

33

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



FACULTAD DE INGENIERIA

"COORDINACION DE PROTECCIONES ELECTRICAS DE UNA PLANTA CEMENTERA"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
AREA ELECTRICA ELECTRONICA

P R E S E N T A N :
GALINDO GONZALEZ MARCELO JULIO
LUNA TEJEDA CESAR
MARTINEZ GONZALEZ OTONIEL

DIRECTOR DE TESIS: ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA



CIUDAD UNIVERSITARIA

280971

2000



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.

Al Ingeniero Francisco Cuevas Arteaga

Gracias por el tiempo, apoyo y atención que nos brindo durante la realización de esta tesis, ya que sin esto no se hubiera podido concretar esta.

A la Universidad Nacional Autonoma De México.

Gracias por los recursos Técnicos y Humanos que nos brindo durante nuestra estancia en ella.

A mis Padres

Por haberme brindado la oportunidad de tener una educación, creer en mi y tener la calma, para que este momento se concretara.

A mis hermanos Claudia, Cynthia y Aarón

Por el apoyo y confianza que me han tenido.

A Xitlali por la confianza y el apoyo que me ha dado.

A mis compañeros y amigos gracias por todo.

César Luna Tejeda

Dedico esta tesis a todas aquellas personas que me brindaron su apoyo económico y moral durante el tiempo que realice mis estudios en la Universidad.

Otoniel Martínez González

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNA PLANTA CEMENTERA.

Temario

Introducción

Capítulo I	Filosofía de las Protecciones Eléctricas	1
1.1	Principios Básicos	1
	Objetivo	2
	Seguridad	2
	Daño del equipo contra continuidad del servicio	2
	Consideraciones económicas	3
	Planeando el sistema de protección	3
	Criterios de diseño	4
	Zonas de protección	4
	Anormalidades a proteger	5
	Equipo básico de protección	6
	Diseño preliminar	7
1.2	Transformadores de Instrumento	7
	Transformadores de corriente	8
	Rangos de transformadores de corriente	8
	Precisión	11
	Burden	12
	Características de excitación	13
	Polaridad	14
	Conexiones	15
	Precauciones	17
	Transformadores de potencial	17

1.3 Relevadores	20
Funciones de los relevadores	20
Clasificación de los relevadores	21
Análisis del comportamiento de los relevadores	23
Aplicación de los relevadores a la protección	23
Relevadores comúnmente utilizados	24
1.4 Dispositivos de Interrupción	30
Fusibles	30
Función de limitación de corriente	31
Clasificación de los fusibles	32
Selección de fusibles	35
Interruptores	36
Restauradores	39
Seccionalizadores	42
Capítulo II Diagrama Unifilar	44
Diagrama unifilar	44
Diagrama trifilar	45
Diagrama esquemático de protección	45
Capítulo III Cálculo de Alimentadores	47
Introducción	47
Planeación de los sistemas de distribución	47
Metodología de diseño	48
Circuitos alimentadores	48
Alimentadores en baja tensión	48
Circuitos alimentadores para motores eléctricos	50
Metodología del cálculo de alimentadores	51
Tabla de resultados	60
Capítulo IV Cálculo de Corto Circuito	62
Generalidades	62
Fuentes de corriente de falla	63
Generadores síncronos	63
Motores síncronos	64
Maquinas de inducción	64
Sistema eléctrico de la compañía suministradora	65

Corriente de falla	65
Corriente de corto circuito total como una función del tiempo	66
Tiempo de cálculos	69
Corrientes de corto circuito simétrica y asimétrica	70
Tipos de fallas en los sistemas eléctricos	71
Valores en Porcentaje y en Por Unidad	73
Ventajas de las cantidades en por unidad y en porcentaje	73
Cantidades base y relaciones entre la impedancia en por unidad y en porcentaje	74
Cambio de cantidades en PU o porcentaje a bases diferentes	75
Preparación de un sistema para el estudio de corto circuito	76
Obtención de los valores de las impedancias de las componentes del sistema	78
Cálculo de corto circuito	83
Tabla de resultados	96
Capítulo V Coordinación de Protecciones	97
Criterios generales	97
Equipo básico de protección	97
Dispositivos de protección contra sobrecorriente	98
Sobrecargas	98
Cortocircuito	99
Aplicación de relevadores de sobrecorriente	99
Protección por nivel de corriente	100
Protección por tiempo utilizando relevadores con tiempos de operación definidos	101
Protección por tiempo utilizando relevadores de corriente con características de tiempo inverso	103
Equipos de protección contra sobrecorriente	106
Acción de disparo magnético	109
Combinación de interruptor y fusible	111
Límites de protección	111
Transformadores	112
Límites NEC	112
Curva ANSI	113
Capacidad de sobrecarga	120
Punto de magnetización	120
Motores	121
Corriente a plena carga	122
Corriente de magnetización	122
Tiempo de aceleración	122
Corriente a rotor bloqueado	122
Tiempo de atascamiento máximo permitido	122
Protección de motores con fusibles	123
Criterios para el ajuste de los dispositivos de protección	

de motores	126
Interruptores termomagnéticos	126
Interruptores electromagnéticos	127
Tableros de distribución	127
Cables	128
Generadores	131
Proceso de coordinación de dispositivos de protección	132
Selectividad	134
Memoria de cálculo	142
Conclusiones	188
Bibliografía	189

INTRODUCCIÓN

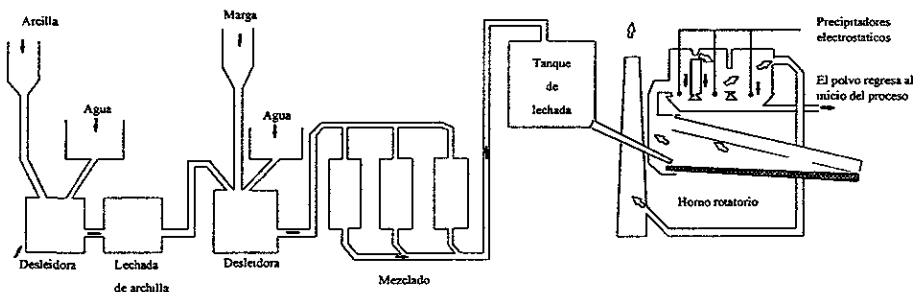
Hoy en día el desarrollo comercial e industrial, requiere de instalaciones eléctricas que sean bien diseñadas, económicas y seguras. Una instalación eléctrica cumplirá con estas características después de aplicarle los siguientes estudios:

- Características del equipo a instalar.
- Cálculo de alimentadores.
- Estudio y cálculo de corto circuito.
- Selección de transformadores de instrumento y dispositivos de protección.
- Coordinación de dispositivos de protección.
- Corrección del factor de potencia.
- Análisis armónico.

La energía eléctrica es un insumo fundamental de todos los procesos productivos y es también para la sociedad en su conjunto un satisfactor indispensable de bienestar.

En el presente trabajo se analizará una planta cementera, debido a que es característica de una carga industrial, además es un gran consumidor de energía eléctrica que requiere de un suministro de energía eléctrica continuo e ininterrumpible, para disminuir pérdidas por interrupción.

Una planta cementera está constituida por trituradores, molinos, secadores rotatorios, mezcladoras, hornos y sistemas de enfriamiento, además de sistemas propios de transportación por medio de bandas (fig. 1). Todos estos elementos se conforman principalmente por motores de Corriente Alterna y/o Corriente Directa, Rectificadores, Inversores y Resistencias.



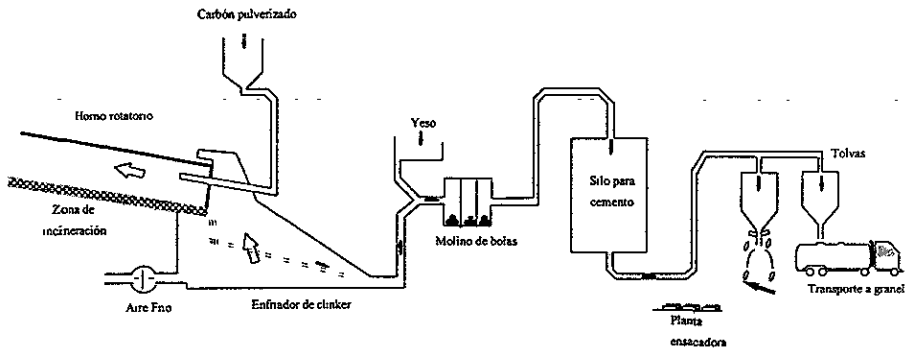


Fig. 1 Proceso de producción del Cemento

Por la magnitud y características de los equipos es indispensable realizar un diseño adecuado de sus instalaciones, además de que resulta necesario protegerlos, ante cualquier condición anormal de operación, además una correcta coordinación de protecciones por medio de un sistema de control automático en el sistema eléctrico de la planta, de tal manera que siempre salga de operación sólo el elemento fallado.

En estas instalaciones, la mayoría de las cargas tiene características Resistivas-Inductivas, que provocan que trabajen con un bajo factor de potencia, también existen cargas no lineales que producen corrientes armónicas, las cuales al interactuar con la impedancia del sistema generan voltajes armónicos.

CAPITULO I

FILOSOFÍA DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

1.1 *PRINCIPIOS BÁSICOS*

Los Corto-Circuitos ocurren en los Sistemas Eléctricos de Potencia cuando falla el aislamiento del equipo, debido a: sobrevoltajes en el sistema, causados por descargas atmosféricas o switcheo, contaminación del aislamiento y otras causas naturales y mecánicas. El diseño cuidadoso, la correcta operación y un mantenimiento adecuado, pueden minimizar la ocurrencia de corto-circuitos pero no eliminarlos. Las magnitudes de las corrientes de corto-circuito pueden ser de varias veces la corriente de operación normal y si el tiempo de duración es grande, puede causar: mayores daños al aislamiento, fusión del conductor, fuego y explosión. Los devanados y buses pueden sufrir daño mecánico debido a los altos esfuerzos electromagnéticos durante las fallas. Por lo anterior, el libramiento de fallas debe ser muy rápido, por ejemplo, para sistemas de Extra-Altovoltaje el tiempo de libramiento de falla es de aproximadamente 3 ciclos, mientras que para equipo de Bajo-voltaje podría ser de hasta 20 ciclos.

Con el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y los requerimientos de una mejor calidad en el suministro de energía, el problema de la protección adquiere una mayor importancia, ya que un esquema de protección de un elemento del sistema debe contar con protección primaria y de respaldo tanto local como remoto.

La protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia- es la ciencia, habilidad y arte de aplicar ajustes a relevadores y/o fusibles para proveer la máxima sensibilidad a fallas y condiciones indeseables pero evitando su operación en condiciones tolerables o permisibles.

Para sensar y evaluar las condiciones en las que opera un elemento del sistema eléctrico de potencia se utilizan los transformadores de instrumento y los relevadores y para desconectar el elemento fallado del sistema eléctrico de potencia se utilizan los interruptores. Por lo tanto, el esquema de protección lo forman: los transformadores de instrumento, relevadores y los interruptores.

Los relevadores son circuitos analógicos, digitales o microprocesados, los cuales cierran un contacto para iniciar la desconexión del elemento fallado del sistema eléctrico de potencia.

OBJETIVO. El objetivo del sistema de protección y coordinación de un sistema eléctrico es proteger al personal de cualquier lesión, minimizar daños a los componentes del sistema y limitar la propagación y duración de la interrupción cuando exista una falla en el equipo, error humano o evento natural adverso en cualquier porción del sistema. Siendo impredecibles las causas que ocasionan el mal funcionamiento del sistema, donde el diseño y mantenimiento preventivo pueden reducir que esto pase. Entonces el sistema eléctrico debe diseñarse y mantenerse de manera que este pueda protegerse automáticamente.

SEGURIDAD. La prevención del daño humano es el principal objetivo del sistema de protección eléctrica. Los dispositivos de interrupción deben tener la adecuada capacidad interruptiva y las partes energizadas deben estar lo suficientemente encerradas y aisladas para no exponer al personal a una explosión, fuego, arco eléctrico o conmoción. La seguridad tiene prioridad sobre la continuidad del servicio, daño de equipo o economía.

Los principios fundamentales de seguridad van ha estar siempre asociados para hacer responsable al ingeniero encargado del diseño y operación del sistema eléctrico. Los ingenieros encargados del diseño y la operación de sistemas eléctricos deben de familiarizarse con las más recientes normas y códigos relacionados con la seguridad de los operadores.

DAÑO DEL EQUIPO CONTRA CONTINUIDAD DEL SERVICIO. Si minimizar el riesgo de daño al equipo o la preservación de la continuidad del servicio es el objetivo más importante del que depende la filosofía de operación particular de una planta. Algunas operaciones pueden permitir un límite de interrupciones para minimizar la posibilidad de reparar el equipo o los costos de reparación, mientras otros toman en cuenta un costo menor comparado con una pequeña interrupción del servicio. Esta última consideración es la que más se aplica según lo revelan las industrias de acuerdo con su experiencia práctica en el diseño del sistema, operación y mantenimiento que hace posible operarlo con sobrecargas continuas y reducir la posibilidad de que fallas menores se conviertan rápidamente en mayores. Un caso en particular, son los sistemas sin tierras que requieren especial atención en el mantenimiento, detección de falla y localización para eliminar una primera falla antes de que ocurra una segunda.

En industrias donde el proceso no es altamente crítico, la protección eléctrica debe ser diseñada para el mayor compromiso entre daño a equipo y continuidad del servicio. Teniendo en mente que el objetivo principal es tener selectividad; para que el equipo dañado sea desenergizado tan pronto sea detectada la falla y minimizar la salida de operación de los equipos subsecuentes en caso de que ocurra una falla.

CONSIDERACIONES ECONÓMICAS. El costo del sistema de protección nunca debe ser ignorado, y este determinará el grado de protección que el sistema puede tener. Muchas características pueden ser agregadas para mejorar el diseño, confianza y flexibilidad del sistema, pero se incrementa el costo. En otro orden de ideas, sería un error diseñar un sistema con el mínimo de seguridad y confianza requeridos y se tendría un diseño no satisfactorio con grandes pérdidas. Modificar el sistema para resolver problemas sería más caro y menos satisfactorio que haber diseñado estas características en el sistema desde un principio.

PLANEANDO EL SISTEMA DE PROTECCIÓN. El diseñador del sistema eléctrico de potencia utilizará varias técnicas para minimizar los efectos de anomalías que ocurren en el sistema mismo o en la utilización de equipo que lo suministre. Uno puede diseñar el sistema eléctrico con características tales como:

Aislamiento Rápido de la porción afectada del sistema y de esta manera mantener la normalidad del servicio para la mayor parte del sistema como sea posible y minimizar el daño de la porción afectada del sistema.

Minimizar la Magnitud de la corriente de corto circuito y de esta forma reducir el daño potencial al sistema, sus componentes y la operación del equipo que alimenta.

Proveer circuitos alternos o dispositivos de recierre automáticos, o ambos, donde sea aplicable, y de esta forma minimizar la duración de la falla e incrementar la confiabilidad del sistema.

El sistema de protección engloba todas las técnicas anteriores, consecuentemente la función del sistema de protección es la de detectar y aislar la porción del sistema donde haya ocurrido un corto circuito u otra anomalía, que pueda causar daño o un funcionamiento adverso.

Coordinación es la selección o ajuste, o ambos, de los dispositivos de protección para aislar solamente la porción del sistema donde exista una anomalía. Es el ingrediente básico para el correcto diseño del esquema de protección del sistema de distribución y obligatorio el cuidado de la salud del personal y la continuidad del proceso industrial.

En la instalación del sistema eléctrico de potencia el diseñador debe proponerse mantener el diseño final lo más simple para que sea compatible con la seguridad, confiabilidad, mantenimiento y consideraciones económicas.

CRITERIOS DE DISEÑO. La lógica de aplicación de la protección divide al sistema eléctrico en varias zonas de protección, requiriendo cada una de ellas su propio grupo de elementos de protección.

En todos los casos, los criterios de diseño que deben tomarse en cuenta para un eficiente y bien diseñado sistema de protección son:

Confiabilidad: Certeza de que la protección realizará sus funciones en forma correcta.

Selectividad: Máxima continuidad de servicio con un mínimo de desconexión en el sistema.

Velocidad: Operación rápida con el fin de que la falla tenga una duración mínima y consecuentemente cause un daño menor en el equipo.

Simplicidad: Se debe utilizar el mínimo equipo de protección y la mínima circuitería posible.

Economía: Máxima protección al mínimo costo. Puesto que es impráctico satisfacer todos los criterios en forma simultánea es necesario evaluar los riesgos implicados en los compromisos de aplicación utilizados.

Zonas de Protección

La filosofía general de la protección con la aplicación de relevadores es dividir el sistema de potencia en zonas, donde cada elemento del sistema tiene su zona; los elementos principales del sistema eléctrico de potencia son: generadores, transformadores, barras colectoras, líneas de transmisión y distribución, reactores, capacitores, compensadores estáticos de VAR's y cargas.

El sistema de potencia típico, con sus zonas de protección se muestra en la figura 2.

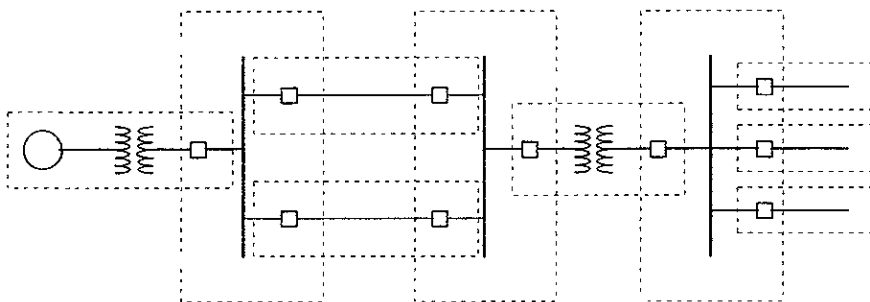


Fig. 2 Zonas de Protección

La protección de cada zona es trasladada para evitar la posibilidad de tener áreas desprotegidas. Este traslape es logrado conectando los relevadores a los transformadores de corriente como se ilustra en la figura 3.

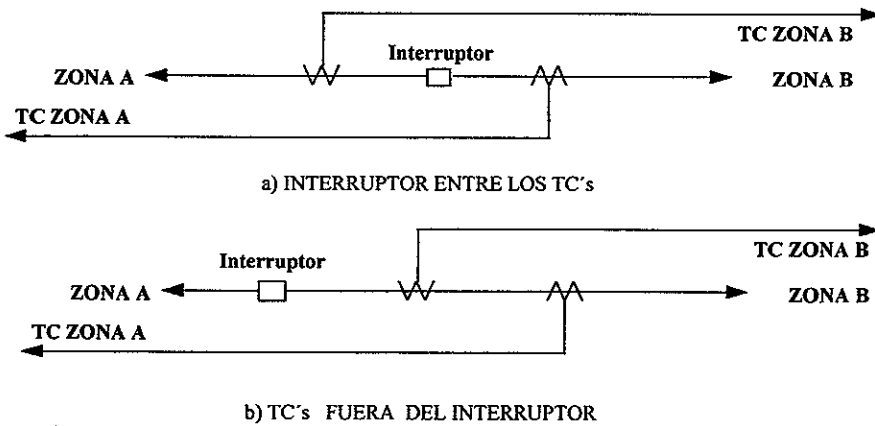


Fig. 3 Traslape de Zonas de Protección

Anormalidades a proteger. Las principales anomalías a proteger son los cortos circuitos y sobrecargas. Los cortos circuitos pueden ser causados de muchas formas, incluyendo fallas de aislamiento debido a humedad excesiva, daños mecánicos al equipo de distribución y fallas en la utilización del equipo como resultado de sobrecargas u otro abuso. Los circuitos pueden llegar a sobrecargarse simplemente por conectarles o aumentar equipos adicionales para su utilización. Las sobrecargas pueden ser causadas por un mantenimiento o instalación inadecuada, así como desalineación de ejes y utilización de rodamientos. Los procedimientos de operación inadecuada también pueden causar sobrecargas o daño. Esto incluye los arranques frecuentes, períodos prolongados de aceleración y fallas en los sistemas de enfriamiento.

Los cortos circuitos pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos. El corto circuito puede ser franco, en cuyo caso el corto circuito es permanente y tiene una relativa baja impedancia. O el corto circuito puede consumirse solo y desaparecer, probablemente abriendo uno o más conductores en el proceso. El corto circuito puede envolver un arco de relativa alta impedancia. Así un corto circuito con arco puede crear un gran daño sin producir una corriente de corto circuito excepcionalmente grande. Otro tipo de corto circuito es el de alta impedancia, que puede suceder por contaminación o acumulación de suciedad en los aisladores, en los cuales ocurre una descarga. La descarga puede ser inofensivamente extinguida y la ionización producida puede precipitar un corto circuito mayor. Estos diferentes tipos de corto circuito

producen diferentes alteraciones en el sistema. El sistema eléctrico debe estar protegido contra altas corrientes de corto circuito que puedan ocurrir, sin embargo la protección de falla máxima no puede proveer la adecuada protección contra corrientes de corto circuito bajas que envuelven un arco y son potencialmente destructivas.

Muchos de los corto circuitos ocurren después de la aplicación de una sobretensión a los aislamientos provocada por descargas atmosféricas o maniobra.

Equipo básico de protección. La interrupción del corto circuito o sobrecarga requiere de la aplicación de equipo de protección que sensorá el flujo anormal de corriente y eliminará la parte afectada del sistema. Algunos tipos de dispositivos de sensado e interrupción están completamente separados, conectados solamente por conductores externos de control. En otros tipos, el sensado y el dispositivo de interrupción (dispositivo de acción directa), aunque actúan separadamente, están incluidos en el mismo equipo y mecánicamente acoplados para actuar como un solo dispositivo.

Un fusible es un dispositivo de sensado e interrupción. Este se conecta en serie con el circuito y responde a los efectos térmicos producidos por el flujo de corriente a través de este. El fusible es un elemento designado para abrir a determinado tiempo dependiendo de la cantidad de flujo de corriente. Diferentes tipos están disponibles y tienen características de tiempo-corriente requeridas para la propia protección de los componentes del sistema. Los fusibles pueden ser limitadores o no limitadores de corriente, dependiendo de su diseño y construcción. Los fusibles no pueden ser restablecidos porque el elemento fusible se funde en el proceso de interrupción del flujo de corriente.

Los fusibles, interruptores en vacío, en aire y restauradores, (interruptores con transformadores de instrumento y relevadores) son ampliamente utilizados para proteger sistemas de distribución primarios (de 2.4 a 46 kV). Los esquemas de protección (TC's, TP's, DP's, relevadores e interruptores) son utilizados en sistemas de alto voltaje (115 a 230 kV) y extra alto voltaje (345 a 765 kV). Los interruptores termomagnéticos, son dispositivos de acción directa los cuales tienen un sensor térmico y magnético, por lo tanto pueden proteger contra sobrecorrientes, debidas a sobrecargas y corto circuitos; son clase 600 V AC y se aplican en sistemas de bajo voltaje.

Interruptores Electromagnéticos- son interruptores con transformador de instrumento y relevadores, los cuales pueden ser: electromagnéticos, de estado sólido o microprocesados, son utilizados en sistemas de bajo voltaje 600 V AC, máximo. Este tipo de interruptores puede tener las características de operación ajustables: de tiempo largo, tiempo corto e instantáneo, por lo tanto puede proteger contra sobre corrientes debidas a pequeñas sobrecargas y corto circuitos.

Los relevadores de sobrecorriente utilizados en conjunto con los interruptores de medio y alto voltaje, están disponibles con diferentes características funcionales. Estos pueden ser direccionales o no direccionales en su operación, instantáneos o con retardo de tiempo. Los relevadores con retardo de tiempo pueden tener las características de tiempo inverso, tiempo muy inverso, tiempo extremadamente inverso, tiempo largo, tiempo corto y tiempo definido, estos están disponibles sobre un gran rango de corrientes. Para aplicaciones específicas, diferentes tipos de relevadores diferenciales de sobrecorriente están disponibles.

Un sistema de protección eléctrica, por consiguiente estará compuesto básicamente por transformadores de instrumento, relevadores e interruptores. Donde cada uno tiene una función determinada fig. 4.

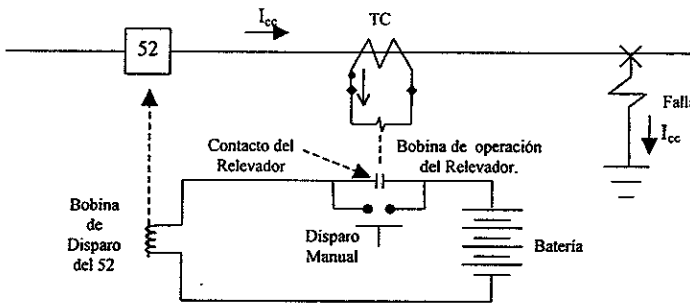


Fig. 4 Sistema de Protección

Diseño Preliminar. Ya determinado el sistema eléctrico de potencia, se modela, se calculan los flujos de potencia y se calculan las corrientes de falla (1ϕ , 2ϕ y 3ϕ), enseguida se divide el sistema eléctrico de potencia en zonas, se determinan los tipos de protección y relaciones de transformación de los transformadores de instrumento, para cada elemento del sistema.

1.2 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

La función de los transformadores de instrumento (corriente y potencial), es transformar las corrientes y voltajes del sistema eléctrico a pequeñas magnitudes y proveer aislamiento galvánico entre la red eléctrica y el equipo de protección y medición que son conectados a los devanados secundarios. Las capacidades de los devanados secundarios de los transformadores han sido estandarizados, para que exista un grado de intercambio entre los diferentes fabricantes de relevadores y medidores.

Transformadores de Corriente. Los transformadores de corriente transforman la corriente de línea a valores de 5 o 1 A para alimentar al equipo de medición y protección. Un transformador de corriente tiene dos devanados, designados como primario y secundario, que están aislados uno del otro. El devanado secundario está en un núcleo de acero. El devanado primario se conecta en serie con el circuito de alta tensión a medir y el devanado secundario se conecta a los dispositivos de protección, instrumentos, medidores o dispositivos de control. La corriente secundaria está en proporción directa a la relación de transformación del TC.

Existen cuatro formas básicas de construcción de transformadores de corriente:

Transformador de corriente tipo bobina: El devanado primario consiste de una o más vueltas mecánicamente enrolladas en el núcleo. El devanado primario y secundario están aislados uno del otro y están ensamblados como una sola estructura.

Transformador de corriente tipo barra: Tiene un arreglo aislado de un conductor recto en forma de barra, varilla, o tubo que es el primario, que pasa a través de un circuito magnético sobre el cual está el devanado secundario.

Transformador de corriente tipo ventana: Tiene el devanado secundario aislado y permanentemente ensamblado al núcleo, pero no tiene el devanado primario como parte integral de la estructura. Completamente o parcialmente aislado está provisto un devanado primario en la ventana a través de la cual una o más vueltas del conductor de línea se puede conectar para proveer el devanado primario.

Transformador de corriente tipo boquilla: Tiene un núcleo anular y el devanado secundario aislado y permanentemente ensamblado al núcleo, pero no tiene devanado primario. Este tipo de transformadores usualmente lo contienen las boquillas de transformadores e interruptores de potencia.

El transformador tipo boquilla usualmente es usado en equipo donde el conductor primario es un componente de otros equipos.

Rangos. La norma ANSI/IEEE C57.13 1978, designa ciertos rangos como estándares. Estos rangos se muestran en las siguientes tablas. Pudiendo notar que el rango de corriente secundaria en todos los niveles es 5 A.

Tabla 1

Rangos de Transformadores de Corriente, Tipo Multirelación

Rangos de Corriente (Amperes)	Taps Secundarios		
600:5	50:5	X2-X3	
	100:5	X1-X2	
	150:5	X1-X3	
	200:5	X4-X5	
	250:5	X3-X4	
	300:5	X2-X4	
	400:5	X1-X4	
	450:5	X3-X5	
	500:5	X2-X5	
	600:5	X1-X5	
	1,200:5	100:5	X2-X3
		200:5	X1-X2
300:5		X1-X3	
400:5		X4-X5	
500:5		X3-X4	
600:5		X2-X4	
800:5		X1-X4	
900:5		X3-X5	
1,000:5		X2-X5	
1,200:5		X1-X5	
2,000:5		300:5	X3-X4
		400:5	X1-X2
	500:5	X4-X5	
	800:5	X2-X3	
	1,100:5	X2-X4	
	1,200:5	X1-X3	
	1,500:5	X1-X4	
	1,600:5	X2-X5	
	2,000:5	X1-X5	
	3,000:5	300:5	X3-X4
		500:5	X4-X5
		800:5	X3-X5
1,000:5		X1-X2	
1,200:5		X2-X3	
1,500:5		X2-X4	
2,000:5		X2-X5	
2,200:5		X1-X3	
2,500:5		X1-X4	
3,000:5		X1-X5	
4,000:5		500:5	X1-X2
		1,000:5	X3-X4
	1,500:5	X2-X3	
	2,000:5	X1-X3	
	2,500:5	X2-X4	
	3,000:5	X1-X4	
	3,500:5	X2-X5	
	4,000:5	X1-X5	
	5,000:5	500:5	X2-X3
		1,000:5	X4-X5
		1,500:5	X1-X2
		2,000:5	X3-X4
2,500:5		X2-X4	
3,000:5		X2-X5	
3,500:5		X1-X4	
4,000:5		X1-X5	
5,000:5		X2-X3	

Tabla 2

Rangos para Transformadores de Corriente con Relación Estándar y Doble Relación

Relación Estándar (Amperes)	Doble Relación Serie-Paralelo Devanado Primario (Amperes)	Doble Relación con Taps en el Devanado Secundario (Amperes)
10:5	25 X 50:5	25/50:5
15:5	50 X 100:5	50/100:5
25:5	100 X 200:5	100/200:5
40:5	200 X 400:5	200/400:5
50:5	400 X 800:5	300/600:5
75:5	600 X 1,200:5	400/800:5
100:5	1,000 X 2,000:5	600/1,200:5
200:5	2,000 X 4,000:5	1,000/2,000:5
300:5		1,500/3,000:5
400:5		2,000/4,000:5
600:5		
800:5		
1,200:5		
1,500:5		
2,000:5		
3,000:5		
4,000:5		
5,000:5		
6,000:5		
8,000:5		
12,000:5		

Aplicaciones. Las consideraciones generales para la aplicación de transformadores de corriente son:

Rango de Corriente-Continúa: Es la corriente máxima que debe ser igual o mayor que la corriente máxima de operación normal del circuito en el cual el transformador de corriente es utilizado.

Factor de rango de Corriente-Continua-Temperatura (RF). Es el factor por el cual el rango de corriente primaria del transformador de corriente puede ser multiplicado para obtener el máximo de corriente en el primario que puede transmitir continuamente sin exceder el límite de temperatura pico de 30 °C temperatura ambiente. El factor de rango (RF) debe ser 1.0, 1.33, 1.5, 2.0, 3.0, ó 4.0.

Rango de temperatura de Tiempo-Corto. Es la corriente simétrica primaria que el transformador puede conducir por un segundo con el devanado secundario cortocircuitado, sin exceder el límite de temperatura en cualquier devanado.

Rango mecánico de Tiempo-Corto. Es la corriente máxima que el transformador de corriente es capaz de aguantar sin sufrir daño cuando el secundario está cortocircuitado. Es el valor rms de la componente de corriente alterna de la onda de corriente del primario completamente desplazada. El daño mecánico solo se verifica para transformadores tipo inductivo.

Voltaje nominal del sistema. Los transformadores de corriente son capaces de operar continuamente con valores arriba del 10% del voltaje nominal del sistema. Los voltajes nominales para aplicaciones de sistemas industriales son: 600, 2,400, 4,800, 8,320, 13,800, y 14,400 V.

Tabla 3

Nivel Básico de Aislamiento de Impulso contra Voltaje Nominal del Sistema.

Voltaje Nominal del sistema (kV)	Voltaje máximo Línea-Tierra (kV)	BIL Cresta de onda completa (kV)
0.6	0.38	10
2.4	1.53	45
4.8	3.06	60
8.32	5.29	75
13.8	8.9	95 o 110
25.0	16.0	125 o 150
34.5	22.0	150 o 200

Precisión. El diseño de los relevadores de protección depende de la precisión de la transformación de los transformadores de corriente, no solo de las corrientes de carga, pero también de los niveles de corriente de falla. La precisión en sobrecorriente depende del acoplamiento de la sección del núcleo de acero y el número de vueltas del devanado secundario. A mejores acoplamientos del núcleo de acero, un mayor nivel de corriente puede ser transformado antes de la saturación. La saturación repercute en un rápido incremento del rango de error. Al mejorar el número de vueltas en el secundario, se aplicará un menor flujo de corriente secundaria al relevador.

ANSI/IEEE C57.13-1978 designa la clase de precisión de los relevadores por una letra, que puede ser C o T y una clasificación numérica. C significa que el porcentaje del rango de corrección puede ser calculado y T significa que debe ser determinado por medio de pruebas. La clasificación numérica indica el voltaje secundario que el transformador puede entregar con un burden estándar cuando circula 20 veces la corriente nominal sin exceder el 10 % del rango de corrección. Adicionalmente, el rango de corrección no debe exceder el 10 % a cualquier corriente de 1 a 20 veces la corriente con un burden estándar, usado como base del rango de precisión de los relevadores. Los voltajes nominales designados para el secundario del transformador son 10, 20, 50, 100, 200, 400 y 800 [V].

Tabla 4

Burden estándar para transformadores de corriente con 5 A secundarios

Designación de Burden	Resistencia Ohms	Inductancia Milihenris	Impedancia Ohms	Volt-Amperes a 5 A	Factor de Potencia
Burdens de Medición					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.08	1.8	45	0.9
Burdens de Relevadores					
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Burden. En la terminología de los transformadores de corriente, es la carga que se conecta a las terminales del secundario y se expresa en Volt-Amperes (VA) y un factor de potencia a un valor específico de corriente, o como una impedancia en Ohms con componentes efectivos de resistencia y reactancia. El término burden es usado para diferenciar la carga del secundario del transformador de la carga del circuito primario. El factor de potencia se refiere a ese burden y no al circuito primario. Para propósitos de comparar varios transformadores, ANSI ha designado burdens estándar para utilizarlos en el proceso de evaluación (Tabla anterior).

Características de excitación secundaria y curvas de rango de sobrecorriente. Las características de excitación del secundario, las publica el fabricante, y están en forma de corriente de excitación contra voltaje secundario (fig. 5). Los valores se obtienen de calcular de los datos de diseño de transformador y de las curvas de pérdidas del núcleo o por el porcentaje de valores de las pruebas de los transformadores de corriente. La prueba de corriente de excitación a circuito abierto en las terminales del secundario, usando la onda seno a una frecuencia variable y graficando la corriente rms contra el voltaje.

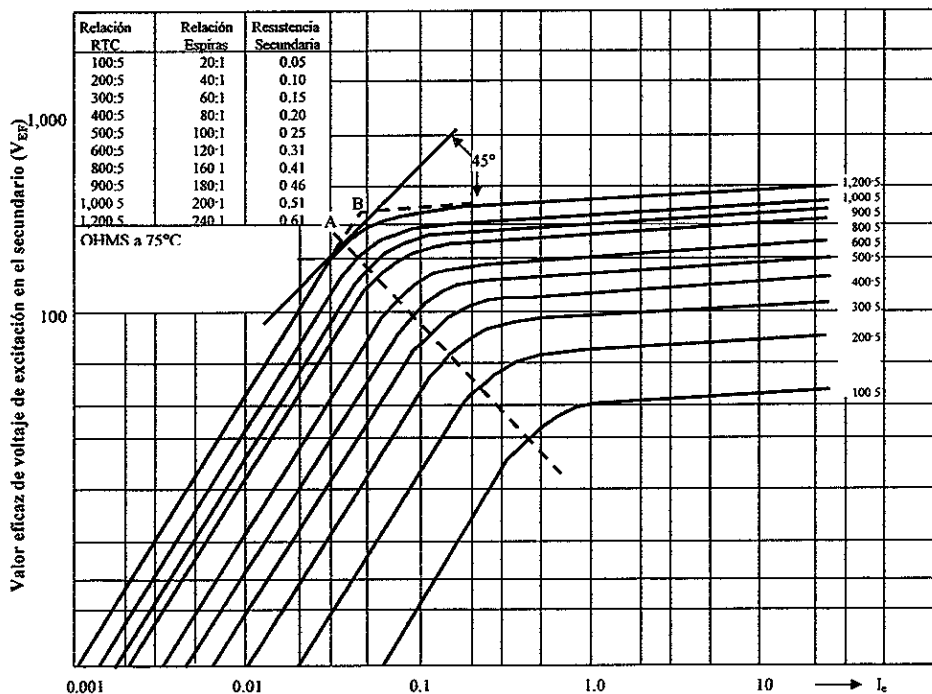


Fig. 5 Curvas típicas de excitación para un TC clase C de varias relaciones de transformación

Curvas típicas de saturación para transformadores de corriente

Para transformadores clase T, las curvas de sobrecorriente típicas se gráficas entre la corriente del primario y secundario en el rango de 1 a 22 veces la corriente nominal del primario para todos los burdens, aumentado para el burden estándar que causa un rango de corrección de 50%(fig. 6).

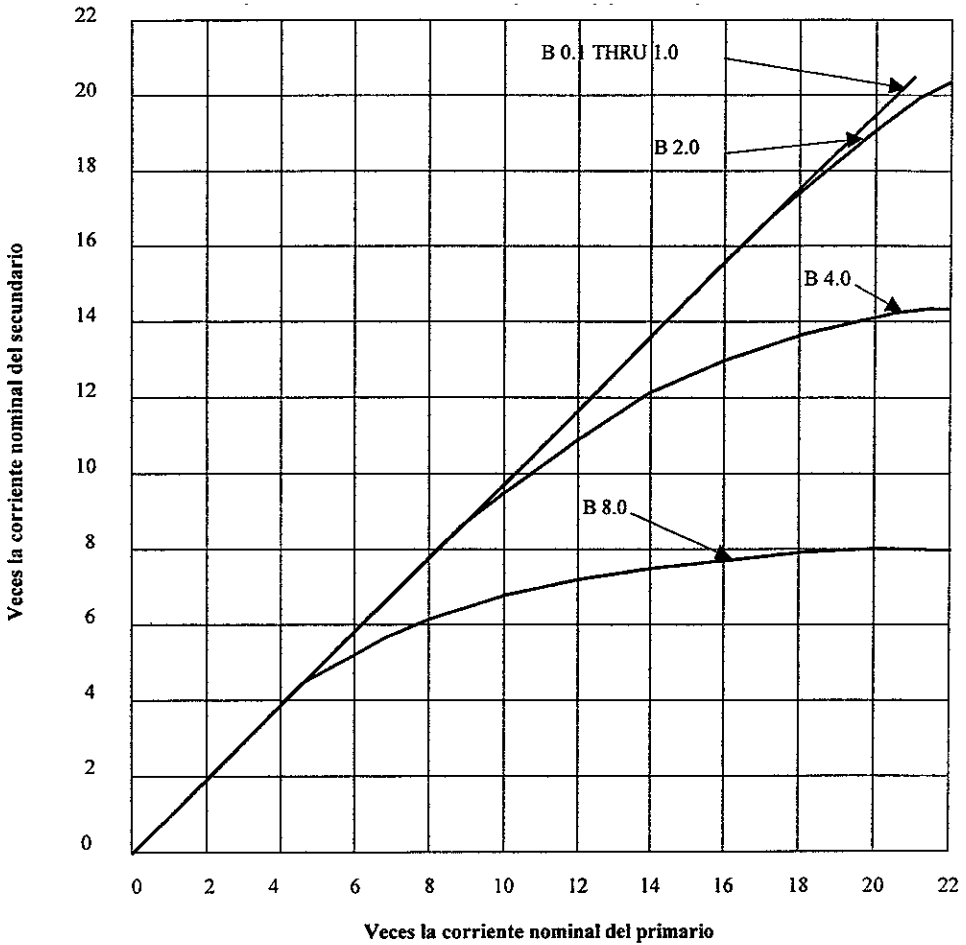


Fig. 6 Curvas para TC tipo T

Polaridad. Las marcas de polaridad designan de manera instantánea la dirección de la corriente. En el instante en que la corriente primaria entra en la terminal marcada del primario, la correspondiente corriente secundaria fluye a través de la marca de la terminal secundaria, experimentando un cambio de magnitud dentro del transformador. Las terminales *H1* y *X1* generalmente se marcan con puntos blancos o con una *H1* o *X1*. Como se muestra en la figura 7, uno puede considerar la marca del conductor secundario a continuación de la marca del conductor primario y de manera instantánea la dirección de la corriente considerada.

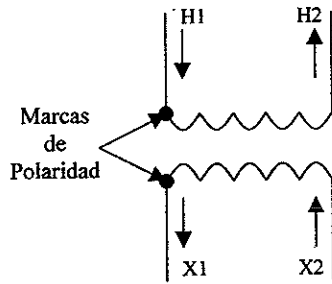


Fig. 7 Polaridad de los transformadores de corriente

Conexiones. Existen tres formas de conectar los transformadores de corrientes, en los sistemas trifásicos: estrella, delta abierta y delta.

Conexión estrella. En la conexión estrella los transformadores de corriente se conectan a cada fase con relevadores de sobrecorriente(51) para detectar fallas de fase. En sistemas aterrizados, un relevador de sobrecorriente al neutro(51N) conectado al conductor común de los secundarios de los transformadores de corriente detecta cualquier corriente a tierra o corriente de carga en el neutro.

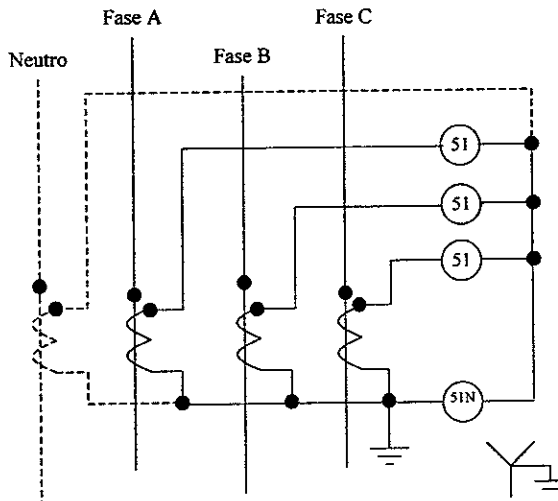


Fig. 8 Transformadores de corriente conectados en estrella

Conexión delta abierta. Los transformadores de corriente se conectan como en estrella con una fase sin conectar, usando solo dos transformadores de corriente. Como se muestra en la figura, esta conexión detecta fallas trifásicas y fallas de fase a fase. Un transformador de corriente de secuencia cero y un relevador (51GS) se requieren para detectar corrientes de falla a tierra, todas las corrientes de las fases y el neutro pasarán a través del transformador de corriente.

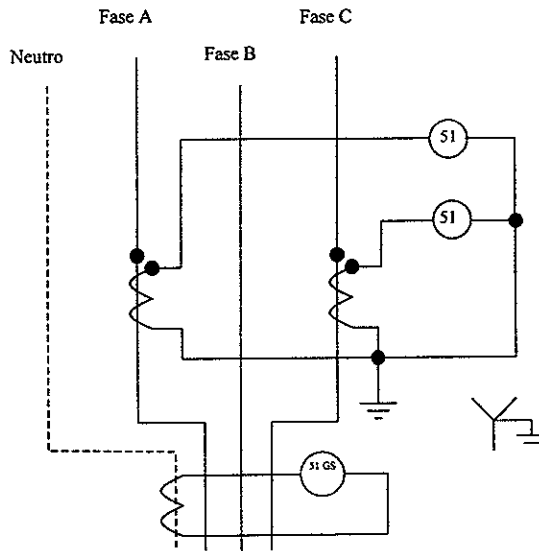


Fig. 9 Transformadores de corriente conectados en delta abierta

Conexión delta. Esta conexión utiliza tres transformadores de corriente con los secundarios conectados en delta antes de que las conexiones de los relevadores se realicen. La conexión delta es usada para esquemas de protección diferencial de transformadores de potencia donde los transformadores de potencia tienen conexión delta-estrella en sus devanados, entonces las corrientes medidas en cada uno de los devanados, tienen un defasamiento de 30° . Por lo tanto la conexión de los transformadores de corriente obedece a una regla empírica, en la cual los transformadores conectados en lado de la delta del transformador de potencia, se deben conectar en estrella y los transformadores de corriente conectados en el lado de la estrella del transformador de potencia, se deben conectar en delta. Recordando que los transformadores conectados en delta proporcionan una corriente a los relevadores igual a $\sqrt{3}$ la corriente de secundaria del transformador de corriente. Esto debe ser considerado cuando se seleccionen los rangos primarios de los transformadores de corriente que se conectaran en delta. Las siguientes figuras combinadas completan las conexiones para el relevador diferencial con el conductor de tierra conectado a cada relevador-bobina operante.

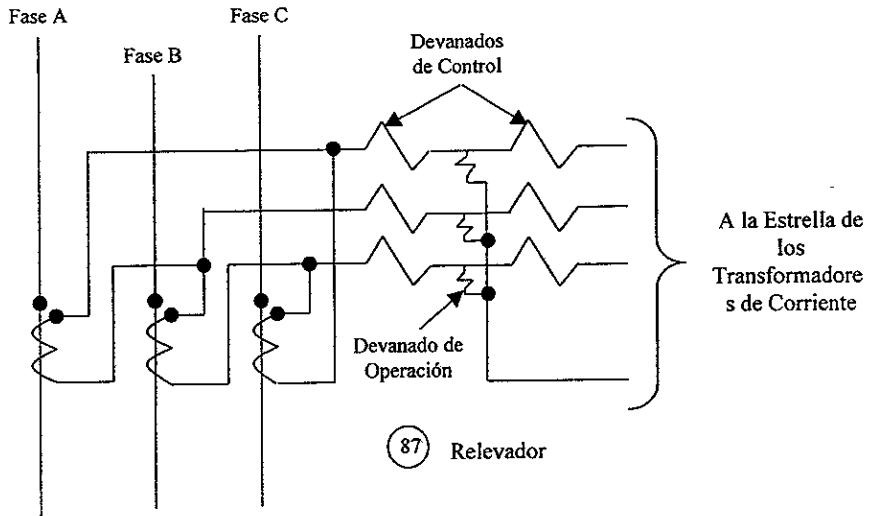


Fig. 10 Transformadores de corriente conectados en delta

Precauciones. Una precaución que se debe tener con los transformadores de corriente es que estos no deben ser operados con el circuito secundario abierto porque dan como resultado voltajes de cresta peligrosos. Cualquier transformador de corriente que ha sido sujeto de tener el circuito secundario abierto debe ser examinado para verificar posibles daños antes de que sea puesto en servicio nuevamente.

Transformadores de Potencial. Un transformador de potencial es básicamente un transformador convencional con los devanados primario y secundario en un núcleo común. Los Transformadores de Potencial convencionales son diseñados y construidos como unidades monofásicas y el secundario mantiene una relación fija con el voltaje primario. El voltaje nominal primario de un transformador de potencial es determinado por el voltaje del sistema y del tipo de conexión. La mayoría de los transformadores de potencial se diseñan para proveer un voltaje en el secundario de 120 V cuando el voltaje nominal primario es aplicado. Los rangos comunes se muestran en las siguientes tablas. Existen rangos espaciales para conexiones que no son usuales.

Tabla 5
Rangos y características de transformadores de potencial

Rango de Voltaje Primario Para Voltaje entre Fases (Volts)	Rango Marcado	Nivel Básico De Aislamiento Al Impulso (kV Cresta)
120 a 208 Y	1:1	10
240 a 416 Y	2:1	10
300 a 520 Y	2.5:1	10
120 a 208 Y	1:1	30
240 a 416 Y	2:1	30
300 a 520 Y	2.5:1	30
480 a 832 Y	4:1	30
600 a 1,040 Y	5:1	30
2,400 a 4,160 Y	20:1	60
4,200 a 7,280 Y	35:1	75
4,800 a 8,320 Y	40:1	75
7,200 a 12,470 Y	60:1	110 o 95
8,400 a 14,560 Y	70:1	110 o 95

Tabla 6
Rangos y características de transformadores de potencial

Rango de Voltaje Primario Para Voltaje entre Fases (Volts)	Rango Marcado	Nivel Básico De Aislamiento Al Impulso (kV Cresta)
120 a 120 Y	1:1	10
240 a 240 Y	2:1	10
300 a 300 Y	2.5:1	10
480 a 480 Y	4:1	10
600 a 600 Y	5:1	10
2,400 a 2,400 Y	20:1	45
4,800 a 4,800 Y	40:1	60
7,200 a 7,200 Y	60:1	75
12,000 a 12,000 Y	100:1	110 o 95
14,000 a 14,000 Y	120:1	110 o 95
24,000 a 24,000 Y	200:1	150 o 125
34,500 a 34,500 Y	300:1	200 o 150

Las clasificaciones de precisión de los transformadores de potencial tienen un rango de 0.3-1.2, representado en por ciento para obtener el verdadero rango. Estas precisiones son lo suficientemente altas para que cualquier transformador convencional sea adecuado para propósitos de protección con relevadores de manera que se aplique a temperatura ambiente y al límite del voltaje. Los burden's convencionales para los transformadores de potencial con voltaje secundario de 120 V se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 7

Burden estándar para transformadores de potencial

Características en Burdens* Estándar			Características en base a 120 V		
Designación	Volt-Amperes	Factor de Potencia	Resistencia Ohms	Inductancia Henris	Impedancia Ohms
W	12.5	0.10	115.2	3.04	1152
X	25	0.70	403.2	1.09	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0503	36
M	35	0.20	82.3	1.07	411

* Burdens solo para 60 Hz.

Límites térmicos de los burdens, son proporcionados por los fabricantes, estos no deben exceder en condiciones normales, sino la precisión del transformador y su vida se verán afectados negativamente. Estos se dan en volts-amperes y pueden ser calculados por una simple suma aritmética de los volt-amperes de los dispositivos conectados al secundario del transformador. Si la suma esta dentro del rango térmico del burden, el transformador trabajara correctamente, sobre los rangos de voltaje de 0-110% del voltaje nominal.

Los Transformadores de Potencial normalmente se identifican por marcas de polaridad en el primario H1 y en el secundario X1. Alternativamente, estos puntos pueden ser identificados por marcas distintivas de color. La relación estándar de voltaje provee que la polaridad de H1 y X1 sea la misma.

Donde las cargas del sistema estén balanceadas, consecuentemente, los voltajes estarán balanceados, los transformadores de potencial usualmente se conectan en delta abierta. Donde la carga es conectada de línea a neutro, los transformadores de corriente generalmente se conectaran en estrella-estrella, particularmente donde se requiere de medición. Muchos dispositivos de protección requieren voltajes en delta y estrella; por lo tanto, es necesario hacer

un estudio de los requerimientos antes de escoger el esquema de conexiones. Las conexiones Estrella-Delta o Delta-Estrella son usualmente con algunos relevadores especiales, pero estas conexiones no son frecuentes en instalaciones industriales. Donde existen sistemas aterrizados, los transformadores se conectan en Estrella-Delta abierta para detectar fallas a tierra. Cuando se conectan de esta forma, los transformadores rara vez pueden usarse para otros propósitos. La delta abierta se usa en sistemas subterráneos y debe incluir una carga resistiva en el secundario para reducir la posibilidad de ferresonancia entre la capacitancia del sistema y el transformador de potencial.

1.3 RELEVADORES

Los relevadores son circuitos compactos analógicos o digitales, que son conectados en diferentes puntos del sistema de potencia para detectar condiciones de operación no deseadas o intolerables dentro de un área asignada y tomar las acciones pertinentes en el sistema eléctrico con la consigna de mantener un alto grado de continuidad en el servicio, protección del personal y minimizar el daño al equipo.

Su función principal es iniciar la desconexión del área en problema, esta desconexión se lleva a cabo mediante interruptores. Por lo tanto, los relevadores e interruptores forman un equipo y ambos deben ser planeados en conjunto.

Las funciones de un relevador, son las siguientes

Convertir: Las señales de entrada a un relevador provienen de transformadores de instrumento, y son convertidas a señales que pueden ser manejadas en forma interna por el relevador.

Sensar: El relevador tiene la habilidad de detectar las cantidades obtenidas de la tarea anterior. Es decir esta atento de las cantidades que están presentes en el relevador.

Comparar: El relevador compara las cantidades reales con una cantidad calculada o determinada de acuerdo con las características del sistema o elemento a proteger.

Decidir: Una vez realizada la comparación entre la cantidad de entrada y la de ajuste, y después de haberse cumplido una serie de condiciones preestablecidas, el relevador decide actuar(o no actuar según sea el caso) de acuerdo a su programación interna.

Tomar Acción: Cuando se ha decidido actuar, el relevador lleva la información al mundo exterior por medio de un elemento de actuación. La mayor parte de las veces, esto se realiza por medio de uno o varios grupos de relevadores. En el caso de los relevadores de protección esto se conoce como "salida de disparo".

Clasificación de Relevadores

Los relevadores pueden ser clasificados de acuerdo a: su función, principio de operación, características de operación o por sus cantidades de entrada.

Cuando se clasifican por su Función, los relevadores pueden ser divididos en cinco categorías:

- a) *Protección*. Estos relevadores detectan fallas en líneas, equipos, o condiciones no deseadas, para posteriormente enviar una señal de disparo al interruptor o interruptores para proteger la zona deseada.
- b) *Monitoreo*. Estos relevadores verifican condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protección. Estos pueden ser detectores de falla, unidades de alarma, etc. En general las funciones de alarma sirven como funciones de monitoreo.
- c) *Programación*. Los relevadores establecen o detectan secuencias eléctricas. Por ejemplo, los relevadores utilizados con esquemas de recierre y sincronismo.
- d) *Regulación*. Relevadores que son activados cuando un parámetro de operación se desvía de límites predeterminados. Estos relevadores funcionan a través de equipo suplementario para restablecer la cantidad a los límites prescritos.
- e) *Auxiliares*. Relevadores que actúan en respuesta a la apertura o cierre del circuito de operación para complementar otro relevador. Estos incluyen temporizadores, multiplicadores de contactos, unidades de sello, relevadores de bloqueo, relevadores de cierre, relevadores de disparo, etc.

Cuando los relevadores se clasifican por sus principios de operación pueden ser agrupados en muchas categorías. Las básicas son:

- a) *Atracción Electromagnética*. Los relevadores de atracción electromagnética operan por medio de la atracción de un émbolo a través de un solenoide, o una armadura que es atraída a los polos de un electroimán. Este tipo de relevadores puede

operarse con corrientes y voltajes de AC o DC y este principio es utilizado en relevadores instantáneos o de alta velocidad.

- b) *Inducción Electromagnética.* Los relevadores de inducción electromagnética utilizan el principio del motor de inducción donde el torque se desarrolla por la inducción a un rotor, donde el rotor es un disco. Los relevadores con este principio de operación se utilizan en aplicaciones de corriente alterna, relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, alto y bajo voltaje.
- c) *Estado Sólido.* Se refiere a los relevadores que utilizan tecnología estática en la cual los componentes son circuitos electrónicos de integración de baja escala. (resistencias, circuitos integrados, bobinas, capacitores, potenciómetros, etc.)
- d) *Digitales.* Son relevadores en los cuales las señales se digitalizan por medio de convertidores analógico/digital para poder ser evaluadas por medio de una microcomputadora, y poder así tomar las acciones pertinentes.

Cuando se clasifican por su característica de operación los relevadores pueden ser de los siguientes tipos:

- a) De tiempo inverso
- b) De tiempo definido
- c) Direccionales
- d) De distancia
- e) De bajo Voltaje
- f) De fase
- g) De tierra
- h) De alta o baja velocidad, etc.

Cuando se clasifican por las cantidades de entrada, pueden ser:

- a) Corriente
- b) Voltaje
- c) Frecuencia
- d) Temperatura
- e) Potencia, etc.

Análisis del comportamiento de los relevadores.

El comportamiento de los relevadores se clasifica generalmente como: Operación Correcta, Operación Incorrecta y Sin Conclusión.

Las causas de una operación incorrecta pueden ser una mala aplicación, ajustes incorrectos ó una mala operación del equipo.

El equipo que puede causar una operación incorrecta incluye a: transformadores de corriente, Transformadores de Potencial, interruptores, cables y alambrado, relevadores, canales de comunicación ó bancos de baterías.

Disparos incorrectos de interruptores no asociados con el área en problema son tan malos como una no-operación. Por lo que se debe tener especial cuidado en la aplicación y la instalación de los relevadores para evitar disparos incorrectos.

Aplicación de los Relevadores a la Protección

La aplicación de los relevadores a la protección generalmente es llamada arte debido a los juicios que esta envuelve en su selección. La selección de los relevadores para la protección requiere el compromiso entre diversos objetivos en conflicto, como: máxima protección al mínimo costo, protección confiable, alta velocidad de operación, diseño sencillo, alta sensibilidad a las fallas, insensibilidad a corriente nominal de la carga, selectividad en aislamiento solo la parte del sistema donde se halla registrado la falla y capacidad de operar adecuadamente ante diferentes condiciones del sistema. El costo de los relevadores para la protección debe estar equilibrado entre el riesgo que implicaría si la protección no es aplicada. La planeación del sistema de protección debe estar involucrada en todas las etapas de la planeación del sistema eléctrico para estar seguros que se implementará un buen esquema de protección.

Normalmente se establecen zonas separadas de protección alrededor de cada elemento del sistema, tal que si ocurre una falla dentro de esa zona causara la operación de los interruptores en esa zona para aislarla del resto del sistema. Esto lógicamente divide al sistema en zonas de protección para generadores, transformadores, barras, líneas de transmisión, líneas de distribución o circuitos alimentadores y cargas. El objetivo principal es que en la zona donde ocurra una falla los dispositivos de protección operen primero, pero, si el equipo de protección en esa zona fallara, alguna protección de respaldo operaría para limitar la propagación de dicha falla. Generalmente estas zonas se traslapan para asegurarse que cada elemento del sistema este protegido correctamente.

En cada zona, tendremos dos formas de protección; una considerada primaria, y otra considerada de respaldo. Los relevadores primarios serán de alta velocidad (1 a 3 ciclos

exclusivos como tiempo de operación del interruptor), los relevadores de respaldo pueden ser más lentos y operan en caso de que la protección primaria no opere.

En la aplicación de relevadores para protección es importante definir en forma correcta el problema. Esta definición en muchos casos puede ser la parte más difícil, pero el tiempo invertido en esta actividad rendirá sus frutos. Para la correcta aplicación de los relevadores se requiere información de las siguientes áreas:

- a) Configuración del sistema.
- b) Esquemas de protección existentes y sus dificultades.
- c) Prácticas y procedimientos existentes en operación y expansiones futuras.
- d) Grado de protección requerida.
- e) Estudio de fallas.
- f) Carga máxima y relaciones de transformadores de instrumento.
- g) Localización de los transformadores de instrumento.
- h) Impedancias de línea, transformadores y generadores.

Existe una gran variedad de relevadores que pueden ser utilizados, pero, en las siguientes tablas se listan los relevadores comúnmente empleados con su función de protección y número de relevador, y los sufijos aplicados de acuerdo al elemento del sistema que protegen o su aplicación. Que se listan en ANSI/IEEE C37.2-1979(IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers)

Tabla 8 Relevadores comúnmente utilizados, función y número de dispositivo

Dispositivo Relevador Función No.	Función De Protección
21	Distancia
25	Sincronizador y sincronismo
27	Bajo voltaje
32	Direccional
40	Perdida de excitación (de campo)
46	Balance de fases(Balance de corriente, corriente de secuencia negativa)
47	Secuencia de fases de voltaje
49	Térmico
50	Instantáneo de sobrecorriente
51	Sobrecorriente de tiempo
59	Sobrevoltaje
60	Balance de voltaje
67	Direccional de sobrecorriente
81	Frecuencia
86	Cierre
87	Diferencial

Tabla 9

Sufijos comúnmente utilizados aplicados a relevadores

Letra Sufijo	Aplicación del Relevador
A	Alarma
B	Protección de Barras
G	Protección de Falla a Tierra(Relevador con TC en el Circuito Neutro del Sistema) o Protección de Generador
GS	Protección de Falla a Tierra(Relevador con TC Toroidal o Sensor de Tierra)
L	Protección de Líneas
M	Protección de Motor
N	Protección de Falla a Tierra(Relevador con la Bobina del TC Conectada en el Circuito Residual)
T	Protección de Transformador
V	Voltaje

Dispositivo No. 21-Relevador de Distancia

Aplicaciones. Los relevadores de distancia son comúnmente utilizados como protección primaria y de respaldo en líneas de transmisión y subtransmisión donde es necesario un relevador de alta velocidad, es utilizado en voltajes arriba de 34.5 kV.

Principio de operación. El relevador de distancia es un termino genérico aplicado a los relevadores ohmicos que utilizan voltajes y corrientes de entrada para proveer una señal de salida si existe una falla a determinada distancia de donde se encuentra localizado. La distancia se obtiene indirectamente de una señal que es proporcional al rango de voltaje-corriente como medida de la impedancia, reactancia o admitancia, por lo cual existen tres tipos de relevadores de distancia que son: reactancia, impedancia, y Mho. La ventaja de los relevadores de distancia es que responde inmediatamente a la impedancia del sistema mediante la magnitud de corriente y voltaje.

Los relevadores electromecánicos de distancia tienen un tiempo de operación de 1-1.5 ciclos. Los relevadores estáticos tienen un tiempo de operación de 0.25-0.5 ciclos. Un retardo de tiempo puede ser incluido cuando se requiera selectividad debido a la utilización de relevadores de tiempo externos.

Dispositivo No. 25-Relevador de Sincronización o Verificador de Sincronía.

Aplicaciones. Estos relevadores se utilizan cuando dos o más fuentes de alimentación van a estar conectadas a una barra común. El éxito de conectar dos fuentes juntas depende en gran medida de disminuir la diferencia en la magnitud de voltaje, ángulo de fase, y frecuencia de las fuentes que se conectarán juntas.

Los relevadores verificadores de sincronía permiten cerrar automáticamente o manualmente un interruptor solo cuando los sistemas en cada lado de interruptor estén lo más cerca de la sincronía. Estos relevadores generalmente se conectan donde la probabilidad de que los sistemas de ambos lados no estén en sincronía; sea baja.

Dispositivo No. 27-Relevador de Bajo Voltaje.

Aplicaciones. Un relevador de bajo voltaje es aquel que se ajusta a un bajo voltaje para cerrar un conjunto de contactos. Los usos típicos para este tipo de relevador son:

Protección de bajo-voltaje en las barras. El relevador puede también activar una alarma o un disparo, como a motores de inducción, cuando el voltaje de la línea este por abajo del voltaje nominal. Un relevador con retraso de tiempo se usa normalmente para asegurarse que no sea una caída momentánea, previniendo una operación inadecuada.

Esquema de transferencia de fuente. El relevador es usado para iniciar la transferencia de carga a otra fuente y cuando se restablezca el voltaje de la fuente original transferir la carga a esta última.

Funciones de autorización. Un relevador instantáneo de bajo-voltaje es usado como dispositivo de autorización para iniciar o bloquear ciertas acciones cuando el voltaje caiga con respecto al valor de ajuste.

Función de respaldo. Un relevador de bajo-voltaje se puede utilizar como dispositivo de respaldo siguiendo el arreglo de los otros dispositivos para operar adecuadamente.

Principio de operación. El relevador de bajo-voltaje puede ser electromecánico o de estado sólido. El relevador de tipo electromecánico tiene el diseño del tipo de disco de inducción. Cuando el voltaje se incrementa sobre el nominal se abren unos contactos hasta que el voltaje decrece a su valor de ajuste, estos se cierran.

Dispositivo No. 32-Relevador Direccional de Potencia.

Aplicaciones. Como su nombre lo indica, el relevador direccional de potencia funciona cuando la componente de potencia real que fluye en el circuito excede el valor determinado en la dirección especificada. Los usos típicos son:

Control de flujo a la fuente de poder. En sistema que tiene generación en planta operando en paralelo con la fuente de alimentación, un relevador de potencia sensa la potencia suministrada por la compañía de alimentación para poder detectar cuando el generador comienza a alimentar potencia a la compañía suministradora.

Antimotorización del generador. El relevador es usado para detectar fuerza motora en el generador que no ha sido desconectado después de una falla.

Flujo inverso de potencia. Un relevador de alta-velocidad puede ser utilizado para detectar falla de línea-tierra en la delta de un banco transformadores. Esto puede ocurrir cuando otro relevador en el sistema opera el interruptor primario del transformador y el transformador comienza a ser energizado a través del circuito secundario.

Dispositivo No. 40-Relevador contra Pérdida de Excitación.

Aplicaciones. Este dispositivo es utilizado para proteger motores síncronos o generadores contra la pérdida de excitación. Protección común utilizada en pequeños motores en dos tipos: un relevador instantáneo de baja corriente que monitorea el campo de corriente, o un relevador que monitorea el ángulo entre voltaje y corriente, respondiendo al factor de potencia.

Dispositivo No. 46-Relevador Balance de Corriente de Fases.

Aplicaciones. El relevador de balance de fases provee a motores y generadores, protección contra corrientes de fases desbalanceadas causadas por la apertura de un fusible o conductor en el circuito del motor, un fusible o conductor abierto en el primario de la delta-estrella conectada al transformador que alimenta a un grupo de motores y para generadores, en condiciones de carga desbalanceadas. Existen dos tipos de relevadores de balance de fases comúnmente utilizados, balance de corriente y de sobrecorriente de secuencia negativa. El relevador de balance de corriente opera cuando la diferencia en la magnitud de corriente rms. en dos de las fases excede cierto porcentaje dado. El relevador de sobrecorriente de secuencia negativa opera en magnitud de la corriente de secuencia negativa.

Dispositivo No. 47- Relevador Secuencia de Fases de Voltaje.

Aplicaciones. Este relevador se emplea en la protección de maquinas contra bajo-voltaje y para prevenir arrancar en secuencia de fases abierta o inversa. También pueden proveer protección contra alto-voltaje.

Principio de operación. La versión electromecánica utiliza el principio del disco de inducción. Todas las unidades tienen tap para bajo-voltaje, algunas también disponen de taps para retardo de tiempo y sobre-voltaje.

Dispositivo No. 49- Relevador de Temperatura de Transformador o Maquinas.

Aplicaciones. El relevador de temperatura es utilizado para proteger motores, generadores y transformadores de daño debido a la excesiva exposición a altas temperaturas por sobrecargas.

Principio de operación. Existen tres tipos de relevadores de temperatura, que son: tipo replica opera através de transformadores de corriente, el tipo puente opera por resistencias detectoras de temperatura localizadas en el equipo de protección, y una combinación operado por una señal de corriente basada en resistencias detectoras de temperatura.

Dispositivo No. 50- Relevador instantáneo de sobrecorriente.

Aplicaciones. Es un relevador que funciona instantáneamente cuando se presenta un valor excesivo de corriente, o del régimen de aumento de la misma, indicando la presencia de una falla en el aparato o circuito que esta protegiendo.

Los relevadores instantáneos de sobrecorriente utilizados en la industria han sido del tipo de atracción electromagnética y del tipo de cilindro de inducción. Los relevadores de estado sólido se han utilizado en los años recientes, ya que sus características son comparables con las de los electromagnéticos, solo que los de estado sólido proveen un tiempo de restauración más rápido.

La unidad instantánea puede instalarse sola o estar montada en la misma carcasa que un relevador de tiempo de sobrecorriente.

Dispositivo No. 51- Relevador de sobrecorriente con retraso intencional.

Aplicaciones. Este tipo de relevador tiene una característica tal, que su tiempo de operación varia inversamente con la magnitud de corriente que fluye a través de él. Este tipo de relevador tiene diferentes características de operación de acuerdo a la tasa de porcentaje de tiempo de operación que se requiera; como pueden ser: inversa, muy inversa, y extremadamente inversa.

El relevador de tiempo de sobrecorriente es seleccionado por tener un retraso de tiempo contra la cantidad de corriente, mientras que el relevador instantáneo se selecciona para proveer una alta velocidad de acción (0.5-2 ciclos).

Dispositivo No. 59-Relevador de Sobrevoltaje.

Aplicaciones. Este relevador se ajusta para que cuando exista un incremento en el voltaje cierre una serie de contactos a un específico voltaje. Sus usos típicos son: Protección simple de sobrevoltaje en barras y Detección de falla a tierra.

Principio de operación. Estos pueden ser instantáneos o de tiempo, y pueden ser electromecánicos o de estado sólido. Los instantáneos electromecánicos utilizan el principio de atracción electromagnética y los de tiempo utilizan el principio del disco de inducción; los de estado sólido tienen las mismas características de operación que los electromagnéticos.

Dispositivo No. 60-Relevador de Balance Voltaje.

Aplicaciones. Su principal aplicación es proteger a los motores trifásicos por el daño que causaría operarlos con una sola fase o un conductor abierto, también es usado como detector de pequeños desbalances de voltaje.

Dispositivo No. 67-Relevador Direccional de Sobrecorriente.

Aplicaciones. Es un relevador que funciona a un valor definido de sobrecorriente en corriente alterna fluyendo en una dirección predeterminada.

Dispositivo No. 81-Relevador de Frecuencia.

Aplicaciones. Este relevador funciona a determinado valor de frecuencia ya sea abajo o arriba de la frecuencia nominal. Cuando se utiliza a un valor debajo de la frecuencia nominal se la denomina relevador de baja frecuencia y cuando se utiliza a un valor arriba de la frecuencia nominal se la denomina relevador de alta frecuencia. Estas funciones frecuentemente están incluidas en el mismo relevador.

Dispositivo No. 86-Relevador de Cierre.

Aplicaciones. Es un relevador operado eléctricamente y restablecido en forma manual o eléctrica, que funciona para apagar y mantener fuera de servicio un equipo al ocurrir condiciones anormales.

Dispositivo No. 87-Relevador de Protección Diferencial.

Aplicaciones. Este relevador funciona a partir del porcentaje de un ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos corrientes o de algunas otras cantidades eléctricas. La protección diferencial puede ser aplicada a cualquier sección del sistema y es utilizada para detectar e iniciar el aislamiento de fallas internas en motores, generadores, líneas, transformadores y barras.

1.4 DISPOSITIVOS DE INTERRUPCIÓN

Existen dos tipos de dispositivos de interrupción: fusibles e interruptores, unos para ser utilizados con corriente alterna exclusivamente y otros para ser utilizados en corriente alterna o en directa, debido a que la corriente directa no es tan común, aproximadamente el 95 % de la producción de los interruptores es en corriente alterna. El tamaño de los interruptores esta en función de su aplicación accionan motores, luminarias, aire acondicionado, etc. o de su capacidad de corriente en amperes, aun cuando para los propósitos de especificación se requiere indicar la corriente, capacidad de corto-circuito, $BIL=NBAI$.

Fusibles

Los fusibles son los más viejos dispositivos de protección contra sobrecorriente y su desarrollo empezó con el desarrollo de la industria eléctrica. Los fusibles se definen como un dispositivo que protege al circuito por *la fusión apertura* de este elemento a la sensibilidad-corriente cuando una sobrecorriente por corto circuito pasa a través de él.

El principio de operación de los fusibles se puede decir que es el mismo con algunas pequeñas variantes, existiendo diferencias desde el punto de vista constructivo. Estas diferencias se presentan principalmente, dependiendo, si se trata de fusibles en baja tensión (menores de 1,000 Volts) o en alta tensión, para aplicaciones residenciales o industriales, para ser coordinados con otros elementos de protección que no son fusibles o con fusibles.

Un fusible tiene las siguientes funciones:

Combina los elementos de sensor e interruptor en un mismo dispositivo.

Es de acción directa por que responde a la combinación de magnitud y duración de corriente que pasa por él.

Requiere un dispositivo de desconexión separado, como un interruptor o switch, para interrumpir la conexión de un circuito energizado.

- Es un dispositivo monofásico. Solo actúa en la fase o fases donde ocurre la falla.

Una vez que ha sido interrumpido el sistema por una sobrecorriente es necesario cambiar su elemento fusible para restablecer el sistema.

La curva característica de un fusible, como la de un relevador, se traza en papel log-log y tiene una banda de operación en lugar de una curva sencilla, la curva inferior de esta banda representa el tiempo mínimo de inicio de fusión, mientras que la curva superior indica el tiempo máximo de libramiento o interrupción.

El tiempo total de interrupción, es la suma de tiempo requerido por el elemento fusible para fundirse más el subsecuente tiempo de arqueo.

El elemento fusible ideal para la limitación de corriente debe poseer baja conductividad, poca masa para reducir el tiempo de calentamiento y un punto muy alto y definido de fusión.

Existen condiciones en las que el fusible debe tener un punto de fusión elevado, pero a la vez permitir el paso de sobrecorrientes por períodos de tiempo definidos, este es el caso de los fusibles usados para la protección de los motores, que deben permitir sobrecargas y las corrientes de arranque. Estos fusibles se conocen como de retardo de tiempo y tiene dos elementos en serie.

La función de la limitación de corriente.

Una de las grandes ventajas de los fusibles, es que ciertos tipos tienen la capacidad de limitar el flujo de la corriente de falla a un nivel bastante abajo del valor pico teórico. Esto reduce sensiblemente los esfuerzos térmicos y dinámicos asociados con los grandes valores de falla.

En la siguiente figura, se muestra la forma de onda durante la falla. La corriente de falla asciende rápidamente hasta el valor pico instantáneo del potencial, pero previo a alcanzar este valor, el elemento fusible se funde y se presenta el inicio de arco. La corriente se fuerza a cero antes de alcanzar el primer medio ciclo. La corriente nunca alcanza su valor pico instantáneo, pero sí, un valor menor llamado Pico A Través De La Corriente. El tiempo total de interrupción del fusible, es la suma del tiempo de fusión más el tiempo de arqueo o del arco eléctrico.

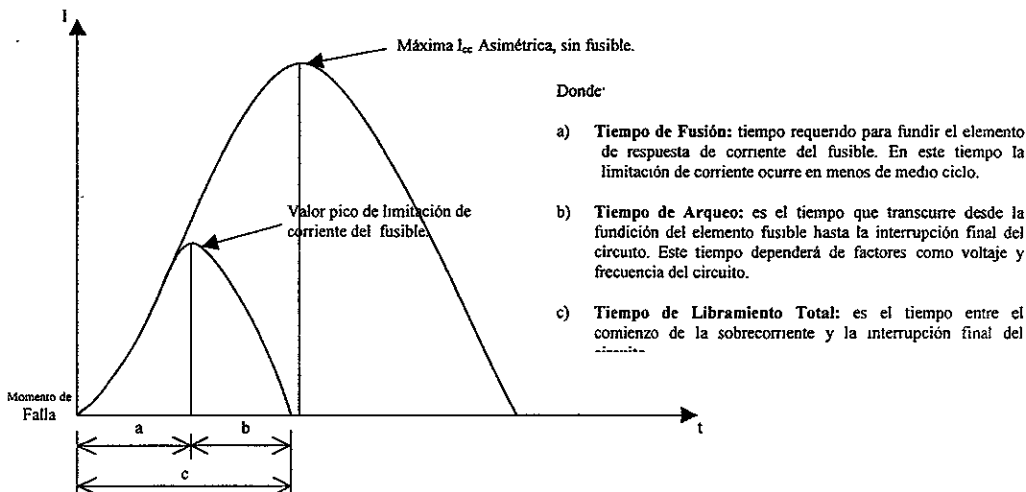


Fig. 11 Curva típica de limitación de corriente de un fusible

Clasificación de Fusibles.

Existen distintos tipos de clasificación de los fusibles, la mayoría está en función de su aplicación y se han basado generalmente en aspectos normativos, de aquí, que una clasificación muy conocida sea la que se hace por parte de la UL (Under Writers Laboratories) en los Estados Unidos.

Fusibles de Bajo Voltaje.

Fusibles no limitadores de corriente: son aquellos del tipo tapón (con rosca) o de tipo cartucho, denominados clase H y que tiene capacidad para interrumpir corrientes de falla en forma segura hasta unos 10,000 A., pero son limitadores de corriente. Generalmente, su aplicación se encuentra entre los 250 V y 600 V con corrientes de hasta 600 A.

Los fusibles limitadores de corriente: se clasifican de acuerdo a una letra de identificación, como: Clase J, K, L, R, y T.

Clase J. Son limitadores de corriente y están diseñados para operar a 600 V o menos. Tiene capacidad para interrumpir corrientes de falla de hasta 20,000 Amperes. Su valor de corriente nominal puede llegar a ser hasta de 600 A.

Clase K. Son limitadores de corriente con tres designaciones; K-1, K-5 y K-9, cada clasificación tiene límites específicos de corrientes pico que circulan por ellos y de valores I^2t . Las capacidades interruptivas para los: K-1, K-5 y K-9, son 50,000 A, 100,000 A, y 200,000 A, respectivamente.

Estos fusibles se designan como de retardo de tiempo, si son capaces de conducir hasta cinco veces sus corrientes nominales por lo menos 10 segundos.

Clase L. Son ampliamente utilizados y se encuentran disponibles en capacidades de 601 Amperes hasta 6,000 Amperes con voltajes de 600 Volts o menores. Tienen capacidad de interrupción de corrientes de falla de hasta 200,000 Amperes y generalmente son del tipo atornillable.

Clase R. Estos fusibles se encuentran disponibles en los rangos de voltaje de 250 V y 600 V y hay dos subclasificaciones basadas en el nivel de las corrientes pico y el valor térmico (I^2t). Estas dos subclasificaciones son: RK-I y RK-J. Sus capacidades nominales son hasta 600 amperes, son del tipo acción retardada y pueden conducir hasta el 500% del valor nominal de su corriente durante al menos 10 segundos.

Clase T. Son relativamente nuevos dentro de la familia de los fusibles, y están diseñados para ser usados en instalaciones compactas. Su capacidad interruptiva llega hasta los 200,000 Amperes, con corrientes nominales de hasta 600 Amperes, en los rangos de voltajes de: 250 y 600 Volts.

La protección contra fallas de los fusibles tiene la misma función que la de los interruptores y es necesario en aquellas aplicaciones de los fusibles que se coordinen sus características con las de los dispositivos de control empleados, para proteger adecuadamente los circuitos y componentes. Los fabricantes proporcionan tres tipos de datos básicos para los fusibles, que son:

Curvas tiempo-corriente. Estas curvas muestran los tiempos de fusión a distintos valores de corriente.

Curvas corriente-limitación que muestran los picos de corriente para distintos valores de corrientes simétricas.

Curvas o tablas que muestran el valor de I^2t y los niveles de daño para diferentes fusibles a valores específicos de corrientes de falla.

Fusibles de Medio y Alto Voltaje 2.3-13.8 kV.

Los fusibles de medio y alto voltaje son usados extensamente en industrias, comercios y sistemas de distribución de potencia. Los fusibles de mediana tensión se dividen en dos categorías: fusibles de distribución y fusibles de potencia.

Los fusibles de medio y alto voltaje se clasifican de acuerdo a su uso, de la siguiente manera:

- 1) Fusibles de medio voltaje apropiados para aplicaciones dentro de edificios, bodegas, o lugares cerrados. Esta comparación abarca los fusibles de material sólido (Acido Bórico) con valores de 4.16-34.5 kV y fusibles limitadores de corriente con valores de 2.4-34.5 kV.
- 2) Fusibles de medio y alto voltaje. Apropiados para aplicaciones de campo solamente esta comparación abarca los fusibles de material sólido (Acido Bórico) con valores de 4.16-13.8 kV, fusibles de expulsión de fibra con valores de 7.2-161 kV y fusibles de distribución con valores de 4.8-138 kV.

Fusibles de Alto Voltaje.

Fusibles de distribución. Los fusibles de distribución se identifican por las siguientes características:

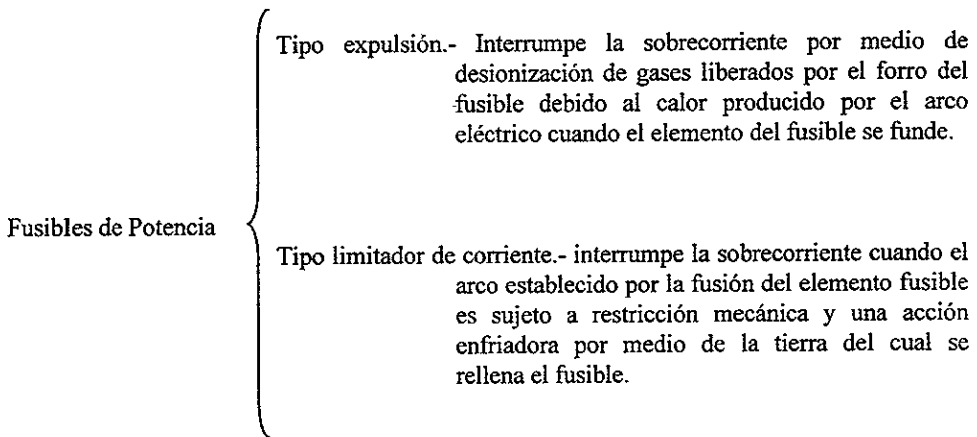
- 1) Dieléctrico resistente a la potencia de los niveles de distribución.
- 2) Aplicación primaria en los circuitos y los alimentadores de distribución.
- 3) Construcción mecánica adaptada a los polos.
- 4) Voltajes de operación correspondientes a los sistemas de voltaje de distribución.

Fusibles de potencia. Los fusibles de potencia se identifican por las siguientes características:

- 1) Dieléctrico resistente a la intensidad de los niveles de potencia.
- 2) Aplicación en subestaciones principales.
- 3) Construcción mecánica adaptada a los requerimientos de la estación.

Clasificación y Funcionamiento de los Fusibles de Potencia.

Los fusibles de potencia son mayormente utilizados en instalaciones industriales. Un fusible de potencia consiste de un soporte para fusible más una unidad de fusibles, esta unidad se rellena con materiales (Arena, Gas) o contiene un elemento de fusión.



Selección de Fusibles.

Un fusible deberá ser seleccionado para la capacidad de voltaje, corriente e interrupción. Es importante también la selección del tipo de fusible que cumplirá con los requerimientos del sistema y sus componentes para proveer el balance efectivo de la protección primaria del sistema, con el adecuado respaldo de otros fusibles o medios de protección, para optimizar la protección del sistema y continuidad en el servicio.

La selección de fusibles por capacidad de voltaje, va ha depender del valor de voltaje de operación del sistema en el cual se encuentra instalado el fusible, y será el valor inmediato superior a este.

La selección de fusibles por capacidad de corriente, dependerá de la:

- Corriente nominal.
- Corriente de arranque cuando sean instalados en motores.
- Corriente inrush cuando sean instalados en transformadores.

La selección de los fusibles por capacidad de interrupción, dependerá de la corriente de corto circuito calculada en el punto del sistema que se quiera proteger.

Interruptores

Un interruptor es un dispositivo que sirve para desenergizar un circuito o una parte del mismo de forma no automática; y abre el circuito automáticamente a un predeterminado valor de sobrecorriente sin sufrir daño alguno.

La discusión de cuál es la mejor forma de protección, si los interruptores o fusibles, se ha mantenido durante largo tiempo, pero hay algunas aplicaciones en que solo los interruptores las pueden satisfacer y otras que solo los fusibles; muchas otras en que cualquiera de los dos se pueden aplicar satisfactoriamente; existen ciertos casos en que la combinación fusible/interruptor puede proporcionar la protección que ninguno por separado puede proporcionar.

Interruptores En Baja Tensión.

En instalaciones de baja tensión (menores de 600 V) los interruptores en caja moldeada son el principal tipo usado, se pueden dividir en dos categorías: El tipo magnético y el electromagnético.

Interruptores magnéticos (con disparo instantáneo).

Estos interruptores pueden ser del tipo magnético sin elemento térmico, responde a valores instantáneos de corriente, producto del arranque de motores o de corrientes de corto circuito a tierra. No están equipados con protección térmica. Disparan a un valor de aproximadamente tres veces su capacidad en su valor de ajuste bajo y hasta diez en su ajuste alto. Algunos interruptores de disparo instantáneo tienen valores ajustables de disparo.

Los ajustes del circuito de disparo instantáneo son modificados para permitir la corriente de arranque de motores, se usan por lo general, cuando los fusibles con retardo de tiempo son ajustados a cinco veces la corriente nominal, o el valor bajo del ajuste del interruptor a tres veces, no soportan la corriente de arranque del motor.

Cuando se usan interruptores con disparo instantáneo, se debe proveer al motor con protección de sobrecarga para que se cubra el requisito de protección por sobrecarga del mismo.

La selección de los fusibles por capacidad de interrupción, dependerá de la corriente de corto circuito calculada en el punto del sistema que se quiera proteger.

Interruptores

Un interruptor es un dispositivo que sirve para desenergizar un circuito o una parte del mismo de forma no automática; y abre el circuito automáticamente a un predeterminado valor de sobrecorriente sin sufrir daño alguno.

La discusión de cuál es la mejor forma de protección, si los interruptores o fusibles, se ha mantenido durante largo tiempo, pero hay algunas aplicaciones en que solo los interruptores las pueden satisfacer y otras que solo los fusibles; muchas otras en que cualquiera de los dos se pueden aplicar satisfactoriamente; existen ciertos casos en que la combinación fusible/interruptor puede proporcionar la protección que ninguno por separado puede proporcionar.

Interruptores En Baja Tensión.

En instalaciones de baja tensión (menores de 600 V) los interruptores en caja moldeada son el principal tipo usado, se pueden dividir en dos categorías: El tipo magnético y el electromagnético.

Interruptores magnéticos (con disparo instantáneo).

Estos interruptores pueden ser del tipo magnético sin elemento térmico, responde a valores instantáneos de corriente, producto del arranque de motores o de corrientes de corto circuito a tierra. No están equipados con protección térmica. Disparan a un valor de aproximadamente tres veces su capacidad en su valor de ajuste bajo y hasta diez en su ajuste alto. Algunos interruptores de disparo instantáneo tienen valores ajustables de disparo.

Los ajustes del circuito de disparo instantáneo son modificados para permitir la corriente de arranque de motores, se usan por lo general, cuando los fusibles con retardo de tiempo son ajustados a cinco veces la corriente nominal, o el valor bajo del ajuste del interruptor a tres veces, no soportan la corriente de arranque del motor.

Cuando se usan interruptores con disparo instantáneo, se debe proveer al motor con protección de sobrecarga para que se cubra el requisito de protección por sobrecarga del mismo.

Interruptores Termomagnéticos (de tiempo inverso).

Los interruptores de tiempo inverso tienen disparo instantáneo y térmico. La acción térmica de estos interruptores responde al calor, por ejemplo, si el sistema de ventilación no opera en forma adecuada y el motor se calienta, entonces opera la protección térmica. Cuando ocurre un corto circuito, entonces la acción magnética del interruptor detectará el valor instantáneo de corriente y dispara al interruptor. Este es el tipo de interruptor que se usa en forma más común para aplicaciones comerciales e industriales.

Un interruptor de 100 A o menos, soporta un 300% de sobrecarga por 4 segundos a 220 Volts. Un interruptor puede permitir una sobrecarga del 300% durante 9 segundos en: 440 ó 480 Volts.

Interruptores Automáticos.

Los interruptores automáticos deben construirse de manera que puedan cerrarse y abrirse manualmente, aunque su accionamiento normal se efectúe por otros medios, ya sean eléctricos, neumáticos, hidráulicos, mecánicos, etc.

Los interruptores automáticos deben montarse de modo que se evite, en todo lo posible, que su operación pueda dañar al operador. Los interruptores automáticos deben indicar si están en posición de abierto o cerrado.

Los interruptores automáticos deben ser de construcción tal que resulte difícil alterar sus ajustes de corriente y de tiempo de disparo.

Cada interruptor automático debe tener marcadas las siguientes características: Corriente nominal, tensión nominal, capacidad interruptiva; cuando ésta sea mayor de 5,000 amperes y la marca o nombre del fabricante. La indicación de corriente nominal en amperes en un interruptor automático debe quedar visible aun después de su instalación.

Interruptores Para Sistemas con Voltajes Mayores A 600 V.

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

- Interruptores en Aire.
- Interruptores en Vacío.
- Interruptores en Aceite.
- Interruptores en Gas.

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

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

Interruptores en Aire.

Los interruptores en aire tienden a ser usados en instalaciones interiores, y como su nombre lo indica, interrumpen sólo con aire entre sus contactos. Se pueden usar en instalaciones exteriores, siempre que el mecanismo del interruptor, controles, etc. Se instale en casetas o instalaciones a prueba de intemperismo. Estos interruptores se fabrican para operar, por lo general, con voltajes entre 2,400 V y 34,500 V.

Interruptores en Vacío.

Como los mejores conductores de electricidad, son aquellos materiales que ofrecen la mayoría de electrones libres y por el contrario, los mejores aisladores o dieléctricos ofrecen un número reducido de electrones libres; y como el vacío constituye la ausencia de cualquier sustancia y por lo tanto, una ausencia de electrones, en teoría representa el mejor dieléctrico.

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

La mayoría de los fabricantes construye estos dispositivos para su uso en alta tensión. Las ventajas que pueden ofrecer este tipo de dispositivos, son las siguientes: extinguen más rápido el arco eléctrico, producen menos ruido durante su operación, un mayor tiempo de vida de los contactos y elimina sensiblemente el riesgo de explosiones por presencia de gases o líquidos. Su mantenimiento es reducido y se puede usar en casi todos los lugares, debido a que no son afectados por la temperatura ambiente u otras condiciones de atmosféricas.

Interruptores en Aceite.

Este tipo de interruptores fueron los de uso más extensivo en sistemas que operan a 13.8 kV, usándose más en instalaciones tipo exterior, aún cuando también se pueden usar en interiores. Este tipo de interruptores es básicamente un recipiente que contiene aceite, dentro del cual se instalan los contactos y el mecanismo de operación, de tal forma, que el arco eléctrico que se forma se extingue por medio del aceite. Existen diferentes diseños para minimizar los efectos del arco eléctrico.

Estos interruptores se aplican por lo general dentro del rango de tensión de 2.4 kV a 400 kV. En voltajes de hasta 69 kV los tres polos del interruptor se encuentran normalmente dentro del mismo tanque, en tensiones mayores se usa un tanque separado por cada polo.

Interruptores en Gas.

Los interruptores en gas (por lo general SF₆) se usan normalmente en alta tensión y extra alta tensión (hasta 765 kV), usan un gas inerte en le modulo de interrupción, los cuales representan cámaras llenas de gas en donde tiene lugar la separación o el cierre de los contactos. Por cada polo puede haber dos o tres módulos o secciones, dependiendo del nivel de tensión (tres en 765 kV) estos módulos conectados en serie.

Restauradores.

El restaurador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (por lo general son 4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura queda en posición de abierto definitivamente. Cuando un restaurador detecta una situación de falla abre en un ciclo y medio. Esta rápida operación de apertura disminuye la probabilidad de daño a los equipos instalados en el circuito. Uno o uno y medio segundos después cierra sus contactos, energizando nuevamente el circuito; esto significa una pequeña interrupción en los servicios conectados. Después de una, dos y hasta tres operaciones rápidas el restaurador cambia a una operación de característica retardada. Tal disparo retardado permite coordinar este aparato con otros dispositivos de protección.

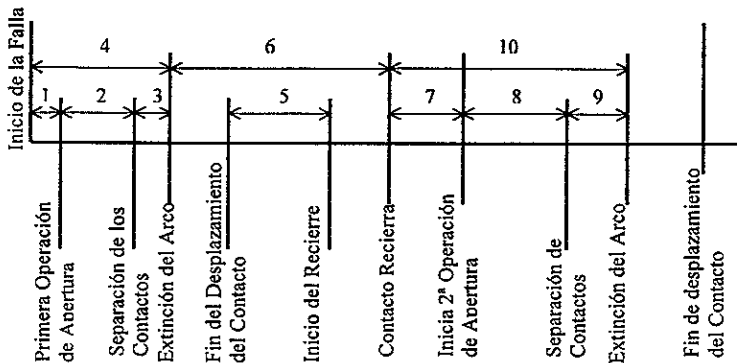


Fig. 12 Secuencia de operación de un restaurador ante una falla permanente

1. Tiempo de operación del relevador.
2. Tiempo de apertura de los contactos.
3. Tiempo de arqueo.
4. Tiempo total de interrupción.
5. Tiempo fuera del relevador.
6. Total de tiempo fuera.
7. Tiempo de operación del relevador.
8. Tiempo de apertura.
9. Tiempo de arqueo.
10. Tiempo total de interrupción.

Los restauradores tienen la característica de restablecerse automáticamente. Si un restaurador se calibra para abrir después de su cuarta operación de apertura, pero la falla es transitoria y se elimina después de su primera, segunda o tercera operación, el restaurador se restablece a su posición original y queda listo para llevar a cabo otro ciclo de operaciones, pero si el restaurador es sometido a una falla de carácter permanente y pasa por un ciclo completo de recierres y aperturas hasta quedar abierto, entonces se debe cerrar manualmente para volver a energizar la sección de la línea que protege. La figura 12 ilustra diagramáticamente la operación de un equipo con recierre ante una falla permanente.

En el diseño de esquemas de protección con restauradores se deben considerar las características de las redes e instalaciones de los clientes como:

1. Prevenir que fallas transitorias se conviertan en permanentes.
2. El suministro se debe reanudar tan pronto como sea posible para disminuir los inconvenientes a los clientes.
3. El tiempo de apertura debe ser tal que permita al dieléctrico recobrar sus propiedades aislantes, evitando que el arco se reinicie en el punto de falla.
4. El tiempo que la línea esté desenergizada debe ser tal que los motores de inducción sigan girando durante el periodo de interrupción.
5. Se debe proporcionar un elemento de detección de fallas a tierra en el restaurador.
6. La duración de la interrupción debe ser lo suficientemente grande para asegurar que los controles de los motores síncronos los desconecten antes de que se restablezca el servicio.

En relación con los tiempos de interrupción, se ha demostrado que un tiempo de apertura de 15 ciclos es suficiente para prevenir que el arco se reencienda en el punto donde se localiza la falla en líneas de hasta 30 kV. Los puntos 1 y 4 se pueden satisfacer con tiempo de interrupción de 17 a 50 ciclos. En áreas donde predominan fallas por descargas atmosféricas ha resultado altamente satisfactorio proporcionar recierres después de 0.5 segundos de tiempo fuera. Sin embargo, donde se tengan interrupciones por contacto entre conductores será necesario disponer de mayores tiempos de interrupción, llegando a valores de hasta 10 segundos.

No se recomiendan recierres con tiempos de interrupción entre uno y cinco segundos, a menos que los motores de inducción del sistema tengan dispositivos de desconexión ante falta de potencial. Cuando se apliquen recierres a líneas con motores síncronos se debe tener cuidado de evitar la retroalimentación y asegurar que dichos motores queden fuera del sistema antes de que se restablezca el servicio.

Se tienen dos dispositivos de restauradores: el de bobina serie y el de bobina en paralelo. En el primero se detecta la sobrecorriente por medio de una bobina solenoide serie. La energía de disparo se obtiene de la bobina serie y ésta a su vez del circuito primario. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes que se cargan después de una operación de disparo.

Los restauradores de bobina en paralelo detectan la sobrecorriente por medio de transformadores de corriente montados internamente, o por medio de relevadores de protección. La energía para el disparo no se obtiene directamente del circuito primario, sino de otra fuente, como por ejemplo de una batería. Ésta se puede cargar del circuito primario por medio de transformadores de corriente o de potencial. La fuerza para abrir los contactos se obtiene de resortes cargados durante una operación de cierre. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes cargados por un motor, de una alimentación del primario o de una bobina solenoide.

Los factores que se deben considerar para aplicar restauradores adecuadamente son:

1. Tensión del sistema.
2. Máxima corriente de falla en el punto donde se instale el restaurador.
3. Mínima corriente de falla dentro de la zona que protege el restaurador.
4. Coordinación con otros dispositivos de protección.
5. Sensibilidad de fallas a tierra.

El restaurador debe tener una tensión nominal igual o mayor que la tensión del sistema. La capacidad de interrupción del restaurador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito en el punto donde se instala el restaurador. La capacidad nominal de conducción del restaurador se debe seleccionar de tal manera que sea igual o mayor que la corriente de carga del circuito.

Los restauradores tiene dos curvas características tiempo-corriente: una de tiempo rápido y otra de tiempo lento. La primera operación es tan rápida como sea posible para eliminar las fallas transitorias antes de que ocurra un daño en la línea. Si la falla es permanente, la operación de tiempo retardado permite que el dispositivo más cercano al lugar de la falla interrumpa esa parte del circuito.

Seccionalizadores.

La incorporación de este tipo de dispositivos de protección en alimentadores de distribución protegidos por interruptores o restauradores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la zona de disturbio del alimentador a una mínima parte del circuito, y por tanto afectan solamente a los usuarios conectados a esa derivación. Es por esto que cobra suma importancia la ubicación correcta de un seccionalizador en el desarrollo de un alimentador, de tal manera que nunca deben ser instalados en las troncales o subtroncales muy importantes. Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un restaurador. Debido a que este equipo no esta diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción. Así mismo, dado que no constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.

El seccionalizador detecta las corrientes que fluyen en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto lo hace en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por él o ésta disminuye debajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado, en un lapso de tiempo el seccionalizador abre después de que ha operado el interruptor. Cuando ocurre una falla dentro de la zona de influencia de un seccionalizador, la corriente de falla es detectada tanto por el interruptor como por el seccionalizador, preparándose este ultimo para contar el mínimo de recierres del interruptor. Cuando este ultimo opera sé desenergiza la línea y por tanto, la corriente en el seccionalizador es cero, registrando en su memoria una operación del interruptor.

- Los seccionadores no tienen curva característica tiempo-corriente, por lo cual son usados entre dos dispositivos de protección que tienen curvas de operación que están muy juntas y donde un paso adicional de coordinación no es práctico.
- Son comúnmente empleados sobre ramales donde las corrientes de falla elevadas son evitadas coordinando con fusibles.
- Ya que los seccionadores no interrumpen corrientes de falla, también son usados en lugares donde las corrientes de falla son elevadas y los restauradores pequeños no podrían ser adecuados en términos de valores de su capacidad interruptiva. Por su capacidad de corriente de carga también sirve como un dispositivo seccionador económico.

CAPITULO II

DIAGRAMAS

Dentro de los diagramas con los que hay que familiarizarse y que tenemos que conocer existen los siguientes:

Diagrama unifilar.

Diagrama trifilar.

Diagrama esquemático de protección.

Diagrama unifilar.

El diagrama unifilar es un elemento muy importante en la planeación del sistema eléctrico. Debido a que en este observaremos todos los elementos que componen al sistema, así como también el arreglo que tendrá nuestro sistema; un diagrama unifilar debe tener las siguientes características:

- Fuentes de potencia, tensiones y corrientes de corto circuito.
- Tipo, tamaño, capacidades y número de conductores.
- Características de transformadores (MVA, Tensión, Impedancia, Conexiones y Métodos de Puesta a Tierra).
- Identificación de los dispositivos de protección (Relevadores, Fusibles, Interruptores, etc.).
- Relaciones de T.C. y T.P.
- Cargas.
- Otros equipos conectados.

Diagrama trifilar.

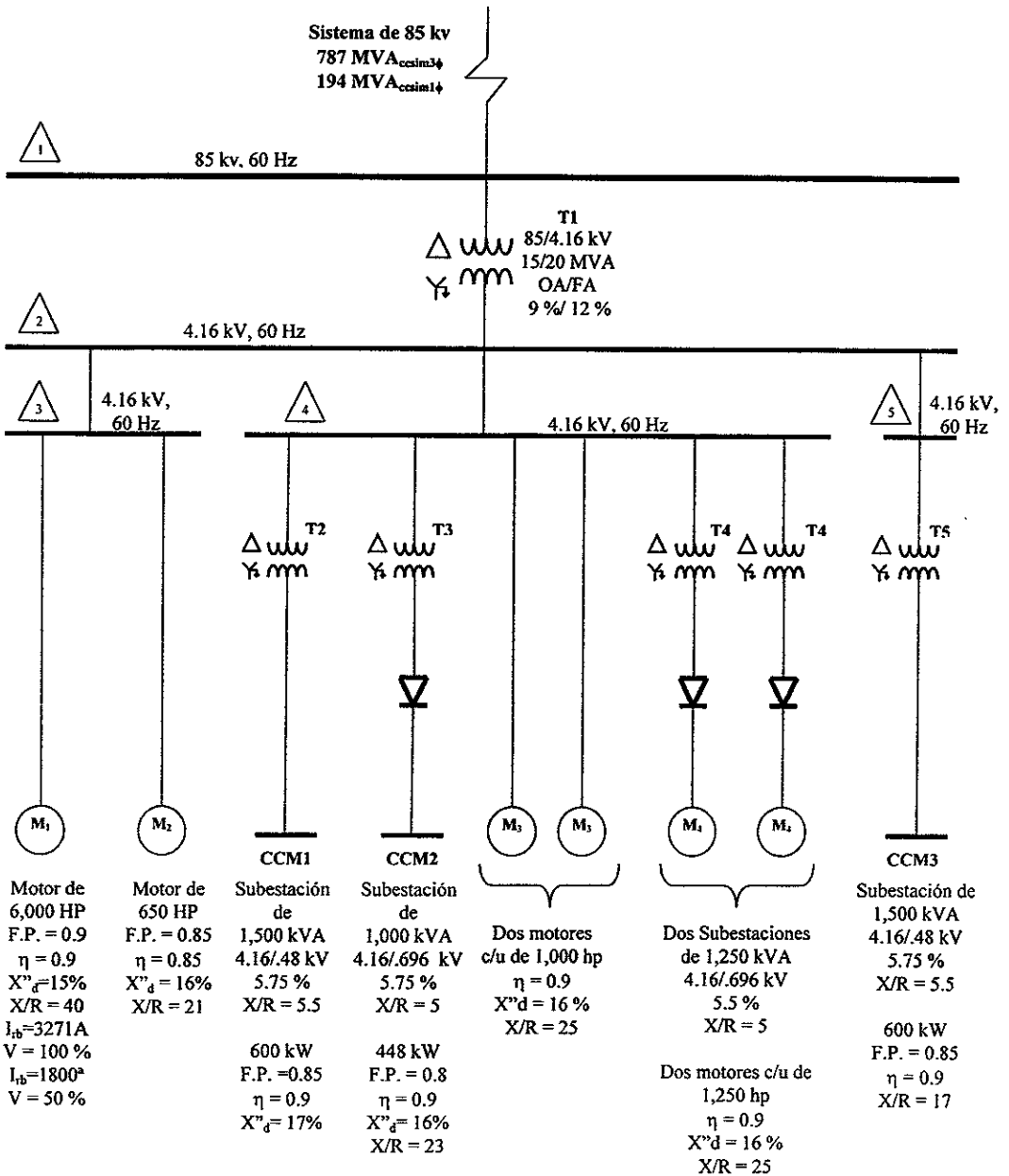
El diagrama trifilar es una representación gráfica que nos indica el esquema trifásico de un circuito, subestación o sistema eléctrico.

Diagrama esquemático de protección.

Es aquel que muestra en forma sencilla, mediante símbolos el funcionamiento lógico de los esquemas de control, protección, medición, sincronización y alarmas, sin considerar la localización de los componentes, el diagrama esquemático de protección se prepara en la forma siguiente:

1. Se traza el diagrama unifilar.
2. Dentro de una serie de círculos se escriben con letras y números codificados, de acuerdo con la norma con la cual se esté trabajando, los relevadores seleccionados para las protecciones primarias, de respaldo y los relevadores auxiliares de disparo (bloqueo sostenido).
3. Se traza una serie de rayas con cabezas de flecha, entre los elementos que intervienen en la protección de acuerdo con las claves siguientes:
 - a) Raya continua que muestra los circuitos de potencia(____), estas rayas indican de qué transformadores de corriente y potencial reciben alimentación los relevadores correspondientes.
 - b) Raya discontinua de tramos largos en circuitos entre relevadores, estos circuitos indican qué grupo de relevadores mandan señal de disparo sobre el relevador auxiliar.
 - c) Raya discontinua de tramos cortos o circuito de disparo a interruptores, indican cuáles relevadores envían señal de disparo a uno o varios interruptores para librar completamente un área bajo condiciones de falla.

Fig. 13 Diagrama unifilar de la planta



CAPITULO III

CÁLCULO DE ALIMENTADORES

Introducción

Las normas técnicas para instalaciones eléctricas y la norma oficial mexicana para instalaciones eléctricas, dedican un artículo completo a las normas para la instalación de los motores eléctricos en donde los circuitos derivados que alimentan a los motores se tratan en forma extensiva. Los requerimientos de diseño para los circuitos derivados de los motores son independientes del tipo de instalación, lo cual simplifica el diseño de los circuitos derivados para estos.

Cálculo Para Las Instalaciones Eléctricas.

Los conceptos básicos relacionados con la planeación y diseño de los sistemas eléctricos industriales y comerciales. Se inicia con la discusión de algunos factores que deben ser considerados en la planeación de la distribución de los sistemas, incluyendo: la localización de los tableros y centros de carga. *A continuación, haremos mención de los factores a tomarse en cuenta.*

Planeación de los sistemas de distribución.

El diseño del sistema eléctrico industrial o comercial, se inicia con la recopilación de las cargas, incluyendo el conocimiento de todos los conceptos del equipo eléctrico, tales como alumbrado, contactos, alimentación a equipos especiales, aire acondicionado, calefacción, etc. En muchos casos las cargas mecánicas o un estimado de ellas.

Los datos de las cargas conjuntados se pueden emplear para preparar un diagrama preliminar del sistema eléctrico, identificando las cargas importantes; así como, la localización potencial de los tableros y centros de carga.

La información de las cargas preliminares estimadas, puede ser utilizada por la empresa suministradora para iniciar su planeación.

Un punto importante a considerar, es que los tableros, interruptores y centros de carga deben estar tan cerca de la carga como sea posible. Debido a que permite reducir el costo de los circuitos derivados y de los alimentadores. Así como también permite su desconexión con mayor facilidad.

Metodología de diseño.

El diseño comienza con la localización e identificación de todos los equipos que se conectarán al sistema eléctrico de potencia. Se localizan en los tableros y se diseñan los circuitos para alimentar varias cargas. El agregado de todas las cargas conectadas a un tablero o centro de cargas, determina el tamaño apropiado en amperes del tablero o panel. Las cargas de los distintos tableros a su vez, se consideran para elegir el tamaño del tablero principal de distribución.

Los circuitos alimentadores o derivados se calculan dependiendo del tamaño y la naturaleza del equipo.

Circuitos alimentadores.

Los circuitos alimentadores reciben este nombre porque alimentan grupos de cargas. Para el cálculo de los conductores y los dispositivos de protección contra sobre corriente se aplican las disposiciones de la NOM-001-SEMP-1994 en su última revisión; agrupándose las cargas y aplicando los porcentajes correspondientes a los factores de utilización de acuerdo a sus condiciones de uso.

Alimentadores en Baja Tensión.

Un circuito alimentador es aquel que esta compuesto por los conductores entre el equipo de servicio o la fuente de un sistema derivado separado y el dispositivo final contra sobrecorriente del circuito derivado, esto es el o los grupos de conductores hasta antes del circuito derivado.

Por la naturaleza del servicio que prestan los hay para motores, soldadoras, capacitores y para alumbrado y otras cargas.

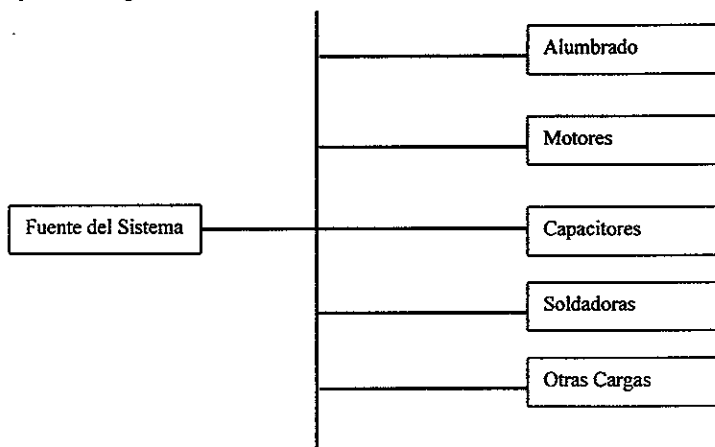


Fig. 14 Principales Cargas de un Sistema de Baja Tensión

Los conductores que conforman un circuito eléctrico(alimentador o derivado) están formados básicamente por dos componentes: el conductor y el aislamiento.

Conductor.- Es el elemento portador de la energía y por lo general, se fabrica en cobre o aluminio. Sin ser estos materiales los más conductores, son los que mejor se han comportado para equilibrar el costo con la resistencia mecánica que se necesita.

Aislamiento.- Tiene la función de impedir que la energía de los conductores haga contacto con otros conductores, con personas que pudieran estar en contacto con ellos, equipos o con otras partes no energizadas o energizadas a otro potencial impidiendo así la ocurrencia de cortocircuitos.

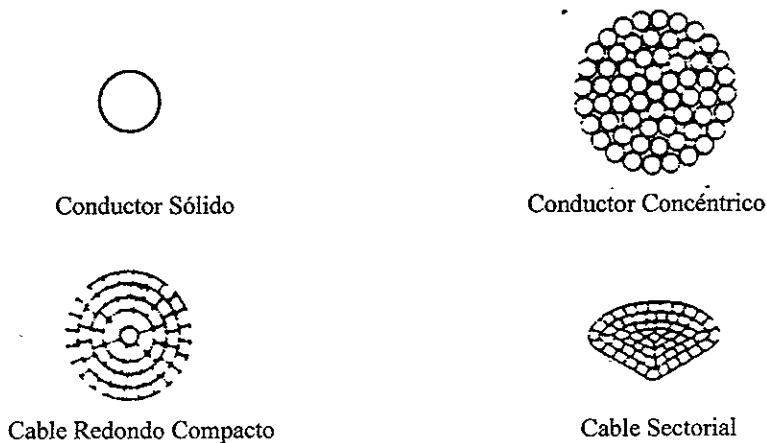
Los aislamientos más usados en baja tensión son termoplásticos resistentes al calor y a la humedad y en no pocas aplicaciones autoextinguibles no propagadores del fuego.

Por las características de su construcción y de los materiales empleados para su fabricación, la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994 les designa como TW, THW, THHW, THWN, etc.

A pesar de que en México no es muy común aplicarlos, si hay empresas que prefieren la aplicación del cable construido bajo Normatividad Europea, que si bien los conductores son del mismo material que los comúnmente se construyen en México, las características de construcción son diferentes y la designación de sus aislamientos es diferente, así por ejemplo, están los conductores tipo NYY, NYYJ, etc.

De manera general los conductores que se fabrican en México son sólidos o cableados pero ambos de forma circular. La Normatividad Europea considera los conductores “sectoriales” y circulares.

Fig. 15 Forma de Conductores.



Existen tres métodos, diferentes pero complementarios entre sí, para seleccionar el calibre de un conductor alimentador:

A.- Capacidad de Conducción de Corriente o Ampacidad: Consiste en seleccionar el calibre del conductor basándose en la corriente corregida.

La corriente corregida, involucra la corriente nominal del equipo involucrado afectada por los factores de temperatura y el agrupamiento además en los casos particulares, factores para cubrir sobrecargas transitorias como es el caso de los alimentadores a motores (125 %) y capacitores (135 %).

B.- Caída de Tensión: Consiste en seleccionar el calibre del conductor basándose en la corriente nominal(sin corrección) del equipo involucrado y a valores de impedancia (resistencia y reactancia).

De acuerdo al artículo 215-2 de la NOM-001-SEMP-1994, la caída de tensión global desde el medio de desconexión principal hasta la salida más alejada de la instalación, considerando alimentadores y circuitos derivados, no debe exceder del 5%; Dicha caída de tensión se debe distribuir razonablemente en el circuito derivado y en el circuito alimentador, procurando que en cualquiera de ellos la caída de tensión, no sea mayor del 3 %.

C.- Cortocircuito: Consiste en seleccionar el calibre del conductor basándose en la corriente de cortocircuito presente en el sistema y que circulara por el conductor en caso de una falla.

Dicho conductor debe ser capaz de resistir el cortocircuito sin dañarse durante un lapso por lo menos igual al tiempo máximo que tarda en operar el dispositivo protector contra sobrecorriente (fusible, interruptor termomagnético, interruptor magnético, etc.).

Circuitos Alimentadores Para Motores Eléctricos.

Los conductores que alimentan los motores deben tener su capacidad nominal en amperes para alimentar la corriente a plena carga del motor. Estos conductores de acuerdo a su aislamiento se pueden seleccionar para 60°C, 75°C o 90°C.

Considerando, que además del impacto del medio ambiente en que están instalados los motores. Los conductores que los alimentan, están sometidos a las altas corrientes de arranque(de 4 a 6 veces la nominal) y también a las corrientes de los ciclos continuos de operación.

Cuando se alimenta a un solo motor los conductores se dimensionan tomando el 125 % de la corriente nominal.

Circuitos derivados: son aquellos conductores del circuito formado entre el último dispositivo contra sobrecorriente que protege al circuito y la(s) carga(s) conectada(s).

Metodología de cálculo

Alimentador 1

Transformador de 20 MVA, $V = 85/4.16$ kV, $X = 12$ %, Alimentación aérea, Longitud 50 m, F.P. = 0.95

La corriente nominal del transformador se calcula mediante la siguiente fórmula:

Lado de Alta

$$In_{3\phi} = \frac{KVA \times 1,000}{\sqrt{3} \times V}$$

$$In_{3\phi} = \frac{20,000 \times 1,000}{\sqrt{3} \times 85,000} = 135.85[A]$$

Selección de Conductores por Ampacidad.

La selección del conductor se basa en la tabla 310-69 de la NOM-001-SEMP-1994, en la cual se indica la capacidad de conducción de corriente de un cable monoconductor de cobre, en aire para una temperatura en el conductor de 90° C y para una temperatura ambiente de 40° C.

Para una corriente de 135.85 Amperes y un voltaje de 85,000 Volts, requerimos utilizar un conductor del 1 AWG por fase; con el que se tiene una capacidad de conducción de 225 amperes.

Selección de Conductores por Caída de Voltaje.

Verificando que el calibre del conductor propuesto cumpla con los requisitos de caída de tensión. Para lo cual se calcula la caída de tensión en los conductores aplicando la fórmula matemática general:

$$e\% = \frac{\sqrt{3}L(I_N / COND \times FASE)(R \cos \phi + X \sen \phi)}{V \times 10}$$

$$e\% = \frac{\sqrt{3}(50)(135.85/1)(0.0 \times 0.95 + 0.0 \times 0.3122)}{85,000 \times 10}$$

$$e\% = 0.00 \%$$

Se observa que la caída de tensión para el arreglo de un conductor monopolar de calibre 1 AWG por fase es nula, por lo que se considera que cumple con los requisitos de caída de tensión.

Selección de Conductores por Corto Circuito.

Para cumplir con los requisitos del manual de procedimientos para la operación de unidades de verificación de instalaciones, se calcula el área mínima con la que debe contar el conductor para soportar los esfuerzos térmicos impuestos bajo condiciones de corto circuito. De la fórmula:

$$A = \frac{I\sqrt{t}}{\sqrt{K \log[(T_2 + T)/(T_1 + T)']}}$$

Sustituyendo valores:

$$t = 8 \text{ ciclos}$$

$$A = \frac{5,621\sqrt{0.1333}}{\sqrt{0.0297 \log[(250 + 234.5)/(90 + 234.5)']}}$$

$$A = 28,541.52 \text{ CM}$$

Dividiendo A entre 1,973.52 para obtener el área en mm².

$$A = 14.46 \text{ mm}^2$$

El área mínima del conductor para soportar los esfuerzos térmicos corresponde a un conductor de calibre 4 AWG. El área de un conductor monopolar calibre 2/0 AWG es 67.43 mm².

Alimentador 2

Transformador de 20 MVA, $V = 85/4.16$ kV, $X = 12$ %, Ducto subterráneo, Longitud 20 metros, F.P. = 0.95

Lado de Baja

$$I_{n_{3\phi}} = \frac{KVA \times 1,000}{\sqrt{3} \times V}$$

$$I_{n_{3\phi}} = \frac{20,000 \times 1,000}{\sqrt{3} \times 4,160} = 2,775.72 [A]$$

Selección de Conductores por Ampacidad.

La selección del conductor se basa en la tabla 310-77 de la NOM-001-SEMP-1994, en la cual se indica la capacidad de conducción de corriente de cables monoconductores de cobre en ductos eléctricos subterráneos (tres cables monoconductores por ducto). Arreglo de ductos.

Para una corriente de 2,775.72 Amperes y un voltaje de 4,160 Volts, requerimos utilizar el arreglo 4 el cual utilizando ocho conductores del 750 MCM; con el que se tiene una capacidad de conducción de 2,920 amperes.

Selección de Conductores por Caída de Voltaje.

Verificando que el calibre del conductor propuesto cumpla con los requisitos de caída de tensión. Para lo cual se calcula la caída de tensión en los conductores aplicando la fórmula matemática general:

$$e\% = \frac{\sqrt{3}L(I_N / COND \times FASE)(R \cos \phi + X \operatorname{sen} \phi)}{V \times 10}$$

$$e\% = \frac{\sqrt{3}(20)(2,775.72/8)(0.0743 \times 0.95 + 0.1459 \times 0.3122)}{4,160 \times 10}$$

$$e\% = 0.186 \%$$

Se observa que la caída de tensión para el arreglo de 8 conductores de calibre 750 MCM por fase es pequeña, se considera que cumple con los requisitos de caída de tensión.

Selección de Conductores por Corto Circuito.

Para cumplir con los requisitos del manual de procedimientos para la operación de unidades de verificación de instalaciones, se calcula el área mínima con la que debe contar el conductor para soportar los esfuerzos térmicos impuestos bajo condiciones de corto circuito. De la fórmula:

$$A = \frac{I\sqrt{t}}{\sqrt{K \log[(T2 + T)/(T1 + T)']}}$$

Sustituyendo valores:

$$t = 8 \text{ ciclos}$$

$$A = \frac{26,849.7\sqrt{0.1333}}{\sqrt{0.0297 \log[(250 + 234.5)/(90 + 234.5)']}}$$

$$A = 136,333.63 \text{ CM}$$

Dividiendo A entre 1,973.52 para obtener el área en mm².

$$A = 69.08 \text{ mm}^2$$

El área mínima del conductor para soportar los esfuerzos térmicos corresponde a un conductor de calibre 3/0 AWG. El área de 8 conductores calibre 750 MCM es mayor. Por lo tanto podemos garantizar que el aislamiento del conductor no sufrirá degradación alguna.

Se observa que la caída de tensión para el arreglo de 8 conductores de calibre 750 MCM por fase es pequeña, se considera que cumple con los requisitos de caída de tensión.

Selección de Conductores por Corto Circuito.

Para cumplir con los requisitos del manual de procedimientos para la operación de unidades de verificación de instalaciones, se calcula el área mínima con la que debe contar el conductor para soportar los esfuerzos térmicos impuestos bajo condiciones de corto circuito. De la fórmula:

$$A = \frac{I\sqrt{t}}{\sqrt{K \log[(T2 + T)/(T1 + T)']}}$$

Sustituyendo valores:

$$t = 8 \text{ ciclos}$$

$$A = \frac{26,849.7\sqrt{0.1333}}{\sqrt{0.0297 \log[(250 + 234.5)/(90 + 234.5)']}}$$

$$A = 136,333.63 \text{ CM}$$

Dividiendo A entre 1,973.52 para obtener el área en mm².

$$A = 69.08 \text{ mm}^2$$

El área mínima del conductor para soportar los esfuerzos térmicos corresponde a un conductor de calibre 3/0 AWG. El área de 8 conductores calibre 750 MCM es mayor. Por lo tanto podemos garantizar que el aislamiento del conductor no sufrirá degradación alguna.

Carga 1

Motor 6,000 HP, V = 4,160 V, F.P. = 0.9, η = 0.9, Temp. Amb. = 31 – 35 °C, longitud 30 metros, Canalización ducto subterráneo.

La corriente nominal del motor se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_{n_{3\phi}} = \frac{H.P. \times 746}{\sqrt{3} \times V \times F.P. \times \eta}$$

Donde:

- H.P.** = Capacidad Nominal del Motor en Caballos de Potencia.
- V** = Tensión Nominal en kV.
- η** = Eficiencia del Motor.
- F.P.** = Factor de Potencia

$$I_{n_{3\phi}} = \frac{6,000 \times 746}{\sqrt{3} \times 4,160 \times 0.9 \times 0.9} = 766.9218[A]$$

Los motores tienen un factor de corrección de 1.25 que se aplica para el cálculo de la alimentación.

$$I_{n_m} = I_{n_{3\phi}} \times 1.25$$

$$I_{n_m} = 766.9218 \times 1.25 = 958.65[A]$$

Selección de Conductores por Ampacidad.

La selección del conductor se basa en la tabla 310-77 de la NOM-001-SEMP-1994, en la cual se indica la capacidad de conducción de corriente de cables monoconductores de cobre en ductos eléctricos subterráneos (tres cables monoconductores por ducto). Arreglo de ductos.

Para una corriente de 958.65 Amperes y un voltaje de 4,160 Volts, requerimos utilizar el arreglo 2 el cual utilizando 3 conductores del 500 MCM; con los que se tiene una capacidad de conducción de 1,125 amperes.

Selección de Conductores por Caída de Voltaje.

Después de seleccionar el arreglo de conductores por ampacidad se verifica que este cumpla con los requisitos de caída de tensión. Para lo cual se calcula la caída de tensión en los conductores aplicando la fórmula matemática general definida en el estándar IEEE Std 141-1993. Integrando los conceptos de corriente de línea:

$$e\% = \frac{\sqrt{3}L(I_N / \text{COND} \times \text{FASE})(R \cos \phi + X \text{sen } \phi)}{V \times 10}$$

Donde:

- e% = Caída de Tensión en Porcentaje.
- L = Longitud del Conductor [metros]
- I_N = Corriente Nominal [Amperes]
- COND X FASE = Número de Conductores por Fase.
- R = Resistencia del Conductor [Ω/km.]
- X = Reactancia del Conductor [Ω/km.]
- V = Tensión del sistema. [Volts]
- φ = Angulo de defasamiento entre la tensión y la corriente.
- cosφ = Factor de potencia.

$$e\% = \frac{\sqrt{3}(30)(958.65/3)(0.1010 \times 0.9 + 0.1528 \times 0.4358)}{4160 \times 10}$$

$$e\% = 0.0629 \%$$

Se observa que la caída de tensión para el arreglo de 3 conductores monopolares de calibre 500 MCM por fase es muy pequeña, se considera que cumple con los requisitos de caída de tensión.

Selección de Conductores por Corto Circuito.

Según la recomendación del estándar IEEE Std 141-1994 capítulo 5 y para cumplir con los requisitos del manual de procedimientos para la operación de unidades de verificación de instalaciones, se calcula el área mínima con la que debe contar el conductor para soportar los esfuerzos térmicos impuestos bajo condiciones de corto circuito. De la fórmula:

$$(I/A)^2 t = K \log_{10} [(T2 + T)/(T1 + T)]$$

Despejando A, queda de la siguiente forma:

$$A = \frac{I\sqrt{t}}{\sqrt{K \log[(T_2 + T)/(T_1 + T)']}}$$

donde:

- I** = Magnitud de la corriente de falla rms en amperes.
- t** = Tiempo de duración de la falla en segundos.
- A** = Sección transversal del conductor en CM.
- K** = Constante que depende de las características térmicas del conductor
 - K** = 0.0297 para conductores de cobre.
 - K** = 0.0125 para conductores de aluminio.
- T₁** = Temperatura inicial del conductor en °C
- T₂** = Temperatura final del conductor en °C
- T** = 234.5 °C para cobre recocido estirado en frío con 100% de conductividad.

Sustituyendo valores:

$$t = 12 \text{ ciclos}$$

$$A = \frac{19,563.86\sqrt{0.2}}{\sqrt{0.0297 \log[(250 + 234.5)/(90 + 234.5)']}}$$

$$A = 121,679.67 \text{ CM}$$

Dividiendo A entre 1,973.52 para obtener el área en mm².

$$A = 61.66 \text{ mm}^2$$

El área mínima del conductor para soportar los esfuerzos térmicos corresponde a un conductor de calibre 2/0 AWG; y debido a que consideramos un arreglo de 3 conductores por fase el área total de los conductores es de 760.2 mm². Por lo tanto podemos garantizar que el aislamiento del conductor no sufrirá degradación alguna.

Carga 4

CCM_{DC} 748 kW, V_{DC} = 480, F.P. = 0.8, Temp. Amb. = 31 – 35 °C, Conductor tipo THHW

Cálculo de la corriente del CCM

$$I = \frac{KW \times 1,000}{V}$$

$$I = \frac{748 \times 1,000}{480} = 1,558.33[A]$$

$$In_m = I \times 1.25$$

$$In_m = 1,558.33 \times 1.25 = 1,947.92[A]$$

Selección de Conductores por Ampacidad.

La selección del conductor se basa en la tabla 310-16 de la NOM-001-SEMP-1994, en la cual se indica la capacidad de conducción de corriente de conductores de aislados de 0 a 2,000 V, 60 a 90 °C. No más de 3 conductores en un cable, en una canalización o directamente enterrados y para una temperatura ambiente de 30 °C.

Aplicando un factor de corrección por temperatura de 0.96, para un conductor cuya capacidad de operación es de 90 °C.

$$In_{ca} = \frac{In_m}{F_{ca}}$$

$$In_{ca} = \frac{1,947.92}{0.96} = 2,029.08[A]$$

Para una corriente de 2,029.08 Amperes y un voltaje de 480 Volts, requerimos utilizar 8 conductores del 500 MCM; con el que se tiene una capacidad de conducción de 2,280 amperes.

Selección de Conductores por Caída de Voltaje.

Verificando que el calibre del conductor propuesto cumpla con los requisitos de caída de tensión. Para lo cual se calcula la caída de tensión en los conductores aplicando la fórmula matemática general:

$$e\% = \frac{IR}{V} \times 100$$

donde:

I = es la corriente nominal.

R = es la resistencia efectiva del conductor para corriente directa; y se corrige por medio de la siguiente fórmula:

$$R_2 = R_1 \left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right]$$

donde:

R_1 = resistencia proporcionada por el fabricante.

R_2 = resistencia corregida a la temperatura de operación.

T_1 = temperatura proporcionada por el fabricante.

T_2 = temperatura deseada de operación.

V = es el voltaje nominal del circuito.

Corrigiendo la resistencia a una temperatura de 40° C:

$$R_2 = 0.0694 \left[\frac{40 + 234}{20 + 234} \right]$$

$$R_2 = 0.0694(1.0787) = 0.07486 \Omega/\text{km}.$$

Para obtener la resistencia real del conductor realizamos la siguiente operación:

$$R = \frac{R_2}{1000 \times \# \text{conductores}} \times L$$

$$R = \frac{0.07486}{1000 \times 8} \times 30 = 0.000281 \Omega$$

$$e\% = \frac{2,029.08 \times 0.000281}{480} \times 100$$

$$e\% = 0.118 \%$$

Se observa que la caída de tensión para el arreglo de 8 conductores de calibre 500 MCM por fase es pequeña, se considera que cumple con los requisitos de caída de tensión.

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Carga	Corriente nominal [A]	Distancia [m]	Conductor seleccionado por ampacidad	% de caída de tensión	Conductor seleccionado por cortocircuito	Tipo de canalización
Alimentador 1 Lado de alta Transformador 20 MVA	135.85	50	1 conductor por fase calibre 1 AWG	0.000	1 conductor por fase de 4 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-69
Alimentador 2 Lado de baja Transformador 20 MVA	2,775.72	20	8 conductores por fase calibre 750 MCM	0.186	1 conductor por fase de 3/0 AWG	Ducto subterráneo Tabla 317-77 arreglo 4
Alimentador 3 Motor de 6,000 H.P. y Motor de 650 H.P.	1,043.78	120	3 conductores por fase calibre 500 MCM	1.314	1 conductor por fase de 3/0 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77. arreglo 2
Alimentador 4 Transformador 1,500 kVA, Transformador 1,000 kVA, Dos Motores 1,000 HP, Dos Transformadores 1,250 kVA	1,016.63	180	3 conductores por fase calibre 500 MCM	1.920	1 conductor por fase de 3/0 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 2
Alimentador 5 Transformador 1,500 kVA	Lado de alta 208.18	100	1 conductor, calibre 1/0 AWG por fase	0.336	1 conductor por fase de 1/0 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 1
Motor 6,000 H.P.	766.92	30	3 conductores por fase calibre 500 MCM	0.069	1 conductor por fase de 2/0 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 2
Motor 650 H.P.	85.13	70	1 conductor por fase calibre 4 AWG	0.325	1 conductor por fase de 4 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 1

Transformador 1,500 kVA	Lado Alta 208.17	30	1 conductor por fase calibre 2/0 AWG	0.067	1 conductor por fase de 1/0 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 1
	Lado Baja 1,804.22	30	8 conductores por fase calibre 750 MCM	0.638	1 conductor por fase de 3/0 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 1
Transformador 1,000 kVA	Lado Alta 138.78	20	1 conductor por fase calibre 2 AWG	0.083	1 conductor por fase de 4 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 1
	Lado Baja 2,083.33		9 conductores, calibre 750 MCM por fase	0	Se conecta un rectificador	
CCM 748 kW de CD	Lado Baja 1,947.92	30	8 conductores de 500 MCM por polo	0.118		Ducto subterráneo
Motor 1,000 H.P.	Lado Alta 135.34	40	1 conductor por fase calibre 1 AWG	0.159	1 conductor por fase de 1 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 1
	Lado Baja 1,795.98	60	1 conductor por fase calibre 1/0 AWG	0.205	1 conductor por fase de 1 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 1
Transformador 1,250 kVA	Lado Alta 2,698.20	40	5 conductores, calibre 500 MCM por fase	0	Se conecta un rectificador	
	Lado Baja 208.17	20	8 conductores de 750 MCM por polo	0.146		Ducto subterráneo
Motor de CD 1,250 HP	Lado Alta 1,804.22	30	1 conductor por fase calibre 2/0 AWG	0.067	1 conductor por fase de 2 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 1
	Lado Baja 138.78	40	8 conductores por fase calibre 750 MCM	0.635	1 conductor por fase de 3/0 AWG	Ducto subterráneo Tabla 310-77 arreglo 1

CAPITULO IV

CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO

Generalidades.

Los sistemas eléctricos de potencia y las instalaciones industriales y comerciales se diseñan para alimentar las cargas en una forma segura y confiable. Uno de los aspectos a los que se le pone mayor atención en el diseño de los sistemas de potencia, es el control adecuado de los corto circuitos o fallas como se les conoce comúnmente, ya que estas pueden producir interrupciones de servicio con la consecuente pérdida de tiempo y la interrupción de equipos o servicios vitales y en ocasiones, con el riesgo de daño a personas, equipo e instalaciones.

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

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

- Descargas atmosféricas.
- Efectos de la contaminación aérea en aislamientos externos(contaminación salina industrial, polvos, etc.).
- Envejecimiento prematuro de los aislamientos por sobrecargas permanentes, mala ventilación, selección inadecuada, etc.
- Fallas del equipo.
- Vandalismo.
- Errores humanos.

En cualquier sistema eléctrico, para los fines del diseño, construcción y operación se deben realizar los estudios de corto circuito con los objetivos siguientes:

- Dimensionar o determinar las capacidades interruptivas de los dispositivos de protección para fines de especificación.
- Calcular los valores de las corrientes de corto circuito de efectos dinámicos y térmicos como información para el diseño de equipos y aparatos eléctricos.
- Dar los valores de corrientes de corto-circuito para el diseño de redes de tierra en subestaciones eléctricas, centrales y líneas de transmisión(datos de referencia).
- Ajustar y coordinar los dispositivos de protección.
- Analizar el comportamiento de algunas componentes de los sistemas.
- Los valores mínimos de falla se usan para establecer la sensibilidad requerida de los relevadores de protección.

Para los fines de los estudios de corto circuito, se deben considerar los diferentes tipos de fallas, que en una estadística representativa se pueden distribuir como sigue:

Tipo de Falla.	Porcentaje de Aparición.
Fallas de Fase a Tierra (Línea a Tierra).	80 %
Fallas de Fase a Fase (Línea a Línea).	13 %
Fallas de Dos Fases a Tierra.	5 %
Fallas Trifásicas	2 %

En orden de ocurrencia en los elementos del sistema se tiene la siguiente distribución:

Elemento del Sistema.	Porcentaje de Ocurrencia.
Líneas de Transmisión.	70 %
Interruptores.	10 %
Transformadores de instrumento (potencial y corriente)	7 %
Apartarrayos.	6 %
Tableros.	3 %
Transformadores de Potencia	2 %
Equipos de protección y misceláneos (cables, cuchillas, etc.).	2 %

FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA.

En general para el cálculo de cortocircuito en sistemas industriales, las fuentes de corriente de falla que se consideran son los equipos rotativos, que se pueden agrupar en los cuatro grupos siguientes:

- A. Generadores síncronos.
- B. Motores y condensadores síncronos.
- C. Motores y generadores de inducción
- D. Sistema eléctrico de la compañía suministradora.

A. Generadores síncronos.

Para generadores síncronos, debido a su forma de funcionamiento, que es movido por una turbina y excitado el campo de una fuente externa, si se presenta una falla en sus terminales, con el tiempo seguirá aportando una corriente de falla en estado estable mientras no se interrumpa la excitación y/o pare la turbina, por lo que se ha establecido un circuito equivalente, consistiendo de una fuente de tensión constante en serie con una impedancia variable con el tiempo, considerándose tres valores de la reactancia, que son indicados en la figura que se muestra a continuación.

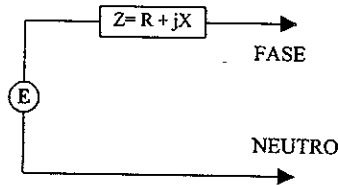


Fig. 16 Circuito Equivalente de un Generador.

- Reactancia subtransitoria (X''_d), que determina la corriente durante el primer ciclo después que ocurre la falla.
- Reactancia transitoria (X'_d), que determina la corriente después de alrededor de 6 ciclos que ocurre la falla.
- Reactancia síncrona (X_d), que determina la corriente cuando la condición de estado estable es alcanzada (de 0.5 a 2 seg. de ocurrida la falla).

B. Motores Síncronos.

Al presentarse un cortocircuito en el sistema que alimenta estos equipos, se tendrá una caída de tensión, recibiendo el motor menos potencia, la inercia del motor y su carga, con la excitación mantenida, actúa como un generador suministrando una corriente de falla. Esta corriente de falla disminuye conforme decae el campo magnético, por lo que el mismo circuito equivalente con sus 3 reactancias del generador síncrono (X''_d , X'_d y X_d) es considerado para estos equipos.

C. Máquinas de Inducción.

- Para motores de inducción tipo jaula de ardilla, al presentarse un corto circuito en el sistema de alimentación, el motor contribuirá con una corriente que es producida por la inercia del motor y la carga, en la presencia de un flujo de campo producido por inducción desde el estator, después que este flujo decae por pérdida del voltaje la fuente causada por la falla, la corriente de aportación se reduce y desaparece en pocos ciclos ya que la excitación de campo no es mantenida y no hay corriente de falla en estado estable como en el caso de máquinas síncronas, pero se utiliza el mismo circuito equivalente, pero considerando que las reactancias transitoria (X'_d) y síncrona (X_d) tienen valor infinito, por lo que para motores de inducción solo se asigna la reactancia subtransitoria (X''_d).
- Los generadores de inducción son tratados de la misma forma que los motores jaula de ardilla.

- c. Para el caso de motores de inducción de rotor devanado normalmente operando con los anillos del rotor cortocircuitados, contribuyen en la misma manera que los motores jaula de ardilla.

D. Sistema Eléctrico de la Compañía Suministradora.

Para el sistema eléctrico se considera el circuito equivalente del generador síncrono y es generalmente representado por una impedancia equivalente referida al punto de conexión de la subestación de la planta a considerar. Normalmente la Compañía de Luz y Fuerza y CFE proporciona el valor de la corriente de corto circuito para fallas trifásicas y monofásicas, de las cuales se pueden obtener las impedancias por ley de Ohm; así como la resistencia y reactancia con la relación X/R que se le debe solicitar.

CORRIENTE DE FALLA

1. En general cuando se produce una falla, en el primer medio ciclo, la corriente que fluye es llamada corriente de falla momentánea, que es una corriente de falla asimétrica. Después de un periodo de tiempo (3 ciclos), la corriente de falla es también identificada como corriente de falla simétrica, pero va decayendo hasta alcanzar un valor de estado estable, que es cuando se vuelve simétrica, como se muestra en la figura No. 17.
2. El realizar un análisis riguroso para calcular las corrientes de falla momentánea y asimétrica, requiere el uso de técnicas de solución de análisis transitorio para determinar aproximadamente estos valores, lo cual resulta impráctico debido a la información requerida de los diferentes equipos y condiciones de operación del sistema.
3. En la práctica se utilizan factores para determinar las corrientes de falla momentánea y asimétrica aplicados al valor de la corriente de falla simétrica.

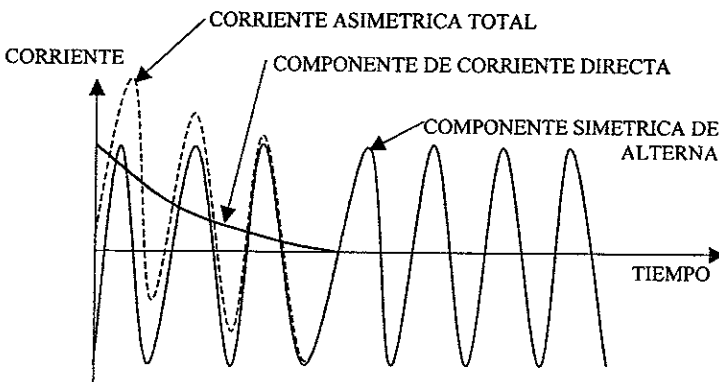


Fig. 17 Comportamiento de la Corriente de Falla

Corriente de Corto Circuito Total como una Función del Tiempo.

Cuando ocurre un corto circuito, se establece un nuevo circuito con baja impedancia, mucha de la cual es inductancia, y la corriente se incrementa consecuentemente. En el caso de un corto circuito franco la impedancia es reducida drásticamente, y la corriente se incrementa a un valor muy alto en una fracción de un ciclo. La figura representa una corriente de corto circuito simétrica, esto es, una corriente de corto circuito que tiene el mismo eje que la corriente normal que estaba fluyendo antes de que la falla ocurriese. Para producir una corriente de corto circuito simétrica bajo la suposición de que el factor de potencia de corto circuito es cero, la falla deberá ocurrir exactamente cuando el voltaje normal es máximo. En la figura 18 el voltaje del sistema se asume que permanece constante aun cuando la corriente se incrementa.

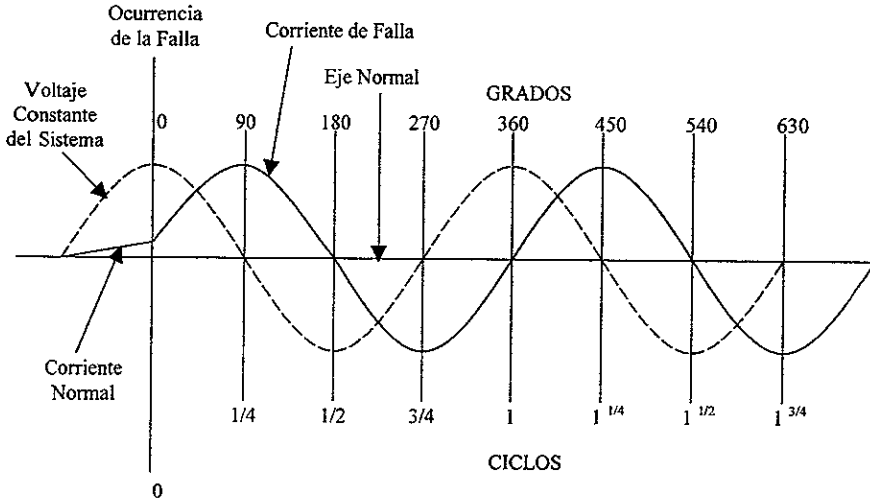


Fig. 18 Onda de Corto Circuito Simétrica para un Sistema Totalmente Reactivo.

La corriente de corto circuito total está formada por todas las componentes de las fuentes conectadas al circuito. Las corrientes de las máquinas rotatorias disminuyen de distintas maneras, tal que la corriente simétrica está inicialmente en un máximo, disminuyendo entonces hasta que se alcanza un valor de estado estable. Este decremento es conocido como el decremento de C.A. de la corriente de corto circuito. La figura No. 19 muestra una corriente de corto circuito decrementada.

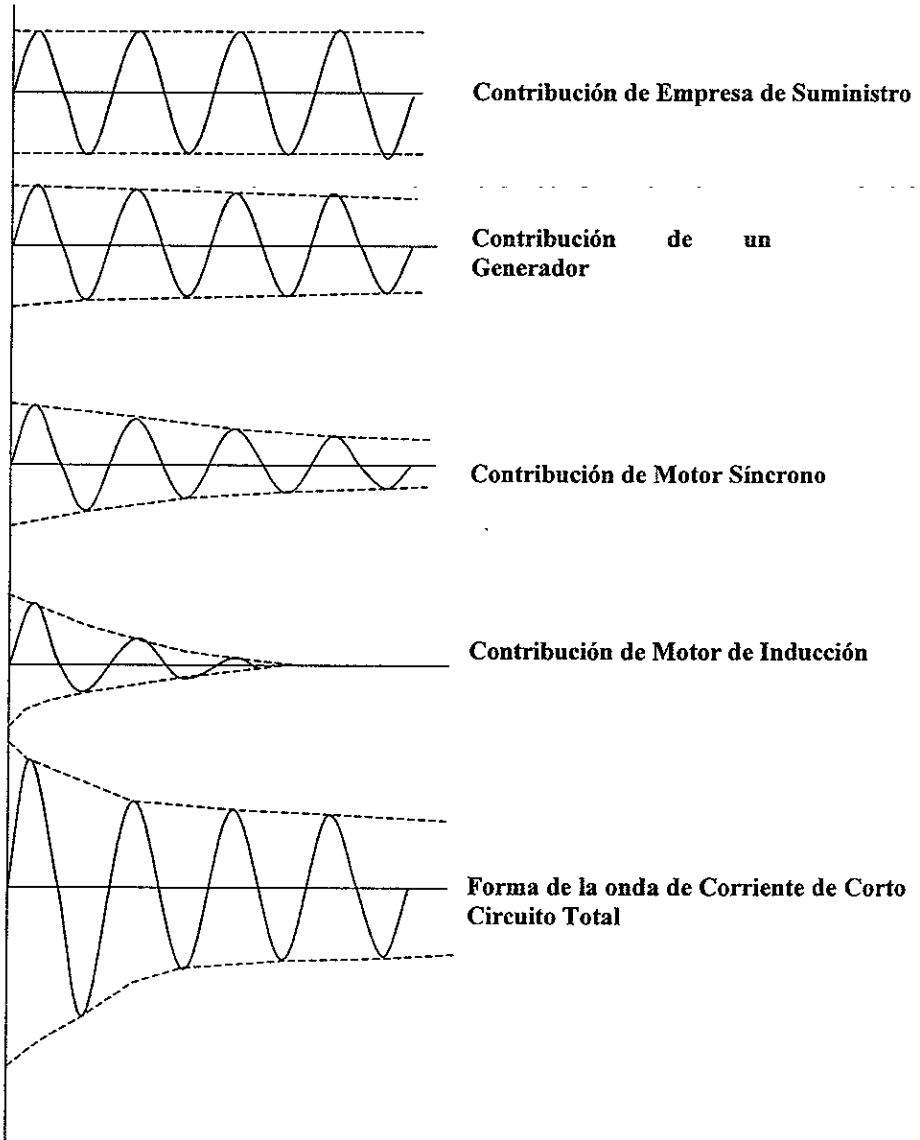


Fig. 19 Forma de Onda de la Corriente de Corto Circuito Simétrica Decrementada

Muchas corrientes de corto circuito son no simétricas; ellas están defasadas (offset) del eje de corriente normal por un periodo de varios ciclos. Si el factor de potencia es esencialmente cero hasta que un valor de estado estable es alcanzado y el corto circuito ocurre en un punto cero sobre la onda de voltaje, la corriente inicia su formación desde cero, pero no puede seguir el eje de corriente normal debido a que la corriente es atrasada con respecto al eje original. La figura siguiente ilustra el caso donde un corto circuito con bajo factor de potencia produce el primer pico mayor de la corriente de corto circuito. La magnitud de la corriente defasada para una falla típica estará entre los dos extremos de simetría completa y asimetría completa debido a lo raro de que la falla ocurra exactamente en un voltaje pico o un voltaje cero.

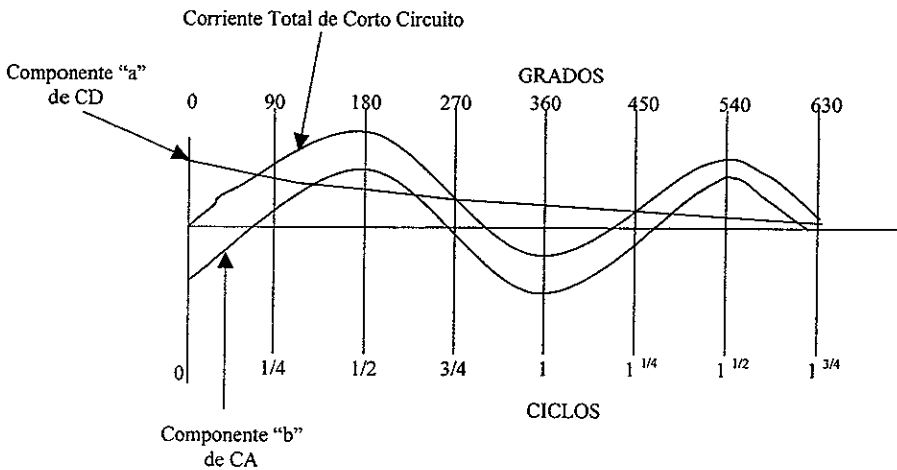


Fig. 20 Análisis de Forma de Onda de la Corriente Asimétrica

Un análisis de una onda de corriente asimétrica típica se hace en la figura No. 20. El desplazamiento de la onda de corriente asimétrica de una onda simétrica teniendo igual desplazamiento pico-pico es un valor positivo de corriente que puede ser considerada como una corriente directa. La corriente asimétrica, por lo tanto, puede ser considerada, como la suma de una componente de corriente alterna **b** y una componente de corriente directa **a**. En el instante del inicio de la falla (0 ciclos, figura 20), **b** es negativo y $a + b = 0$. Justo antes del cuarto de ciclo la componente de corriente alterna simétrica es cero, y la corriente total es igual a la componente de corriente directa. Cerca del medio ciclo la corriente total es máxima, siendo la suma de corriente alterna positiva máxima y la componente de corriente directa.

La componente de corriente directa disminuye eventualmente a cero tanto como la energía almacenada es consumida en la forma de pérdidas por I^2R en las resistencias del sistema. La relación inicial del decremento de la componente de corriente directa es inversamente proporcional a la relación X/R del sistema desde la fuente a la falla. Cuando la relación X/R es baja, más rápido es el decremento.

Este decremento es llamado “decremento de corriente directa”. La corriente de corto circuito total es así afectada por un decremento de C.A. y un decremento de C.D. antes de que alcance su valor de estado estable.

Tiempo De Cálculos.

Debido a que algunos dispositivos de protección operan después de pocos ciclos y otros después de un retardo de tiempo, se puede necesitar calcular las corrientes de corto circuito en los siguientes tiempos recomendados:

- 1) Las Consideraciones De Primer Ciclo.- Valores simétricos máximos inmediatamente después de la iniciación de la falla son siempre requeridos y son muchas veces los únicos valores necesarios. Comúnmente estos valores se denominan como la corriente de corto circuito y son los amperes de C.A. de corto circuito rms simétricos a menos que se especifique otra cosa.

Estos valores son usados en la selección adecuada de rangos de corto circuito para el equipo de baja tensión y cuando son convertidos a valores asimétricos son la base para la selección de rangos de switches y fusibles de mediana tensión y rangos momentáneos de interruptores.

Los valores de primer ciclo son también requeridos para la coordinación de dispositivos de protección conforme sus características tiempo-corriente. Aún si un dispositivo no realiza la interrupción hasta varios ciclos desde la iniciación de la falla permitiendo así que la corriente de falla decaiga, los dispositivos de protección y todos los dispositivos en serie deben soportar la corriente máxima así como la energía total. Un dispositivo que interrumpe en menos de medio ciclo (y antes de que el primer pico de corriente sea alcanzado) reduce los requerimientos de esfuerzo de los dispositivos serie. La corriente que pasa por tales dispositivos puede determinarse desde los valores simétricos máximos en el primer medio ciclo usualmente referida como corriente de corto circuito esperada.

- 2) Después de 1.5 hasta 8 ciclos (consideraciones interruptivas).- Valores máximos después de pocos ciclos, son requeridos para comparación con los rangos interruptivos de interruptores de mediana tensión.
- 3) Cerca de 30 ciclos.- Estas corrientes de fallas reducidas son algunas veces necesarias para estimar el comportamiento de los relevadores con retardo de tiempo y fusibles. Algunas veces, se deben calcular valores mínimos para calcular si existe suficiente corriente para abrir los dispositivos de protección con el tiempo satisfactorio.

Corrientes De Corto Circuito Simétricas Y Asimétricas.

Las palabras “simétrica” y “asimétrica” describen la forma de las ondas de corriente alterna, alrededor de su eje cero. Si las equivalentes de los picos de las ondas de corriente son simétricas alrededor del eje cero, se les denomina “envolventes de corriente simétrica”; si las envolventes no son simétricas alrededor del eje cero, se les denomina entonces “envolventes de corriente asimétrica”. En cualquier caso, la envolvente es una línea que se traza uniendo los picos de las ondas.

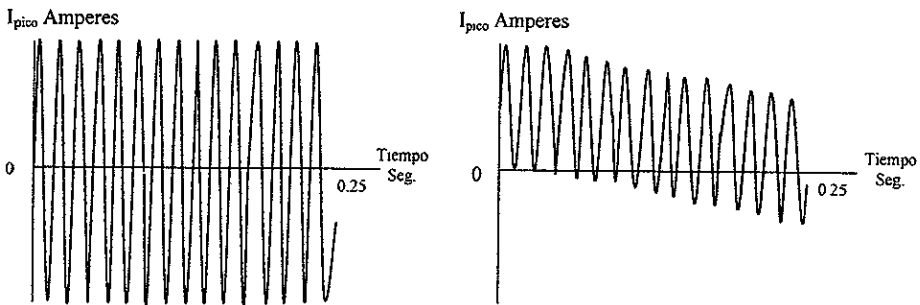


Fig. 21

**Corriente de Corto Circuito
Simétrica**

**Corriente de Corto Circuito
Asimétrica**

La simetría o asimetría de la corriente de corto circuito depende principalmente de los siguientes factores:

- I. El instante en que se produce la falla con relación a la onda de voltaje del sistema.
- II. La relación de la reactancia a la resistencia en el punto de la falla (X/R).

La onda de corriente es completamente simétrica cuando la falla se produce en el momento en que la onda de voltaje se encuentra en su máximo punto y, es completamente asimétrica cuando en el momento de la falla la onda de voltaje pasa por su cero.

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

Tipos De Falla En Los Sistemas Eléctricos De Potencia Industriales.

El cálculo del valor preciso de una corriente asimétrica en un tiempo dado después de la inyección de una falla, es un cálculo que puede resultar complejo. En consecuencia, se pueden desarrollar métodos simplificados que conduzcan a la obtención de las corrientes requeridas para el equipo y los dispositivos de protección.

En el sentido más elemental, el valor de la corriente de corto circuito simétrica, se obtiene por el uso apropiado de la impedancia en la ecuación básica:

$$I = \frac{E}{Z}, \text{ donde:} \quad \begin{array}{l} E = \text{Tensión en el sistema.} \\ Z \text{ o } X = \text{Impedancia equivalente del sistema que incluye a la red} \\ \text{y las fuentes de corto circuito.} \end{array}$$

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

Las fallas o corto circuito, pueden ocurrir en un sistema eléctrico de potencia trifásico en distintas formas; y el de equipo protección, debe tener la capacidad de interrumpir o soportar cualquier tipo de falla que se pueda presentar.

Para el cálculo de la corriente de corto circuito máximo, se considera una impedancia nula, sin efecto limitador de corriente, es decir que se considera una falla franca. Debe reconocerse, sin embargo, que el corto circuito muchas veces involucra arqueo, y la impedancia variable del arqueo puede reducir apreciablemente las magnitudes de corriente de corto circuito de bajo voltaje. En sistemas de bajo voltaje los valores mínimos de las corrientes de corto circuito son muchas veces calculados a partir de los efectos conocidos de arqueo. Estudios analíticos indican que las corrientes de corto circuito con arqueos sostenidos, en por unidad de los valores de fallas francas, pueden ser típicamente tan bajos como:

- a) 0.89 a 480 V y 0.12 a 208 V para arqueos trifásicos.
- b) 0.74 a 480 V y 0.02 a 208 V para arqueos entrelíneas.
- c) 0.39 a 277 V y 0.01 a 120 V para arqueos monofásicos a tierra.

Las fallas que se pueden presentar son las que se indican a continuación, pero para la determinación de las características del equipo de interrupción se considera la falla trifásica, aun cuando la probabilidad de ocurrencia de ésta sea baja y casi siempre sea causada por motivos accidentales.

Falla Trifásica Sólida.

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

En un sistema industrial, el corto circuito trifásico es el único considerado, ya que de este tipo de falla generalmente resultan las condiciones de corrientes de corto circuito máximas. Asumiendo una condición de corto circuito trifásico también se simplifican los cálculos. El sistema, incluyendo el corto circuito, permanece simétrico alrededor del neutro, si o no el neutro está aterrizado y despreciando las conexiones de los transformadores. Las corrientes de corto circuito trifásico balanceado pueden ser calculadas usando un circuito equivalente monofásico que tiene únicamente voltajes e impedancia línea neutro.

Falla De Fase A Fase Sólida.

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

Falla De Fase A Tierra Sólida.

En sistemas con el neutro sólidamente conectado a tierra, la falla sólida de fase a tierra es por lo general, igual o ligeramente menor que la falla sólida trifásica, excepto cuando se conectan los neutros a tierra a través de un valor elevado de impedancia en el que el valor de corriente es significativamente menor. En sistemas de potencia de empresas de suministro de energía las corrientes de corto circuito de una fase a tierra pueden variar desde bajos porcentajes hasta 125 % del valor de falla trifásica. En sistemas industriales, corrientes de corto circuito de una fase a tierra mayores que las trifásicas son raras excepto cuando ocurren fallas francas cerca de devanados en estrella con el neutro sólidamente aterrizado en generadores o transformadores de dos devanados, delta-estrella, tipo núcleo.

Valores en Por ciento y en Por Unidad.

Los sistemas eléctricos de potencia y las instalaciones industriales operan con redes donde la unidad de voltaje más común es el **KILOVOLT (kV)** y en donde se manejan valores de potencia, tales como el **KILOVOLT-AMPERE (kVA)**.

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

Definiciones de Cantidades En Por ciento y En Por Unidad.

“Una cantidad en por ciento es 100 veces una cantidad en por unidad”. Ambas son usadas a conveniencia o como selección de facilidad en su uso por cada persona.

Un valor en por unidad es la relación de esta cantidad entre un valor denominado como base. El resultado se expresa como una unidad adimensional. Los valores reales, tales como el voltaje (V), corriente (I), potencia (P); potencia reactiva (Q), volt-ampere (VA), resistencia (R), reactancia (X) e impedancia (Z), se pueden expresar en por unidad o en por ciento de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$\text{Cantidad en Por Unidad} = \frac{\text{Cantidad Real}}{\text{Cantidad Base}}$$

$$\text{Cantidad en Por ciento} = (\text{Cantidad en Por Unidad}) \times 100$$

Donde la “Cantidad Base” es un valor escalar o complejo, expresado en las mismas unidades de la “Cantidad Real”, tales como volts, amperes, ohms, etc.; por lo tanto, las cantidades en por unidad son cantidades adimensionales.

Ventajas de las Cantidades En Por Unidad y En Por ciento.

Algunas de las ventajas de usar cantidades en por unidad o en por ciento son:

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

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

Cantidades Base y Relaciones entre las Impedancias En Por Unidad y En Por ciento.

Las cantidades tomadas como referencia y conocidas como “Cantidades Base”, son cantidades escalares, por lo que no requieren notación fasorial para su manejo, de manera que si se usa el subíndice “b” para expresar estas cantidades, se puede escribir en la forma siguiente.

$$\text{Para la potencia base: } kVA_b = \sqrt{3}kV_b I_b$$

$$\text{Para la corriente base: } I_b = \frac{kVA_b}{\sqrt{3}kV_b}$$

$$\text{Para la impedancia base. } Z_b = \frac{kV_b^2 \times 1000}{kVA_b}$$

Si se expresa la potencia en MVA_{base} entonces la impedancia base se puede expresar como:

$$Z_b = \frac{kV_b^2}{MVA_b}$$

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

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

Para referir los valores de impedancia a valores en por unidad se tiene entonces:

$$Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} = \frac{Z(\Omega)MVA_b}{(kV_b)^2}, \text{ o bien } Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)kVA_b}{1000(kV_b)^2}$$

En notación en por ciento, y recordando que $Z\% = Z_{pu} \times 100$

$$Z\% = \frac{100Z(\Omega)MVA_b}{(kV_b)^2}, \text{ o bien } Z\% = \frac{Z(\Omega)kVA_b}{10(kV_b)^2}$$

Cuando los valores en Ohms se desean obtener a partir de los valores en por unidad o en por ciento:

$$Z(\Omega) = \frac{Z_{pu}(kV_b)^2}{MVA_b}, \text{ o bien } Z(\Omega) = \frac{1000Z_{pu}(kV_b)^2}{kVA_b}$$

$$Z(\Omega) = \frac{Z\%(kV_b)^2}{100MVA_b}, \text{ o bien } Z(\Omega) = \frac{10Z\%(kV_b)^2}{kVA_b}$$

estos valores son desde luego aplicables al cálculo de valores de resistencia o de reactancia.

Cambio de Cantidades en Por Unidad o en Porcentaje a Bases Diferentes.

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

$$Z_{2,pu} = Z_{1,pu} \frac{kVA_2}{kVA_1} \times \frac{kV_1^2}{kV_2^2} \quad \text{Ecuación general para cambiar de base 1 a base 2.}$$

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

$$Z_{2_{pu}} = Z_{1_{pu}} \frac{kVA_2}{kVA_1}$$

Preparación De Un Sistema Para El Estudio De Corto Circuito

Normalmente la representación de cantidades en porcentaje o en por unidad, se hace para la realización de estudios de corto circuito en general. Este tipo de representación se hace basándose en un procedimiento de paso a paso que proporciona las bases para los estudios en la mayoría de los sistemas eléctricos industriales y comerciales, con tensiones primarias hasta de 115 kV y voltajes de distribución y/o utilización de 13.8 kV, 4.16 kV, 2.4 kV, 440 V, 220 V, incluyendo aquellas industrias en que además de la alimentación de la compañía suministradora, tenga generación propia. Para los estudios de corto circuito, es necesario preparar la red, por lo que para tal fin, se sugiere el siguiente procedimiento, basado en la combinación de un diagrama unifilar y un diagrama de impedancias.

1.- Preparar el diagrama unifilar del sistema en estudio incluyendo todas las componentes significativos del sistema y los datos de cada componente, como son: potencia, voltaje e impedancia. El diagrama puede ser simplificado en su estructura, pero debe representar las partes de interés para el estudio, como se muestra en la figura 22:

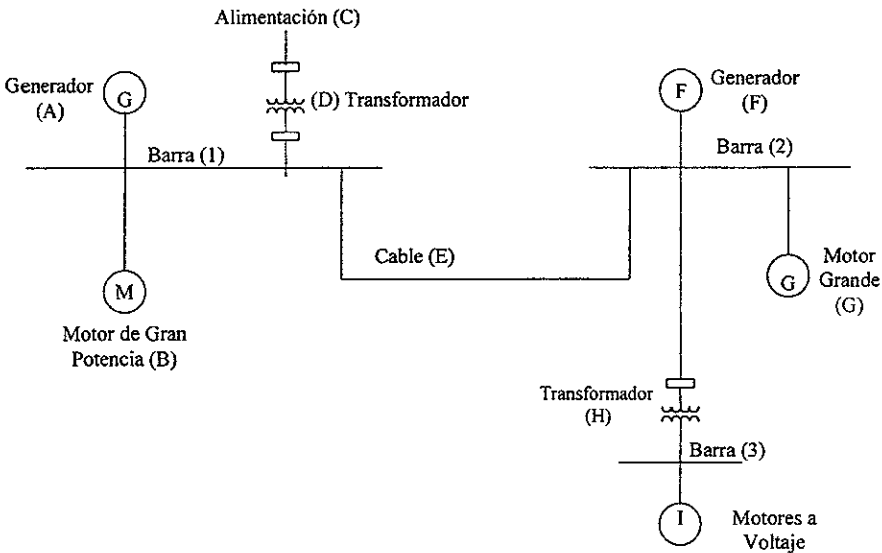


Fig. 22 Diagrama Unifilar Simplificado de un Sistema

2.- Preparar el diagrama de impedancias. Este diagrama se obtiene a partir del diagrama unifilar del sistema reemplazando cada elemento por su impedancia, conservando su interconexión. Los valores de las impedancias de cada una de las componentes, pueden estar expresadas en términos de cualquiera de las siguientes unidades.

- a) Ohms por fase
- b) Por ciento referidas a sus datos nominales de potencia y voltaje.
- c) Por unidad, referidas a una base común de kVA

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

Para el diagrama unifilar mostrado en la figura anterior, el diagrama de impedancias correspondientes es el siguiente.

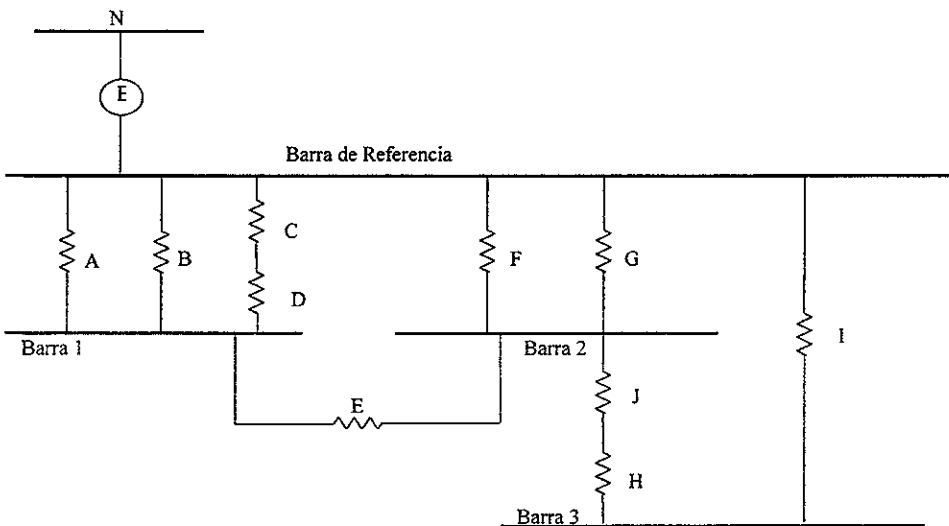


Fig. 23 Diagrama de Impedancias

Obtención De Los Valores De Impedancias De Algunas De Las Componentes.

Para los estudios de corto circuito, en la elaboración del diagrama de reactancias, es necesaria representar los valores de las impedancias o reactancias de los elementos del sistema, estos valores, algunas veces se obtienen directamente de datos de placa de cada componente y otras, es necesario hacer algunos cálculos y consideraciones.

Equivalente de la compañía de Suministro.

Este equivalente se representa como un equivalente de Thevenin, esto es, una fuente de voltaje en serie con una impedancia. La fuente de voltaje se toma por lo general con un valor de 1.0 pu y la impedancia en serie con esta fuente se obtiene a partir del valor de la potencia (o corriente) de corto circuito en el punto de alimentación, referida al valor de la potencia base (o la corriente base en su caso).

$$X_{pu} = \frac{kVA_{base}}{kVA_{cortocircuito}}$$

$$X_{pu} = \frac{kVA_{base}}{\sqrt{3}I_{cc}kV}$$

Transformadores.

La reactancia o impedancia de los transformadores, se expresa comúnmente en por ciento (% Zr) referida a la potencia nominal del transformador en kVA. Este valor de impedancia, normalmente se expresa a la capacidad de autoenfriamiento del transformador.

Bus Ducto, Cables y Conductores.

La resistencia y reactancia de los buses ducto, cables y conductores se obtienen más frecuentemente de datos de tablas o discos que proporcionan los fabricantes, expresados en Ohms por fase, por unidad de longitud. Normalmente se aplica la expresión para convertir a por ciento.

$$Z\% = \frac{Z(\Omega)kVA_b}{10(kV_b)^2}$$

donde $Z(\Omega)$ es la impedancia total del conductor, cable o bus ducto.

Maquinas Rotatorias.

Las reactancias de las máquinas se expresan normalmente en términos de su valor en por ciento (% Xm) o en por unidad (Xpu) referidos a su valor nominal de potencia en kVA. Cualquiera de los valores de reactancia subtransitoria ($X''d$) o transitoria ($X'd$) se selecciona, dependiendo del tipo de cálculo de corto circuito. Como en algunas ocasiones la potencia de los motores se expresa en HP, su valor en kVA se puede determinar de acuerdo a las siguientes expresiones:

CLASE DE MÁQUINA	EXPRESIÓN MATEMÁTICA
Todas	$\frac{V_{nominal} \times I_{nominal}}{1000}$ (Valor Exacto)
Motores de Inducción y Motores Síncronos a 0.8 de Factor de Potencia	Valor de Potencia Nominal en HP. (Valor aproximado)
Motores Síncronos a Factor de potencia Unitario (1.0)	0.8 HP Nominales. (valor Aproximado)

Motores con Tensiones de Operación Mayores de 600 volts.

Los motores que operan con voltajes de 600 volts o mayores son por lo general de un valor elevado de potencia y pueden tener una contribución significativa durante el corto circuito. Los motores de 1,000 HP o potencias mayores, del orden de miles de HP, se deben considerar como elementos individuales, por lo que sus reactancias se deben determinar antes de que se inicie su estudio de corto circuito. En las plantas industriales grandes, en donde se tiene muchos motores de varios cientos de HP, ya sea en forma individual o agrupados en un bus, y apareciendo como una reactancia en el diagrama de impedancias.

En la tabla siguiente, se dan los valores aproximados de las reactancias, para motores de inducción de mas de 1,000 HP.

Valores Aproximados de Reactancias Para Motores De Inducción Grandes

La reactancia de corto circuito de un motor de inducción (o de un generador de inducción) expresada en por ciento a su propia base en kVA, se puede calcular de:

$$X''d = \frac{100}{\text{Número de veces la Corriente a Rotor Bloqueado}}$$

$$X''d = \frac{100}{6 \times I_{\text{nominal}}}$$

El valor de la reactancia de estas maquinas, cae aproximadamente (expresada en por ciento) dentro de los siguientes valores:

Rango de X''d: 15 – 25 Valor más común = 25 %

Valores De Reactancias Para Pequeños Motores Agrupados

En muchos estudios de corto circuito, el número y tamaño de los motores, ya sean de inducción y síncronos, no se conocen con precisión. Sin embargo, el valor de la corriente de corto circuito con que contribuyen estos motores, se debe estimar. En tales casos, la siguiente tabla de reactancias se usa para tomar en consideración un número elevado de motores pequeños de inducción o síncronos.

Reactancias para Pequeños Motores Agrupados.

Casos	Datos de los motores y otros elementos	Reactancia Subtransitoria X''d, %	Reactancia Transitoria X'd, %
1	600 Volts o menos – Inducción.	25	-
2	600 Volts o menos – Síncronos.	25	33
3	600 Volts o menos -. Inducción.	31	-
4	600 Volts o menos -. Síncronos. Incluyendo los conductores y el transformador reductor.	31	39
5	Motores arriba 600 Volts – Inducción	20	-
6	Motores arriba 600 Volts – Síncronos	15	25
7	Motores arriba 600 Volts – Inducción	26	-
8	Motores arriba 600 Volts – Síncronos. Incluyendo los conductores y transformador reductor		

Datos De Reactancia De Maquinas Síncronas Expresado En % A Su Propia Base En kVA.

A- Generadores	X''d		X'd	
	Rango	Medio	Rango	Medio
1- Turbo Generadores de Rotor Liso			No se usa en los cálculos de corto circuito	
2 polos, 625-9375 kVA	6-13	9		
2 polos, 1250 kVA o Mayores	8-12	10		
4 polos, 1250 kVA o Mayores	10-17	14		
2.- Generador de Polos Salientes (Sin devanado de amortiguamiento)			No se usa en los cálculos de corto circuito	
12 polos o menos	15-35	25		
14 polos o Más	25-45	35		
3.- Generador de Polos Salientes (Con devanado de amortiguadores)			No se usa en los cálculos de corto circuito	
12 polos o menos	10-25	18		
14 polos o Más	18-40	24		
B.- Condensadores síncronos	9-38	24		
C.- Motores síncronos				
4 polos	7-16	10	10-22	15
8-14 polos	11-22	15	17-36	24

Datos Para Transformadores De Subestaciones Integrales Y Unitarias.

KVA	Tipo Seco						En Aceite	
	440 V		2400 - 4800 V		6.9 - 15 kV		2.4 - 15 kV	
	% Z	X/R	% Z	X/R	% Z	X/R	% Z	X/R
75	3	0.83	6.2	2.15				
112.5	4.6	1.63	4.5	1.77	6.1	1.93		
150	5.5	2.08	4.2	1.95	5.3	2.33		
225	5.9	4.58	4.6	1.75	6.1	2.4	2.0	2.5
300	4.9	2.5	5.2	3.57	6.0	3.22	4.5	3.0
500	4.1	3.69	5.3	4.33	6.4	4.43	4.5	3.5
			2,400 - 15,000 V					
			% Z		X/R			
750	5.2	2.88	5.75		5.0		5.75	4.0
1000	4.7	3.46	5.75		3.7		5.75	4.75
1500			5.75		6.5		5.75	5.5
2000			5.75		7.2		5.75	9.0
2500			5.75		7.5		5.75	6.0

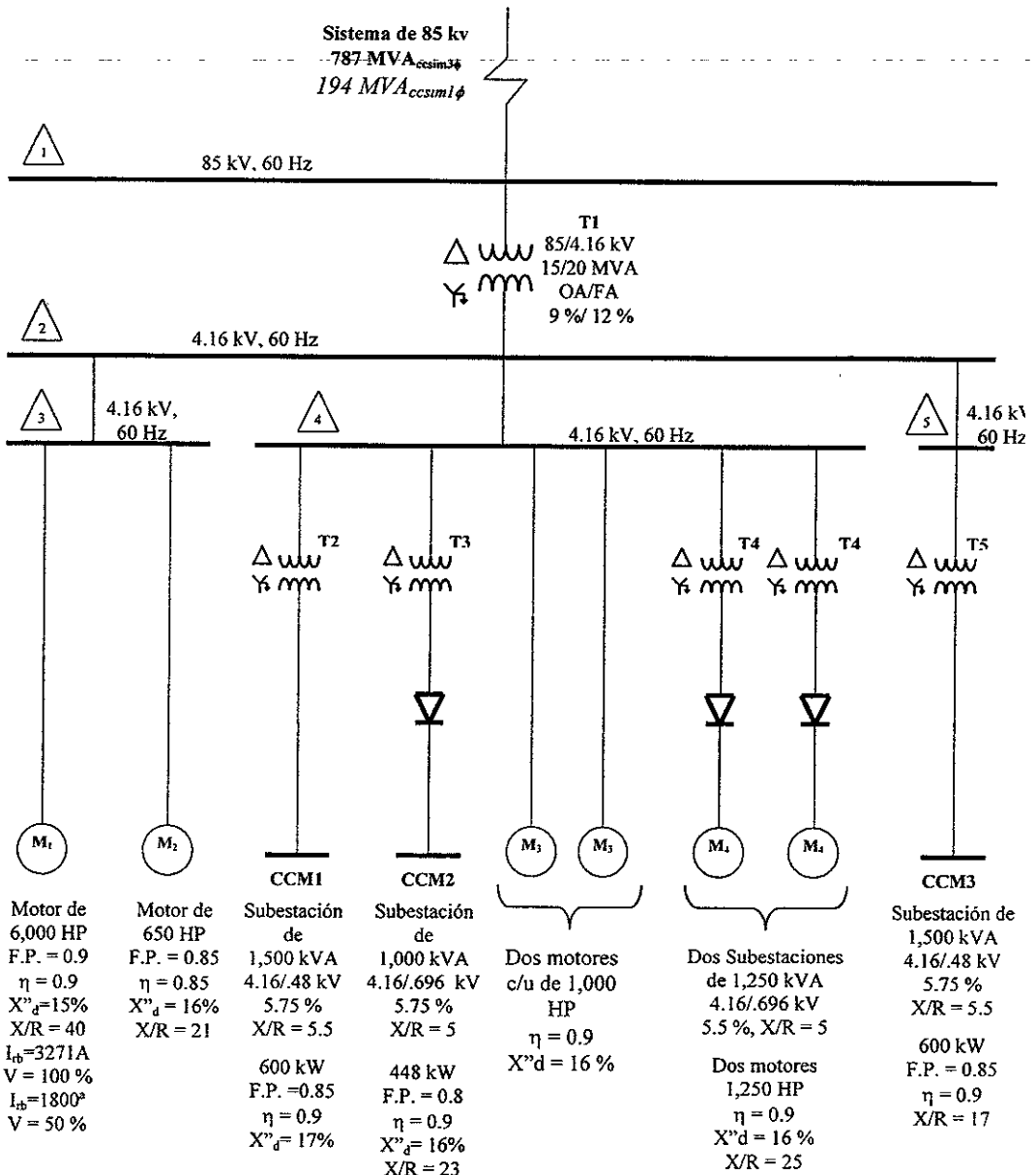
Motores de 600 Volts o Menores.

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

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

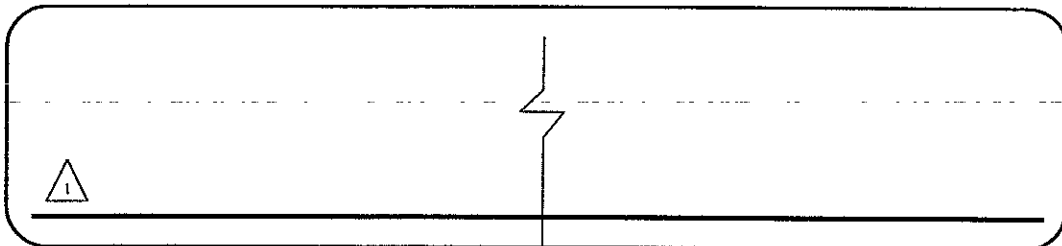
Cálculo de las corrientes de corto circuito del sistema eléctrico de la planta cementera

La siguiente figura nos muestra todas las fuentes de corriente de corto circuito y todos los elementos significantes.

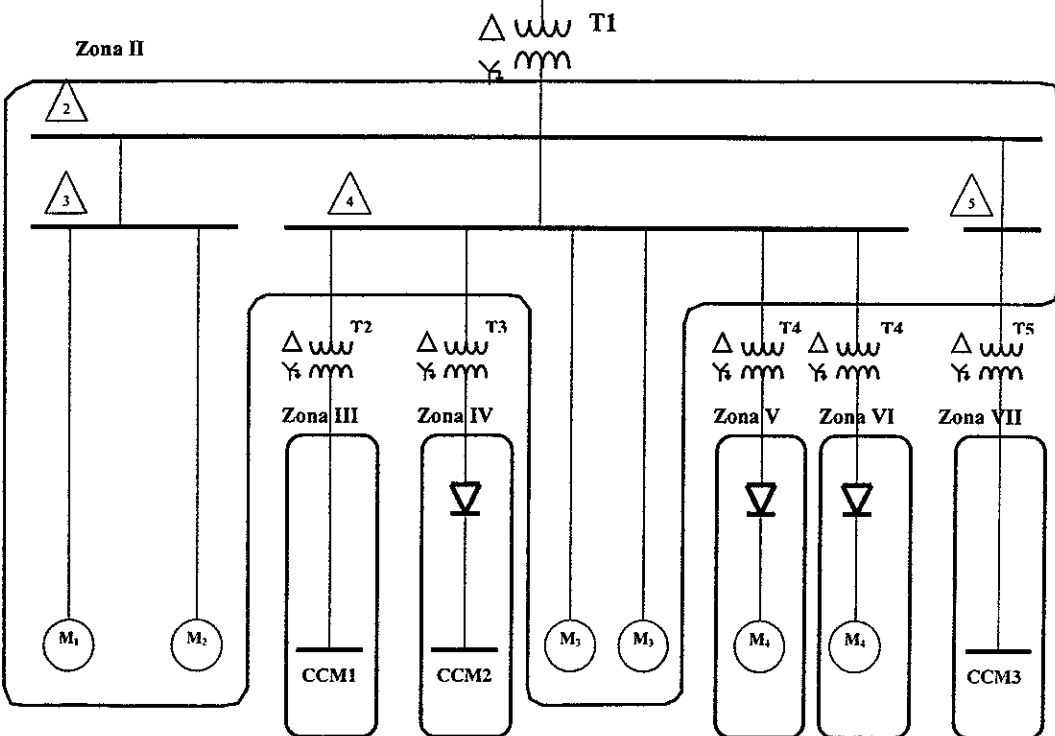


Definición de zonas por nivel de voltaje, cálculo en por unidad y cantidades base.

Zona I



Zona II



Se utilizarán 20 MVA y 4,160 V, como cantidades de potencia y voltaje base.

Para obtener la corriente base y la impedancia base empleamos las siguientes formulas:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{BZona}} \quad \text{y} \quad Z_B = \frac{kV_B^2}{MVA_B}$$

Zona Base	I	II	III	IV	V	VI	VII	Unidad
$S_{B3\phi}$	20	20	20	20	20	20	20	MVA
V_B	85	4.160	0.480				0.480	kV
I_B	135.85	2,775.72	24,056.26				24,056.26	A
Z_B	361.25	0.8652	0.01152				0.01152	Ω

Equivalentes del sistema y del circuito.

Reactancia del sistema y de maquinas rotatorias para calcular los valores de corriente de secuencia positiva, negativa y cero.

Sistema	$X_1 = X_2 = S_{B3\phi}/S_{CC3\phi} = 20/787 = j 0.02541$ $X_0 = (3/I_{CC1\phi}) - 2X_1 = (3/9.7) - 2(0.02541) = j 0.25845$
Carga 1 Motor de 6000 H.P.	$X_1 = X_2 = (15/100) (4.16/4.16)^2 (20/6) = j 0.5$ $X_0 = j 0.5$
Carga 2 Motor de 650 H.P.	$X_1 = X_2 = (16/100) (4.16/4.16)^2 (20/0.65) = j 4.923$ $X_0 = j 4.923$
Carga 3 CCM 600 kW	$X_1 = X_2 = (17/100) (4.16/4.16)^2 (20/0.706) = j 4.8166$ $X_0 = j 4.8166$
Carga 4	
Carga 5 Motor de 1000 H.P.	$X_1 = X_2 = (16/100) (4.16/4.16)^2 (20/1) = j 3.2$

	$X_0 = j 3.2$
Carga 6 Motor de 1000 H.P.	$X_1 = X_2 = (16/100) (4.16/4.16)^2 (20/1) = j 3.2$ $X_0 = j 3.2$
Carga 7	
Carga 8	
Carga 9 CCM 600 kW	$X_1 = X_2 = (17/100) (4.16/4.16)^2 (20/0.706) = j 4.8166$ $X_0 = j 4.8166$

Reactancia de elementos pasivos en p.u., 20 MVA base.

Transformador T ₁	$X_1 = X_2 = (9/100) (4.16/4.16)^2 (20/15) = j 0.12$ $X_0 = j 0.12$
Transformador T ₂	$X_1 = X_2 = (5.75/100) (4.16/4.16)^2 (20/1.5) = j 0.7666$ $X_0 = j 0.7666$
Transformador T ₃	$X_1 = X_2 = (5.75/100) (4.16/4.16)^2 (20/1) = j 1.15$ $X_0 = j 1.15$
Transformador T ₄	$X_1 = X_2 = (5.5/100) (4.16/4.16)^2 (20/1.25) = j 0.88$ $X_0 = j 0.88$
Transformador T ₅	$X_1 = X_2 = (5.5/100) (4.16/4.16)^2 (20/1.25) = j 0.88$ $X_0 = j 0.88$
Transformador T ₆	$X_1 = X_2 = (5.75/100) (4.16/4.16)^2 (20/1.5) = j 0.7666$ $X_0 = j 0.7666$
Conductor 1	$X_1 = X_2 = (0.01042/361.25) = j 0.000028844$ $X_0 = j 0.000086532$
Conductor 2	$X_1 = X_2 = (0.000432/0.8652) = j 0.0004993$ $X_0 = j 0.0001497$
Conductor 3	$X_1 = X_2 = (0.00611/0.8652) = j 0.070613$ $X_0 = j 0.21184$
Conductor 4	$X_1 = X_2 = (0.00916/0.8652) = j 0.10586$ $X_0 = j 0.31758$
Conductor 5	$X_1 = X_2 = (0.01748/0.8652) = j 0.2020$ $X_0 = j 0.606$

Diagramas de Reactancias

Diagrama de reactancias de secuencia positiva y negativa

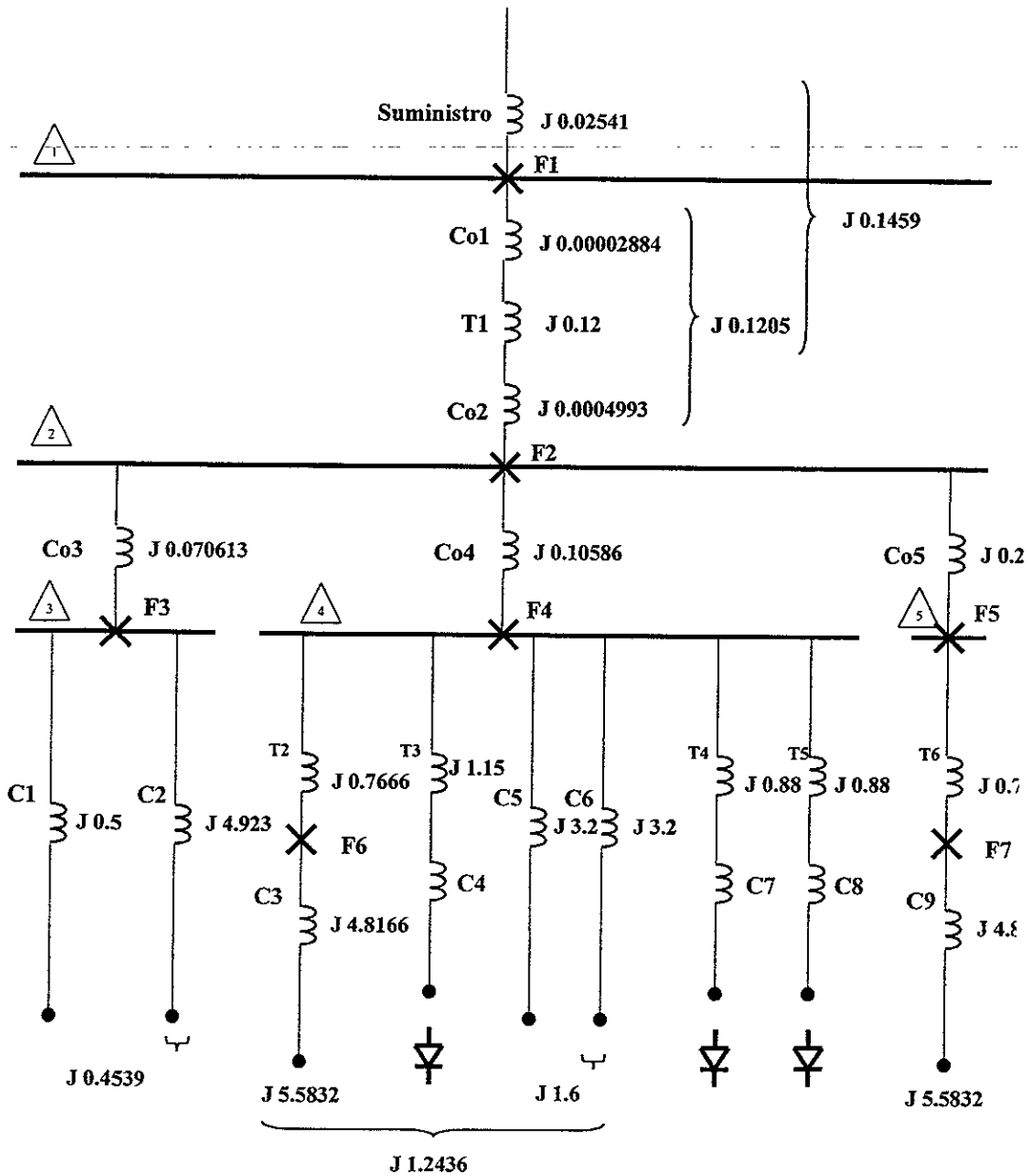
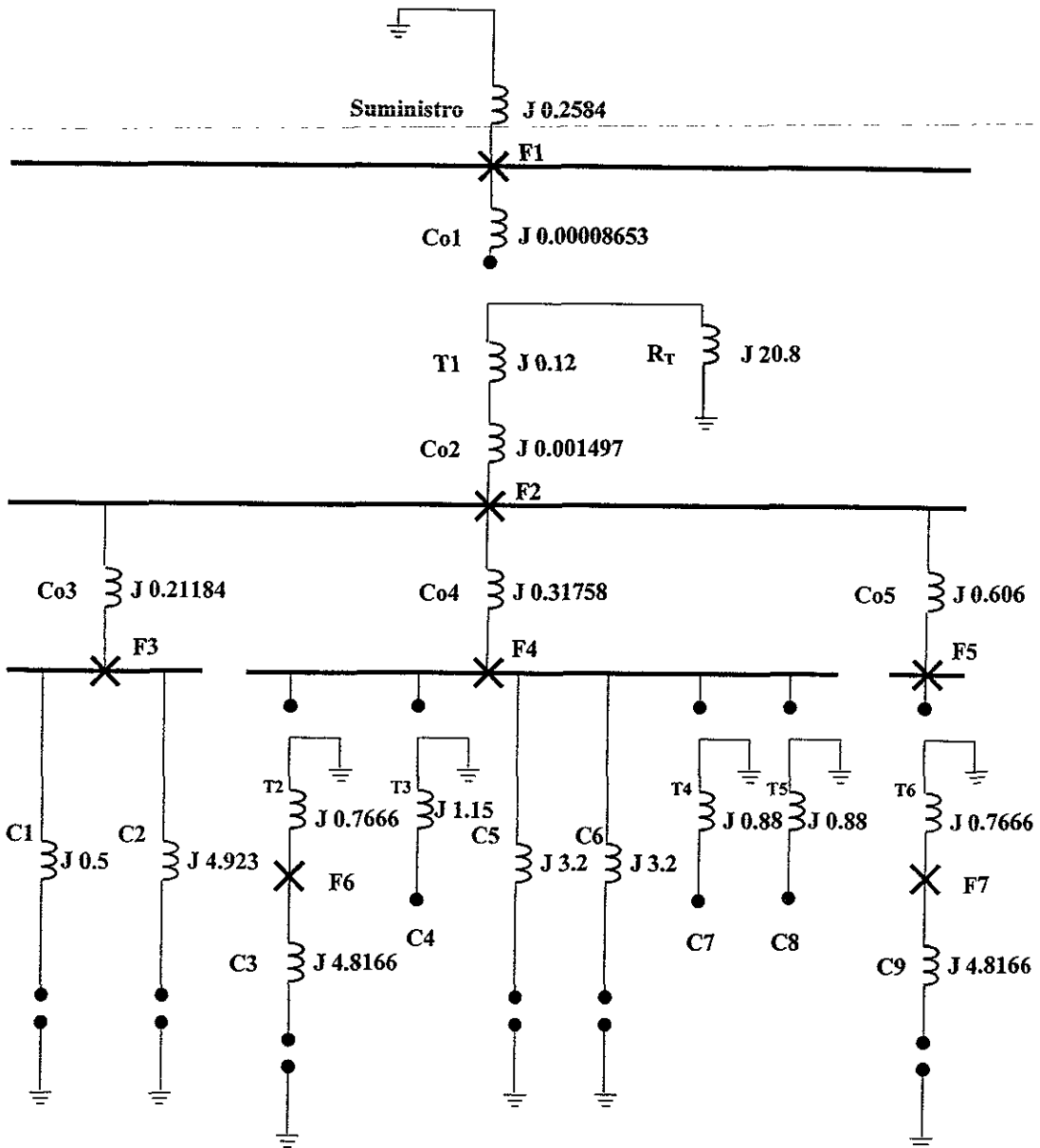


Diagrama de reactancias de secuencia cero

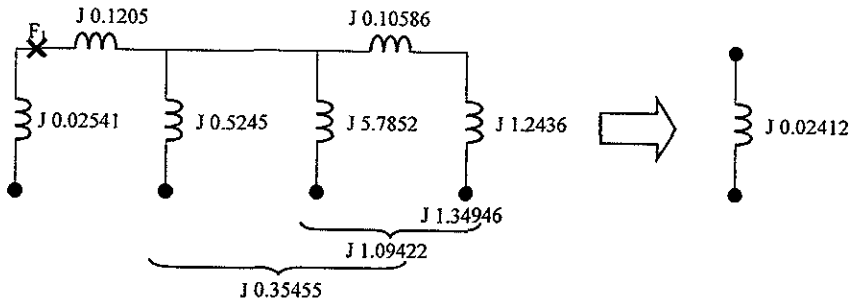


Equivalente de Thevenin en los puntos de falla.

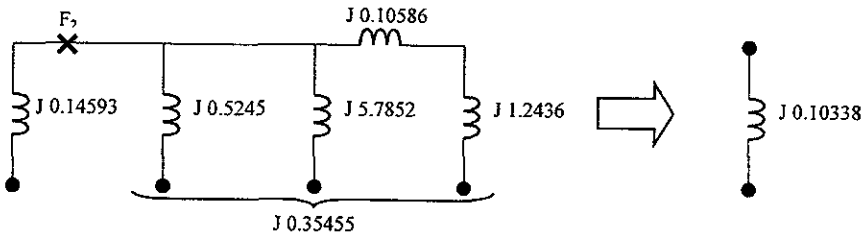
Equivalente de Thevenin de Secuencia Positiva(+) y Negativa(-).

Como las ramas donde se encuentran las cargas C_4 , C_7 y C_8 no aportan corriente de falla debido a los rectificadores, no son tomadas en cuenta para los cálculos de corriente de falla en los punto indicados.

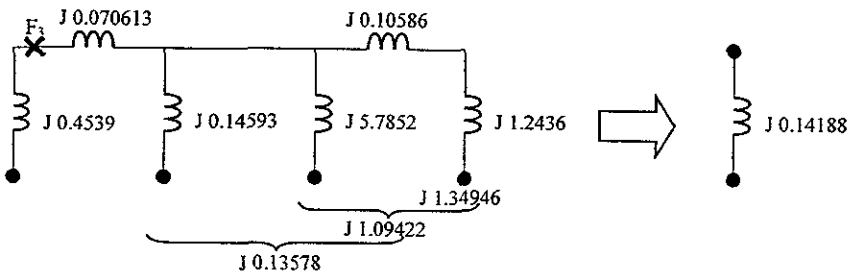
Equivalente Thevenin de Secuencia Positiva y Negativa en el punto F_1 .



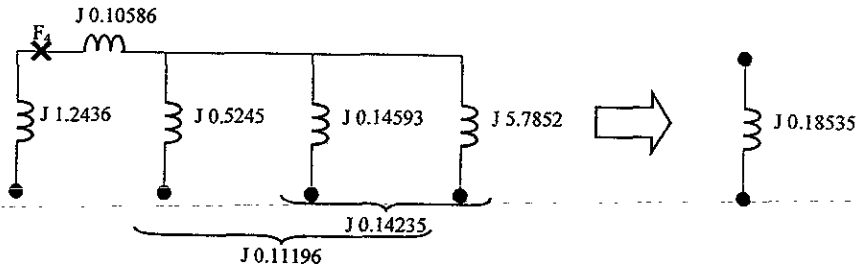
Equivalente Thevenin de Secuencia Positiva y Negativa en el punto F_2 .



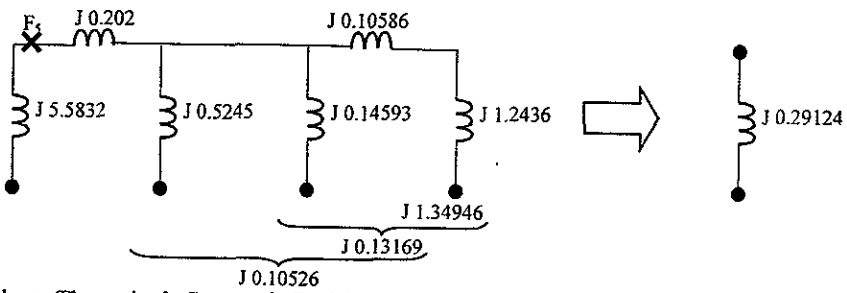
Equivalente Thevenin de Secuencia Positiva y Negativa en el punto F_3 .



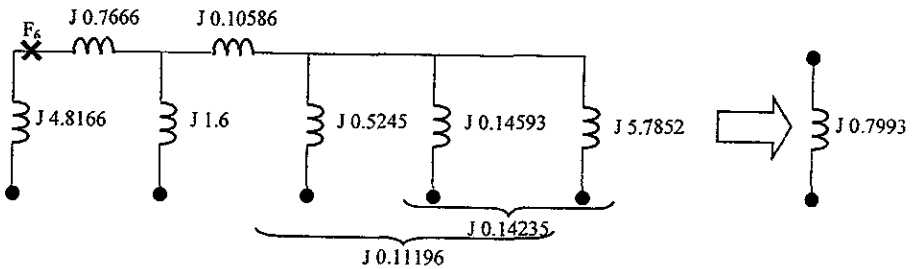
Equivalente Thevenin de Secuencia Positiva y Negativa en el punto F₄.



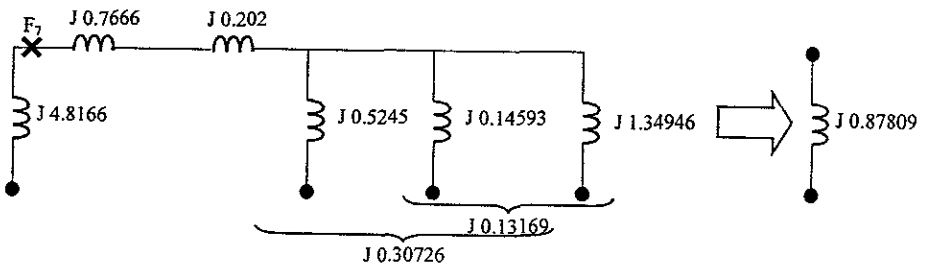
Equivalente Thevenin de Secuencia Positiva y Negativa en el punto F₅.



Equivalente Thevenin de Secuencia Positiva y Negativa en el punto F₆.

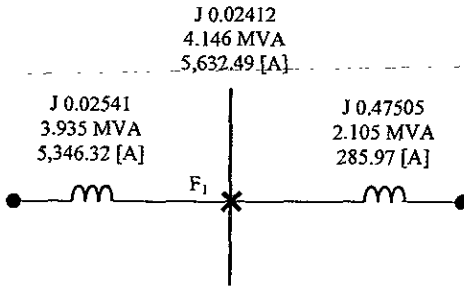


Equivalente Thevenin de Secuencia Positiva y Negativa en el punto F₇.

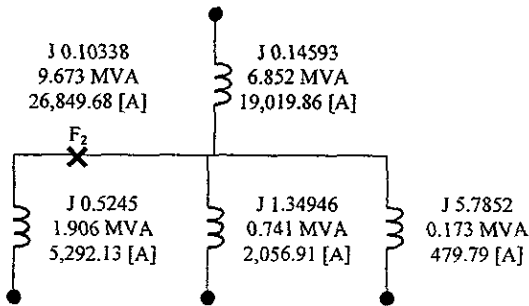


Cálculo de Contribuciones de Secuencia Positiva y Negativa.

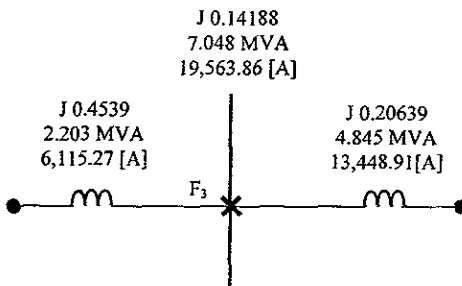
Falla F₁.



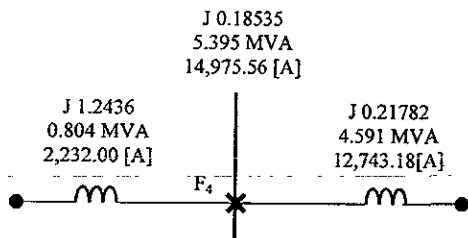
Falla F₂.



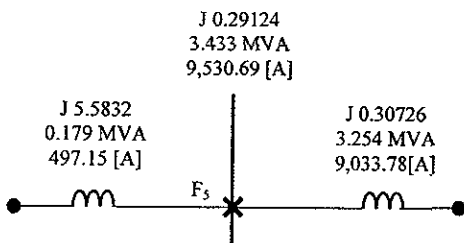
Falla F₃.



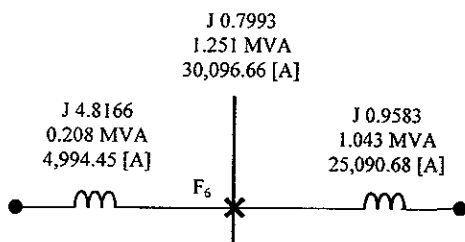
Falla F₄.



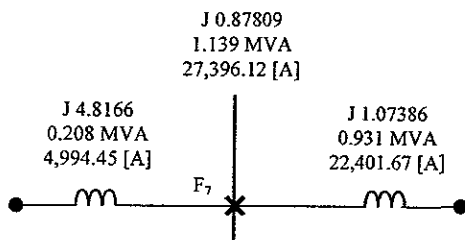
Falla F₅.



Falla F₆.

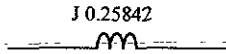


Falla F₇.

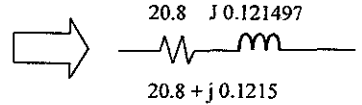
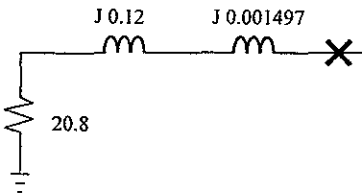


Equivalente de Thevenin de Secuencia Cero(0)

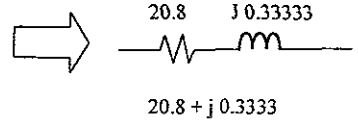
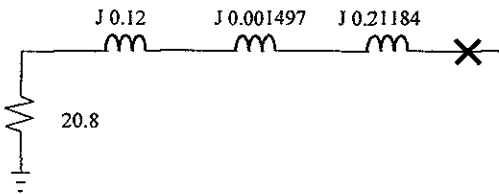
Equivalente de Thevenin de Secuencia Cero en el punto F₁.



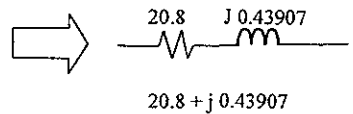
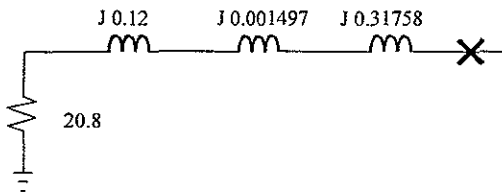
Equivalente de Thevenin de Secuencia Cero en el punto F₂.



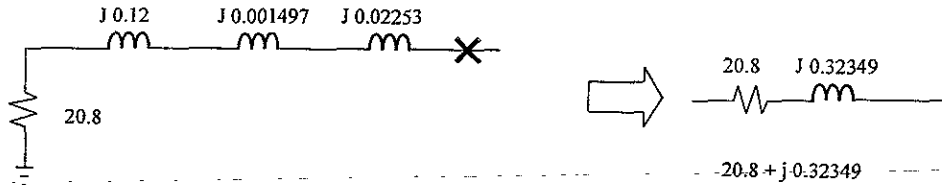
Equivalente de Thevenin de Secuencia Cero en el punto F₃.



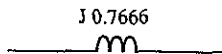
Equivalente de Thevenin de Secuencia Cero en el punto F₄.



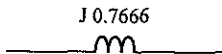
Equivalente de Thevenin de Secuencia Cero en el punto F₅.



Equivalente de Thevenin de Secuencia Cero en el punto F₆.



Equivalente de Thevenin de Secuencia Cero en el punto F₇.



Determinación de las corrientes de falla trifásica y monofásica

Obtención de la Corriente Trifásica

$$I_{3\phi} = Z^{-1} I_{BASE}$$

Corriente de Falla Trifásica en el punto F₁. $I = (j 0.02412)^{-1}(135.84) = 5,621.0[A]$

Corriente de Falla Trifásica en el punto F₂. $I = (j 0.10338)^{-1}(2,775.72) = 26,849.7[A]$

Corriente de Falla Trifásica en el punto F₃. $I = (j 0.14188)^{-1}(2,775.72) = 19,563.8[A]$

Corriente de Falla Trifásica en el punto F₄. $I = (j 0.18535)^{-1}(2,775.72) = 14,975.6[A]$

Corriente de Falla Trifásica en el punto F₅. $I = (j 0.29124)^{-1}(2,775.72) = 9,530.69A$

Corriente de Falla Trifásica en el punto F₆. $I = (j 0.79927)^{-1}(24,056.26) = 30,097.5[A]$

Corriente de Falla Trifásica en el punto F₇. $I = (j 0.87809)^{-1}(24,056.26) = 27,396.12[A]$

Obtención de la Corriente Monofásica

$$I_{1\phi} = \frac{3}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{3}{2Z_1 + Z_0}$$

Corriente de Falla Monofásica en el punto F₁.

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2(j0.02412) + j0.2584} = \frac{3}{j0.3066}$$

$$I_{1\phi} = 9.7834 \angle -90$$

$$I_{1\phi} = 9.7834 (135.84) = 1,329.07 \text{ [A]}$$

Corriente de Falla Monofásica en el punto F₂.

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2(j0.10338) + 20.8 + j0.12149} = \frac{3}{20.8 + j0.32825}$$

$$I_{1\phi} = 0.1442 \angle -0.904$$

$$I_{1\phi} = 0.1442 (2,775.72) = 400.34 \text{ [A]}$$

Corriente de Falla Monofásica en el punto F₃.

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2(j0.14188) + 20.8 + j0.3333} = \frac{3}{20.8 + j0.61706}$$

$$I_{1\phi} = 0.1442 \angle -1.7$$

$$I_{1\phi} = 0.1442 (2,775.72) = 400.34 \text{ [A]}$$

Corriente de Falla Monofásica en el punto F₄.

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2(j0.18535043) + 20.8 + j0.439074} = \frac{3}{20.8 + j0.80977}$$

$$I_{1\phi} = 0.1442 \angle -2.23$$

$$I_{1\phi} = 0.1442 (2,775.72) = 400.34 \text{ [A]}$$

Corriente de Falla Monofásica en el punto F₅.

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2(j0.29129) + 20.8 + j0.32349} = \frac{3}{20.8 + j0.90597}$$

$$I_{1\phi} = 0.1442 \angle -2.5$$

$$I_{1\phi} = 0.1442 (2,775.72) = 400.34 \text{ [A]}$$

Corriente de Falla Monofásica en el punto F₆.

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2(j0.81737) + j0.7666} = \frac{3}{j2.40134}$$

$$I_{1\phi} = 1.2493 \angle -90$$

$$I_{1\phi} = 1.2493 (24,056.26) = 30,053.48 \text{ [A]}$$

Corriente de Falla Monofásica en el punto F₇.

$$I_{1\phi} = \frac{3}{2(j0.87809) + j0.7666} = \frac{3}{j2.52278}$$

$$I_{1\phi} = 1.18916 \angle -90$$

$$I_{1\phi} = 1.18916 (24,056.26) = 28,606.74 \text{ [A]}$$

Tabla de Resultados

Punto	I _{cc3φ} [A]	I _{cc1φ} [A]
F ₁	5,621.0	1,329.07
F ₂	26,849.7	400.34
F ₃	19,563.86	400.34
F ₄	14,975.56	400.34
F ₅	9,530.69	400.34
F ₆	30,097.5	30,053.48
F ₇	27,396.12	28,606.74

CAPITULO V

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Criterios Generales De Protección De Los Sistemas Eléctricos

Las condiciones de operación anormales contra las que se deben proteger los sistemas eléctricos, son el **corto circuito** y las **sobrecargas**. El corto circuito puede tener su origen en distintas formas, por ejemplo, fallas de aislamiento, fallas mecánicas en el equipo, fallas en el equipo por sobrecargas excesivas, etc. Las sobrecargas se pueden presentar también por cargas muy simples, como pueden ser instalaciones inapropiadas, operación incorrecta del equipo, por ejemplo arranques frecuentes de motores, ventilación deficiente, períodos largos de arranque de motores, etc.

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

- Aislar rápidamente la porción afectada del sistema, de tal forma que se minimice el efecto y se mantenga el servicio tan normal como sea posible.
- Reducir tanto como sea posible el valor de la corriente de corto circuito para reducir los daños potenciales al equipo o partes de la instalación.
- Proveer al sistema siempre que sea posible, de medios de recierre automático, para minimizar la interrupción del servicio durante fallas de tipo transitorio.

De acuerdo a lo anterior, la función de un sistema de protección, se puede definir como: “La detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema, ya sea que ocurra un corto circuito, o bien otra condición anormal que pueda producir daño a la parte afectada, al personal o a la carga que se alimenta”.

La coordinación, es la selección y ajuste, de los dispositivos de protección, para aislar la parte afectada del sistema cuando ocurra alguna anomalía. Este debe ser un aspecto importante que se debe considerar en cualquier sistema eléctrico bien diseñado.

Equipo Básico De Protección

Para aislar un corto circuito o una sobrecarga, se requiere de la aplicación de equipo de protección que pueda cumplir con ambas funciones, sensor y desconectar la parte afectada del sistema. En algunos casos, el elemento sensor y el dispositivo de interrupción son elementos completamente separados e interconectados solo por los cables de control.

En otros casos, los sensores y los dispositivos de interrupción se encuentran en un mismo dispositivo.

Un fusible cumple con ambas funciones, es un elemento sensor y de interrupción. Se conecta en serie con el circuito y responde a los efectos térmicos producidos por la circulación de corriente a través del mismo.

Los interruptores son solo dispositivos de interrupción que se deben utilizar necesariamente como elementos sensores (relevadores).

Dispositivos De Protección Contra Sobrecorrientes.

Los sistemas eléctricos están diseñados para suministrar en forma continua energía eléctrica a equipos o dispositivos que deben ser alimentados, por lo que la confiabilidad del servicio es un aspecto muy importante. Por ejemplo, la alimentación a las computadoras con bancos de memoria, o a los servicios médicos y áreas experimentales. El gran riesgo de estos servicios, está en que el flujo de corriente tenga un valor mayor que el que deba circular por el mismo.

Estas corrientes se conocen por lo general, como “sobrecorrientes” y se originan por distintas causas, pero para fines prácticos se clasifican como: Sobrecargas y Corto Circuito.

Sobrecargas.

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

Las sobrecargas se pueden producir de distintas maneras, por ejemplo, en el circuito de un motor, las chumaceras del motor o las chumaceras del equipo que acciona el motor pueden requerir lubricación y por lo tanto, operar caliente. Esto hace que se transmita calor sobre el eje y puede ejercer cierto frenado, lo cual se traduce como una sobrecarga, ya que no puede girar a su velocidad y se puede dar el caso de que pare totalmente.

El exceso de corriente que demanda es “visto” por el dispositivo de protección de sobrecorriente, como una sobrecarga.

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

Cortocircuito.

El corto circuito se puede definir como una corriente que se encuentra fuera de sus rangos normales. Algunos corto circuitos no son mayores que las corrientes de carga, mientras que otros pueden exceder muchas veces su valor.

Un corto circuito se puede originar de distintas maneras, por ejemplo, la vibración del equipo puede producir en algunas partes, pérdida de aislamiento, de manera que los conductores queden expuestos al contacto entre sí o a tierra. Cualquiera que sea la causa, los corto circuitos son por lo general, el resultado de una ruptura dieléctrica del aislamiento, esta ruptura se puede presentar ya sea que el aislamiento sea de hule, madera, cinta de lino barnizada o bien una distancia en aire.

El corto circuito tiene por lo general tres efectos:

- *Arco Eléctrico.* Se puede presentar en un rango de unos cuantos hasta miles de amperes. El efecto de la falla es muy dramático, ya que el arco quema prácticamente todo lo que se encuentra en su trayectoria.
- *Calentamiento.* Cuando un corto circuito tiene una gran magnitud de corriente, causa severos efectos de calentamiento, por ejemplo, una corriente de falla de 15 kA en un conductor de cobre calibre 6 AWG, produce una elevación de temperatura de 205 °C en menos de un ciclo de duración de la falla, estas temperaturas podrían iniciar el fuego en algunos materiales vecinos.
- *Esfuerzos Magnéticos.* Debido a que un campo magnético se forma alrededor de cualquier conductor cuando circula por él una corriente, se puede deducir fácilmente que cuando circula una corriente de corto circuito de miles de amperes, el campo magnético se incrementa muchas veces y los esfuerzos magnéticos producidos son significativamente mayores.

Aplicación de Relevadores de Sobrecorriente.

En la mayoría de las aplicaciones, varios relevadores o elementos individuales deben estar asociados con cada interruptor para estar seguros de tener la discriminación necesaria para operar durante condiciones de falla y varios elementos puedan para conveniencia de los usuarios estar montados en un gabinete común. Como ejemplo, un relevador de corriente de tiempo inverso de falla a tierra y dos relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso pueden estar asociados con elementos direccionales y montados en un gabinete común. De similar manera, con el mismo planteamiento, un gabinete sencillo junto al interruptor puede mostrar un diagrama el cual indique que el relevador consiste de un grupo asociado de elementos relevadores.

Los relevadores de sobrecorriente permiten discriminar y operar durante condiciones de falla en los sistemas eléctricos de las siguientes maneras:

- (a) Monitoreando solo niveles de corriente, p.ej. Graduación de corriente;
- (b) Introducción de un retraso de tiempo en la operación, p.ej. Graduación en tiempo,
- (c) Combinando un retraso de tiempo de operación con la comprobación de la dirección de flujo de corriente.

Protección por Nivel de Corriente.

La protección por nivel de corriente puede ser utilizada para obtener la correcta discriminación en circuitos donde exista una diferencia considerable en el rango de corriente de falla contra el rango de corriente de las secciones de la red. Esta situación puede presentarse cuando exista una unidad de alta impedancia entre dos secciones. Esto es ilustrado en la figura 22. La corriente en la carga del circuito en caso de falla en esta (punto F_1) puede ser limitada por el valor de corriente debido a la impedancia del transformador, T. El valor de la corriente del alimentador del devanado primario del transformador para esta condición puede por consiguiente ser mucho más pequeña que la corriente que fluirá en el caso de falla en el circuito primario en el punto F_2 .

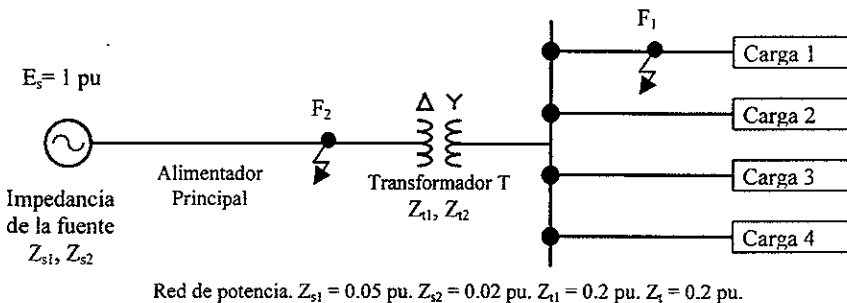


Fig. 22 Protección por nivel de corriente

Para ilustrar esto, las corrientes que fluirán en el alimentador principal de la red mostrada durante una falla trifásica o una falla entre fases en el punto F_1 y F_2 sería como se muestra:

Falla trifásica en el punto F_2

$$I = \frac{E_s}{Z_{s1}} = 20 \text{ pu}$$

$$\text{Falla trifásica en el punto } F_1 \quad I = \frac{E_s}{Z_{s1} + Z_{t1}} = 4 pu$$

$$\text{Falla Entre Fases en el punto } F_2 \quad I = \frac{\sqrt{3}E_s}{Z_{s1} + Z_{s2}} = 24.75 pu$$

$$\text{Falla Entre Fases en el punto } F_1 \quad I = \frac{\sqrt{3}E_s}{Z_{s1} + Z_{t1} + Z_{s2} + Z_{t2}} = 3.69 pu$$

Los valores anteriores están basados en el valor del alimentador principal. Si cada una de las cargas tiene el mismo valor de VA, el valor del alimentador principal será cuatro veces el valor de cada carga del circuito y por consiguiente, en caso de falla en el punto F1 el valor en por unidad de la corriente en la carga será cuatro veces el valor del cable del alimentador, p.ej. Para las fallas trifásica y entre fases en el punto F1, las corrientes en por unidad en el conductor fallado serán 16 pu y 14.76 pu respectivamente.

En las circunstancias anteriores los relevadores de sobrecorriente pueden ser utilizados en las cargas con corrientes de disparo de 150% o 1.5 pu para protegerlas contra fallas o sobrecargas continuas. Para tener una correcta operación y un rápido aislamiento de la falla, los relevadores instantáneos calibrados al 500% o 5 pu pueden ser empleados en el alimentador principal. Como complemento se pueden utilizar relevadores de corriente de tiempo inverso para eliminar sobrecargas constantes del alimentador principal.

Con el transformador en delta-estrella mostrado en la figura 22, las corrientes de secuencia cero no fluirán en el circuito alimentador como resultado de fallas a tierra en las cargas. Debido a esto los relevadores instantáneos de falla a tierra se calibrarán a corrientes pequeñas y pueden ser utilizados en el alimentador principal y las cargas sin perder selectividad.

El emplear la protección por nivel de corriente tiene un número limitado de aplicaciones pero, por su simplicidad, los relevadores instantáneos con distintos rangos de calibración pueden ser empleados cuando sea posible. Siendo utilizados frecuentemente en las cargas de arreglos radiales, la protección por nivel de corriente y otros métodos son empleados en circuitos localizados cerca de la fuente de generación.

Protección por tiempo utilizando relevadores con tiempos de operación definidos.

En arreglos donde existen varias secciones conectadas en serie sin impedancias significativas en sus uniones y donde la impedancia de la fuente es mayor que las impedancias de las secciones, habrá una pequeña diferencia entre los niveles de corriente que fluirán durante las fallas en los diferentes puntos del sistema. En estas circunstancias, la protección por nivel de corriente no eliminaría satisfactoriamente las fallas en el arreglo realizado.

El correcto aislamiento puede, sin embargo, obtenerse durante condiciones de falla utilizando relevadores calibrados para que operen después de un retardo de tiempo. La diferencia de tiempo entre los relevadores asociados con las secciones adyacentes puede eliminarse dando el suficiente tiempo de apertura y libramiento de la falla al interruptor apropiado en su sección antes de que el interruptor de la sección contigua inicie su ciclo de apertura. En la práctica, los intervalos de calibración de 0.5 seg. son adecuados, este es el intervalo utilizado en el circuito mostrado en la figura 23, para la protección de arreglos que tengan varias líneas cortas en serie. Por esta discriminación es determinada solo por el grado, los relevadores individuales de sobrecorriente pueden ser determinados a cualquier nivel deseado sobre el rango de corriente del circuito. Similarmente los relevadores de fallas a tierra pueden ser independientemente calibrados a niveles de sensibilidad deseados.

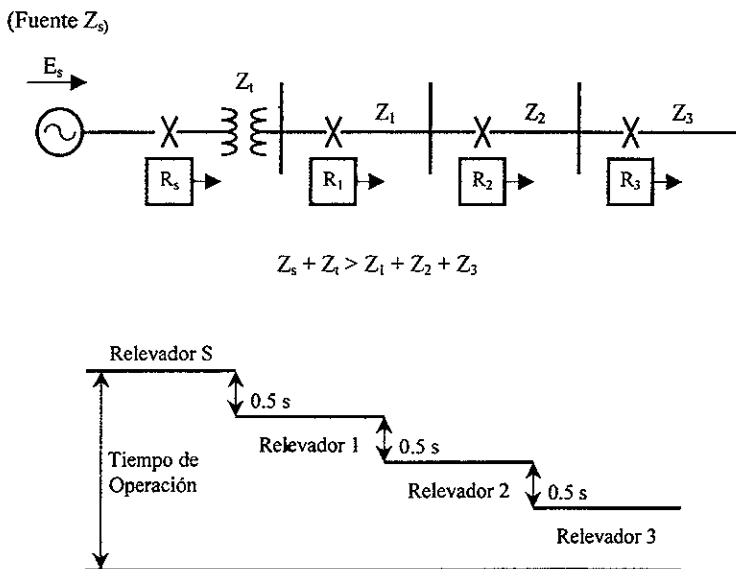


Fig. 23 Protección con relevadores de tiempo definido

Es reconocido que los relevadores utilizados cerca de la fuente en arreglos con varias secciones conectadas en serie pueden tener tiempos altos de operación para fallas en las secciones que ellos protegen porque estas fallas pueden ser de niveles de corriente que pueden presentarse por periodos cortos. Esto evidencia por consiguiente que se piense que es muy sencillo seleccionar los tiempos de operación necesarios para que la correcta operación sea conseguida cuando los relevadores con curvas de tiempo definido sean usados, estos tienen la deficiencia de que su uso está restringido a arreglos con pocas secciones conectadas en serie.

Protección por tiempo utilizando relevadores de corriente con características de tiempo inverso.

En sistemas como el que se muestra en la siguiente figura 24 (a), donde la impedancia entre la fuente de fuerza electromotriz e.m.f. (E_s) y de entrada al final de la sección protegida es pequeña comparado con la impedancia (Z_{ps}) de la sección protegida, donde existirá una variación significativa en los niveles de corriente de fallas con sus posiciones en la sección protegida. Para los casos extremos de fallas local y remotas del final de la sección protegida, las corrientes podrán ser:

$$I_l = \frac{E_s}{Z_s} \quad \text{y} \quad I_r = \frac{E_s}{Z_s + Z_{pr}}$$

respectivamente. Tomando como ejemplo, la situación donde $Z_{ps} = 5Z_s$ la corriente (I_l) para una falla local será seis veces el valor de la falla remota (I_r). En estas circunstancias, y si los relevadores con características netamente inversas de tiempo/corriente son utilizados (p.ej. $1/t \propto I$ o $I_t = \text{cte.}$), el tiempo de operación para fallas locales será un sexto del valor para fallas remotas. El comportamiento que obtendremos con la aplicación de estos relevadores al sistema con tres líneas conectadas en serie, teniendo márgenes de discriminación de 0.5 seg., se muestran en la figura 24 (b). Comprendido este comportamiento es más conveniente que el que se obtiene de utilizar relevadores con características de tiempo definido debido a que las grandes fallas se interrumpen más rápido.

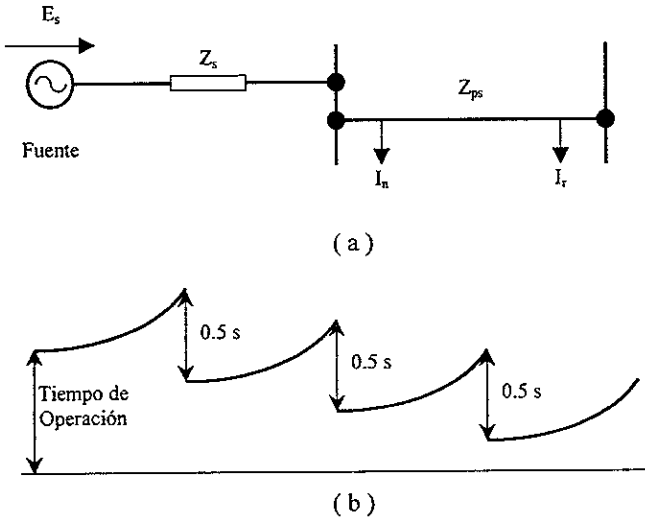


Fig. 24 Protección con relevadores de tiempo inverso

La energía que circulara durante condiciones de falla puede ser tomada proporcionalmente a I^2t y en esta base la energía que circula en el ejemplo anterior puede ser seis veces mayor para fallas locales que para fallas remotas de la línea. Esta situación puede ser considerada como inaceptable y esta puede evitarse utilizando relevadores en los cuales la constante de operación sea I^2 (p.ej. $t^2 \propto 1/I^2$). Los relevadores con estas características de tiempo podrán también tener una mejor discriminación para actuar en aplicaciones donde las secciones a proteger tengan una baja impedancia y donde, como resultado, las corrientes durante fallas no sean afectadas considerablemente por la posición de la falla. En estas circunstancias, una mayor sensibilidad de estos relevadores para esas diferencias de corriente sería benéfica.

Para circuitos con fuentes de salida de baja potencia (Volt-Ampere) o en los cuales algunos circuitos son remotos de sus fuentes, los valores efectivos de la impedancia de la fuente pueden ser altos y el comportamiento obtenido cuando se usan relevadores de corriente con características de tiempo inverso no serán significativamente mejores que aquellos relevadores con retardo de tiempo proveerían. En estas condiciones, estos últimos relevadores pueden ser empleados en secciones remotas de la fuente mientras que los relevadores de corriente con característica de tiempo inverso pueden ser usados en el resto del circuito.

Se puede apreciar de lo visto en el párrafo anterior que el relevador de corriente de tiempo inverso no es el ideal para todas las aplicaciones. Ciertamente el más utilizado es el relevador de corriente de tiempo inverso que tiene las características que un relevador de inducción provee, cuyo comportamiento es el especificado en la siguiente tabla. Este es designado ahora como el estándar de la característica inversa normal. Las compañías manufactureras tienen que continuar produciendo relevadores con estas características para remplazar los existentes o para su uso en extensiones de redes donde estos sean esenciales para proveer una correcta discriminación con los relevadores ya instalados.

Múltiplos de la corriente de disparo	1.3	2	5	10	20 ó más
Tiempo (s)	∞	10	4.3	3.0	2.2

Relevadores con otras características, sin embargo, están disponibles, los fabricantes en Estados Unidos han introducido al mercado dos, uno designado ‘muy inverso’ y el otro ‘extremadamente inverso’, este último provee una aproximación a la constante I^2t , referida anteriormente. Estos relevadores, como aquellos con las características inversas, no operan antes de ciertos niveles de corriente y tienen un arreglo o un tiempo mínimo de operación definido sobre ciertos niveles de corriente. Las curvas relacionadas con las características mencionadas anteriormente se pueden observar en la figura 25, en la cual cada una de las curvas es para un tiempo múltiplo de la unidad de corriente nominal. En la práctica, el diseño puede ser adaptado a algunas aplicaciones teniendo algunos relevadores con una característica definida y otra como complemento.

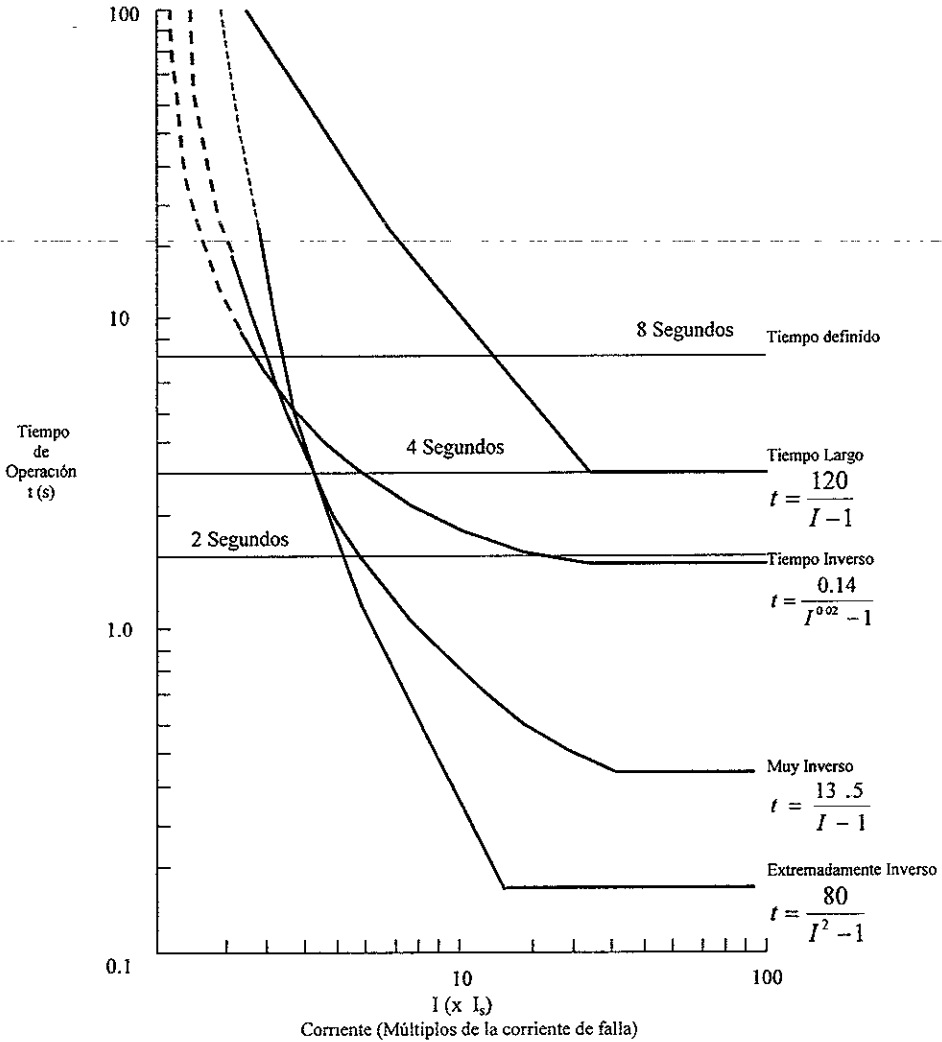


Fig. 25 Características de tiempo inverso

Se puede apreciar de los comentarios anteriores que es más difícil escoger la curva necesaria de los relevadores de corriente de tiempo inverso, que los que van a ser empleados con retardo de tiempo definido. Para estar seguros de la correcta discriminación que se obtendrá bajo todas las condiciones en una red en particular un estudio del comportamiento de esta debe hacerse primero para determinar las corrientes que fluirían en sus diferentes secciones, en el caso de falla en diferentes puntos de esta. Debido a que los tiempos de operación son relativamente largos, los cálculos de las condiciones normales de operación se realizan utilizando las técnicas establecidas como la de las componentes simétricas.

Equipos de Protección Contra Sobrecorrientes.

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, son los elementos que han sido contemplados para proteger los sistemas eléctricos de los daños por sobrecarga y corrientes de corto circuito.

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

De aquí que casi todos los circuitos eléctricos deban tener protección contra sobrecorriente en alguna de sus formas.

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

- Ser completamente automáticos.
- Transportar la corriente nominal sin interrupción.
- Interrumpir inmediatamente las sobrecorrientes.
- Ser fácilmente reemplazables o restablecidos.
- Ser seguros bajo condiciones normales y de sobrecorriente.

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

- Debe ser capaz de cerrar en forma segura sobre cualquier valor de corriente de carga o corriente de falla, dentro del rango de capacidad momentánea del dispositivo.
- Debe ser seguro para abrir cualquier corriente que pueda circular dentro del rango de interrupción del dispositivo.
- Debe interrumpir automáticamente un flujo anormal de corriente dentro de su capacidad interruptiva.

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

- Los interruptores.
- Los Fusibles.

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

- Interruptores en aire. – Tienden a ser usados en instalaciones interiores, y como su nombre lo indica, interrumpen solo con aire entre sus contactos.
- Interruptores en vacío. – Interrumpen en cámaras de vacío. Dentro de las ventajas que tiene se pueden numerar:
 - ❖ Son más rápidos para extinguir el arco.
 - ❖ Producen menos ruido durante su operación.
 - ❖ El tiempo de vida de los contactos es mayor.
 - ❖ Elimina o reduce sensiblemente el riesgo de explosiones potenciales por presencia de gases o líquidos.
 - ❖ Mantenimiento reducido.
 - ❖ Se utilizan casi en cualquier lugar.
- Interruptores en aceite. – Son los de más uso en voltajes de 13.8 kV y superiores hasta 115 kV. Se utilizan principalmente en instalaciones tipo exterior. Este tipo de interruptor es básicamente un recipiente que contiene aceite, dentro del cual se instalan los contactos y el mecanismo de operación, de tal forma, que el arco eléctrico, que se forma se extingue por medio del aceite.
- Interruptores en gas. – Los interruptores en gas (normalmente SF₆) se utilizan en instalaciones de alta y extra alta tensión (hasta 765 kV), usan un gas inerte en él modulo de interrupción, los cuales representan las cámaras llenas de gas donde tiene lugar la separación o el cierre de los contactos.

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

Fusibles para sistemas arriba de 600 V.- Estos se dividen principalmente en:

- Fusibles de potencia limitadores de corriente. – Este tipo de fusibles está diseñado para fundirse antes de que la corriente de corto circuito tenga tiempo de alcanzar su valor pico, por lo tanto, limitan la corriente a niveles seguros para el equipo y dispositivos que se van a proteger.
- Fusibles de potencia No limitadores de corriente.- Son similares a los de tipo cartucho, comúnmente usados en los sistemas de 600 V y menores. Generalmente son del tipo de expulsión, lo que significa que expulsan gases calientes cuando operan, debido al riesgo de los gases no se usan en interiores.
- Fusibles Tipo Distribución Para Uso en Corto Circuito.- Se usan principalmente en las compañías eléctricas de distribución de energía. Son de aplicación tipo exterior.

Dispositivos de protección para instalaciones en baja tensión.- Existen básicamente los siguientes tipos:

- Interruptores en aire.- Se usan generalmente como protección de alimentadores principales. Su dispositivo de disparo se conecta en serie con el conductor del lado de la carga. A este elemento se le conoce como "Elemento Térmico" y se puede adquirir con distintas características: retraso de larga duración y retraso de corta duración, así como disparo instantáneo. Los interruptores de este tipo, generalmente son ajustables por medio de ajustes sobre una escala que indica la corriente de la bobina. Su rango de corriente es normalmente del orden de 15 a 4,000 Amperes y una capacidad interruptiva de 15,000 a 150,000 Amperes asimétricos.
- Interruptores en caja moldeada.- Estos son por lo general del tipo electromagnético; se usan frecuentemente para la protección de alimentadores secundarios y circuitos derivados. Por lo general tienen una alta capacidad interruptiva con elementos de restablecimiento para permitir operaciones repetitivas. Estos interruptores tienen tres componentes funcionales principales:

Elementos de Disparo.
Mecanismo de Operación.
Extinguidores de Arco.

Por lo general, los ajustes de disparo se hacen en fábrica, aunque ya existen algunos tipos ajustables y, por lo tanto, modificables en sus ajustes.

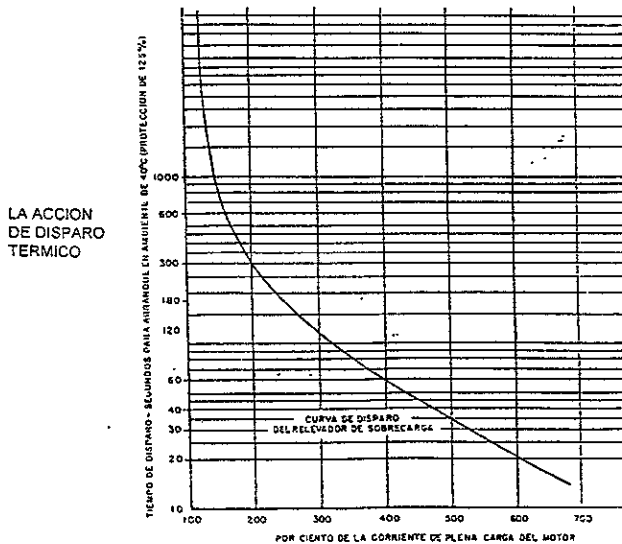


Fig. 26 La Acción de Disparo Térmico.

Acción De Disparo Magnético.

Esta es de forma instantánea, cuando la corriente alcanza un valor predeterminado.

Fusibles.- este es un dispositivo de protección contra sobrecorriente, existen distinto tipos:

- Tipo Tapón. Hasta de 30 [A] y en circuito de 127 [V].
- Tipo Cartucho. De 70 a 6,000 [A]. Pueden ser del tipo desechable o renovable.
- Pueden ser también de operación instantánea o del tipo de retardo.

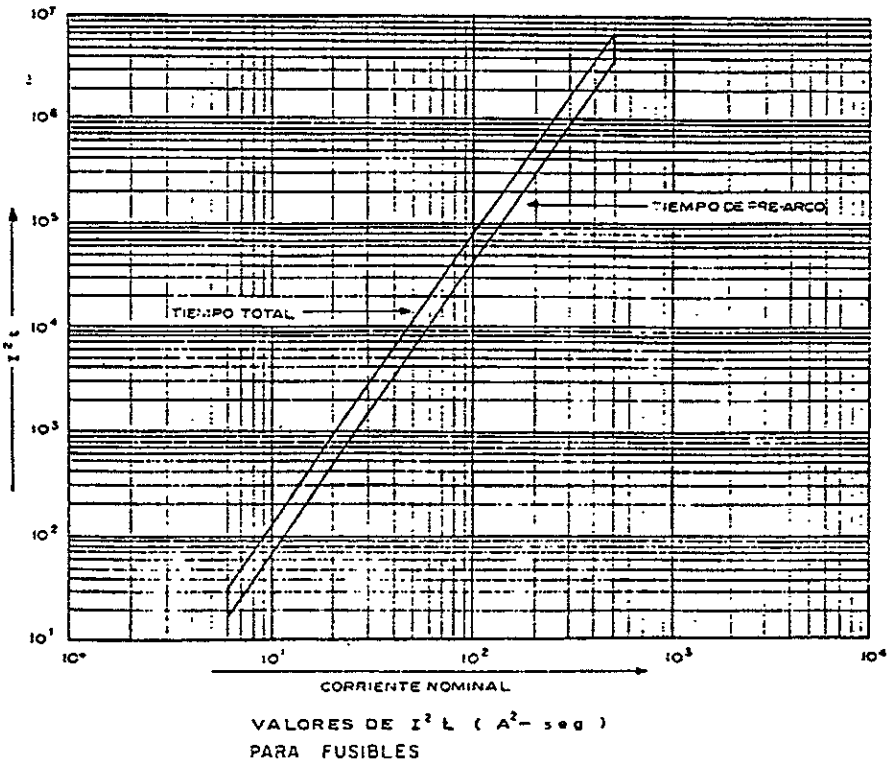


Fig. 27 Valores de I^2t para Fusibles

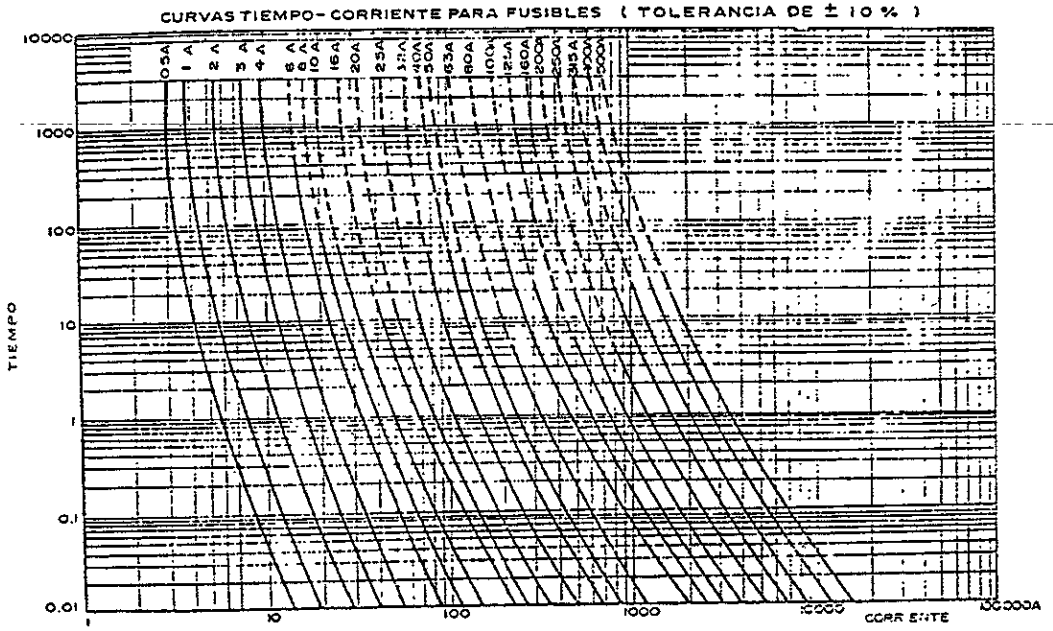


Fig. 28 Curva Típicas Tiempo-Corriente para Fusibles.

Combinación De Interruptor Y Fusible.

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

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

Este dispositivo es útil por las siguientes razones:

- Es de menor costo que un interruptor solo de la capacidad total.
- Se puede usar en sistemas en donde la corriente de falla disponible pueda ser tan alta como 200,000 A, pero con requerimientos de corrientes nominales bajas.
- Es un dispositivo totalmente coordinado. El fusible limitador de corriente no interrumpe una sobrecarga o una falla de bajo nivel, pero opera cuando la falla alcanza un valor elevado de corriente.
- El problema que se presenta con los fusibles de que al quemarse uno, se pierde una fase del sistema trifásico, quedando la alimentación al motor en dos fases, con la función de fusible e interruptor se elimina, debido a que la acción del interruptor dispara todos los polos y la acción del fusible, también dispara el interruptor.

Limites de protección.

En cualquier estudio de Coordinación de Protecciones se debe considerar la protección de transformadores, motores, tableros de distribución y cables.

Cada uno de estos elementos tiene límites de protección que determinan las condiciones normales de operación o de daño del equipo, estos límites son utilizados para determinar las zonas de operación de los dispositivos de protección. A continuación describimos los límites de protección de cada elemento.

Transformadores.

Los transformadores por ser máquinas estáticas, tienen un número de fallas relativamente bajo en comparación con otros elementos del sistema, sin embargo, cuando llega a falla, puede que sea aparatosa y grave la falla, llegando inclusive, a presentar el caso de incendio.

Es frecuente también, que la magnitud de la corriente de falla interna, sea baja en comparación con la corriente nominal o de plena carga, por lo que la protección requiere de una alta sensibilidad y rapidez de operación.

Protección de transformadores en instalaciones industriales de más de 600 V.

En general, este tipo de transformadores requiere por norma de la protección contra sobrecorriente. Esto se aplica a transformadores trifásicos o a bancos de tres transformadores monofásicos.

a) Protección primaria

- i) Con fusibles.- Su capacidad se designa como aproximadamente igual al 150 % de la corriente nominal o de plena carga en el primario del transformador. (La norma permite usar el valor del fusible comercial inmediato superior al calculado).
- ii) Con Interruptor.- Su valor no debe ser mayor del 300 % de la corriente nominal primaria.

Límites NEC

El National Electric Code (NEC) proporciona los límites máximos requeridos para protección contra sobrecorriente de transformadores, en la tabla No. 10 se resumen éstos límites en porciento, tomando como base la corriente nominal del transformador.

Tabla 10

LÍMITES NEC						
	PRIMARIO			SECUNDARIO		
				ARRIBA DE 600 V		600 V o MENOS
IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADO R (Z %)	VOLTAJE (V)	AJUSTE INTERRUPTOR (%I _{pc})	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	AJUSTE INTERRUPTOR (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	INTERRUPTOR O FUSIBLE (%)
Z % ≤ 6	ARRIBA DE 600	600	300	300	250	125*
6 < Z % ≤ 10		400	300	250	225	125*

*En lugares con supervisión este límite puede ser de hasta 250 %.

Curva ANSI

Esta curva representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por cortocircuito.

Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la tabla No. 11. La categoría del transformador define la forma de la curva ANSI Fig. 25 y los puntos deberán calcularse como se indica en la tabla No. 12.

Tabla 11
Categoría de Transformadores.

KVA Nominales de Placa (Devanado Principal).		
Categoría	Monofásicos	Trifásicos
I	5-500	15-500
II	501-1,667	501-5,000
III	1,668-10,000	5,001-30,000
IV	Arriba de 10,000	Arriba de 30,000

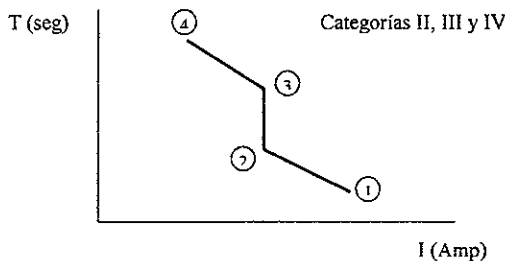
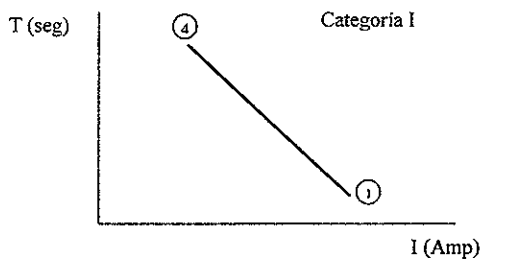


Fig. 29 Curvas ANSI para Transformadores.

Tabla 12

Puntos Curva ANSI.			
Punto	Categoría del Transformador	Tiempo (seg.)	Corriente (Amperes)
1	I	$1,250 (Z_t)^2$	I_{pc}/Z_t
	II	2	I_{pc}/Z_t
	III, IV	2	$I_{pc}/(Z_t+Z_s)$
2	II	4.08	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	III, IV	8.0	$0.5 I_{pc}/(Z_t+Z_s)$
3	II	$2,551 (Z_t)^2$	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	III, IV	$5,000 (Z_t + Z_s)^2$	$0.5 I_{pc}/(Z_t+Z_s)$
4	I, II, III, IV	50	$5 I_{pc}$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los kVA con enfriamiento OA.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los kVA de transformador con enfriamiento OA.

I_{pc} = Corriente en amperes a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

Al calcular los puntos de la curva ANSI es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor a las indicadas en la tabla No. 13, además, dependiendo de la conexión del transformador los valores de la curva se deben multiplicar por el factor ANSI de la Tabla No. 14.

Tabla 13 Impedancias Mínimas de los Transformadores.

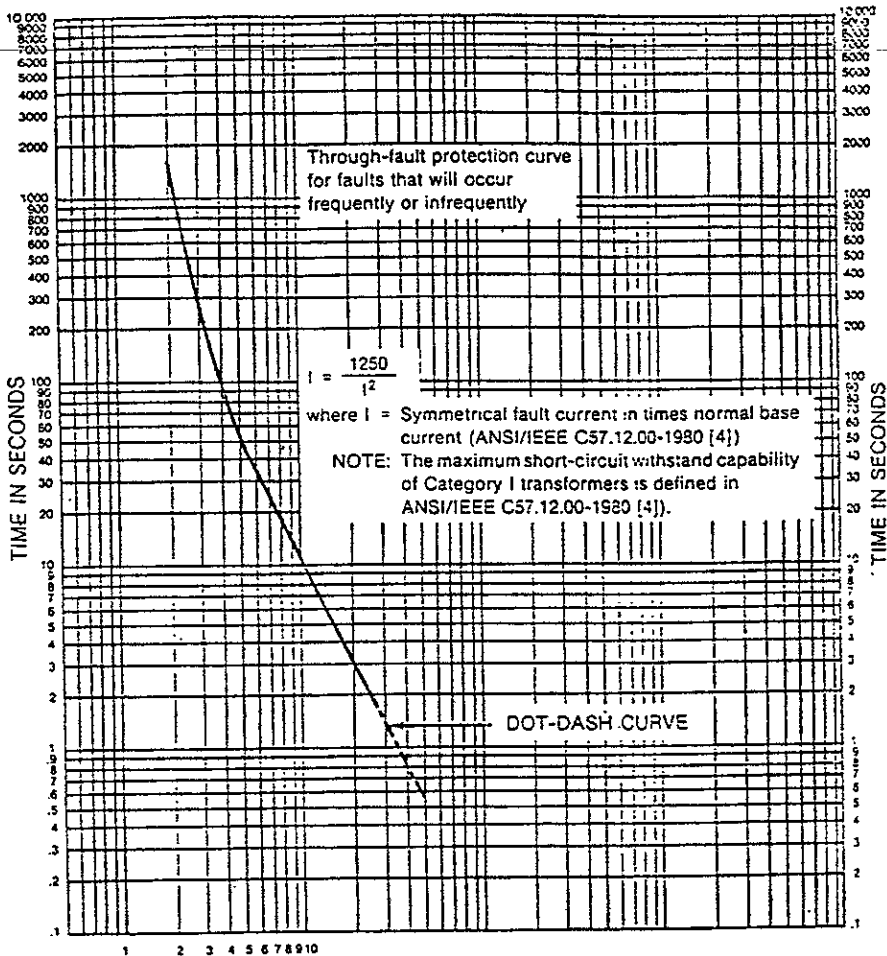
Impedancias Mínimas.		
Monofásico kVA	Trifásico kVA	Impedancia mínima Z_t en por unidad en base a los kVA del transformador.
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	112.5-300	0.0286
167-500	500	0.0400

Tabla 14 Factor ANSI de los Transformadores.

Factor ANSI.	
<i>Conexión del Transformador</i>	<i>Factor ANSI</i>
Delta-Delta	0.87
Delta-Estrella Sólidamente Aterrizado	0.58
Delta-Estrella	1.00
Estrella Aterrizada-Estrella	1.00
Estrella Aterrizada-Estrella Aterrizada	1.00
Estrella-Estrella Aterrizada (Tipo Núcleo)	0.67
Estrella-Estrella (Tipo Acorazado)	1.00
Estrella-Estrella	1.00
Estrella Aterrizada-Delta	1.00
Estrella-Delta	1.00
Estrella-Estrella Aterrizada por una Impedancia	0.87

El valor máximo de corriente de falla que puede soportar, se calcula como $1/Z_{pu}$ veces la corriente nominal del transformador, siendo Z_{pu} el valor de su impedancia expresada en por unidad. Por ejemplo, para un transformador con $Z = 4\%$, la máxima corriente de falla que puede circular a través del mismo es $1/0.04 = 25$ veces la corriente nominal. Estos valores, en general se pueden tomar de las gráficas de curva de daño de transformadores que se muestran a continuación.

**Fig. 30 Curva de Daño de Transformadores Categoría I Inmersos en Líquido
(5-500 kVA Monofásicos, 15-500 kVA Trifásicos)**



Número de Veces la Corriente Nominal

Fig. 31 Curva de Daño de Transformadores Categoría II Inmersos en Líquido (501-1,667 kVA Monofásicos, 501-5,000 kVA Trifásicos)

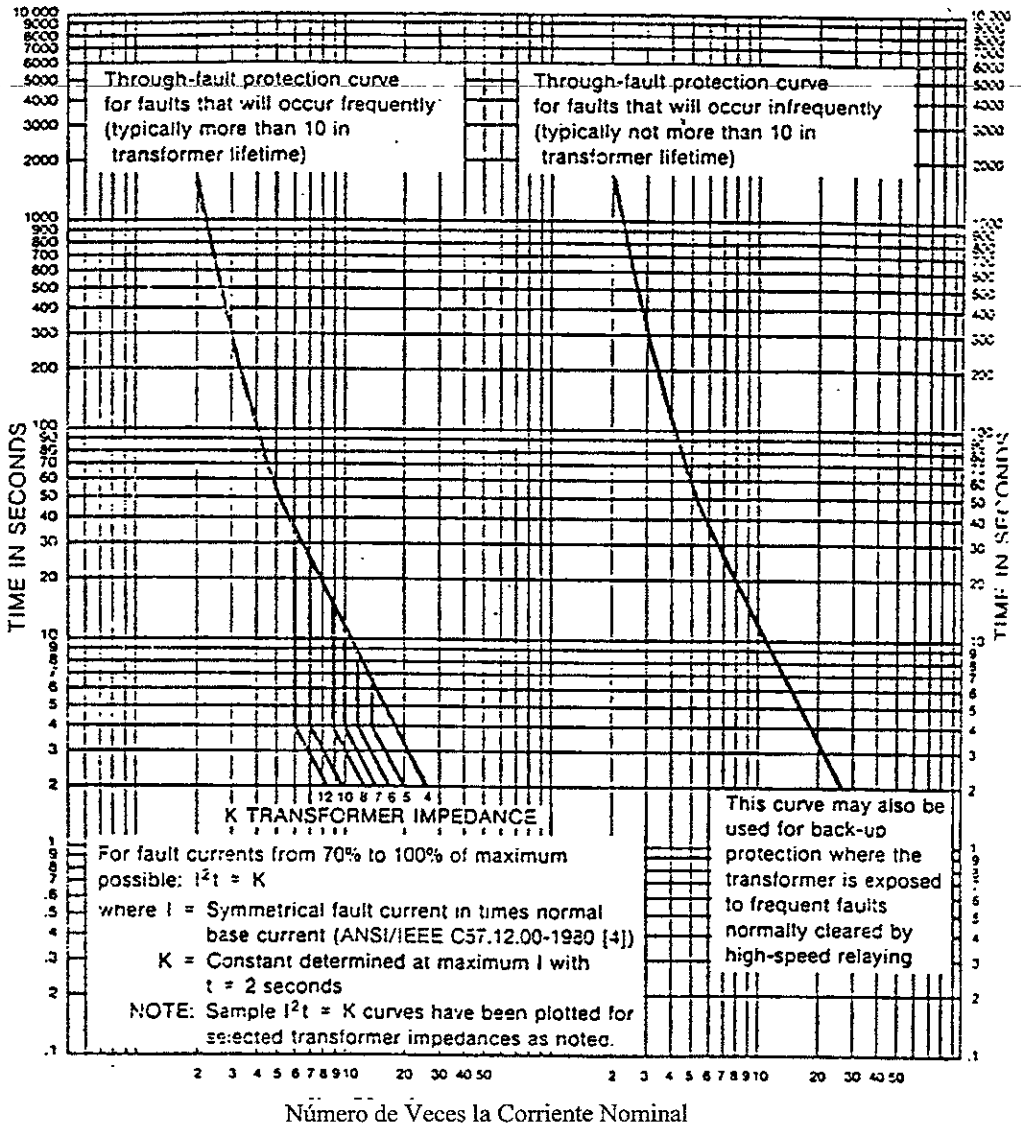


Fig. 32 Curva de Daño de Transformadores Categoría III Inmersos en Líquido (1,668-10,000 kVA Monofásicos, 5,001-30,000 kVA Trifásicos)

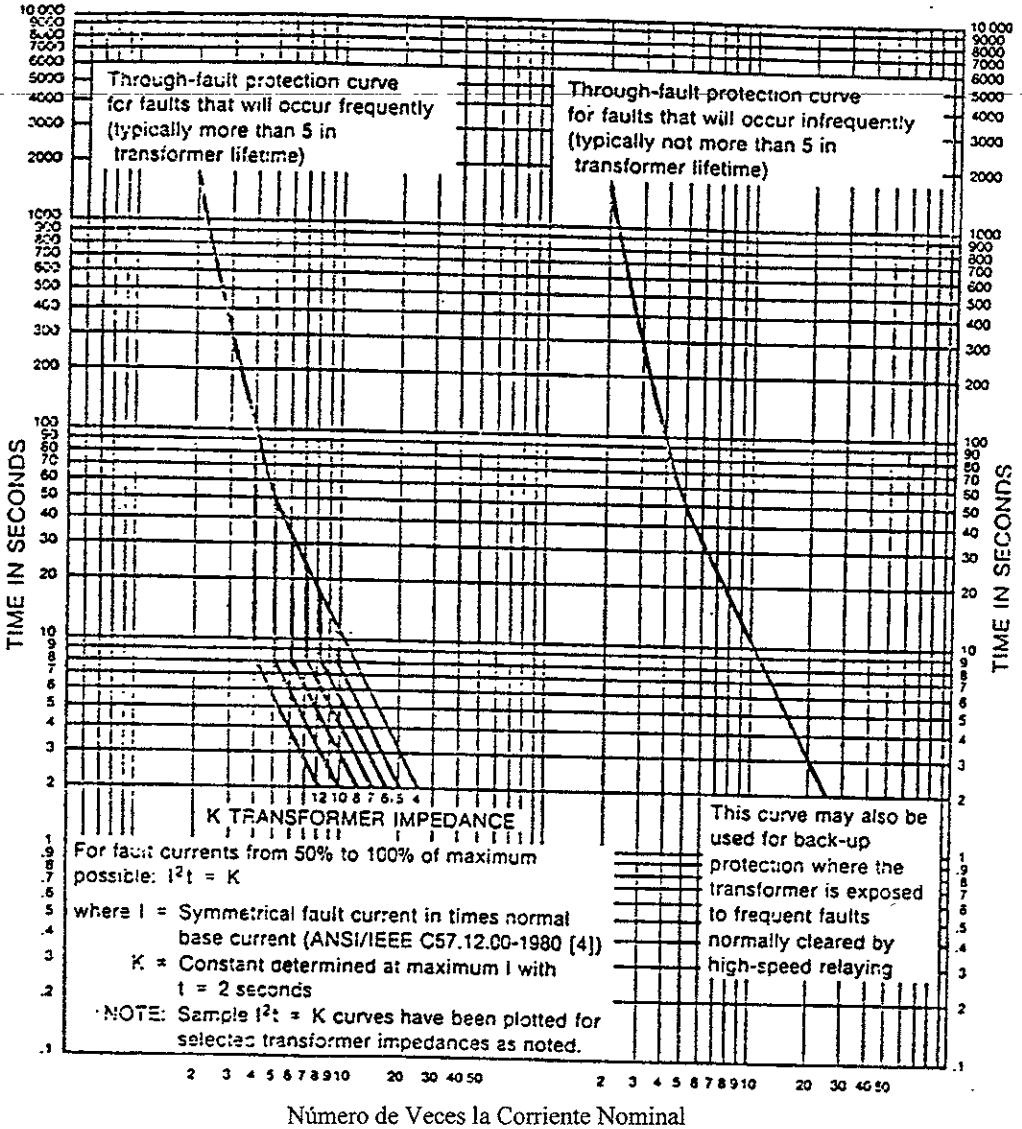
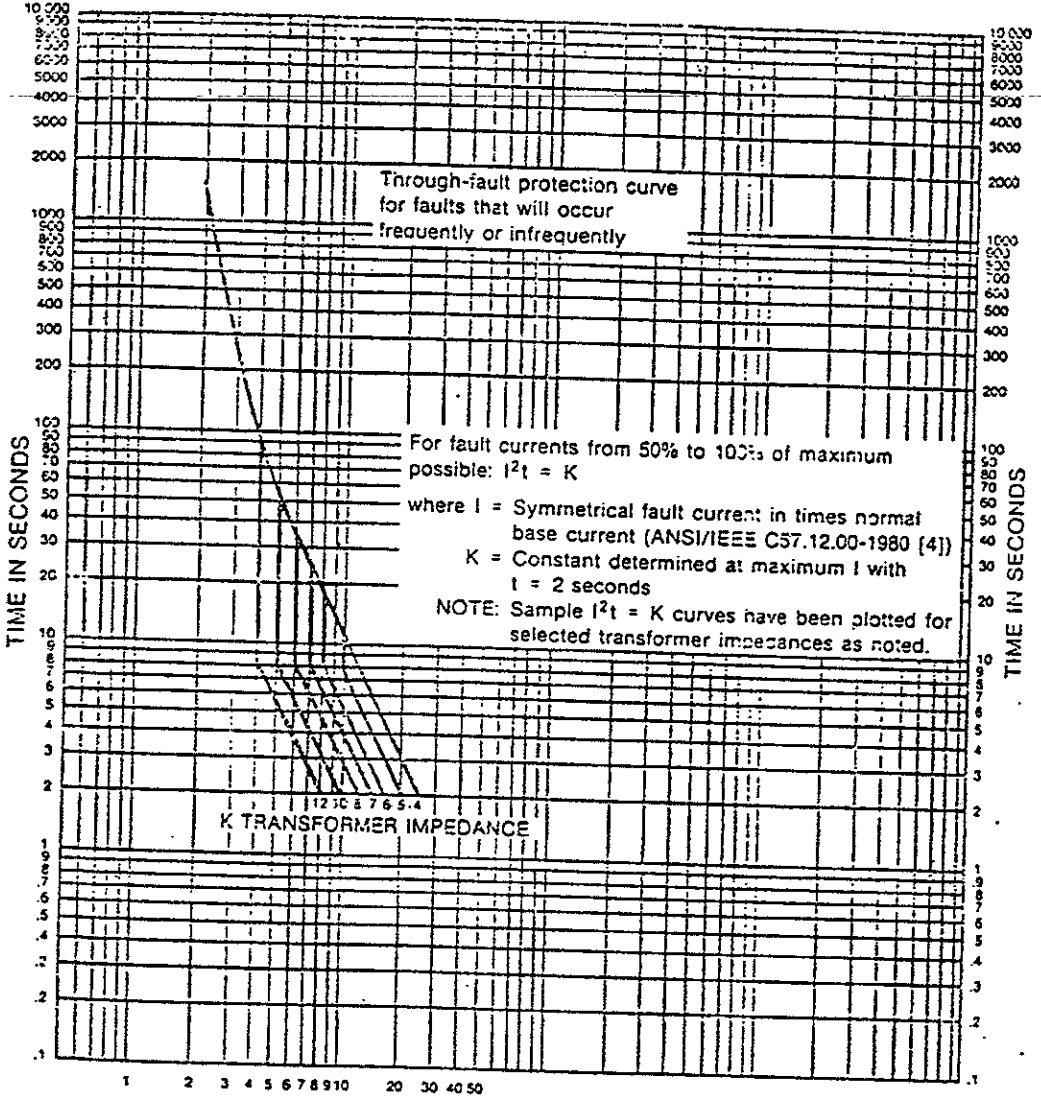


Fig. 33 Curva de Daño de Transformadores Categoría IV Inmersos en Líquido (Arriba de 10,000 kVA Monofásicos, Arriba de 30,000 kVA Trifásicos)



Número de Veces la Corriente Nominal

Capacidad de sobrecarga.

La capacidad de sobrecarga de un transformador se refiere a las Amperes de plena Carga multiplicados por los factores de enfriamiento y elevación de temperatura.

La sobrecarga de un transformador depende de su tipo de enfriamiento y de la temperatura de diseño. Los factores por enfriamiento y temperatura se indican en la Tabla No. 16.

Tabla 16 Capacidades de Sobrecarga.

Capacidad de Sobrecarga					
Tipo de Transformador	Capacidad kVA	Enfriamiento		Temperatura	
		Tipo	Factor	Elevación	Factor
Seco	< 2,500	AA	1	150 °C	1
		FA	1.3		
Centro De Carga	< 2,500	OA	1	55/65 °C	1.12
				65 °C	1
	< 500	FA	1	55/65 °C	1.12
				65 °C	1
	> 500	FA	1.15	55/65 °C	1.12
	< 2,000			65 °C	1
	> 2,000	FA	1.25	55/65 °C	1.12
< 2,500			65 °C	1	
Subestación Primaria		OA	1	55/65 °C	1.12
		FA	1.33	55 °C	1
		FOA	1.67	55/65 °C	1.12
				55 °C	1

Punto de Magnetización.

En una aproximación del efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador; este punto es variable y depende principalmente del magnetismo residual y del punto de la onda de voltaje aplicado cuando ocurre la energización del transformador.

La corriente de magnetización de un transformador es considerada como un múltiplo de su corriente nominal que varía de acuerdo a la capacidad del transformador como se indica en la tabla No. 17.

Tabla 17

Múltiplos para Corriente de Magnetización.	
Capacidad del Transformador	Múltiplo
kVA ≤ 1,500	8
1,500 < kVA < 3,750	10
3,750 ≤ kVA	12

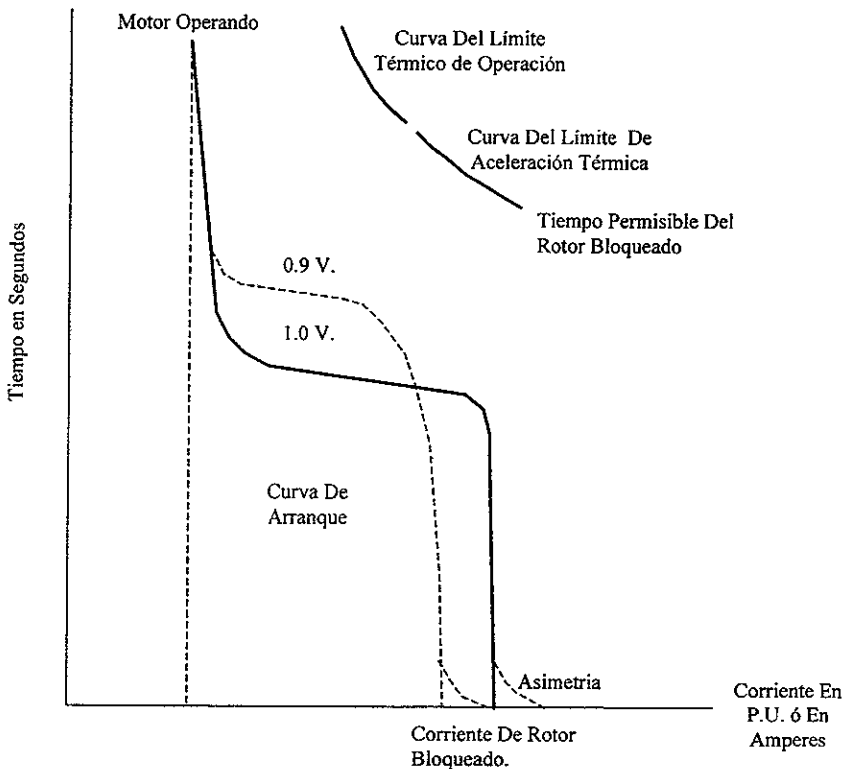
MOTORES.

Las curvas de características T-I (tiempo-corriente) de los motores están constituidas por las siguientes partes:

- a) Corriente a plena carga.
- b) Corriente de magnetización.
- c) Tiempo de aceleración.
- d) Corriente a rotor bloqueado.
- e) Tiempo de atascamiento máximo permitido.

La forma típica de esta curva se muestra en la figura No. 34:

Fig. 34 Curvas Típicas de Motores.



Corriente a Plena Carga.

Es el valor de la corriente que demanda el motor en condiciones de Voltaje, Potencia y Frecuencia nominales.

Normalmente este dato aparece indicado en la placa del motor. En caso de que no se conozca, se pueden utilizar datos típicos proporcionados por tablas de fabricantes.

Corriente de Magnetización.

Es el valor de la corriente que circula a través de los devanados del motor, cuando este es energizado inicialmente. En forma aproximada su valor alcanza 1.76 veces el de la I_{RB} para motores de medio y alto voltaje y 1.5 veces para los de bajo voltaje, con una duración de 0.1 segundos.

Tiempo de Aceleración.

Es el tiempo de transición entre la corriente de arranque y la de plena carga del motor. Depende de la capacidad nominal (HP), del par de arranque y de la inercia de la carga.

Corriente A Rotor Bloqueado.

Es la corriente a velocidad cero (rotor Bloqueado). Si no se conoce su valor, se puede utilizar la Letra Código (NEMA) para determinarlo.

Tiempo de Atascamiento Máximo Permitido.

El tiempo de atascamiento del rotor, representa en un motor, un punto en la curva límite de calentamiento, definido por I^2t a corriente de rotor bloqueado. Generalmente este valor lo proporciona el fabricante del motor.

La protección contra sobrecorriente deberá tener un ajuste de tiempo suficiente que permita que circule la corriente de arranque del motor, pero que le permita operar en caso de que se alcance el tiempo de atascamiento máximo permitido al rotor.

Los ajustes máximos permitidos a los dispositivos de protección contra sobrecorriente para la protección contra sobrecargas. Son los indicados en la tabla No. 18, donde se indica el porcentaje de ajuste en función de la corriente a plena carga del motor.

Tabla 18 Sobrecarga de los Motores.

Sobrecarga en Motores.	
Consideraciones	Máximo Ajuste (%)
Sí $F_s \geq 1.15$ ó $T \leq 40$ °C	140
Todos los Demás	130

Donde :

F_s = Factor de servicio.

T = Elevación de Temperatura, en °C.

Protección de Motores Con Fusibles.

Estos son usados para proporcionar una protección rápida de corto circuito en motores de medio y bajo voltaje que usan arrancador. Las gráficas muestran fusibles recomendados para distintos tipos de tiempo de aceleración de motores.

Fig. 35 Fusibles Recomendados Para Motores Con Tiempos De Aceleración Menores O Iguales A 6 Segundos.

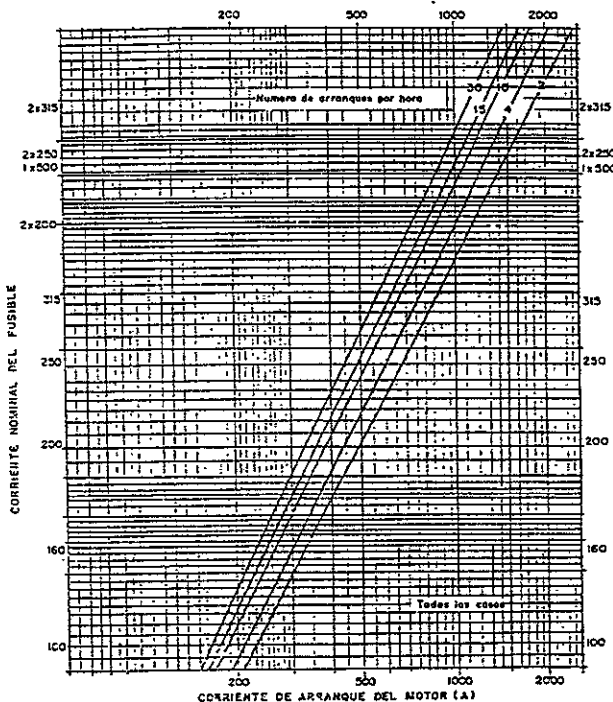


Fig. 36 Fusibles Recomendados Para Motores Con Tiempos De Aceleración Menores O Iguales A 15 Segundos.

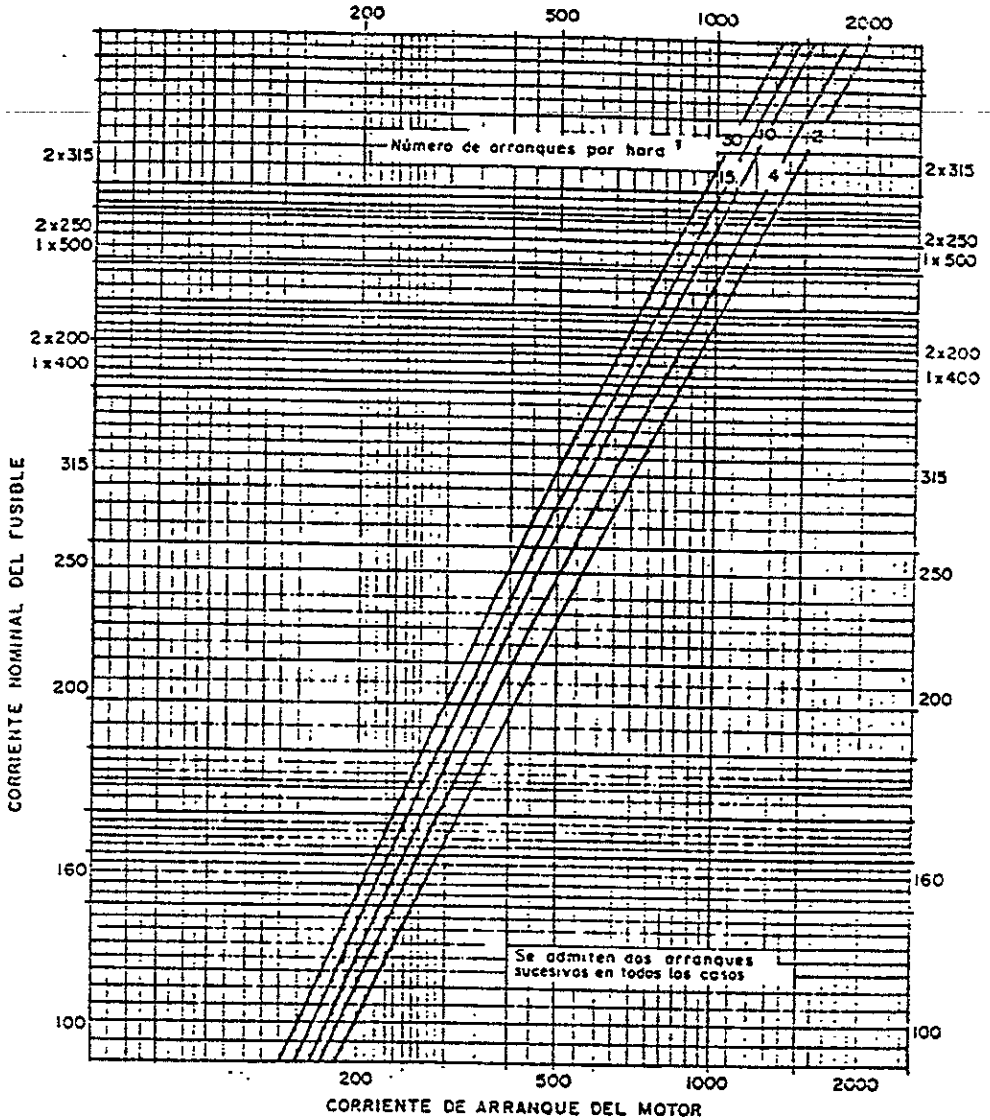
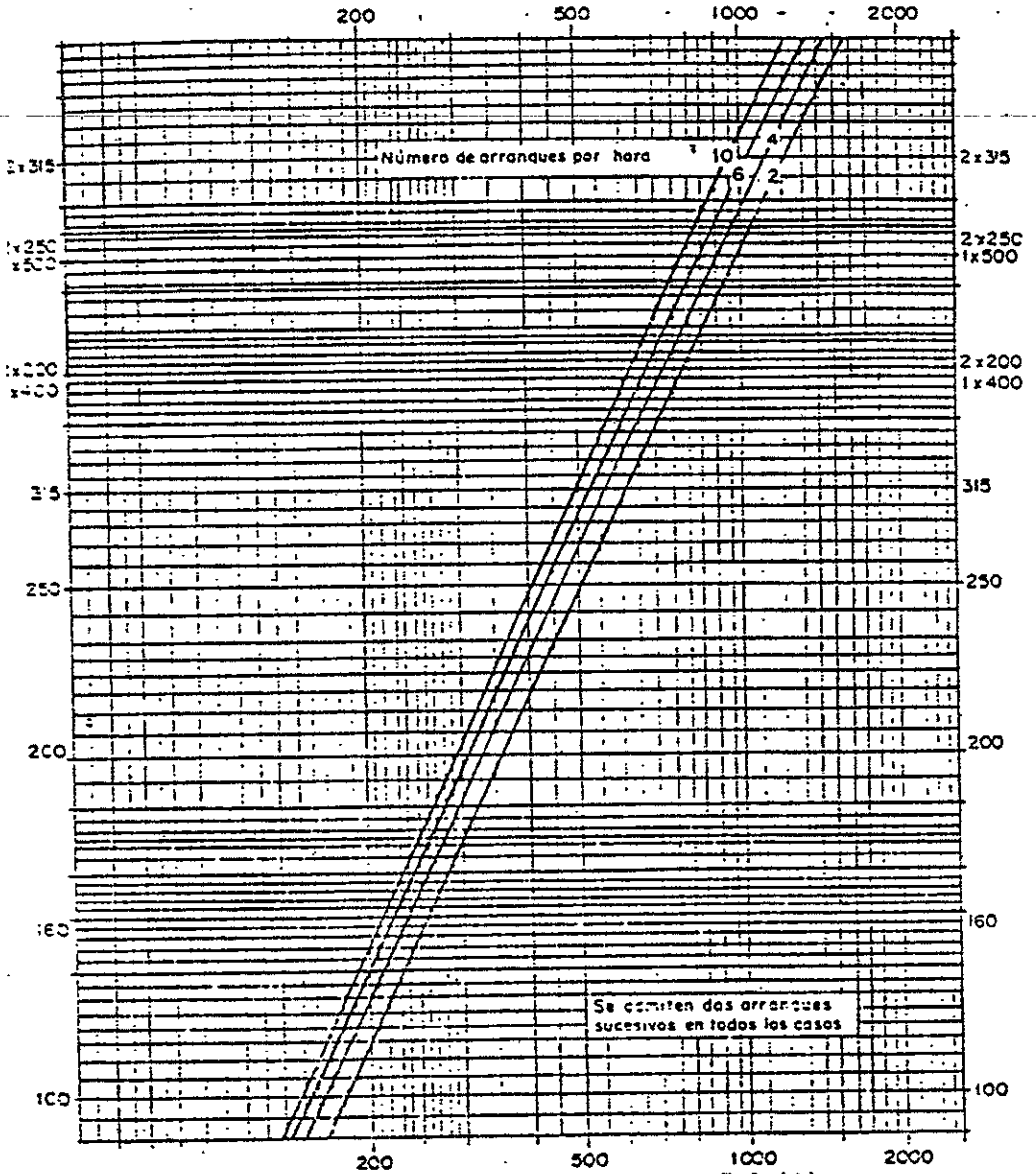


Fig. 37 Fusibles Recomendados Para Motores Con Tiempos De Aceleración Menores O Iguales A 60 Segundos.



Criterios para el ajuste de los Dispositivos de Protección de Motores.

Estos criterios se basan principalmente en el tipo de dispositivo usado en la protección.

Interruptores Termomagnéticos.

Estos interruptores tienen una combinación de disparo térmico y magnético instantáneo en una caja moldeada proporcionando una operación con retardo de tiempo a valores de sobrecorriente no muy altos y con operación instantánea para las corrientes de corto circuito.

La característica térmica es por lo general no ajustable después de la instalación; en tanto que la característica magnética de disparo instantáneo puede ser ajustable o no dependiendo del fabricante.

La figura No. 38 nos muestra una curva característica para este dispositivo.

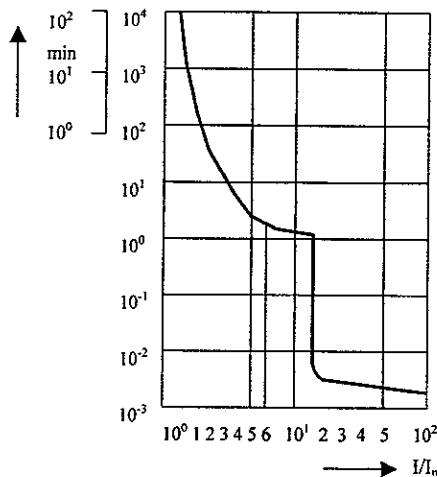


Fig. 38 Curva Característica de Interruptores Termomagnéticos.

Interruptores Electromagnéticos.

La principal aplicación de estos interruptores se encuentra en la protección secundaria de los transformadores, para proteger centros de carga y centros de control de motores.

Cada interruptor tiene distintas características y puede ser de acuerdo al fabricante de distinto tipo.

Dependiendo de esto se pueden ajustar las unidades de disparo disponibles y que pueden ser:

- De tiempo diferido Largo (L)
Este se usa en protección contra sobrecargas,
- De tiempo diferido Corto (S)
Para la protección contra corto circuito,
- Instantáneo (I)
Para la protección contra corto circuito.
- De protección contra Fallas A Tierra (G)

Tableros de Distribución.

Si un grupo de motores en un tablero de distribución esta protegido por un interruptor, se requiere graficar la curva de operación del bus que considere el arranque del motor de mayor capacidad, más la corriente nominal del resto de la carga.

El dispositivo de protección debe ajustarse para que opere arriba de esta curva y que no dispare cuando los motores del bus estén contribuyendo con corrientes de corto circuito en el caso de ocurrir una falla en algún bus adyacente.

Cables.

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

Para el cálculo de la curva de daño del cable se utiliza la ecuación proporcionada por el fabricante, o en su defecto, las siguientes ecuaciones:

Para el cobre:

$$(I / CM)^2 (T) F_{AC} = 0.0297 \text{Log}_{10} [(t_f + 235) / (t_o + 234.5)]$$

Para el aluminio:

$$(I / CM)^2 (T) F_{AC} = 0.0125 \text{Log}_{10} [(t_f + 228.1) / (t_o + 228.1)]$$

Donde:

- I = Corriente que fluye por el cable (Amperes).
- CM = Calibre del Conductor (Circular Mils).
- T = Tiempo que fluye la corriente (Segundos).
- t_o = Temperatura inicial antes de un cambio de corriente (°C).
- t_f = Temperatura final después de un cambio de corriente (°C).
- F_{ac} = Relación del efecto piel o relación de CA a CD.

Fig. 39 Corriente Máxima de Corto Circuito para Conductores de Cobre;
Temperatura Inicial De 75°C, Temperatura Final 200°C;
Para Otras Temperaturas Usar los Factores de Corrección de la Figura 37.

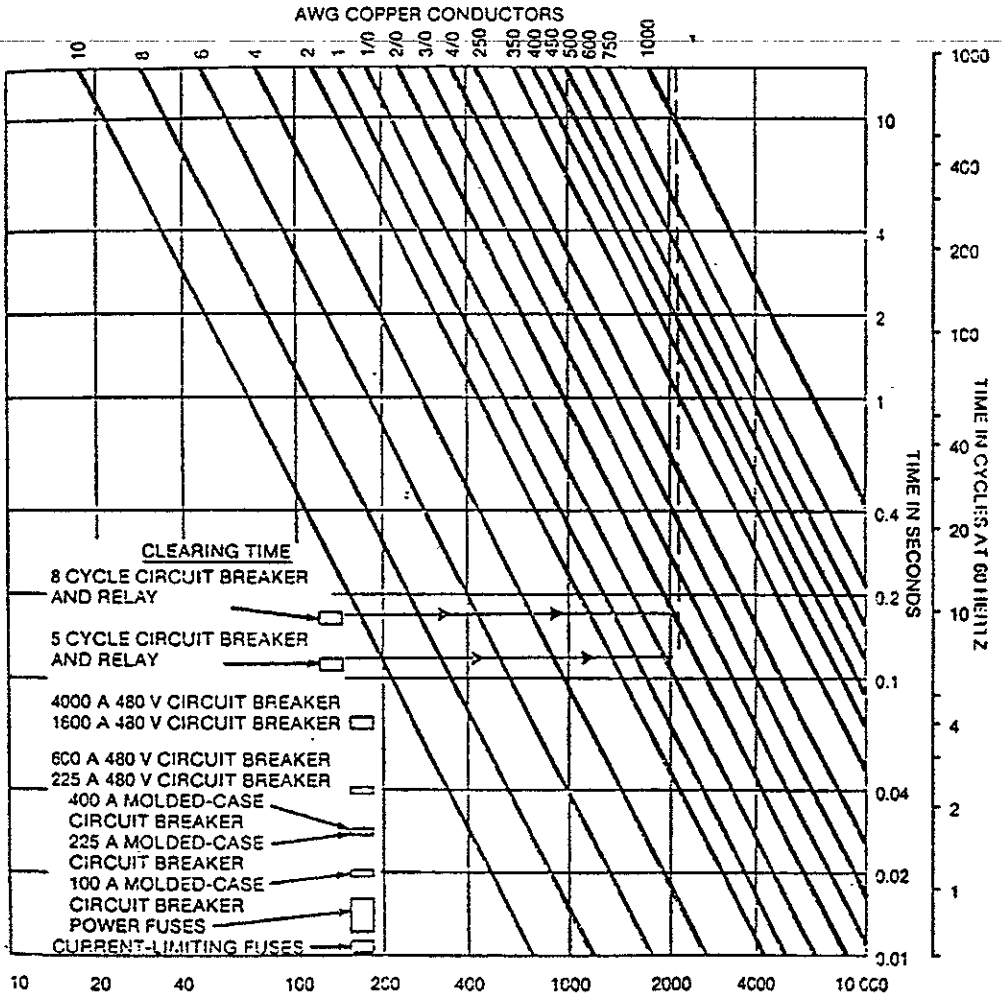


Fig. 40 Corriente Máxima de Corto Circuito Para Conductores de Aluminio;
Temperatura Inicial de 75°C, Temperatura Final 200°C;
Para Otras Temperaturas Usar los Factores de Corrección de la Figura 37.

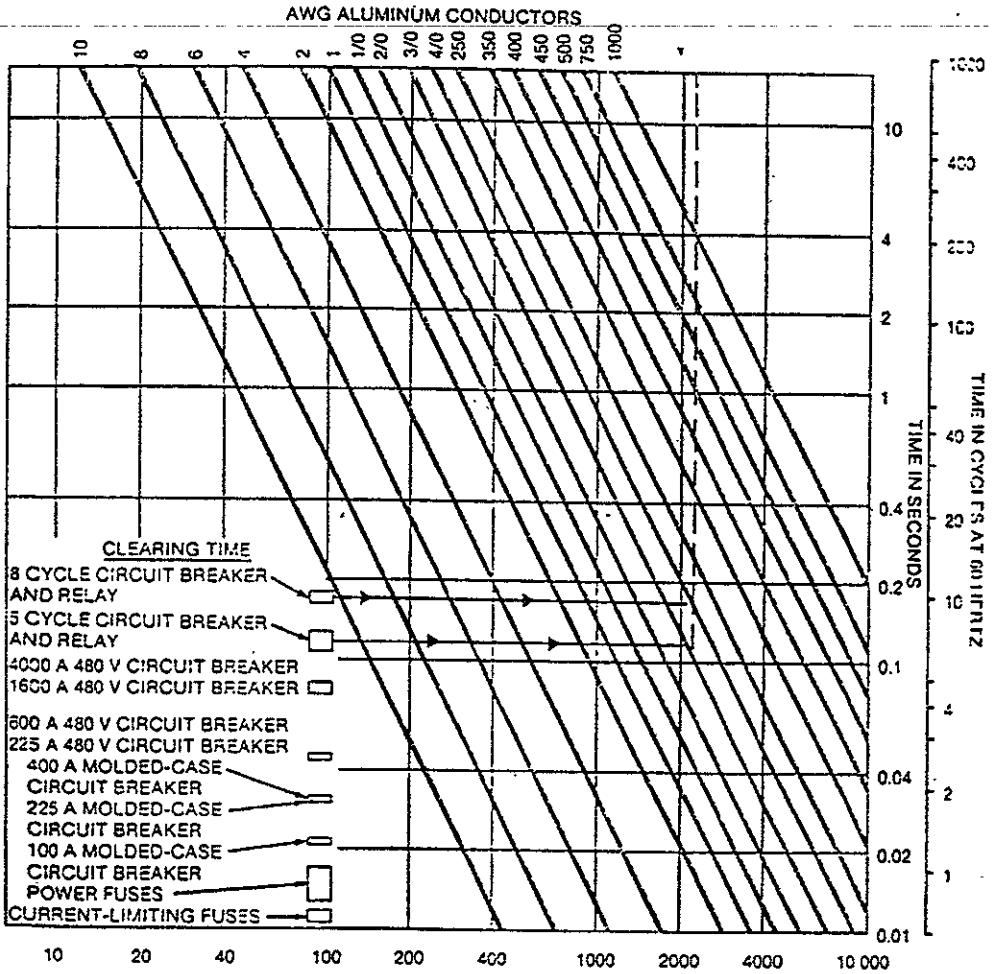
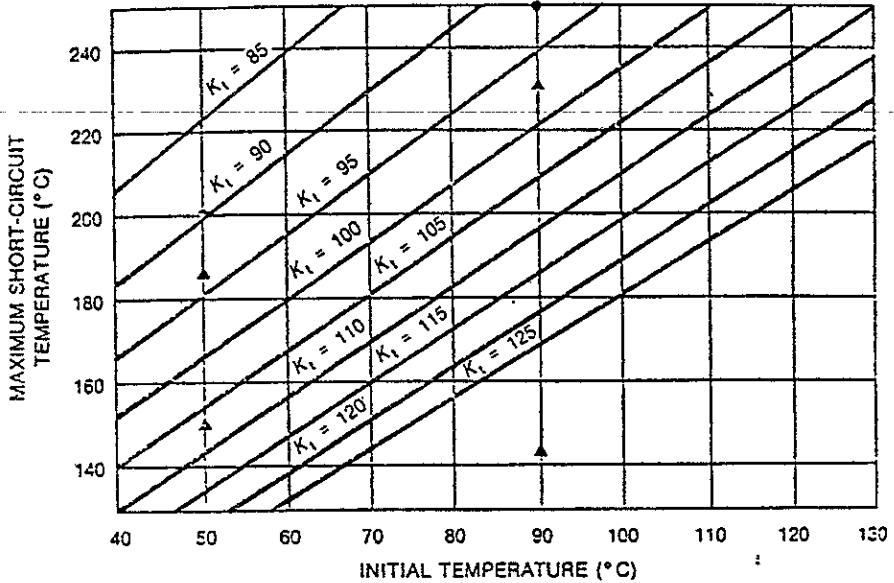


Fig. 41 Factores de Corrección K_t para Temperaturas de corto Circuito Inicial y Máxima.



Protección de Generadores.

Estos generadores operan en general, en paralelo con las compañías de suministro de energía, en la modalidad llamada “CoGeneración”.

Bases para la protección de los generadores eléctricos.

Los generadores de corriente alterna necesitan protección contra un cierto número de condiciones. Algunas de las cuales requieren de desconexión inmediata y en algunas otras, se les puede permitir continuar por un cierto tiempo. Solo hablaremos de las protecciones de sobrecorriente (coordinables) del generador, y podemos decir que los criterios de protección son muy similares a los de la protección de los grandes motores de la industria.

Protección 51 V.

Ajuste del relevador de sobrecorriente Pickup = $1.5 I_{nominal}$ a voltaje nominal.

Ajuste $< I_{sincrona} / 1.5$ donde $I_{sincrona} = 1 / X_{sincrona}$ en PU a voltaje cero.

Ajuste de la unidad instantánea = $(2/X''_d)$ en PU.

Proceso De Coordinación De Dispositivos De Protección.

Como se ha mencionado con anterioridad la función de los dispositivos de protección es la detección de las condiciones de falla y el aislamiento del problema, tan rápido como sea posible. La aplicación correcta de estos dispositivos de protección, depende de varios factores que involucran estudios y experiencia en la protección de sistemas.

Un sistema eléctrico de potencia industrial ideal, debe ser un sistema “selectivo”. Para cumplir con el requisito de ser selectivo, los dispositivos de protección deben ser dimensionados y coordinados con otros, de tal manera que, opere primero solo el dispositivo de protección que se encuentre más cercano a la falla; si por alguna razón falla, entonces debe operar el siguiente, viendo el arreglo de la fuente hacia la falla, y así sucesivamente. Esta selectividad deseada se muestra en la figura No. 42.

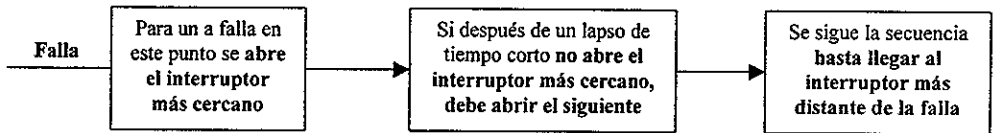


Fig. 42.

Para lograr una operación selectiva, se debe tener cuidado de seleccionar los dispositivos de protección con las características interruptivas apropiadas y el conocimiento de sus curvas tiempo-corriente.

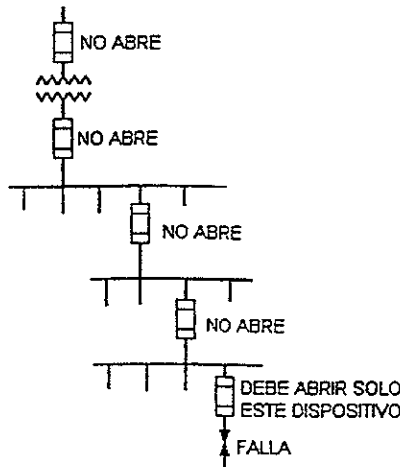


Fig. 43 Proceso de Coordinación de Protecciones

El proceso de coordinación de protecciones se inicia con la elaboración de un diagrama unifilar del sistema por coordinar, en este se deben indicar los datos principales de los equipos, como son: niveles de voltaje en cada barra, potencia e impedancia de los transformadores de potencia, longitud y calibre de los conductores, potencia y voltaje de motores, localización y potencia de centros de control de motores, datos generales de transformadores de corriente y transformadores de potencial.

El estudio de corto circuito representa un punto de partida para la coordinación de protecciones y para este estudio, se debe de disponer de información que parte del diagrama unifilar de un sistema para la elaboración del diagrama de impedancia. Se debe disponer, desde luego, de las curvas tiempo-corriente para cada uno de los dispositivos de protección (fusibles, relevadores, interruptores, etc.) que intervienen en el estudio.

En la actualidad, se puede realizar todo el proceso de coordinación de protecciones con base de programas digitales desarrollados, en la mayoría de los casos, para computadoras personales o para estaciones de trabajo. Estos programas, simplifican considerablemente el trabajo de coordinación entre los dispositivos de protección, dando una gran rapidez a los cálculos por efectuar y por lo mismo, capacidad de análisis de una mayor diversidad de casos.

Existe, desde luego, la situación de que no siempre se dispone de una computadora personal o de los programas para estos cálculos y en cualquier caso, estos están basados en los métodos tradicionales de cálculo, por lo que es necesario estudiar los fundamentos de la coordinación de protecciones, ya que constituyen la base teórica y práctica de solución de la mayoría de estos problemas, en donde el aspecto conceptual resulta fundamental para el uso correcto de los recursos y la solución apropiada de los problemas.

El procedimiento de coordinación de protecciones es prácticamente el mismo, se traten en instalaciones en baja o en media tensión, y consiste en el “análisis gráfico” para probar la selectividad.

Este método involucra el gráfico de las curvas características de los dispositivos de sobrecorriente que se encuentran en serie entre sí, para observar si alguna de las curvas se traslapa, lo que podría indicar que el proceso no es selectivo.

Otras limitantes en el proceso de coordinación de protección son:

- Las corrientes de arranque de los motores eléctricos.
- Las corrientes de carga.
- Los límites térmicos de los equipos.
- Las curvas de daño de transformadores.

El objetivo que se persigue es que, los relevadores, fusibles, interruptores y dispositivos de protección pueden operar dentro de estas limitaciones y proporcionen la coordinación selectiva con las curvas de los equipos.

Las curvas definitivas deben mostrar un espacio claro entre las características de los dispositivos de protección que operen en serie. Para obtener una operación selectiva no se deben cruzar las curvas.

Para variar el ajuste de la corriente de operación, se desplaza la curva en el sentido horizontal y para modificar el ajuste del tiempo se desplaza en el sentido vertical; como se muestra en la figura No. 44.

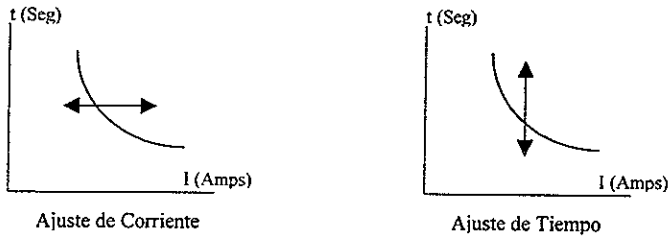


Fig. 44 Formas de ajuste de tiempo y corriente

Selectividad.

Se ha mencionado con anterioridad que el concepto de selectividad, es básicamente el proceso mediante el cual en caso de falla, los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben desconectar del sistema solo la parte en falla o afectada en el tiempo más corto posible. En términos de los dispositivos de protección existen distintos casos de análisis de selectividad, algunos de ellos para sistemas de baja tensión y otros, para sistemas de media y alta tensión. En todos ellos se consideran elementos conectados en serie, y con fines de ilustración de procedimiento, se mencionan los siguientes:

Como un ejemplo, se muestra el caso de la alimentación a un motor en baja tensión y en cuyo circuito se encuentran tres fusibles, todos de características con retardo de tiempo.

El proceso se inicia en este ejemplo, dibujando las curvas “promedio” de fusión de cada uno de los fusibles en papel log-log, indicando sobre el eje de las abscisas la corriente en amperes y sobre el eje de las ordenadas el tiempo en segundos.

Se demuestra, después de dibujar las curvas, que si ocurre una falla cuyo valor es de 1,000 A en las terminales del motor el fusible de 80 A de la combinación fusible-desconector y arrancador para el motor, se debe fundir en aproximadamente 0.55 segundos, y de esta manera, interrumpir la falla antes de que se fundan los fusibles de 225 A o de 600 A; con lo cual se retira de servicio solo el motor en condiciones de falla, obteniéndose selectividad.

Para dibujar las curvas de coordinación, estas se deben obtener de los fabricantes, y la técnica que se describe a continuación se repite para cada caso. La forma más conveniente de dibujar las curvas es trazar las curvas preparadas sobre hojas blancas de papel estándar, tipo log-log. En el proceso de trazo puede ser muy útil el uso de una mesa con fondo iluminado, o bien, colocar el papel en una ventana contra la luz.

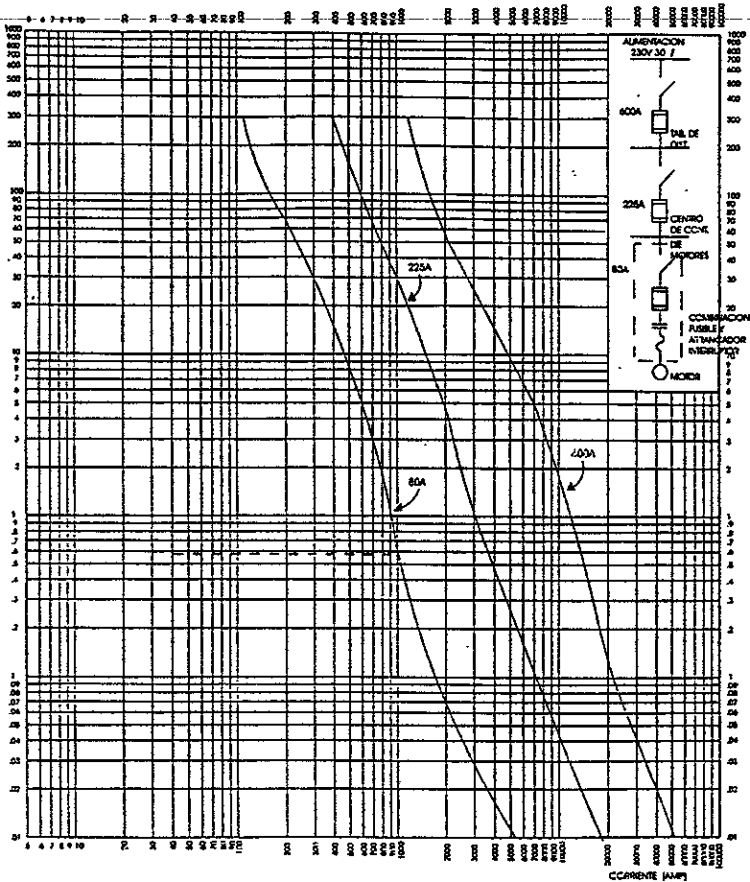


Fig. 45 Curvas de coordinación de fusibles.

Nota: Los fusibles son con retardo de tiempo.

Las curvas deben ser dibujadas en forma apropiada, una contra otra, basándose en la corriente que cada una puede “ver”. Se debe poner particular atención a los dispositivos que se aplican con niveles distintos de voltaje. Cuando esto ocurre, se adopta el establecimiento de diferentes escalas de corriente sobre la misma hoja de gráficas.

Por ejemplo, si aparece un transformador en el diagrama unifilar de los elementos a ser coordinados, y este transformador tiene un voltaje primario de 2,400 V y un voltaje secundario de 480 V, entonces la escala es $2,400/480 = 5$, es decir, 5 a 1. Si la escala de corriente se dibuja a 480 V (para estar de acuerdo con la mayoría del equipo), un valor de corriente de 2,000 A en el lado de 480 V corresponde a una corriente de $2,000/5 = 400$ A en el lado de 2,400 V. Es decir, en la escala correspondiente a 2,400 V y manteniendo la misma relación, la escala con la que se trabajará como la mostrada en la figura No. 46:

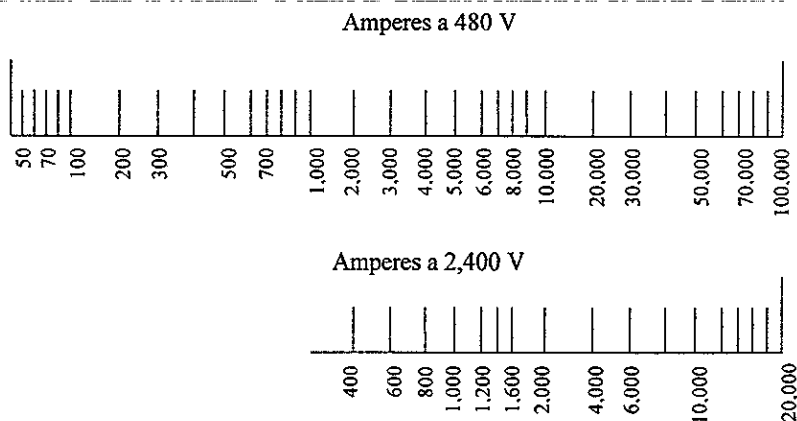


Fig. 46 Dibujo de la corriente en la escala de 2,400 V correspondiente a la escala de 480 V.

Una vez que el papel para el trazado se ha preparado con escalas adicionales de corriente, si es necesario y las curvas a ser usadas se han dibujado todas, la curva del dispositivo que está más distante de la fuente se debe dibujar primero. Después, se dibuja la curva del siguiente dispositivo para determinar si existe algún traslape, si no ocurre, entonces se dibuja la curva del siguiente dispositivo, y así sucesivamente.

Un ejemplo típico se muestra en la figura No. 47, en donde se incluye la curva para el relevador de la compañía suministradora.

Por supuesto, durante la operación del trazado de las curvas, la escala de tiempo sobre las escalas de corriente de las curvas que están siendo dibujadas deben estar de acuerdo con las escalas de corriente y tiempo de la hoja de papel log-log usadas para este fin.

Las curvas de los interruptores se dibujan por lo general en forma diferente a las escalas indicadas, usando el valor de “porcentaje de la corriente nominal continua” en lugar de amperes. Por ejemplo, si el interruptor a ser usado tuviera una capacidad continua de 800 A, entonces la línea de 100% sobre la curva del interruptor a su escala se debe construir con la línea de 800 A, sobre el trazo de la escala, antes de trazar la curva.

Si durante el estudio de coordinación, las curvas se sobrepone o cruzan, o si no hay suficiente espacio entre las curvas para asegurar la selectividad, entonces se debe ensayar con distintos dispositivos o distintos ajustes entre dispositivos. De hecho, el proceso de coordinación de protecciones se puede interpretar como un trabajo repetido de "prueba y error" mediante el cual varias curvas características tiempo-corriente de los elementos en serie del sistema se acomodan unas con respecto a otras en la curva total, de esta manera se satisfacen las limitaciones que los dispositivos de protección se imponen unos a otros.

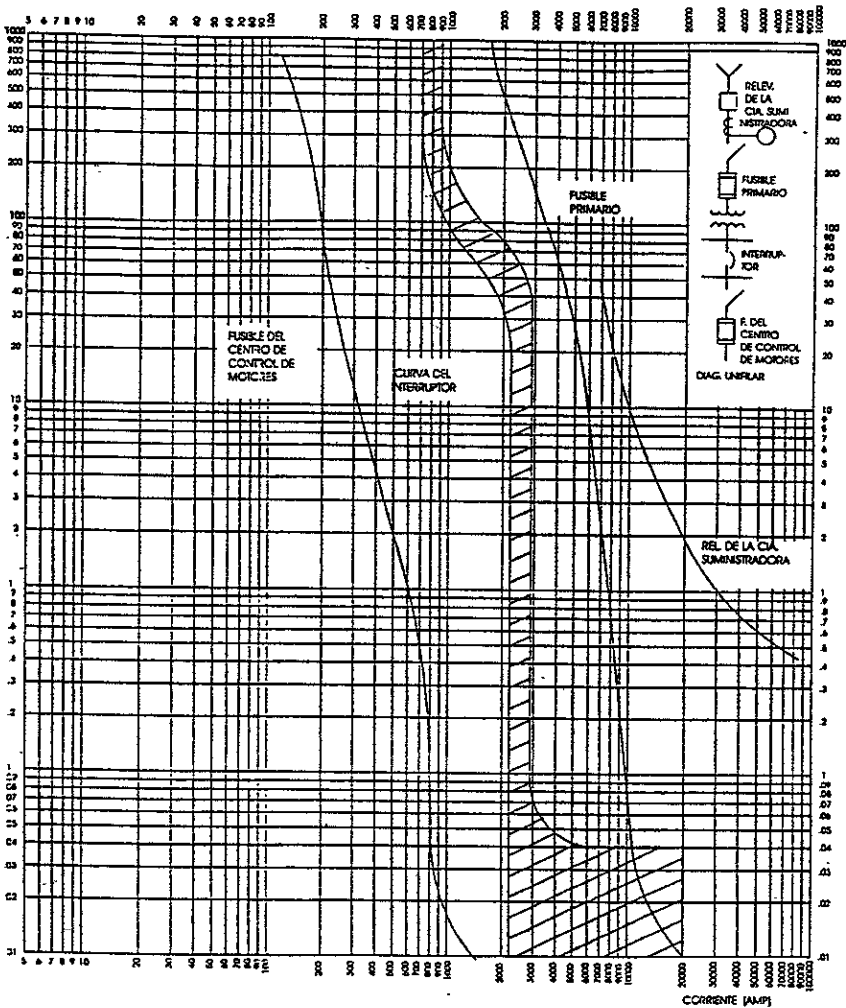


Fig. 47 Ejemplo Gráfico de Coordinación con Fusibles e Interruptores

Selectividad Entre Fusibles Conectados En Serie.

En sistemas radiales simples, en una barra colectora considerada como un nodo del sistema, las líneas de alimentación y las derivaciones salientes llevan corrientes de distinto valor y pueden tener también distintos calibres de conductores, por lo que los fusibles de protección tienen diferentes valores de corriente nominal. En caso de falla, se puede presentar la situación de que circule por dos fusibles la misma corriente, por lo que la regla básica de selectividad entre fusibles se puede establecer en los términos siguientes:

“Dos fusibles conectados en serie se comportan en forma selectiva cuando sus curvas características de fusión no se tocan y se desplazan a una distancia suficiente una de otra”. Cuando las corrientes de corto circuito son de un valor elevado, esta regla pierde validez, ya que en este caso, solo se tiene selectividad cuando el valor de I^2t (valor calorífico de la corriente) durante el tiempo de fusión y de extinción del fusible más próximo a la falla es menor que el valor calorífico de la corriente (I^2t) del tiempo de fusión del fusible más distante de la falla.

En la figura No. 48 se muestra un caso hipotético de coordinación entre fusibles conectados en serie, con valores de corrientes nominales en cada caso y un valor de corriente de corto circuito de 1,300 A en uno de los circuitos derivados de la barra.

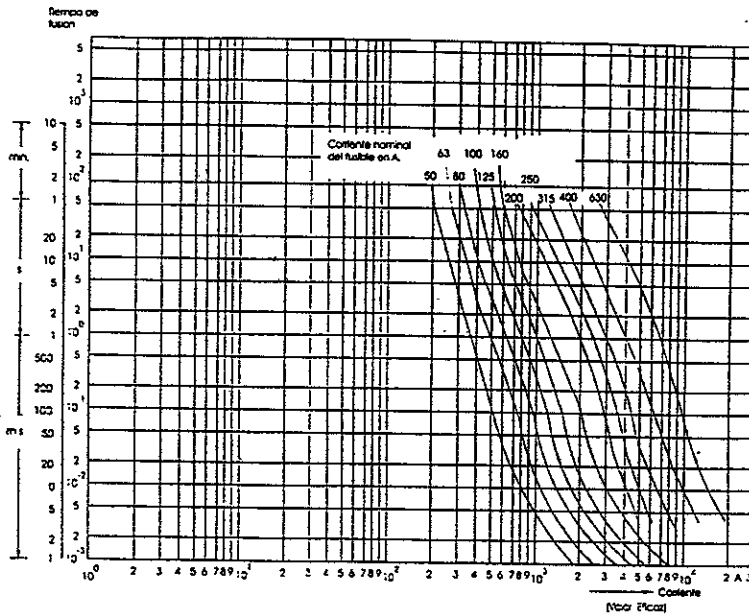
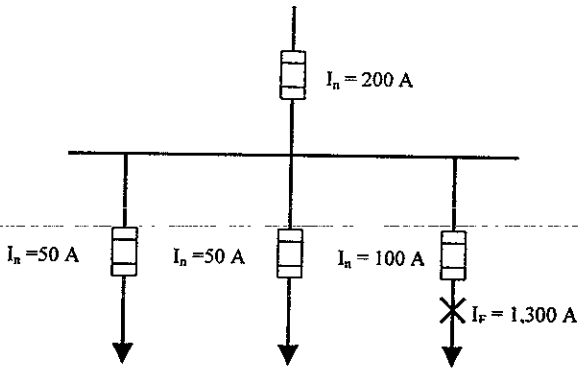
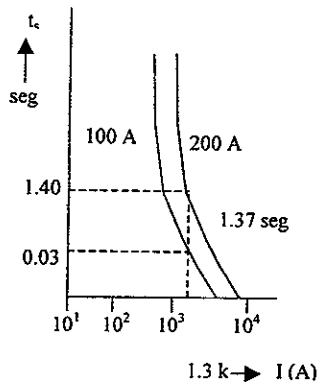


Fig. 48 Curva Característica De Tiempo Y Corriente De Los Fusibles Para Protección.



Las curvas tiempo-corriente para los fusibles de 100 A (en el ramal de la falla) y 200 A (alimentador Principal) se dan a continuación (recuérdese que se trazan en papel (Log-Log)).

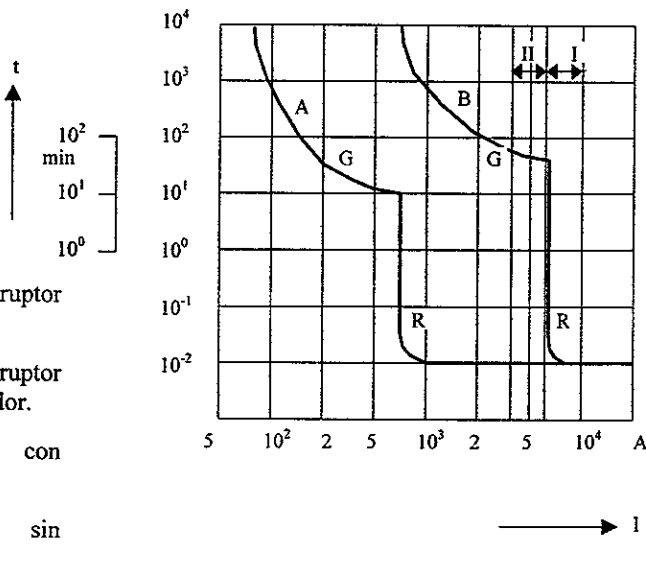
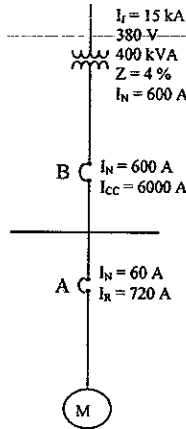


El proceso de coordinación selectiva establece que debe operar primero el fusible de 100 A para la corriente de falla de 1.3 kA, de acuerdo con las curvas anteriores esto lo hace en 0.03 seg., mientras que el fusible de 200 A opera en 1.40 seg., es decir, 1.37 seg., después del tiempo de coordinación queda la selectividad.

Selectividad Entre Interruptores Conectados En Serie.

Esto se refiere principalmente a los interruptores de baja y mediana tensión del tipo termomagnético, o bien, ciertos tipos de electromagnéticos en donde se usan interruptores que tratan de obtener la selectividad mediante el escalonamiento de las corrientes de disparo de los interruptores sin retardo contra sobrecorriente.

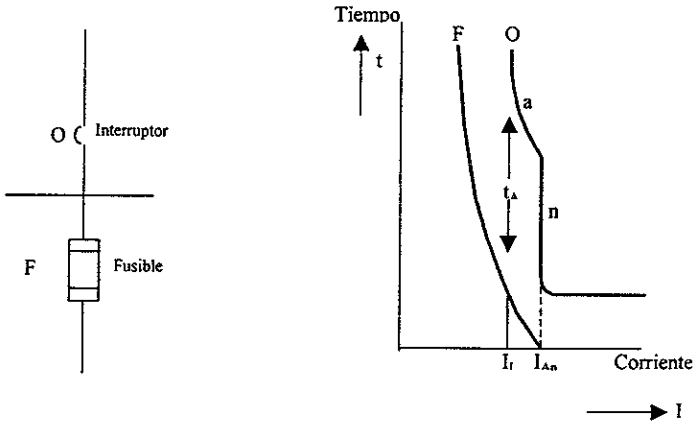
La selectividad por medio del escalonamiento de las corrientes de disparo sin retardo de tiempo contra sobrecorriente, solo se puede llevar a cabo cuando las corrientes de corto circuito calculadas en los puntos de la instalación difieren lo suficiente. En la figura siguiente, se ilustran los conceptos generales de coordinación para un sistema con interruptores termomagnéticos en serie.



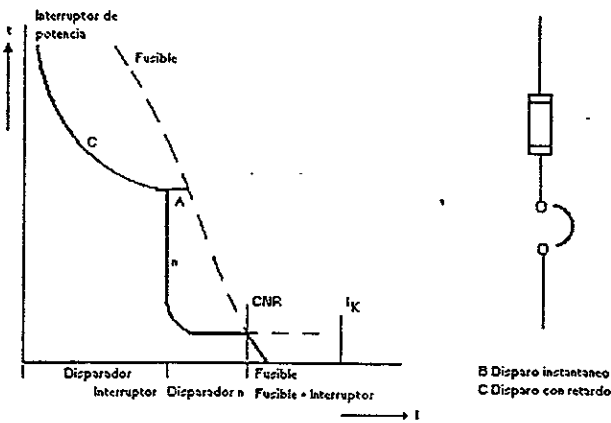
Selectividad Entre Interruptores En Serie.

Selectividad Entre Un Interruptor Y Un Fusible.

La selectividad en este caso, cuando se conectan en serie un interruptor y un fusible, se tiene si la curva característica de la curva del fusible no toca la curva de disparo del interruptor, un el rango de las sobrecargas y hasta aproximares a la zona de disparo.



- F= Curva del Fusible.
- Q = Interruptor.
- A = Interruptor con Retardo de Tiempo(dependiendo de la corriente).
- n = Interruptor con disparo sin retardo.
- I_{An} = Corriente de disparo.
- t_A = Distancia de seguridad(medida en unidades de tiempo).



Curva De Coordinación Fusible Interruptor

MEMORIA DE CÁLCULO

1. DIAGRAMA UNIFILAR

2. PROTECCION DEL MOTOR

a) CÁLCULO DE LOS VALORES DE CORRIENTE DEL MOTOR:

Corriente nominal (I_n)
Corriente de servicio continuo (I_{sc})
Corriente de rotor bloqueado (I_{rb})
Corriente de arranque (I_{arr})
Corriente instantánea (I_{inst})

b) SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE(T.C.)

c) SELECCIÓN DEL TAP DEL T.C.

d) SELECCIÓN DEL RELEVADOR

e) SELECCIÓN DE LA PALANCA DEL RELEVADOR

3. PROTECCION DE LOS BUSES Y ALIMENTADORES

4. PROTECCION DEL TRANSFORMADOR

a) CURVA Z DEL TRANSFORMADOR(CURVA ANSI)

b) FACTOR ANSI

c) CORRIENTE DE MAGNETIZACION(PUNTO INRUSH)

d) CÁLCULO DE LOS VALORES DE CORRIENTE DEL TRANSFORMADOR:

Corriente primario (I_p)
Corriente secundario (I_s)

e) SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE(T.C.)

f) SELECCIÓN DEL TAP DEL T.C.

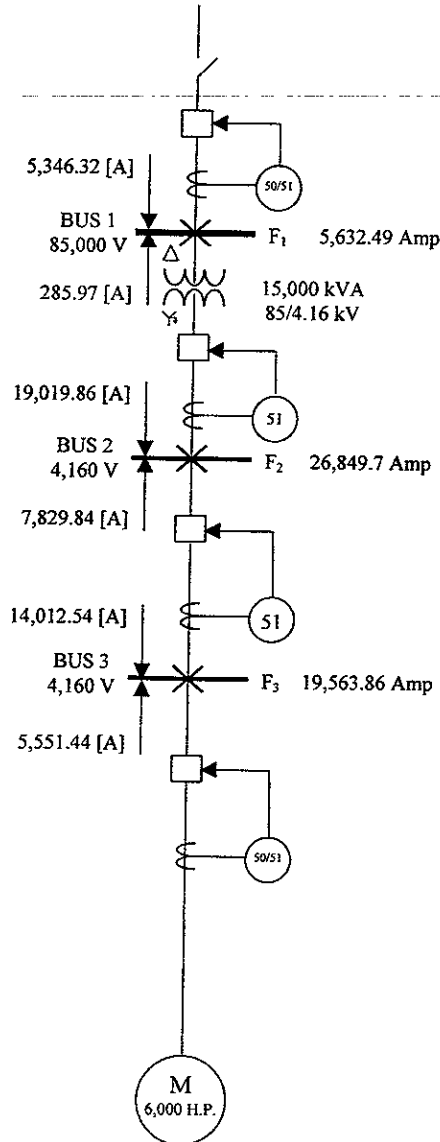
g) SELECCIÓN DEL RELEVADOR

h) SELECCIÓN DE LA PALANCA DEL RELEVADOR

5. GRAFICAS

1. COORDINACION DE PROTECCIONES CARGA 1 (MOTOR 6,000 H.P.)

1.1 DIAGRAMA UNIFILAR



1.2. PROTECCION DEL MOTOR.

1.2.a) CÁLCULO DE LOS VALORES DE CORRIENTE DEL MOTOR:

$$I_n = 767 \text{ [A]}$$

$$I_{sc} = I_n (\text{F.S.}) = 767(1.1) = 843.7 \text{ [A]}$$

$$I_{RB60\%} = I_n \times 0.60 / X''_d = (767 \times 0.60) / 0.15 = 3,068 \text{ [A]}$$

$$I_{arr} = 1.5(I_{RB60\%}) = 1.5(3,068) = 4,602 \text{ [A]}$$

1.2.b) SELECCIÓN DEL T.C.

Para elegir el T.C., verificamos que no se sature; esto lo comprobamos mediante la siguiente relación:

$$\frac{I_{cc}}{I_p \text{ del T.C.}} \leq 20$$

donde:

I_{cc} : Es la corriente de corto circuito.

I_p del T.C.: Es la corriente primaria del transformador de corriente.

Si elegimos un T.C. con relación de transformación de 1,000/5 [A] (R.T.C. = 200); la corriente primaria del transformador es 843.7 [A], verificando que no ocurra saturación en el T.C.; sustituimos valores:

$$\frac{14,012.5}{1,000} = 14.01 \leq 20$$

como este valor cumple la relación de ser ≤ 20 , elegimos el T.C.

1.2.c) SELECCIÓN DEL TAP DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE:

$$I_{sec} \text{ del T.C.} = I_{p \text{ max}} / R.T.C. = 843.7 / 200 = 4.22 \text{ [A]} \quad \text{Dando una tolerancia del 5\%}$$

$$TAP = (I_{p \text{ max}} / R.T.C.) \text{ tolerancia} = (843.7 / 200) 1.05 = 4.43 \therefore \text{ se elige el Tap} = 4.5 \text{ [A]}$$

$$I_{pick \text{ up}} \text{ primario del T.C.} = TAP (R.T.C.) = 4.5(200) = 900 \text{ [A]}$$

$$I_{pick \text{ up}} \text{ secundario del T.C.} = \text{valor del Tap} = 4.5 \text{ [A]}$$

1.2.d) SELECCIÓN DEL RELEVADOR

Se selecciona el Relevador Multilin P4A de General Electric. El P4A es un relevador microprocesado para protección de motores trifásicos, está diseñado para prevenir las fallas más comunes. Sus indicadores permiten fácilmente diagnosticar fallas para restablecer las operaciones rápidamente. Esto además de minimizar el costo de reparación de los motores evita que no se detengan los procesos de la planta.

El Relevador P4A cuenta con protección para: sobrecarga (8 curvas seleccionables), desbalanceo de fase, fallas a tierra y sobrecalentamiento.

Usando una interfase, el relevador puede ser monitoreado y controlado desde un punto remoto.

Su tamaño es compacto: 20.3 cm de base, 33 cm de altura y 15.24 cm de profundidad; y su peso es de solo 1.6 kg.

1.2.e) SELECCIÓN DE LA CURVA (PALANCA) DEL RELEVADOR

De las curvas del relevador seleccionaremos la que este por encima del valor de I_{RB} con su tiempo de arranque. En este caso $I_{RB60\%} = 3,068$ [A], para 10 seg.

Debido a que las curvas están en múltiplos del TAP usaremos la siguiente relación:

$$\text{Múltiplo del tap (M.T.)} = \frac{I_{RB60\%}}{\frac{R.T.C.}{TAP}}$$

$$M.T. = \frac{3,068}{4.5} = \frac{15.34}{4.5} = 3.41$$

con este valor y para un tiempo de 13 seg. Se selecciona la curva 5 (palanca 5).

La curva seleccionada no se coloca directamente en nuestra gráfica de curvas del motor de 6,000 H.P. (fig. 49), por que los valores están en múltiplos del TAP, para obtener el tiempo se entra a la curva del relevador con M.T. y para obtener I_p (corriente en el primario) se utiliza la formula: $I_p = I_{pick\ up\ primario}(M.T.)$

Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla y se gráfica en la fig. 49

M.T.	t(seg.)	I = I _{pick up} primario * M.T. [A]
1		900
1.25	311	1,080
2	58.4	1,800
3	21.9	2,700
4	11.7	3,600
5	7.9	4,500
6	5	5,400
7	3.6	6,300
8	2.8	7,200
9	2.8	8,100
10	2.8	9,000

Estos valores se obtienen de la curva seleccionada del relevador

Estos valores son graficados en la figura 49

1.2.F) AJUSTE DEL INSTANTÁNEO DEL RELEVADOR

El ajuste del relevador instantáneo lo realizaremos con base en la corriente instantánea; el relevador se calibrará con los siguientes datos.

$$I_{\text{instantáneo}} = \sqrt{3}(I_{RB60\%}) = \sqrt{3}(3,068) = 5,313.93 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{sec. del T.C.}} = I_{\text{instantáneo}}/R.T.C. = 5,313.93/200 = 26.57 \text{ [A]} \quad \text{Dando una tolerancia del 5\%}$$

$$TAP = I_{\text{sec. del T.C.}} (1.05) = 26.57(1.05) = 27.89 \therefore \text{ se elige el Tap} = 28$$

$$I_{\text{pick up primario del T.C.}} = TAP (R.T.C.) = 28(200) = 5,600 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{pick up secundario del T.C.}} = \text{valor del Tap} = 28 \text{ [A]}$$

1.3 PROTECCION DEL BUS 3

1.3.a) CORRIENTE NOMINAL DEL BUS 3.

$$I_{BUS3} = (I_{SC \text{ MOTOR DE } 6,000 \text{ H P.}} + I_{SC \text{ MOTOR DE } 650}) \times 1.25$$

$$I_n = (843.7 + 93.64) \times 1.25 = 1,171.67$$

$$I_n = 1,171.67 \text{ [A]}$$

$$\text{Corriente de corto circuito} = 14,012.54 \text{ [A].}$$

1.3.b) SELECCIÓN DEL T.C.

Para elegir el T.C., verificamos que no se sature; esto lo comprobamos mediante la siguiente relación:

$$\frac{I_{cc}}{I_P \text{ del T.C.}} \leq 20$$

Si elegimos un T.C. de relación de transformación de 1,500/5 [A] (R.T.C. = 300); Por lo que la corriente primaria del transformador será de 1,171.67 [A], verificando que no ocurra saturación en el T.C.; sustituimos valores:

$$\frac{14,012.54}{1,500} = 9.34 \leq 20$$

como este valor cumple la relación de ser ≤ 20 , elegimos el T.C.

1.3.c) SELECCIÓN DEL TAP DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE:

$I_{sec. \text{ del T.C.}} = I_{BUS 3} / R.T.C. = 1,171.67 / 300 = 3.90 \text{ [A]}$ Dando una tolerancia del 20%
 $TAP = (I_{BUS 3} / R.T.C.) \text{ Tolerancia} = (1,171.67 / 300) 1.20 = 4.68 \therefore$ se elige el Tap = 5.0
 $I_{pick \ up \ \text{primario del T.C.}} = TAP(R.T.C.) = 5.0(300) = 1,500 \text{ [A]}$
 $I_{pick \ up \ \text{secundario del T.C.}} = \text{valor del Tap} = 5.0 \text{ [A]}$

Se eligió el TAP = 5.7 porque al dibujar la curva del relevador con el TAP = 5 [A] en la figura 49, esta se traslapa con la curva de protección del motor.

$I_{pick \ up \ \text{primario del T.C.}} = TAP(R.T.C.) = 5.7(300) = 1,710 \text{ [A]}$
 $I_{pick \ up \ \text{secundario del T.C.}} = \text{valor del Tap} = 5.7 \text{ [A]}$

1.3.d) SELECCIÓN DEL RELEVADOR PARA PROTECCION DEL BUS 3

Se selecciona el Relevador Multilin SR737 de General Electric. Éste es un relevador microprocesado, que indica cuales fueron las ultimas cinco causas de disparo. Su rendimiento y confiabilidad son mayores que un relevador electromecánico. Los costos de instalación y mantenimiento son bajos comparado con las 8 características que incluye para su selección.

El Relevador Multilin SR737 cuenta con protección para: sobrecarga, protección instantánea y fallas a tierra.

Usando una interfase, el relevador puede ser monitoreado y controlado desde un punto remoto.

Su tamaño es compacto: 35.6 cm de base, 38.1 cm de altura y 35.6 cm de profundidad y su peso es de solo 6.8 kg.

1.3.e. SELECCIÓN DE LA CURVA(PALANCA) DEL RELEVADOR DEL BUS 3

De las curvas del relevador seleccionamos la que este 0.5 seg. por encima del punto mas bajo de la curva del relevador de protección del Motor de 6,000 H.P. ($I = 5,314$ [A], $t = 5.3$ seg.)

Debido a que las curvas están en múltiplos del TAP usaremos la siguiente relación:

$$M.T. = \frac{I}{\frac{R.T.C.}{TAP}} = \frac{5,314}{\frac{300}{5.7}} = 3.11$$

con este valor y para un tiempo de 5.3 seg. se selecciona la curva.

Curva seleccionada 10(palanca 10).

Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

M.T.	t [seg.]	$I = I_{pick\ up\ primario} * M.T. [A]$
1		1,710
1.7	40	2,907
2	20	3,420
3	7	5,130
4	4	6,840
5	2.7	8,550
6	2	10,260
7	1.6	11,970
8	1.4	13,680
9	1.2	15,390
10	1	17,100
11	0.90	18,810
15	0.75	25,650

Estos valores se obtienen de la curva seleccionada del relevador

Estos valores son gráficos en la figura 49

1.4 PROTECCION DEL BUS 2

1.4.a. CORRIENTE NOMINAL DEL BUS 2.

$$I_{n \text{ BUS } 2} = (I_{\text{SEC TRANSFORMADOR 15 MVA}}) \times 1.3 = (2,081) \times 1.3 = 2,705.3 \text{ [A]}$$

1.4.b. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (T.C.) DEL BUS 2.

Para elegir el T.C., verificamos que no se sature; esto lo comprobamos mediante la siguiente relación:

$$\frac{I_{cc}}{I_p \text{ del T.C.}} \leq 20$$

Elegimos un T.C. con relación de transformación de 3,000/5 (R.T.C. = 600), sustituyendo valores:

$$\frac{19,019.86}{3,000} = 6.34 \leq 20$$

Este valor cumple la relación, elegimos el T.C.

1.4.c. SELECCIÓN DEL TAP DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DEL BUS 2

$$I_{\text{sec. del T.C.}} = I_{\text{máx BUS 2}} / \text{R.T.C.} = 2,705.3 / 600 = 4.51 \text{ [A]} \quad \text{Dando una tolerancia del 5\%}$$

$$\text{TAP} = I_{\text{sec. del T.C.}}(1.05) = 4.51(1.05) = 4.74, \text{ se elige el Tap} = 4.8 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{pick up primario del T.C.}} = \text{TAP}(\text{R.T.C.}) = 4.8(600) = 2,880 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{pick up secundario del T.C.}} = \text{valor del Tap} = 4.8 \text{ [A]}$$

1.4.d. SELECCIÓN DEL RELEVADOR PARA PROTECCION DEL BUS 2

Se selecciona el Relevador Multilin SR737 de General Electric. Éste es un relevador microprocesado, que indica cuales fueron las ultimas cinco causas de disparo. Su rendimiento y confiabilidad son mayores que un relevador electromecánico. Los costos de instalación y mantenimiento son bajos comparado con las 8 características que incluye para su selección.

El Relevador Multilin SR737 cuenta con protección para: sobrecarga, protección instantánea y fallas a tierra.

Usando una interfase, el relevador puede ser monitoreado y controlado desde un punto remoto.

Su tamaño es compacto: 35.6 cm de base, 38.1 cm de altura y 35.6 cm de profundidad y su peso es de solo 6.8 kg.

1.4.e. SELECCIÓN DE LA CURVA(PALANCA) DEL RELEVADOR DEL BUS 2

De las curvas del relevador seleccionamos la que este 0.4 seg. Arriba del punto (I = 19,020 [A], t = 0.95 [seg.])

Debido a que las curvas están en múltiplos del TAP usaremos la siguiente relación:

$$\text{Múltiplo del tap(M.T.)} = \frac{I}{\frac{R.T.C.}{TAP}}$$

$$M.T. = \frac{19,020}{\frac{600}{4.8}} = 6.6$$

se selecciona la palanca para un M.T. = 6.6 y un tiempo de 1.35 seg. ∴ el dial = 8.0

Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

M.T.	t [seg]	I = I _{pick up primario} * M.T. [A]
1		2,880
1.5	29	4,896
2	15	5,760
3	6.0	8,640
4	2.9	11,520
5	2.0	14,400
6	1.6	17,280
6.6	1.35	19,008
7	1.2	20,160
8	1.0	23,040
9	0.9	25,920
10	0.8	28,880
15	0.6	43,200

Estos valores se obtienen de la curva seleccionada del relevador

Estos valores son gráficos en la figura 49.

1.5. PROTECCION DEL TRANSFORMADOR(15 MVA, Z=9%)

1.5.a) CÁLCULO DE LOS VALORES DE CORRIENTE DEL TRANSFORMADOR:

$$\text{Corriente primario } (I_p) = 15 \times 10^6 / ((\sqrt{3}) (85,000)) = 101.8 \text{ [A]}$$

$$\text{Corriente secundario } (I_s) = 15 \times 10^6 / ((\sqrt{3}) (4,160)) = 2,081.8 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{corregida primario transformador}} = I_p \times 1.4 = 101.8 \times 1.4 = 142.52 \text{ [A]}$$

1.5.b) CURVA Z DEL TRANSFORMADOR(CURVA ANSI)

El transformador cae dentro de la categoría III. El cálculo de los puntos se da en la siguiente tabla, los valores obtenidos son gráficados en la (fig. 49).

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV. tomamos el valor de $I_s = 2,081.8 \text{ [A]}$ para la obtención de la curva Z.

Puntos de curva ANSI		
PUNTO	TIEMPO [seg.]	CORRIENTE [A]
1	2	$I_{pc}/(Z_t+Z_s)$ $2,081.8/.09 = 23,131$
2	8	$(0.5)[I_{pc}/(Z_t+Z_s)]$ $= (0.5)[2,081.8/.09] =$ $11,565.$
3	$5,000(Z_t+Z_s)^2$ $= 5,000(.09)^2 = 40.5$	$(0.5)[I_{pc}/(Z_t+Z_s)]$ $= (0.5)[2,081.8/.09] =$ $11,565.$
4	50	$(5)I_{pc}$ $(5)2,081.8 = 10,409$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los kVA con enfriamiento OA.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los kVA de transformador con enfriamiento OA, se asume que la fuente es muy grande con relación al transformador, en consecuencia infinita ($Z_s = 0$)

I_{pc} = Corriente a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

1.5.c) FACTOR ANSI

El factor ANSI para un transformador conectado en Delta-Estrella aterrizado a través de una impedancia es igual a 1, por lo cual los valores obtenidos de la curva Z no cambian.

1.5.d) CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN (PUNTO INRUSH)

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV. tomamos el valor de $I = 2,081.8$ [A].

Punto Inrush = $12(2,081.8) = 24,981.6$ [A], para un tiempo de 0.1 seg.

1.5.e) SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (T.C.)

Para elegir el T.C., verificamos que no se sature; esto lo comprobamos mediante la siguiente relación:

$$\frac{I_{cc}}{I_p \text{ del T.C.}} \leq 20$$

donde:

I_{cc} : Es la corriente de corto circuito.

I_p del T.C.: Es la corriente primaria del transformador de corriente.

Elegimos un T.C. con relación de transformación de 300/5 (R.T.C. = 60), sustituyendo valores:

$$\frac{5,632.49}{300} = 18.77 \leq 20$$

Este valor cumple la relación, elegimos el T.C.

1.5.f) SELECCIÓN DEL TAP DEL T.C.

$I_{sec. \text{ del T.C.}} = I_{n \text{ transformador}} / R.T.C. = 142.52 / 60 = 2.37$ [A] Dando una tolerancia del 5%

$TAP = I_{sec. \text{ del T.C.}}(1.05) = 2.37(1.05) = 2.49$, se elige el Tap = 2.5

$I_{pick \ up \ \text{primario del T.C.}} = TAP(R.T.C.) = 2.5(60) = 150$ [A]

$I_{pick \ up \ \text{secundario del T.C.}} = \text{valor del Tap} = 2.5$ [A]

1.5.g) SELECCIÓN DEL RELEVADOR

Se selecciona el Relevador Multifilín SR737 de General Electric. Éste es un relevador microprocesado, que indica cuales fueron las ultimas cinco causas de disparo. Su rendimiento y confiabilidad son mayores que un relevador electromecánico. Los costos de instalación y mantenimiento son bajos comparado con las 8 características que incluye para su selección.

El Relevador Multifilín SR737 cuenta con protección para: sobrecarga, protección instantánea y fallas a tierra.

Usando una interfase, el relevador puede ser monitoreado y controlado desde un punto remoto.

Su tamaño es compacto: 35.6 cm de base, 38.1 cm de altura y 35.6 cm de profundidad. Su peso es de solo 6.8 Kg.

1.5.h) SELECCIÓN DE LA CURVA (PALANCA) DEL RELEVADOR

De las curvas del relevador seleccionamos la que este 0.4 seg. arriba del punto ($I = 19,020 [A]$, $t = 1.35$ seg.). Además debe quedar debajo de la curva Z del transformador.

Debido a que las curvas están en múltiplos del TAP usaremos la siguiente relación:

$$\text{Múltiplo del tap (M.T.)} = \frac{I}{I_{\text{pick up}} \text{ primario del T.C.}}$$

Observamos que la corriente del BUS 2 se cálculo en base al voltaje de 4.16 kV, voltaje al que han sido graficadas nuestras curvas, la corriente $I_{\text{pick up}} \text{ primario del T.C.}$ esta en base al voltaje de 85 kV, para pasarla a 4.16 kV usamos la relación:

$$I_{\text{pick up}} \text{ primario del T.C.} = I_{\text{pick up } 85\text{kV}} \times (85 / 4.16)$$

$$I_{\text{pick up}} \text{ primario del T.C.} = 150 \times (85 / 4.16) = 3,064.9 [A]$$

$$\text{M.T.} = \frac{19,020}{3,064.9} = 6.2$$

con este valor y para un tiempo de 1.75 seg. se selecciona el dial 10

Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla :

M.T.	t [seg.]	$I = I_{pick\ up\ primario} * M.T. [A]$
1		3,064.9
1.7	40	5,210.33
2	20	6,129.80
3	7	9,194.70
4	4	12,259.60
5	2.7	15,324.50
6	2	18,398.40
7	1.6	21,454.30
8	1.4	24,519.20
9	1.2	27,584.10
10	1	30,649.00
11	0.9	33,704.00
15	0.75	45,973.00

Estos valores se obtienen de la curva
seleccionada del relevador

Estos valores son gráficos en la figura 49.

1.5.h) AJUSTE DEL RELEVADOR INSTANTÁNEO

Aquí se considera el punto in rush y la corriente de falla asimétrica en el lado secundario del transformador de 15 MVA.

$$\text{Punto Inrush} = 12(2,081.8) = 24,981.6 [A]$$

$$I_{asim. \text{ en el bus } 2} = (19,020)1.5 = 28,530 [A]$$

$$\text{Referida la lado de } 85 \text{ kV} = 28,530(4.16/85) = 1,396 [A]$$

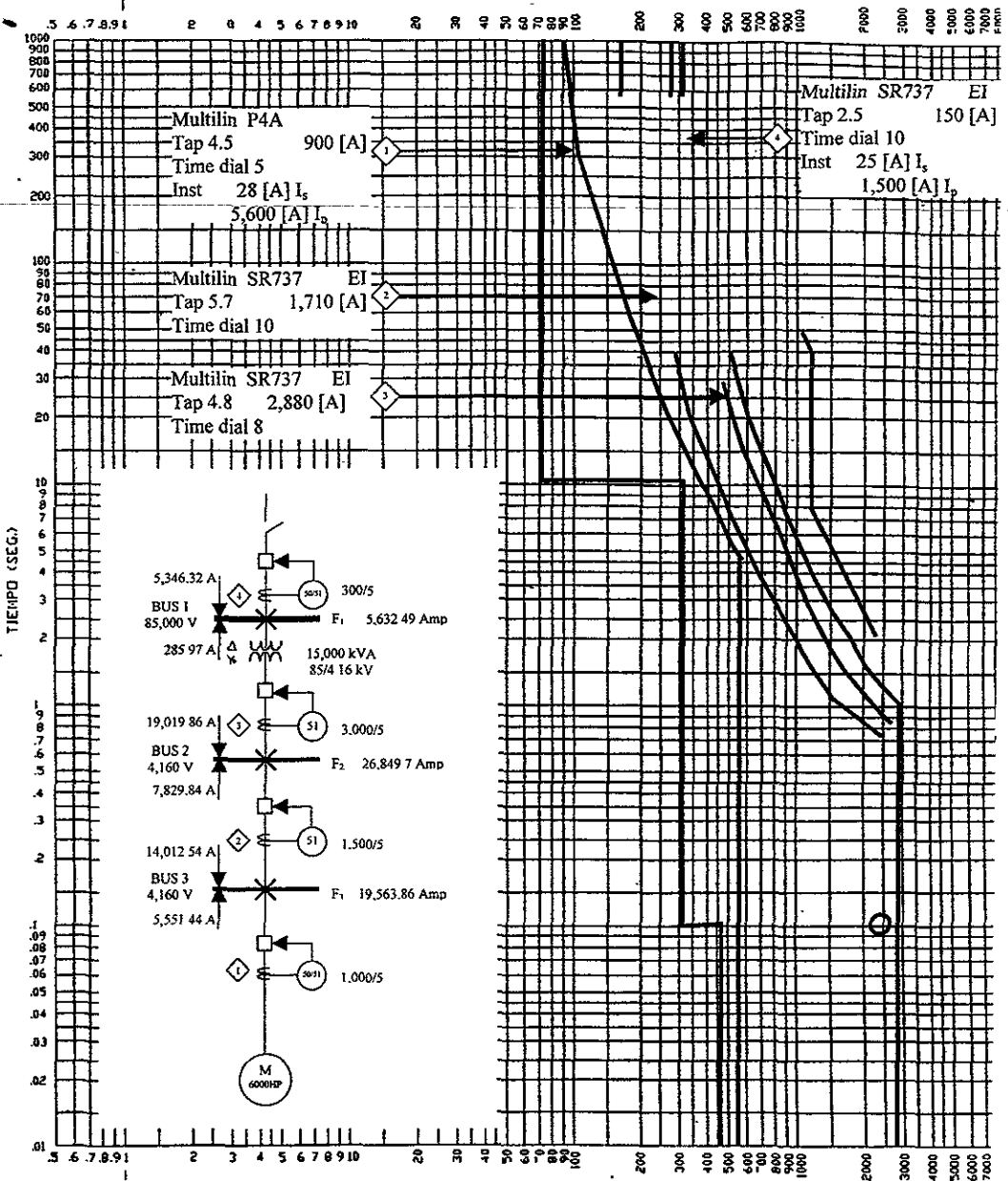
$$I_{sec. \text{ del T.C.}} = I_{asim. \text{ en el bus } 2} / R.T.C. = 1,396/60 = 23.26 [A] \quad \text{Dando una tolerancia del } 7\%$$

$$TAP = I_{sec. \text{ del T.C.}} (1.05) = 23.26(1.07) = 24.89 \therefore \text{ se elige el Tap} = 25$$

$$I_{pick\ up\ primario \text{ del T.C.}} = TAP (R.T.C.) = 25(60) = 1,500 [A]$$

$$I_{pick\ up\ secundario \text{ del T.C.}} = \text{valor del Tap} = 25 [A]$$

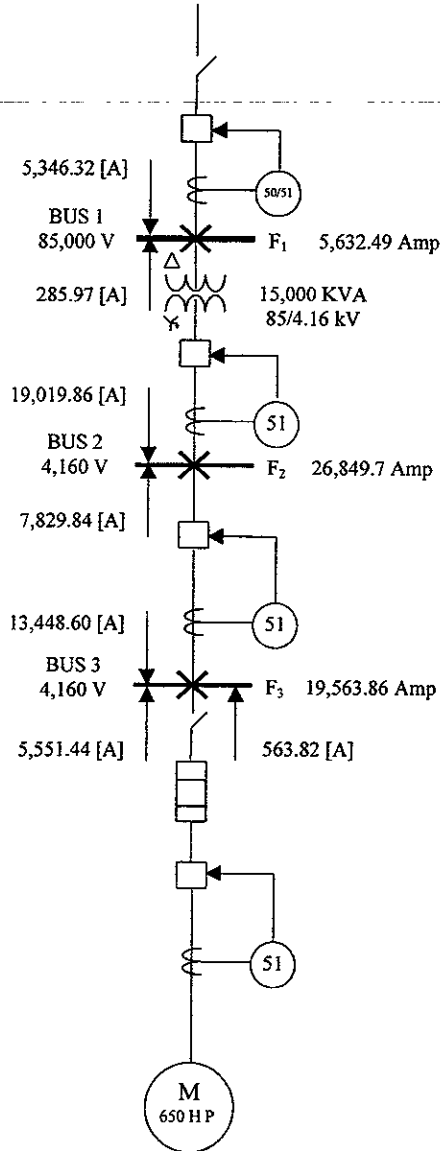
Fig. 49 Carga 1 Motor de 6,000 H.P.



Curvas graficadas a 4,160 V Corriente en Amperes $\times 10$
 Motor 6,000 HP Arranque a 60% del voltaje nominal

2. COORDINACION DE PROTECCIONES CARGA 2 (MOTOR 650 H.P.)

2.1 DIAGRAMA UNIFILAR



2.2. PROTECCION DEL MOTOR.

El motor se protegerá con un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso y un fusible.

2.2.a) CÁLCULO DE LOS VALORES DE CORRIENTE DEL MOTOR:

$$\begin{aligned} I_n &= 85.13 \text{ [A]} \\ I_{sc} &= I_n (F.S.) = 85.13(1.1) = 93.64 \text{ [A]} \\ I_{RB} &= I_n / X'_d = 85.13 / 0.16 = 532 \text{ [A]} \\ I_{arr} &= 1.5(I_{RB}) = 1.5(532) = 798 \text{ [A]} \end{aligned}$$

2.2.b) SELECCIÓN DEL T.C.

Para elegir el T.C., verificamos que no se sature; esto lo comprobamos mediante la siguiente relación:

$$\frac{I_{cc}}{I_p \text{ del T.C.}} \leq 20$$

donde:

I_{cc} : Es la corriente de corto circuito.

I_p del T.C.: Es la corriente del primario del T.C.

Elegimos un T.C. con relación de transformación de 1,000/5 (R.T.C. = 200), sustituyendo valores:

$$\frac{13,448.6}{1,000} = 13.45 \leq 20$$

Este valor cumple la relación, elegimos el T.C.

2.2.c) SELECCIÓN DEL TAP DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE:

I_{sec} del T.C. = $I_{sc} / R.T.C. = 93.6 / 200 = 0.468 \text{ [A]}$ Dando una tolerancia del 5%

$TAP = I_{sec} \text{ del T.C.} (1.05) = 0.468(1.05) = 0.49 \therefore$ se elige el Tap = 0.5

$I_{pick \ up}$ primario del T.C. = $TAP(R.T.C.) = 0.5(200) = 100 \text{ [A]}$

$I_{pick \ up}$ secundario del T.C. = valor del Tap = 0.5 [A]

2.2.d) SELECCIÓN DEL RELEVADOR

Se selecciona el Relevador Multilin P4A de General Electric. El P4A es un relevador microprocesado para protección de motores trifásicos, está diseñado para prevenir las fallas más comunes. Sus indicadores permiten fácilmente diagnosticar fallas para restablecer las operaciones rápidamente. Esto además de minimizar el costo de reparación de los motores evita que no se detengan los procesos de la planta.

El Relevador P4A cuenta con protección para: sobrecarga(8 curvas seleccionables), desbalanceo de fase, fallas a tierra y sobrecalentamiento.

Usando una interfase, el relevador puede ser monitoreado y controlado desde un punto remoto.

Su tamaño es compacto: 20.3 cm de base, 33 cm de altura y 15.24 cm de profundidad y su peso es de solo 1.6 Kg

2.2.e) SELECCIÓN DE LA CURVA(PALANCA) DEL RELEVADOR

De las curvas del relevador seleccionamos la que este por encima del valor de I_{RB} con su tiempo de arranque. En este caso $I = 532$ A para 15 seg.

Debido a que las curvas están en múltiplos del TAP usaremos la siguiente relación:

$$\text{Múltiplo del tap(M.T.)} = \frac{I}{I_{\text{pick up}} \text{ primario del T.C.}}$$

$$M.T. = \frac{532}{100} = 5.32$$

con este valor y para un tiempo de 15 seg. se selecciona la curva 12.5(palanca 12.5)

Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla :

M.T.	t [seg.]	$I = I_{\text{pick up}} \text{ primario} * M.T. [A]$
1		100
1.25	778	125
1.5	350	150
2	146	200
3	54.7	300
4	29.2	400
5	18.2	500
6	12.5	600
7	9.1	700
8	7.0	800
9	7.0	900
10	7.0	1,000

Estos valores se obtienen de la curva seleccionada del relevador

Estos valores son gráficos en la figura 50.

2.2 f) PROTECCION INSTANTÁNEA DEL MOTOR DE 650 H.P.

Debido a que el motor no es lo suficientemente grande para emplear un relevador instantáneo, utilizaremos un fusible para que este provea la protección instantánea. Donde la corriente del fusible será:

$$I_f = 1.5 I_n = 1.5 (85.13) = 127.69 \text{ [A]}$$

Del catalogo de General Electric seleccionamos el fusible 4R cuya capacidad máxima permisible es de 130 [A]; cuya gráfica se coloca en la fig. 50.

2.3 PROTECCION DEL BUS 3

La curva de protección para el BUS 3 se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la fig. 50.

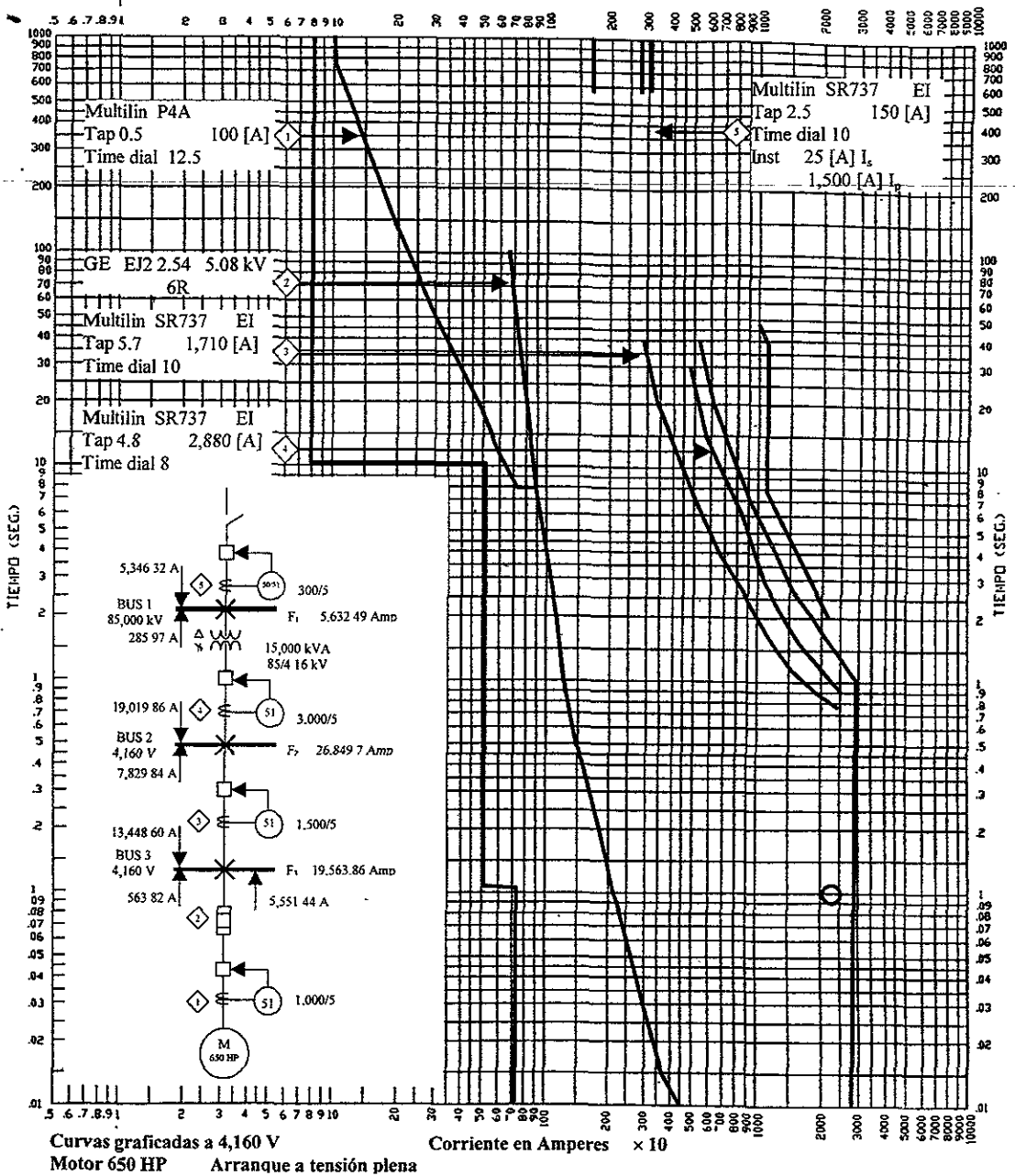
2.4 PROTECCION DEL BUS 2

La curva de protección para el BUS 2 se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la fig. 50.

2.5. PROTECCION DEL TRANSFORMADOR(15 MVA, Z=9%)

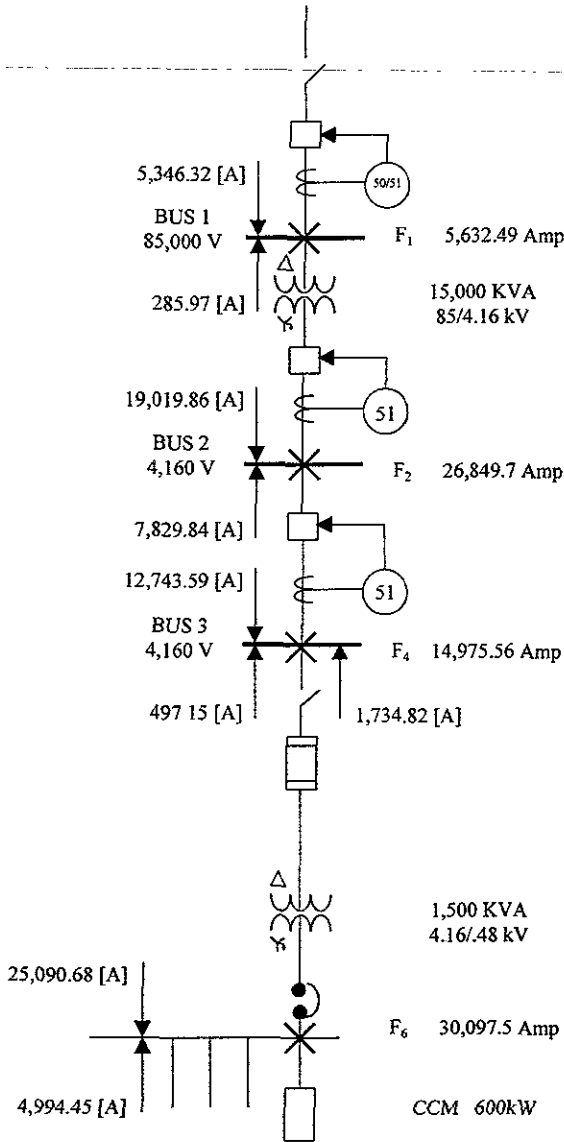
La curva de protección para el Transformador de 15 MVA se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la fig. 50.

Fig. 50 Carga 2 Motor de 650 H.P.



3. COORDINACION DE PROTECCIONES CARGA 3 (CCM 600 KW)

3.1 DIAGRAMA UNIFILAR



3.2. PROTECCION DEL CCM.

3.2.a. CÁLCULO DE LOS VALORES DE CORRIENTE DEL CCM:

La corriente nominal del CCM es:

$$I_n = 849 \text{ [A]}$$

La cual esta compuesta de un motor de 100 H.P. y cargas misceláneas que dan un valor de 522.21 kW:

Corrientes del motor de 100 H.P., f.p. = 0.9, $\eta = 0.9$ y 480 [V]

$$I_n = 110.07 \text{ [A]}$$

$$I_{sc} = I_n (\text{F.S.}) = 110.07(1.1) = 121.08 \text{ [A]}$$

$$I_{RB} = I_n / X''_d = 121.08 / 0.25 = 484.32 \text{ [A]}$$

$$I_{arr} = 1.5 I_{RB} = 1.5(484.32) = 726.48 \text{ [A]}$$

3.2.b. SELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL CCM.

Se selecciona un interruptor electromagnético para protección del CCM.

Se considera la corriente nominal secundaria del transformador de 1,500 kVA = 1,804 [A]

Marco del electromagnético = 2,000 [A]

Del catalogo General Electric seleccionamos el interruptor AKRT 50H con capacidad nominal de 2,000 [A] y con capacidad de corto circuito igual a 65,000 [A].

Ajuste del tiempo largo = $1,804 / 2,000 = 0.90$, $t = 20$ seg.;

Tiempo corto = $2(1,804) = 3,608$ [A] $t = 0.45$ seg.

Instantáneo = $8I = 8(1,804) = 14,432$ [A]

La curva del interruptor se coloca en la fig. 51.

3.3 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE 1,500 kVA.

3.3.a. VALORES DE CORRIENTE DEL TRANSFORMADOR DE 1,500 kVA:

Corriente primario (I_p) = $1,500 \times 10^3 / (\sqrt{3}(4,160)) = 208.17$ [A]

Corriente secundario (I_s) = $1,500 \times 10^3 / (\sqrt{3}(480)) = 1,804$ [A]

3.3.b. CURVA Z DEL TRANSFORMADOR DE 1,500 kVA (CURVA ANSI)

El transformador cae dentro de la categoría II. El cálculo de los puntos se da en la siguiente tabla, los valores obtenidos son gráficos en la fig. 51.

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 KV tomamos el valor de $I_p = 208.17$ [A] para la obtención de la curva Z.

Puntos de curva ANSI		
PUNTO	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (A)
1	2	I_{pc}/Z_t $208.17/0.0575 = 3,620.3$
2	4	$(0.7)[I_{pc}/Z_t]$ $= (0.7)[208.17/0.0575] =$ $2,534.2$
3	$2,551(Z_t)^2$ $= 2,551(0.0575)^2 = 8.43$	$(0.7)[I_{pc}/Z_t]$ $= (0.7)[208.17/0.0575] =$ $2,534.2$
4	50	$(5)I_{pc}$ $(5)208.17 = 1,040.85$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los kVA con enfriamiento OA.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los kVA de transformador con enfriamiento OA, se asume que la fuente es muy grande con relación al transformador, en consecuencia infinita ($Z_s = 0$)

I_{pc} = Corriente a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

3.3.c) FACTOR ANSI

El factor ANSI para un transformador conectado en Delta-Estrella directamente aterrizado es igual a 0.58, por lo cual los valores obtenidos de la curva Z se modifican obteniéndose los siguientes:

Puntos de curva ANSI		
PUNTO	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (A)
1	2	2,099.7
2	4	1,469.8
3	8.43	1,469.8
4	50	603.7

3.3.d) CORRIENTE DE MAGNETIZACION (PUNTO INRUSH)

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV tomamos el valor de $I_p = 208.17$ [A] para la obtención del Punto Inrush.

Punto Inrush = $8(208.17) = 1,665.36$ [A], para un tiempo de 0.1 seg.

3.3.e. SELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 1,500 kVA

Se selecciona un fusible para la protección del transformador.

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV tomamos el valor de $I_p = 208.17$ [A]

$$I_{\text{protección}} = I_n * 3 = 208.17 * 3 = 624.3 \text{ [A]}$$

Del catalogo Westinghouse seleccionamos el fusible 200E; cuya curva la colocamos en la fig. 51.

3.4 PROTECCION DEL BUS 4

3.4.a. CORRIENTE NOMINAL DEL BUS 4.

$$I_n \text{ BUS 4} = [I_n \text{ Transformador de 1,500 kVA} + I_n \text{ Transformador de 1,000 kVA} + 2(I_n \text{ Motor de 1,000 H.P.}) + 2(I_n \text{ Transformador de 1,250 kVA})] 1.2$$

$$I_n \text{ BUS 4} = [208 + 138.7 + 2(135.3) + 2(173.4)] 1.2 = 1,156.8 \text{ [A]}$$

3.4.b. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (T.C.) DEL BUS 4

Para elegir el T.C., verificamos que no se sature; esto lo comprobamos mediante la siguiente relación:

$$\frac{I_{cc}}{I_p \text{ del T.C.}} \leq 20$$

donde:

I_{cc} : Es la corriente de corto circuito.

I_p del T.C.: Es la corriente primaria del T.C.

Elegimos un T.C. con relación de transformación de 1,200/5 (R.T.C. = 240), sustituyendo valores:

$$\frac{12,743.59}{1,200} = 10.61 \leq 20$$

Este valor cumple la relación, elegimos el T.C.

3.4.c. SELECCIÓN DEL TAP DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE:

$$I_{\text{sec. del T.C.}} = I_{n \text{ BUS } 4} / R.T.C. = 1,156.8 / 240 = 4.82 \text{ [A]} \quad \text{Dando una tolerancia del 5\%}$$

$$\text{TAP} = I_{\text{sec. del T.C.}}(1.05) = 4.82(1.05) = 5.06, \text{ se elige el Tap} = 5.1 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{pick up primario del T.C.}} = \text{TAP}(R.T.C.) = 5.1(240) = 1,224 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{pick up secundario del T.C.}} = \text{valor del Tap} = 5.1 \text{ [A]}$$

3.4.d. SELECCIÓN DEL RELEVADOR PARA PROTECCION DEL BUS 4

Se selecciona el Relevador Multilin SR737 de General Electric. Éste es un relevador microprocesado, que indica cuales fueron las ultimas cinco causas de disparo. Su rendimiento y confiabilidad son mayores que un relevador electromecánico. Los costos de instalación y mantenimiento son bajos comparado con las 8 características que incluye para su selección.

El Relevador Multilin SR737 cuenta con protección para: sobrecarga, protección instantánea y fallas a tierra.

Usando una interfase, el relevador puede ser monitoreado y controlado desde un punto remoto.

Su tamaño es compacto: 35.6 cm de base, 38.1 cm de altura y 35.6 cm de profundidad. Su peso es de solo 6.8 kg.

3.4.e. SELECCIÓN DE LA CURVA(PALANCA) DEL RELEVADOR DEL BUS 4

De las curvas del relevador seleccionamos la que este arriba del valor de corriente del punto 1 de la curva Z del transformador de 1,500 kVA, $I = 2,099 \text{ [A]}$ con un tiempo de 3 seg.

Debido a que las curvas están en múltiplos del TAP usaremos la siguiente relación:

$$\text{Múltiplo del tap (M.T.)} = \frac{I}{I_{\text{pick up primario del T.C.}}}$$

$$M.T. = \frac{2,099}{1,224} = 1.71$$

con este valor y para un tiempo de 3 seg. se selecciona el dial 2 (palanca 2).

Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

M.T.	T [seg.]	$I = I_{pick\ up\ primario} * M.T. [A]$
1		1,224
1.5	8	1,836
2	3.9	2,448
3	1.40	3,672
4	0.75	4,896
5	0.50	6,120
6	0.38	7,344
7	0.30	8,568
8	0.26	9,792
9	0.22	11,016
10	0.20	12,240

Estos valores se obtienen de la curva
seleccionada del relevador

Estos valores son gráficos en la figura 51.

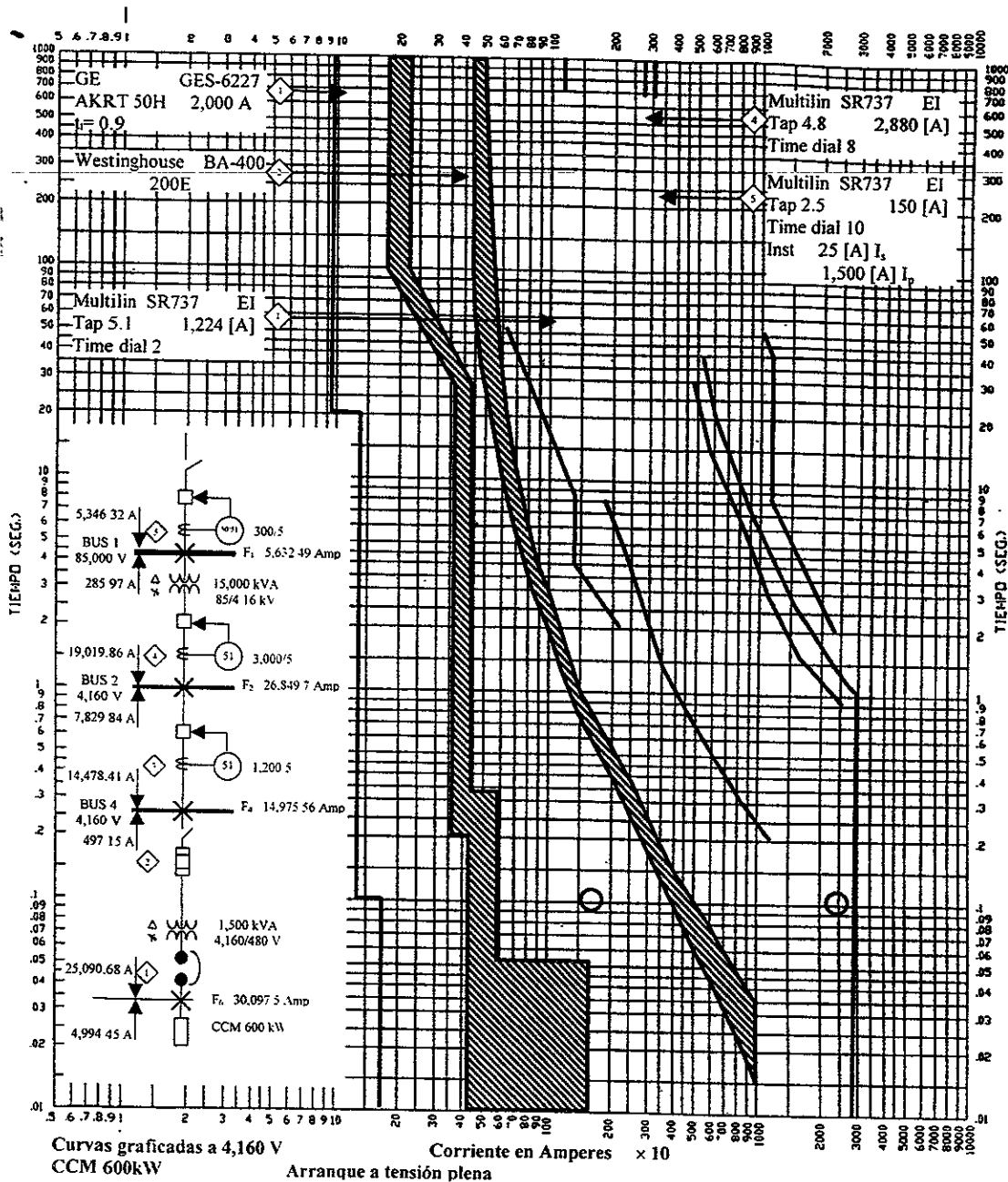
3.5 PROTECCION DEL BUS 2

La curva de protección para el BUS 2 se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la fig. 51.

3.6. PROTECCION DEL TRANSFORMADOR(15 MVA, Z=9%)

La curva de protección para el Transformador de 15 MVA se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la fig. 51.

Fig. 51 Carga 3 CCM 600 KW

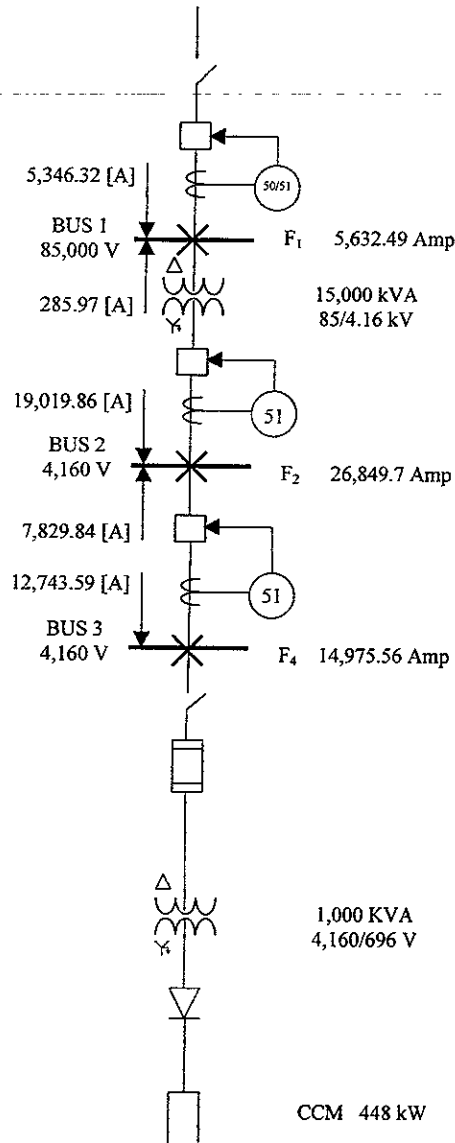


Curvas graficadas a 4,160 V
CCM 600KW

Corriente en Amperes × 10
Arranque a tensión plena

4. COORDINACION DE PROTECCIONES CARGA 4 (CCM 748 KW C.D.)

4.1 DIAGRAMA UNIFILAR



Debido a que el C.C.M. trabaja con corriente directa, la coordinación de esta carga se hará a partir del transformador de 1,000 kVA

4.2 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE 1,000 KVA.

4.2.a. CÁLCULO DE VALORES DE CORRIENTE DEL TRANSFORMADOR DE 1,500 KVA:

$$\text{Corriente primario} = I_p (\text{Transformador 1500 KVA}) = 1,000 \times 10^3 / (\sqrt{3}(4,160)) = 138.78 \text{ [A]}$$

$$\text{Corriente secundario} = I_s (\text{Transformador 1500 KVA}) = 1,000 \times 10^3 / (\sqrt{3}(696)) = 829.5 \text{ [A]}$$

4.2.b. CURVA Z DEL TRANSFORMADOR DE 1,000 KVA (CURVA ANSI)

El transformador cae dentro de la categoría II. El Cálculo de los puntos se da en la siguiente tabla, los valores obtenidos son gráficos en la (fig. 52)

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 KV tomamos el valor de $I_p (\text{Transformador 1,000 KVA}) = 138.78 \text{ [A]}$ para la obtención de la curva Z.

Puntos de curva ANSI		
PUNTO	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (A)
1	2	I_{p0}/Z_t $138.78/0.0575 = 2,413.5$
2	4.08	$(0.7)[I_{p0}/Z_t]$ $= (0.7)[138.78/0.0575] =$ 1,689.49
3	$2,551(Z_t)^2$ $= 2,551(0.0575)^2 = 8.43$	$(0.7)[I_{p0}/Z_t]$ $= (0.7)[138.78/0.0575] =$ 1,689.49
4	50	$(5)I_{pc}$ $(5)138.78 = 693.9$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA con enfriamiento OA.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA de transformador con enfriamiento OA, se asume que la fuente es muy grande con relación al transformador, en consecuencia infinita ($Z_s = 0$)

I_{pc} = Corriente a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

4.2.c) FACTOR ANSI

El factor ANSI para un transformador conectado en Delta-Estrella directamente aterrizado es igual a 0.58, por lo cual los valores obtenidos de la curva Z se modifican obteniéndose los siguientes:

Puntos de curva ANSI		
PUNTO	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (A)
1	2	1,399.8
2	4.08	979.9
3	8.43	979.9
4	50	402.5

4.2.d) CORRIENTE DE MAGNETIZACION (PUNTO INRUSH)

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV tomamos el valor de I_p (Transformador 1,000 kVA) = 138.78 [A] para la obtención del Punto Inrush.

Punto Inrush = $8(138.78) = 1,110.24$ [A], para un tiempo de 0.1 seg.

4.2.e. SELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 1,000 kVA

Se selecciona un fusible para la protección del transformador.

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV tomamos el valor de $I_p = 138.78$ [A]

$$I_{\text{protección}} = I_n * 3 = 138.78 * 3 = 416.34 \text{ [A]}$$

Del catalogo Westinghouse seleccionamos el fusible 125E; cuya curva es colocada en fig. 48.

4.3 PROTECCION DEL BUS 4

La curva de protección para el BUS 4 se obtuvo en el punto 3 (Coordinación del motor del C.C.M. 600 kW) Esta misma curva se coloca en la (fig. 52)

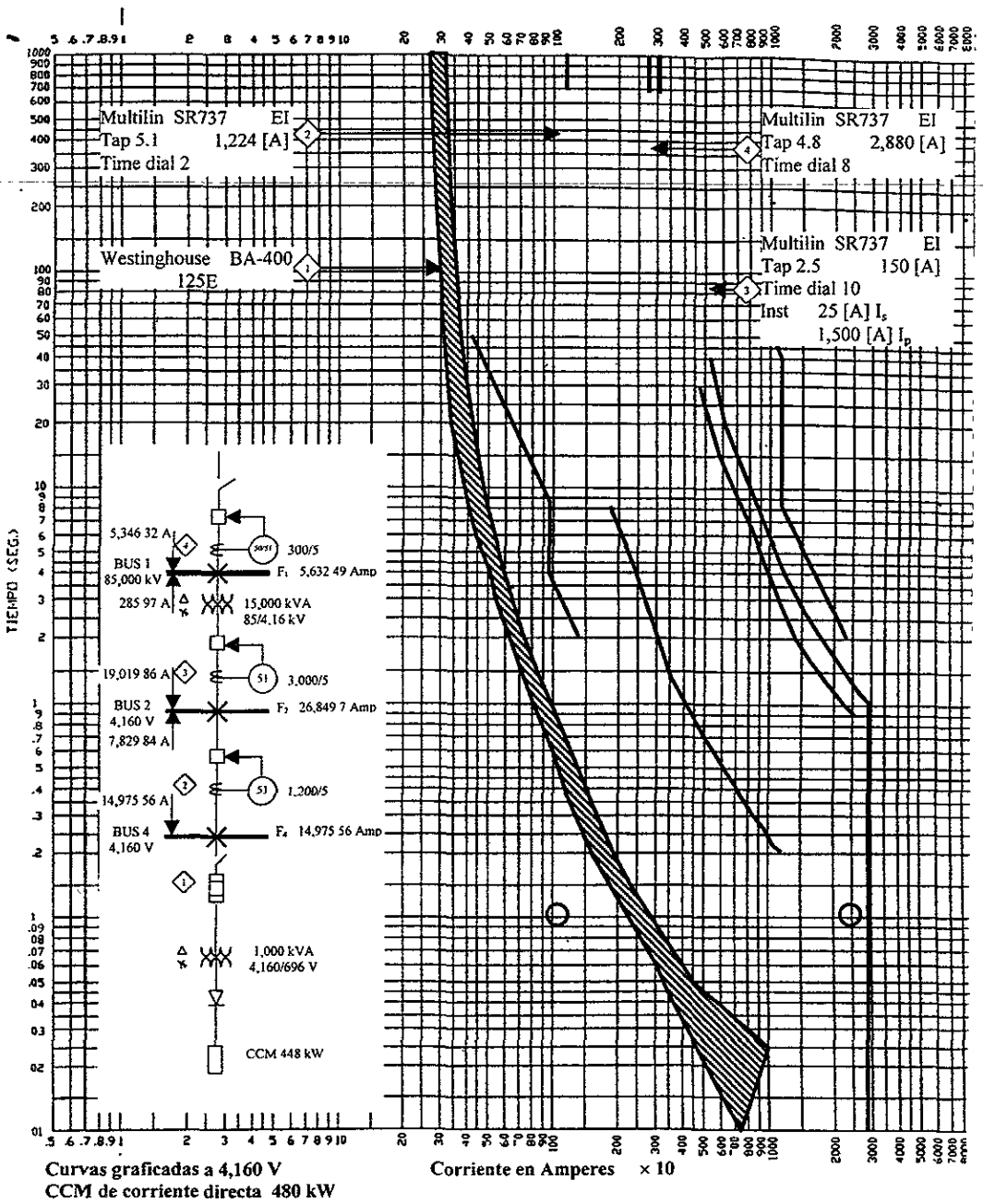
4.4 PROTECCION DEL BUS 2

La curva de protección para el BUS 2 se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la (fig. 52)

4.5 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR (15 MVA, Z=9%)

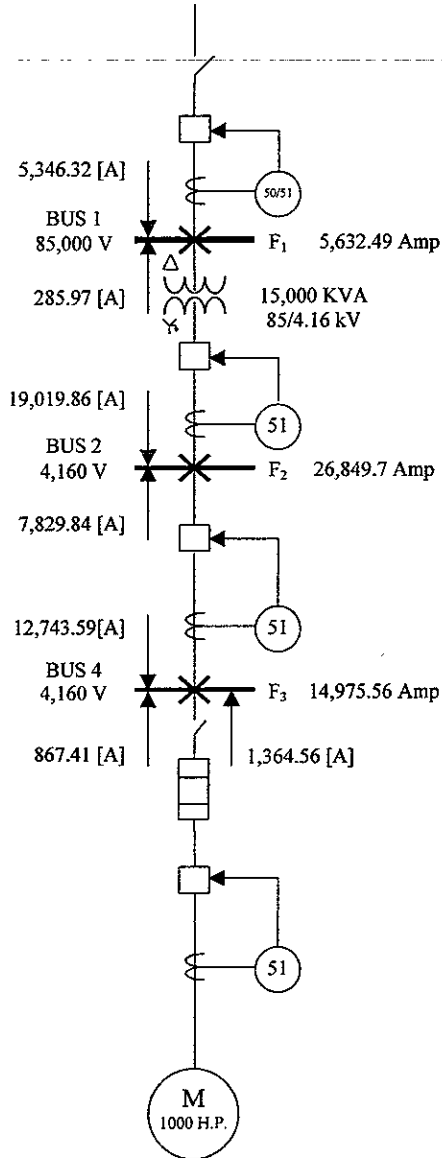
La curva de protección para el Transformador de 15 MVA se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la (fig. 52)

Fig. 52 Carga 4 Transformador de 1,000 kVA



5. COORDINACION DE PROTECCIONES CARGA 5 y CARGA 6 (MOTOR 1,000 HP C/U)

5.1. DIAGRAMA UNIFILAR



5.2. PROTECCION DEL MOTOR.

El motor se protegerá por medio de relevador de tiempo inverso y fusible.

5.2.a) CÁLCULO DE LOS VALORES DE CORRIENTE DEL MOTOR:

$$\begin{aligned} I_n &= 135.34 \text{ [A]} \\ I_{sc} &= I_n(F_s) = 135.34(1.1) = 148.8 \text{ [A]} \\ I_{rb} &= I_n/X_d = 135.34/0.16 = 845.8 \text{ [A]} \\ I_{arr} &= 1.5(I_{rb}) = 1.5(845.8) = 1,268.7 \text{ [A]} \\ I_{inst} &= \sqrt{3}(I_{rb}) = \sqrt{3} (845.8) = 1,464.9 \text{ [A]} \end{aligned}$$

5.2.b) SELECCIÓN DEL T.C.

Para elegir el T.C., verificamos que no se sature; esto lo comprobamos mediante la siguiente relación:

$$\frac{I_{cc}}{I_p \text{ del T.C.}} \leq 20$$

donde:

I_{cc} : Es la corriente de corto circuito.

I_p del T.C.: Es la corriente primaria del transformador de corriente.

Elegimos un T.C. con relación de transformación de 800/5 (R.T.C. = 160), sustituyendo valores:

$$\frac{12,743.59}{800} = 15.93 \leq 20$$

Este valor cumple la relación, elegimos el T.C.

5.2.c) SELECCIÓN DEL TAP DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE:

$I_{sec. \text{ del T.C.}} = I_{sc}/R.T.C. = 148.8/160 = 0.93 \text{ [A]}$ Dando una tolerancia del 5%

$TAP = I_{sec. \text{ del T.C.}}(1.05) = 0.93(1.05) = 0.97$, \therefore se elige $TAP = 1$

$I_{pick \text{ up}} \text{ primario del T.C.} = TAP(R.T.C.) = 1(160) = 160 \text{ [A]}$

$I_{pick \text{ up}} \text{ secundario del T.C.} = \text{valor del Tap} = 1 \text{ [A]}$

5.2.d) SELECCIÓN DEL RELEVADOR

Se selecciona el Relevador Multilin P4A de General Electric. El P4A es un relevador microprocesado para protección de motores trifásicos, está diseñado para prevenir las fallas más comunes. Sus indicadores permiten fácilmente diagnosticar fallas para restablecer las operaciones rápidamente. Esto además de minimizar el costo de reparación de los motores evita que no se detengan los procesos de la planta.

El Relevador P4A cuenta con protección para: sobrecarga (8 curvas seleccionables), desbalanceo de fase, fallas a tierra y sobrecalentamiento.

Usando una interfase, el relevador puede ser monitoreado y controlado desde un punto remoto.

Su tamaño es compacto: 20.3 cm de base, 33 cm de altura y 15.24 cm de profundidad y su peso es de solo 1.6 kg.

5.2.e) SELECCIÓN DE LA CURVA (PALANCA) DEL RELEVADOR

De las curvas del relevador seleccionamos la que este por encima del valor de I_{rb} con su tiempo de arranque. En este caso $I = 845.8$ A para 20 seg.

Debido a que las curvas están en múltiplos del TAP usaremos la siguiente relación:

$$\text{Múltiplo del tap (M.T.)} = \frac{I}{I_{pick\ up} \text{ primario del T.C.}}$$

$$M.T. = \frac{845.8}{160} = 5.28$$

con este valor y para un tiempo de 20 seg. se selecciona la curva 17.5 (palanca 17.5)

Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla :

M.T.	t [seg.]	$I = I_{pick\ up\ primario} * M.T. [A]$
1		160
1.25	1,089	200
1.5	490	240
2	204	320
3	76.5	480
4	40.8	640
5	25.5	800
6	17.5	960
7	12.7	1,120
8	10	1,280
9	10	1,440
10	10	1,600

Estos valores se obtienen de la curva
seleccionada del relevador

Estos valores son gráficos en la figura 53.

5.2 f) PROTECCION INSTANTÁNEA DEL MOTOR DE 1,000 H.P.

Debido a que el motor no es lo suficientemente grande para emplear un relevador instantáneo, utilizaremos un fusible para que este provea la protección instantánea. Donde la corriente del fusible será:

$$I_f = 1.5 I_n = 1.5 (135.34) = 203.01 [A]$$

Del catalogo de General Electric seleccionamos el fusible 9R cuya capacidad máxima permisible es de 200 [A]; cuya gráfica se coloca en la fig. 53.

5.3 PROTECCION DEL BUS 4

La curva de protección para el BUS 4 se obtuvo en el punto 3 (Coordinación del CCM 600 kW) La curva se coloca en la fig. 53.

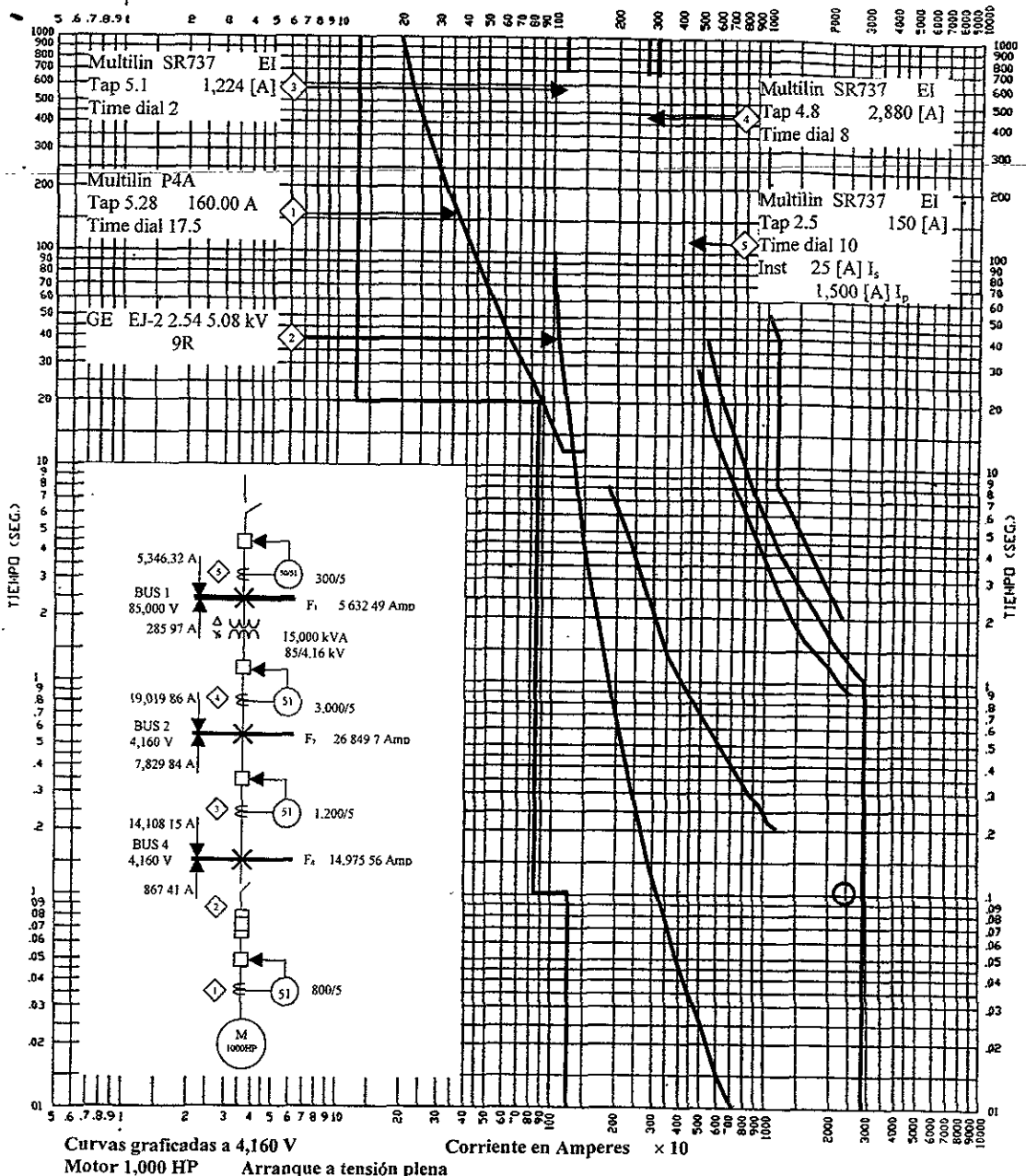
5.4. PROTECCION DEL BUS 2

La curva de protección para el BUS 2 se obtuvo en el punto 1 (Coordinación de Motor 6,000 H.P.) La curva se coloca en la fig. 53.

5.5. PROTECCION DEL TRANSFORMADOR (15 MVA, Z=9%)

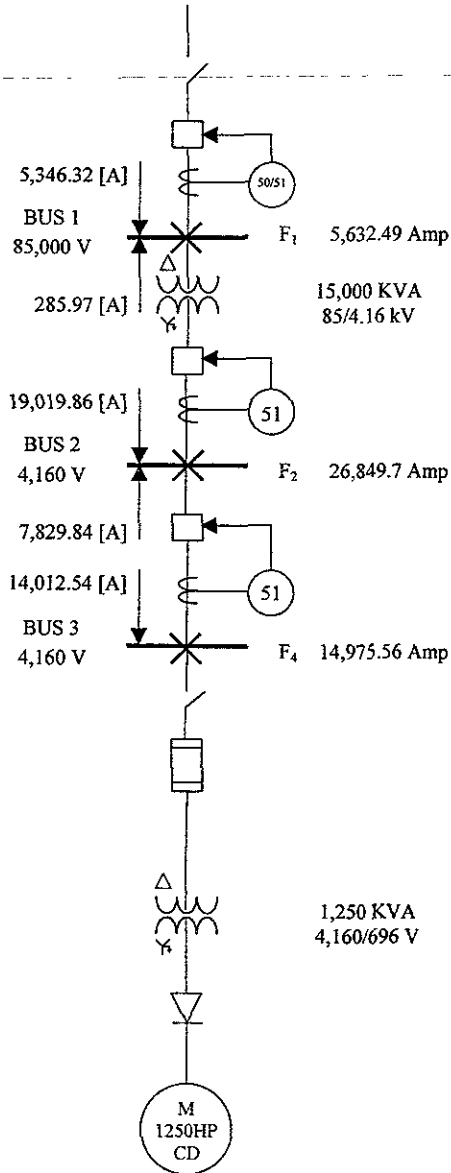
La curva de protección para el Transformador de 15 MVA se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) La curva se coloca en la fig. 53.

Fig. 53 Carga 5 y 6 Motor 1,000 H.P.



6. COORDINACION DE PROTECCIONES CARGA 7 y 8 (MOTOR 1,250 H.P. C.D. C/U)

6.1. DIAGRAMA UNIFILAR



Debido a que el CCM. trabaja con corriente directa, la coordinación de esta carga se hará a partir del transformador de 1,250 kVA

6.2 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE 1,250 kVA.

6.2.a. CÁLCULO DE VALORES DE CORRIENTE DEL TRANSFORMADOR DE 1,250 kVA.

Corriente primario = $I_p(\text{Transformador } 1,250 \text{ KVA}) = 1,250 \times 10^3 / (\sqrt{3}(4,160)) = 173.48 \text{ [A]}$

Corriente secundario = $I_s(\text{Transformador } 1,250 \text{ KVA}) = 1,250 \times 10^3 / (\sqrt{3}(696)) = 1,036.91 \text{ [A]}$

6.2.b. CURVA Z DEL TRANSFORMADOR DE 1,250 kVA (CURVA ANSI)

El transformador cae dentro de la categoría II. El CÁLCULO de los puntos se da en la siguiente tabla, los valores obtenidos son gráficosados en la (fig. 54)

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 KV tomamos el valor de $I_p(\text{Transformador } 1,250 \text{ KVA}) = 173.48 \text{ [A]}$ para la obtención de la curva Z.

Puntos de curva ANSI		
PUNTO	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (A)
1	2	I_{pc}/Z_t $173.48/0.055 = 3,154.18$
2	4.08	$(0.7)[I_{pc}/Z_t]$ $= (0.7)[173.48/0.055] = 2,207.9$
3	$2,551(Z_t)^2$ $= 2,551(0.055)^2 = 7.71$	$(0.7)[I_{pc}/Z_t]$ $= (0.7)[173.48/0.055] = 2,207.9$
4	50	$(5)I_{pc}$ $(5)173.48 = 867.40$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA con enfriamiento OA.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA de transformador con enfriamiento OA, se asume que la fuente es muy grande con relación al transformador, en consecuencia infinita ($Z_s = 0$)

I_{pc} = Corriente a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

6.2.c) FACTOR ANSI

El factor ANSI para un transformador conectado en Delta-Estrella directamente aterrizado es igual a 0.58, por lo cual los valores obtenidos de la curva Z se modifican obteniéndose los siguientes:

Puntos de curva ANSI		
PUNTO	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (A)
1	2	1,829.4
2	4.08	1,280.6
3	7.71	1,280.6
4	50	503.1

6.2.d) CORRIENTE DE MAGNETIZACION (PUNTO INRUSH)

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV tomamos el valor de I_p (Transformador 1,250 KVA) = 173.48 [A] para la obtención del Punto Inrush.

Punto Inrush = $8(173.48) = 1,387.84$ [A], para un tiempo de 0.1 seg.

6.2.e. SELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 1,250 KVA

Se selecciona un fusible para la protección del transformador.

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV tomamos el valor de $I_p = 173.48$ [A]

$$I_{\text{protección}} = I_n * 3 = 173.48 * 3 = 520.44 \text{ [A]}$$

Del catalogo Westinghouse seleccionamos el fusible 12SE, cuya curva se coloca en la fig. 54.

6.3 PROTECCION DEL BUS 4

La curva de protección para el BUS 4 se obtuvo en el punto 3 (Coordinación del motor del C.C.M. 600 kW) Esta misma curva se coloca en la fig. 54.

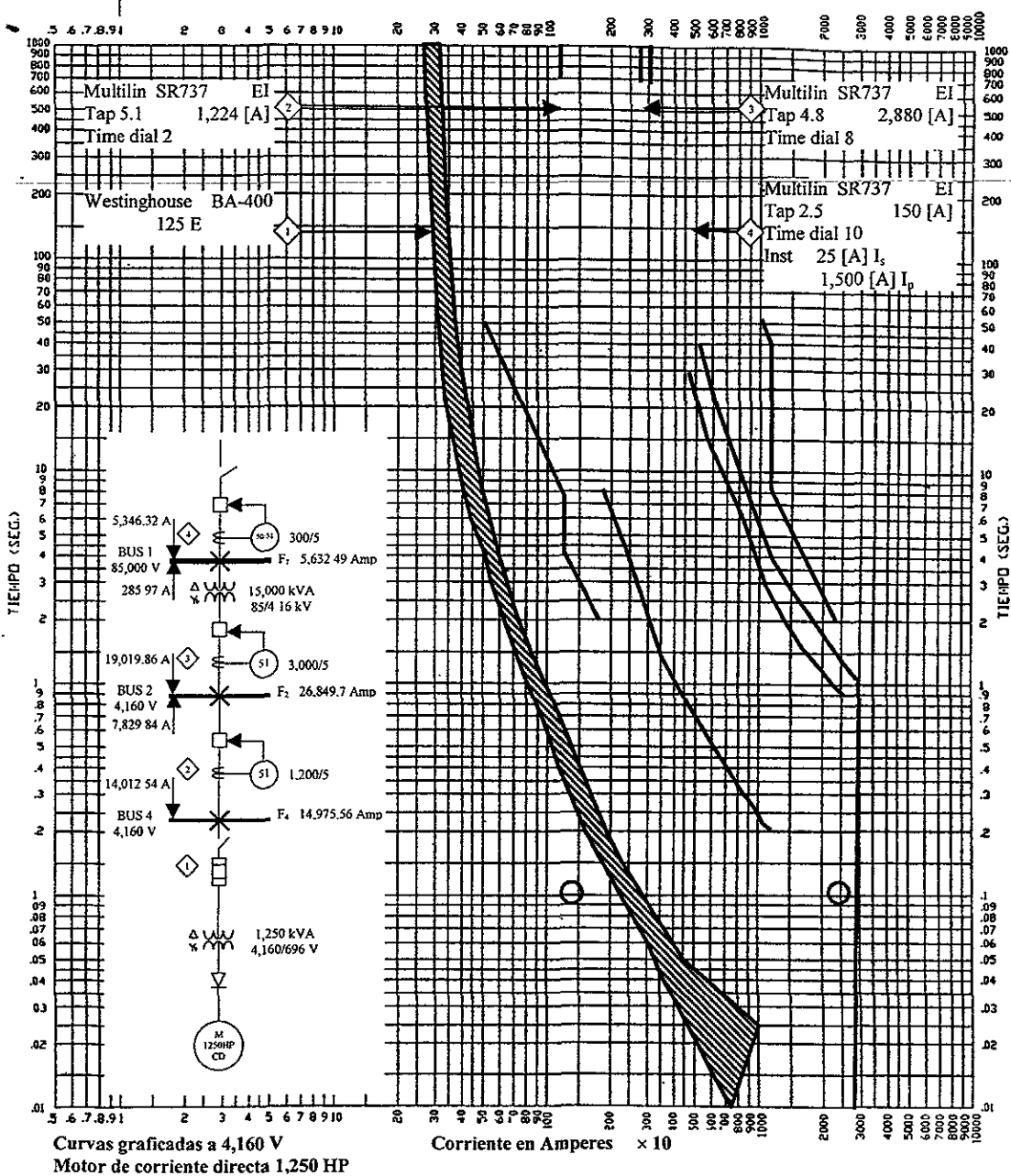
6.4 PROTECCION DEL BUS 2

La curva de protección para el BUS 2 se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la fig. 54.

6.5 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR (15 MVA, Z=9%)

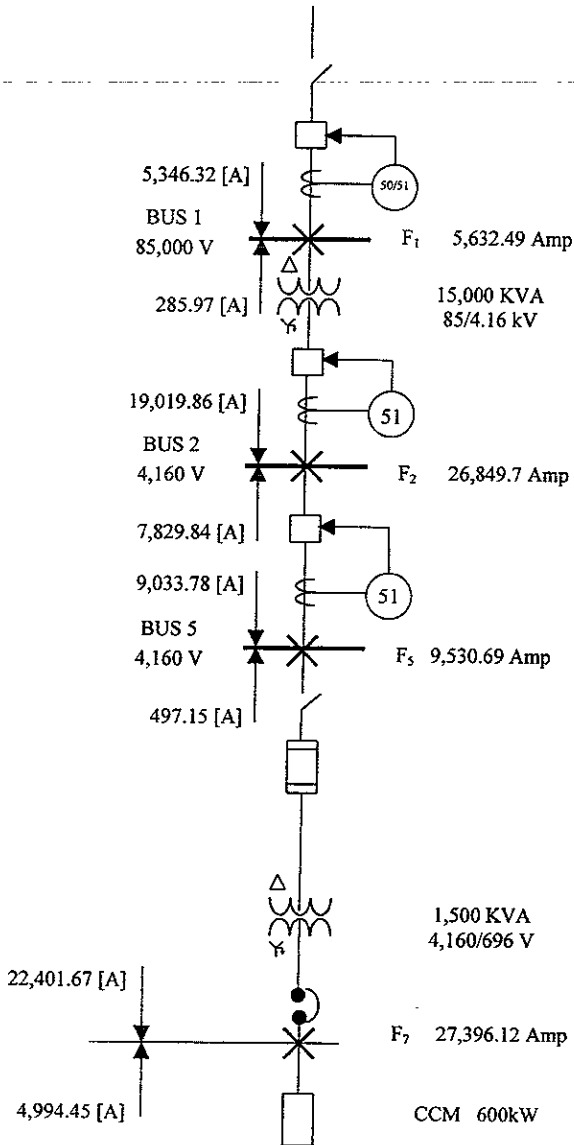
La curva de protección para el Transformador de 15 MVA se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la fig. 54.

Fig. 54 Carga 7 y 8 Transformador de 1,250 kVA



7 COORDINACION DE PROTECCIONES CARGA 9 (CCM 600 KW)

7.1. DIAGRAMA UNIFILAR



7.2. PROTECCION DEL CCM.

7.2.a. CÁLCULO DE LOS VALORES DE CORRIENTE DEL CCM:

La corriente nominal del CCM es:

$$I_n = 849 \text{ [A]}$$

La cual esta compuesta de un motor de 100 H.P. y cargas misceláneas que dan un valor de 522.21 kW.

Corrientes del motor de 100 H.P., f.p. = 0.9, $\eta = 0.9$ y 480 [V]

$$I_n = 110.07 \text{ [A]}$$

$$I_{sc} = I_n (\text{F.S.}) = 110.07(1.1) = 121.08 \text{ [A]}$$

$$I_{RB} = I_n / X''_d = 121.08/0.25 = 484.32 \text{ [A]}$$

$$I_{arr} = 1.5 I_{RB} = 1.5(484.32) = 726.48 \text{ [A]}$$

$$I_{inst} = \sqrt{3} I_{RB} = \sqrt{3}(484.32) = 839.4 \text{ [A]}$$

7.2.b. SELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL CCM.

Se selecciona un interruptor electromagnético para protección del CCM.

Se considera la corriente nominal secundaria del transformador de 1,500 kVA = 1,804 [A]

Marco del electromagnético = 2,000 [A]

Del catalogo General Electric seleccionamos el interruptor AKRT 50H con capacidad nominal de 2,000 [A] y con capacidad de corto circuito igual a 65,000 [A].

Ajuste del tiempo largo = $1,804/2,000 = 0.90$, $t = 20$ seg.;

Tiempo corto = $2(1,804) = 3,608$ [A] $t = 0.45$ seg.

Instantáneo = $8I = 8(1,804) = 14,432$ [A]

La curva del interruptor se coloca en la fig. 55.

7.3 PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE 1,500 kVA.

7.3.a. VALORES DE CORRIENTE DEL TRANSFORMADOR DE 1,500 kVA:

Corriente primario (I_p) = $1,500 \times 10^3 / (\sqrt{3}(4,160)) = 208.17$ [A]

Corriente secundario (I_s) = $1,500 \times 10^3 / (\sqrt{3}(480)) = 1,804$ [A]

7.3.b. CURVA Z DEL TRANSFORMADOR DE 1,500 kVA (CURVA ANSI)

El transformador cae dentro de la categoría II. El cálculo de los puntos se da en la siguiente tabla, los valores obtenidos son gráficos en la fig. 55.

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 KV tomamos el valor de $I_p = 208.17$ [A] para la obtención de la curva Z.

Puntos de curva ANSI		
PUNTO	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (A)
1	2	I_{pc}/Z_t $208.17/0.0575 = 3,620.3$
2	4	$(0.7)[I_{pc}/Z_t]$ $= (0.7)[208.17/0.0575] =$ $2,534.2$
3	$2,551(Z_t)^2$ $= 2,551(0.0575)^2 = 8.43$	$(0.7)[I_{pc}/Z_t]$ $= (0.7)[208.17/0.0575] =$ $2,534.2$
4	50	$(5)I_{pc}$ $(5)208.17 = 1,040.85$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA con enfriamiento OA.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA de transformador con enfriamiento OA, se asume que la fuente es muy grande con relación al transformador, en consecuencia infinita ($Z_s = 0$)

I_{pc} = Corriente a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

7.3.c) FACTOR ANSI

El factor ANSI para un transformador conectado en Delta-Estrella directamente aterrizado es igual a 0.58, por lo cual los valores obtenidos de la curva Z se modifican obteniéndose los siguientes:

Puntos de curva ANSI		
PUNTO	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (A)
1	2	2,099.7
2	4	1,469.8
3	8.43	1,469.8
4	50	603.7

7.3.d) CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN (PUNTO INRUSH)

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV tomamos el valor de $I_p = 208.17$ [A] para la obtención del Punto Inrush.

Punto Inrush = $8(208.17) = 1,665.36$ [A], para un tiempo de 0.1 seg.

7.3.e. SELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 1,500 kVA

Se selecciona un fusible para la protección del transformador.

Debido a que las curvas son referidas a 4.16 kV tomamos el valor de $I_p = 208.17$ [A]

$$I_{\text{protección}} = I_n * 3 = 208.17 * 3 = 624.3 \text{ [A]}$$

Del catalogo Westinghouse seleccionamos el fusible 200E, cuya curva se coloca en la fig. 55.

7.4. PROTECCION DEL BUS 5

7.4.a. CORRIENTE NOMINAL DEL BUS 5.

$$I_n \text{ BUS 5} = I_p \text{ Transformador de 1500 KVA} = 208.17 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{PROTECCIÓN BUS 5}} = 1.5 (I_p \text{ Transformador de 1500 kVA}) = 312.25 \text{ [A]}$$

7.4.b. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE(T.C.) PARA EL BUS 5

Para elegir el T.C., verificamos que no se sature; esto lo comprobamos mediante la siguiente relación:

$$\frac{I_{cc}}{I_p \text{ del T.C.}} \leq 20$$

donde:

I_{cc} : Es la corriente de corto circuito.

I_p del T.C. : Es la corriente del primario del transformador de corriente.

Elegimos un T.C. con relación de transformación de 800/5 (R.T.C. = 160), sustituyendo valores:

$$\frac{9,033.78}{800} = 11.29 \leq 20$$

Este valor cumple la relación, elegimos el T.C.

7.4.c. SELECCIÓN DEL TAP DEL RELEVADOR

$$I_{\text{sec del TC}} = I_{\text{primario del transformador}} / \text{RTC} = 312.25 / 160 = 1.95 \text{ [A]}, \text{ Dando una tolerancia del 25\%}$$

$$\text{TAP} = I_{\text{sec del T.C.}} (1.05) = 1.95 (1.25) = 2.44, \text{ se elige el Tap} = 2.5 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{pick up primario del T.C.}} = \text{TAP} (\text{R.T.C.}) = 2.5 (160) = 400 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{pick up secundario del T.C.}} = \text{valor del Tap} = 2.5 \text{ [A]}$$

Se eligo el TAP = 3.8 porque al colocar la curva del relevador con el TAP = 2.5 y 3.5 en la (fig. 55), esta se encima con la curva de protección del motor.

$$I_{\text{pick up primario del T.C.}} = \text{TAP} (\text{R.T.C.}) = 3.8 (160) = 608 \text{ [A]}$$

$$I_{\text{pick up secundario del T.C.}} = \text{valor del Tap} = 3.8 \text{ [A]}$$

7.4.d. SELECCIÓN DEL RELEVADOR PARA PROTECCION DEL BUS 5

Se selecciona el Relevador Multilin SR737 de General Electric. Éste es un relevador microprocesado, que indica cuales fueron las ultimas cinco causas de disparo. Su rendimiento y confiabilidad son mayores que un relevador electromecánico. Los costos de instalación y mantenimiento son bajos comparado con las 8 características que incluye para su selección.

El Relevador Multilin SR737 cuenta con protección para: sobrecarga, protección instantánea y fallas a tierra.

Usando una interface, el relevador puede ser monitoreado y controlado desde un punto remoto.

Su tamaño es compacto: 35.6 cm de base, 38.1 cm de altura y 35.6 cm de profundidad. Su peso es de solo 6.8 Kg.

7.4.e. SELECCIÓN DE LA CURVA (PALANCA)

De las curvas del relevador seleccionamos la que este arriba del punto ($I = 2,099.7 \text{ A}$ para un tiempo de 3 seg.)

Debido a que las curvas están en múltiplos del TAP usaremos la siguiente relación:

$$\text{Múltiplo del tap(M.T.)} = \frac{I}{I_{\text{pick up}} \text{ primario del T.C.}}$$

$$M.T. = \frac{2,099.7}{608} = 3.45$$

con este valor y para un tiempo de 3 seg. se selecciona la curva 7 (palanca 7).

Los valores obtenidos se muestran en la siguiente tabla :

M.T.	t [seg]	I = I _{pick up primario} *M.T. [A]
1		608
1.5	38	904
2	13	1,216
3	4.8	1,824
4	2.7	2,432
5	1.8	3,040
6	1.4	3,648
7	1.1	4,256
8	0.9	4,864
9	0.8	5,472
10	0.7	6,080
15	0.5	9,040
20	0.4	12,160

Estos valores se obtienen de la curva seleccionada del relevador

Estos valores son gráficosados en la figura 55.

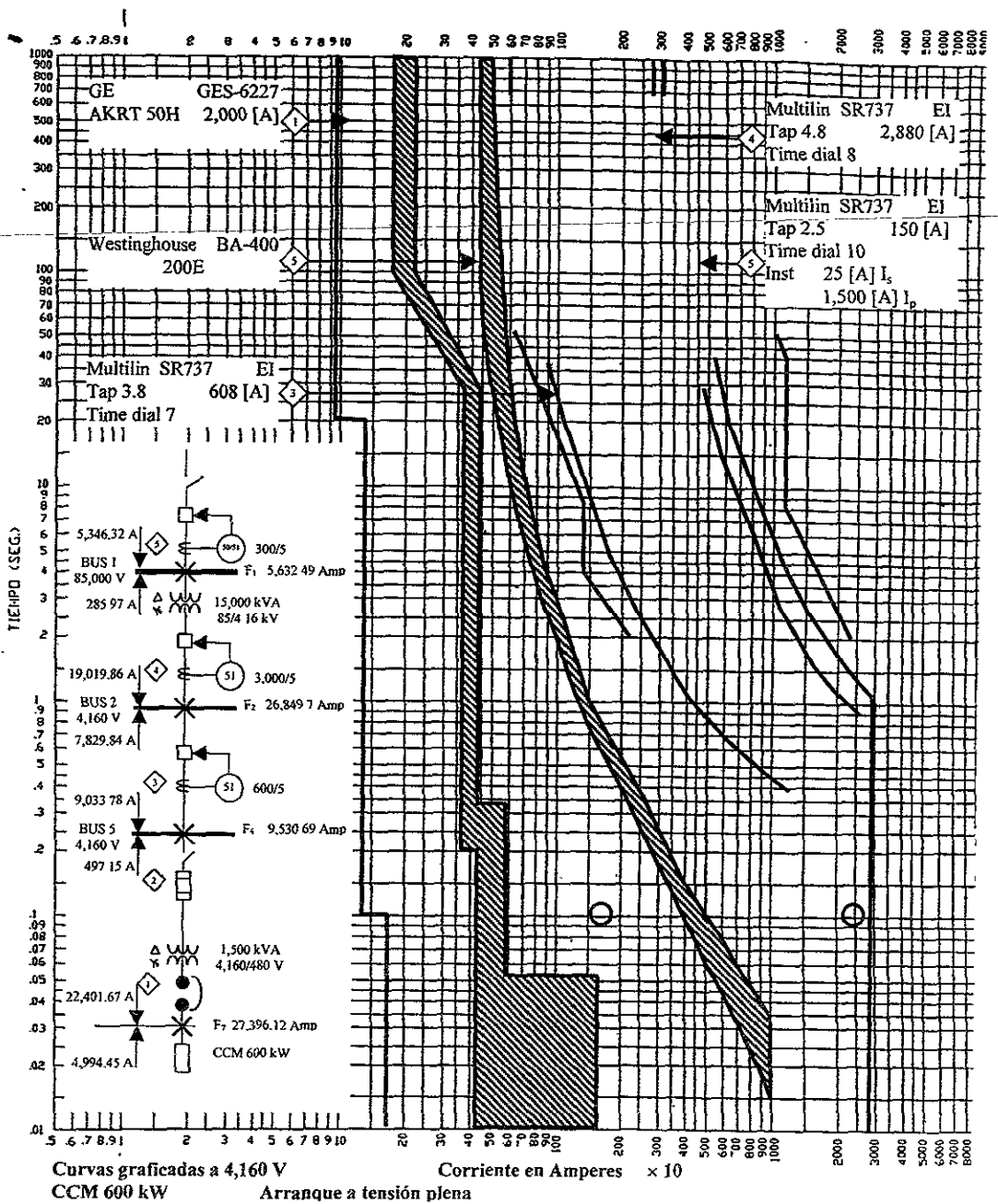
7.5. PROTECCION DEL BUS 2

La curva de protección para el BUS 2 se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la fig. 55.

7.6. PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE 15 MVA.

La curva de protección para el Transformador de 15 MVA se obtuvo en el punto 1 (Coordinación del motor de 6,000 H.P.) Esta misma curva se coloca en la fig. 55.

Fig. 55 Carga 9 CCM 600 KW



Conclusiones

Para realizar cualquier proyecto eléctrico, el ingeniero debe tener pleno conocimiento de las necesidades y características que tendrá la empresa o instalación donde se realizará dicho proyecto, tales como: dimensiones físicas del local de la empresa, características del proceso que se instalará, distribución física del equipo o maquinaria, características físicas y eléctricas del equipo, corrientes de corto circuito de la empresa suministradora, futuras ampliaciones o sustituciones, planes de mantenimiento, entre otros.

Así como también requerirá trabajar en conjunto con los ingenieros de control, comunicaciones, protección y medición así como con el personal encargado de la obra civil, hidráulica, telefónica y aire acondicionado; para que al final del proyecto no existan instalaciones que no cumplan con la normatividad.

Después de que el ingeniero tiene conocimiento de los parámetros antes mencionados, el ingeniero procederá a realizar el diseño eléctrico de la planta, en el que se incluirá el cálculo de los alimentadores, cálculo de corto circuito y coordinación de protecciones.

La coordinación de un sistema de protección se logra por medio de una metodología, la cual implica que no podemos dar el paso siguiente si no hemos terminado de dar el anterior. Es decir no podemos realizar la coordinación de las protecciones, si antes no hemos calculado los valores de corto circuito, y a su vez no podemos calcular los valores de corto circuito sin antes haber calculado los conductores que alimentan a los equipos, así como también no podemos calcular los conductores sino conocemos realmente las características del equipo que se instalará.

Para que podamos tener una buena coordinación de protecciones es necesario tener un pleno conocimiento de las características de operación de la compañía, ya que el objetivo primordial del ingeniero será siempre la protección del personal, cualquier protección que prescindiera de este objetivo no se verá como un buen diseño. La protección de equipo, producción, viene como un segundo término pero no por ello se le da un trato superfluo, al contrario el diseño debe cumplir con requisitos para lograr una mayor eficiencia a un costo relativamente económico es decir no vamos a dejar de proteger un equipo que sabemos esté propenso a fallas (ya sea naturales o humanas) por ahorrar dinero.

Podemos concluir que la instalación del mejor o más reciente equipo de protección no necesariamente nos asegura que nuestro proceso sea completamente seguro, ya que se pudiera proteger la planta con dispositivos más económicos tales como un fusible o un interruptor termomagnético o electromagnético.

El ingeniero electricista no debe limitar su conocimiento a lo recibido en la academia, debe ampliar sus conocimientos sobre teoría, práctica, normas, equipo eléctrico, trabajo en conjunto con otros ingenieros y lograr una ampliación de criterio que le permita resolver con mayor facilidad un problema. Todos estamos propensos al error, pero mientras mayores conocimientos tengamos existe la posibilidad de cometer menos errores.

Bibliografía

Irwin Lazar
Análisis y diseño de sistemas eléctricos
Limusa, 1990

Stephen J. Chapman
Maquinas eléctricas
Mc Graw-Hill, 1990

J. Lewis Blackburn
Protective Relaying

1997 Digital Products Catalog General Electric
Multilin

Ing. Gilberto Enriquez Harper
Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales.
Limusa, 1994

Protection and coordination of industrial and comercial power systems
IEEE Buff Book, 1986

Jacinto Viqueira Landa
Redes Eléctricas, Segunda Parte
Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A., 1987

NORMA OFICIAL MEXICANA, NOM-001-SEMP-1994
Relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica
Instituto Politécnico Nacional, México 1995

Ing. Gilberto Enriquez Harper
Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores
Limusa, 1997

Ing. Gilberto Enriquez Harper
Guía practica para el cálculo de instalaciones eléctricas
Limusa, 1997

Ing. Roberto Espinosa y Lara
Sistemas de distribución
Limusa, 1990

A. Wright, C. Chritopoulos
Electrical power system protection
Chapman and Hall, 1993
