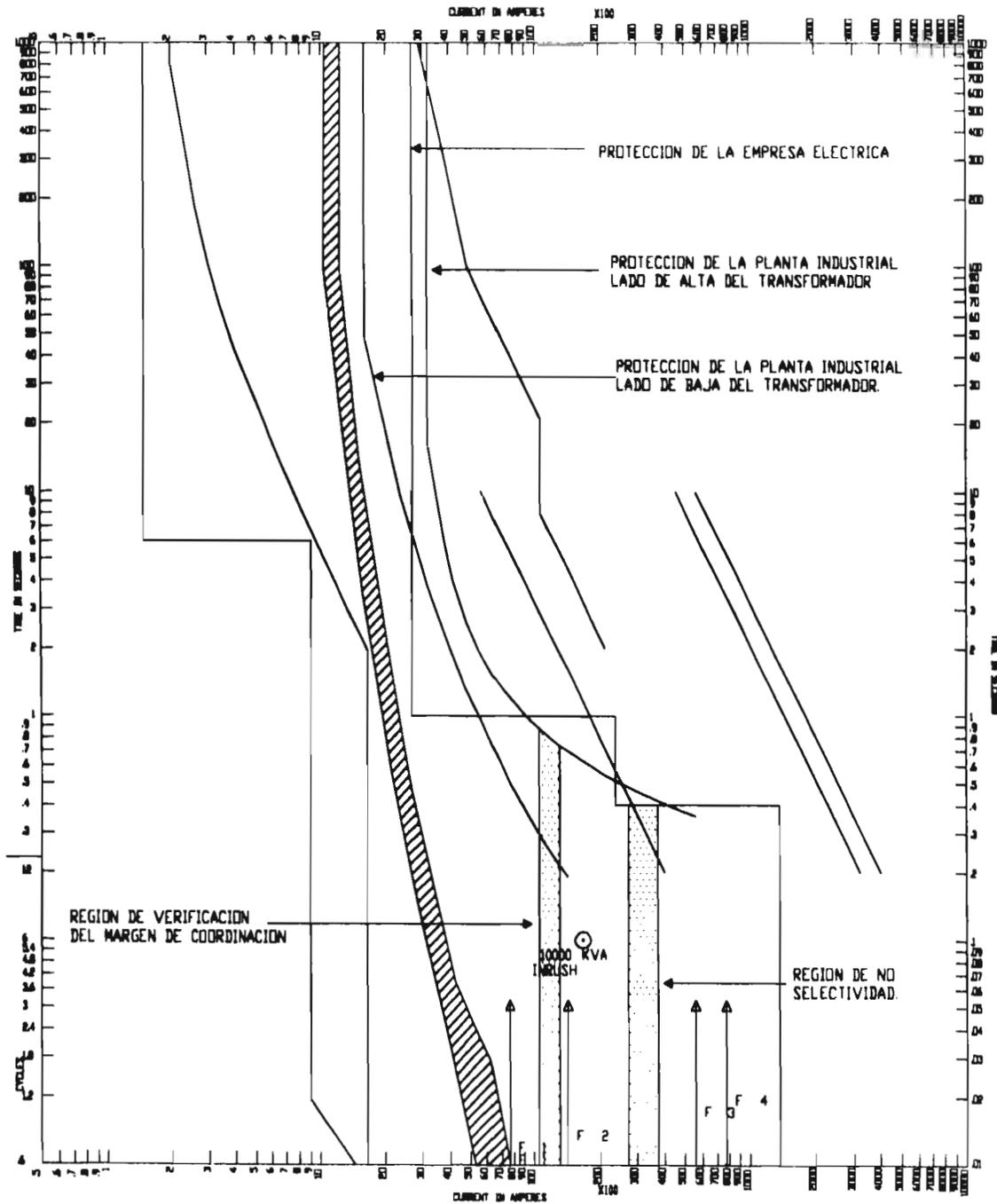
Es la región definida por el ajuste y curva característica de la protección de la empresa eléctrica, la cual es un área de aplicación para las protecciones de la planta industrial. Se puede decir que es la región debajo de la curva característica de la protección del suministrador (ver gráfica 3, 4).

4.1.4 Región óptima de coordinación.

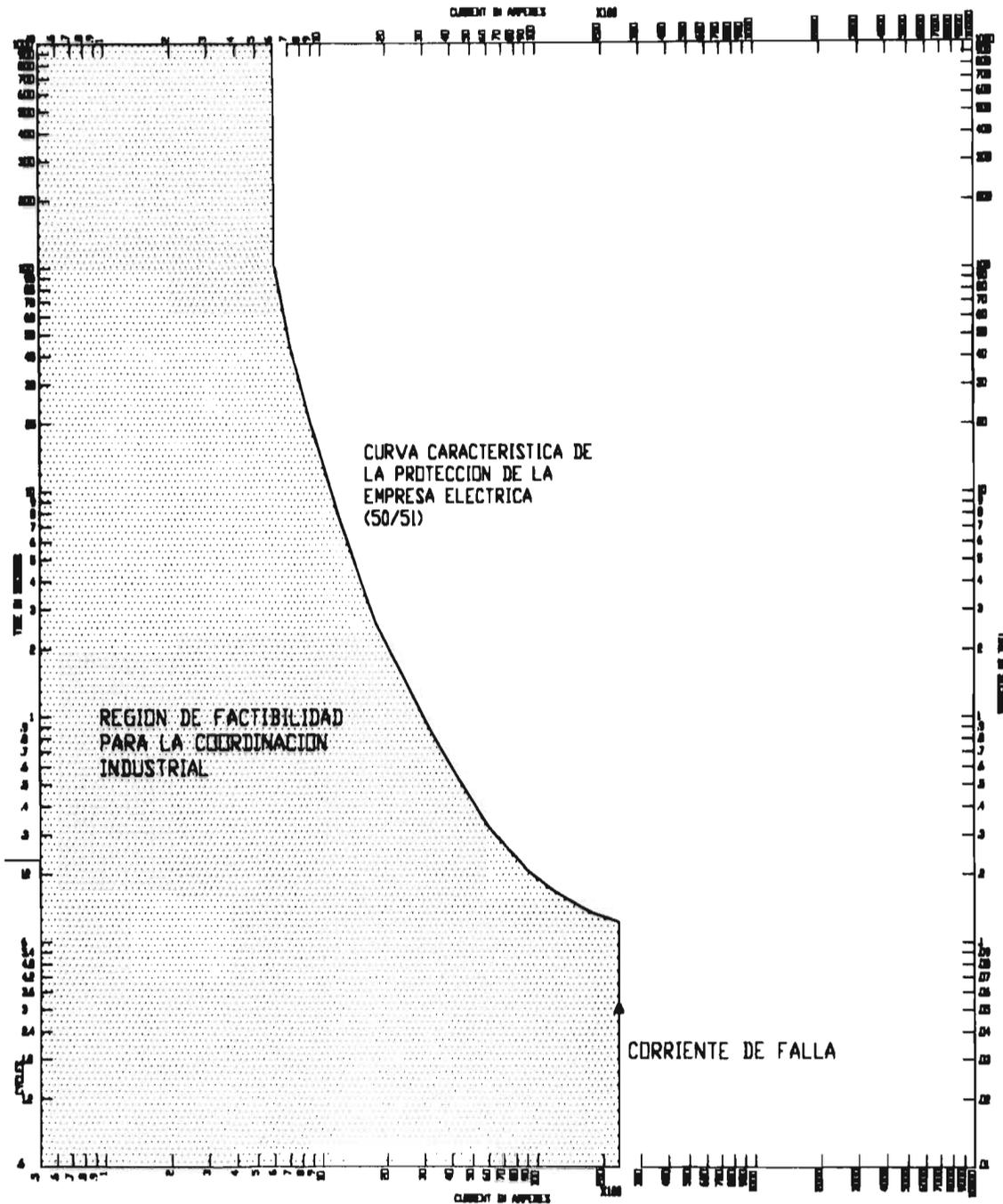
Es la región debajo de la curva características de la planta industrial cuando se ha considerado el intervalo mínimo de coordinación entre las protecciones de la empresa eléctrica y



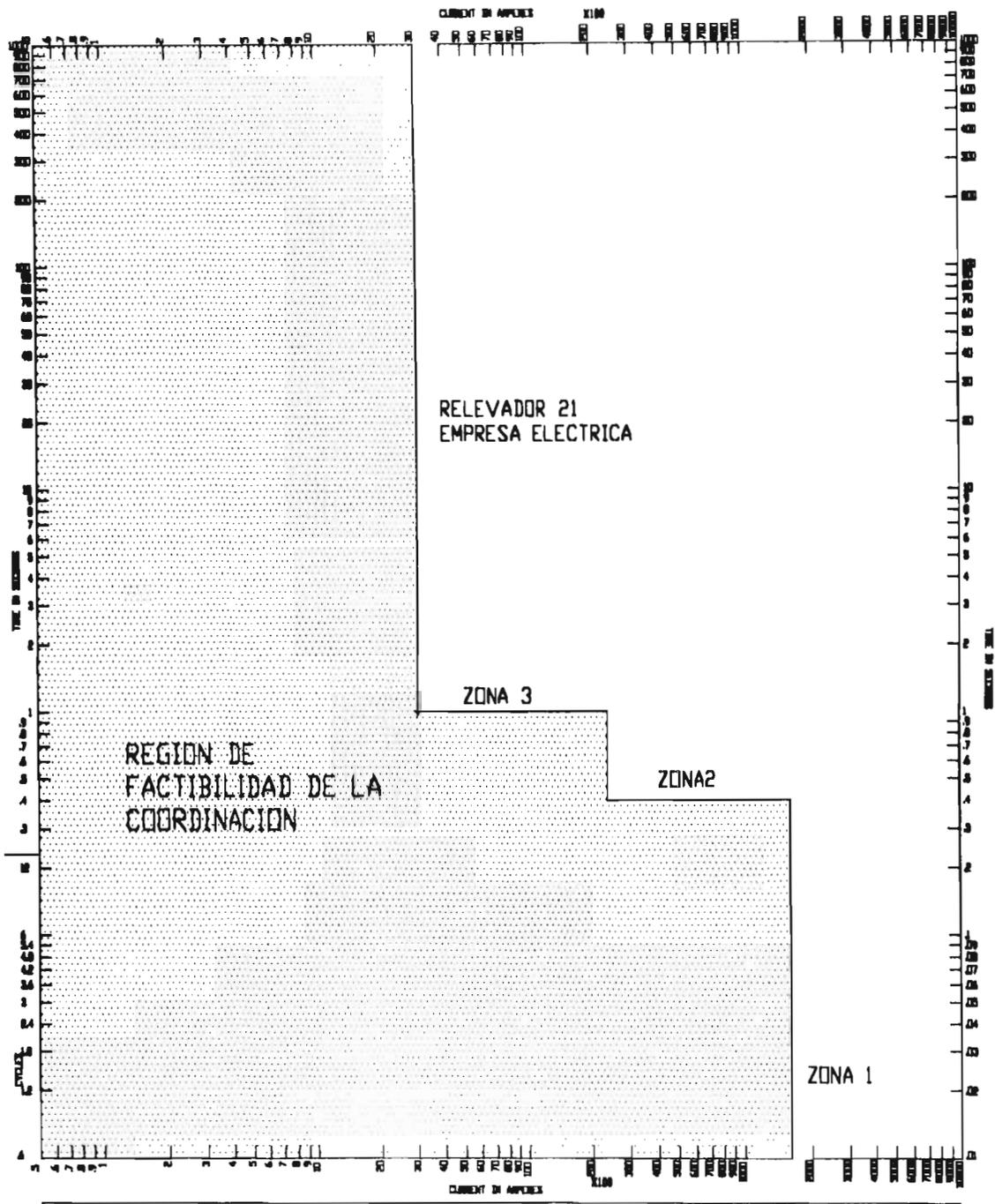
PROYECTO DE TESIS	CURVAS CARACTERISTICAS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
	MARINO GAITAN GUTIERREZ	
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NO. 1
		DATE 08-08-97



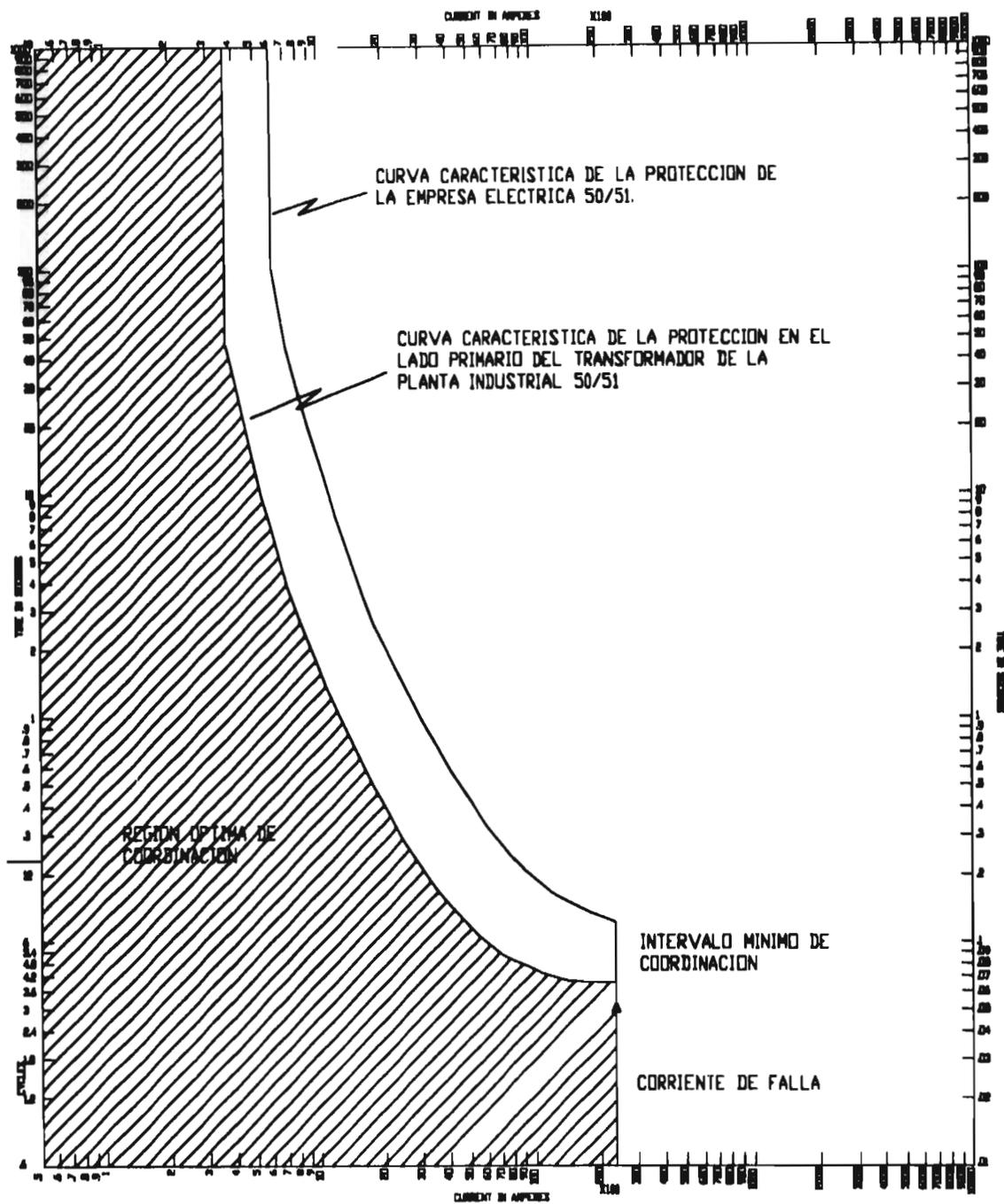
PROYECTO DE TESIS _____	CURVAS CARACTERISTICAS TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES	MARINO GAITAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO <u>4160 V</u>	NO. <u>2</u> DATE <u>08-08-97</u>	



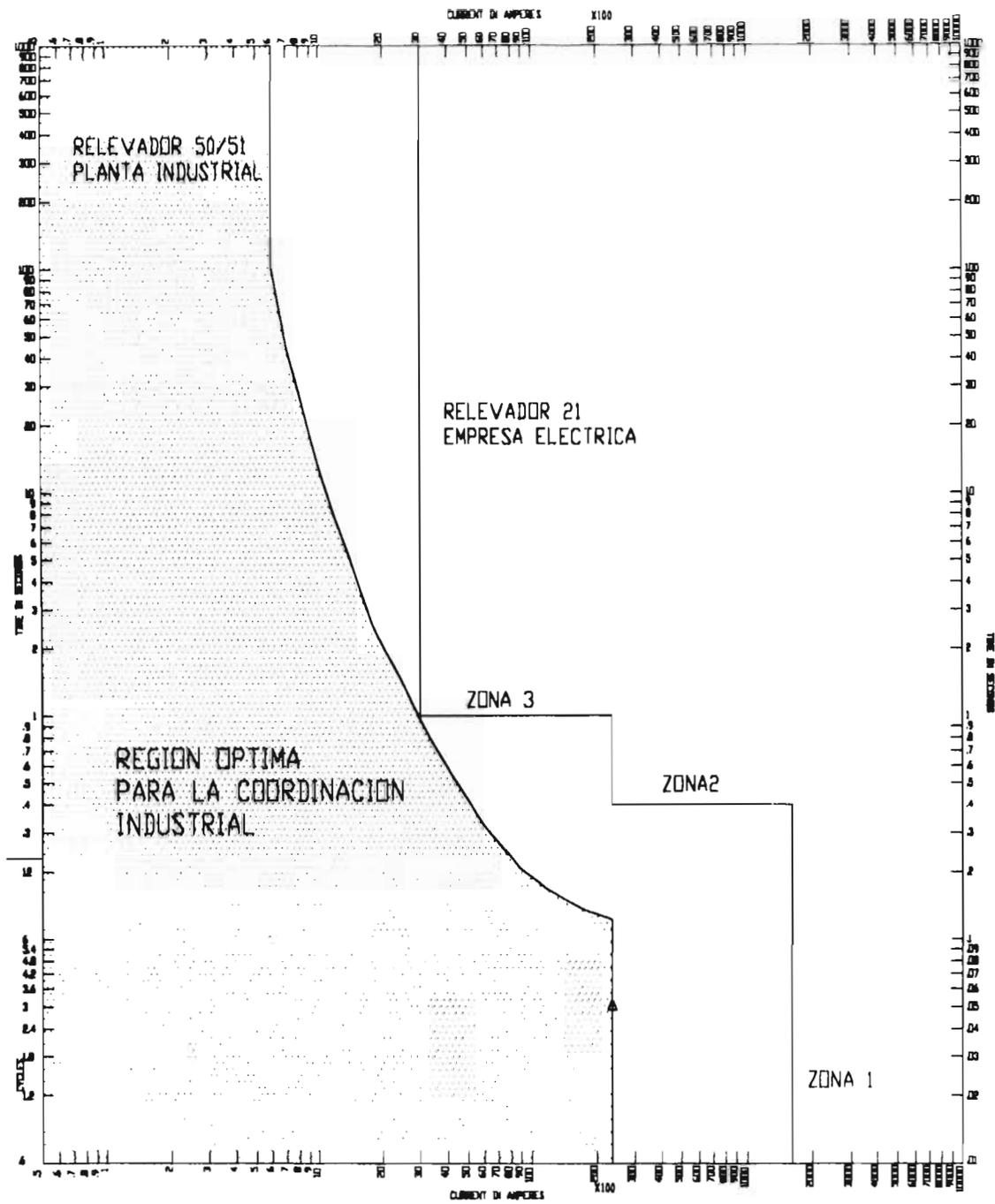
PROYECTO DE TESIS, <u>RELEVADORES 50/51</u>	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES <u>MARINO GAITAN GUTIERREZ</u>
CURVES ARE PLOTTED TO <u>13800 V</u>	NO. <u>3</u> DATE <u>09-03-97</u>



PROYECTO DE TESIS.	RELEVADORES 21	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GALTAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	13800 V	
		NO. 4
		DATE 09-03-97



PROYECTO DE TESIS	RELEVADORES 50/51	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GALIAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	13800 V	NO. 5
		DATE 09-03-97



PROYECTO DE TESIS	RELEVADORES 50/51, 21	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GALTAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	13800 V	NO. 6
		DATE 09-03-97

la protección primaria de la planta industrial, en esta región se ejecutarán todas las coordinaciones de las protecciones aguas abajo en la planta industrial (ver gráfica 5, 6).

Análisis de los problemas mostrados en las gráficas.

Caso 1. (gráficas 1, 3, 5)

Protección de sobrecorriente 50/51 en la red de la empresa eléctrica.

Como se puede observar en la gráfica 1, existe un problema de selectividad entre las protecciones en la interconexión. Esta se da como resultado del desconocimiento de los ajustes y curvas características de los relevadores 50/51 de la empresa eléctrica. Una buena práctica para la solución de este problema es conocer esta información de antemano y así estar en condiciones de definir las regiones de factibilidad y óptima para la coordinación industrial como lo muestran las gráficas 3 y 5. Utilizando o conociendo estas regiones se asegura la buena operación de las protecciones en esta interfase.

Caso 2. gráfica (2, 4, 6)

Protección de distancia 21 en la red de la empresa eléctrica.

En la gráfica 2 se puede observar como el relevador de distancia de la empresa eléctrica opera antes que la protección de la planta industrial, esto es debido principalmente en que se desconoce el ajuste de los equipos de protección de la empresa eléctrica. Esto no ocurrirá si el personal de la planta industrial pudiera definir las regiones de factibilidad y óptima para la coordinación, mostradas en las gráficas 4 y 6, las cuales pueden obtenerse fácilmente si el suministrador proporciona la información requerida de su protección de distancia.

4.2 METODOLOGÍA PROPUESTA.

Esta tiene por objetivo asegurar la buena operación de las protecciones eléctrica en la interconexión entre la empresa eléctrica y la planta industrial.

4.2.1 En la planta industrial.

Paso 1.

Conocimiento del esquema de protecciones de la empresa eléctrica en el alimentador de amarre (50/51, 50N/51N, 21).

Paso 2.

Niveles de cortocircuito trifásico y monofásico en la acometida proporcionados por el suministrador.

Paso 3.

Conocer ajustes (settings) y curvas características tiempo - corriente aplicados a las protecciones de la empresa eléctrica.

Paso 4.

Definir la región de factibilidad para la coordinación.

Paso 5.

Definir la región óptima de la coordinación industrial.

Paso 6.

Efectuar la coordinación de la red industrial buscando que esta quede dentro de la región de factibilidad.

Paso 7.

Efectuar ajustes.

Luego de seguir esta metodología se garantiza la operación selectiva y coordinada de las protecciones eléctricas.

4.2.2 En la empresa eléctrica.

Al realizar los cálculos de cortocircuito para ajustar y coordinar las protecciones eléctricas y dimensionar los equipos eléctricos, esta ofrece varios problemas a considerar.

Un punto no considerado en el diseño del esquema de protección, es que sus estudios de cortocircuito ignoran las posibles contribuciones de las cargas conectadas en la red de transmisión (ver gráfica 7).

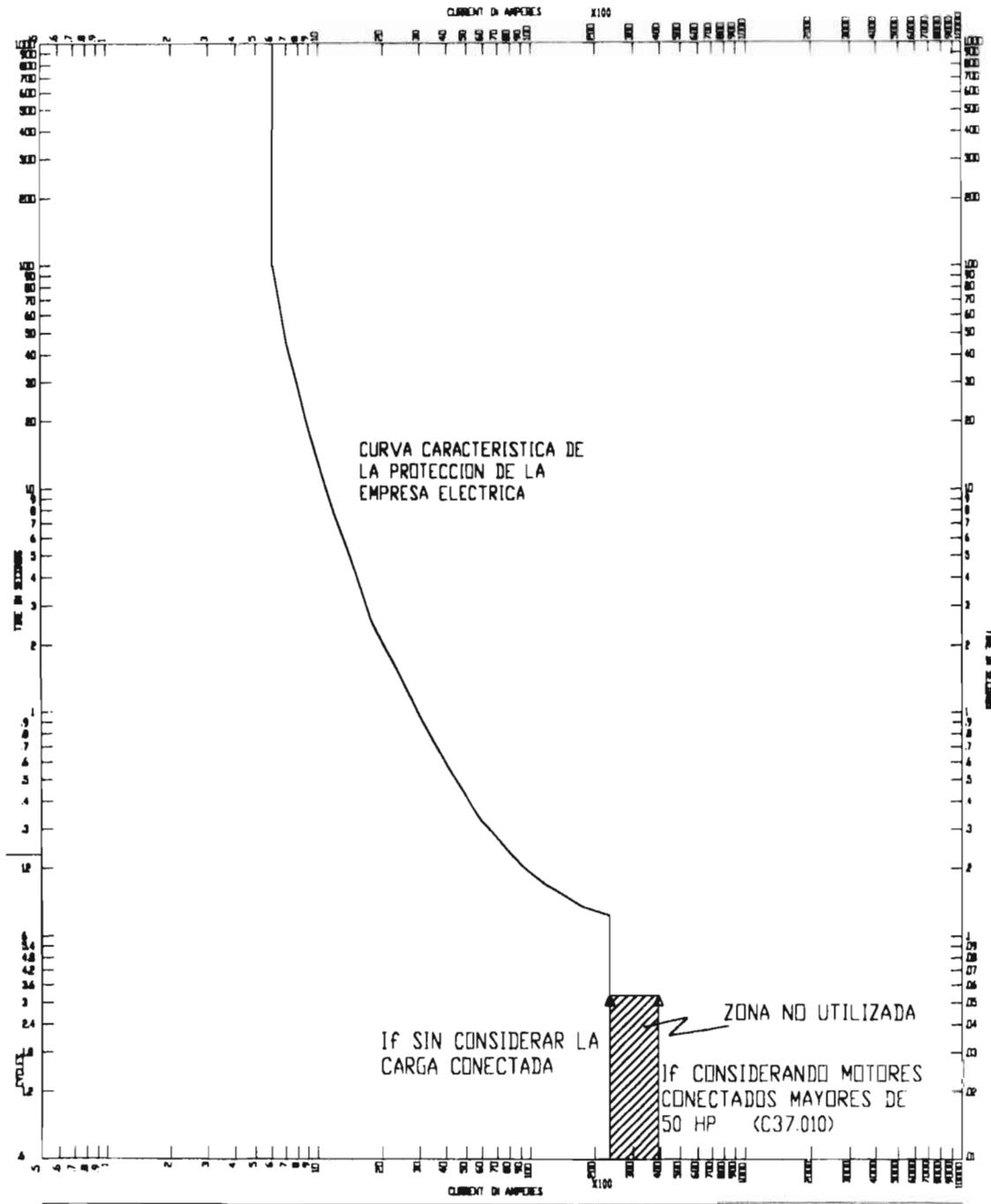
Esto genera tres problemas importantes:

Problema 1.

La no adecuada calibración de las protecciones tanto en la empresa eléctrica como en la planta industrial, debido a niveles de falla erróneos.

Problema 2.

Posible capacidad de corto circuito de los equipos insuficiente o limitada, sobre todo para el consumidor industrial.



PROYECTO DE TESIS: <u>RELEVADORES 50/51</u>	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES <u>MARINO GALIAN GUTIERREZ</u>
CURVES ARE PLOTTED TO <u>13800 V.</u>	NO. <u>7</u> DATE <u>09-03-97</u>

Problema 3.

Límites térmicos de los conductores posiblemente violados. Ya que para seleccionar un calibre específico se utilizan tres métodos que son: ampacidad, regulación de voltaje y cortocircuito, de los tres el que de el mayor calibre este será el seleccionado.

Metodología a seguir para solucionar estos problemas:

Paso 1.

Los ingenieros de protecciones de la empresa eléctrica preguntaran a la planta industrial si cuentan con motores mayores de 50 HP (C37.010 - 1979) [39].

Paso 2.

Actualización del corto circuito con las contribuciones de los motores.

Paso 3.

Actualización de la coordinación de acuerdo a la red 3, ANSI/IEEE C37.010[39] y ANSI/IEEE C37.5[40].

Esta red es para aplicación a relevadores temporizados a más de 6 ciclos, la representación equivalente del sistema incluye solamente generadores y elementos pasivos tales como: transformadores y cables, entre ellos y el punto de falla. Los generadores son representados por una impedancia transitoria, relacionada a la magnitud de decaimiento de la corriente de corto circuito del generador en un especificado tiempo de cálculo. Todas las contribuciones de los motores son omitidas. La componente de DC es cercana a cero y no es considerada.

De acuerdo a estas normas, las impedancias de las máquinas rotatorias usadas en el circuito para calcular la corriente de corto circuito depende del propósito del estudio. Existen tres redes a considerar según ANSI/IEEE std 141, 1993.

Red 1. First cycle duties para fusibles e interruptores de circuito de bajo voltaje (valor simétrico de la corriente de cortocircuito), en esta red las impedancia de las máquinas rotatorias son multiplicadas por un factor dado en la tabla A. La corriente de corto circuito calculada para buses de bajo voltaje son directamente aplicable para compararla con la capacidad de corto circuito de los interruptores de circuito de bajo voltaje, fusibles y otros equipos o capacidades expresadas como la corriente simétrica eficaz. Cuando las capacidades de los equipos son expresadas como una corriente total (asimétrica) este valor calculado es multiplicado por un

factor encontrado en estándares aplicables para obtener la apropiada corriente asimétrica del primer ciclo.

El "closing and latching duty de interruptores de circuito de mediano y alto voltaje" (momentary ratings) es encontrado por la corriente de cortocircuito de primer ciclo multiplicado por 1.6 (valor asimétrico).

Rotating-Machine Reactance (or Impedance) Multipliers		
Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
All turbine generators; all hydrogenerators with amortisseur windings, all condensers	$1.0 X_d'$	$1.0 X_d'$
Hydrogenerators without amortisseur windings	$0.75 X_d'$	$0.75 X_d'$
All synchronous motors	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Induction motors		
Above 1000 hp at 1800 r/min or less	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Above 250 hp at 3600 r/min	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
All others, 50 hp and above	$1.2 X_d'$	$3.0 X_d'$
All smaller than 50 hp	Neglect	Neglect

From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2] and ANSI/IEEE C37.5-1979 [3].

Tabla A Multiplicadores para las reactancias de las máquinas rotatorias.

Red 2. Contact - parting (interrupting) duties para interruptores de circuito de mediano y alto voltaje (arriba de 1000 V) (valores simétrico, ANSI C37.010 y asimétrico, ANSI C37.5 de la corriente de cortocircuito), también en esta red las impedancias de máquinas rotatorias se multiplican por factores dados en la columna "interrupting" de la tabla A. Estos valores son comparados con la capacidad de corto circuito simétrico o asimétrico de los interruptores de circuito según sea el caso.

Definition of Minimum Contact-Parting Time for AC High-Voltage Circuit Breakers (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2] and ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])	
Rated Interrupting Time, Cycles at 60 Hz	Minimum Contact-Parting Time, Cycles at 60 Hz
8	4
5	3
3	2
2	1.5

Tabla B. Minimun contact - parting time.

Además es necesario conocer la información del tiempo de interrupción del interruptor y contact parting time, ver figura 34 y tabla B.

Red 3. Corriente de cortocircuito para relevadores temporizados.

Las tres redes tienen los mismos elementos básicos excepto por la impedancia de las máquinas rotatorias.

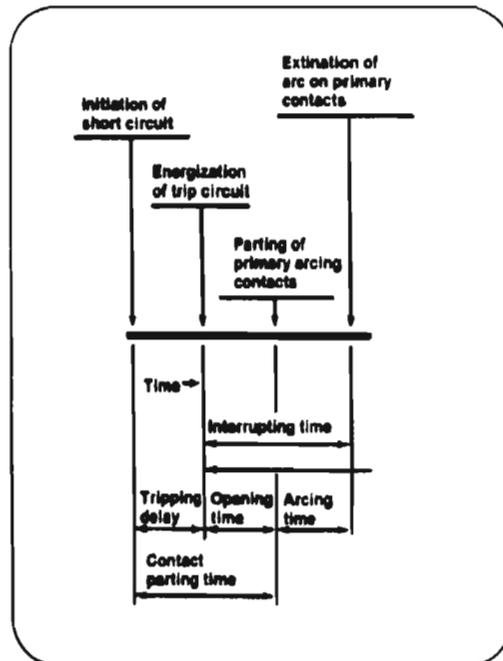


Figura 34. Definición de tiempo de interrupción según ANSI / IEEE C37.010, 1979.

Para la aplicación de relevadores instantáneos los valores de la corriente en los primeros ciclos determinada por la red 1 "first cycle network" debería ser utilizada.

Existen cálculos de la corriente de cortocircuito que no está de acuerdo a ANSI/IEEE, estos cálculos se realizan con los valores de impedancias de las máquinas rotatorias sin modificar.

4.3 VERIFICACIÓN DE LA COORDINACIÓN.

Para una buena coordinación se debe de cumplir con dos condiciones necesarias, estas son:

Condición necesaria 1.

Cumplir con los intervalos de coordinación (tiempos de operación entre pares de protecciones).

Condición necesaria 2.

Para que una coordinación sea factible las curvas propuesta deberán quedar incluidas en la región óptima de coordinación de la planta industrial, ver gráfica 5 y 6.

4.4 BÚSQUEDA DE LA SOLUCIÓN MÁS APROPIADA PARA UN CASO GENERAL.

Para encontrar un esquema de protección apropiado para un caso general se deberá de seguir la metodología descrita anteriormente junto con la aplicación de las regiones de factibilidad y óptima de la coordinación. A continuación se enumeran los puntos a considerar.

1. Es necesario un intercambio de información técnica muy estricto entre el personal técnico de ambas instalaciones y conjuntamente lograr un adecuado esquema de protección a un suministro de energía eléctrica particular.

Es muy importante conocer los ajustes y características tiempo - corriente de los esquemas de protección de ambas redes, para que la selectividad y coordinación de los equipos en este enlace pueda desempeñar su trabajo de una manera eficiente a la hora de presentarse una anomalía (región de factibilidad para la coordinación).

2. Tomar en consideración la existencia de motores (50 HP, ANSI/IEEE) para compensar errores en el cálculo de corto circuito y se hace necesario disminuir los tiempos de despejes, evitando daños a estos y a la instalación.

3. Otro punto importante a considerar es la probable existencia de generación en la planta industrial, con lo cual se hace más complicado el desempeño de los equipos de protección.

4. El tipo de arreglo en la acometida con lo cual se diseñará el posible esquema de protección adecuado para una instalación específica.

5. Conexión del transformador de potencia para fallas que involucran tierra (estrella - delta, delta - estrella).

6. Considerar una característica tiempo - corriente de la protección industrial que ofrezca una buena coordinación con un apropiado intervalo de tiempo con la de la empresa eléctrica (región óptima para la coordinación industrial).

7. Al cumplir con el punto anterior las protecciones aguas abajo en la planta industrial podrán ser coordinadas de manera confiable.

8. En el hecho de existir algún problema entre las curvas características de los equipos de protección en ambas redes, por ejemplo cruce de las curvas lo que origina la no selectividad se hará necesario discutirlo y así obtener una solución adecuada para ambas instalaciones.

2. Considerar la presencia de la adecuada selección de los dispositivos de sobrecorriente (50/51,21) en los grupos A y B de la figura 35, con la aplicación de los intervalos mínimos de coordinación.
3. La adecuada utilización de las unidades de sobrecorriente instantáneas para la desconexión rápida para fallas severas en esta interfase, tomando en cuenta la corriente máxima de corto circuito en un punto específico.
4. La utilización de relevadores de sobrecorrientes direccionales 67 o de potencia inversa 32 para los casos en la cual existen coenergación o alimentadores de doble acometida.

Cada elemento de protección de sobrecorriente citado en cada punto hace referencia a la figura 35, que podría ser el mínimo equipo necesitado para cumplir con los requerimientos de ambas instalaciones.

En el capítulo siguiente se ejemplificará cada uno de los problemas citados en este capítulo y entonces darle solución con la utilización de la metodología descrita y las aplicaciones de las regiones de factibilidad de la coordinación y las regiones óptima de la coordinación industrial, como resultado del análisis de varios casos reales se culminará con un esquema de protección que se propondrá en esta interfase.

CAPÍTULO 5.

SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

La red eléctrica a ser simulada y analizada consta de dos acometidas operando en paralelo (ver anexo F [41]), cada una alimentando una parte de la carga y consta con sus respectivas transferencias automáticas en el hecho de que se pierda por falla una de las dos alimentaciones, evitando la falta de suministro a la planta industrial. Con el esquema de doble acometida se hace más confiable el suministro de energía eléctrica.

La red industrial es un caso real la cual presenta los siguientes problemas:

1. Mala selectividad.
2. Mala coordinación.
3. Tiempos de despejes muy grandes.
4. Posibles apagones.

Los problemas y posibles soluciones se simularán y analizarán por casos, los cuales serán descritos a continuación, cada caso se muestra en gráficas, con su diagrama unifilar, protecciones disponibles, cargas conectadas, transformador y voltajes de ambos lados de este. Igualmente se observan los niveles de corto circuito en las barras. Cabe hacer notar que los ajustes de las protecciones de la empresa eléctrica y la planta industrial son los actuales, esto es, los ajustes que se encuentran en campo. Además se harán algunas consideraciones en generar cambios en los ajustes y curvas características de las protecciones, estos cambios se basarán principalmente en la metodología explicada y en las definiciones de las regiones de factibilidad para la coordinación y la región óptima para la coordinación industrial, estas modificaciones serán las propuestas para mejorar el esquema de protección, los cuales tanto el suministrador y el consumidor tendrán la última palabra para aplicar estos ajustes propuestos, analizados en este trabajo de investigación. Cada caso se referirá a tres gráficas las cuales muestran la coordinación de las protecciones, región de factibilidad para la coordinación y la región óptima para la coordinación industrial respectivamente.

Caso 1.

En muchas ocasiones la coordinación de la planta industrial es realizada sin tener conocimiento de que clase de protección se tiene en la acometida de la empresa eléctrica, mucho menos sus ajustes y características. Por tal motivo se presentan disparos no deseados que afectan a toda la planta o a otros abonados a la red, ya que no existe una correcta selectividad y coordinación. Estos problemas se muestran en la gráfica 8 la cual muestra como el esquema de protección de la planta estaría operando satisfactoriamente sin considerar de que existe la protección de la empresa eléctrica. Se observa en la gráfica 8 que la selectividad y los márgenes de coordinación están dentro de los rangos establecidos. Pero entonces ocurre una falla y la planta industrial queda sin suministro, esto sucedió porque la característica del relevador de la empresa eléctrica tiene una característica como la mostrada en la gráfica 9 lo que muestra problemas de selectividad y en márgenes de coordinación, la gráfica 10 nos muestra una región de no factibilidad, con está se observa claramente que no se puede realizar una coordinación adecuada en la planta industrial, como resultado se darán malas operaciones de los equipos.

Para tratar de solucionar este problema se tendrán algunas alternativas, la que proporcione un mejor desempeño será la que se pudiera aplicarse en esta interconexión. Cabe hacer notar que las alternativas a utilizar son las siguientes:

1. Cambio de los ajustes taps y palanca hasta sus valores mínimos, siempre y cuando sean disponibles.
2. Cambios en la relación de los transformadores de corrientes, si no se pudiera mejorar con la alternativa 1.
3. Cambio de las protecciones de la planta industrial.
4. Modificar la característica y ajuste del relevador de la empresa eléctrica, este será el último recurso a considerar.

Aplicando estas alternativas al caso 1 se tiene:

Alternativa N. 1.

Con las protecciones eléctricas actuales se tratará de realizar cambios en los ajustes, esto es, buscando los taps y palanca mínimos para compensar en algún grado el problema mostrado en la gráfica 9.

Los relevadores utilizados en la planta industrial son bastantes flexibles (multifunciones), por lo tanto tienen un conjunto de ajustes como los mostrados.

$I_n = 5$, rango de taps: $0.4I_n$ $3.55I_n$ (etapas de $0.05I_n$) = I_p [amperes]

Palanca de tiempo: 0.05.....1.6 segundos. (etapas de 0.05)

Instantáneo de: $2I_p$ $19I_p$; Tiempo del instantáneo: (0.025 - 0.8 segundos)
(etapas de 0.025)

Debido a que podemos ajustar a valores más pequeños esta alternativa es viable, lo cual se muestra en la gráfica 11, en tal gráfica se observa como se mejora la coordinación en la planta industrial, ya que existe una región de factibilidad (gráfica 12) estamos en condiciones de definir una región óptima para la coordinación industrial mostrada en la gráfica 13, realizando la coordinación industrial dentro de esta región se garantizará una operación ordenada. Pero existe un inconveniente en esta gráfica, los márgenes de coordinación no son los adecuados, por ejemplo para la F2 el margen entre la protección 3 y 4 es de 0.12 segundos, esto es inevitable ya que la protección de la empresa eléctrica es una restricción. Se puede asegurar que con los equipos mostrados en la gráfica 11 es lo más que pudiera ser mejorado la coordinación. Como una última opción los ingenieros de protección pudiera sugerir que se cambien los relevadores de la planta industrial a los de tiempo definido para mejorar los márgenes de coordinación. La siguiente alternativa nos ilustrará como con el cambio en los ajustes del relevador de la empresa eléctrica se pudiera solucionar los problemas de márgenes de coordinación inadecuados.

Alternativa N.2.

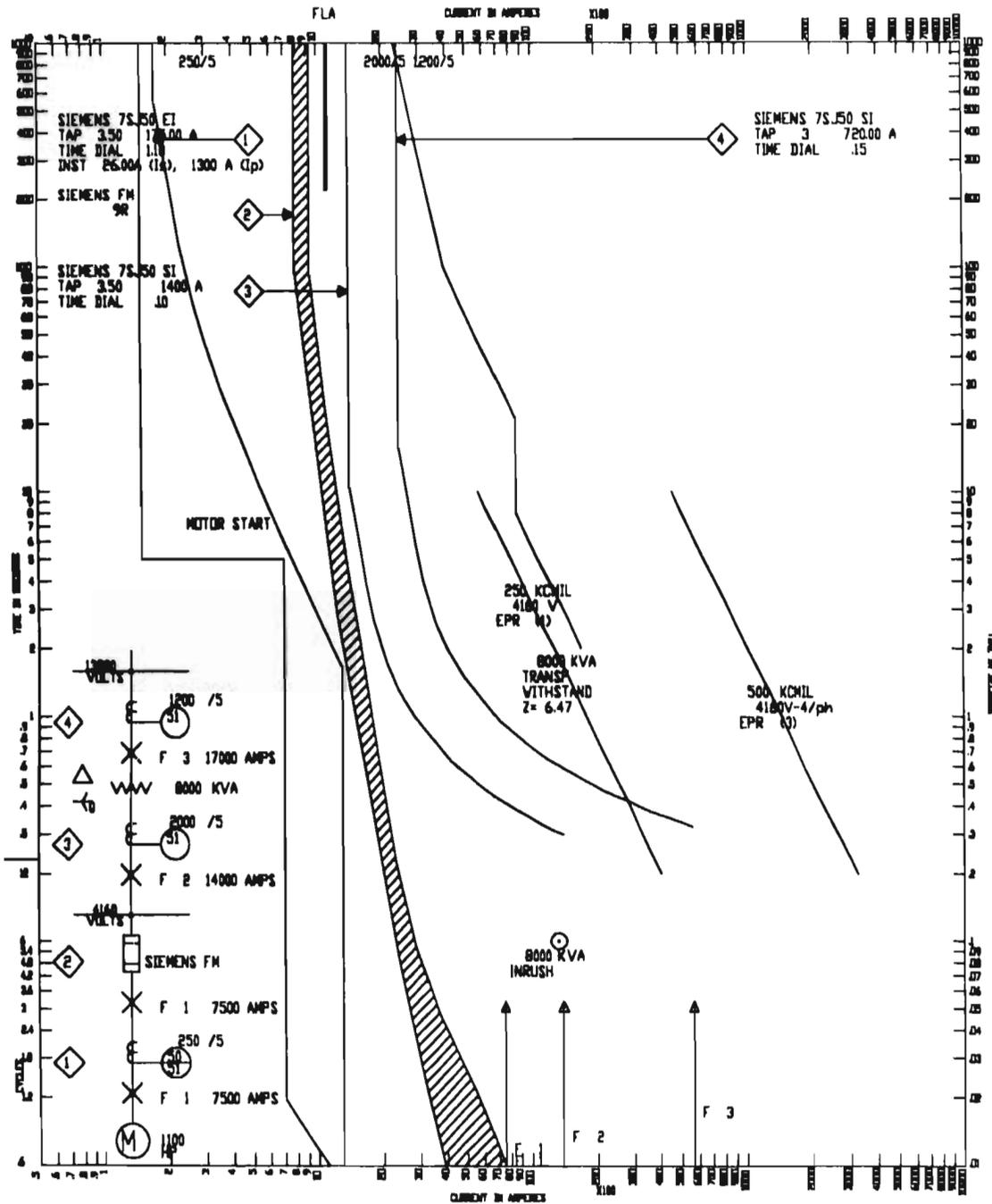
En nuestra búsqueda de una solución más apropiada podemos encaminar nuestra atención a la protección de la empresa eléctrica, esto sería como una última alternativa ya que con los relevadores de la planta industrial ya no es posible hacer nada. Aplicando los nuevos ajustes se

puede observar (gráfica 14) que los márgenes están dentro de rango, por ejemplo para la F2 el margen entre la protección 3 y 4 es de 0.3 segundos.

Con estos nuevos ajustes se definirán nuevas regiones de factibilidad y óptima para la coordinación industrial (gráfica 15 y 16).

A manera de conclusión y observando la gráfica 15 se puede decir que es factible realizar una correcta coordinación ya que todas las protecciones de la planta industrial estarán dentro de la región óptima como se muestra en la gráfica 16. La gráfica 17 muestra como se pudiera aplicar unidades instantáneas para mejorar los tiempos de operación, pero como se puede observar los ajustes disponibles en el equipo no son los adecuados, es necesario encontrar un rango más amplio.

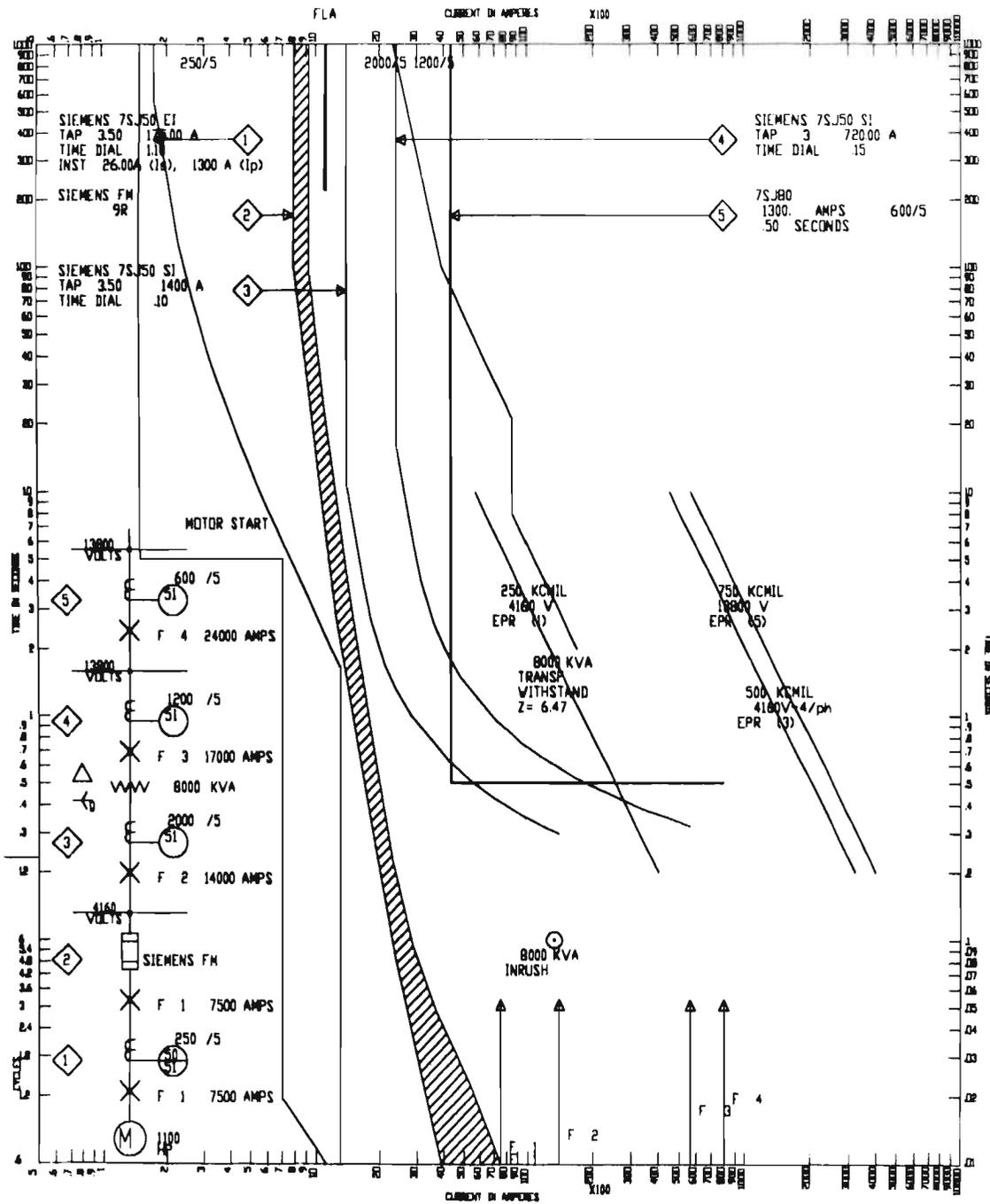
Este caso representa una manera de ejemplificar como es de verdadera importancia realizar los estudios y análisis de una manera muy estricta entre los ingenieros de ambas redes eléctricas y lograr que un esquema de protección propuesto sea el adecuado, es mostrada en la gráfica 18, en esta hemos cambiado el relevador de la empresa eléctrica lo cual puede considerarse como lo mejor que pueda ocurrir al esquema de protección en la interconexión. Las regiones de factibilidad y óptima de coordinación se muestran en las gráficas 19 y 20 respectivamente. Cabe hacer notar que desgraciadamente este procedimiento es raramente aplicado, pero lo que se pretende con esta investigación es mostrar como se mejora la coordinación con la realización de algunos cambios en los equipos en ambas redes.



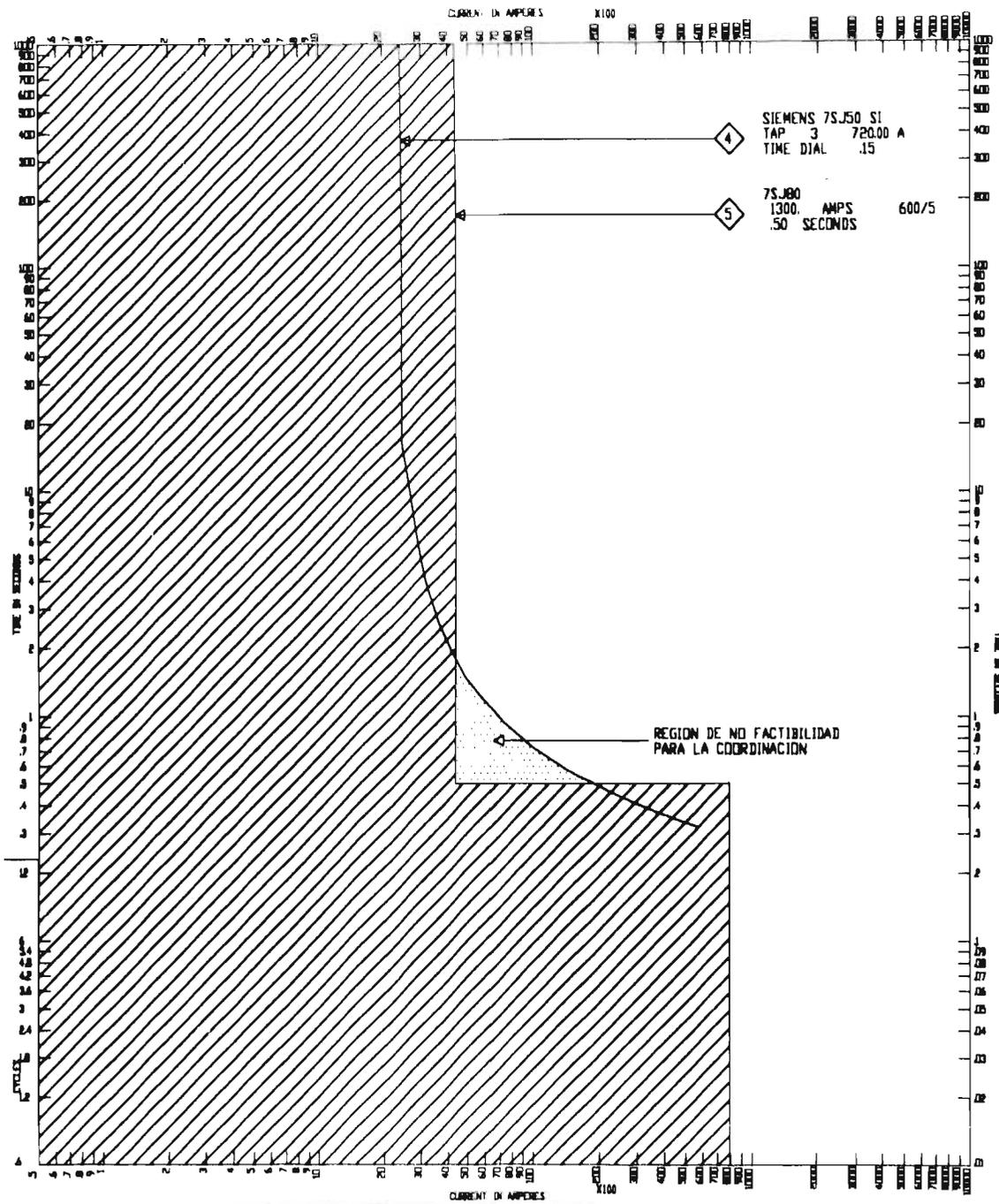
UNAM PROYECTO DE TESIS TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES MARINO GALVAN GUTIERREZ

CURVES ARE PLOTTED TO 4160 V

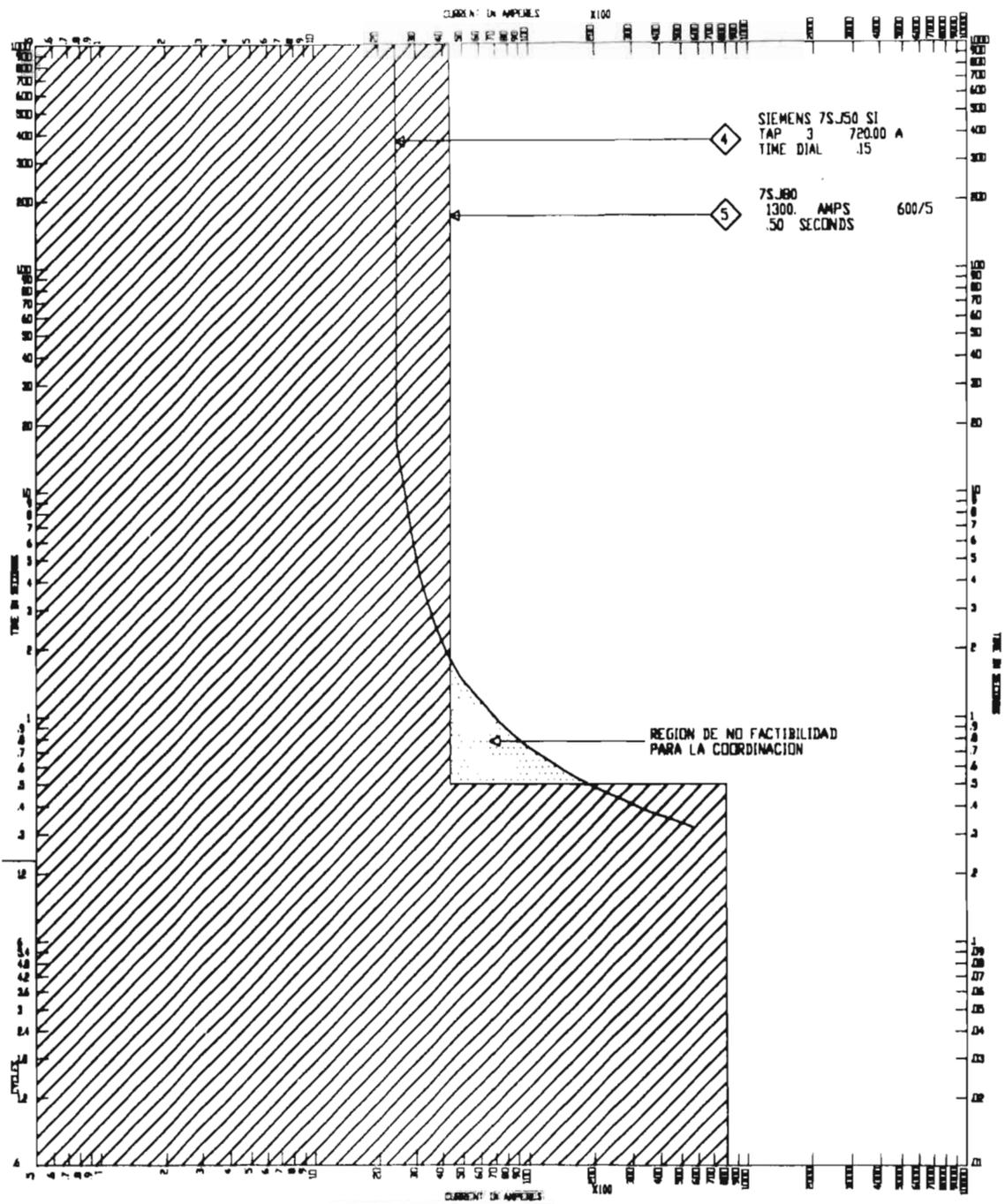
NO. 8
DATE 08-08-97



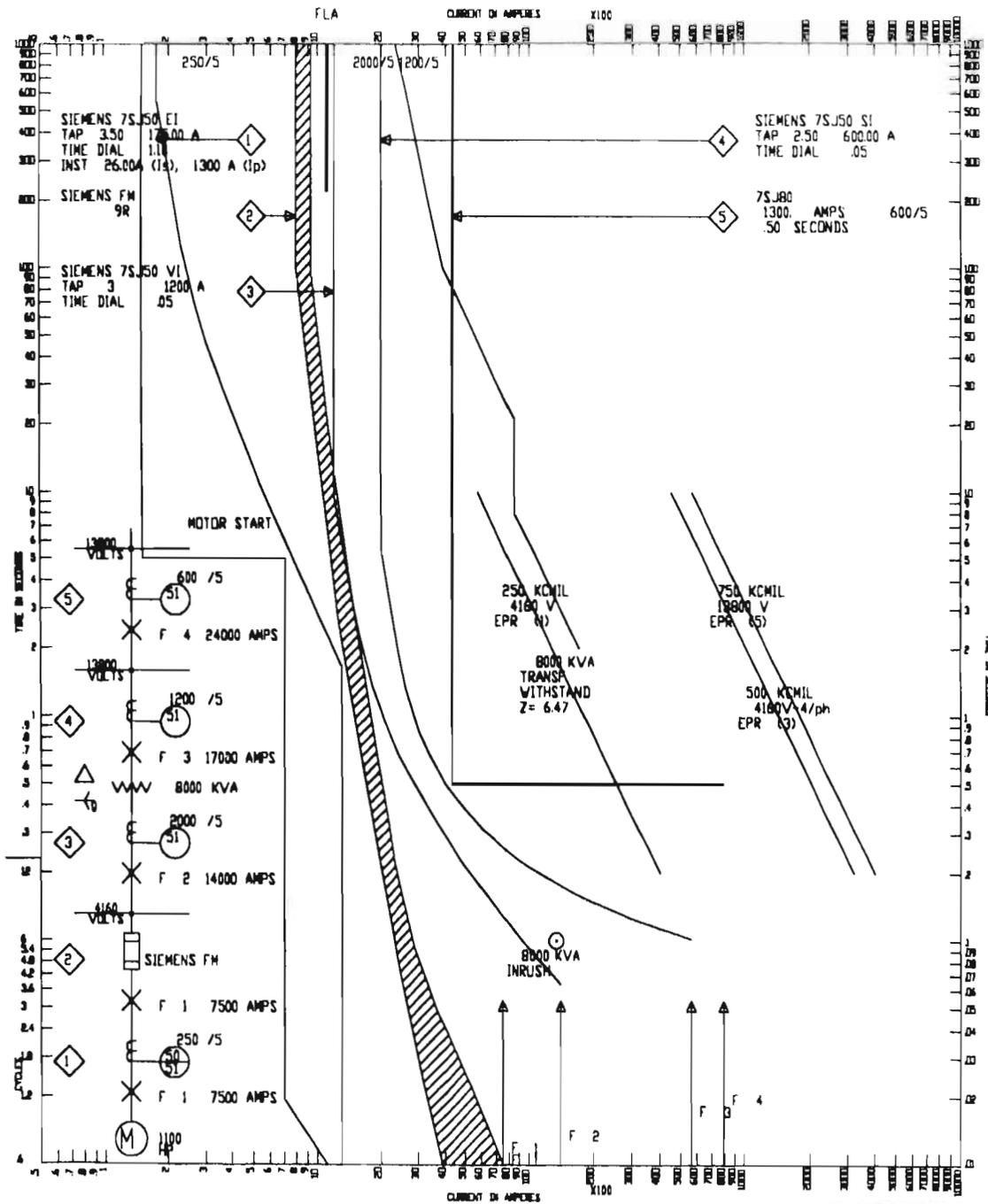
UNAM		PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GAITAN GUTIERREZ	
CURVES ARE PLOTTED TO		4160 V	NO. 9
			DATE 08-08-97



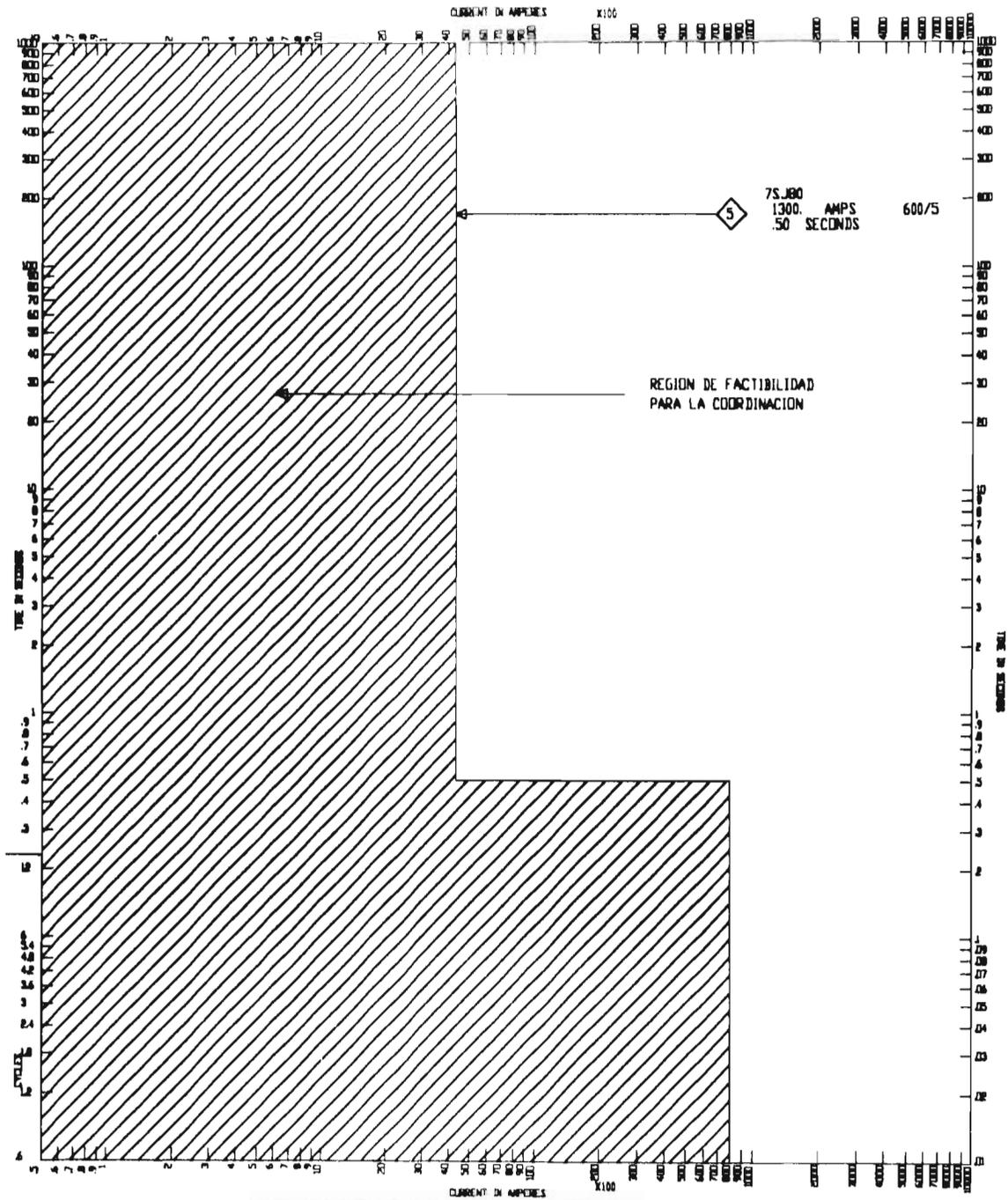
UNAH	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GALIAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NEL <u>10</u> DATE <u>08-08-97</u>



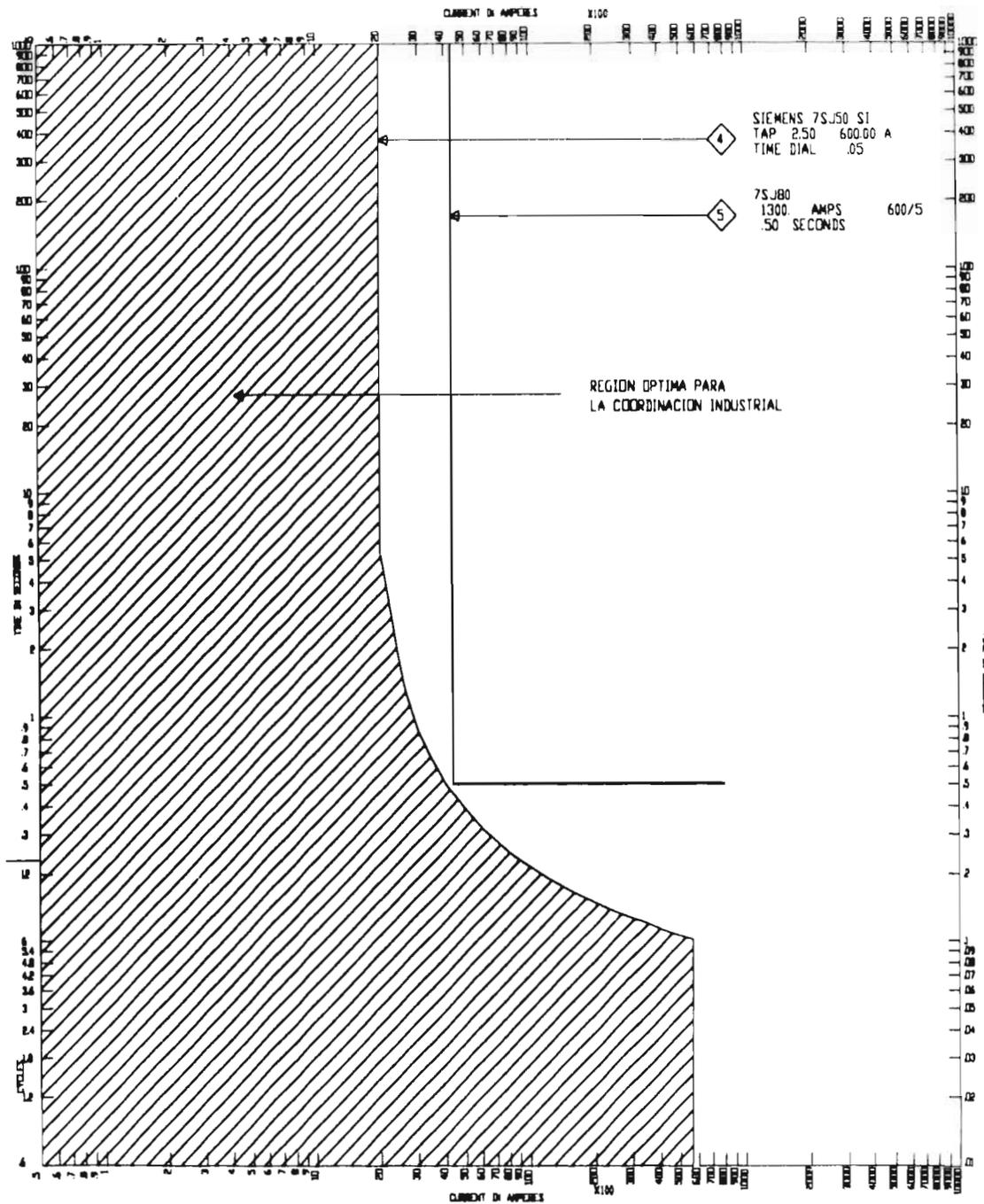
UNAM	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GALTAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	
		NO. 10
		DATE 08-08-97



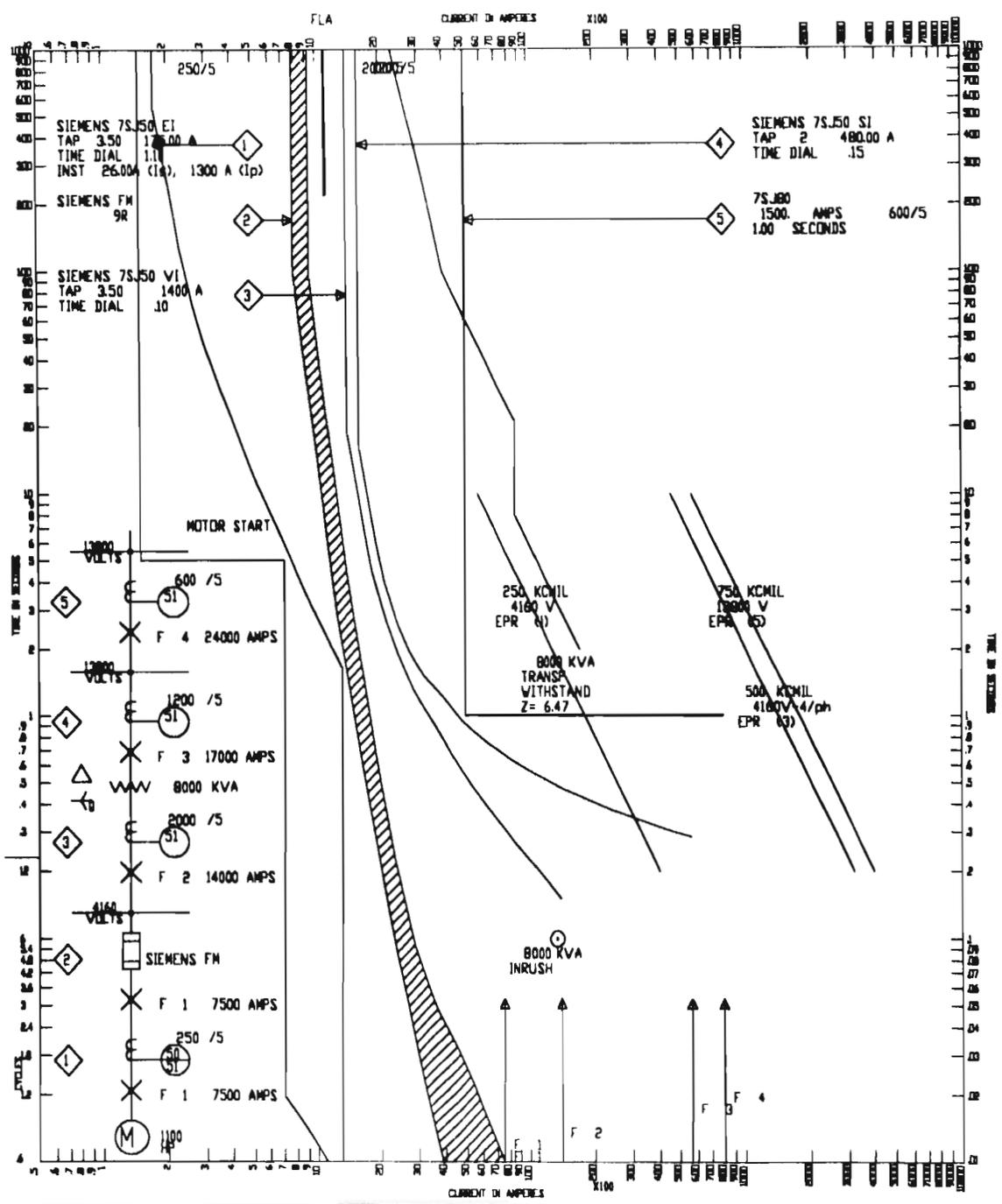
UNAM		PROYECTO DE TESIS		TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES	
				MARINO GAITAN GUTIERREZ	
CURVES ARE PLOTTED TO		4160 V		NO.	11
				DATE	08-08-97



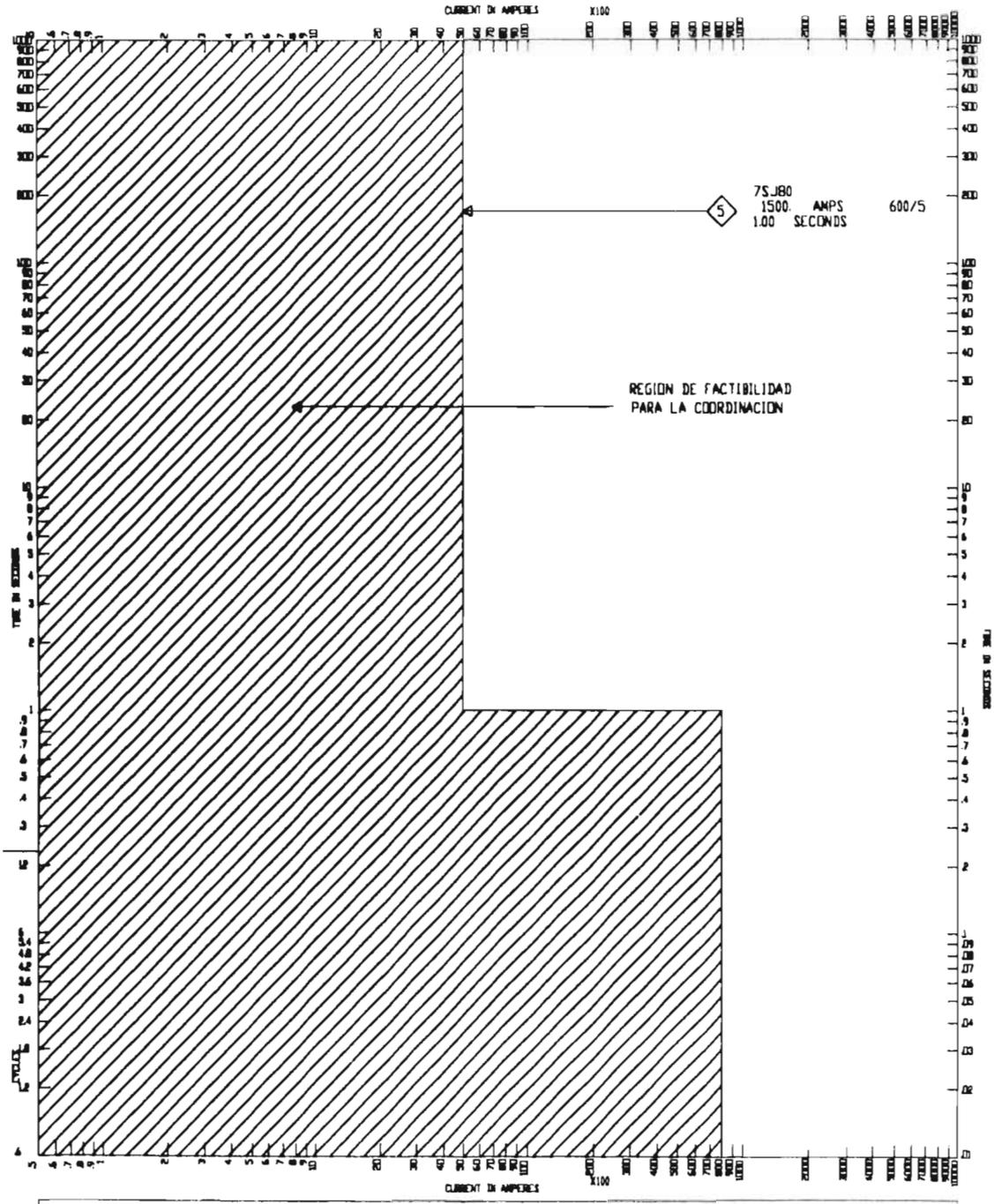
UNAM	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GAITAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NO. 12
		DATE 08-08-97



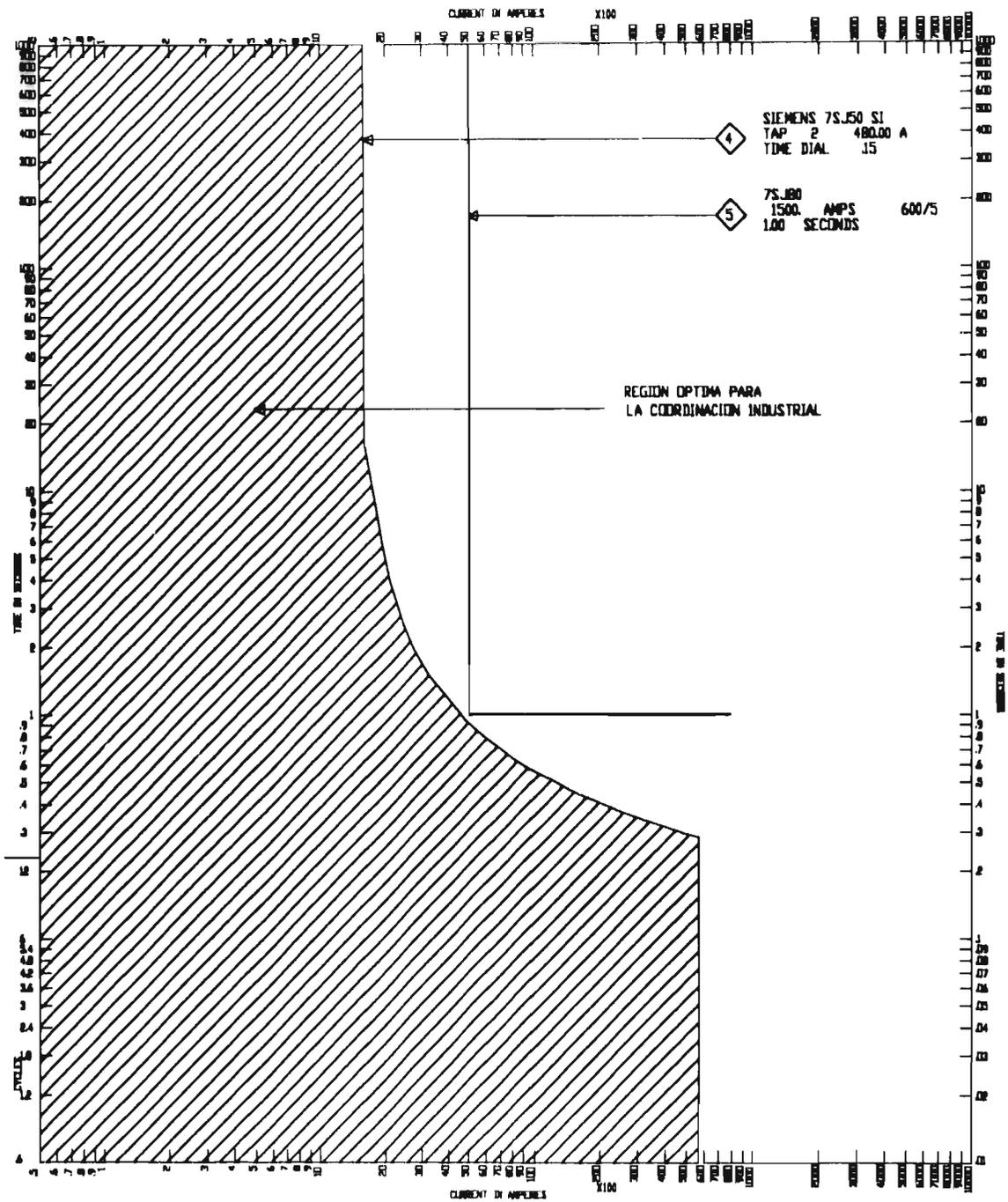
UNAM	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GAITAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NO. 13
		DATE 08-08-97



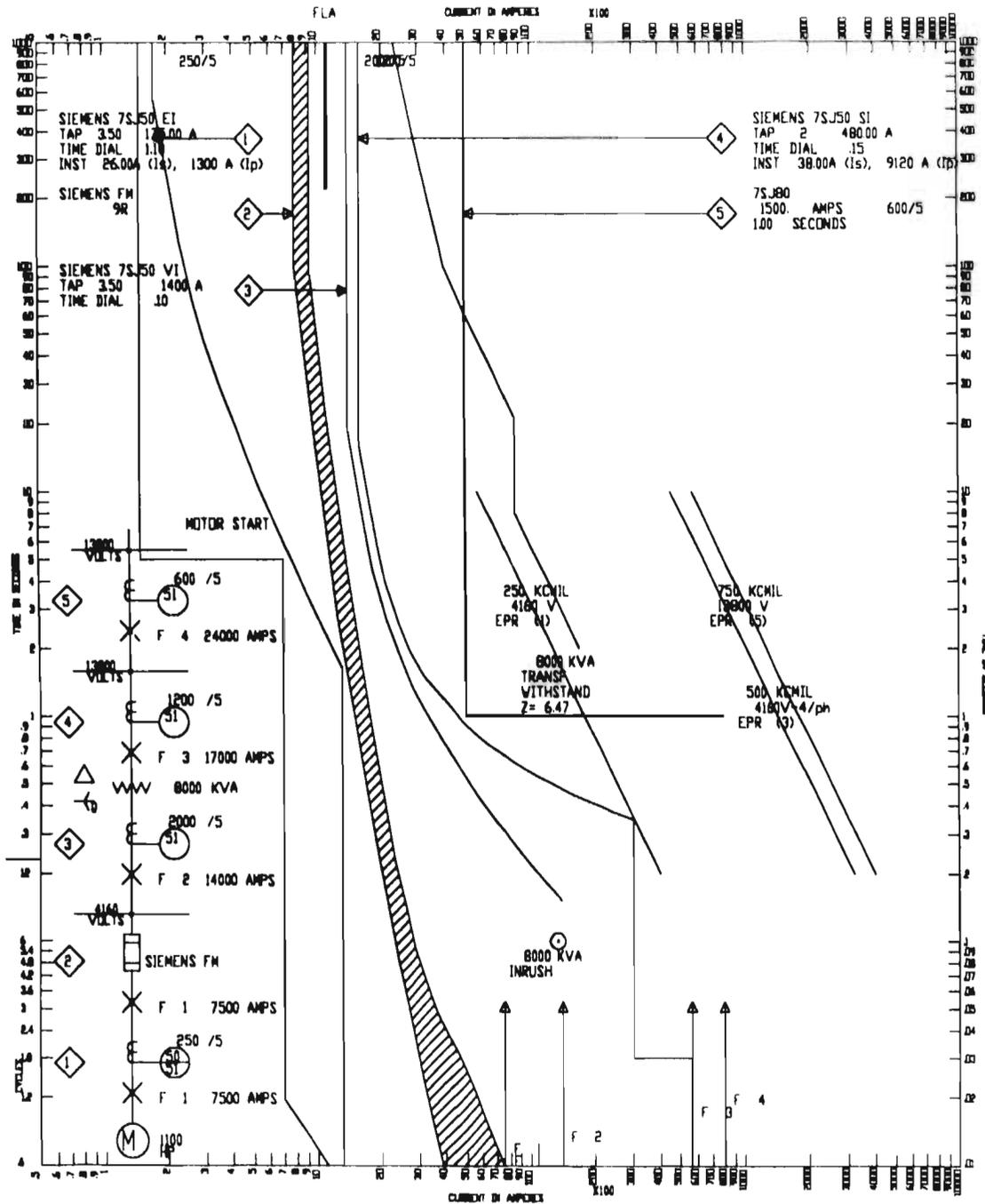
UNAM	PROYECTO DE YESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GALIAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NO. 14
		DATE 08-08-97



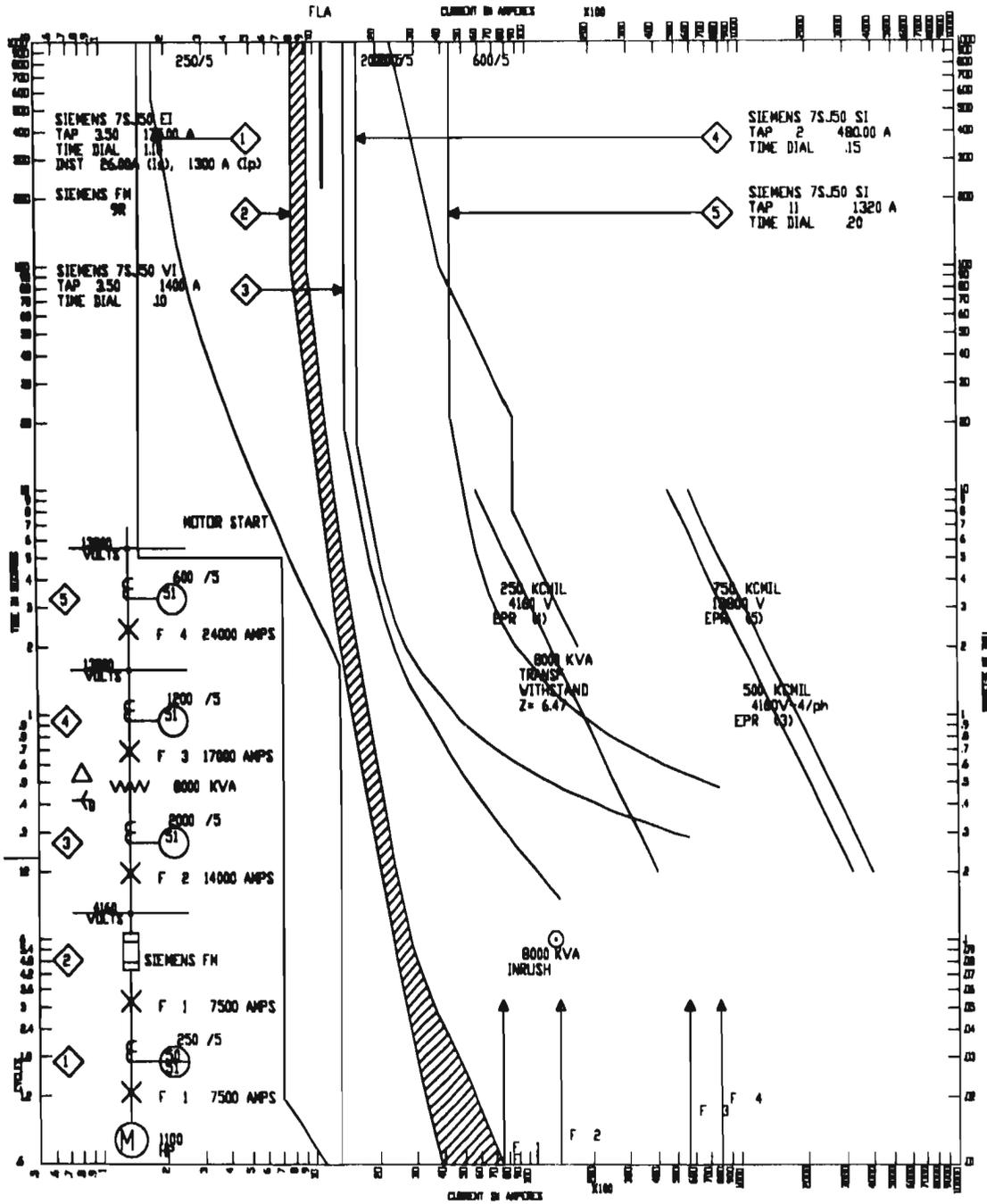
UNAH	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GAITAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO 4160 V		NO. 15
		DATE 08-08-97



UNAH	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GAITAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NEL 16
		DATE 08-08-97



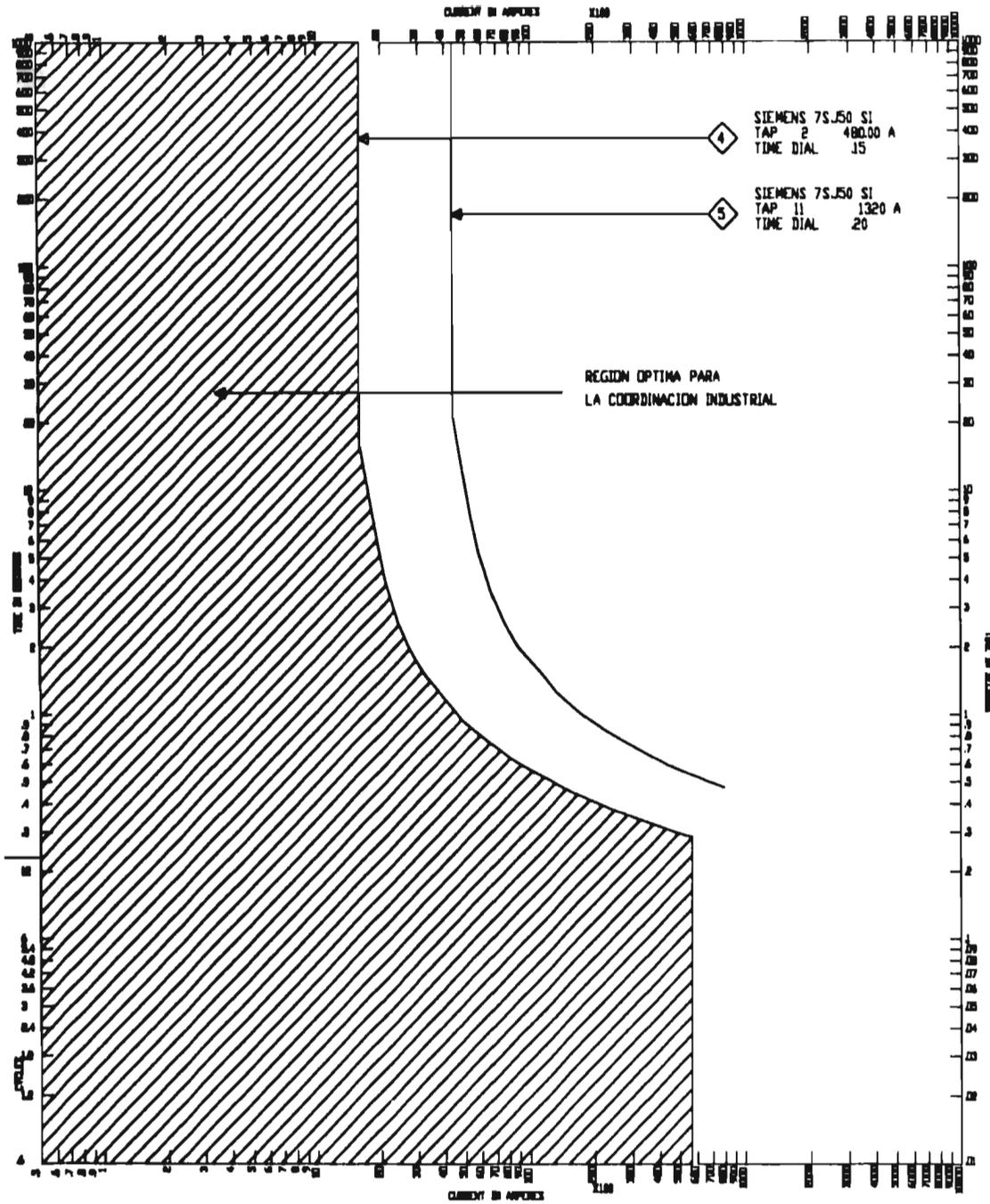
UNAM PROYECTO DE TESIS TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 CURVES ARE PLOTTED TO 4160 V MARINO GAITAN GUTIERREZ
 NCL 17
 DATE 08-08-97



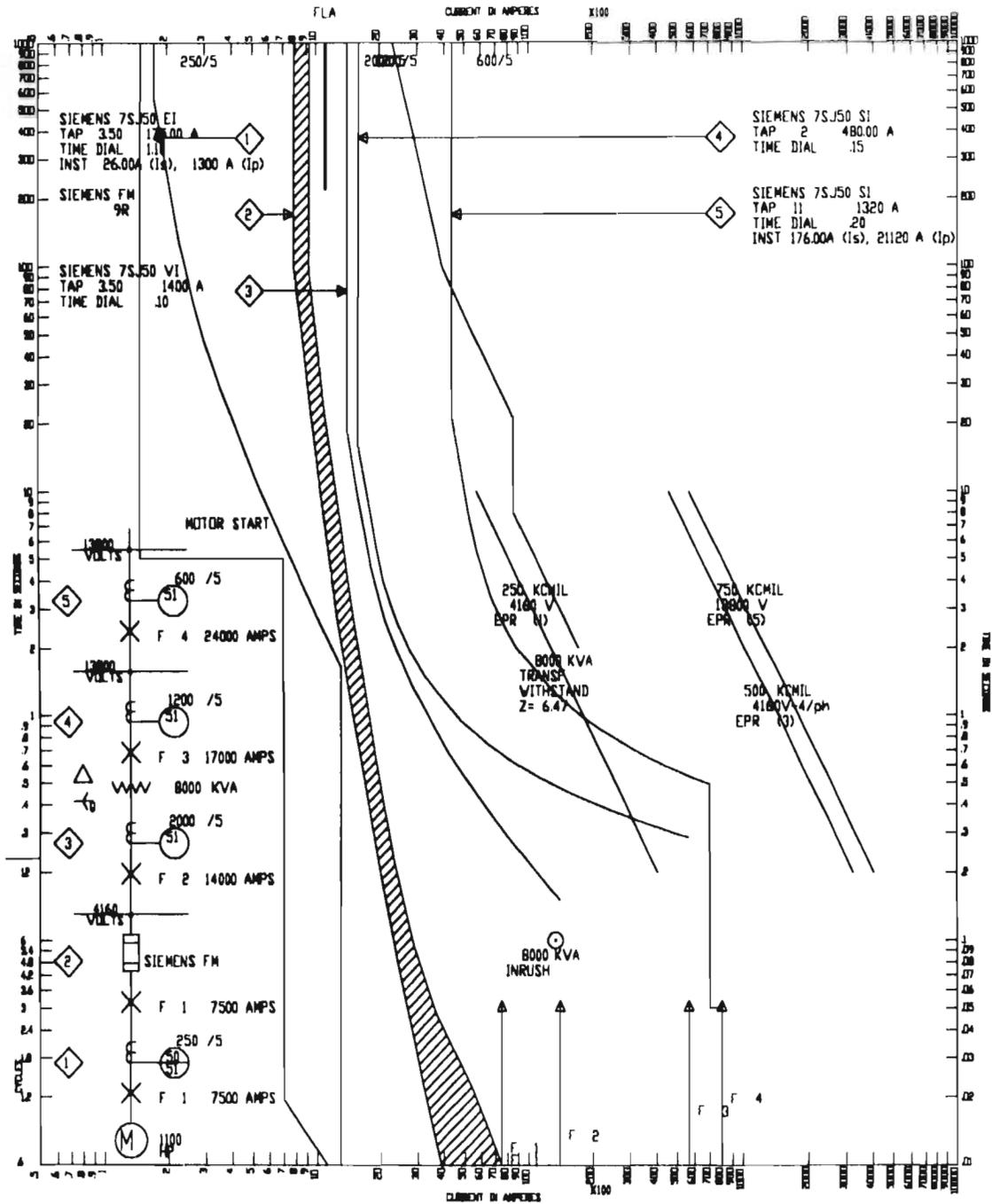
PROYECTO DE IESIS TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 LINAM MARINO GALTAN GUTIERREZ

CURVES ARE PLOTTED TO 4160 V

 NCL 18
 DATE 08-08-97



UNAM	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GAITAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NO. 20
		DATE 08-08-97



UNAH		PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
			MARINO GALTAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO		4160 V	
		NO.	21
		DATE	08-08-97

Caso 2.

En este caso iniciaremos nuestro análisis suponiendo que no se conoce la característica de la empresa eléctrica como anteriormente ha sido considerado, para ejemplificar lo que realmente sucede.

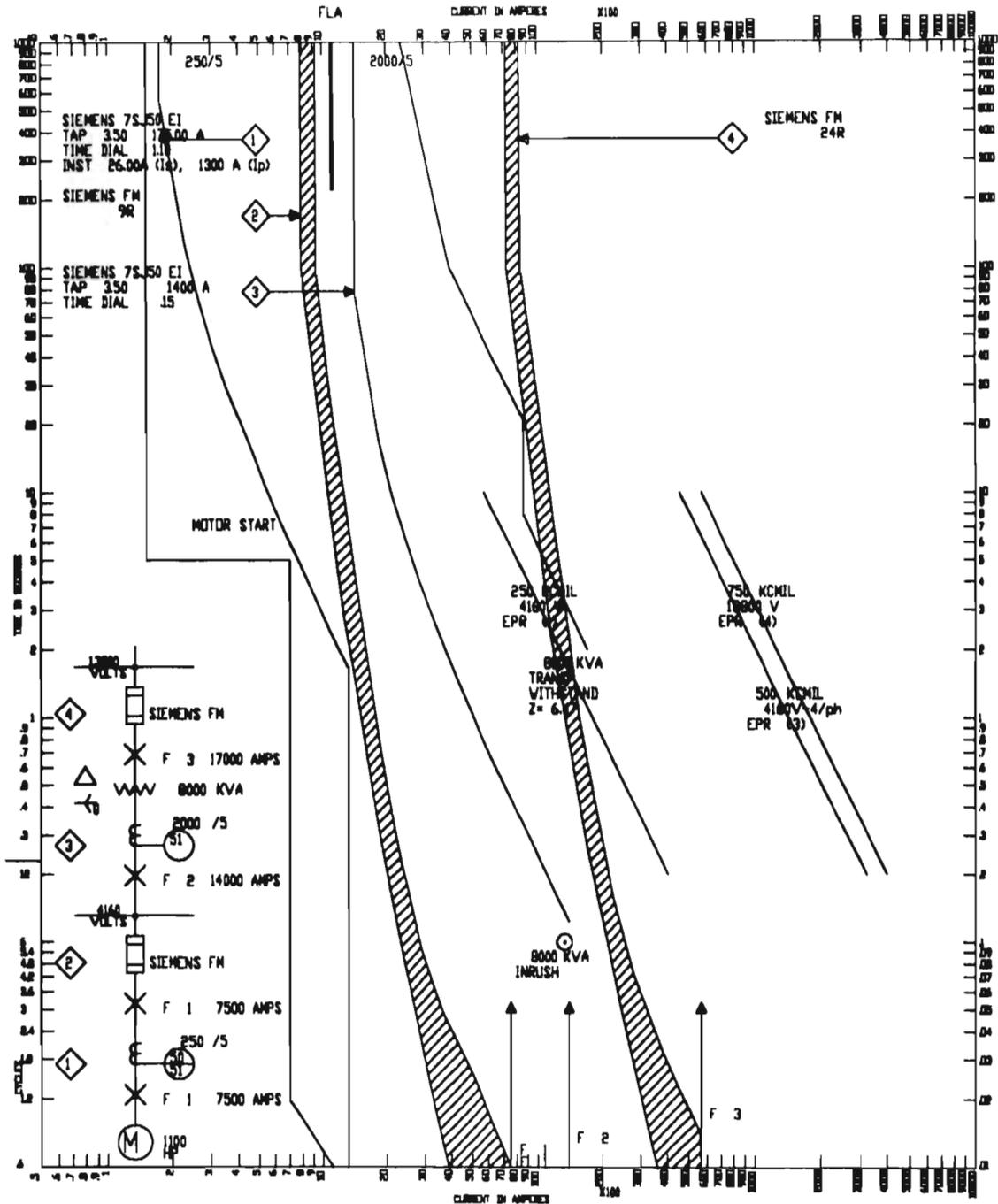
En muchas redes eléctricas se acostumbra tener una protección en el lado primario del transformador con fusibles, que nos sirve de protección ineficiente del transformador y de respaldo a las protecciones del lado de baja tensión. La razón de utilizar este tipo de protección es por economía, la gráfica 22 muestra este hecho, con este tipo de equipo se omite la existencia de interruptor de circuito asociado a los relevadores lo cual podría considerarse como una ventaja.

Con la aplicación de fusibles se encuentran los siguientes inconvenientes (gráfica 22):

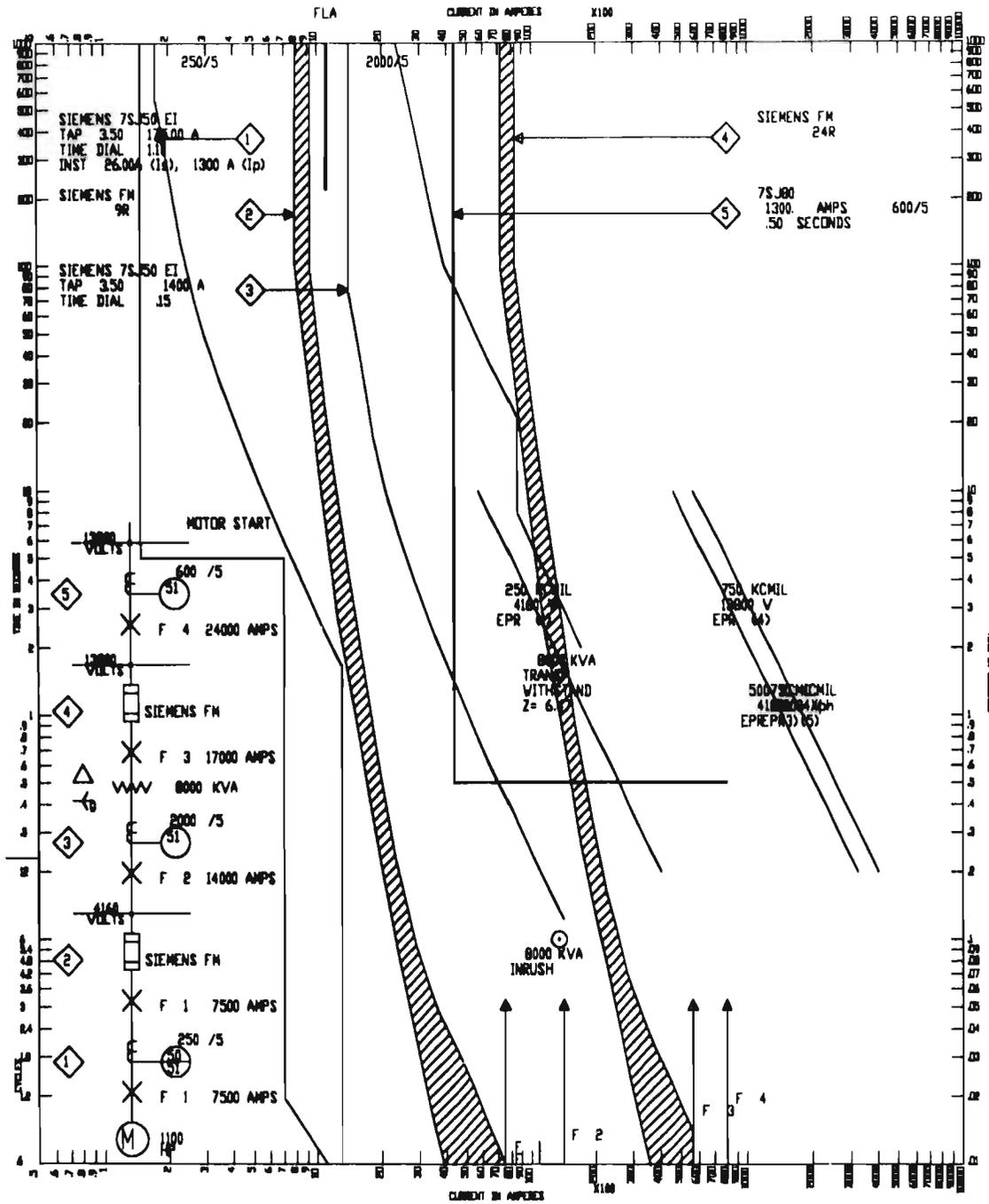
1. Mala selectividad.
2. Márgenes de coordinación inadecuados.
3. Protección del transformador inadecuados (gráfica 24).

Todos estos problemas son bastante perjudiciales a la planta industrial y se harán mucho peores si la protección de la empresa eléctrica es incluida (gráfica 23, 24 y 25). Con la gráfica 24 se observa claramente los innumerables problemas que se originan cuando son utilizados los fusibles.

Ya que un fusible es un dispositivo con ajuste fijo definitivamente no puede ajustarse. Por lo tanto se puede concluir que con los equipos disponibles en este caso es imposible realizar una buena coordinación. A manera de recomendación se podrá sugerir algunas de las alternativas utilizadas en el caso I.



PROYECTO DE TESIS		TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES	
UNAM		MARINO GAITAN GUTIERREZ	
CURVES ARE PLOTTED TO <u>4160 V</u>		NO. <u>22</u>	DATE <u>08-08-97</u>



UNAM

PROYECTO DE TESIS

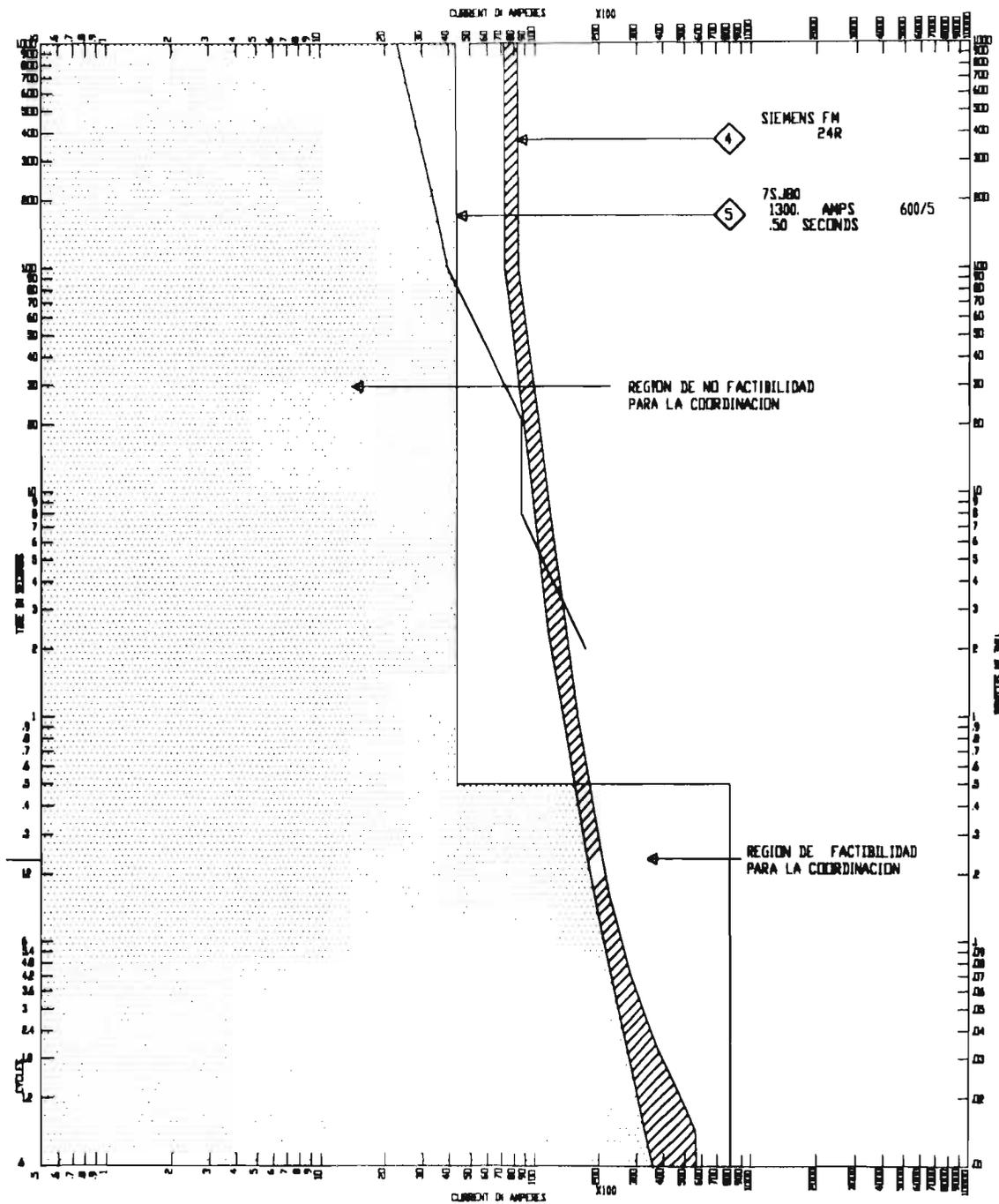
TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

MARINO GAITAN GUTIERREZ

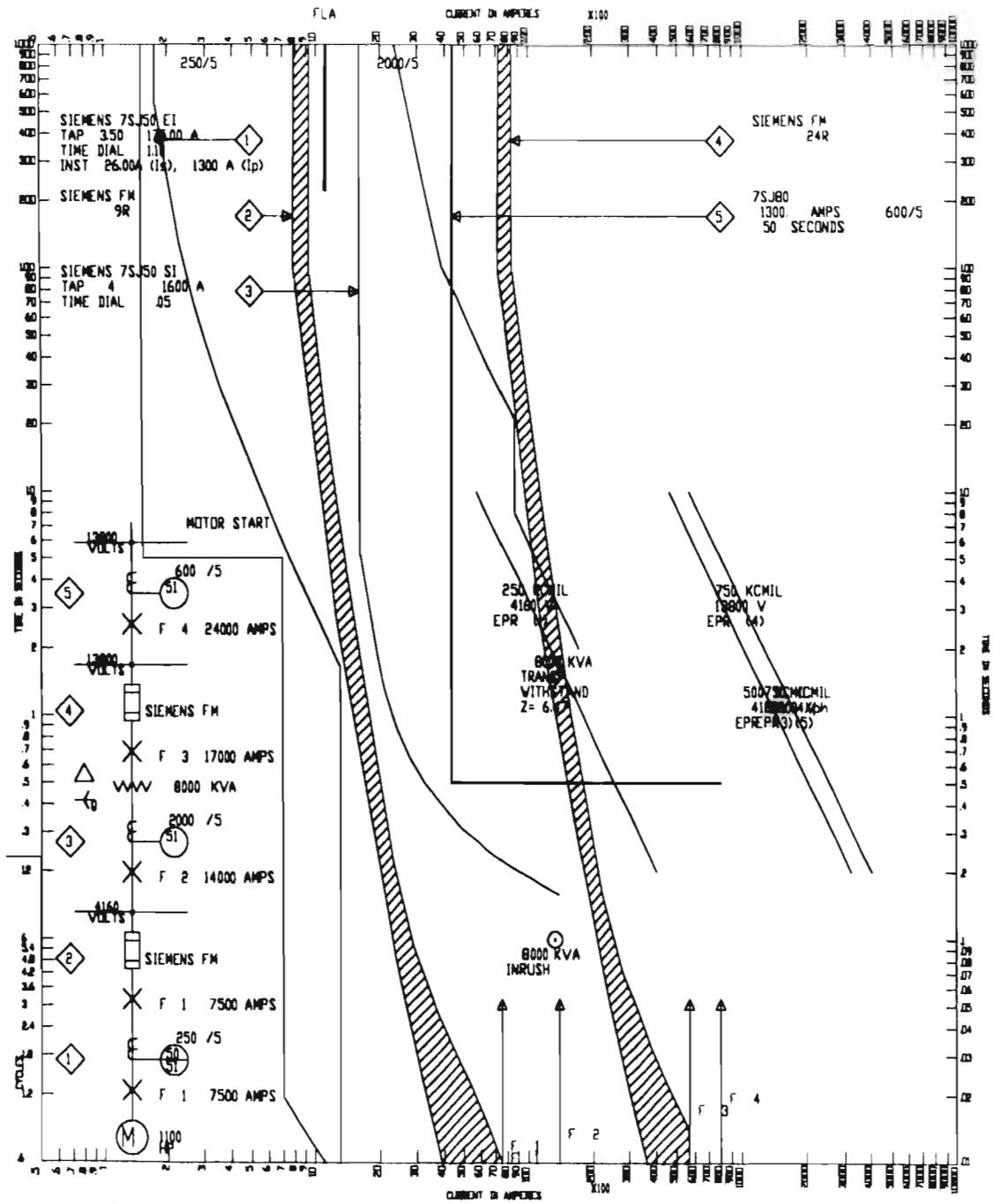
CURVES ARE PLOTTED TO 4160 V

NO. 23

DATE 08-08-97



UNAH	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GALTAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO 4160 V		NO. 24 DATE 08-08-97



UNAM PROYECTO DE TESIS TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
 CURVES ARE PLOTTED TO 4160 V NO. 25
 DATE 08-08-97

Caso 3.

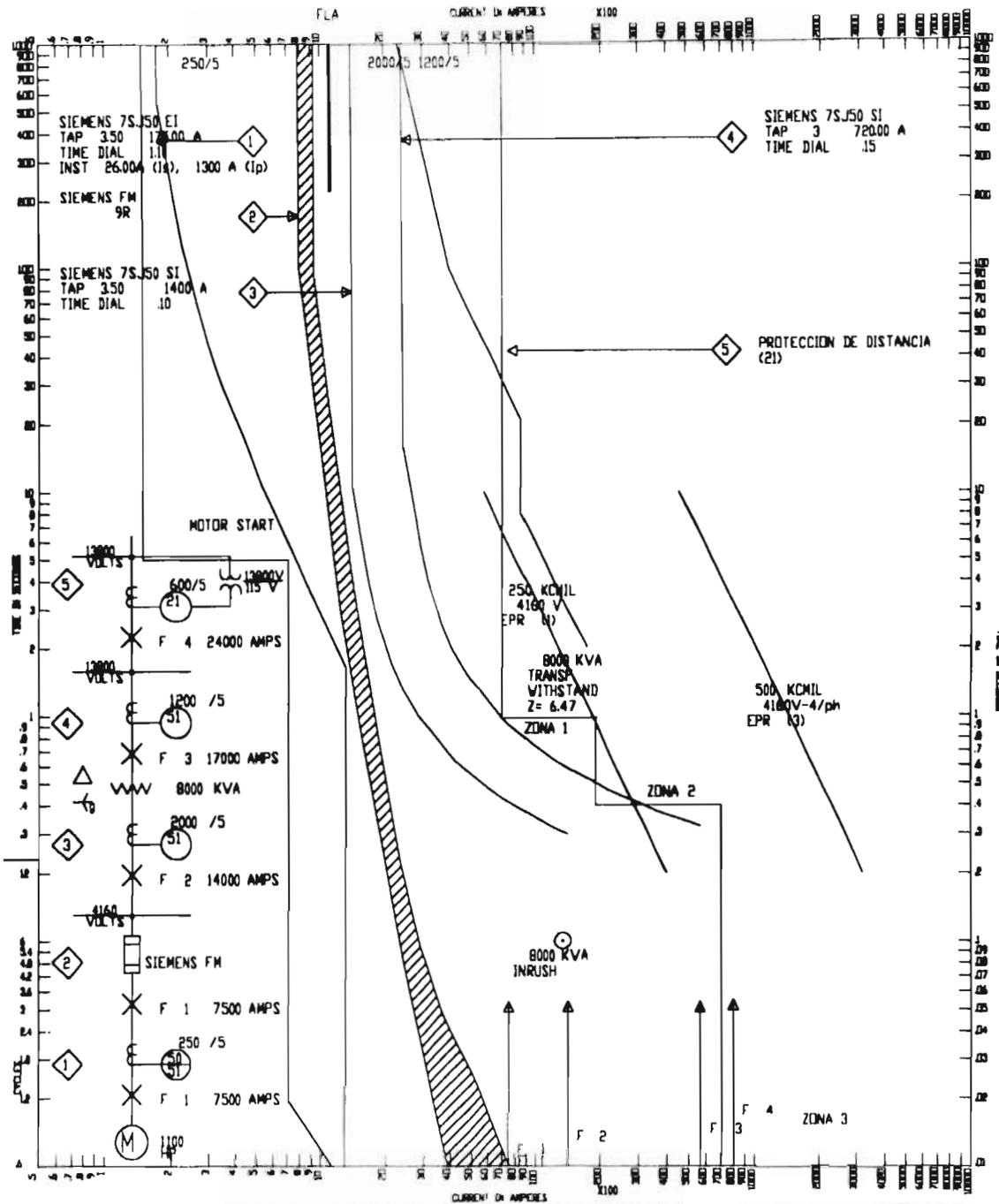
Los casos hasta aquí descritos se basaron principalmente en relevadores de sobrecorriente (50/51) aplicados en la acometida de la empresa eléctrica, pero en algunas ocasiones las empresas eléctricas utilizan los relevadores de distancia (21) para proteger el alimentador. El principio de operación de estos relevadores es una medida de la impedancia desde la ubicación del relevador hasta la falla, lo cual son ajustados mediante zonas.

En este caso y a modo ilustrativo se supone que se tiene un esquema de protección como mostrado en la gráfica 26, esta representación gráfica del relevador 21 es una manera de ejemplificar y hacer notar como pudiera afectar en la coordinación, si los ajustes de las zonas de protección no son seleccionados adecuadamente. La gráfica 27 define la región de factibilidad de este caso 3.

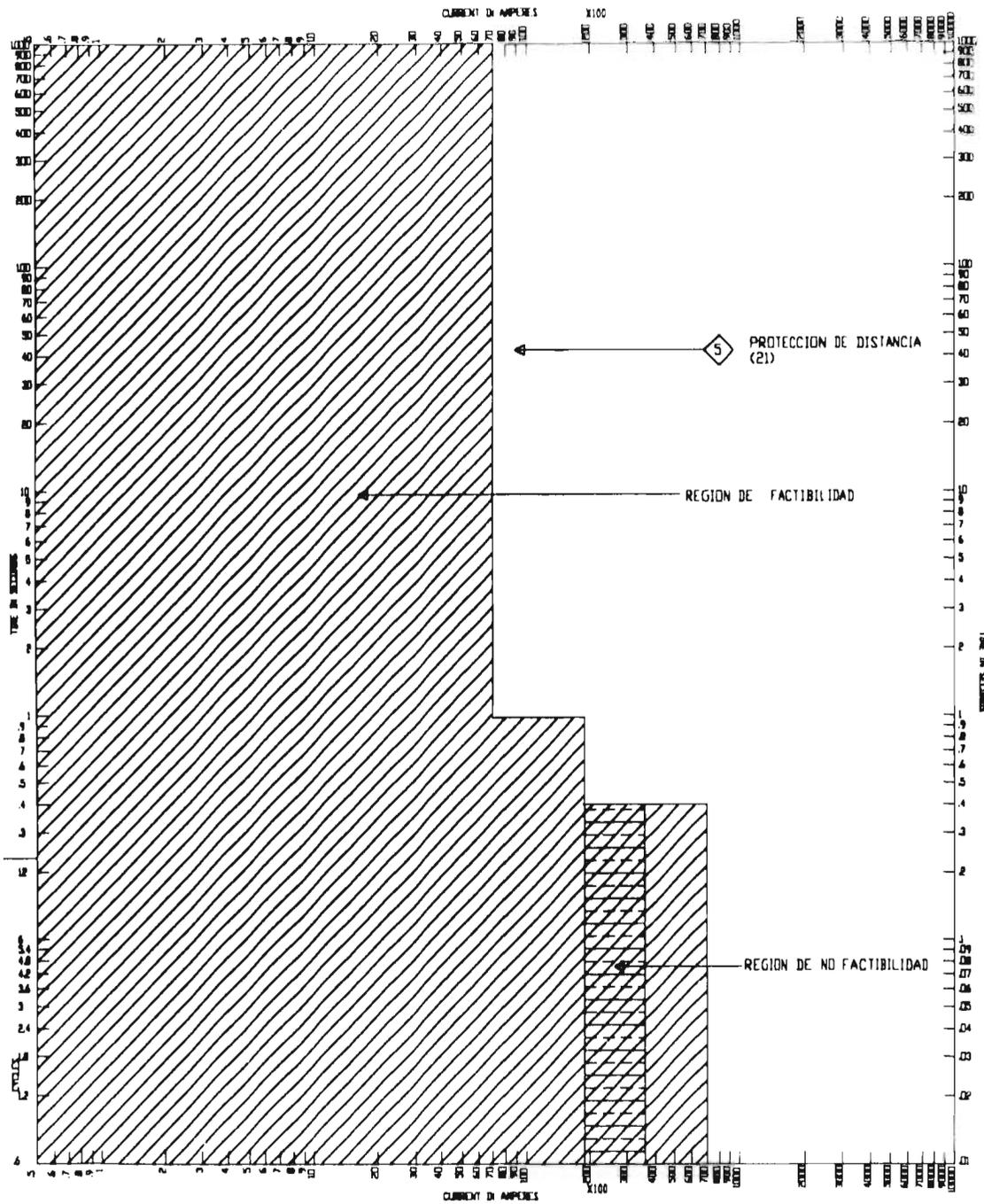
Muchas veces las zonas de protección del relevador de distancia son ajustados de manera que no rebasen la impedancia transformador, esto es, para evitar posibles problemas con las protecciones del lado de baja tensión.

La gráfica 28 muestra la representación gráfica de como sería adecuado ajustar el relevador de distancia sin que afecte la coordinación y selectividad, así las zonas proporcionan respaldo a las protecciones de sobrecorriente de la planta industrial. La gráfica 29 muestra la nueva región de factibilidad con los nuevos ajustes de la protección 21. La gráfica 30 ilustra la región óptima de coordinación asociada.

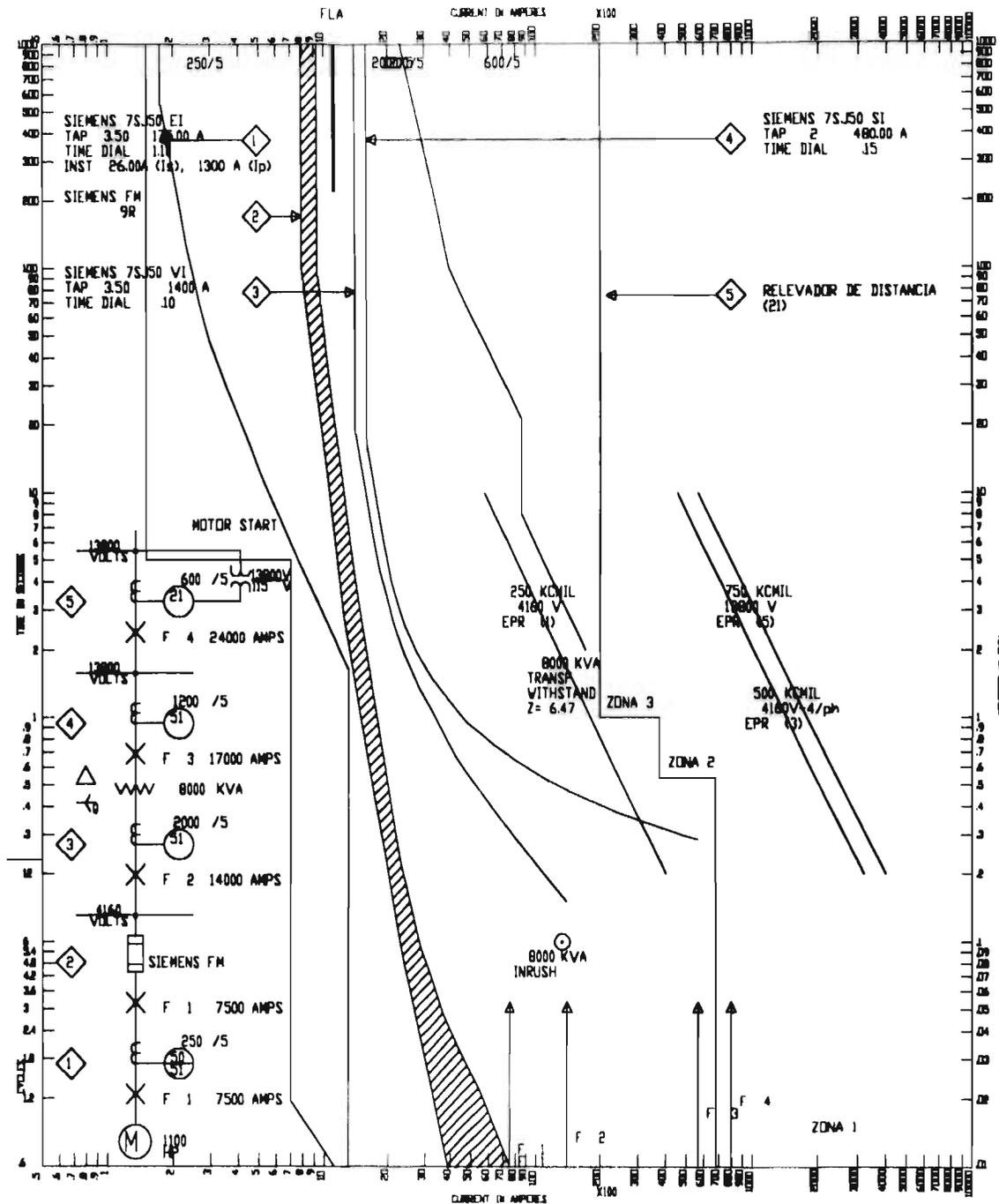
Es importante mencionar que los tres casos analizados tienen el propósito de ilustrar la importancia de conocer los ajustes de la empresa eléctrica antes de iniciar un estudio de coordinación. Con estos ajustes y características de los equipos estaremos en condición de definir la región de factibilidad y óptima para la coordinación industrial y como consecuencia asegurar una operación ordenada de las protecciones eléctricas en esta interconexión.



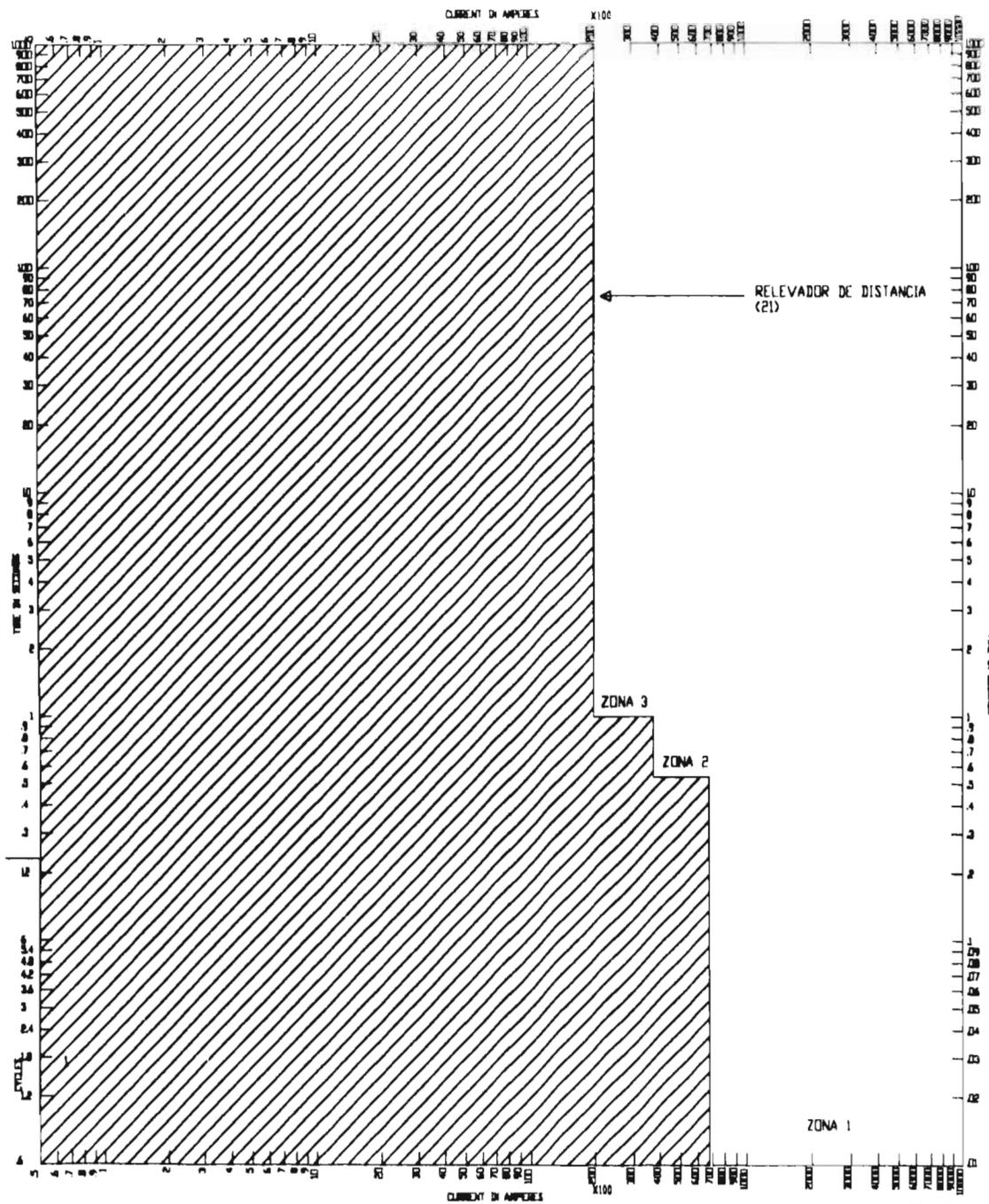
UNAM	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GAITAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NO. 26
		DATE 08-08-97



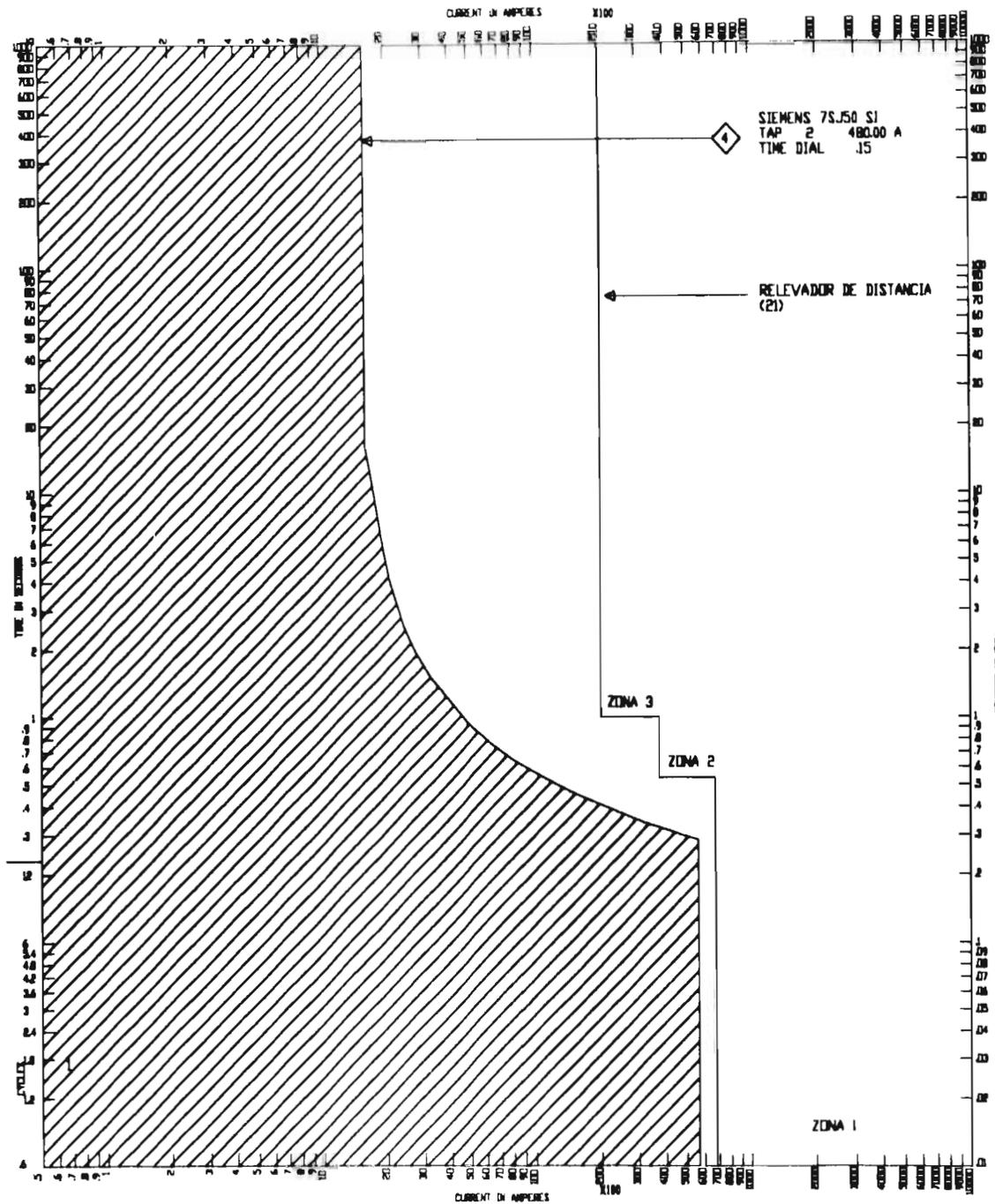
UNAH	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GAITAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NO. 27
		DATE 08-08-97



UNAM	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GALTAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	
		NO. 28
		DATE 08-08-97



UNAM	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GALTAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NO 29
		DATE 08-08-97



UNAH	PROYECTO DE TESIS	TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES
		MARINO GAITAN GUTIERREZ
CURVES ARE PLOTTED TO	4160 V	NCL 30
		DATE 08-08-97

CAPÍTULO 6.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El presente trabajo representa uno de los primeros esfuerzos que se realizan para el mejoramiento de los actuales esquemas de protecciones de sobrecorriente en la interconexión entre la empresa eléctrica y los consumidores industriales.

Este trabajo muestra la gran utilidad que proporciona los conceptos de regiones de factibilidad y óptima de coordinación. Ya que estas nos ayudan a verificar lo siguiente:

1. Si en el estudio de coordinación de la instalación existen problemas de mala selectividad o márgenes de coordinación inadecuados.
2. Eventualmente ver la posibilidad de que exista alguna solución con los mismos equipos instalados, ya sea por el cambio en los ajustes, si el equipo de protección lo permite.
3. Además estas regiones para la coordinación nos sirven de guía para seleccionar las nuevas características de los dispositivos de protección que debería tener para asegurar la buena operación.

Las simulaciones descritas sustentan estos conceptos los cuales hacen referencias a problemas presentes en la vida real. Los casos realizados nos ejemplificaron las anomalías que se tienen en los esquemas de protección aplicados en esta interfase, que van desde la mala selección del equipo así como también la no adecuada selectividad y tiempos de coordinación aplicados. Se observó que con la aplicación de la metodología descrita se puede verificar la buena coordinación y selectividad de las protecciones, esto es, siguiendo paso a paso este procedimiento y con la inclusión o definición de las regiones de factibilidad y óptima de la coordinación industrial.

En este trabajo se analizaron varios casos en los cuales se inicio el estudio con los ajustes reales de las protecciones en la interconexión, bajo estos ajustes se observaron muchos problemas que pudieran afectar el funcionamiento normal de la instalación. Posteriormente se realizaron cambios a estos ajustes y curvas características, los cuales muestran un mejoramiento en la selectividad y tiempos de coordinación de los equipos de protección de ambas redes, estos análisis se llevaron a cabo mediante gráficos conteniendo la información requerida para un caso particular.

Los cambios de los ajustes y curvas características de los elementos de protección de la empresa eléctrica redefine nuevas regiones de factibilidad y óptima de coordinación lo cual da la posibilidad de encontrar una solución.

Cabe hacer notar que los cambios aquí propuestos son solamente una manera de ejemplificar que dichas anomalías tienen soluciones que debieran ser aplicadas utilizando estas regiones.

Este proyecto de investigación analiza los problemas ocasionados por una mala selección de los dispositivos de protección y los resultados que aquí se muestran son usados para proponer algunas recomendaciones que a continuación se mencionan.

Recomendaciones para la búsqueda de un apropiado esquema de protección en la interconexión entre la red de transmisión y el consumidor industrial:

- Los ingenieros de protección de ambas redes analizarán o definirán las regiones de factibilidad para la coordinación y la región óptima para la coordinación industrial.

- Tratar de que exista un apropiado intercambio de información técnica entre ambas redes (curvas características, ajustes, capacidad de corto circuito, etc) ya que esto es de vital importancia a la hora de definir estas regiones.

- El intercambiar puntos de vista y comentarios a la hora de aplicar cada uno de los dispositivos de protección en ambas redes.

- Realizar los análisis de corto circuito tomando en cuenta la carga de los motores mayores a 50 HP según ANSI/IEEE.

- Aprovechar la posibilidad de aplicar unidades de sobrecorriente instantáneas para reducir el impacto de la falla.

- Considerar una posible solución que resulte en cambios (ajustes, curvas características y tipo) a sus esquemas de protección que son sustentados por la aplicación de los conceptos de regiones para la coordinación.

- Si no es posible establecer una región de factibilidad, nunca se podrá contar con una coordinación aceptable.

- Si se establece una región óptima es posible encontrar ajustes tales que se pueda lograr una muy buena coordinación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Russell Mason., The Art and Science of Protective Relaying., General Electric Company , April 1967.
- [2] J. Lewis Blackburn., Protective Relaying Principles and Applications., Marcel Dekker Inc., New York, 1987
- [3] Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial., ANSI / IEEE Std 242, 1986, Buff Book.
- [4] Applied Protective Relaying., Westinghouse Electric Corporation., Relay - Instrument Division., Coral Spring Fl., 1982.
- [5] Horowitz, S. H., Protective Relaying for Power System., IEEE Press, 1992.
- [6] Protective Relay Application Guide., GEC measurement, Stafford, England, 1975.
- [7] Recommended Practice for Electrical Power Distribution for Industrial Plants., ANSI / IEEE Std 141, 1993, Red Book.
- [8] Recommended Practice for Power System Analysis ., ANSI / IEEE Std 399, 1990, Brown Book.
- [9] Walter A. Elmore., Protective relaying theory and applications., Marcel Dekker, Inc., 1994.
- [10] Guide for protective relaying of utility consumer interconnection., ANSI / IEEE, C37.95, std 367 - 1973.
- [11] Fawcett, D.V., The tie between a utility and an industrial when the industrial has generation., AIEE, transactions on industry application., vol. IA-77, pt II, July 1958, pp:136-143.
- [12] Fawcett, D.V., How to select overcurrent relay characteristic ., IEEE, transaction on industry application., vol. IA-82, may 1963, pp:94-104.
- [13] Smith, David, H., Problems involving industrial plant-utility power system inerties., IEEE, transaction on industry applications., vol. IA-11, N.6, nov/dec 1975.

- [14] R.N. Dhar., Computer aided power system operation and analysis., McGraw - Hill, 1982.
- [15] William A. Weddendorf., Evidence of need for improved coordination and protection of industrial power systems., IEEE, transactions on industry and general applications.,vol. IGA-1, nov/dec 1965, pp.393.396.
- [16] Cymbase., User's guide & reference manual., Cyme International Inc.
- [17] Cymflow., User's guide & reference manual., Cyme International Inc.
- [18] Cymfault., User's guide & reference manual., Cyme International Inc.
- [19] Cymcoord., User's guide & reference manual., Cyme International Inc.
- [20] H.A. Rose, H.E. Springer., Problems relating to interconnection of large pulp and paper Mills with large utility power systems., AIEE transactions, vol. 73, Pt II, sep 1954, pp 205 - 206.
- [21] Standard for shunt power capacitors., ANSI / IEEE std 18 - 1980.
- [22] Anderson, P.M., Analysis of faulted power systems., Iowa State University Press, ames, IA, 1973.
- [23] Standard dictionary of electrical and electronic terms., ANSI / IEEE std 100 - 1984.
- [24] National Electrical Code., ANSI / NFPA 70 - 1987.
- [25] Standard definitions for power switchgear., ANSI / IEEE C.37.100-1981
- [26] Molded - Case circuit breakers and circuit breaker enclosures., UL 489-1980.
- [27] Safety standard for class H fuses., ANSI / UL 198B-1982.
- [28] Safety standard for high - interrupting capacity fuses, current - limiting type., ANSI / UL 198C-1981.
- [29] Safety standard for class K fuses., ANSI / UL 198D-1982.
- [30] Safety standard for class R fuses., ANSI / UL 198E-1982.
- [31] Safety standard for plug fuses., ANSI / UL 198F-1982.
- [32] DC fuse for industrial use., UL 198L-1984.

- [33] American national standard specifications for power fuses and fuse disconnecting switches., ANSI C37.46-1981.
- [34] High - voltage fuses, NEMA SG2-1981.
- [35] Standard general requirements for liquid - immersed distribution, power and regulating transformers., ANSI / IEEE C57.12.00 - 1980.
- [36] Standard electrical power system device function numbers, ANSI / IEEE C37.2 - 1979.
- [37] Enriquez Harper G., Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales, editorial Limusa., 1991.
- [38] Potochney G.J., Powel L.J., Application of protective relays on a large industrial - utility Tie with industrial cogeneration., IEEE, PES winter meeting, Atlanta, GA., febrero 1 - 6, 1981, paper 81 WM, 158-5
- [39] Application guide for AC high - voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis., ANSI/IEEE C37.010 - 1979.
- [40] Guide for calculation of fault current for application of AC high - voltage circuit breakers rated on a total current basis., ANSI/IEEE C37.5 - 1979.
- [41] Sistema eléctrico industrial típico - I para el desarrollo de estudios eléctricos., Informática e Ingeniería Integral S.A. de C.V. (INININ), reporte interno, julio 1996.
- [42] Calderón L.R., Notas del curso de análisis de fallas., INININ, 1996.
- [43] Calderón L.R., Notas del curso de flujos de carga., INININ, 1996.
- [44] Navarro A., Calderón L.R., Análisis integral de redes eléctricas de distribución primaria con ayuda de herramientas de ingeniería eléctrica asistida por computadora., IEEE - Sección, México RVP-94-DIS-08, julio 1994.
- [45] Calderón L.R., Mayen J., Flujos de carga una útil herramienta para el análisis de redes eléctricas industriales de distribución y transmisión., IEEE - Sección México, RVP-94-DIS-09, julio 1994.
- [46] Grainger J.J., Stevenson W., Power system Analysis., McGraw - Hill, Inc, 1994.
- [47] Elgerd O.I., Basic electric power engineering., Addison - wesley, 1977.

ANEXO A.

ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.

A.1 INTRODUCCIÓN.

Aún en el diseño óptimo de un sistema eléctrico ocasionalmente se experimentan cortos circuitos resultando en altas corrientes. Las corrientes de corto circuito introducen una gran cantidad de energía destructiva en forma de calor y esfuerzos magnéticos en el sistema eléctrico. Los cálculos deberán ser realizados para asegurar las capacidades de corto circuito de los equipos y no se tenga problemas con las corrientes que se presentan en una ubicación específica.

La corriente que fluye durante una falla a cualquier punto del sistema solo es limitada por la impedancia de los circuitos y equipos conectados desde las fuentes (máquinas rotatorias) hasta el punto de falla.

Siempre es de interés los cálculos de corriente de falla a demanda máxima, además se pueden utilizar los valores de demanda mínima para verificar los requerimientos de sensibilidad a la corriente de los dispositivos de protección, esto dos valores nos dará una banda de operación. En algunas ocasiones cuando los sistemas son bastantes extensos se hace necesario el uso de software para el cálculo de estas corrientes.

Los equipos de protección sensibilizan estas corrientes altas y proceden a aislarlo de una manera segura y con un mínimo de desconexión de los circuitos. Las magnitudes de corriente de falla son usualmente estimados por cálculos, entonces el equipo es seleccionado usando los resultados de estos cálculos.

En general el procedimiento es:

- Desarrollar una representación gráfica del sistema con los símbolos de las fuentes e impedancias de los circuitos.
- Determinar la impedancia equivalente desde las fuentes a un punto específico donde la falla es analizada.
- En cada una de estos puntos de falla, dividir el voltaje por la impedancia equivalente total para que de como resultado la corriente de corto circuito.

A.2 PROPÓSITO DEL CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO.

La complejidad del sistema, los equipos conectados y la precisión de los parámetros eléctricos, darán problemas en la exactitud de los cálculos, aunque para propósitos prácticos este requerimiento no es necesario.

Los valores de corto circuito máximos son usados para seleccionar la adecuada capacidad de corto circuito de los dispositivos disyuntores, además de verificar que los componentes del sistema tengan un adecuado aislamiento a esfuerzos mecánico y térmicos y determinar la coordinación tiempo - corriente de los dispositivos de protección. Los valores mínimos de corto circuitos son utilizados para establecer los requerimientos de sensibilidad de la protección.

A.3 FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA.

Una falla en un circuito es cualquier anomalía la cual interfiere con el flujo normal de la corriente. La corriente la cual fluye en diferentes partes de la red eléctrica inmediatamente después de la falla, difiere de la que fluye unos pocos ciclos después, en el instante antes de que se mande la orden al interruptor que abra el circuito fallado. Además todas estas corrientes difieren de las que fluyen en estado estable. La corriente que fluye durante una falla es generada de las máquinas rotatorias.

En el cálculo de fallas en sistemas industriales las máquinas rotatorias pueden ser analizadas en cuatro categorías [7]:

1. Generadores sincrónicos.
2. Motores y condensadores sincrónicos.
3. Motores de inducción.
4. Sistema suministrador de energía eléctrica.

A.3.1. Generadores sincrónicos: si un corto circuito es aplicado a las terminales de un generador sincrónico, esta corriente de falla inicia con valores altos, entonces decae a valores de estado estable algún tiempo después del inicio del corto circuito.

Debido a que la turbina continúa entregando potencia mecánica al generador y que el sistema de excitación está presente, la corriente de falla persistirá a menos que opere un dispositivo de interrupción.

Para el cálculo de la corriente de corto circuito se ha establecido tres valores de reactancia, estas son: reactancia subtransitoria, transitoria y sincrónica.

X'_d = reactancia subtransitoria; determina la corriente durante el primer ciclo después que se origina la falla, en alrededor de 0.1 segundo la reactancia se incrementa a X''_d .

X'_d = reactancia transitoria, es utilizada para el cálculo de la corriente de falla después de varios ciclos a 60 Hz, en alrededor de medio a 2 seg. la reactancia se incrementa a X_d .

X_d = reactancia sincrónica, este es el valor que determina la corriente que fluye cuando se llega a la condición de estado estable.

Debido a que los dispositivos de protección inician su operación y desconexión del generador mucho antes de alcanzar el estado estable, la reactancia sincrónica es raramente utilizada para los estudios de fallas (ver figura A2).

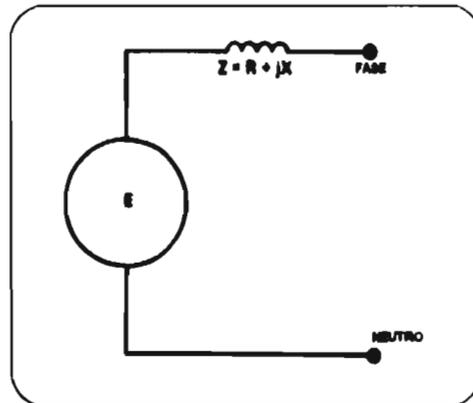


Figura A.1 Circuito equivalente para generadores y motores.

A.3.2. Motores y condensadores sincrónicos: los motores sincrónicos suministran corrientes a la falla de igual manera que los generadores sincrónicos. Debido al hecho de que una falla causa una caída en el voltaje, los motores sincrónicos reciben menos potencia del sistema para mover su carga. En el mismo instante el voltaje interno causa que fluyan corrientes a la falla. La inercia del motor y su carga aplicada actúan como una fuerza motriz que junto a la excitación mantenida hace que el motor actúe como un generador proporcionando corrientes a la falla. Esto disminuye a medida que el campo magnético decae en la máquina (ver figura A2).

El circuito equivalente del motor es igual a la del generador y son usadas las mismas reactancias X''_d , X'_d , X_d , aunque los valores numéricos son diferentes. Los condensadores sincrónicos son tratados de la misma manera que los motores.

A.3.3. Máquinas de inducción: un motor de inducción jaula de ardilla también contribuye con corriente al corto circuito. Este es generado por la inercia del motor y la presencia del flujo de campo producido por inducción desde el estator, en vez de la presencia del devanado de campo de corriente directa. Debido a que este flujo decae por la pérdida de la fuente de voltaje causado por la falla en las terminales del motor, la contribución de corriente de falla se reduce y

desaparece después de unos pocos ciclos, además, como no se mantiene la excitación, no existen corrientes de falla en estado estable.

El circuito equivalente es el mismo utilizado en los generadores sincrónicos y las reactancias X'_d y X_d son infinitas, como consecuencia para motores de inducción solo se utiliza la reactancia subtransitoria X'_d , este valor es igual a la reactancia a rotor bloqueado, por lo tanto la contribución inicial de corriente de falla será aproximadamente a la corriente de arranque a voltaje normal de la máquina (ver figura A2).

Los motores de inducción de rotor devanado generalmente operan con sus anillos en corto circuito y estos contribuyen a la falla de igual manera que los de jaula de ardilla.

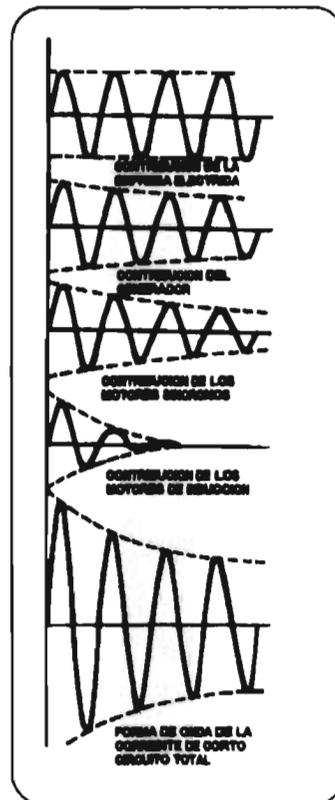


Figura A.2 Decaimiento de la forma de onda de la corriente de corto circuito simétrico.

A.3.4. Sistema suministrador de energía: los generadores de las compañías suministradoras contribuyen a la falla o son fuentes de corriente de corto circuito. El circuito equivalente del generador puede representar a este sistema. Estos generadores generalmente están ubicados bastantes alejados de la planta industrial. La empresa eléctrica es usualmente representada en la

planta industrial como un valor monofásico de impedancia equivalente referida al punto de interconexión.

Antes de proceder con los cálculos, valores precisos del sistema actual y proyectos futuros deberán estar disponibles, esto son: corriente de corto circuito, la relación $\frac{X}{R}$ o la impedancia de la fuente $R + jX$ en el punto de interconexión, los cuales serán proporcionados por la compañía suministradora (ver figura A2).

A.4 COMPONENTES SIMÉTRICA:(Grainger J.J., Stevenson W. [46])

Supongamos que se tienen un conjunto de 3 fasores I_a, I_b, I_c ; escogidos arbitrariamente. Se pueden representar estos fasores en términos de 9 componentes simétricas.

"El trabajo de Fortescue demuestra que un sistema desequilibrado de n vectores relacionados entre sí, pueden descomponerse en n sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricas de los vectores originales."

$$\begin{aligned} I_a &= I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \\ I_b &= I_{b0} + I_{b1} + I_{b2} \dots\dots\dots A.1 \\ I_c &= I_{c0} + I_{c1} + I_{c2} \end{aligned}$$

I_{a0}, I_{b0}, I_{c0} ; componentes de secuencia cero, formado por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula.

I_{a1}, I_{b1}, I_{c1} ; componentes de secuencia positiva, formado por tres vectores de igual módulo, con diferencia de fase de 120° y con la misma secuencia de fases que los vectores originales (abc).

I_{a2}, I_{b2}, I_{c2} ; componentes de secuencia negativa, formado por tres vectores de igual módulo, con diferencia de fase de 120° y con una secuencia de fase opuesta a la de los vectores originales (acb).

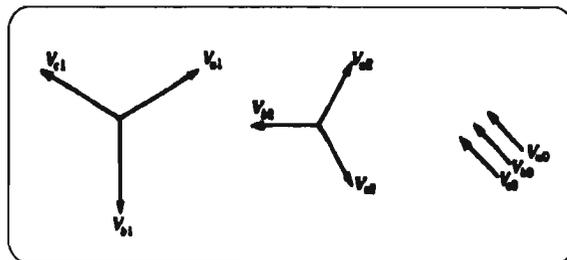


Figura A.3 Los tres conjuntos de vectores equilibrados que son las componentes simétricas de tres vectores desequilibrados.

en forma de matriz;

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{b0} \\ I_{c0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{b1} \\ I_{c1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{a2} \\ I_{b2} \\ I_{c2} \end{bmatrix}$$

introduciendo el operador $a \angle 120^\circ$, el cual rota a un ángulo positivo (sentido contrario al movimiento de las manecillas del reloj).

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}; A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \dots\dots\dots A.2$$

A = es llamado matriz de transformación de componentes simétricas.

Si calculamos el determinante de **A**, el cual es igual a $3(a - a^2)$.

Por lo tanto $\det A \neq 0$, como consecuencia el inverso de **A** existe;

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

en términos de las componentes,

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \dots\dots\dots A.3$$

en un sistema trifásico, la suma de las corrientes de línea es igual a la corriente I_n , en el retorno por el neutro, por lo tanto, $I_a + I_b + I_c = I_n$; $I_n = 3I_{a0}$.

las ecuaciones anteriores se aplican también para el cálculo de las componentes simétricas para los voltajes.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} V_{a0}} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \dots\dots\dots A.4$$

A.4.1 Impedancia de secuencia y red de secuencia:

La caída de tensión que se origina en una parte cualquiera de un circuito por la corriente de una secuencia determinada, depende de la impedancia de tal parte del circuito para la corriente de dicha secuencia.

La impedancia de un circuito cuando por el circulan solamente corrientes de secuencia positiva se llama impedancia a la corriente de secuencia positiva. Similarmente para las impedancia de secuencia negativa y cero.

El análisis de un fallo asimétrico en un sistema simétrico consiste en la determinación de las componentes simétricas de las corrientes desequilibradas que circulan.

El circuito equivalente monofásico formado por las impedancias a la corriente de cualquier secuencia, se denomina red de secuencia para esa secuencia en particular, las corrientes de

cualquier secuencia puede considerarse como circulando en una red independiente formada solamente por las impedancias a la corriente de dicha secuencia.

Las redes de secuencia que transportan las corrientes I_{a1}, I_{a2}, I_{a0} se interconectan para representar diversas condiciones de fallas desequilibradas. Por tanto, para calcular el efecto de un fallo por el método de las componentes simétricas es esencial determinar las impedancias de secuencia y combinarlas para formar las redes de secuencia.

A.4.2 Redes de secuencia de generadores sin carga:

Las tensiones generadas son solo de secuencia positiva, ya que el generador esta proyectado para suministrar tensiones trifásicas equilibradas. Por tanto, la red de secuencia positiva está formada por una fem en serie con la impedancia de secuencia positiva de generador. Las redes de secuencia negativa y cero no contienen fem, pero incluyen las impedancias del generador a las corrientes de secuencia negativa y cero respectivamente.

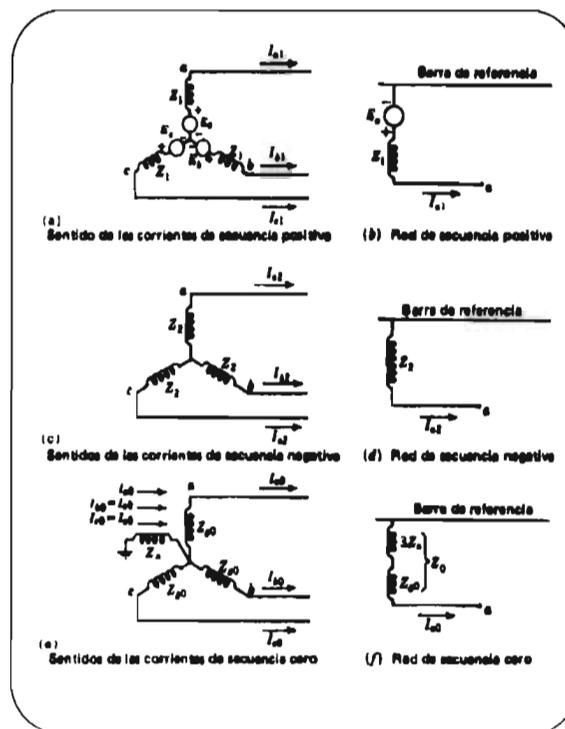


Figura A.4 Sentidos para la corriente de cada secuencia en un generador y las redes de secuencia correspondientes.

La barra de referencia para las redes de secuencia positiva y negativa es el neutro del generador. Por lo que respecta a las componentes de secuencia positiva y negativa el neutro del

generador está al potencial de tierra. Ya que solamente circulan corrientes de secuencia cero por la impedancia entre el neutro y tierra. La barra de referencia para la red de secuencia cero es la tierra del generador.

De la figura A.4 las caídas de voltaje desde el punto "a" a tierra para cada secuencia es:

Secuencia cero.

La corriente que pasa por Z_n es $3I_{a0}$.

$$-3I_{a0}Z_n - I_{a0}Z_{g0} = V_{a0}$$

$$-I_{a0}(3Z_n + Z_{g0}) = V_{a0}; Z_0 = 3Z_n + Z_{g0}$$

$$V_{a0} = -I_{a0}Z_0$$

Secuencia negativa.

$$V_{a2} = -I_{a2}Z_2$$

Secuencia positiva.

$$V_{a1} = E_a - I_{a1}Z_1$$

A.4.3 Red de secuencia positiva, negativa y cero:

La conversión de una red de secuencia positiva a una red de secuencia negativa se lleva a cabo cambiando, si es necesario solamente las impedancias que representan las máquinas rotatorias y omitiendo las fem. Las fuerzas electromotrices se suprimen bajo la hipótesis de que las tensiones generadas son equilibradas y en ausencia de tensiones de secuencia negativa inducidas por fuentes exteriores.

Las corrientes de secuencia cero, circularan solamente si existe un camino de retorno (tierra) por el cual pueda completarse el circuito.

Si un circuito está conectado en estrella, sin conexión del neutro a tierra o a otro punto neutro del sistema, la suma de las corrientes que van hacia el neutro de las tres fases, es cero.

Un circuito conectado en delta, por no disponer de camino de retorno, presenta una impedancia infinita a las corrientes de línea de secuencia cero. Estas corrientes pueden circular dentro del circuito en delta, puesto que la delta es un circuito serie cerrado para la circulación de corrientes monofásicas. Tales corrientes, sin embargo, tendrían que ser producidas en la delta, por inducción de una fuente exterior o por las tensiones generadas de secuencia cero.

Los circuitos equivalentes para los transformadores trifásicos merecen especial atención por: 1. conexión ya sea estrella o delta y que la estrella este conectada a tierra o no. 2. Además circularan corrientes por el primario, solo si por el secundario circulan; despreciando la pequeña corriente del circuito de magnetización. 3. La corriente primaria viene determinada por la

corriente secundaria y la relación de transformación de los arrollamientos, despreciando la corriente magnetizante. Estos principios sirven de guía para el estudio de casos particulares.

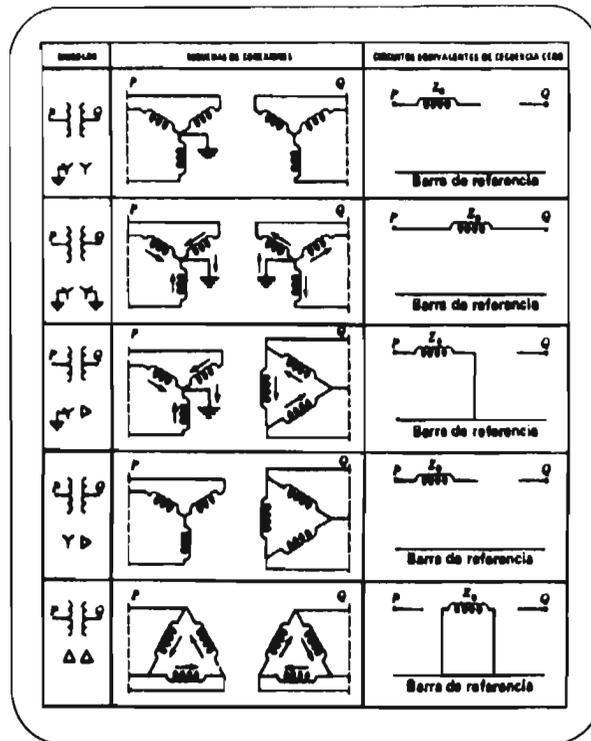


Figura A.5 Circuitos equivalentes de secuencia cero de transformadores trifásicos, junto con las conexiones y símbolos para los diagrama unifilares.

A.5 TIPOS DE FALLA:(Anderson P.M. [22])

A.5.1 Fallas en derivación.

Para propósitos de protección, las fallas en líneas, en sistemas aterrizados pueden ser dividido en dos categorías. Primero y usualmente la más típica de todas, las fallas de una fase a tierra, la experiencia ha demostrado que entre el 70% al 80% son de este tipo.

Otra categoría son las fallas polifásicas comúnmente llamadas falla de fase las cuales incluyen fallas trifásicas, falla de fase a fase y doble fase a tierra. Todas estas fallas son las llamadas fallas en derivación.

En circuitos con cables debido al confinamiento de los conductores, la mayoría de las fallas son permanentes y requieren reparación antes de la energización del circuito.

A.5.1.1 Falla una línea a tierra (SLG):

- diagrama del circuito.

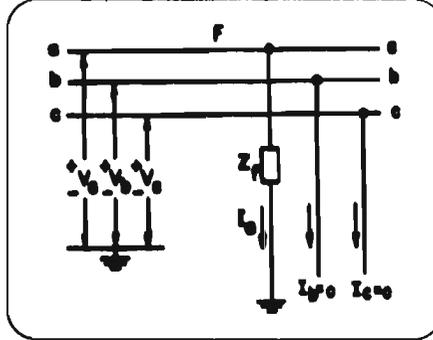


Figura.A.6 Diagrama de un SLG, falla en F.

- condiciones de frontera: por inspección de la fig. A.6.

$$I_b = I_c = 0 \dots\dots\dots A.5$$

$$V_a = Z_f I_a \dots\dots\dots A.6 ; \text{ si resistencia de falla } Z_f=0 ; V_a=0$$

- transformación:

$$I_{012} = A^{-1} I_{abc} \dots\dots\dots A.7$$

$$I_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \dots\dots\dots A.8$$

Todas las corrientes de secuencia son iguales.

$$I_{a0} = \frac{1}{3} I_a ; I_{a1} = \frac{1}{3} I_a ; I_{a2} = \frac{1}{3} I_a \dots\dots\dots A.9$$

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{1}{3} I_a \dots\dots\dots A.10$$

de las ecuaciones A.6 y A.9.

$$V_a = Z_f I_a = 3 Z_f I_{a1} \dots\dots\dots A.11$$

se puede escribir:

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3 Z_f I_{a1} \dots\dots\dots A.12$$

de la sección A.4.2 obtuvimos las siguientes ecuaciones;

$$V_{a1} = V_f - I_{a1} Z_1 \dots\dots\dots A.13$$

$$V_{a2} = -I_{a2} Z_2 \dots\dots\dots A.14$$

$$V_{a0} = -I_{a0} Z_0 \dots\dots\dots A.15$$

Corrientes y voltajes de secuencia: de la ecuación A.9 se nota que las corrientes de secuencia son iguales, lo que implica que la red de secuencia deberá estar en serie.

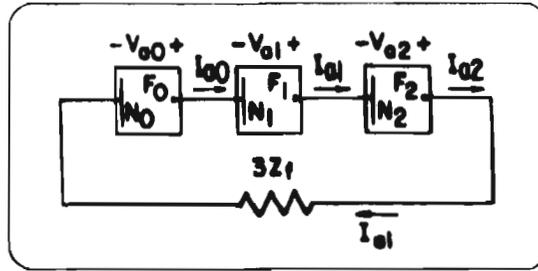


Figura A.7 Conexión de las redes de secuencia para una falla SLG.

sustituyendo A.13, A14, A.15 en A.12 y obtenemos:

$$-I_{a0}Z_0 + (V_f - I_{a1}Z_1) - I_{a2}Z_2 = 3Z_f I_{a1}$$

$V_f = I_{a0}Z_0 + I_{a1}Z_1 + I_{a2}Z_2 + 3Z_f I_{a1}$; sustituyendo I_{a1} , en lugar de I_{a0}, I_{a2} , obtenemos:

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \dots \dots \dots \text{A.16}$$

Conociendo las corrientes de secuencia se encuentran los voltajes de secuencia por:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \dots \dots \dots \text{A.17}$$

Para determinar todas las corrientes y voltajes de fase en el fallo se utilizan A.2 y A.4.

4.5.1.II Falla línea a línea (LL):

- Diagrama del circuito:

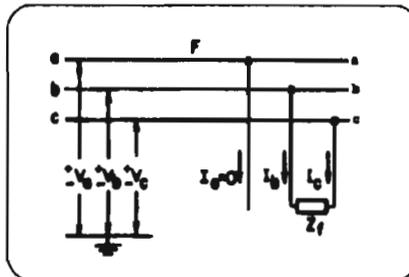


Figura A.8. Diagrama para una falla LL en el punto F.

- Condiciones de frontera: por inspección de la fig. A.8

$$I_a = 0 \dots \dots \dots \text{A.18}$$

$$I_b = -I_c \dots \dots \dots \text{A.19}$$

$$V_b = V_c = I_b Z_f$$

$$V_b - V_c = I_b Z_f \dots \dots \dots \text{A.20}$$

- transformación:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} = \frac{I_b}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -1 \end{bmatrix} \dots\dots\dots \text{A.21}$$

$I_{a0} = 0$ A.22 (la falla no involucra tierra).

$V_{a0} = 0$

$I_{a1} = \frac{1}{3}(aI_b - a^2I_b)$ A.23

$I_{a2} = \frac{1}{3}(a^2I_b - aI_b)$ A.24

$I_{a2} = -I_{a1}$ A.25

$$\begin{bmatrix} 0 \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_b \end{bmatrix}$$

$V_{a1} = V_{a2}$

de la ecuación A.20.

$$\begin{aligned} Z_f I_b &= V_b - V_c = (V_{a0} + a^2V_{a1} + aV_{a2}) - (V_{a0} + aV_{a1} + a^2V_{a2}) = \\ Z_f(I_{a0} + a^2I_{a1} + aI_{a2}) &= (a^2 - a)V_{a1} + (a - a^2)V_{a2} \dots\dots\dots \text{A.26} \end{aligned}$$

sustituyendo las ecuaciones A.22 y A.25 en A.26.

$$\begin{aligned} Z_f(a^2 - a)I_{a1} &= (a^2 - a)V_{a1} - (a^2 - a)V_{a2} \\ Z_f I_{a1} &= V_{a1} - V_{a2} \dots\dots\dots \text{A.27} \end{aligned}$$

de la ecuación A.13 y A.14 y sustituyendo V_{a1} y V_{a2}

$V_f - I_{a1}Z_1 + I_{a2}Z_2 = Z_f I_{a1}$ A.28

$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f}$ A.29

- corrientes y voltajes de secuencia:

$I_{a0} = 0$; no hay conexión a tierra.

$I_{a1} = -I_{a2}$; $V_{a1} = V_{a2}$

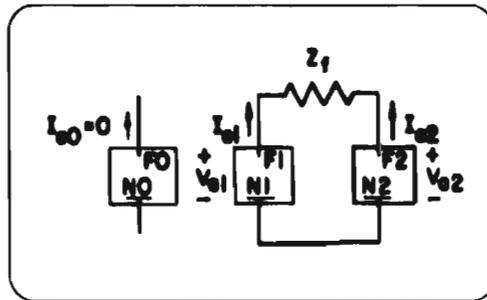


Figura A.9 Conexión de las redes de secuencia para una falla LL.

A.5.1.III Falla doble línea a tierra (2LG):

- diagrama del circuito:

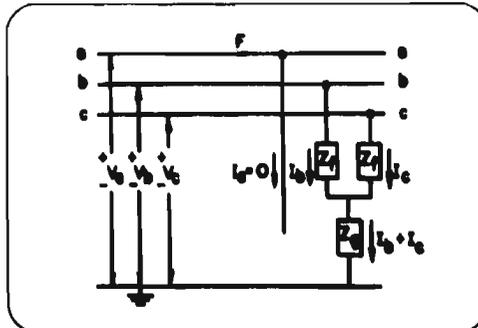


Figura A.10 Diagrama de una 2LG, falla en F.

- condiciones de frontera: por inspección de la figura. A.10

$$I_a = 0 \dots\dots\dots A.30$$

$$V_b = (Z_f + Z_g)I_b + Z_g I_c \dots\dots\dots A.31$$

$$V_c = (Z_f + Z_g)I_c + Z_g I_b \dots\dots\dots A.32$$

- transformación: de la ecuación A.30.

$$I_a = 0 = (I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}) \dots\dots\dots A.33$$

$$V_{abc} = AV_{012} \dots\dots\dots A.34$$

$$V_b = (V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2}) \dots\dots\dots A.35$$

$$V_c = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \dots\dots\dots A.36$$

de la diferencia de A.35 y A.36

$$V_b - V_c = -j\sqrt{3} (V_{a1} - V_{a2}) \dots\dots\dots A.37$$

de la diferencia de A.31 y A.32.

$$V_b - V_c = Z_f (I_b - I_c) \dots\dots\dots A.38$$

$$I_b - I_c = -j\sqrt{3} (I_{a1} - I_{a2}) \dots\dots\dots A.39$$

sustituyendo las ecuaciones A.37 y A.39 en A.38 se tiene;

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = V_{a2} - Z_f I_{a2} \dots\dots\dots A.40$$

realizando la suma de las ecuaciones A.35 y A.36.

$$V_b + V_c = (2V_{a0} - (V_{a1} + V_{a2})) \dots\dots\dots A.41$$

realizando la suma de las ecuaciones A.31 y A.32 e igualando con A.41 se tiene:

$$2V_{a0} - 2Z_f I_{a0} - 4Z_g I_{a0} = V_{a1} + V_{a2} - Z_f (I_{a1} + I_{a2}) - 2Z_g (I_{a1} + I_{a2}) \dots\dots\dots A.42$$

ya que $I_{a1} + I_{a2} = -I_{a0}$ y usando la ecuación A.40 se tiene:

$$V_{a0} - Z_f I_{a0} - 3Z_g I_{a0} = V_{a1} - Z_f I_{a1} \dots\dots\dots A.43$$

- corrientes y voltajes de secuencia: con las ecuaciones A.40 y A.43 se observa que

V_{a1}, V_{a2}, V_{a0} son iguales si son agregados los términos Z_f para V_{a1}, V_{a2} y $Z_f + 3Z_g$ para V_{a0} en el diagrama de secuencias.

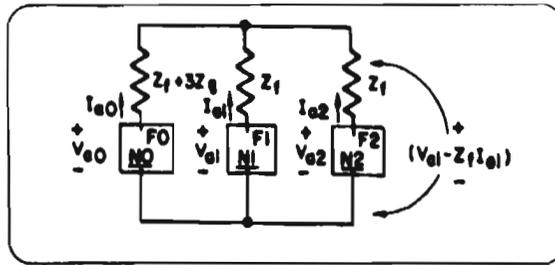


Figura A.11 Conexión de las redes de secuencia para una falla 2LG.

resolviendo para la figura A.11.

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f + \frac{(Z_2 + Z_f)(Z_0 + Z_f + 3Z_g)}{Z_0 + Z_2 + 2Z_f + 3Z_g}} \dots\dots\dots A.44$$

$$I_{a0} = -\frac{Z_2 + Z_f}{Z_1 + Z_0 + 2Z_f + 3Z_g} I_{a1} \dots\dots\dots A.45$$

$$I_{a2} = -\frac{Z_0 + Z_f + 3Z_g}{Z_1 + Z_0 + 2Z_f + 3Z_g} I_{a1} \dots\dots\dots A.46$$

A.5.1.IV Falla trifásica:

Las fallas trifásicas se asumen que son simétricas y por lo tanto el análisis por medio de las componentes simétricas no es necesario para los cálculos. La red de secuencia positiva es la utilizada para realizar los cálculos. Esta falla es importante por varias razones, primero es la más severa y con ella se verifican que los interruptores tengan su adecuada capacidad interruptiva, segundo es la falla más simple a ser determinada analíticamente.

- diagrama del circuito.

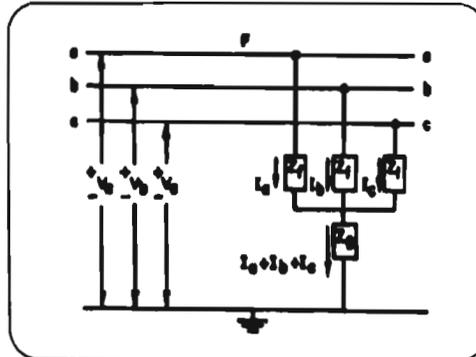


Fig.A.12 Diagrama de una falla trifásica en F.

- condiciones de frontera.

$$I_{a1} = I_{a0} = 0 \dots\dots\dots A.47$$

$$V_{a2} = V_{a0} = 0 \dots\dots\dots A.48$$

ya que existen corrientes balanceadas:

$$I_a + I_b + I_c = I_{a0} = 0$$

de $I_{ABC} = AI_{012}$ se observa que:

$$I_{a1} = I_a \dots \dots \dots A.49$$

$$V_a = Z_f I_a + Z_g(I_a + I_b + I_c) \dots \dots \dots A.50$$

$$V_b = Z_f I_b + Z_g(I_a + I_b + I_c) \dots \dots \dots A.51$$

$$V_c = Z_f I_c + Z_g(I_a + I_b + I_c) \dots \dots \dots A.52$$

- **transformación:** las ecuaciones A.50, A.51, A.52 en término de las componentes simétricas se obtiene:

$$V_a = (V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}) = Z_f(I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}) + 3Z_g I_{a0}$$

$$V_b = (V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2}) = Z_f(I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}) + 3Z_g I_{a0}$$

$$V_c = (V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2}) = Z_f(I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2}) + 3Z_g I_{a0}$$

sustituyendo valores de A.47 y A.48 se tiene:

$$V_{a1} = Z_f I_{a1}$$

sustituyendo V_{a1} de A.13 obtenemos:

$$V_f - Z_1 I_{a1} = Z_f I_{a1}$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \dots \dots \dots A.53$$

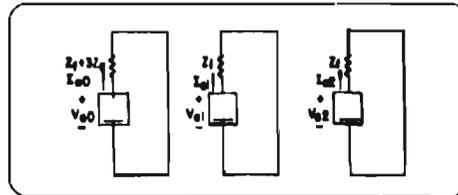


Figura A.13. Conexión de las redes de secuencia para una falla trifásica.

A.5.2 Fallas series.

En fallas series generalmente hay una condición de impedancia serie desbalanceadas y no involucra la tierra y ninguna interconexión entre fases. Debido a que este desbalance para este tipo de problema esta en serie con la línea no hay un punto de falla como es considerado para las fallas anteriores, de hecho existen dos puntos de falla, uno a cada lado del desbalance.

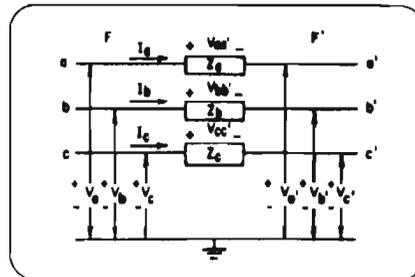


Figura A.14 Voltajes y corrientes en los puntos de falla F y F'.

donde los dos lados de los puntos de falla son F y F'. La dirección de la corriente es de F a F', y la caída de voltaje se asume en la dirección de la corriente.

Las redes de secuencia que contienen la porción simétrica del sistema esta a la izquierda de F y a la derecha de F'. Estas porciones simétricas pueden o no ser consideradas.

Las redes de secuencia son:

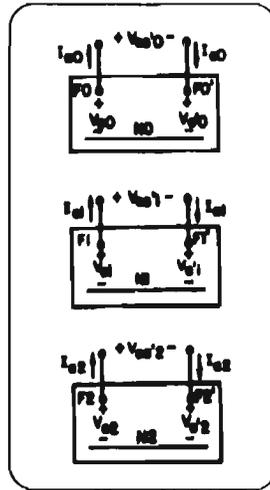


Figura A.15 Redes de secuencia para falla series entre F y F'.

A.5.2.A. Impedancia serie desiguales:

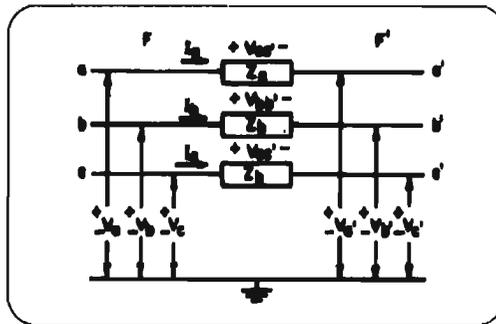


Figura A.16 Diagrama del circuito para impedancia serie desiguales en F - F'.

- diagrama del circuito:

ver la fig. A.16 ; $Z_a \neq Z_b$.

- condiciones de frontera:

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{a'} \\ V_{b'} \\ V_{c'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \dots\dots\dots A.54$$

$$V_{abc} - V_{a'b'c'} = Z_{abc} I_{abc} \dots\dots\dots A.55$$

$$V_{aa'-012} = V_{012} - V'_{012} = Z_{012}I_{012} \dots\dots\dots \text{A.56}$$

- **transformación:** transformando la ecuación A.55 del sistema ABC a 012, utilizando la transformación de similitud, se obtiene:

$$Z_{012} = A^{-1}Z_{abc}A$$

resolviendo el producto se tiene:

$$Z_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_a + 2Z_b & Z_a - Z_b & Z_a - Z_b \\ Z_a - Z_b & Z_a + 2Z_b & Z_a - Z_b \\ Z_a - Z_b & Z_a - Z_b & Z_a + 2Z_b \end{bmatrix} \dots\dots\dots \text{A.57}$$

$$\begin{bmatrix} V_{aa'-0} \\ V_{aa'-1} \\ V_{aa'-2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_a + 2Z_b & Z_a - Z_b & Z_a - Z_b & I_{a0} \\ Z_a - Z_b & Z_a + 2Z_b & Z_a - Z_b & I_{a1} \\ Z_a - Z_b & Z_a - Z_b & Z_a + 2Z_b & I_{a2} \end{bmatrix} \dots\dots\dots \text{A.58}$$

- **Voltajes y corrientes de secuencia:** ya que no existen ecuaciones para las corrientes de secuencia se deberá determinar las conexiones de la red de secuencia considerando solo las ecuaciones de voltajes.

de la ecuación A.57 realizando la diferencia ($V_{aa'-0} - V_{aa'-1}$) se obtiene:

$$\begin{aligned} V_{aa'-0} - V_{aa'-1} &= Z_b(I_{a0} - I_{a1}) \\ V_{aa'-0} - Z_b I_{a0} &= V_{aa'-1} - Z_b I_{a1} \dots\dots\dots \text{A.59} \end{aligned}$$

realizando la diferencia de ($V_{aa'-1} - V_{aa'-2}$) se obtiene:

$$V_{aa'-1} - Z_b I_{a1} = V_{aa'-2} - Z_b I_{a2} \dots\dots\dots \text{A.60}$$

igualando las ecuaciones A.59 y A.60 se tiene:

$$V_{aa'-0} - Z_b I_{a0} = V_{aa'-1} - Z_b I_{a1} = V_{aa'-2} - Z_b I_{a2} \dots\dots\dots \text{A.61}$$

realizando la suma de ($V_{aa'-0} + V_{aa'-1}$) obtenemos:

$$V_{aa'-0} - V_{aa'-1} = \frac{1}{3}(2Z_a + Z_b)(I_{a0} + I_{a1}) + \frac{2}{3}(Z_a - Z_b)I_{a2}$$

sustituyendo para $V_{aa'-0}$ el valor de A.59 y simplificando; tenemos.

$$V_{aa'-1} - Z_b I_{a1} = \frac{1}{3}(Z_a - Z_b)(I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}) \dots\dots\dots \text{A.62}$$

de las ecuaciones A.61 y A.62 la red de secuencia debe estar conectada como se muestra en la Figura A.17

Utilizando el hecho que por la impedancia de una secuencia dada, solo circularán corrientes de esa misma secuencia.

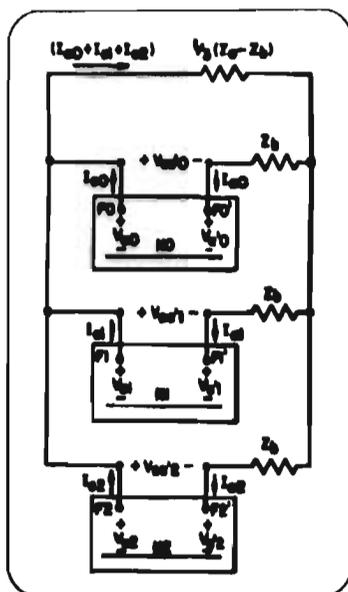


Figura A.17 Conexión de las redes de secuencia para impedancias series desiguales en F - F'.

$Z_1 =$ circulará I_{a1} en la red de secuencia positiva, lo mismo para las redes de secuencia cero y negativa.

Esta regla se utilizará en fallas series: de la figura A.18

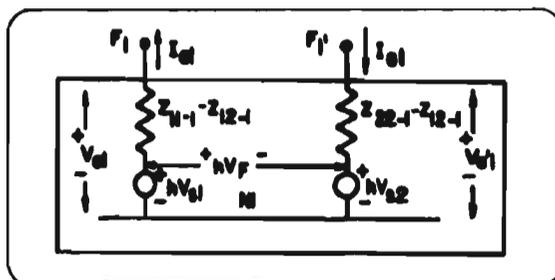


Figura A.18 Red de secuencia positiva desacoplada.

$$Z_0 = (Z_{11-0} - Z_{12-0}) + (Z_{22-0} - Z_{12-0})$$

$$Z_0 = Z_{11-0} + Z_{22-0} - 2Z_{12-0} \dots \dots \dots A.63$$

$$Z_1 = Z_{11-1} + Z_{22-1} - 2Z_{12-1} \dots \dots \dots A.64$$

$$Z_2 = Z_{11-2} + Z_{22-2} - 2Z_{12-2} \dots \dots \dots A.65$$

Para el caso de fallas series la $V_f = V_{f1} - V_{f2}$

$V_f =$ caída de voltaje entre los puntos F y F'.

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1} = \frac{(V_f \text{ a circuito abierto})}{Z_1} \dots \dots \dots A.66$$

$$Z_1 = Z_b + Z_1 + Z$$

$$Z = \frac{(Z_0 - Z_b)(Z_b + Z_0)(Z_b + Z_1)}{(Z_b + Z_1)(Z_0 - Z_b) + (Z_b + Z_0)(Z_0 - Z_b) + 3(Z_b + Z_0)(Z_b + Z_1)} \dots \dots \dots A.67$$

por inspección de la figura 3.30 se tiene,

$$I_{a2} = -I_{a1} \frac{Z}{(Z_b + Z_2)} \dots\dots\dots A.68$$

$$I_{a0} = -I_{a1} \frac{Z}{(Z_b + Z_0)} \dots\dots\dots A.69$$

A.5.2.B. Una línea abierta (1LO):

$Z_a = \infty$; Z_b es finita.

Ya que es un caso especial del estudiado previamente; la red de secuencia es la fig. 3.31. Aquí no existe la rama $\frac{1}{3}(Z_a - Z_b)$. La conexión de la red de secuencia de la fig. 3.31 es similar a la conexión de una falla doble línea a tierra (falla en derivación), excepto que el paralelo se realiza entre F y F' en vez de F y N.

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_t} \dots\dots\dots A.70$$

$$Z_t = Z_b + Z_1 + Z$$

$$Z = \frac{(Z_b + Z_0)(Z_b + Z_2)}{2Z_b + Z_2 + Z_0} \quad \text{realizando el paralelo de las secuencias negativa y cero.}$$

por divisor de corriente;

$$I_{a2} = -I_{a1} \frac{Z}{(Z_b + Z_2)} \dots\dots\dots A.71$$

$$I_{a0} = -I_{a1} \frac{Z}{(Z_b + Z_0)} \dots\dots\dots A.72$$

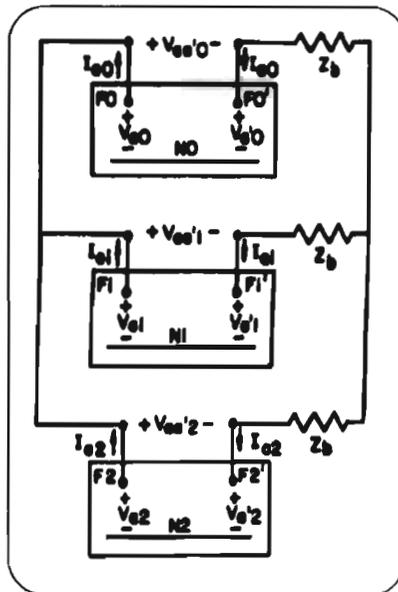


Figura A.19 Conexión de las redes de secuencia para la línea "a" abierta.

A.5.2.C Dos líneas abiertas (2LO):

- Diagrama del circuito (figura A.20).

$$Z_b = Z_c = \infty$$

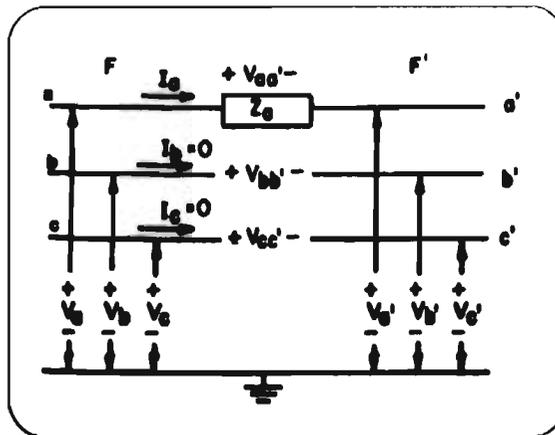


Figura A.20 Diagrama de circuito para dos líneas abiertas.

- **Condiciones de frontera**, por inspección de la figura A.20 tenemos:

$$I_b = I_c = 0 \quad V_{aa'} = Z_0 I_a \dots \dots \dots A.73$$

- **Transformación**, las corrientes de secuencia $I_{012} = A^{-1} I_{abc}$, de A.73 se tiene:

$$I_{abc} = \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \text{ así que } I_{012} \text{ se reduce a:}$$

$$I_{012} = \frac{1}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \dots \dots \dots A.74$$

Por lo que las corrientes de secuencia son todas iguales. Esto es similar a la falla de una línea a tierra (SLG). Además de A.73

$$V_{aa'} = Z_0 I_a \quad 0$$

$$\frac{1}{h} (V_{aa'_0} + V_{aa'_1} + V_{aa'_2}) = \frac{Z_0}{h} (I_{a0} + I_{a1} + I_{a2})$$

rearrreglando tenemos.

$$V_{aa'_0} - Z_0 I_{a0} + (V_{aa'_1} - Z_0 I_{a1}) + (V_{aa'_2} - Z_0 I_{a2}) = 0 \dots \dots \dots A.75$$

Corriente de secuencia: la ecuación A.74 nos dice que las tres redes de secuencia estan en serie.

Voltaje de secuencia: la ecuación A.75 requiere que una impedancia con un valor total $3Z_0$ sea insertada en serie con las redes de secuencia de acuerdo a la figura A.21.

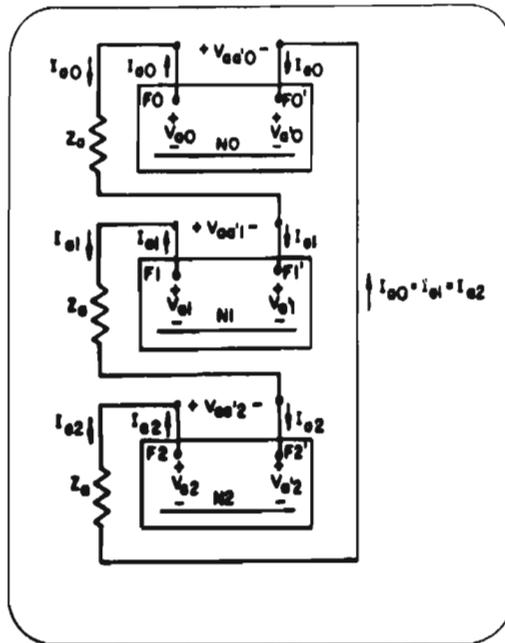


Figura A.21 Conexión de las redes de secuencia para dos líneas abiertas.

Para calcular las corrientes de secuencia, nosotros escribimos de la figura A.21.

$$I_{e0} = I_{e1} = I_{e2} = \frac{hV_f}{Z_0 + Z_1 + Z_1 + 3Z_2} \dots \dots \dots A.76$$

ANEXO B.

ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGAS.

B.1 INTRODUCCIÓN.

En los sistemas de potencia, los flujos de potencia son transmitidos desde los centro de generación a los centro de carga. En este proceso una gran cantidad de variables requieren investigación, tales como: los perfiles de voltaje, flujos de MW y MVAR en las líneas de transmisión, el efecto de reordenar circuitos (o circuitos nuevos), instalación de dispositivos reguladores, etc; para diferentes condiciones de carga.

Un estudio de carga ayuda a establecer una solución en estado estable para toda la red eléctrica.

B.2 OBJETIVOS DE LOS ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA:(Elgerd O.I. [47])

1. Determinación de los fujos de potencia real y reactiva en las líneas de transmisión de un sistema, basado en ciertas condiciones y tomando en cuenta las cargas y la generación.
2. Cálculos de los voltaje en todos los buses.
3. Verificar que una línea de transmisión no este sobrecargada, esto es que no este operando muy cerca de su limite.
4. Redistribución de la potencia en caso de alguna contingencia.
5. Determinación de una patrón específico que resultará en un despacho óptimo.

B.3 CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA DE BUSES:

Un sistema de potencia es una red de corriente alterna que manipula energía eléctrica. Por lo tanto cada uno de los buses será caracterizado por cuatro variables, estas son: el voltaje complejo $|V|\angle\delta$ (magnitud y ángulo), potencia real (P) y reactiva (Q).

Un bus donde no existe generación, pero donde se demanda potencia de los usuarios es conocido como bus de carga. Para tales buses, P y Q son conocidas, mientras V y δ varían de acuerdo a la demanda, esta clase de buses también se le conoce como buses PQ.

Otra categoría de bus son aquellos en donde existe generación, estos buses son conocidos como buses de generación o buses PV, también se denominan de voltaje controlado debido a que generalmente es posible mantener el voltaje de generación constante mediante inyección o absorción de reactivos de acuerdo a sus límites, aquí el voltaje es regulado usando los reguladores de voltaje (excitación de las máquinas). La potencia activa disponible de tales buses es limitada

por la disponibilidad del flujo de agua / vapor. Por lo tanto para estos buses son conocidas la potencia activa y la magnitud de voltaje, mientras los otros dos parámetros serán determinados.

Una tercera categoría tiene que ver con la generación total, deberá ser la demanda más las pérdidas, ya que no se puede determinar la generación total para que cubra la demanda, bajo estas circunstancias, el método el cual es adoptado es que un bus de generación es especificado para suministrar generación adicional más allá que otros buses de generación especificados, este procedimiento es para igualar la carga del sistema más las pérdidas de transmisión. Este bus es llamado compensador o "slack", el cual es un bus de generación donde se especifica el voltaje complejo pero sin especificar la generación.

Finalmente los ángulos de fases de los buses serán medidos con respecto a alguna referencia. El fasor de voltaje del nodo compensador es tomando como referencia y por lo tanto su ángulo de fase es cero.

En resumen los tres categorías son las siguientes:

1. Buses compensador: V, δ son conocidas; P y Q son desconocidos.
2. Buses generadores: $P, |V|$ son conocidas; Q, δ son desconocidas.
3. Buses de carga: P, Q son conocidas; V, δ son desconocidas.

B.4 ECUACIONES DE FLUJO DE CARGA[14]:

Uno de los objetivos de un estudio de flujo de carga es determinar el voltaje complejo en el sistema de buses en una condición de carga dada. Para su determinación es necesario un conjunto de ecuaciones que relacione la carga de P y Q de los buses, en termino del voltaje complejo. Para una red de n nodos excluyendo la tierra, las ecuaciones para cada nodo son:

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 &= \bar{Y}_{11}\bar{V}_1 + \bar{Y}_{12}\bar{V}_2 + \bar{Y}_{13}\bar{V}_3 + \dots + \bar{Y}_{1n}\bar{V}_n \\ \bar{I}_2 &= \bar{Y}_{21}\bar{V}_1 + \bar{Y}_{22}\bar{V}_2 + \bar{Y}_{23}\bar{V}_3 + \dots + \bar{Y}_{2n}\bar{V}_n \\ &\vdots \\ \bar{I}_n &= \bar{Y}_{n1}\bar{V}_1 + \bar{Y}_{n2}\bar{V}_2 + \bar{Y}_{n3}\bar{V}_3 + \dots + \bar{Y}_{nn}\bar{V}_n \end{aligned}$$

otra forma de escribir las ecuaciones es la siguiente:

$$\bar{I}_i = \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{im}\bar{V}_m; i = 1, 2, 3, \dots, n. \quad \dots \dots \dots B.1$$

donde;

$\bar{I}_i \rightarrow$ corriente compleja entrado en el bus i -ésimo.

$\bar{V}_m \rightarrow$ voltaje complejo a tierra del bus m .

$\bar{Y}_{im} \rightarrow$ admitancia compleja entre los buses " i " y " m "; cuando $i=m$ esta es la admitancia propia y las demás las admitancias de transferencia.

en forma de matriz:

$$\boxed{I} = \boxed{Y} \boxed{V} \dots\dots\dots \text{B.2}$$

donde:

- I = es una matriz columna ($I_1, I_2, I_3, \dots, I_n$)
- V = es una matriz columna ($V_1, V_2, V_3, \dots, V_n$)
- Y = matriz de admitancia.

En un sistema de potencia es más importante la potencia compleja que la corriente compleja. La potencia compleja de entrada a un bus puede ser expresada como:

$$S_i = S_{gi} - S_{di} \quad ; \text{inyección neta de potencia en el nodo } i\text{-ésimo.}$$

S_{gi} = generación de potencia programada.

S_{di} = demanda de potencia programada.

$$P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \dots\dots\dots \text{B.3}$$

sustituyendo B.1 en B.3 se obtiene:

$$P_i + jQ_i = \bar{V}_i \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{im} \bar{V}_m^*, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$$

o

$$P_i - jQ_i = \bar{V}_i^* \sum_{m=1}^n \bar{Y}_{im} \bar{V}_m \dots\dots\dots \text{B.4}$$

conociendo que,

$$\bar{V}_i^* = e_i - jf_i = V_i \angle -\delta_i$$

$$\bar{V}_m = e_m + jf_m = V_m \angle \delta_m$$

$$\bar{Y}_{im} = G_{im} + jB_{im} = Y_{im} \angle \theta_{im}$$

$$P_i - jQ_i = \sum_{m=1}^n Y_{im} V_m V_i \cos \angle \delta_m + \theta_{im} - \delta_i$$

$$P_i = \sum_{m=1}^n Y_{im} V_m V_i \cos \angle \delta_m + \theta_{im} - \delta_i \dots\dots\dots \text{B.5}$$

$$Q_i = - \sum_{m=1}^n Y_{im} V_m V_i \text{sen} \angle \delta_m + \theta_{im} - \delta_i \dots\dots\dots \text{B.6}$$

las ecuaciones B.5 y B.6 constituyen la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia. Las cuales proporcionan la potencia real (P_i) y reactiva (Q_i) entrando al bus i -ésimo.

B.5 MATRIZ DE LAS ADMITANCIAS \boxed{Y} :

En la ecuación de flujo de potencia (ecuación B.4), \bar{Y}_{im} es un elemento de la matriz de admitancia de bus \boxed{Y} de orden "n x n", donde "n" es el número de buses. Los elementos de la diagonal representan la admitancias propias de corto circuito, mientras los elementos fuera de la diagonal las admitancia de transferencia del sistema de buses.

Existe un método sistemático para la determinación de \boxed{Y} usando transformación, este utiliza la matriz de incidencia de buses \boxed{A} y la matriz de admitancia primitiva \boxed{y} de la red.

$$\boxed{Y} = \boxed{A}' \boxed{y} \boxed{A}$$

físicamente la admitancia \bar{Y}_{im} representa los elementos de la red, tales como: líneas, transformador, phase shifters, inductores, capacitares y cargas. Esta relación es aplicable sin tomar en cuenta la presencia o ausencia de acoplamiento mutuos entre los elementos.

B.6 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVÉS DE LÍNEAS:

Posteriormente a la solución de los voltajes complejos en los buses, el flujo de potencia a través de líneas es calculado. La corriente fluyendo en la línea conectada entre los buses "i" y "m" (representada por un circuito nominal π), es dado por:

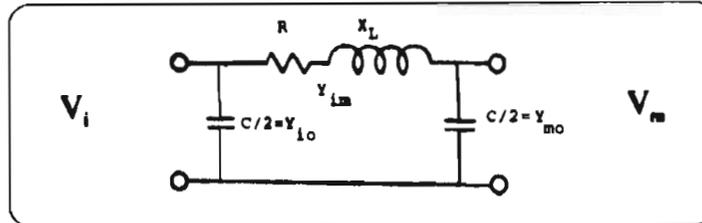


Figura B.1 Representación π de una línea de transmisión.

$$\bar{I}_{im} = \bar{y}_{im}(\bar{V}_i - \bar{V}_m) + \bar{y}_{10}\bar{V}_i$$

donde:

y_{im} = admitancia compleja en serie.

y_{10} = la mitad de la susceptancia de la línea.

La potencia compleja fluyendo del bus "i" a "m" es por lo tanto, dado por:

$$P_{im} + jQ_{im} = \bar{V}_i \bar{I}_{im}^*$$

$$P_{im} + jQ_{im} = \bar{V}_i \left[\bar{y}_{im}(\bar{V}_i - \bar{V}_m) \right]^* + \bar{V}_i \bar{y}_{10}^* \bar{V}_i^* ; \quad \bar{V}_i \bar{V}_i^* = V_i^2 \text{ (magnitud de voltaje)}$$

$$P_{im} + jQ_{im} = V_i^2 \bar{y}_{im}^* - \bar{V}_i \bar{V}_m \bar{y}_{im}^* + V_i^2 \bar{y}_{10}^* \dots \dots \dots \text{B. 7a}$$

similarmente el flujo de potencia desde el bus "m" a "i" es dado por:

$$P_{mi} + jQ_{mi} = \bar{V}_m \bar{I}_{mi}^*$$

$$P_{mi} + jQ_{mi} = \bar{V}_m \left[\bar{y}_{im}(\bar{V}_m - \bar{V}_i) \right]^* + \bar{V}_m \bar{y}_{m0}^* \bar{V}_m^*$$

$$P_{mi} + jQ_{mi} = V_m^2 \bar{y}_{im}^* - \bar{V}_m \bar{V}_i \bar{y}_{im}^* + V_m^2 \bar{y}_{m0}^* \dots \dots \dots \text{B. 7b}$$

B.7 FLUJO DE POTENCIA A TRAVÉS DE TRANSFORMADORES:

En sistemas con diferentes niveles de voltajes, dos buses son separadas por un transformador operando con su razón de vuelta nominal o no. En el caso de un transformador operando en su razón de vueltas nominal su representación es por su impedancia de pérdida (y).

La ecuación para el cálculo del flujo de potencia para este caso es similar a la ecuación B. 7, sin considerar la susceptancia en derivación.

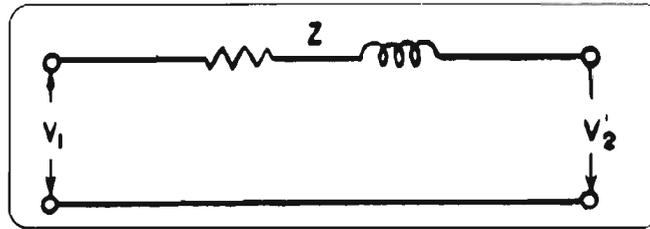


Figura B.2 Circuito equivalente de un transformador de dos devanados.

No obstante para el caso fuera de la nominal, este es representado por su admitancia de pérdida (y) en serie con un autotransformador ideal (figura B.3).

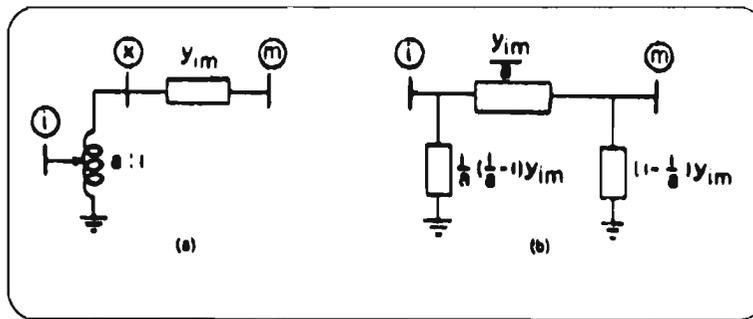


Figura B.3 Circuito equivalente de un transformador.

El flujo de corriente en el transformador en la dirección "x" a "m" es dada por:

$$\bar{I} = (\bar{V}_x - \bar{V}_m) \bar{y}; \bar{y} = \text{admitancia de pérdida referido al valor base asociado al bus "m"}$$

$$\frac{V_i}{V_x} = a; \bar{y} = \bar{y}_{im}$$

suponiendo que no hay pérdidas de potencia en el transformador.

$$\bar{V}_i \bar{I}_i = \bar{V}_x \bar{I}$$

de la cual;

$$I_i = \frac{V_x}{V_i} (\bar{V}_x - \bar{V}_m) \bar{y} = \frac{1}{a^2} \left(\frac{V_i}{a} - \bar{V}_m \right) \bar{y}; a \cdot a = |a|^2$$

$$\bar{I}_i = \frac{V_x}{V_i} \bar{I} = \left(\frac{V_i}{|a|^2} - \frac{\bar{V}_m}{a^2} \right) \bar{y} \dots \dots \dots \text{B.8}$$

similarmente el flujo de corriente de "m" a "x".

$$\bar{I}_m = (\bar{V}_m - \bar{V}_x) \bar{y}$$

$$V_i I_i = -V_m I_m; \frac{V_i}{V_m} = a$$

$$\bar{I}_m = -\frac{V_i}{V_m} \bar{I}_i; \text{ sustituyendo B.8 en } \bar{I}_i, \text{ obtenemos:}$$

$$\bar{I}_m = -\frac{V_i}{V_m} \left(\frac{1}{|a|^2} \bar{V}_i - \frac{\bar{V}_m}{a^2} \right) \bar{y}$$

$$\bar{I}_m = -a^* \left(\frac{1}{|a|^2} \bar{V}_i - \frac{\bar{V}_m}{a^2} \right) \bar{y}$$

$$\bar{I}_m = \left(\bar{V}_m - \frac{\bar{V}_i}{a} \right) \bar{y}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_i \\ \bar{I}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\bar{y}}{|a|^2} & -\frac{\bar{y}}{a^*} \\ -\frac{\bar{y}}{a} & \bar{y} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ \bar{V}_m \end{bmatrix}$$

el flujo de potencia desde bus "i" es dado por:

$$P_{im} + jQ_{im} = \bar{V}_i \left[\left(\frac{\bar{V}_i}{|a|^2} - \frac{\bar{V}_m}{a^*} \right) \bar{y} \right]^*$$

$$P_{im} + jQ_{im} = \frac{1}{|a|^2} V_i^2 \bar{y}^* - \frac{1}{a^*} \bar{V}_i \bar{V}_m \bar{y}^*$$

del bus "m":

$$P_{mi} + jQ_{mi} = \bar{V}_m \left[\left(\bar{V}_m - \frac{\bar{V}_i}{a} \right) \bar{y} \right]^*$$

$$P_{mi} + jQ_{mi} = V_m^2 \bar{y}^* - \frac{1}{a} \bar{V}_m \bar{V}_i \bar{y}^*$$

B.8 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVÉS DE "PHASE SHIFTER":

Un phase shifter regula el flujo de potencia activa variando su ángulo de fase Φ , en estudios de flujo de carga es representado por una admitancia en serie con un autotransformador ideal teniendo una razón de vueltas complejas.

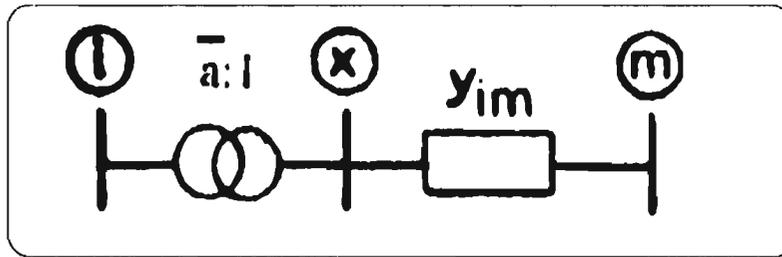


Figura B.4 Representación de un phase shifter.

de la ecuación B.8

$$\bar{I}_i = \frac{V_i^2}{|a|^2} \bar{I} = \frac{1}{a^*} \left(\frac{\bar{V}_i}{a} - \bar{V}_m \right) \bar{y}$$

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{V}_i}{|a|^2} \bar{y} - \frac{\bar{V}_m}{a^*} \bar{y}$$

en forma de matriz:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_i \\ \bar{I}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\bar{y}}{|a|^2} & -\frac{\bar{y}}{a^*} \\ -\frac{\bar{y}}{a} & \bar{y} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ \bar{V}_m \end{bmatrix}$$

el flujo de potencia desde el bus "i" es dado por

$$P_{im} + jQ_{im} = \bar{V}_i \left[\frac{\bar{V}_i}{|a|^2} \bar{y} - \frac{\bar{V}_m}{a^*} \bar{y} \right]^*$$

$$P_{im} + jQ_{im} = \frac{1}{|a|^2} V_i^2 \bar{y}^* - \frac{\bar{V}_i \bar{V}_m}{a} \bar{y}^*$$

desde el bus "m".

$$P_{mi} + jQ_{mi} = \bar{V}_m \left[\left(\bar{V}_m - \frac{\bar{V}_i}{\alpha} \right) \bar{y} \right]^*$$

$$P_{mi} + jQ_{mi} = V_m^2 \bar{y}^* - \frac{1}{\alpha} \bar{V}_m \bar{V}_i^* \bar{y}^*$$

B.9 MÉTODOS DE SOLUCIÓN:

El conjunto de ecuaciones simultáneas no lineales de la ecuación B.4 son solucionadas iterativamente por algún método. Dos métodos son usados más usualmente para su solución:

1. Gauss - Seidel; explicado posteriormente.
2. Newton - Raphson

B.9.1 MÉTODO GAUSS - SEIDEL:

El conjunto de ecuaciones en B.4 puede ser expresado como sigue:

$$\bar{V}_i = \frac{\frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}_i^*} - \sum_{m=1}^n \bar{y}_{im} \bar{V}_m}{\bar{y}_{ii}}, i = 1, 2, 3, \dots, n-1 \dots \dots \dots \text{B.9}$$

Este conjunto de ecuaciones no incluye el bus compensador.

Variables que serán definidas antes de iniciar las iteraciones:

- Los buses deberán ser ordenados (carga, generación, compensador).
- La matriz de admitancia ha sido determinada.
- Un conjunto de valores iniciales (pu) del voltaje complejo deberá ser asignado:
 - Bus de carga: $1 \angle 0$.
 - Bus de generación: la magnitud del voltaje es conocido y se puede asignar inicialmente un ángulo de fase cero.
 - Bus compensador: el voltaje complejo es conocido ($1 \angle 0$).

Teniendo estos parámetros se inicia el proceso de solución con la ecuación B.9. Si el bus i-ésimo es un bus de carga, su carga P_i y Q_i son conocidas, por lo tanto un nuevo valor de voltaje complejo puede ser determinado, lo cual es denotado por $V_i^{(1)}$, donde el superíndice (1) indica la primera iteración. Obviamente el valor de $V_i^{(1)}$ ha sido mejorado comparado con su valor inicial $V_i^{(0)}$, así se podría continuar buscando un conjunto de valores de V_i^* mejorados, este proceso puede ser acelerado modificando la ecuación B.9 como sigue:

$$\bar{V}_i^{(k)} = \frac{\frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}_i^{(k-1)*}} - \sum_{m=1}^{i-1} \bar{y}_{im} \bar{V}_m^{(k)} - \sum_{m=i+1}^n \bar{y}_{im} \bar{V}_m^{(k-1)}}{\bar{y}_{ii}}, i = 1, 2, 3, \dots, n-1 \dots \dots \dots \text{B.10}$$

; el superíndice indica el número de iteración.

Este conjunto de ecuaciones proporciona el voltaje complejo en la barra i-ésima es función de la potencia real y reactiva entregadas a la barra por los generadores o suministradas a la carga

conectada a la barra i-ésima y las tensiones estimadas o previamente calculadas en los otras barras y las admitancias propias y mutuas de los nodos.

Ejemplo: en un sistema de 4 nodos, partiremos para el cálculo de la barra 2. Si P_2 y Q_2 son las potencias real y reactiva que entran a la barra 2.

$$V_2 I_2^* = P_2 + jQ_2$$

$$I_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{V_2^*}$$

$$\frac{P_2 - jQ_2}{V_2^*} = \bar{Y}_{21} \bar{V}_1 + \bar{Y}_{22} \bar{V}_2 + \bar{Y}_{23} \bar{V}_3 + \bar{Y}_{24} \bar{V}_4$$

despejando V_2 , obtenemos:

$$\bar{V}_2 = \frac{1}{\bar{Y}_{22}} \left[\frac{P_2 - jQ_2}{V_2^*} - (\bar{Y}_{21} \bar{V}_1 + \bar{Y}_{23} \bar{V}_3 + \bar{Y}_{24} \bar{V}_4) \right]$$

en el caso de que el i-ésimo bus sea un bus generador entonces su carga reactiva Q_i no es especificado, pero sus límites máximo y mínimo son conocidos.

$$Q_{i-\min} \leq Q_i \leq Q_{i-\max} \dots \dots \dots \text{B.11}$$

es calculada por:

$$Q_i^{(k)} = -\text{IM} \left[\bar{V}_i^{*(k-1)} \left(\sum_{m=1}^{i-1} \bar{Y}_{im} \bar{V}_m^{(k)} + \sum_{m=i+1}^n \bar{Y}_{im} \bar{V}_m^{(k-1)} \right) \right] \dots \dots \dots \text{B.12}$$

Si Q_i cumple con la relación B.11 o esta dentro del rango este valor podrá ser usado para el cálculo de los voltajes de acuerdo a la ecuación B.10, este valor de V_i , se modificará de acuerdo a la siguiente ecuación; esto se realiza para mantener la magnitud especificada.

$$\text{nuevo valor de } \bar{V}_i; \bar{V}_i^{(k)} = \frac{V_{i-\text{especificado}}}{V_i^{(k)}} V_i^{(k)} \dots \dots \dots \text{B.13}$$

de violar los límites se toma el valor de Q_i más cercano al que fue sobrepasado y V_i no se modifica con la ecuación B.13 ya que el bus de generación se cambia a un bus de carga. Para el cálculo de $Q_i^{(k+1)}$ (proxima iteración), se toma la magnitud del voltaje especificado y el ángulo de fase de \bar{V}_i^k (iteración anterior).

Las iteraciones continúan hasta que $|\bar{V}_i^k| - |\bar{V}_i^{(k-1)}|$ sea igual o menor a una tolerancia especificada. Los valores de voltajes complejos correspondiente a una condición de carga especificada han sido determinadas y por lo tanto los cálculos son finalizados, no sin antes calcular los flujos en las líneas (ecuación B.7).

La experiencia con el método Gauss - Seidel de resolución de los problemas de flujo de carga ha demostrado que es necesario un número excesivo de iteraciones antes de que la tensión corregida este dentro de un índice aceptable de precisión. En cada iteración, los efectos de los voltajes complejos mejorados solo afectan a los buses directamente conectados a el. El número de iteraciones necesarias se reduce considerablemente si la corrección de la tensión de cada barra se multiplica por alguna constante que aumente el valor de la corrección, esto es para llevar el

valor de la tensión más próximo al valor al que está convergiendo. Los multiplicadores que permiten esta convergencia mejorada se denominan factores de aceleración.

$$\bar{V}_i^k \text{-modificada} = \bar{V}_i^{(k-1)} + \alpha(\bar{V}_i^k - \bar{V}_i^{(k-1)})$$

α = factor de aceleración, valores óptimos son entre 1.2 - 1.8 [8]

B.9.2 Método Newton - Raphson.

La expansión de las series de Taylor para una función de dos o más variables es la base para el método de Newton - Raphson de solución del problema de flujos de carga.

Consideremos el sistema:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2) &= 0 \end{aligned} \quad \bar{f}(\bar{x}) = 0$$

como valor inicial se propone:

$$\bar{x}^{(0)} = \begin{bmatrix} x_1^{(0)} \\ x_2^{(0)} \end{bmatrix}$$

Se desea calcular el vector Δx , el cual se le sumará al valor inicial propuesto, es decir:

$$\bar{x}^0 + \Delta x = \begin{bmatrix} x_1^{(0)} + \Delta x_1 \\ x_2^{(0)} + \Delta x_2 \end{bmatrix}$$

Así la función $\bar{f}(\bar{x}^0 + \Delta x) = 0$ se puede escribir de la siguiente manera:

$$f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2) = 0$$

$$f(\bar{x}^0 + \Delta x) = 0 \Leftrightarrow$$

$$f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2) = 0$$

Expandiendo las funciones f_1 y f_2 en series de Taylor se obtienen las siguientes expresiones:

$$f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2) \approx f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \left[\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right]_{(0)} \Delta x_1 + \left[\frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right]_{(0)} \Delta x_2 = 0$$

$$f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2) \approx f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \left[\frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right]_{(0)} \Delta x_1 + \left[\frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right]_{(0)} \Delta x_2 = 0$$

Estas también pueden ser escritas como:

$$f(\bar{x}^{(0)} + \Delta x) \approx \bar{f}(\bar{x}^{(0)}) + \begin{bmatrix} \left[\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right]_{(0)} & \left[\frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right]_{(0)} \\ \left[\frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right]_{(0)} & \left[\frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right]_{(0)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} \cong \bar{0}$$

Y en forma compacta se pueden denotar como:

$$\bar{f}(\bar{x}^0) + \bar{J}^{(0)} \Delta x \cong \bar{0}$$

Donde J es la llamada "Matriz Jacobiana".

Así es posible expresar Δx como:

$$\Delta x \cong -\bar{J}^{(0)-1} \bar{f}(\bar{x}^0)$$

Dicha expresión también puede ser escrita como

$$\bar{x}^{(t+1)} = \bar{x}^{(t)} - J^{(t)-1} \bar{f}(\bar{x}^{(t)})$$

Solución del problema de flujos de carga por el método de Newton - Raphson.

La solución del problema de flujos de carga por medio del método de Newton - Raphson se puede aplicar tanto a la formulación en coordenadas polares como a formulación en coordenadas cartesianas.

A continuación se presenta el caso de la formulación en coordenadas polares.

Como ya se definió con anterioridad la ecuación de flujos de carga para un nodo i puede ser escrita como:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{q=1}^n Y_{iq} V_q \quad i = 1, 2, 3, 4, \dots, n$$

de las ecuaciones B.5 y B.6, cuando m=i

y utilizando $Y_{ii} = |Y_{ii}| \angle \theta_{ii} = G_{ii} + jB_{ii}$; $\delta_n - \delta_i = 0$

se obtiene:

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n |V_i V_m Y_{im}| \cos(\theta_{im} + \delta_m - \delta_i) \dots \dots \dots \text{B.14}$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n |V_i V_m Y_{im}| \sin(\theta_{im} + \delta_m - \delta_i) \dots \dots \dots \text{B.15}$$

Estas ecuaciones pueden ser diferenciadas con respecto a voltajes, ángulos y magnitudes.

Consideremos todos los buses como buses de carga con las demandas de potencia conocidas (P_{di}, Q_{di}), y se tienen dos variables de estado $\delta_i, |V_i|$ para cada bus excepto el bus compensador, para ser calculadas en la solución del flujo de carga.

$$\Delta P_i = P_{i-espec} - P_{i-calc} \dots \dots \dots \text{B.16}$$

$$\Delta Q_i = Q_{i-espec} - Q_{i-calc} \dots \dots \dots \text{B.17}$$

Para la potencia real P_i , tenemos para un sistema de 4 buses.

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \Delta |V_2| + \frac{\partial P_i}{\partial |V_3|} \Delta |V_3| + \frac{\partial P_i}{\partial |V_4|} \Delta |V_4|$$

Los últimos tres términos pueden ser multiplicados y divididos por su respectiva magnitud de voltaje sin alterar su valor, obteniendo.

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial P_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + |V_4| \frac{\partial P_i}{\partial |V_4|} \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|}$$

Ecuación similar para la potencia reactiva.

$$\Delta Q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + |V_4| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_4|} \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|}$$

Cada uno de los buses no compensadores tienen dos ecuaciones semejantes a ΔP_i y ΔQ_i

En forma de matriz:

$\frac{\partial P_1}{\partial \delta_2}$...	$\frac{\partial P_1}{\partial \delta_4}$	$ V_2 \frac{\partial P_1}{\partial V_2 }$...	$ V_4 \frac{\partial P_1}{\partial V_4 }$	$\Delta \delta_2$	=	ΔP_2
...	J_{11}	J_{12}	...		ΔP_4
$\frac{\partial P_4}{\partial \delta_2}$...	$\frac{\partial P_4}{\partial \delta_4}$	$ V_2 \frac{\partial P_4}{\partial V_2 }$...	$ V_4 \frac{\partial P_4}{\partial V_4 }$	$\frac{\Delta V_2 }{ V_2 }$		ΔQ_2
...	$\frac{\Delta V_4 }{ V_4 }$		ΔQ_4
...	J_{21}	J_{22}	...		
$\frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2}$...	$\frac{\partial Q_1}{\partial \delta_4}$	$ V_2 \frac{\partial Q_1}{\partial V_2 }$...	$ V_4 \frac{\partial Q_1}{\partial V_4 }$			
...			
$\frac{\partial Q_4}{\partial \delta_2}$...	$\frac{\partial Q_4}{\partial \delta_4}$	$ V_2 \frac{\partial Q_4}{\partial V_2 }$...	$ V_4 \frac{\partial Q_4}{\partial V_4 }$			

Jacobiano
corrección
mismatches

La solución de la ecuación B. 18 es encontrada por iteraciones como sigue:

1. Estimar $\delta_i^{(0)}$ y $|V_i|^{(0)}$ para las variables de estado.
2. Usar las variables estimadas para calcular $P_{i-calc}^{(0)}$ y $Q_{i-calc}^{(0)}$ de las ecuaciones B. 14 y B. 15
 $\Delta P_i^{(0)}$ y $\Delta Q_i^{(0)}$ de las ecuaciones B. 16 y B. 17
 y encontrar los elementos de las derivadas parciales del jacobiano J.
3. Resolver la Ecuación B. 18 para correcciones iniciales $\Delta \delta_i^{(0)}$ y $\frac{\Delta |V_i|^{(0)}}{|V_i|^{(0)}}$
4. Añadir las correcciones a los valores iniciales estimados, para obtener:
 $\delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta \delta_i^{(0)}$
 $|V_i|^{(1)} = |V_i|^{(0)} + \Delta |V_i|^{(0)} = |V_i|^{(0)} \left(1 + \frac{\Delta |V_i|^{(0)}}{|V_i|^{(0)}} \right)$
5. Usar los nuevos valores de $\delta_i^{(1)}$ y $|V_i|^{(1)}$ como valores de inicio para la segunda iteración y continuar.

En forma más general de las variables de estado son:

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)}$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k)} \left(1 + \frac{\Delta |V_i|^{(k)}}{|V_i|^{(k)}} \right)$$

J_{11}

Elementos fuera de la diagonal:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

Elementos de la diagonal:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n |V_i V_m Y_{im}| \sin(\theta_{im} + \delta_m - \delta_i) = - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq i}}^n \frac{\partial P_i}{\partial \delta_m}$$

J_{21}

Elementos fuera de la diagonal

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

Elementos de la diagonal.

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{m=1}^n |V_i V_m Y_{im}| \sin(\theta_{im} + \delta_m - \delta_i) = - \sum_{m=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_m}$$

J_{12}

Elementos fuera de la diagonal.

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_j| |V_i Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)$$

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = - \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}$$

Elementos de la diagonal.

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} + 2|V_i|^2 G_{ii}$$

J_{22}

Elementos fuera de la diagonal.

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_j| |V_i Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}$$

Elementos de la diagonal.

$$|V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} - 2|V_i|^2 B_{ii}$$

ANEXO C.
NÚMEROS CONVENSIONALES (ANSI) PARA DESIGNACIÓN DE DISPOSITIVOS
DE PROTECCIÓN POR NÚMERO.

1. ELEMENTO PRINCIPAL.
2. RELÉ DE TIEMPO RETARDADO PARA ARRANQUE O CIERRE.
3. RELÉ DE ENTRELACE O VERIFICACIÓN.
4. CONTACTOR PRINCIPAL.
5. ELEMENTO DE PARAR.
6. INTERRUPTOR DE ARRANQUE.
7. INTERRUPTOR DE ÁNODO.
8. ELEMENTO DE DESCONEXIÓN DE LA FUENTE DE CONTROL.
9. ELEMENTO REVERSIBLE.
10. SWITCH DE SECUENCIA UNITARIA.
11. APLICACIÓN FUTURA.
12. ELEMENTO DE SOBREVOLUCIDAD.
13. ELEMENTO DE VELOCIDAD SÍNCRONA.
14. ELEMENTO DE BAJA VELOCIDAD.
15. ELEMENTO DE CORRESPONDENCIA DE VELOCIDAD Y FRECUENCIA.
16. APLICACIÓN FUTURA.
17. SWITCH DE DESCARGA O DE CONEXIÓN EN SHUNT.
18. ELEMENTO DE ACCELERACIÓN O DE DESACELERACIÓN.
19. CONTACTOR DE TRANSICIÓN ENTRE EL ARRANQUE Y MARCHA
20. VÁLVULA OPERADA ELÉCTRICAMENTE.
21. RELEVADOR DE DISTANCIA.
22. INTERRUPTOR DE CIRCUITO IGUALADOR.
23. ELEMENTO DE CONTROL DE TEMPERATURA.
24. APLICACIÓN FUTURA.
25. ELEMENTO DE SINCRONIZACIÓN O PARA VERIFICAR SINCRONIZACIÓN.
26. ELEMENTO DE APARATO TÉRMICO.
27. RELEVADOR DE BAJO VOLTAJE.
28. APLICACIÓN FUTURA.

29. CONTADOR DE AISLAMIENTO.
30. RELÉ ANUNCIADOR.
31. RELEMENTO DE EXCITACIÓN SEPARADA.
32. RELEVADOR DE POTENCIA DIRECCIONAL.
33. SWITCH DE POSICIONES.
34. SWITCH DE SECUENCIA OPERAADO POR MOTOR.
35. ELEMENTO DE OPERACIÓN DE ESCOBILLAS O PARA CONECTAR EN CORTO CIRCUITO LOS ANILLOS - DESLIZANTES.
36. ELEMENTO DE POLARIDAD.
37. RELÉ DE BAJA POTENCIA O BAJA CORRIENTE.
38. ELEMENTO DE PROTECCIÓN DE CHUMACERA.
39. APLICACIÓN FUTURA.
40. RELÉ DE CAMPO.
41. INTERRUPTOR DE CAMPO.
42. INTERRUPTOR DE MARCHA.
43. ELEMENTO SELECTOR DE TRANSFERENCIA MANUAL.
44. RELÉ DE ARRANQUE DE SECUENCIA UNITARIA.
45. APLICACIÓN FUTURA.
46. RELÉ DE CORRIENTE PARA FASE INVERSA O DE BALANCE.
47. RELÉ DE VOLTAJE DE SECUENCIA DE FASE.
48. RELÉ DE SECUENCIA INCOMPLETA.
49. RELÉ TÉRMICO DE TRANSFORMADOR O DE MAQUINA.
50. RELÉ SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA.
51. RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO (C.A.).
52. INTERRUPTOR DE CORRIENTE ALTERNA.
53. RELÉ DE EXCITADOR O DE GENERADOR (C.D.).
54. INTERRUPTOR DE C.D. DE ALTA VELOCIDAD.
55. RELÉ DE FACTOR DE POTENCIA.
56. RELÉ DE APLICACIÓN DE CAMPO.
57. ELEMENTO DE CORTOCIRCUITO O DE CONEXIÓN O APERTURA.
58. RELÉ DE FALLA PARA RECTIFICADOR DE POTENCIA.
59. RELÉ DE SOBRE VOLTAJE.
60. RELÉ DE VOLTAJE BALANCEADO.

61. RELÉ DE CORRIENTE BALANCEADO.
62. RELÉ DE TIEMPO RETARDADO PARA ARRANQUE O APERTURA.
63. RELÉ DE PRESIÓN DE LÍQUIDO O DE GAS, DE NIVEL O DE FLUJO (BUCHHOLZ).
64. RELÉ DE PROTECCIÓN A TIERRA.
65. GOBERNADOR.
66. ELEMENTO DE ACELERACIÓN INTERMITENTE.
67. RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE (A.C.).
68. RELÉ DE BLOQUEO.
69. DISPOSITIVO DE OPCIÓN.
70. ROSTATO OPERADO ELÉCTRICAMENTE.
71. APLICACIÓN FUTURA.
72. INTERRUPTOR DE CORRIENTE DIRECTA.
73. CONTACTOR DE RESISTOR DE CARGA.
74. RELÉ DE ALARMA.
75. MECANISMO DE CAMBIO DE POSICIÓN.
76. RELÉ DE SOBRECARGA DE (C.D.).
77. TRANSMISOR DE PULSACIONES.
78. RELÉ DE MEDICIÓN DE ÁNGULO DE FASE O PÉRDIDA DE SINCRONISMO.
79. RELÉ DE RECIERRE (C.A.).
80. APLICACIÓN FUTURA.
81. RELÉ DE FRECUENCIA.
82. RELÉ DE RECIERRE (C.D.)
83. RELÉ DE TRANSFERENCIA O DE CONTROL SELECTIVO AUTOMÁTICO.
84. MECANISMO DE OPERACIÓN.
85. RELÉ RECEPTOR DE CARRIER O HILO PILOTO.
86. RELÉ AUXILIAR DE BLOQUEO.
87. RELEVADOR DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL.
88. MOTOR AUXILIAR O GRUPO MOTOR GENERADOR.
89. SWITCH DE LÍNEA.
90. ELEMENTO DE REGULACIÓN.
91. RELÉ DE VOLTAJE DIRECCIONAL.
92. RELÉ DE VOLTAJE Y DE POTENCIA DIRECCIONAL.
93. CONTACTOR DE CAMBIO DE CAMPO.
94. RELÉ DE DISPARO.

ANEXO D.

ESQUEMAS DE PROTECCIONES EN LA INTERFASE ENTRE EL SUMINISTRADOR DE ENERGÍA Y LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES.

El propósito básico de la compañía suministradora y del consumidor industrial es proporcionar y ser alimentado respectivamente de una fuente de potencia confiable, de capacidad adecuada para alimentar a las diferentes cargas conectadas.

La interconexión eléctrica entre la empresa eléctrica y la planta industrial es importante para ambas redes, además por la operación económica de la compañía industrial.

La cuidadosa planificación inicial, con una conjunta coordinación entre el personal técnico de ambas redes es la clave para la protección de este amarre.

Arreglos usados en la acometida para dar servicio a una planta industrial depende del tamaño y tipo de la carga o la importancia en la continuidad del servicio. La continuidad en la potencia eléctrica no es posible sin equipos de reserva, aunque la empresa eléctrica proporcione extremadamente alta continuidad en el servicio.

Los factores que afectan la protección incluyen la presencia de generación local, carga de alta inercia, conexión y aterrizaje de los transformadores de suministro, si o no los alimentadores son dedicados (alimentación solo a una planta industrial) y necesidad de recierres.

Existen muchos posibles arreglos de circuitos y esquemas de protección. Aquí se explicaran algunos que pudieran ser aplicados en esta interconexión.

D.1 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, (ANSI/IEEE std 242, 1986[3])

Dispositivos de protección (relevadores, fusibles e interruptores de circuito de bajo voltaje) son aplicados en los circuitos de interconexión de la misma manera y empleando los mismos principios como en otras localizaciones del sistema de potencia industrial y del suministrador. El propósito básico es proteger todos los circuitos y equipos de condiciones eléctricas anormales, también como minimizar el efecto de estas fallas. Relevadores de protección, fusibles y otros equipos proporcionan esta función por la desconexión en un tiempo determinado bajo esta condición anormal. De hecho, la selección de un esquema de protección por relevadores es inherentemente dependiente del arreglo de los circuitos como también del equipo y proceso a ser protegido y la necesidad en la continuidad del servicio. Los ajustes de los relevadores y capacidades de los fusibles son determinados y coordinados con los equipos de protección del

suministrador para aislar el segmento fallado del sistema tan rápidamente como sea posible para permitir que la parte no fallada de la red continúe operando. La aplicación de los dispositivos de protección es llevada a cabo por una clasificación del circuito eléctrico en zonas de protección, el cual puede ser acomodado en una manera económica usando varios esquemas. Estas zonas son seleccionadas en las bases de las características individuales de cada instalación. Algunas de las características son:

1. Características eléctricas del circuito de la empresa eléctrica, especialmente la distribución de las corrientes de fallas.
2. Capacidad y requerimientos en la continuidad del servicio en la carga.
3. Probabilidad de disturbios en el sistema debido a la exposición, longitud del circuito y tipo de equipos.
4. Requerimientos estándares del suministrador establecido para asegurar máxima calidad del servicio a sus usuarios.
5. Equipos de protección disponibles con las debidas consideraciones económicas.
6. Estabilidad de los motor y otras características de las cargas.
7. Necesidad de recierres.
8. Necesidad de localización de las fallas.
9. Disposición física.

Los esquemas de protección usados en una planta industrial en combinación con las líneas del suministrador son descritos de acuerdo a su localización en el punto de interconexión, bajo los siete grupos descritos posteriormente (ver figura D1).

1. Grupo A, protección del circuito suministrador: los equipos de protección en este punto son usualmente de propiedad de este, su propósito principal es proteger el circuito principal de la empresa eléctrica de efectos adversos de fallas entre el interruptor de la empresa eléctrica y el equipo de entrada al consumidor. Su principal función es despejar tan rápido como sea posible para no llevar el problema a otros usuarios conectados a la red, además de servir de protección de respaldo para el grupo B.

Los relevadores comúnmente empleados en este punto son como sigue:

Relevadores de sobrecorriente de falla a tierra y de fase de tiempo inverso. (50/51 y 50N/51N, ver anexo C)[23]: estos son usados por su simplicidad y economía. Cuando unidades

instantáneas son usadas estas tienen ajustes altos de tal manera que no detecten fallas más allá del 80% de distancia al próximo dispositivo de sobrecorriente en el lado de la carga.

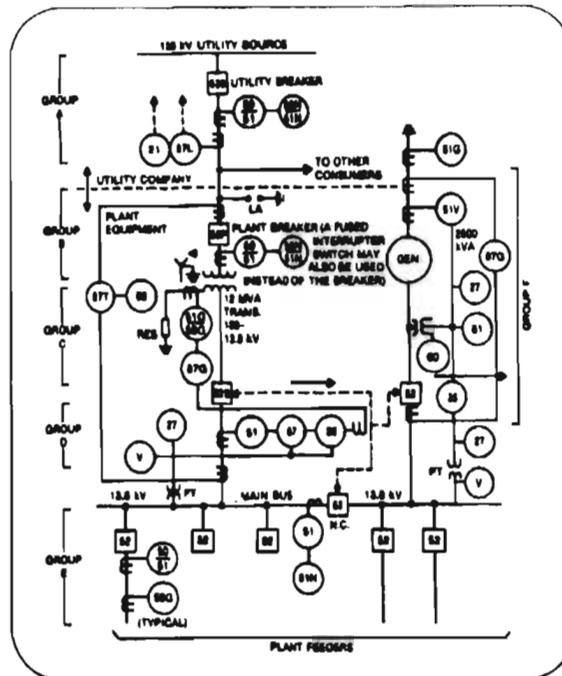


Figura D1. Grupos de esquemas de protección.

Estas localizaciones de las protecciones no siempre son bien definidos debido a las diferencias entre las instalaciones y en algunos casos uno o más grupos pueden no existir.

Relevadores de distancia (21): estos relevadores generalmente usados por la empresa eléctrica en las líneas de amarre a la planta industrial (ver sección 2.2.1.b para detalles de sus características). Estos son mucho más caros que los relevadores de sobrecorrientes. Los relevadores de hilo piloto (87L) son también utilizados con el mismo propósito ver sección 2.2.1.b

2. Grupo B. Protección en el sistema de entrada: se pueden utilizar relevadores o fusibles, esta protección es generalmente proporcionada por el consumidor industrial, en las cuales la necesidad de las características y ajustes deberán ser seleccionados basados en una operación selectiva entre equipos de protección del cliente y el suministrador, bajo las normas específicas.

Estos dispositivos de protección operan para desconectar a la empresa eléctrica del sistema del consumidor industrial bajo ciertas fallas en las conexiones primarias y secundarias del

transformador y sirve de respaldo para equipos de protección asociados con el secundario del transformador.

Típicos dispositivos de protección aplicados en este grupo son:

Relevadores de sobrecorriente de fase y de tierra (50/51 y 50N/51N), ver anexo E.

Relevadores de sobrecorriente direccional: cuando son aplicados para protección de las líneas de amarre, estos miran hacia el sistema suministrador y detectan fallas en esta línea de entrada, previniendo sobrecargas a los generadores en la planta industrial y líneas paralelas. Estos son recomendados cuando se están operando en paralelo la generación de la planta industrial y la empresa eléctrica.

Un correcto intercambio de ideas (información técnica, datos de las redes, etc) entre los ingenieros de ambas redes es necesario en la selección de los ajuste y características de los relevadores direccionales, para que esta sea compatible con las necesidades operativas de ambas redes.

Para una completa protección es recomendada la utilización de los relevadores direccionales de tierra (67N). Cabe hacer notar que estos relevadores necesitan una fuente de polarización generalmente un voltaje de referencia.

Otras opciones es la utilización de relevadores de hilo piloto y en voltajes menores de 600 volts la confiabilidad del servicio puede ser mejorado usando cables limitadores de corriente.

3. Grupo C. Protección del transformador:

Los dispositivos de protección básicos son:

Relevadores de sobrecorriente de fase y de fase a tierra (50/51 y 50N/51N). Los relevadores de falla a tierra para mejores resultados serán conectados a un transformador de corriente del tipo anillo "core - balanced", aunque pueden ser usados con la conexión residual de los CT's (ver sección 3.2.1.d5).

Relevadores diferenciales del transformador (87T): estos protegen para fallas de fase - fase y de fase a tierra con velocidad alta de despeje. Son aplicados generalmente a unidades importantes arriba de 5000 KVA, cuando son usados interruptores en el lado primario.

Los relevadores con restricción de armónica (ver sección 3.2.1.a) son usados para obtener gran sensibilidad y no operar bajo condiciones de la corriente de magnetización. Generalmente al operar un relevador diferencial va acompañado por un bloqueo (relevador de disparo 86).

4. Grupo D. Protección secundaria del transformador.

Las protecciones básicas aplicadas en este punto son:

Relevadores de sobrecorriente de fase (51): protegen en contra de falla de bus y de respaldo de los relevadores de sobrecorriente de los alimentadores. Cuando existen interruptores en el lado primario con los relevadores asociados, esta protección puede ser eliminada sin consecuencias graves. Si existe la necesidad de despejes de alta velocidad se pueden utilizar relevadores diferenciales de bus (87B). Ya que con los relevadores de sobrecorriente instantáneos se pudiera perder la selectividad con dispositivos de protección aguas abajo.

Relevadores de tierra conectado en el neutro del transformador (51G): este es muy sensitivo y respaldará relevadores de falla a tierra en los alimentadores, el cual dispara el interruptor en el lado secundario.

Relevadores de sobrecorriente direccional de fase y fase a tierra (67 y 67N): pueden ser útiles para los casos de arreglos duales (doble acometida) donde existe un servicio dual a un solo cliente. Además en instalaciones en donde existe coenergación, estos relevadores son utilizados para despejar falla en la entrada del suministro o en el transformador, esto es, la dirección de disparo mira hacia la empresa eléctrica.

Relevadores de potencia direccional (32): pueden ser usados para desconectar la línea de llegada y el transformador de la acometida en la pérdida del amarre del suministro, en caso de operación en paralelo o cuando existe coenergación.

5. Grupo E. Protección de los alimentadores: estos relevadores son seleccionados en las bases del tipo de carga, tipo de circuito y en general el grado de protección necesitado (ver sección 3.2.1.c).

6. Grupo F. Protección de la generación propia (coenergación): la presencia de generación propia añade flexibilidad y confiabilidad de la fuente de energía eléctrica al consumidor industrial, pero esto añade cierta complejidad en protección y control.

Las siguientes protecciones son estándares para la unidad de generación:

Relevadores de sobrecorriente con control de voltaje (51V): problemas de bajos voltajes son causas directas de falla, en vez de sobrecarga, así cuando existe una sobrecorriente con una depresión de voltaje este operará. Esta característica permite realizar ajustes tan bajos que la capacidad normal del generador.

Relevador de tierra en el neutro del generador (51G): este se aplica de la misma manera como el utilizado en el neutro del transformador de potencia. Si la coogeneración esta en paralelo a un transformador, el tipo de aterrizamiento puede ser igual a este o por medio de una alta resistencia de aterrizaje. Además un relevador de voltaje (59) será usado para la detección de fallas de línea a tierra en aterrizamiento de alta resistencia (ver sección 3.2.1.e).

Relevadores diferenciales del generador (87G): protege en contra de fallas en el generador o conductores.

Relevadores direccionales (67).

7. Grupo G. Protección de los buses: ver sección 3.2.1.f

Cabe hacer notar que las aplicaciones de protecciones explicadas aquí fueron dirigidas a solo los relevadores, pero pudieran existir fusibles o interruptores de circuito de bajo voltaje que generalmente son utilizados en instalaciones a voltajes menores de 600 volts.

D.2 EJEMPLOS DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA SUMINISTRADOR,(ANSI/IEEE std 242,1986[3])

Se estudiarán seis posibles esquemas tomando como referencia las protecciones de cada grupo explicado anteriormente, pero estos esquemas no pueden ser considerados como los preferidos o recomendados, ya que relevadores adicionales o diferentes configuraciones del amarre del suministrador serán usados dependiendo de las necesidades del consumidor y de la empresa eléctrica.

La empresa eléctrica suministrará la energía a la planta industrial la cual debe ser diseñada para llenar una necesidad particular de cada instalación. Por ejemplo, equipo de servicio duplicado (doble acometida) podría ser necesario para los requerimientos en los procesos industriales que necesitan una fuente constante de energía eléctrica.

D.2.I. Suministro de energía eléctrica por una acometida con interruptor de circuito en el lado primario del transformador. (ver figura D2)

Este arreglo es más caro, en algunas aplicaciones el relevador e interruptor de circuito (52L) es reemplazado con un interruptor con fusible "fused switch". Los relevadores de sobrecorriente en el circuito de entrada (grupo B) son frecuentemente ajustados y probados en cooperación con la empresa eléctrica para coordinarlos con los relevadores del grupo A. Estos además sirven como protección de respaldo para el transformador.

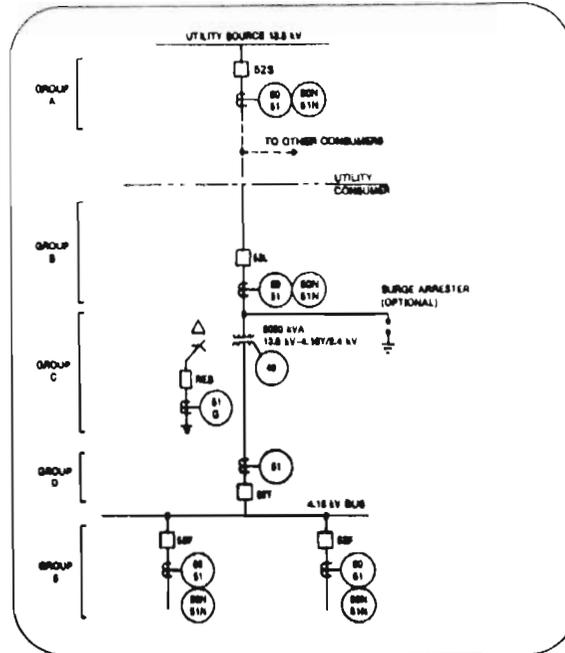


Figura D2. Suministro de energía eléctrica por una acometida con interruptor de circuito en el lado primario del transformador.

Los relevadores instantáneos (50) en el grupo A pueden ser ajustados solamente si existe suficiente impedancia en el circuito entre los interruptores de circuito de la empresa eléctrica 52S y la del consumidor industrial 52L, y debería ser ajustada para ver un 80% de la línea, de otro modo debería ser desconectada.

Los relevadores instantáneos (50) en el grupo B debería ser ajustado para coordinar con el dispositivo 50 en el grupo E. El relevador de sobrecorriente temporizado (51) en el grupo D es opcional, de hecho este proporciona protección de sobrecorriente al bus de 4.16Kv y como respaldo a falla en los alimentadores.

D.2.II. Doble acometida sin transformación. (ver figura D3)

Bajo este arreglo los interruptores de las acometidas (52S1, 52S2) los cuales uno esta abierto y el otro cerrado, el propósito de esto es disminuir la capacidad de corto circuito en el bus 13.8Kv y eliminar la necesidad de relevadores direccionales. Transferencias automáticas debería ser temporizadas para coordinarlas para fallas en otras porciones del sistema. Debido a la necesidad de ajustes colocados por el suministrador en los relevadores de protección para los interruptores de circuito (52S1 y 52S2), la selectividad entre los interruptores de circuito (52F) en la carga

puede ser difícil de obtener. Un relevador de sobrecorriente de bloqueo es utilizado para bloquear ambas fuentes (empresa eléctrica), en casos de fallas en el bus o una carencia de coordinación con los fusibles protegiendo a los alimentadores

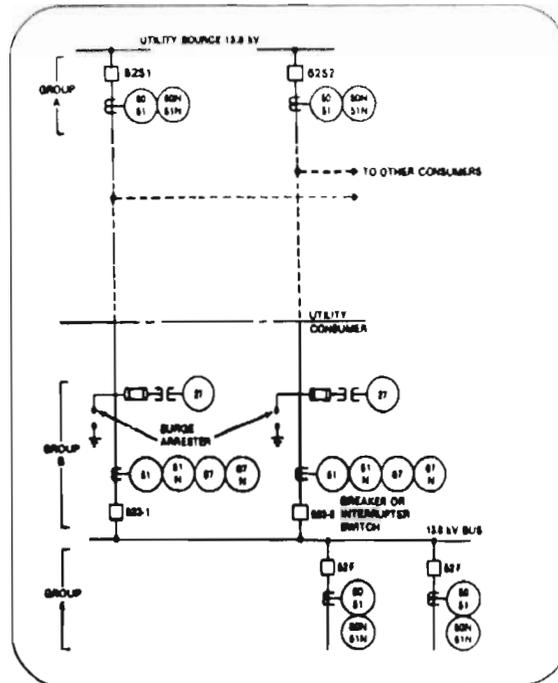


Figura D3. Doble acometida sin transformación.

D.2.III. Doble acometida con transformación. (ver figura D4)

Con este arreglo la planta industrial es protegida no solamente de la pérdida de una línea suministradora sino además en contra de fallas en un bus primario o en un transformador. Los lados secundarios de ambos transformadores son unidos a través de un interruptor normalmente cerrado (52B). Este esquema además proporciona transferencias automáticas en el lado primario del transformador, cerrando el interruptor de amarre 52A después que la falla es despejada, cuando una de las líneas es fallada. Una falla en el transformador y en el lado secundario de este es vista por uno o más de los siguientes equipos: el relevador de presión súbita (63), relevador diferencial (87), relevador de sobrecorriente (51) y relevadores de tierra (51G, 87G).

Los relevadores de sobrecorriente direccionales (67) proporcionan protección de respaldo en la dirección del flujo de corriente desde el lado de bajo voltaje hacia el transformador.

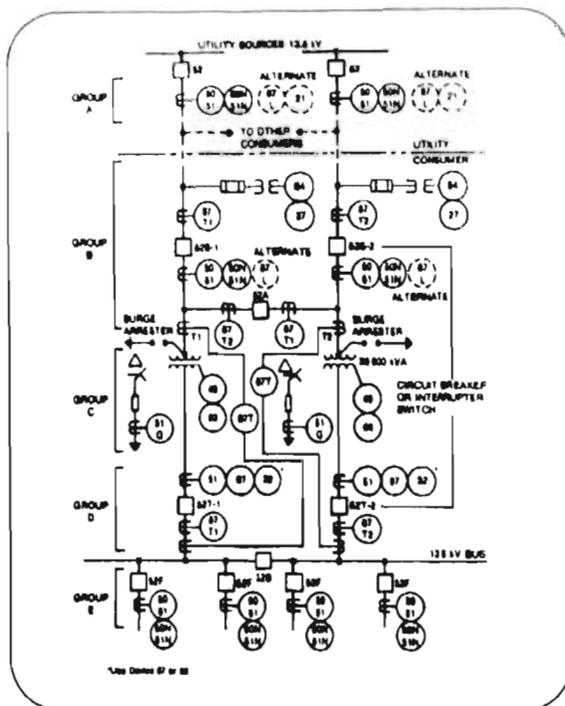


Figura D4. Doble acometida con transformación.

Este esquema proporciona protección en contra de fallas en el bus aislando la sección fallada abriendo los interruptores de circuito 52T-1 o 52T-2. Los relevadores diferenciales de transformador (87T) deberá ser considerado para transformadores de 5MVA o más.

Si el sistema (figura D4) es operado ya sea con el interruptor cerrado en el lado primario (52A) o secundario (52B), fallas en la red del suministrador son normalmente despejadas por equipos de protección del consumidor esto no es aceptable para muchas compañías suministradoras las cuales desean que solamente los equipos que despejen tales fallas sean de su propiedad, por esta razón es preferido operar con el interruptor de amarre en el lado secundario 52B abierto. Esto simplifica el esquema de protección eliminando los relevadores direccionales y diferenciales de bus en el lado de baja y disminuyendo la capacidad de corto circuito.

La conexión del punto de la acometida (empresa eléctrica) al sistema de distribución industrial determinará cual esquema de protección es requerido. Cada instalación tendrá que examinarse individualmente, pero el criterio principal de los esquemas de protección por relevadores debería ser la separación de las fuentes en caso de sensor alguna anomalía.

D.2.IV. Una acometida de suministro de energía con generación en la planta industrial. figura D5

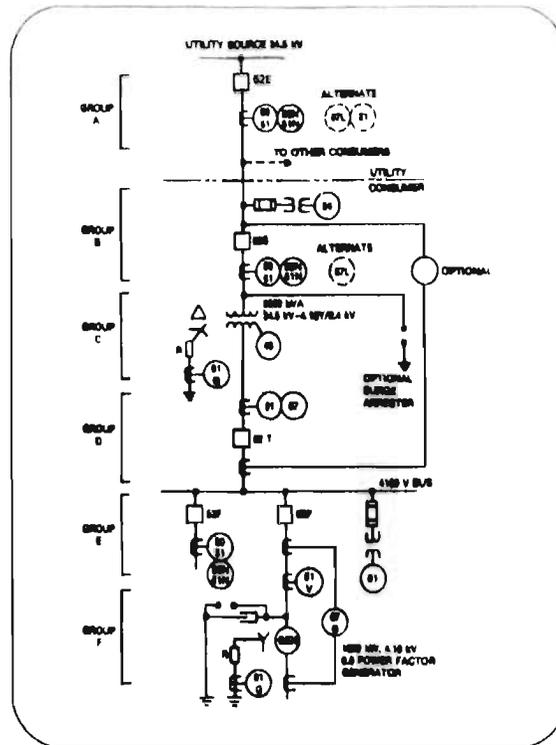


Figura D5. Una acometida de suministro de energía con generación en la planta industrial.

Algunas plantas manufactureras encuentran esta opción económica para generar una porción de sus necesidades de energía conjuntamente con su proceso de manufacturización. El generador cuando opera en paralelo con el sistema suministrador, presenta muchos problemas adicionales de control y protección. El sistema probablemente tiene que ser diseñado para despachar carga en el hecho de que la fuente de la empresa eléctrica se pierda. Otro problema se origina de la desconexión de la generación del sistema suministrador debido a una condición de falla. Bajo estas circunstancias, los generadores de la planta industrial podrían llevar cargas de otros clientes, también como las cargas de la industria que debería ser suministrada por el suministrador solamente.

Para intentar solucionar estos problemas se hace necesario un relevador de detección de tierra (64) para que reconozca una falla de tierra en el lado de 34.5Kv del transformador y cause disparo al interruptor 52S, desconectando el amarre

No obstante, un relevador de potencia direccional (32) podría medir la corriente que fluye hacia la empresa eléctrica. La corriente de pickup debería ser ajustada con suficiente margen arriba de la corriente de magnetización del transformador, esta función también la puede desempeñar un relevador direccional (67).

En este anexo se han discutidos los posibles arreglos de circuitos en el amarre, con los diferentes esquemas de protección a utilizar, en el capítulo 4 se analizan algunas contingencias que podría ocurrir en este amarre y recomendar las posibles soluciones.

ANEXO E

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN CONTRA DE SOBRECORRIENTES.

E.1 RELEVADORES DE PROTECCIÓN EN CONTRA DE SOBRECORRIENTE.

E.1.1 Protección se sobrecorriente con retardo de tiempo (51):

Esto son seleccionados para dar un disparo con una característica de retraso de tiempo contra la corriente aplicada. Los relevadores de sobrecorriente con retraso de tiempo (temporizado) del tipo inducción es el más comúnmente utilizado. El mismo principio es usado en los vatímetros de ac. El torque de operación en el disco es producido por un electromagnetismo entre dos devanado uno principal y otro en atraso, lo cual produce un flujo magnético fuera de fase. Existen dos ajuste, la corriente de pickup (taps) y el ajuste de tiempo "time dial setting". Diferentes curvas de tiempo - corriente son obtenidas modificando el diseño del electromagnetismo, algunas de estas curvas son: tiempo definido, inverso (ver figura E.1 y E.2), muy inverso, extremadamente inverso.

Los relevadores de sobrecorriente de estado sólido usan las curvas características de tiempo - corriente obtenida a través del uso de un circuito RC o circuitos de tiempo digitales. Los rangos de las curvas de las características de tiempo - corriente y los rangos de taps son similares a los proporcionados en relevadores de inducción. Estos tienen la misma aplicación de los del tipo inducción, pero son particularmente útiles en lugares donde existe un alto nivel de vibración y donde se requiere un rápido reajuste "reset" del tiempo, de este modo se anula el término utilizado en los relevadores convencionales en su coordinación, este es el sobreviaje "overtravel", esto se debe a la inercia de las partes mecánicas del disco, después que la falla a sido removida.

E.1.2 Protección de sobrecorriente instantánea (50):

Históricamente los utilizados en la industria han sido los de atracción electromagnéticas y de tipo cilindro de inducción. Los relevadores de estado sólido son disponibles en años recientes y su característica son generalmente comparable a los relevadores electromagnéticos. Existen dos tipos de relevadores instantáneo usando el principio de atracción electromagnética, uno es el tipo solenoide y otro del tipo armadura de bisagra "hinged armature" (ver figura E 4)

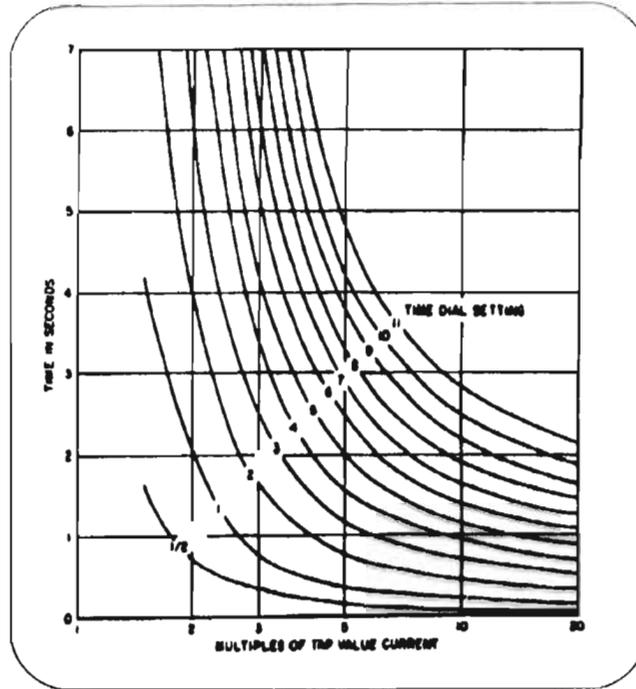


Figura E.1. Característica tiempo - corriente de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.

E.1.3 Tipo especial de relevadores de sobrecorriente:

Relevadores de sobrecorriente con restricción de voltaje y voltaje controlado:

Estos relevadores son usados en circuitos de generadores como respaldo a fallas externas. Para condiciones de corto circuitos en los sistemas eléctricos este generalmente va acompañado de una depresión de voltaje, pero para condiciones de sobrecarga la caída de voltaje es relativamente pequeña. Por lo tanto este relevador es capaz de distinguir entre condiciones de falla o de carga. El relevador está sujeto a dos torques, uno de operación por la corriente y uno de restricción por medio del voltaje. Existen dos variaciones de este tipo, estas son: de voltaje controlado y de voltaje de restricción. En el relevador de sobrecorriente de voltaje controlado existe un elemento auxiliar de bajo voltaje que controla la operación del elemento de disco de inducción, cuando el voltaje aplicado cae abajo de un valor predeterminado, un contacto de bajo voltaje es cerrado, permitiendo al relevador desarrollar un torque y la operación como un convencional relevador de sobrecorriente.

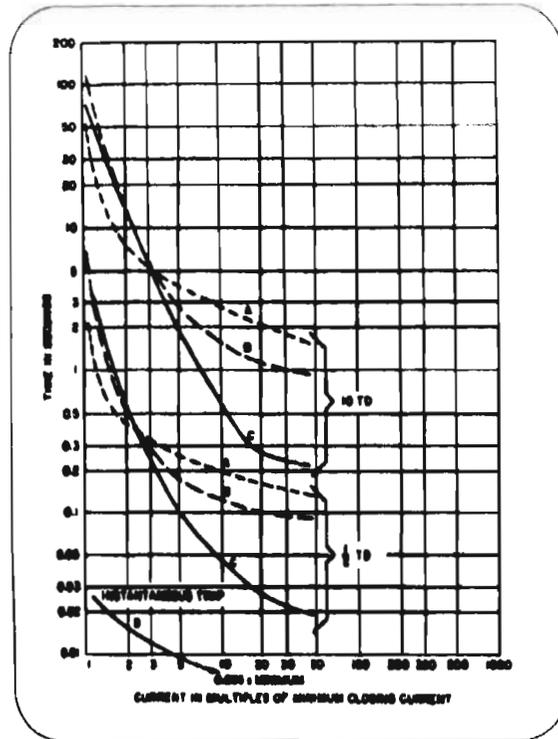


Figura E.2. Característica tiempo - corriente de los relevadores, a) inverso. b) muy inverso. c) extremadamente inverso. d) instantáneo. TD ajuste de tiempo del relevador.

El relevador de voltaje restringido tiene un elemento de voltaje que proporciona un torque de restricción proporcional al voltaje, por lo tanto el relevador se hace más sensible en grandes depresiones de voltaje (durante fallas), pero se comporta relativamente insensible cuando se tiene el voltaje nominal. Este relevador soporta condiciones de oscilación de potencia a voltaje nominal.

E.1.4 Protección de sobrecorriente direccional (67):

Estos relevadores son usados para proporcionar disparo para corrientes de falla en una dirección y no son sensibles para condiciones de carga o falla en la otra dirección.

E.1.4.A Aplicaciones típicas:

- a. Detección de fallas no despejadas en la sección de línea de la compañía suministradora, donde la corriente de falla puede alimentarse ya sea de una fuente de generación en la planta industrial o un segundo circuito de alimentación del suministrador. Generalmente esta corriente de falla es mucho más pequeña que la suministrada por la red de transmisión a la planta industrial cuando exista una falla en esa instalación (ver figura E.5).

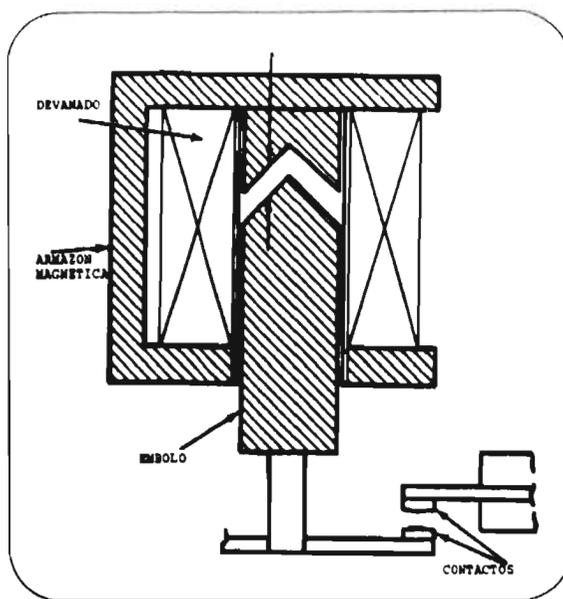


Figura E.3 Relevador instantáneo tipo solenoide.

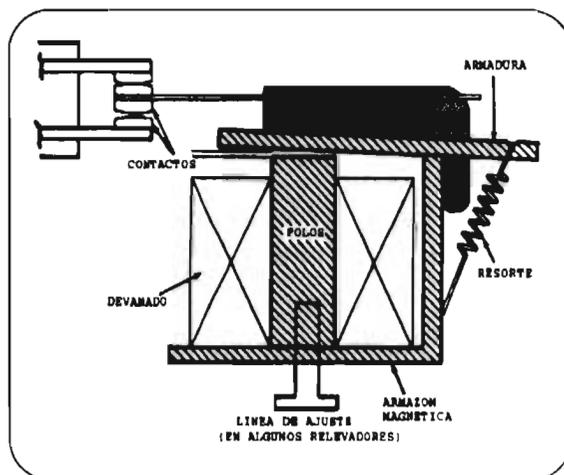


Figura E.4 Relevador instantáneo tipo "hinged armature"

b. Protección de redes de distribución (alimentadores no radiales) donde se requiere una operación selectiva en una dirección dada. Esta operación se hará solo en la sección de línea en la dirección establecida de la subestación A a la subestación B. Además para fallas en otras líneas en el bus A el relevador se hace insensible (ver figura E.6).

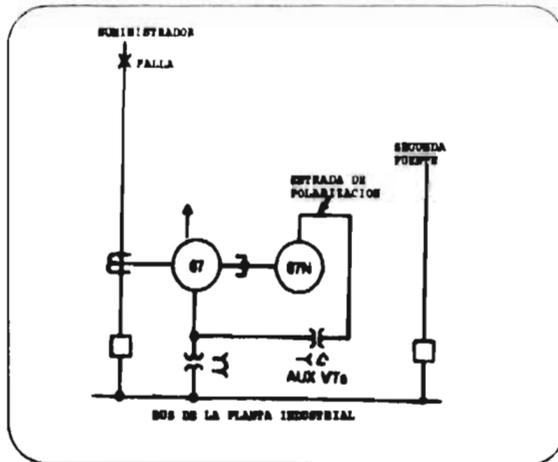


Figura E.5. Protección de bus del sistema industrial en contra de fallas no despejadas en la sección de línea de la compañía suministradora.

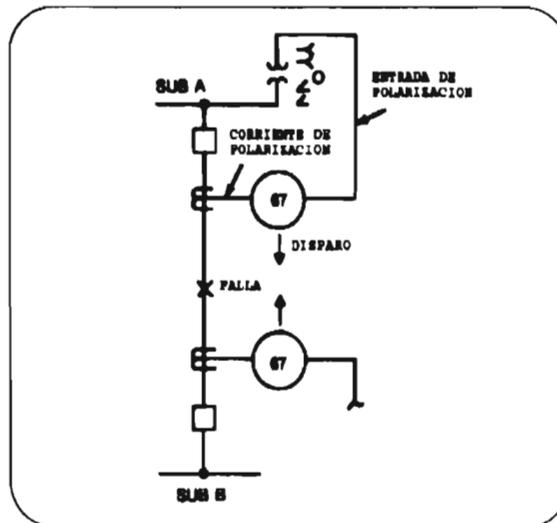


Figura E.6. Protección de línea utilizando relevadores direccionales.

c. Donde se requiere una protección de fallas a tierra de alta velocidad, el control direccional proporciona al relevador la característica de un esquema de protección diferencial (ver figura E.7, E.8).

d. Aplicación en la cual el objetivo es distinguir la dirección de la corriente de falla.

En todas las aplicaciones una referencia o entrada de polarización es requerida para el control direccional, esta referencia pueden ser corriente, voltaje o ambos. La corriente de

polarización es obtenida de transformadores de corrientes conectados en el neutro aterrizados de un transformador o generador (ver figura E.7,E.8).

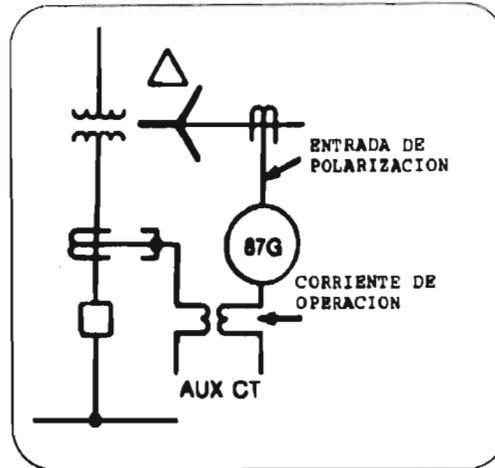


Figura E.7. Protección direccional de falla a tierra de un transformador usando relevadores tipo producto.

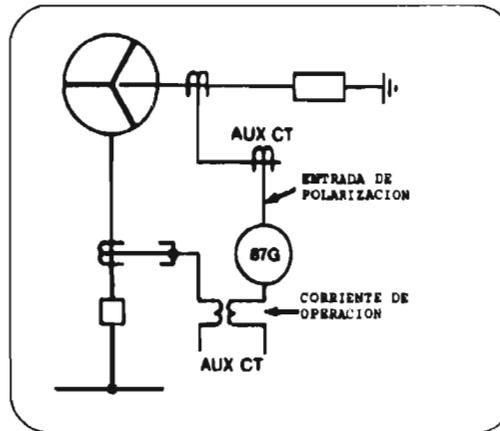


Figura E.8. Protección direccional de falla a tierra de generadores usando relevadores tipo producto.

La polarización de voltaje para los relevadores de fase es obtenida de los transformadores de potencial, ya sea dos unidades conectadas en línea - línea en delta abierta o tres unidades conectadas de línea a tierra en estrella - estrella (ver figura E.6). El potencial de secuencia cero requerido para la polarización de relevadores de tierra es obtenida de tres transformadores de potencial conectados en estrella - delta, con el devanado de potencial conectado en serie con el

devanado secundario, esto se refiere a una delta rota o en una esquina de una conexión en delta (ver figura E.5).

E.1.4.B Principio de operación.

Un relevador electromagnético consiste de un elemento convencional de sobrecorriente de tiempo de disco de inducción y un elemento instantáneo direccional de potencia. El elemento direccional tiene un devanado de corriente de operación y uno de polarización. Este último es energizado, ya sea con corriente o voltaje en orden para determinar la dirección del flujo de corriente. Algunas unidades son duales esto es pueden ser polarizadas por ambas señales.

El máximo torque positivo es producido (en la dirección de disparo) cuando el ángulo entre el devanado de corriente (devanado de operación) y el devanado de polarización es igual al ángulo de máximo torque del relevador. Esta característica del elemento direccional es mostrado en la figura E.9. Cuando el relevador es polarizado por corriente el ángulo de máximo torque es cuando las dos corrientes están en fase (ángulo de fase cero).

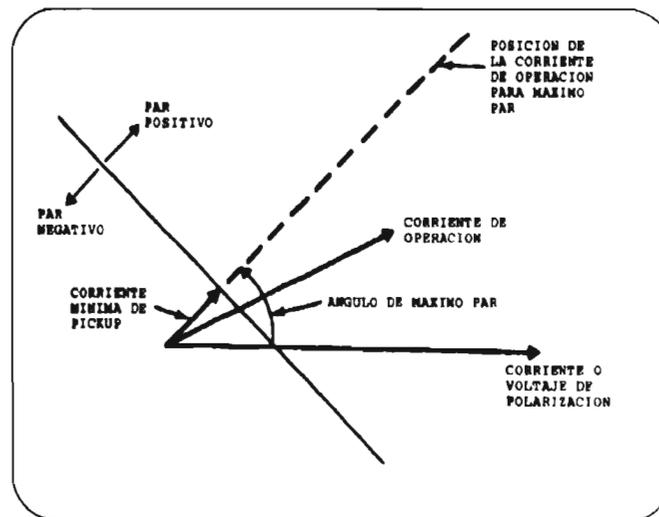


Figura E.9. Característica del elemento direccional.

E.1.5 Relevadores de sobrecorriente direccional instantáneo:

Este relevador electromagnético tiene un elemento de inducción instantáneo que es controlado por un elemento direccional de potencia instantáneo. La corriente de operación es ajustable en un amplio rango. La características varían para cada fabricante, la cual es importante que esta información sea suministrada.

E.2 **FUSIBLES**,(ANSI/IEEE std 242, 1986[3])

E.2.1 **Definiciones y términos de fusibles:**

Corriente nominal: es la corriente que el fusible conducirá continuamente sin deteriorar y sin exceder los límites de temperatura especificada para dicho fusible.

Tiempo de arco: lapso de tiempo desde la fusión del elemento fusible "current responsive" a la interrupción final del circuito. Este tiempo será dependiente de factores como el voltaje y reactancia del circuito.

I^2t : es la medida de energía calorífica desarrollada en el circuito durante la fusión o apertura del fusible.

Capacidad de interrupción: es la capacidad basada en la más alta corriente eficaz (RMS) de ac que el fusible es requerido para interrumpir bajo condiciones específicas. La capacidad de interrupción, no tiene una relación directa a cualquier efecto del limitador de corriente de un fusible.

Tiempo de fusión: el tiempo requerido para fundir el elemento fusible "current - responsive" a una especificada sobrecorriente, si el fusible es limitador de corriente de menos de medio ciclo, el tiempo de fusión podría ser aproximadamente la mitad o menor del tiempo de despeje "clearing time" (ver figura E.10).

Tiempo total de despeje: es el tiempo total entre el inicio de una especificada sobrecorriente y la interrupción final del circuito a voltaje nominal. Es la suma del tiempo mínimo de fusión más la tolerancia y tiempo de arco. Para tiempos de despeje más de medio ciclo, el tiempo de despeje es substancialmente el tiempo máximo de fusión para fusibles de bajo voltaje (ver figura E.10).

Voltaje nominal: es el voltaje eficaz alterno en la cual el fusible es diseñado a operar. Todos los fusibles de bajo voltaje funcionan adecuadamente dentro de su rango y su operación en voltajes altos más allá de la nominal es peligroso. Para corrientes de cortos circuito elevados, la magnitud de voltaje aplicado afectará el arco y tiempo de despeje y el incremento de los valores I^2t de apertura.

E.2.2 Fusible de bajo voltaje (menor de 600 volts), ver figura E.11.

Fusibles clase H. ANSI / UL 198B-1982 [27]. Todos los fusibles están bajo el estándar de la UL¹

- fusible tipo cartucho.
- voltaje nominal de 250 y 600 volts.
- capacidad interruptiva de hasta 10000A.
- no es del tipo limitador de corriente.
- tiene un tipo de retraso de al menos 10 segundos de apertura en 5 veces la corriente nominal.

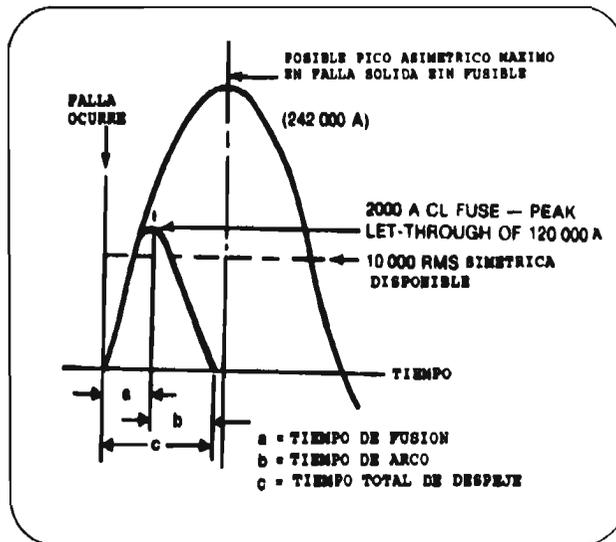


Figura E.10. Típico limitador de corriente mostrando el pico permitido de corriente y tiempo total de despeje.

Fusible clase J:

- capacidad interruptiva 200000 A ac.
- son limitadores de corriente.
- voltaje nominal de 600 volts ac o menos.
- la característica de tiempo de retardo es igual a la clase H.

Fusible K (K-1, K-5, K-9). ANSI / UL 198D-1982 [29].

- capacidad interruptiva de 50000 A, 100000 A, 200000 A.

¹ Underwriters Laboratories, Inc.

- no son limitadores de corriente
- tienen valores predefinidos de "maximun peak let-through current" y I^2t para las subclases; K-1 tiene el valor más bajo comparado al K-9.
- tienen las mismas dimensiones de la clase H, pero no deberá ser intercambiado con este tipo ya que es peligroso.
- tienen la característica de retardo de tiempo.
- son útiles en circuitos con corriente de corto circuito arriba de 10000 A.

Fusible clase L. ANSI / UL 198C-1981 [28]:

- capacidad nominal de 601 - 6000 A.
- capacidad interruptiva de 200000 A ac.
- voltaje nominal de 600 V ac o menor.
- no tienen la característica de retardo de tiempo.
- no obstante tienen substancial capacidad de conducir el lapso de la corriente de sobrecarga.

Fusible Clase R (RK1, RK5). ANSI / UL 198E-1982 [30]:

- capacidad interruptiva de 200000 A ac.
- tienen valores predefinidos de la máxima corriente de pico permitida a circular "maximun peak let - through current", I^2t , corriente umbral; el RK1 tiene el valor más bajo comparado con RK5.
- se ajustan a las dimensiones de las clases H y K.
- son disponibles con tiempo de retardo o sin el.
- capacidad interruptiva de los RK1 y RK5 de 200000 A.
- capacidad interruptiva de los RK1 y RK5 con retardo de tiempo de 200000 A.

Fusible H, CC, G, K, RK, J, T. UL-198L-1984 [32]:

- son fusibles de DC.
- corriente nominal de 600 A dc.
- voltaje nominal de 125, 250, 300, 600 volts dc.
- la clase H tiene una capacidad interruptiva de 10000 A dc.
- los demás (CC, G, K, RK, J, T) tienen capacidad interruptiva de 10000, 20000, 50000, 100000 A dc.

Corriente umbral "threshold": magnitud de la corriente en la cual el fusible se hace limitador de corriente, específicamente, la corriente eficaz simétrica disponible en el umbral del

rango de limitador de corriente, donde el tiempo total de despeje del fusible es menos de medio ciclo a voltaje nominal, frecuencia nominal, cierres simétricos y factor de potencia menor al 20%. La razón umbral es la relación de la corriente umbral a la capacidad de conducción continua del fusible.

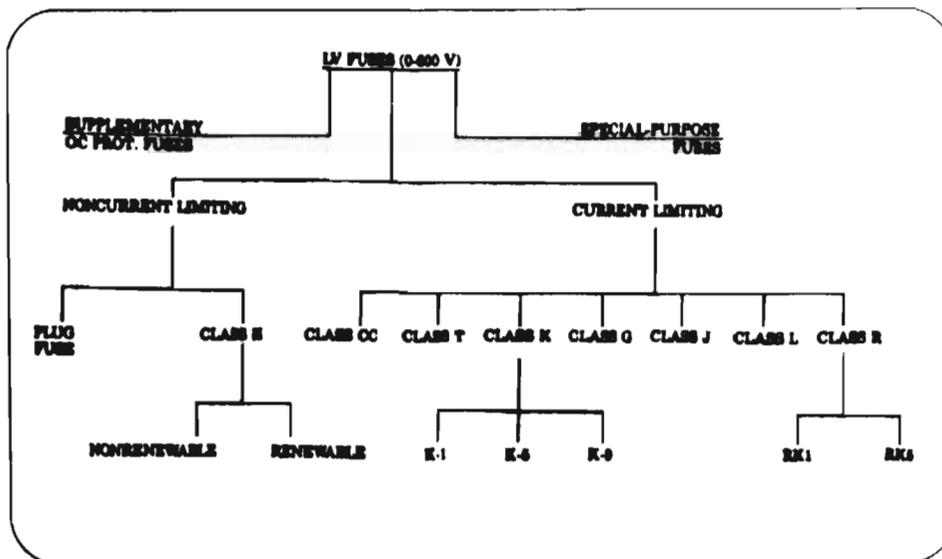


Figura E.11. Clasificación de UL.

Limitador de corriente: es un dispositivo diseñado para funcionar solamente para magnitudes de corriente de fallas elevadas y podría haber una apertura no satisfactoria para bajas corrientes de fallas, despreciando el tiempo. Este es usado en serie con fusible, contactores o interruptores circuitos para protegerlos en contra de sobrecarga y bajo nivel de corto circuito. Estos son típicamente añadidos a interruptores de circuito de caja moldeada y de potencia y protectores de circuito instantáneos (ver figura E.10).

Fusible limitador de corriente: un fusible que interrumpirá todas las corrientes disponibles arriba de su corriente umbral y abajo de su máxima capacidad interruptiva, limita el tiempo de apertura a voltaje nominal a un intervalo igual o menor de la duración de la onda simétrica y limita el pico de corriente permitida a circular a valores menores que el pico de corriente que será posible si el fusible es reemplazado por un conductor de la misma impedancia (ver figura E.10).

En esta característica entran las siguientes clases de fusibles: G, L, J, R, CC y T, aunque la clase K de hecho es un limitador de corriente.

Retraso "delay": el termino es aplicado a tiempos de apertura de un fusible cuando excede de un ciclo.

Fusible de elemento dual: un fusible tipo cartucho que tiene dos o más elementos fusibles "current responsive" de diferentes características de fusión en serie en un cartucho. Esta tecnología es usada frecuentemente para obtener una respuesta de retraso de tiempo. Las clases con esta característica son H, K, J y R. La etiqueta de un fusible con elemento dual significa que el fusible es de retraso de tiempo (UL).

Sobrecarga "overload": generalmente usado en referencia a una sobrecorriente que no tiene suficiente magnitud para ser un corto circuito. Una sobrecarga es normalmente un valor de sobrecorriente entre el 100% hasta 10 veces la corriente nominal del fusible.

Fusible tipo tapón "plug":

- voltaje nominal de 125 volts ac o menor.
- corriente nominal de hasta 30 A.
- son utilizados en sistemas aterrizados.

Corriente de corto circuito: una sobrecorriente usualmente definida a exceder de 10 veces la capacidad nominal de conducción continua.

E.2.3 Selectividad de los fusibles: puesto que el sistema de distribución es el corazón de muchas instalaciones industriales, comerciales, es imperativo prevenir cualquier apagón innecesario. En tales circunstancias se podrán evitar por la selección apropiada de los dispositivos de protección de sobrecorriente. Selectividad podría ser definido como el despeje completo de un circuito fallado en el punto de falla sin causar ningún disturbio en otros dispositivos de protección del sistema eléctrico (figura E.12).

Curva característica tiempo - corriente: son disponibles en la forma de las curvas de mínima fusión y el tiempo total de apertura (ver figura E.13).

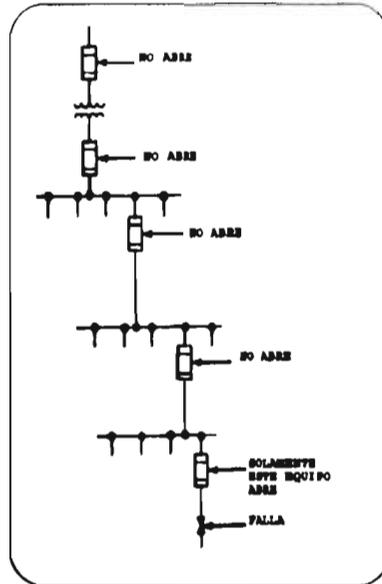


Figura E.12. Operación selectiva de los dispositivos de protección de sobrecorriente.

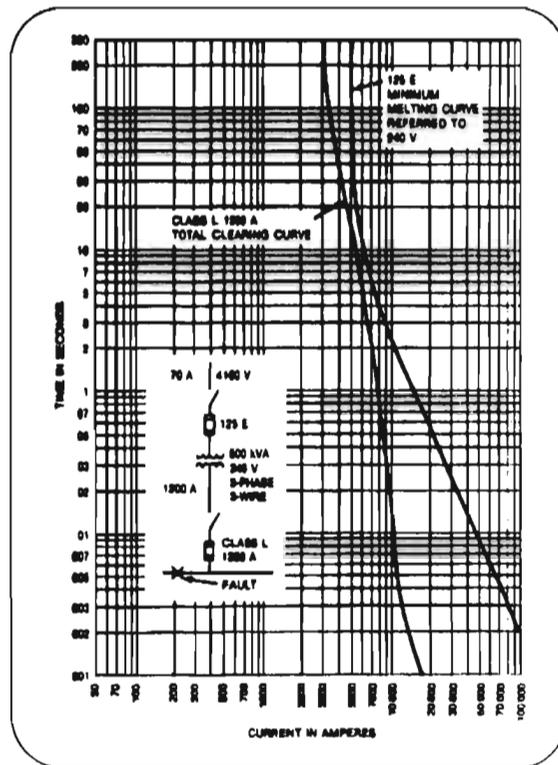


Figura E.13. Estudio típico de coordinación entre fusibles de ambos lados del transformador mostrando un sistema selectivo.

E.2.4 Característica limitador de corriente: debido a la velocidad de respuesta a la corriente de corto circuito, los fusibles limitadores de corriente tienen la habilidad de cortar la corriente antes que alcance su valor esperado de corto circuito (ver fig. E.10). Limitan el pico de corriente a valores menores que el esperado y abrirá en medio ciclo o menos en su rango de limitador de corriente. El grado de limitador de corriente es usualmente representado en la forma gráfica del pico de corriente permitida a circular. Esta gráfica es útil para determinar el grado de protección de corto circuito que el fusible limitador de corriente proporciona al equipo, además en relación al aguante del equipo. Los siguientes datos son proporcionados por estas gráficas:

- pico de corriente permitida a circular "peak let - through current" (efecto magnético).
- "apparent equivalent symmetrical rms let - through current" (efecto térmico).
- magnitud de la corriente para tiempo de apertura menor de medio ciclo (fusible operando en el rango de limitador de corriente).

Estos datos son comparados a los datos de aguante a cortos circuitos de aquellos componentes que son estáticos en naturaleza, tales como: alambres, cables, buses, etc. y así decidir la adecuada protección al corto circuito.

E.2.5 Aplicaciones especiales de fusibles de bajo voltaje (menor de 600 volts):

Requerimiento de reforzamiento de buses: con el uso de fusibles limitador de corrientes se reduce este problema ya que la corriente aparente simétrica RMS permitida a fluir será menor que cuando se utiliza un fusible normal (efecto térmico).

Protección del interruptor de circuito: la aplicación de fusibles limitadores de corriente para proteger este equipo se da cuando el interruptor de circuito no tiene la suficiente capacidad interruptiva. Los valores de aguante a cortos circuitos puede ser comparada con los valores de corriente permitida a circular por el fusible para determinar el grado de protección proporcionado.

Protección de alambre y cable: los fusibles deberán ser dimensionados para la protección del conductor de acuerdo a la NEC². Donde son utilizados los fusibles no limitadores de corriente en conductores pequeños, la protección en contra de cortos circuitos podría no estar disponible, por lo tanto se toma de referencia las gráficas de daño del conductor, su aguante al corto circuito para alambres de cobre y aluminio.

² National electrical Code.

Protección de corto circuito para arrancadores de motores: UL prueba los arrancadores de motores bajo condiciones de corto circuito, esta establece la capacidad de aguante de los arrancadores. Cuando se aplican arrancadores en sistema con altas corrientes de falla. Los fusibles limitadores de corriente deberán ser utilizados para reducir la energía let - through a valores menores que los establecidos por las pruebas hechas por UL.

Protección de transformador: los transformadores de distribución en bajo voltaje frecuentemente son equipados con fusibles en el lado de alta dimensionados para protección de cortos circuitos. La protección en contra de sobrecarga pueden ser proporcionadas por fusibles colocados en el lado de baja dimensionado a 100% - 125% de la corriente nominal (a plena carga) en lado secundario del transformador. (ANSI/IEEE std 242, 1986[3])

Los transformadores son frecuentemente usados en sistemas de distribución para transformar a 480 V a 208 V / 120 V, para estos tipos un apropiado fusible de retardo de tiempo será proporcionado y dimensionado a 100% - 125% de la corriente en el lado primario a plena carga. Algunas consideraciones deberán ser realizadas para la condición de la corriente magnetizante (inrush), está deberá ser verificada contra la curva de mínima fusión del fusible, para evitar una inesperada apertura. (ANSI/IEEE std 242, 1986[3])

Protección de sobrecorriente en motores: motores monofásicos y trifásicos pueden ser protegidos bajo condiciones de sobrecarga por fusibles temporizados de acuerdo a la NEC [24]. Estas capacidades dependen del factor de servicio o aumento en la temperatura o ambos. Donde existen relevadores de sobrecarga en los arrancadores de motores, un fusible temporizado dimensionado arriba de este relevador podrá ser usado para la coordinación y proporcionar protección en contra de cortos circuitos.

Estos relevadores de sobrecarga son dimensionados a un 100% - 115% de la corriente a plena carga, estos pueden utilizarse con una protección de respaldo con un fusible temporizado y dimensionado a 125% de la corriente a plena carga, está combinación proporciona una excelente protección (fusibles dimensionados al 175% se pueden utilizar para brindar protección a la rama del circuito solamente).

Si el motor esta operando a un valor menor de la corriente a plena carga, se deberá dimensionar el fusible temporizado al 125% de esta corriente.

E.2.6 Fusible de alto y mediano voltaje (2.3 - 138 KV):

Estos son utilizados extensamente en industrias, comercios y sistemas de distribución de potencia. Los fusibles de mediano voltaje caen en dos categorías generales: cortacircuito fusibles y fusibles de potencia (ANSI C37.46 - 1981[33], NEMA SG2 - 1981[34]), esta clasificación se basa en el aguante del dieléctico, el cual es más elevado en los fusible de potencia.

Los fusibles de alto y mediano voltaje son clasificados de acuerdo a su uso como sigue:

Fusibles de mediano voltaje:

- aplicación en edificios, uso interior.
- fusibles de material sólido (ácido bórico) a voltaje nominal de 4.16 - 34.5 KV.
- fusibles limitadores de corriente a voltaje nominal de 2.4 - 34.5 KV, estos representan la mayoría de los fusibles de mediano voltaje usados en los esquemas de protección en industrias y comercios.

Fusibles de mediano y alto voltaje:

- son de uso externo solamente.

Esta clasificación comprende de:

- fusibles de material sólido (ácido bórico) a voltaje nominales 4.16 - 138 KV.
- fusibles "expulsión fiberlined" a voltajes nominales de 7.2 - 161 KV.
- cortacircuito fusibles a voltaje nominal de 4.8 - 138 KV
- estos fusibles de potencia son aplicados en subestaciones de la empresa suministradora y redes de transmisión y distribución (2.4-138KV) y sistemas de distribución industrial (2.4-34.5KV)..

Cortacircuito fusibles "cutouts"[25]: fueron desarrollados para usar en circuitos de distribución aérea y su aplicación principal esta en el punto de conexión con transformadores de distribución que alimenta a áreas residenciales, pequeños comercios y plantas industriales. Otras aplicaciones, proporcionan protección de fallas en pequeños bancos de capacitores usados para la corrección del factor de potencia o regulación de voltaje y son de uso externo.

Fusibles de potencia[25]: la diferencia con el anterior es que ellos están disponibles en capacidades de más alto voltaje, capacidad de conducir corriente continuamente, capacidad interruptiva y están disponibles para uso interno o externo y son aplicados principalmente en subestaciones.

Los dos básico fusibles de potencia son

- tipo expulsión
- tipo limitador de corriente.

E.2.7 Selección del tipo y capacidad:

Las reglas básicas para la aplicación de un fusible de potencia debe seleccionarse de acuerdo al voltaje nominal, capacidad de conducción de corriente y capacidad interruptiva, más importante es la selección de tipo que cubrirá los requerimientos de protección de los circuitos y no menos importante es que esta selección resulte en un mínimo de inversión de capital, un mínimo de espacio requerido y mínimo mantenimiento.

1. **Voltaje nominal:** este será seleccionado con la capacidad más alta próxima al voltaje estándar disponible, arriba del máximo nivel de voltaje de operación del sistema.

En fusibles de potencia de ácido bórico "tipo expulsión" (material sólido) el voltaje no es crítico, esto es que ellos pueden trabajar sin ningún problema en voltaje menores que su voltaje nominal. Los fusibles de potencia limitadores de corriente el voltaje si es un punto crítico ya que su funcionamiento es a base del desarrollo de una fuerza electromotriz y está en función de su voltaje nominal.

2. **Corriente nominal:** la corriente nominal de un fusible será seleccionado de acuerdo a varios factores:

carga continua normal: todos los fusibles modernos son diseñados para conducir continuamente la corriente nominal si estos son aplicados a condiciones de temperatura ambiente sin exceder 40 °C (valor estándar ANSI³). Para casos en los que son utilizados en interiores (encerrados) estos deberán ser verificados ya que aquí podría haber valores de 15°C o más, arriba de la temperatura ambiente.

Corriente de magnetización transitoria de transformadores: los efectos térmicos debido a esta corriente puede ser representada como una corriente que es de 8 - 12 veces la corriente a plena carga para una duración de 0.1 segundos y 20 - 25 veces la corriente a plena carga por una duración de 0.01 segundos.

Los fusibles de potencia de expulsión o ácido bórico son disponibles con una característica de tiempo - corriente generalmente de tiempo inverso y tiene suficiente temporización para que

³ American National Standards Institute.

los fusibles con igual capacidad de corriente a la capacidad del transformador, soporten tales corrientes transitorias de magnetización sin operar y sin daño a los elementos

Arranque de motores: la magnitud y duración de la corriente de magnetización asociada al arranque de motores grandes está en función de las características del motor y su carga. Los fusibles limitadores de corriente usados con los contactores de arranque será el tipo especialmente diseñado para el servicio.

Sobrecargas repetitivas normales: los transformadores y componentes del circuito de distribución tienen inherentemente alguna capacidad de sobrecarga por un corto tiempo que podría ser usado como una ventaja en la planeación de la máxima economía dentro del sistema de distribución industrial. Estas sobrecargas podrían ser simplemente por la corriente de arranque (inrush) de motores grandes en circuito de propósitos generales o picos de los aires acondicionados o calentadores, etc. Los fusibles de expulsión o de ácido bórico tienen inherente capacidad de sobrecarga continua en todas sus capacidades nominales.

Sobrecargas de emergencia: en los más sofisticados sistemas de distribución, la continuidad en el servicio, bajo condiciones de fallas en circuitos se lleva a cabo pasando las cargas a otros circuitos o transformadores hasta que se produzca su reparación. Los datos de capacidad de sobrecarga de emergencia es similar a los datos de capacidad de sobrecarga continua y son disponibles en los fusibles de ácido bórico. Es imperativo considerar el efecto de tales sobrecargas en la curva característica tiempo - corriente de fusión del fusible y como este afecta la selectividad con otras protecciones de sobrecorriente.

3. **Capacidad interruptiva:** la capacidad nominal de un fusible se relaciona al valor de la máxima corriente efectiva asimétrica disponible en el primer medio ciclo después que la falla a ocurrido. Las capacidades podrían ser expresadas en cualquier de las tres maneras:

1. máxima corriente eficaz simétrica.
2. máxima corriente eficaz asimétrica.
3. potencia simétrica trifásica equivalente en KVA.

La capacidad de corriente simétrica eficaz es particularmente útil, si un cuidadoso estudio de corto circuito del sistema ha sido realizado, de hecho los resultados obtenidos son expresados en estos términos.

La capacidad de corriente eficaz asimétrica representa la máxima corriente que el fusible podría interrumpir debido a su característica de actuación rápida. Para fusibles de potencia, esta es 1.6 veces la capacidad interruptiva eficaz simétrica

La capacidad interruptiva trifásica simétrica equivalente proporciona una referencia para compararlos con la capacidad de los interruptores de circuitos.

Consideraciones generales y selectividad: la curva característica tiempo - corriente de mínima fusión, indica el tiempo que un fusible conduzca una especificada corriente sin operar (asumiendo que no existe cargas iniciales).

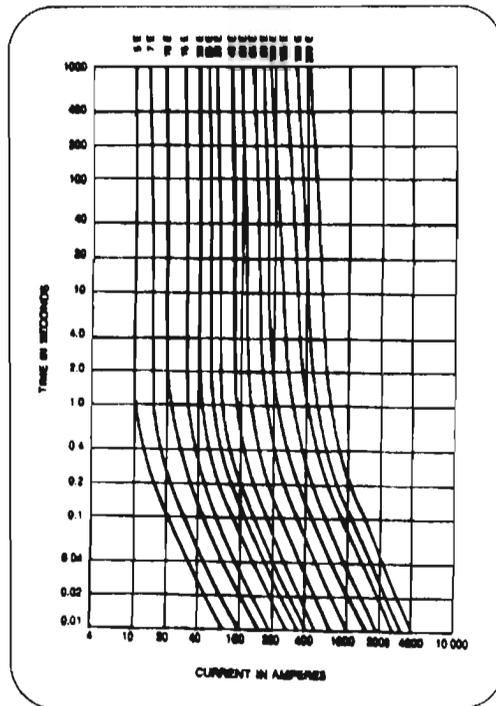


Figura E. 14 Familias de curvas típicas de características tiempo - corriente de fusión mínima para fusible de potencia limitadores de corriente de alto voltaje

Estas curvas deberían indicar la tolerancia aplicable a estos tiempos. Además debería indicar si el fusible no se puede dañar, esto es, si este puede conducir sin daño la corriente designada por un tiempo que se aproxima al tiempo indicado por la curva.

Una buena axioma es seleccionar un fusible (agregado al actual esquema de protección de sobrecorriente) con la corriente nominal más pequeña que conducirá y no sea dañado por ninguna carga que deberá ser mantenida sin interrupción. El esfuerzo requerido para hacer una selección

precisa de una capacidad de corriente del fusible y característica de velocidad, es pequeña compara a los beneficios obtenidos en todo el sistema de protección de sobrecorriente.

Selectividad para los controles de los motores: la aplicación de fusibles en controladores de motores de medio voltaje es básicamente una comparación de la característica tiempo - corriente de mínima fusión del fusible y la característica tiempo - corriente de la curva del relevador de sobrecarga. El tamaño del fusible que sea seleccionado deberá ser tal que proporcione protección al corto circuito y la protección en contra de sobrecarga sea proporcionada por el relevador de sobrecarga. Los siguientes datos son requeridos para una correcta aplicación:

- capacidad de corriente a plena carga del motor.
- corriente a rotor bloqueado del motor.
- curva característica tiempo - corriente de mínima fusión del fusible.
- curva característica tiempo - corriente del relevador de sobrecarga.

La selección de fusibles por su capacidad interruptiva es por supuesto importante para asegurar que es adecuado para los esfuerzos proporcionados por el corto circuito.

E.2.8 Selección del tipo de fusible:

Fusibles limitadores de corriente:

- debido a que no producen ruido, incendios o expulsión de gases son apropiados para usos internos.
- para despejes solo se requiere determinar la clase de aislamiento correspondiente al voltaje nominal del fusible.
- son frecuentemente usados para protección de transformadores de voltajes, capacitores, transformadores de distribución, transformadores pequeños y medianos de potencia.
- debido a la acción limitadora de corriente de falla estos fusibles reducen los daños provocados por la energía "let through" a los circuitos de distribución y simplifica la selectividad con dispositivos de protección de sobrecorriente que están cercanos a fuente de potencia.
- debido a la característica de actuación rápida es deseable seleccionarlos con varias veces la corriente nominal del transformador, esto es para evitar posibles operaciones con la corriente de magnetización y además con la coordinación con equipos de protección en el lado secundario.
- son disponibles en un amplio rango de voltaje, corriente, capacidad interruptiva.

Fusibles de ácido bórico (material sólido)

- son apropiados para usar en sistemas de distribución industriales de mediano voltaje
- son disponibles en un amplio margen de corriente, voltaje y capacidad interruptiva.
- son fusibles recambiables "refills", esto es, se cambian su elemento de interrupción y elemento fusible completo para restaurar el fusible a las condiciones originales de operación.
- son lentos lo que los hace ser seleccionado igual o aún menor que la capacidad a plena carga del transformador.

E.3 INTERRUPTORES DE CIRCUITO DE BAJO VOLTAJE.

E.3.1 Capacidades:

Las capacidades que se aplican a interruptores de circuito y su valor numérico asignado refleja sus capacidades térmicas, eléctricas y mecánicas y generalmente cumplen con estándares industriales (NEMA, ANSI, UL).

Voltaje: los interruptores de circuitos son diseñados y identificados con el voltaje máximo en la cual estos pueden ser aplicados. Pueden ser usados en cualquier sistema donde el voltaje es más bajo que el nominal del interruptor.

Frecuencia: los interruptores de circuito son normalmente apropiados para usar en sistemas de distribución eléctrica a 50 y 60 Hz.

Corriente a fluir continuamente: los interruptores de circuito de caja moldeada estandarizados son calibrados para conducir el 100% de su corriente nominal a una dada temperatura ambiente (usualmente 25 a 40 °C). De acuerdo a la NEC[24], estos interruptores instalados en sus alojamiento "enclosure" no debería ser cargados continuamente sobre el 80% de su corriente nominal.

Los interruptores de circuito de bajo voltaje y ciertos de caja moldeada pueden conducir el 100% de la corriente nominal continuamente. Estos interruptores pueden ser cargados al 100% de su corriente nominal a 40°C cuando son instalados en sus alojamientos.

Capacidad interruptiva: es normalmente expresada en amperes efectivos simétricos. este valor podría variar con el voltaje aplicado y es establecido por pruebas de UL o ANSI

Capacidad de corto tiempo: este especifica la capacidad máxima de un interruptor de circuito para soportar los efectos producidos por el flujo de corriente de corto circuito por un

periodo típicamente de 30 ciclos o menos sin abrir. Esto proporciona tiempo para que dispositivos de protección más cercanos a la falla operen y aislen el circuito.

La capacidad de corriente de tiempo - corto de un interruptor de circuito de bajo voltaje sin característica de disparo instantáneo es igual a la capacidad interruptiva de corto circuito del interruptor. La mayoría de los interruptores de caja moldeada no cuentan con la capacidad de corriente de tiempo - corto, no obstante algunos de alto amperaje son proporcionados con esta característica.

Voltaje de control: este es el voltaje auxiliar ac y dc especificado para ser aplicado en los dispositivos de control con el propósito de abrir o cerrar el interruptor de circuito. Estos dispositivos pueden ser normalmente suministrados con un voltaje nominal necesario para tal sistema de control.

Donde la capacidad interruptiva de interruptores de circuito convencionales de bajo voltaje o caja moldeada no es suficiente para una aplicación particular, hay otras opciones disponibles tales como: interruptores de circuito limitador de corriente, interruptores de circuito integrados con fusibles y la combinación de la coordinación fusible / interruptor.

Los interruptores de circuito limitadores de corriente no solamente proporcionan alta capacidad interruptiva, sino que además limitan la corriente de paso "let - through" y la energía a los dispositivos aguas abajo "downstream".

La UL - 498-1900[26] define un interruptor de circuito limitador de corriente como sigue: " un interruptor de circuito que no emplea un elemento fusibles y cuando opera dentro de su rango de limitador de corriente limita la energía (I^2t) de paso a un valor menor que el I^2t de un medio ciclo de onda de la corriente simétrica esperada".

I^2t es una expresión relativa a la energía resultante del flujo de corriente. Estos interruptores pueden ser inicializados y restaurados en la misma manera como un convencional interruptor termomagnético. No hay nada que reemplazar aún después del despeje de niveles máximos de corriente de falla.

Los interruptores de circuito integrados con fusibles "fused circuit breakers" proporciona altas capacidades de interrupción a través del uso de fusibles limitadores de corriente que son ensamblados en el alojamiento "housing" del interruptor de circuito. Los fusibles en estos dispositivos son diseñados para fundirse y es necesario reemplazar solamente después de alto

niveles de fallas. La porción del interruptor es enganchada así que cuando el fusible abre, el interruptor de circuito automáticamente disparará

Frame Size (amperes)	Number of Poles	Interrupting Rating in rms Symmetrical Amperes (SMA) at AC Voltage				
		120	240	277	480	600
100	1	10	-	-	-	-
	1	-	-	14	-	-
	1	-	-	65	-	-
100, 150	2, 3	-	15	-	14	14
	2, 3	-	65	-	25	15
225, 250	2, 3	-	25	-	23	23
	2, 3	-	65	-	25	23
400, 600	2, 3	-	43	-	30	23
	2, 3	-	65	-	25	25
600, 1000	2, 3	-	43	-	30	23
	2, 3	-	65	-	30	25
1500	2, 3	-	43	-	30	23
	2, 3	-	65	-	30	25
1600, 2000	2, 3	-	65	-	30	43
	2, 3	-	125	-	100	65
3000, 4000	2, 3	-	100	-	100	65
	2, 3	-	200	-	150	100

Tabla E.1. Capacidades interruptivas típicas de interruptores de circuito de caja moldeada para aplicaciones comerciales e industriales.

E.3.2 Unidades de disparo:

Esta unidad es una parte integral del interruptor de circuito. Esta podría ser electromecánica (térmico, magnético o mecánico) o electrónico de estado sólido.

Las características comúnmente disponibles en interruptores de circuito de bajo voltaje son (ver figura E.16):

- capacidad de conducir corriente continuamente.
- corriente de tiempo largo "long time current"
- retardo de tiempo largo.
- corriente de tiempo corto "short time current".
- retardo de tiempo corto.
- respuesta a corrientes instantáneas

Frame Size (amperes)	Number of Poles	Interrupting Rating in rms Symmetrical Amperes (000's) at AC Voltage		
		240	480	600
Current-Limiting Circuit Breakers				
100	2, 3	200	200	-
225	2, 3	200	200	-
400	2, 3	200	200	-
Fused Circuit Breakers				
100, 150	2, 3	200	200	200
400, 600	2, 3	200	200	200
800	2, 3	200	200	200
1000	2, 3	200	200	200

Tabla E.2. Capacidades interruptivas típicas de interruptores de circuito de caja moldeada, limitadores de corriente e interruptores de circuito con fusible "fused circuit breakers"

La capacidad de conducir continuamente la corriente puede ser fija o ajustable, las características de disparo en contra de sobrecorrientes son una función, múltiplos o porcentajes de la capacidad de conducción continuamente.

La función básica de la unidad de disparo es proporcionar una temporización tiempo - corriente de tiempo largo y una característica de respuesta de corriente instantáneamente necesaria para una adecuada protección del circuito. Las unidades de disparo de los interruptores de circuito de bajo voltaje y algunos de caja moldeada podrían ser equipados con características de sobrecorriente de tiempo - corto y de temporización que son útiles para proporcionar coordinación con los relevadores o fusible aguas abajo o aguas arriba "upstream".

Unidades de disparo electrónicos de estado sólido en interruptores de circuito de bajo voltaje podrían además proporcionar características tiempo - corriente para protección de falla a tierra de los equipos, de acuerdo con los requerimientos de la NEC[24], 230-95. La corriente máxima de ajuste es de 1200 A (NEC) y los ajustes de temporización son ajustables.

Resumiendo:

Interruptores de circuito de caja moldeada

- no son proporcionados con ajustes de tiempo largos y función de tiempo - corto.
- estos interruptores cuando son usados con unidades de disparo electrónicos usualmente tienen ajuste de tiempo corto y largo

- algunos de estos interruptores son equipados con unidades de sobrecorriente de tiempo corto y característica de temporización utilizados para la coordinación
- cuentan con unidad instantánea

Interruptores de circuito de bajo voltaje:

- tienen usualmente ajustes de tiempo corto y largo
- además son proporcionados con o sin función de disparo instantánea
- estos son equipados con característica de sobrecorriente de tiempo corto y característica de temporización.
- son disponibles sin una característica de disparo instantánea.
- unidades de disparo electrónico de estado sólido en estos interruptores, proporcionan características de tiempo - corriente para equipos de protección de falla a tierra de acuerdo a la NEC.

E.3.3 Curvas características tiempo - corriente:

La característica tiempo - corriente de los interruptores de circuito son principalmente una función del tipo de unidad de disparo y su ajuste. Los interruptores de circuito de caja moldeada y la mayoría de bajo voltaje son equipadas con unidades de disparo electrónico de estado sólido. Con está, la capacidad de conducción de corriente continuamente podrían ser ajustables, lo mismo que las funciones de tiempo corto y largo para la corriente de pickup y temporización. La respuesta instantánea además podría ser ajustable (ver figura E 16).

E.3.4 Aplicaciones:

Factores relacionados para una apropiada aplicación de los interruptores de circuito de bajo voltaje son:

- voltaje, corriente, capacidad interruptiva.
- temperatura, humedad, elevación, presencia de contaminantes.
- cargas y sus características.
- tamaño y tipos de sus gabinetes.
- característica del sistema de distribución eléctrica.
- otros dispositivos de protección aguas abajo y aguas arriba desde el interruptor de circuito considerado.
- frecuencia de operación

- mantenimiento

todos estos factores deberían ser tomados en cuenta.

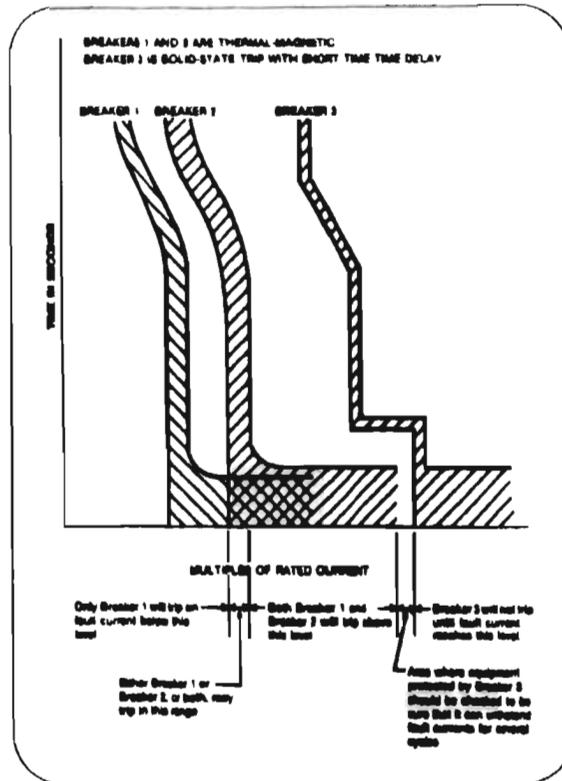


Figura E.15. Curva característica tiempo - corriente típica para un interruptor de circuito de caja moldeada de 600 A con apertura en aire y a temperatura nominal de 40°C.

A. **PROTECCIÓN:** el tratamiento de todo el problema de protección y coordinación del sistema eléctrico de potencia es restringido a la selección, aplicación y coordinación de los equipos cuya función principal es la insulación y remoción del corto circuito del sistema.

La detección comúnmente consiste de sensores de corriente que monitorean cada circuito de fase y neutro separadamente, o un sensor de corriente que monitorea todos los circuitos de fase y neutro juntos, o un sensor que monitorea el conductor del circuito de neutro.

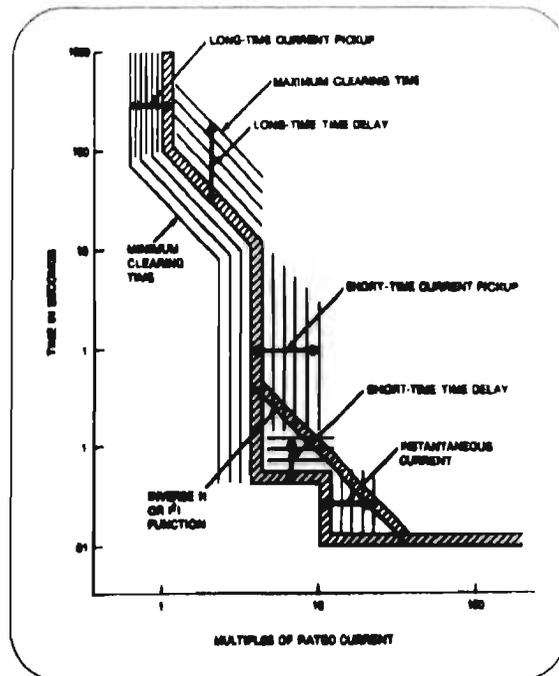


Figura E.16. Curva característica tiempo - corriente de sobrecorriente para un interruptor de circuito con unidad de disparo electrónico de estado sólido con todos los ajuste.

Los interruptores de circuito tienen la ventaja de proporcionar un conveniente medio de apertura de todos los conductores de fase que responderán a una señal de detección de sobrecorriente o falla a tierra, más la adicional ventaja de los sensores de corriente y circuitos lógicos internos son alojados en el interruptor, minimizando la necesidad de hacer conexiones externas a los componentes de control.

Las reglas fundamentales para aplicar los interruptores de circuito dentro de su voltaje nominal y capacidad de conducción de corriente continuamente son bien definidas con los estándares NEC y ANSI. Una regla fundamental necesaria para el sistema de protección es aplicar los interruptores de circuito dentro de su capacidad interruptiva.

Guías básicas aplicables a las protecciones de sobrecorriente de fase son como sigue:

1- seleccionar una característica de capacidad de conducción de corriente continuamente y un ajuste de pickup de temporización larga, donde sea ajustable, la cual no sea tan alta que la necesaria y la cual encuentre aplicaciones estándares, sin causar un disparo no deseado.

La cantidad de temporización proporcionada por la característica de temporización larga debería ser seleccionada que no sea tan alta que la necesaria para soportar sobrecorrientes transitorias asociadas con la energización de cargas y para coordinar con los dispositivos de protección aguas abajo.

2- tomar la ventaja de las características ajustables de la unidad instantánea de disparo en los interruptores de circuito de caja moldeada y de bajo voltaje. Ajustar la respuesta instantánea no tan alta que lo necesario para evitar un molesto disparo. Será seguro ajustar esta unidad que no exceda la corriente de corto circuito en la localización del interruptor. Este punto es no tomado en cuenta, particularmente en la entrada del servicio (acometida).

3. proporcionar una protección de falla a tierra de acuerdo con la NEC como mínimo para sistemas donde se requiera. El ajuste de la corriente de falla a tierra debería ser ajustada tan bajo como sea posible para minimizar peligros al personal y daños al equipo. Los ajustes de temporización se ajustan para establecer la coordinación.

B. COORDINACIÓN:

El objetivo de la coordinación de los dispositivos de protección es hacerlos selectivos en su operación con respecto a cada uno, así los efectos de los cortos circuitos en un sistema son reducidos a un mínimo por la desconexión solamente de la parte afectada del sistema.

Generalmente, la coordinación es demostrada por gráficas de las curvas características tiempo - corriente de los interruptores de circuito involucrados y asegurándose que no se traslapen las curvas de interruptores de circuitos adyacentes.

Las siguientes consideraciones se aplican a los interruptores de circuito para sistemas de protección:

1- combinan un medio de desconexión con un dispositivo de protección de sobrecorriente, generalmente en un solo gabinete.

2- las partes vivas no son expuestas durante la rutina de operación.

3- son reajustables. Después del disparo el servicio podría ser restaurado sin el reemplazo de cualquier parte del dispositivo. Sin embargo debe inspeccionarse para verificar su disponibilidad para usos futuros.

4- proporcionan desconexión simultánea de todos los conductores de fase.

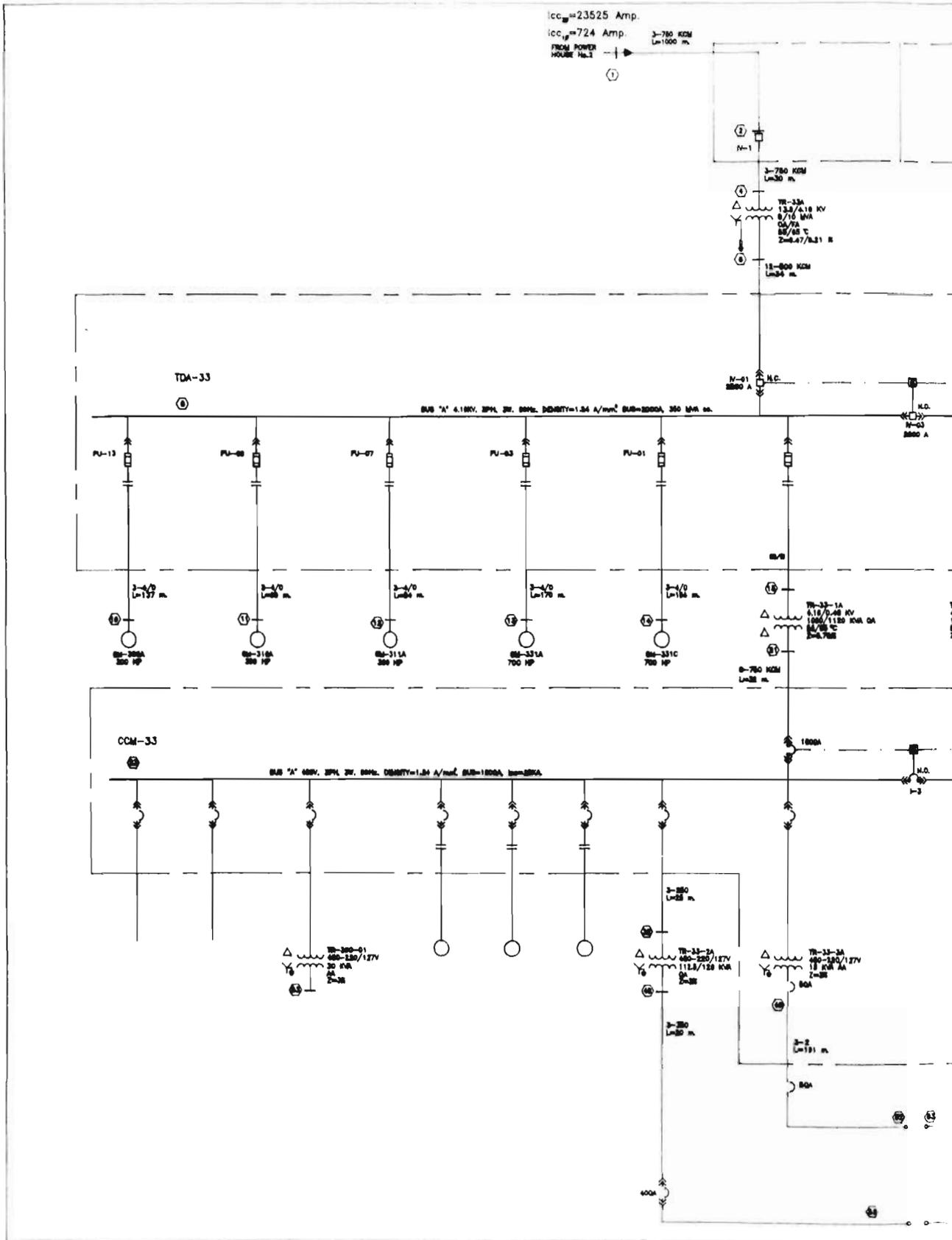
5- altas capacidades interruptivas, la disponibilidad de interruptores de circuito limitadores de corriente y capacidades interruptivas conectadas en serie que permiten la aplicación en sistemas con altos niveles de corriente de falla.

6- el advenimiento de unidades de disparo de estado sólido altamente sofisticados a incrementado la versatilidad y ha hecho más fácil la coordinación.

7- la selección de los interruptores de circuito de caja moldeada deberá considerar la capacidad interruptiva, de hecho diferentes capacidades interruptivas son disponibles en un mismo tamaño de armazón o gabinete.

8- la coordinación de los dispositivos de protección de fallas a tierra requiere el ajuste de la temporización y es mejorado con la presencia de ajustes que proporcionan característica tiempo - corriente inversa.

ANEXO F.
DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED ELÉCTRICA BAJO ESTUDIO.



$I_{cc} = 23525$ Amp.

$I_{cc} = 724$ Amp.

FROM POWER HOUSE No.3

3-750 KCM
L=1000 m

3-750 KCM
L=1000 m

$I_{cc} = 23525$ Amp.

$I_{cc} = 724$ Amp.

FROM POWER HOUSE No.3

C.B. 1500 A
T.C. 600/3 A
S.E.S.D. 7500
100.3 mm overcurrent
100.3 see ground fault

