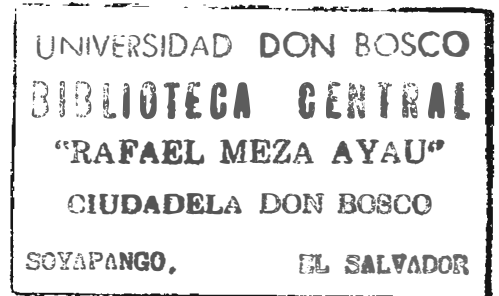


UNIVERSIDAD DON BOSCO
FACULTAD DE INGENIERIA



Trabajo de Graduación:

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE
PROTECCION PARA SUBESTACIONES
Y GENERADORES INDUSTRIALES**

Presentado por:

**DANIEL ANTONIO ORTIZ TORRES
DAVID GUILLERMO RODAS ZUNIGA**

Previa Opción al Título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Mayo de 1994.

Soyapango

El Salvador

Centro América

AUTORIDADES ACADEMICAS UNIVERSIDAD DON BOSCO

1994

RECTOR:

Ing. Federico Miguel Huguet Rivera

SECRETARIO GENERAL:

Pbro. y Lic. Pierre Muyschondt

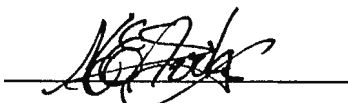
DECANO FACULTAD DE INGENIERIA:

Ing. Joaquín Flores Escamilla

VICE DECANO FACULTAD DE INGENIERIA:

Ing. José Roberto Guzmán

JURADO EXAMINADOR



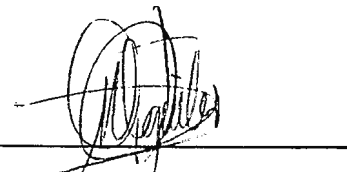
ING. MARIO ERNESTO SANDOVAL AVILA

ASESOR



ING. FRANCISCO ECHEVERRIA

JURADO



ING. MARCO TULIO AGUILAR

JURADO

AGRADECIMIENTO.

Queremos agradecer especialmente a Dios Todopoderoso, que nos dio la fuerza de voluntad, la sabiduría y el tiempo necesario para terminar este trabajo, y a todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron a que esta tesis se convirtiera en una realidad.

Deseamos mencionar a nuestro asesor Ing. Mario Sandoval, por su excelente ayuda profesional, comprensión y paciencia en los momentos más arduos; a nuestros jurados y maestros Ing. Marco -- Tulio Aguilar e Ing. Francisco Echeverría, por todos los conocimientos y aprecio compartidos; al Ing. Manuel Antonio Marengo por toda la ayuda dispensada. A Karen Estela y Ana Lilian, ya que sus colaboraciones contribuyeron mucho a la calidad de este trabajo.

A todos ellos queremos decirles gracias.

LOS AUTORES.

I N D I C E

CONTENIDO

Pág

PROLOGO

CAPITULO I

CENTROS DE CARGA, GENERADORES Y ARREGLOS CIRCUITALES INDUSTRIALES

INTRODUCCION

1.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA.....	3
1.1.1 CENTROS DE CARGA INDUSTRIALES.....	3
1.1.2 ESQUEMAS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES DE POTENCIA.....	12
1.1.2.1 Sistema radial simple.....	12
1.1.2.2 Sistema radial con estaciones de transfor mación.....	14
1.1.2.3 Sistema de anillo primario.....	17
1.1.2.4 Sistema con anillo secundario.....	19
1.1.2.5 Sistema selectivo primario.....	21
1.1.2.6 Sistema selectivo secundario.....	22
1.1.2.7 Sistema de malla secundario.....	25
1.2 GENERADORES INDUSTRIALES	32
1.2.1 FUNCIONES E IMPORTANCIA.....	32
1.2.2 PARTES PRINCIPALES DE UN GENERADOR INDUSTRIAL.....	34
1.2.2.1 Generador.....	37
1.2.2.2 Gobernador.....	38
1.2.2.3 Regulador de voltaje.....	41
1.2.2.4 Interruptor de transferencia.....	45
1.3 METODOS DE ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA DE POTENCIA Y DE LOS EQUIPOS.....	49
1.3.1 ATERRIZAMIENTO DE LOS SISTEMAS.....	50
1.3.1.1 Aterrizamiento del sistema.....	50
1.3.1.2 Aterrizamiento de equipo.....	59
1.3.2 CONEXION A TIERRA.....	62
1.3.2.1 Sistema radial.....	62
1.3.2.2 Sistema de anillo.....	62
1.3.2.3 Sistema enmallado.....	63

**CAPITULO II
HERRAMIENTAS MATEMATICAS Y METODOLOGIA PARA EL CALCULO
DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO**

INTRODUCCION

2.1 FASORES Y DIAGRAMAS FASORIALES.....	70
2.1.1 DEFINICION Y OPERACIONES.....	70
2.1.2 DIAGRAMA FASORIAL MONOFASICO.....	73
2.1.3 DIAGRAMA FASORIAL TRIFASICO.....	76
2.2 SINTESIS DE FASORES DESEQUILIBRADOS A TRAVES DE COMPO- NENTES SIMETRICOS.....	78
2.2.1 DESCRIPCION.....	78
2.2.2 OPERADOR "a".....	81
2.3 REDES DE SECUENCIA.....	86
2.3.1 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.....	87
2.3.2 RED DE SECUENCIA.....	88
2.3.2.1 Definición.....	88
2.3.2.2 Componentes de las redes de secuencia.....	89
2.3.2.3 Construcción de las redes de secuencia.....	99
2.4 REPRESENTACION DE SISTEMAS DE POTENCIA A TRAVES DE VALO RES POR UNIDAD.....	108
2.5 METODO DE CALCULO DE CORTOCIRCUITO.....	114
2.5.1 PREPARACION DEL DIAGRAMA DEL SISTEMA.....	114
2.5.2 RECOLECCION Y CONVERSION DE LOS DATOS DE IMPEDAN CIA.....	115
2.5.3 COMBINACION DE IMPEDANCIAS.....	115
2.5.4 CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	117
2.5.4.1 Análisis de las ecuaciones para cálculo de fallas.....	118
2.5.4.1.1 Fallos simétricos.....	118
2.5.4.1.2 Fallos asimétricos.....	119

**CAPITULO III
DISCUSION DE FALLAS. ORIGEN, NATURALEZA Y EFECTOS**

INTRODUCCION

3.1 ORIGEN DE LAS FALLAS.....	130
3.1.1 FACTORES QUE PRODUCEN LAS FALLAS.....	130
3.1.2 FACTORES QUE INCIDEN SOBRE LAS CORRIENTES DE FALLA.....	131
3.1.3 FUENTES DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS.....	139
3.1.3.1 Generadores.....	139
3.1.3.2 Motores síncronos.....	140
3.1.3.3 Motores de inducción.....	142
3.2 COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	145
3.2.1 CORRIENTE SIMETRICA Y CORRIENTE ASIMETRICA.....	145
3.2.2 COMPONENTE DE DC DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	151
3.2.3 VALORES rms DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	153
3.2.4 PERIODOS DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	156
3.3 EFECTOS DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	159
3.3.1 EFECTOS ELECTRICOS.....	159
3.3.1.1 Falla trifásica.....	160
3.3.1.2 Fallas asimétricas.....	161
3.3.2 EFECTOS MECANICOS Y TERMICOS.....	167

CAPITULO IV

ELEMENTOS Y DISPOSITIVOS USADOS EN SISTEMAS DE PROTECCION INDUSTRIALES

INTRODUCCION

4.1 FUSIBLES.....	178
4.1.1 DEFINICION Y CONSTITUCION.....	178
4.1.2 CARACTERISTICAS DE OPERACION.....	179
4.1.3 TIPOS DE FUSIBLES.....	183
4.1.3.1 Fusibles de Alta Tensión.....	185
4.1.3.1.1 Fusible del Tipo de Expulsión.....	185
4.1.3.1.2 Fusibles limitadores de corriente.....	190

4.1.3.2 Fusibles de baja tensión.....	195
4.1.3.2.1 Tipos de cartuchos fusibles.....	196
4.1.4 CARACTERISTICAS TECNICAS Y CRITERIOS DE SELEC- CION DE FUSIBLES.....	198
4.1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN LA OPERACION DE LOS FUSIBLES.....	200
4.2 DISYUNTORES.....	203
4.2.1 DEFINICION.....	203
4.2.2 TIPOS DE DISYUNTORES.....	205
4.2.2.1 Disyuntores de Bajo Voltaje.....	205
4.2.2.2 Disyuntores de Potencia.....	214
4.3 SISTEMA DE PROTECCION CON RELEVADORES.....	223
4.3.1 RELEVADORES DE PROTECCION.....	225
4.3.1.1 Definición.....	225
4.3.1.2 Características generales de operación de los relevadores de protección.....	228
4.3.1.3 Tipos de relevadores más usados en pro- tección de sistemas industriales.....	233
4.3.1.3.1 Relevadores de sobrecorrien- te.....	233
4.3.1.3.2 Relevadores de sobrecorrien- te con restricción o control de voltaje.....	235
4.3.1.3.3 Relevador direccional de so- brecorriente.....	235
4.3.1.3.4 Relevador direccional de po- tencia.....	236
4.3.1.3.5 Relevador direccional de co- rriente.....	236
4.3.1.3.6 Relevador de secuencia cero.....	239
4.3.1.3.7 Relevadores de voltaje.....	239
4.3.1.3.8 Relevador de frecuencia.....	240
4.3.1.3.9 Relevadores sensibles a la temperatura.....	240
4.3.1.3.10 Relevadores sensibles a la presión.....	241
4.3.2 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTO.....	243
4.3.2.1 Definición y funciones.....	243
4.3.2.2 Tipos.....	244
4.3.2.3 Características.....	251
4.3.2.4 Polaridad.....	251

4.3.2.5	'Burden' de los transformadores para instrumento.....	254
4.3.2.6	Clases de precisión y factores de corrección para transformadores para - instrumento.....	261
4.3.2.7	Resistencia de los transformadores para instrumento a corrientes de cortocircuito.....	273
4.3.2.8	Designación y marcado de terminales.....	275
4.3.2.9	Factores que deben tomarse en cuenta en la elección de los transformadores para instrumento.....	278
4.3.3	BANCO DE BATERIAS.....	284

CAPITULO V

PROTECCION Y COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA INDUSTRIALES

INTRODUCCION

5.1	FILOSOFIA GENERAL DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION.....	293
5.2	PRINCIPIOS DE APLICACION.....	297
5.2.1	CONFIABILIDAD.....	297
5.2.2	VELOCIDAD.....	299
5.2.3	SELECTIVIDAD.....	300
5.2.4	SIMPLICIDAD.....	302
5.3	REQUERIMIENTOS DE PROTECCION PARA SISTEMAS DE POTENCIA INDUSTRIALES.....	304
5.3.1	PROTECCION PARA TRANSFORMADORES.....	305
5.3.2	PROTECCION DE ALIMENTADORES.....	313
5.3.3	PROTECCION DE MOTORES.....	315
5.3.4	PROTECCION PARA GENERADORES.....	327
5.3.5	VARIACIONES EN EL VOLTAJE.....	333
5.4	COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION.....	337
5.4.1	ZONAS DE PROTECCION.....	337
5.4.2	PROTECCION PRIMARIA Y DE RESPALDO.....	338

5.4.3 CRITERIOS DE COORDINACION.....344
5.4.3.1 Uso de las curvas de tiempo
contra corriente.....347
5.4.3.2 Procedimiento general para
la coordinación.....351
5.4.4 CASOS ESPECIFICOS DE COORDINACION.....358
5.4.4.1 Coordinación fusible-fusible.....358
5.4.4.2 Coordinación relevador-fusible.....361

**CAPITULO VI
CASO PRACTICO DE SELECCION DE EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCION CONTRA FALLAS EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA INDUSTRIAL.**

INTRODUCCION

6.1 ALCANCES Y LIMITACIONES.....367
6.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA INDUSTRIAL REPRESENTATIVO.....371
6.2.1 PROCESO INDUSTRIAL.....371
6.2.2 CONFIGURACION DEL SISTEMA.....374
6.2.3 CARACTERISTICAS PARAMETRICAS DEL SISTEMA INDUSTRIAL REPRESENTATIVO.....387
6.2.3.1 Consideraciones sobre los Generadores.....387
6.2.3.2 Características físicas del sistema.....388
6.2.3.3 Crecimiento de la carga.....389
6.2.3.4 Condiciones de demanda de corriente.....390
6.2.3.5 Condiciones de variación del voltaje de servicio.....393
6.2.3.6 Temperatura.....395
6.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION CONTRA FALLAS.....397
6.3.1 METODO DE CALCULO DE FALLAS MEDIANTE LOS MVA DE CORTOCIRCUITO.....398
6.3.2 APLICACION DEL METODO DE CALCULO DE CORTOCIRCUITO.....405
6.3.2.1 Preparación del diagrama del sistema.....405
6.3.2.2 Recolección y conversión de los datos

de impedancia.....	406
6.3.2.3 Preparación del diagrama de MVA de cor tocircuito equivalente.....	407
6.3.2.4 Cálculo de valores de falla.....	411
6.3.3 APLICACION DE LA FILOSOFIA DE PROTECCION AL CASO PRACTICO.....	433
6.3.4 SELECCION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION.....	438
6.3.4.1 Selección de la protección de los motores.....	438
6.3.4.2 Selección de la protección de los transformadores.....	443
6.3.4.3 Protección de los generadores.....	450
6.3.5 PROCEDIMIENTO DE COORDINACION DE LAS PROTECCIO- NES DE SOBRECORRIENTE.....	457
6.3.6 LISTA DE AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTEC- CION.....	465
6.3.6.1 Ajustes de los dispositivos de protec- ción de los motores.....	465
6.3.6.2 Ajustes de las protecciones de los transformadores.....	466
6.3.6.3 Ajustes de las protecciones de los generadores.....	471
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	477
APENDICE A.....	483
APENDICE B.....	497
APENDICE C.....	503
APENDICE D.....	524
BIBLIOGRAFIA.....	530

CAPITULO I

CENTROS DE CARGA, GENERADORES Y ARREGLOS CIRCUITALES INDUSTRIALES.

INTRODUCCION.

Los arreglos circuitales de las redes de potencia industriales se encuentran dispuestos en diferentes configuraciones, las cuales responden a criterios técnicos muy variados, entre los que podemos mencionar: flexibilidad, seguridad, confiabilidad, continuidad del servicio, regulación del voltaje, facilidad de mantenimiento; también la capacidad de abastecer a un proceso industrial específico. Sin embargo, el grado de complejidad de las configuraciones circuitales está determinado en gran medida por el costo de las mismas. Por lo tanto, la configuración más adecuada será aquella que, dentro de una inversión económica razonable cumpla con los criterios técnicos antes mencionados.

Por estas razones, la interconexión entre sus elementos, componentes y dispositivos varía mucho de red a red. La finalidad de esta interconexión en cada red de potencia industrial, es la de

abastecer de energía a los diferentes centros de carga del proceso industrial; estas redes de potencia comúnmente reciben el nombre de sistemas industriales de distribución de energía.

Un sistema de distribución de energía se define como la infraestructura encargada de recibir potencia eléctrica a un voltaje específico, en uno o más puntos de suministro, y repartirla entre las diferentes cargas conectadas a ella, a un voltaje de utilización. El objetivo principal del sistema es que las cargas reciban energía en forma continua y segura, para que éstas lleven a cabo sus funciones en forma adecuada.

Este tipo de sistema básicamente está constituido por: uno o varios transformadores; alimentadores, que generalmente son conductores o cables desnudos en alta tensión, y conductores forados con aislante para los voltajes de utilización; un generador que puede ser de emergencia o de uso continuo; una serie de elementos o accesorios que son necesarios para la adecuada y segura ubicación de los anteriores componentes, tales como postes, herrajes, estructuras de soporte, bandejas, electroductos, aisladores, barras colectoras, tableros, etc.; finalmente diversos aparatos de medida, control, protección y maniobra, como algunos ejemplos podemos citar: voltímetros, sincronoscopios, fusibles, transformadores de instrumento, relevadores, interruptores, disyuntores, etc.

1.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA.

Las características técnicas tanto del arreglo circuital como de las cargas conectadas a él, determinan los requerimientos del sistema de protección.

A continuación se describirán en forma general a los dispositivos más importantes que conforman los centros de carga industriales, y se llevará a cabo un análisis de los sistemas eléctricos de potencia de mayor aplicación en la industria.

1.1.1 CENTROS DE CARGA INDUSTRIALES.

Dentro de las industrias, dependiendo del proceso de manufactura que éstas lleven a cabo, existen varios tipos de carga, de muy variada aplicación y diferentes características, siendo muy difícil y extenso describir a cada una de ellas. Sin embargo, puede afirmarse, sin temor a equivocarse, que la gran mayoría de las cargas industriales está formada por motores de diversos tamaños y características de torque, velocidad, ciclos de funcionamiento, aceleración, arranque y parada, etc.

Como ejemplo de los motores que podemos hallar en la industria, están los que mueven cargas impuestas por: bandas transportadoras, molinos, ventiladores, telares, equipos de bombeo, com-

presores, extractores, máquinas herramientas, inyectoros, trefi-
ladoras, extrusoras, etc.

Los motores convierten energía eléctrica en energía mecánica a través de un campo magnético, el cual es producido por bobinas; debido a este hecho los motores constituyen una carga altamente inductiva. Dentro del sistema de potencia son representados a través de una reactancia netamente inductiva, despreciándose la resistencia de sus devanados, en indicándose la potencia que -- consumen.

Son varios los factores que caracterizan el comportamiento de los motores cuando constituyen una carga, pero los más importan-
tes son: que tienen un factor de potencia en atraso, y que re-
quieren de una alta corriente de arranque, la cual puede alcan-
zar un valor de hasta 7 veces la corriente de funcionamiento --
normal del motor. Estas características varían dependiendo del
tipo de motor que se tenga, y cual sea su aplicación.

Los fabricantes de motores indican las características más im-
portantes de éstos en una placa metálica ubicada en la carcasa
de los motores, y que deben tomarse en cuenta para su aplica-
ción. Además han establecido diferentes características de tor-
que, velocidad, corriente de rotor bloqueado y corriente de fun-
cionamiento para diferentes tipos de motores, los cuales se en-

cuentran clasificados según una letra código. A continuación se detallan algunas de las características más importantes de los motores, y que son:

- Los voltios nominales y los amperios de plena carga; para motores de velocidad ajustable deben incluirse estos datos para cada velocidad.
- La frecuencia nominal y el número de fases, en los motores de corriente alterna.
- La velocidad nominal máxima, así como la de plena carga.
- La temperatura ambiente de funcionamiento, y la elevación de temperatura permisible del tipo de aislamiento.
- El ciclo de trabajo del motor.
- La potencia nominal, si ésta excede de 1/8 de caballo de fuerza (HP).
- Tipo de motor: síncrono, de rotor devanado o de jaula de ardilla (citando a los más comunes, trifásicos).
- La letra código del motor.

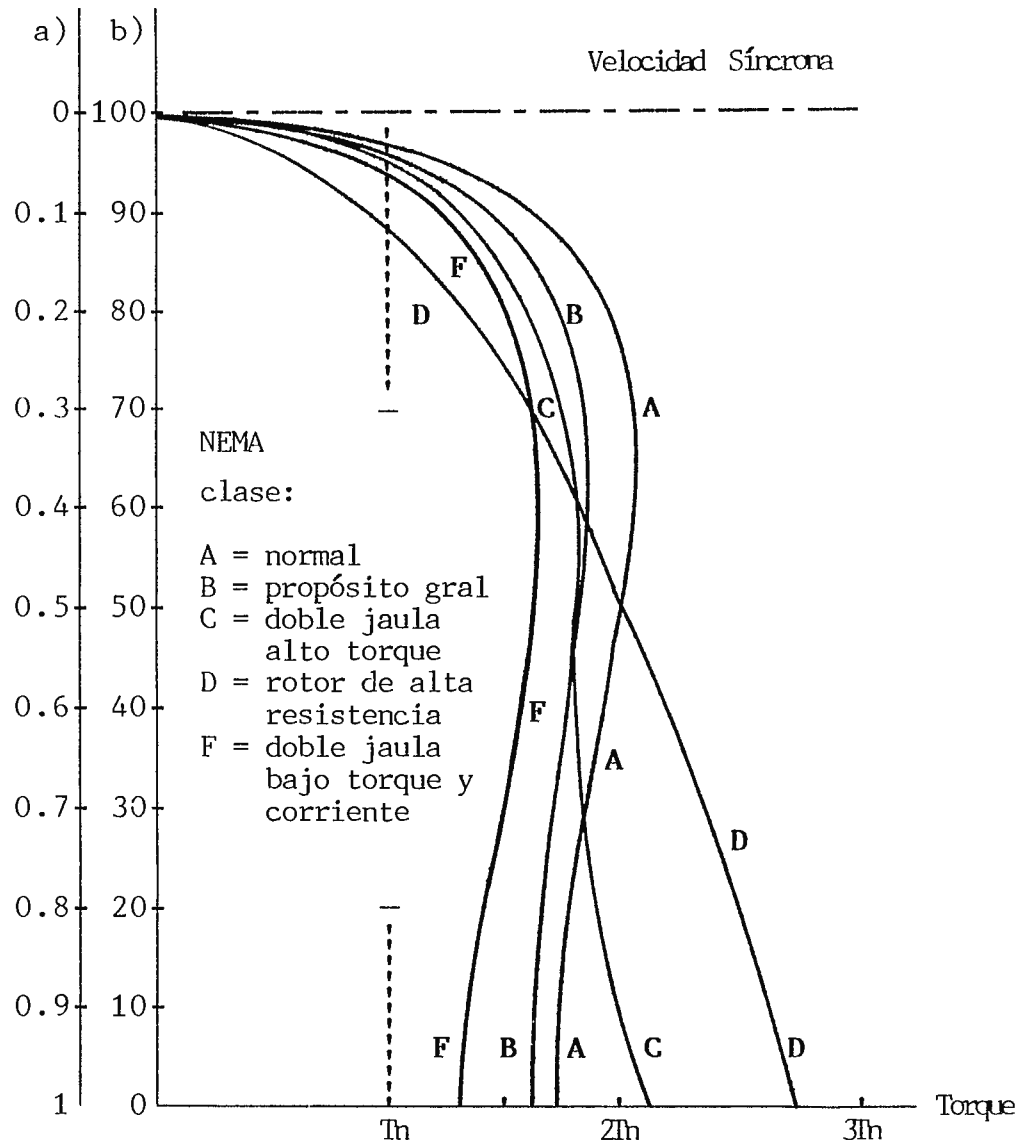
- Los voltios y amperios de plena carga del secundario, en los motores de inducción de rotor devanado.

- La corriente y voltaje del devanado de campo, para los motores síncronos.

Todos estos factores se toman en cuenta al momento de seleccionar las protecciones individuales de los diferentes motores de una planta industrial, ya que éstas deben ser capaces de proteger eficientemente a los motores sin interferir con su funcionamiento normal, y discriminar entre fallas y condiciones originadas por sus características propias. Un ejemplo claro lo constituye la capacidad de diferenciar entre una sobrecarga y una corriente de arranque, en un motor, por parte de la protección.

Las condiciones creadas por los motores no sólo influyen en las protecciones inmediatas a ellos, si no que también en todo el sistema de protección de la planta industrial, primero por la coordinación de sus dispositivos de protección con los demás en la planta, y en segundo lugar por las especiales características de funcionamiento que presentan.

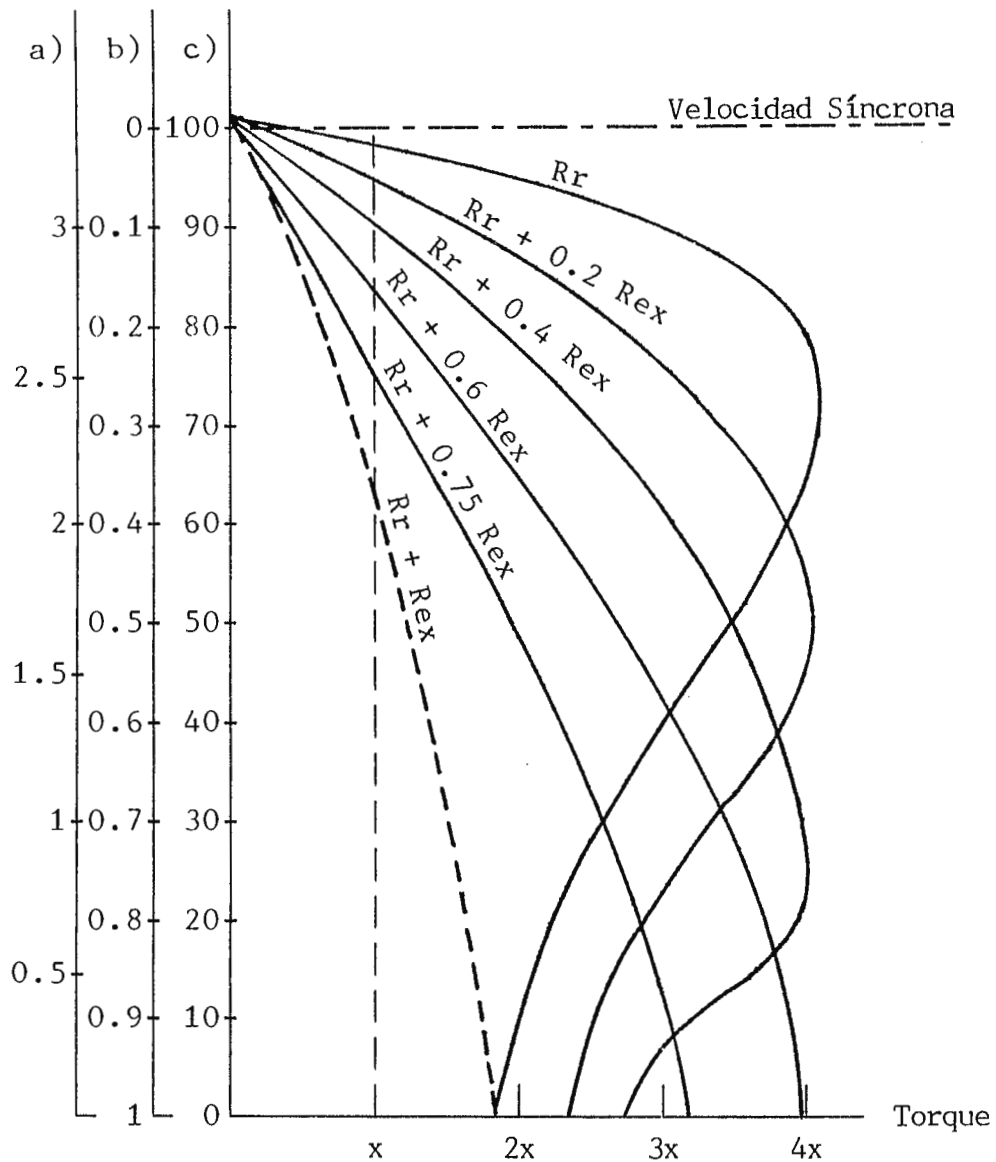
A continuación se incluyen dos gráficas, las cuales indican la relación entre torque y velocidad de varios tipos de motores, según la letra código que poseen.



a) Indicación del deslizamiento.

b) Porcentaje de la velocidad síncrona (%S).

GRAFICA 1.1: TORQUE CONTRA VELOCIDAD, SEGUN LETRA CODIGO, PARA MOTORES DE INDUCCION JAULA DE ARDILLA.



x = torque nominal

a) corriente de arranque por la nominal

b) porcentaje de deslizamiento

c) porcentaje de velocidad síncrona

R_r = resistencia del rotor, R_{ex} = resistencia externa.

GRAFICA 1.2: TORQUE CONTRA VELOCIDAD, PARA MOTORES DE INDUCCION DEL TIPO ROTOR DEVANADO.

Estas clasificaciones han sido establecidas por NEMA (National Electric Manufacturers Association). A continuación se presenta una tabla que indica la corriente nominal de plena carga, de varios tipos de motores, según la potencia de éstos.

HP	DE INDUCCION*					SINCROS			
	115V	230V	460V	575V	2300V	230V	460V	575V	2300V
1/2	4	2	1	.8					
3/4	5.6	2.8	1.4	1.1					
1	7.2	3.6	1.8	1.4					
1 1/2	10.4	5.2	2.6	2.1					
2	13.6	6.8	3.4	2.7					
3		9.6	4.8	3.9					
5		15.2	7.6	6.1					
7 1/2		22	11	9					
10		28	14	11					
15		42	21	17					
20		54	27	22					
25		68	34	27		51	26	21	
30		80	40	32		61	32	26	
40		101	52	41		83	41	33	
50		130	65	52		101	52	42	
60		154	77	62	16	123	61	49	12
75		192	96	77	20	155	78	62	15
100		248	124	99	26	202	101	81	20
125		312	156	125	31	253	126	101	25
150		360	180	144	37	302	151	121	30
200		480	240	192	49	400	201	161	40

* MOTORES DE ROTOR DEVANADO O JAULA DE ARDILLA.

TABLA 1.1: CORRIENTES NOMINALES DE MAQUINAS SINCRONAS Y DE INDUCCION.

Otro tipo de carga sumamente importante para el desempeño de -- las labores dentro de la industria, y que es común a todas las industrias, es la iluminación.

Los sistemas de iluminación básicamente consisten de una o más lámparas sobre las estaciones de trabajo. Dependiendo del tipo de tarea que se lleve a cabo en éstas, así serán las necesidades en cuanto a la cantidad y tipo de iluminación. Los dos tipos fundamentales de iluminación son: el incandescente, y el de descarga.

La iluminación incandescente tiene su principio de operación en el paso de una corriente a través de un elemento metálico, por ejemplo tungsteno, el cual emite radiación en forma de luz y calor. Este elemento está encapsulado al vacío dentro de bombillos o lámparas, que están recubiertos internamente por materiales opacos que ayudan a una mejor distribución de la luz. Las lámparas incandescentes son totalmente una carga resistiva con una eficiencia del 20%.

En el alumbrado de descarga se tiene una mayor variedad de lámparas, pero su funcionamiento se lleva a cabo a través de un principio común, que es la ionización de un gas conductor, el cual a su vez excita materiales fluorescentes o fosforescentes que recubren las paredes internas de las diversas lámparas. Se tienen lámparas de vapor de mercurio, haluro de metal, vapor de sodio, etc. Y todas para el arranque y mantenimiento de la ionización requieren de un balastro, el cual es una carga inductiva con un factor de potencia en atraso.

Sin embargo tienen una mayor eficiencia, pudiendo llegar ésta a valores del 80%, siendo el alumbrado de descarga el preferido para instalaciones industriales.

Pueden existir cargas de otra naturaleza, pero rara vez serán diferentes de las cargas inductivas. Entre las pocas cargas que pueden tener una naturaleza capacitiva podemos citar las producidas por los procesos de electrodeposición, tales como: cromado, galvanizado, etc.

Para lograr satisfacer los requerimientos de la protección es necesario analizar cuidadosamente las características de funcionamiento de las diferentes cargas industriales, ya que éstas determinan la configuración del sistema que las abastece.

1.1.2 ESQUEMAS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES DE POTENCIA.

A continuación se consideran las categorías más importantes en el contexto industrial, de los sistemas eléctricos de potencia.

1.1.2.1 Sistema radial simple.

Este sistema está formado básicamente por un alimentador primario, el cual abastece a la subestación, que reduce el voltaje - al nivel de utilización distribuyendo la potencia a través de - varios alimentadores secundarios, constituyendo cada uno un ramal. Estos alimentadores se encuentran conectados a una sola barra que recibe energía del secundario del transformador, y se dirigen a los centros de carga importantes dentro de la planta.

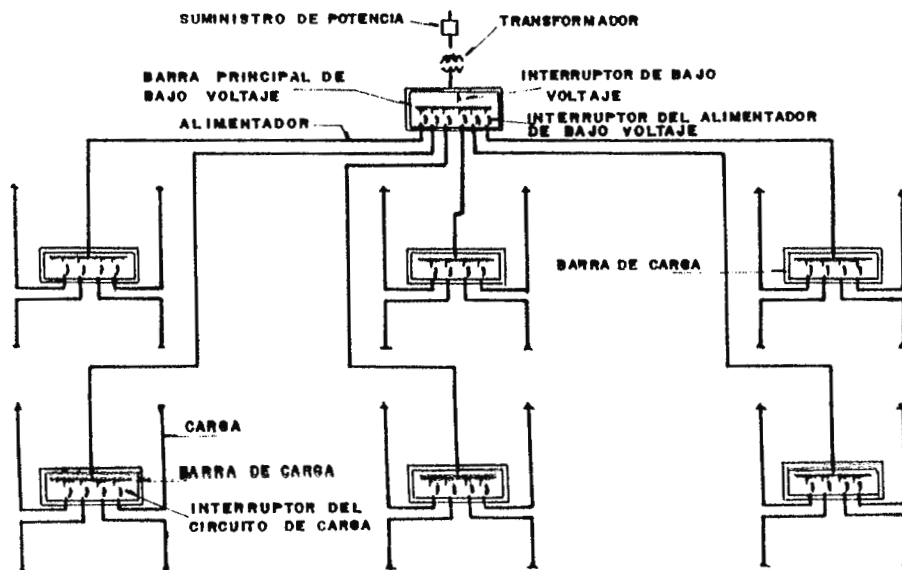


FIG. 1.1: SISTEMA RADIAL SIMPLE.

Este sistema es el que presenta la menor inversión con respecto a todos los demás tipos de sistemas, siendo efectivamente el más económico por debajo de los 1000KVA. Esto se debe a que puede aprovecharse la diversidad entre las cargas, es decir, que éstas no tienen su demanda de potencia máxima en forma simultánea, para colocar un transformador de capacidad menor a la requerida si los picos de carga coincidieran. Sin embargo, sobre los 1000KVA el costo de los alimentadores de bajo voltaje, y sus interruptores asociados aumenta considerablemente.

Este sistema presenta los problemas de mala regulación de voltaje debido a la caída de tensión por longitud en los conductores secundarios, baja eficiencia por pérdidas en tales conductores, y poca confiabilidad, ya que una falla en la subestación principal deja a toda la planta sin energía. Presenta además altas corrientes de cortocircuito, necesitándose de un disyuntor de mayor capacidad interruptiva ya que se abre el circuito de un solo transformador de gran capacidad si se compara con los otros sistemas.

Este sistema sólo es satisfactorio para plantas pequeñas en donde el proceso permite interrupciones considerables.

Para este sistema, el esquema de protección con relevadores será el más económico. Esto se debe a que se protegerá mediante -

un solo disyuntor, se cuenta con un solo transformador, y por lo tanto el número de relevadores es menor, aún cuando se necesiten siempre varios interruptores de baja tensión para los ramales secundarios. Además, es simple ya que es fácil llevar a cabo la coordinación entre dispositivos de protección, y no se requiere de protecciones direccionales, pues el flujo de potencia es unidireccional.

1.1.2.2 Sistema radial con estaciones de transformación.

Este sistema es una disposición mejorada, y con algunas ventajas más sobre el radial simple. Pueden tenerse dos variaciones pero básicamente resulta de añadir a una barra varias estaciones de transformación a través de interruptores en los primarios de los transformadores, consiguiéndose un sistema radial con centros de potencia en las diversas áreas de utilización dentro de la planta industrial.

La primera variante se muestra en la figura 1.2.

En este caso el suministro de potencia se lleva a cabo a través de un solo alimentador primario del cual se derivan las estaciones de transformación que son necesarias. Para esta modificación del sistema radial simple se tiene un costo menor sobre los 1000KVA, debido a la menor longitud de los alimentadores se

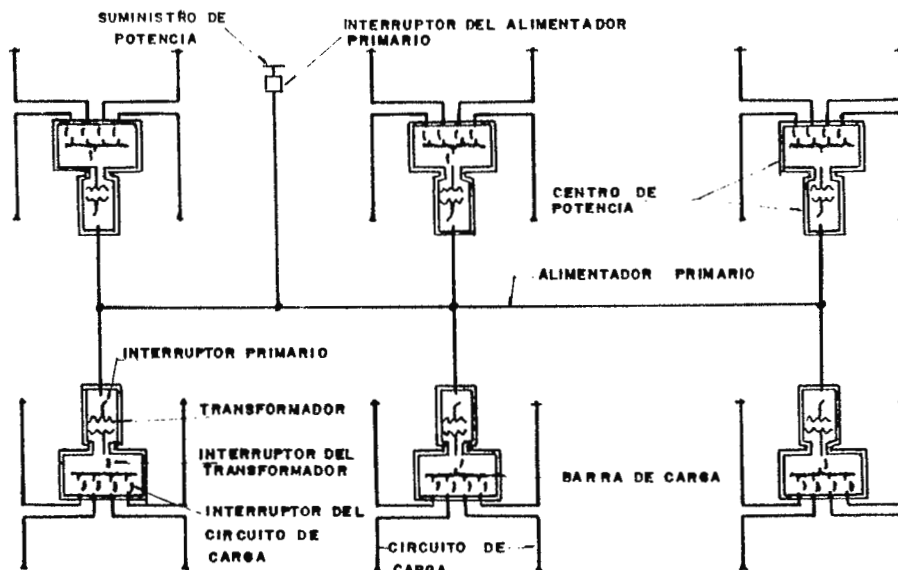


FIG. 1.2: SISTEMA RADIAL CON ESTACIONES DE TRANSFORMACION.

cundarios. Esta disminución de longitud también reduce las pérdidas y mejora la regulación de voltaje.

Al tener varias estaciones de transformación se reducen las corrientes de cortocircuito en los secundarios de cada transformador, y las capacidades de corte de los interruptores.

Sin embargo, debido a que los transformadores están localizados dentro de cada centro de carga, cada uno debe tener la capacidad suficiente para abastecer el pico de carga de cada centro;

por lo cual no puede aprovecharse la diversidad entre las demandas de las cargas, necesitándose mayor capacidad total que en el sistema radial simple. También persisten las deficiencias con respecto a la continuidad del servicio y la flexibilidad, ya que una falla en el circuito del alimentador primario interrumpirá totalmente el servicio; pero cuando falla un transformador, éste puede ser aislado del resto del sistema abriendo su interruptor primario, para que esta falla no interfiera con el resto del sistema.

La segunda variante consiste en reducir el número de transformadores por alimentador primario, mediante la adición de más alimentadores primarios, los cuales se conectarán al suministro principal a través de un interruptor, tal como se muestra en la figura 1.3.

Esta mejora se percibe en el aumento de la flexibilidad y la continuidad del servicio ya que si falla un transformador se desconectará automáticamente del suministro primario. Sin embargo, el costo aumenta debido al aumento de alimentadores primarios.

El sistema de protección conserva la simplicidad del radial simple con respecto a los requerimientos de coordinación, pero su costo aumentará proporcionalmente al número de subestaciones.

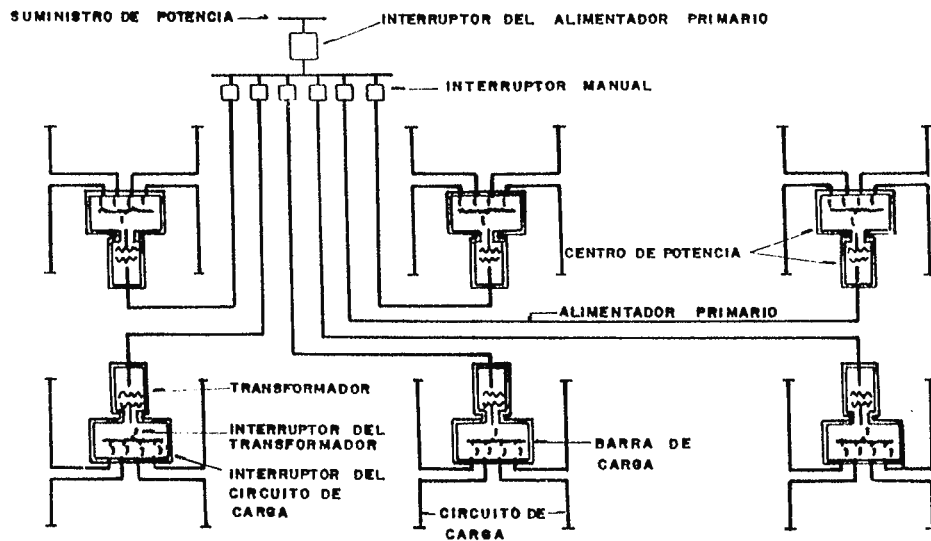


FIG. 1.3: AMPLIACION DEL SISTEMA RADIAL CON ESTACIONES DE TRANSFORMACION.

1.1.2.3 Sistema de anillo primario.

Como su nombre lo indica, en este sistema los alimentadores primarios forman un anillo, ilustrado en la figura 1.4.

Tal anillo está seccionalizado por un solo interruptor primario, al cual se conectan sus dos extremos. Cada transformador se co-

necta al sistema a través de interruptores manualmente operados, ubicados de tal forma que dos de esos interruptores unen a los alimentadores para formar el anillo y otro localizado en el transformador.

Con este sistema se tiene la ventaja de mayor rapidez en el restablecimiento del servicio cuando ocurre una falla en un conductor primario o en un transformador. El alimentador principal

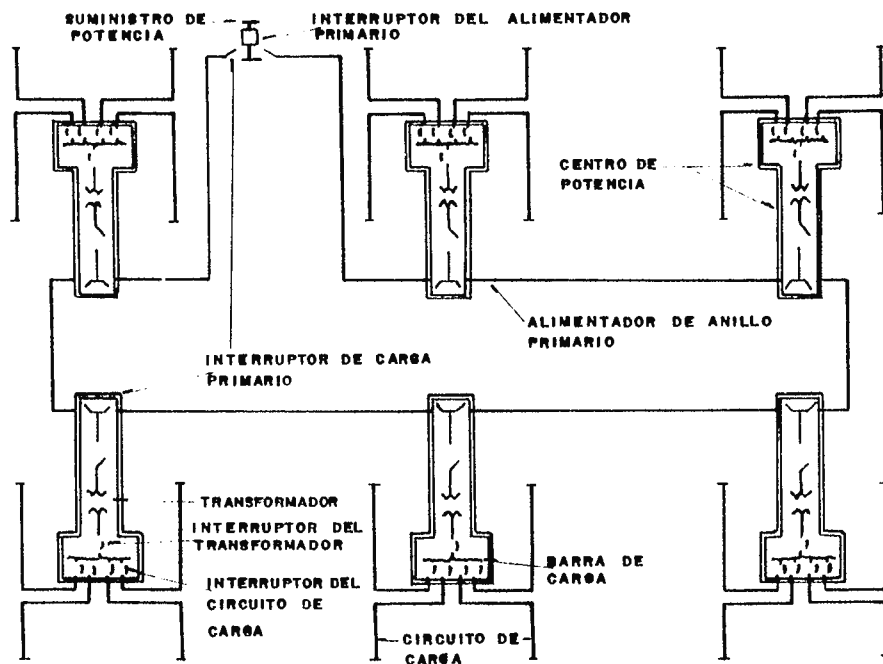


FIG. 1.4: SISTEMA DE ANILLO PRIMARIO.

interrumpe el servicio a todas las cargas, luego se aísla la sección de cable defectuosa y se restablece el servicio a las subestaciones por la otra sección, quedando fuera de servicio solamente una parte del sistema.

El costo de este sistema aumenta por la cantidad de interruptores que se necesitan, y que están asociados con los transformadores. Sin embargo, comparativamente el costo de este sistema es tan sólo un poco mayor que el radial con estaciones de transformación y un alimentador primario.

1.1.2.4 Sistema con anillo secundario.

Con esta configuración se logra una gran confiabilidad, ya que permite un restablecimiento mucho más rápido para todas las cargas, en el caso de fallas, que la que puede ofrecer el anillo primario. Esto se debe a que añade un anillo secundario a la configuración anterior, tal como se muestra en la figura 1.5.

Cuando ocurre una falla en este tipo de sistema, se remueve de manera similar a la del anillo primario, pero en este caso se tiene la ventaja que la carga puede ser abastecida inmediatamente en su totalidad, gracias al anillo secundario. Se tienen además las ventajas de poder aprovechar nuevamente la diversidad de las cargas para disminuir la capacidad de los transformado--

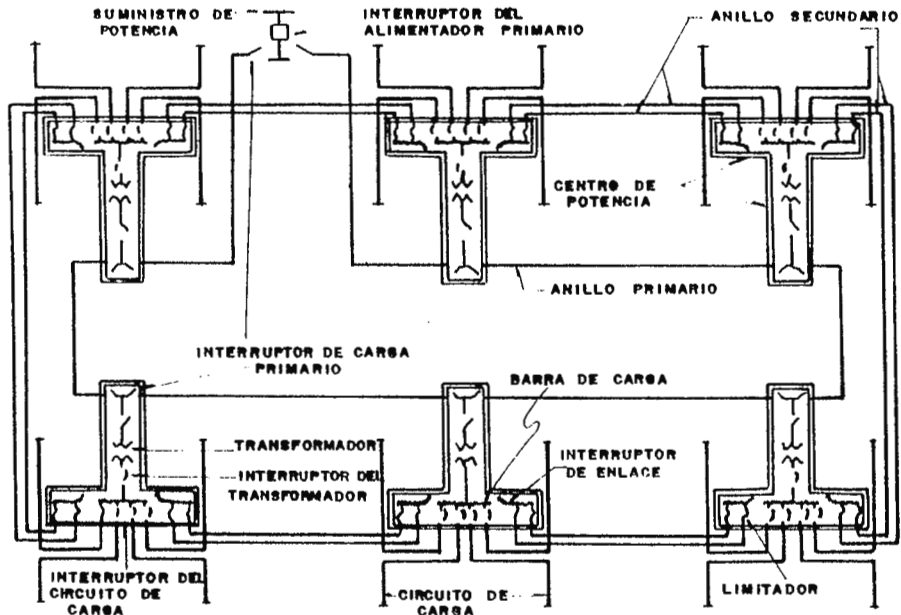


FIG. 1.5: SISTEMA CON ANILLO SECUNDARIO.

res, y balancear fácilmente las potencias de los transformadores con respecto a los centros de carga debido a que están conectados en paralelo, y así los transformadores menos cargados pueden absorber la demanda de los que están más cargados. Además, se tiene una gran flexibilidad, mayor eficiencia y mejores condiciones de voltaje, aunque el costo del sistema aumenta debido a lazos secundarios.

Con este arreglo, la corriente de falla no fluye solamente a través del transformador asociado con la carga o circuito fallado, sino que también a través de todos los transformadores de lazo, lo cual incrementa la corriente de falla, necesitándose de disyuntores de mayor capacidad interruptiva.

1.1.2.5 Sistema selectivo primario.

Una configuración selectiva primaria se describe en la figura 1.6.

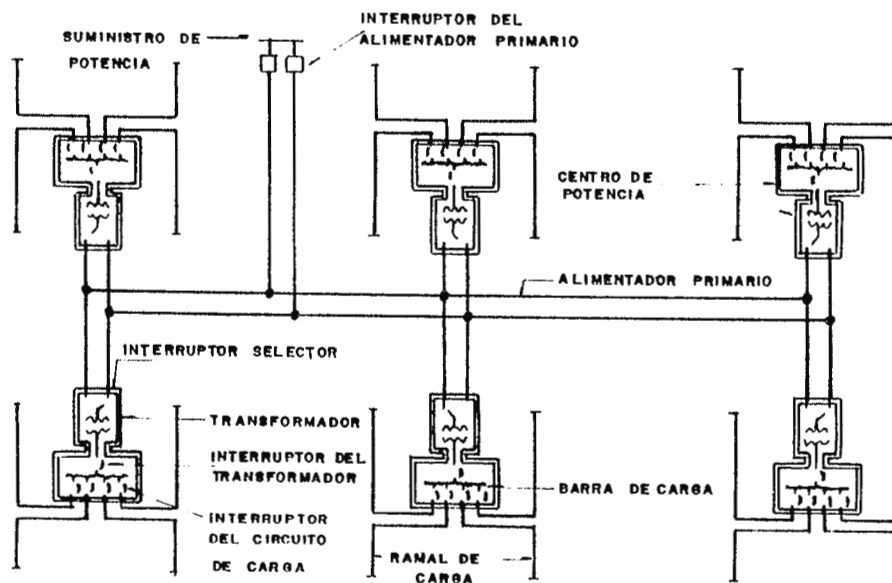


FIG. 1.6: SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO.

Este sistema difiere de los radiales previamente descritos en el hecho que cuenta con dos alimentadores primarios en cada zona de carga por lo menos. Cada alimentador es capaz de llevar la carga total. En la mayoría de los casos los transformadores se reparten equitativamente entre los dos alimentadores primarios, sin embargo los interruptores a través de los cuales se conectan los transformadores pueden conmutar para conectarse a cualquiera de los dos alimentadores. Así cuando hay una falla en uno de los alimentadores sólo se interrumpe el servicio a un 50% de la carga, teniéndose la posibilidad de reestablecer rápidamente el 100% del servicio realizando una transferencia a la barra libre de falla.

El sistema podría considerarse como dos redes radiales operando juntas, y cada uno de sus alimentadores primarios es capaz de llevar la carga de todas las estaciones de transformación. Posee la ventaja de un rápido restablecimiento del servicio a la mayoría de las cargas, pero no es tan efectivo como el sistema de anillo secundario, teniendo un costo mucho mayor que el sistema radial con estaciones de transformación.

1.1.2.6 Sistema selectivo secundario.

En este sistema se amplía el sistema selectivo primario duplicando las barras en el lado secundario y abasteciéndolos con

dos transformadores. Esto implica que cada subestación está -
constituída por dos transformadores, cada uno conectado a uno -
de los dos alimentadores primarios, de forma tal que la carga -
entera en cada área específica está servida por los dos trans--
formadores.

Sin embargo, las barras conectadas a los secundarios de los -
transformadores tienen un interruptor de conexión normalmente -
abierto, en forma tal que los transformadores actúan indepen --
dientemente. Este interruptor que divide a las barras sólo pue-
de cerrarse si uno de los interruptores que conectan a los -
transformadores al sistema primario se encuentra abierto.

Con este sistema se puede restablecer el 100% de la carga luego
de una falla en un circuito primario ya que los transformadores
que quedan desconectados pueden ser sustituidos por los trans--
formadores del otro circuito, cerrando el interruptor que divi-
de las barras. Esto es válido tanto para una falla en el aliment
tador primario como en una falla en cualquier transformador, per
ro implica que en cada subestación cualquiera de los dos trans-
formadores debe ser capaz de alimentar a toda la carga de la -
sección que abastecen.

Para realizar la maniobra de abastecimiento del 100% de la car-
ga de cada sección con un solo transformador se deben abrir los

interruptores del lado primario y secundario del transformador, antes de cerrar el interruptor que divide a las barras secundarias.

Una ventaja notoria es que en el momento de una falla sólo se interrumpe momentáneamente la mitad de la carga de cada sección y puede ser reabastecida casi inmediatamente. El sistema se ilustra en la figura 1.7.

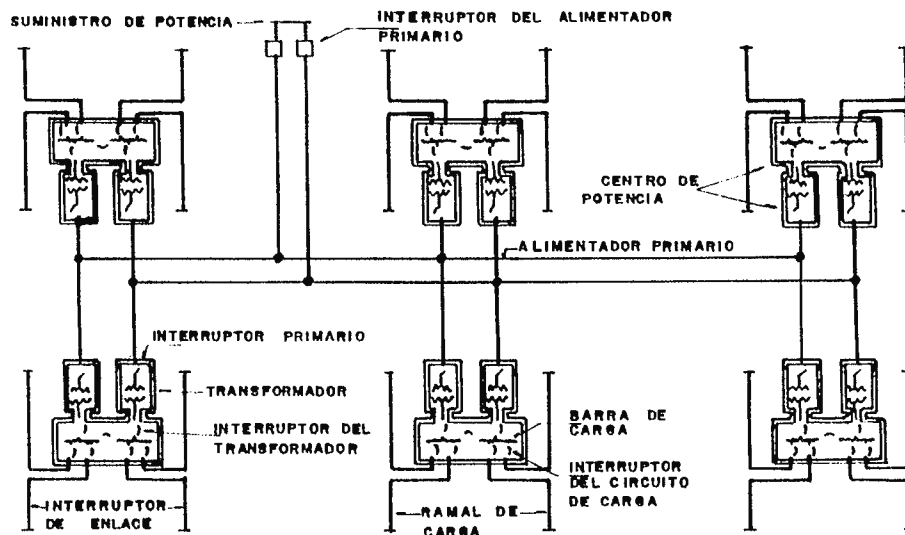


FIG. 1.7: SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO.

Sin embargo, el costo es muy alto ya que cada uno de los transformadores debe ser capaz de abastecer toda la carga, teniendo-se una capacidad instalada del doble de la necesaria.

1.1.2.7 Sistema de malla secundario.

Este es uno de los sistemas más complejos y completos. Su ventaja mejor conocida es la continuidad del servicio, ya que ninguna falla en cualquier punto del sistema producirá interrupciones grandes; incluso muchas fallas pueden ser despejadas sin necesidad de interrumpir el servicio a cualquier carga. Posee además una gran flexibilidad, una excepcional regulación de voltaje, y alta eficiencia.

El sistema se muestra en la figura 1.8.

Como puede verse en la figura, los transformadores se encuentran repartidos entre al menos tres alimentadores primarios, conectándose a cada uno de ellos mediante interruptores de circuito. Los secundarios de los transformadores se conectan a barras a través de interruptores especiales y las barras de los secundarios se encuentran interconectadas a través de lazos. El interruptor especial tiene el objetivo de proteger al lazo secundario y a las cargas en éste del paso de fallas provenientes del primario de cualquier transformador o de cualquier alimentador

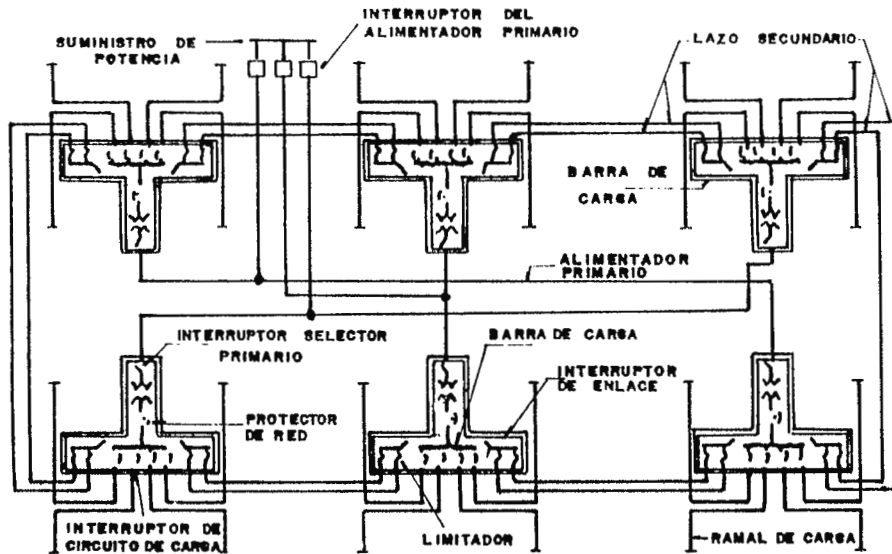


FIG. 1.8: SISTEMA DE MALLA SECUNDARIA.

primario, ya que cierra solamente cuando las condiciones de voltaje son tales que originen flujo de potencia hacia el secundario. El propósito principal de los lazos secundarios es suministrar una fuente alternativa a cualquier barra de carga, cuando el suministro primario de energía se vea interrumpido por cualquier falla en un transformador o en un alimentador.

Estos lazos proporcionan las mismas ventajas que las del siste-

ma anillado secundario, añadiendo además una gran flexibilidad, ya que los centros de carga pueden ser reubicados en cualquier punto del lazo o nuevas unidades pueden añadirse a éste para cambiar las condiciones de carga.

Además, cada circuito individual de lazo se conecta entre los puntos de las barras a través de limitadores. Estos limitadores son dispositivos que desconectan los cables fallados de un sistema de distribución, para proteger las partes del conductor que no estén falladas contra daños térmicos; generalmente son fusibles limitadores de corriente.

Como puede concluirse, la inversión necesaria para llevar a cabo este tipo de sistema es muy grande, ya que requiere de más alimentadores primarios, más alimentadores secundarios, barras de conexión y mayor cantidad de elementos de protección.

Otro tipo de red secundaria puede lograrse con la combinación de este sistema con una configuración radial selectiva en el primario, pudiéndose combinar las ventajas de ambos sistemas. La red de malla secundaria selectiva en el primario se muestra en la figura 1.9.

Puede afirmarse que su costo no es mucho mayor que el de la red de malla secundaria.

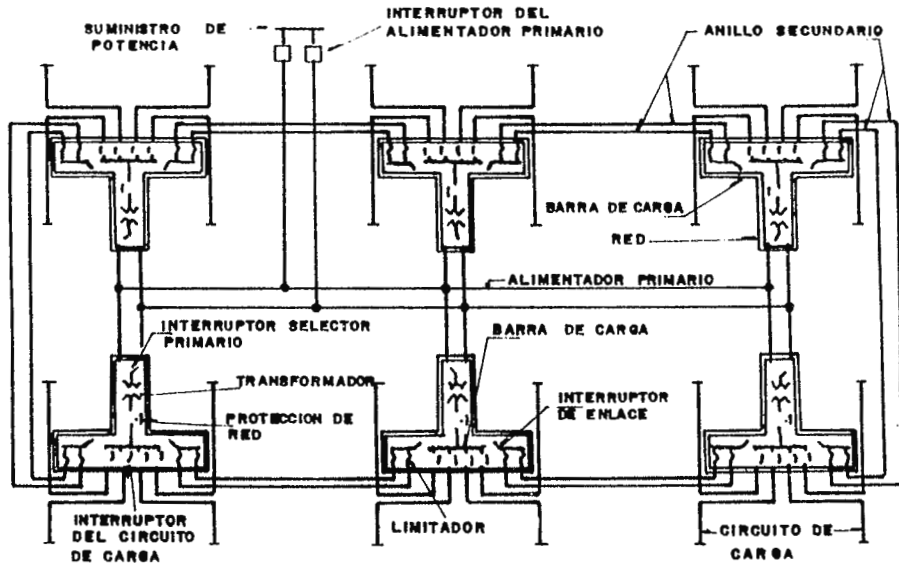


FIG. 1.9: SISTEMA DE MALLA SECUNDARIA SELECTIVO EN EL PRIMARIO.

CUADRO RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

Sistema	Características	Ventajas	Desventajas
1. Radial Simple	<ul style="list-style-type: none"> -Posee un sólo alimentador primario. -Posee solamente un transformador. -Varios alimentadores secundarios que abastecen un centro de carga cada uno. 	<ul style="list-style-type: none"> -Más económico -- debajo de los -- 1000 KVA. -Se aprovecha la diversidad de -- las cargas para reducir la capacidad del transformador. -Esquema sencillo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Mala regulación de voltaje y <u>ba</u>ja eficiencia. -Poca <u>confiabili</u>dad. -Alta corriente de cortocircuito en el lado - secundario.
2. Radial con estaciones de transformación (1)	<ul style="list-style-type: none"> -Cuenta con un alimentador primario principal. -Tiene varios transformadores, cada uno con su propio interruptor. -Cada transformador - - abastece a un centro - de carga. 	<ul style="list-style-type: none"> -Más barato sobre los 1000 KVA. -Mayor <u>continui</u>dad en el servicio. -Mejor regulación de voltaje que - en el radial - - simple. 	<ul style="list-style-type: none"> -No se puede a--provechar la <u>di</u>versidad de los picos de carga de cada centro. -Poca <u>flexibili</u>dad.
3. Radial con estaciones de transformación (2)	<ul style="list-style-type: none"> -Igual al sistema anterior, con la variante que cada transformador posee su propio alimentador primario, uniéndose a una barra a <u>tra</u>vés de un interruptor. 	<ul style="list-style-type: none"> -Tiene una mejor continuidad en - el servicio. -La <u>confiabili</u>dad, la <u>flexibili</u>dad, y la regulación de voltaje son - mayores que las del sistema <u>ante</u>rior. 	<ul style="list-style-type: none"> -Aumento en el - costo debido al incremento de - alimentadores - primarios.
4. Anillo primario	<ul style="list-style-type: none"> -Posee un grupo de alimentadores primarios formando un anillo. -El anillo está seccionalizado por un sólo - 	<ul style="list-style-type: none"> -Aumento en la -- confiabilidad -- cuando hay fa--llas primarias o de transformador. 	<ul style="list-style-type: none"> -Aumento del <u>cos</u>to debido a que hay más <u>inte</u>-ruptores <u>aso</u>-ciados con cada

CUADRO RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION. (Cont.).

Sistema	Características	Ventajas	Desventajas
	<p>interruptor primario - al cual se conectan -- sus dos extremos.</p> <p>-Varios transformadores conectados al anillo a través de interrupto-- res.</p>		transformador.
5. Anillo secundario	<p>-Además del anillo primario se añade un anillo secundario, formado por conductores que unen los secundarios - de los transformadores.</p>	<p>-En caso de falla se aísla solamente la sección <u>fa</u>llada, abaste-- ciéndose con rapidez al resto - de la carga.</p> <p>-Fácil balance de las potencias de los transformado-- res.</p> <p>-Mejora de la regulación de voltaje y en la - - flexibilidad.</p>	<p>-Aumento del <u>cos</u>to debido a los conductores que forman el lazo secundario.</p> <p>-Aumento de la - corriente de <u>fa</u>llo en el secun-- dario por la -- contribución de todos los trans-- formadores.</p>
6. Selectivo primario	<p>-Tiene dos alimentado-- res primarios en cada zona de carga.</p> <p>-Varios transformadores conectados equitativa-- mente entre los alimen-- tadores primarios.</p> <p>-Los interruptores de - los transformadores -- pueden conmutar de uno a otro interruptor.</p>	<p>-Rápido restable-- cimiento del <u>ser</u>vicio, en caso - de falla, ya que se tiene la al-- ternativa de se-- lección entre -- dos alimentado-- res primarios.</p>	<p>-Aumento del <u>cos</u>to, ya que cada alimentador debe ser capaz de llevar la carga total.</p> <p>-Menos efectivo que el sistema de anillo se-- cundario.</p>
7. Selectivo secundario	<p>-Muy parecido al siste-- ma anterior, con la <u>di</u>ferencia que entre los alimentadores prima-- rios se reparten sub--</p>	<p>-Además de la <u>con</u>mutación en el - primario se tie-- ne alternativa - de conmutación -</p>	<p>-Costo mayor, de-- bido a que se - requiere que <u>ca</u>da transforma-- dor sea capaz -</p>

CUADRO RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION. (Cont.).

Sistema	Características	Ventajas	Desventajas
	estaciones formadas -- por dos transformado-- res, cada uno con su - interruptor y su barra secundaria.	en el lado secun-- dario, entre las -- dos barras de -- los transformado-- res.	de abastecer el -- 100 % de la - - carga de la sub-- estación.
8. Malla secundaria	- Posee tres alimentado-- res primarios entre -- los cuales se repar-- ten los transformado-- res. - Tiene una red de la-- zos secundarios que - tienen la función de mantener interconecta-- dos los secundarios - de los transformado-- res.	-Servicio ininte-- rrumpido a las - cargas, indepen-- dientemente del tipo de falla -- que se presente. -Máxima flexibili-- dad y la mejor - regulación de -- voltaje.	-Es el más costo-- so y complejo -- de todos los -- sistemas estu-- diados. -Requiere de una gran cantidad - de protecciones de baja tensión.

1.2 GENERADORES INDUSTRIALES.

Dentro de la industria un componente de importancia fundamental en el sistema de potencia es el generador industrial.

Por generador industrial se entiende a toda máquina rotativa en cargada de generar energía eléctrica, la cual puede utilizarse para sustituir al suministro del sistema primario cuando éste - se ve interrumpido, siendo entonces un generador de emergencia; o puede servir, para suministrar potencia continuamente a una - determinada industria, en cuyo caso se constituiría en un generador de uso continuo.

1.2.1 FUNCIONES E IMPORTANCIA.

En los procesos industriales existen cargas que deben ser abastecidas en forma continua para que el proceso industrial se desarrolle; estas cargas se conocen como cargas críticas, y son - todas aquellas que están ligadas a la seguridad de la vida humana o a partes del proceso industrial que pueden ocasionar grandes pérdidas económicas si llegaran a quedar sin abastecimiento.

La función primordial de los generadores industriales de emer-- gencia es suministrar en forma automática potencia a las cargas antes descritas, cuando falle el abastecimiento primario.

La función del generador de uso continuo es la de abastecer de energía eléctrica al proceso industrial en forma continua, ya sea a la totalidad o parte de la carga, cuando por diversas razones el proceso o la parte abastecida del proceso no se puede confiar al sistema primario de distribución, o cuando resulte más económica la generación dentro de la planta industrial.

Existen varios factores que deben analizarse al momento de decidir si se opta por un generador de emergencia o uno de uso continuo. Algunos de ellos son:

- El factor económico. Muchas veces puede resultar más barato para una planta industrial generar parte o toda la energía que consume dentro de sus instalaciones, que comprarla a las compañías distribuidoras. Esto ocurre generalmente cuando el proceso industrial utiliza calor, procesos de vapor, o deja residuos combustibles, y más aún cuando se combinan estas características. Ejemplos típicos de estas industrias son: plantas químicas, papeleras, refinerías de petróleo, refinerías de azúcar, etc.

- Disponibilidad del sistema de distribución primario. En algunas áreas los sistemas de distribución de energía pueden estar insuficientemente desarrollados para abastecer la totalidad de la carga que el proceso industrial requiere, e incluso podrían ser inexistentes. En tales casos puede resultar más práctico y

barato instalar generadores propios que invertir en desarrollar la infraestructura para llevar la energía al punto requerido.

- Cuando el proceso industrial es crítico y el sistema de potencia primario no es confiable para las necesidades de este proceso particular. Un ejemplo puede ser en regiones remotas que son abastecidas por líneas únicas y que no pueden garantizar lo suficiente la continuidad del servicio o la calidad de éste, para muchos procesos de manufactura.

Como puede deducirse, la importancia de los generadores industriales radica en el hecho de garantizar la continuidad del servicio para el proceso industrial, por lo cual el generador debe ser muy confiable y por lo tanto requiere de un sistema de protección que garantice su correcta operación, lo proteja de cualquier eventualidad y evite que sufra daños considerables que pudieran dejarlo fuera de servicio.

Las figuras 1.10 y 1.11 describen el detalle físico de un generador de emergencia y de un generador de uso continuo respectivamente.

1.2.2 PARTES PRINCIPALES DE UN GENERADOR INDUSTRIAL.

Un generador es una pieza de maquinaria relativamente complica-

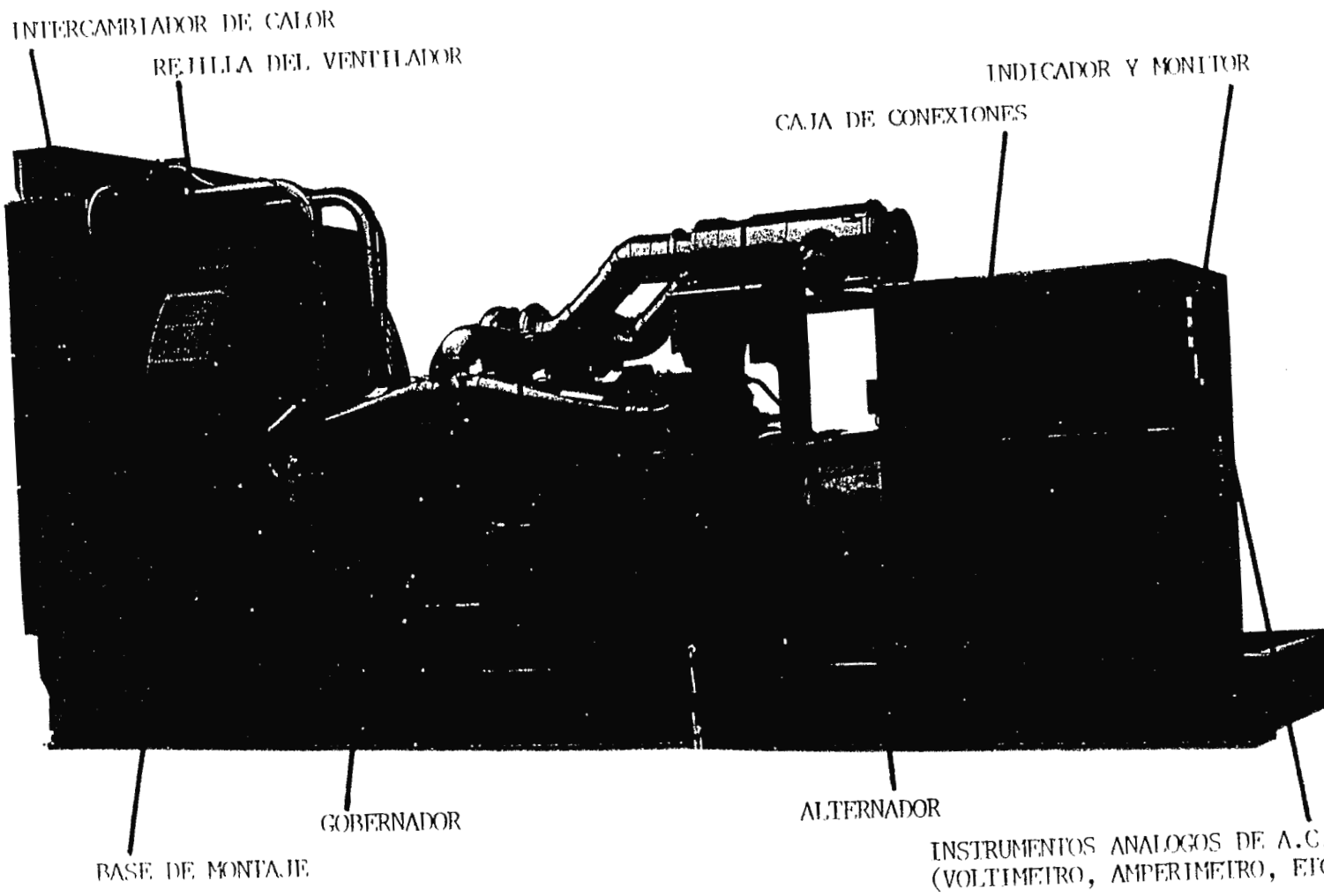
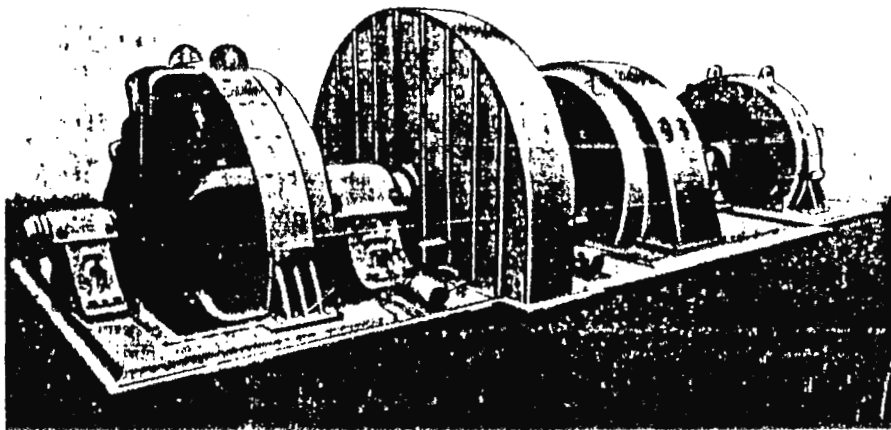


FIG. 1.10: REPRESENTACION DE UN GENERADOR DE EMERGENCIA.



SET DE MOTOR Y GENERADOR, DE 6 MW.

FIG. 1.11: REPRESENTACION DE UN GENERADOR DE USO CONTINUO.

da que consta de múltiples partes, de las cuales se considerarán solamente aquellas que son más determinantes para los requerimientos de la protección.

Estas partes son: Generador, Gobernador, Regulador de Voltaje e Interruptor de Transferencia.

1.2.2.1 Generador.

Este tipo de máquina utiliza un generador síncrono, que generalmente es del tipo con devanado de campo excitado sin escobillas, o del tipo excitado por un imán permanente con control eléctrónico.

El generador con devanado de campo excitado sin escobillas es - la clase más común de generador, usa un excitador de polos sa-lientes con los devanados de la bobina de campo en cada polo, y posee las siguientes características:

- Usa un regulador de voltaje el cual suministra una corriente regulada de corriente directa (D. C.) al campo excitador, por - medio de rectificación de una pequeña cantidad de corriente al-terna (A. C.) de salida del generador.
- Carece de escobillas, rectificando a través de diodos.

- El sistema rectificador, rectifica la corriente del conjunto generador para suministrar el campo en la ausencia del voltaje generador.

En el caso del generador excitado por imán permanente, éste es usado para crear el campo magnético; sólo es parte del generador principal y suministra potencia al regulador automático de voltaje, el cual alimenta al devanado de campo, aún en condiciones de cortocircuito.

Posee una gran diferencia con el generador estándar, y es que con este sistema el generador es capaz de sostener altas corrientes de fallas sin que su voltaje caiga a cero, durante un tiempo muy corto, pero que será suficiente para permitir que los interruptores despejen la fuente de la falla.

Las diferencias entre los dos generadores se ilustran en las figuras 1.12a y 1.12b.

1.2.2.2 Gobernador.

Este dispositivo es el encargado de mantener las velocidades del primotor razonablemente constantes durante las fluctuaciones de carga, con el objeto de mantener invariables las revoluciones del rotor del generador, y por ende la frecuencia del

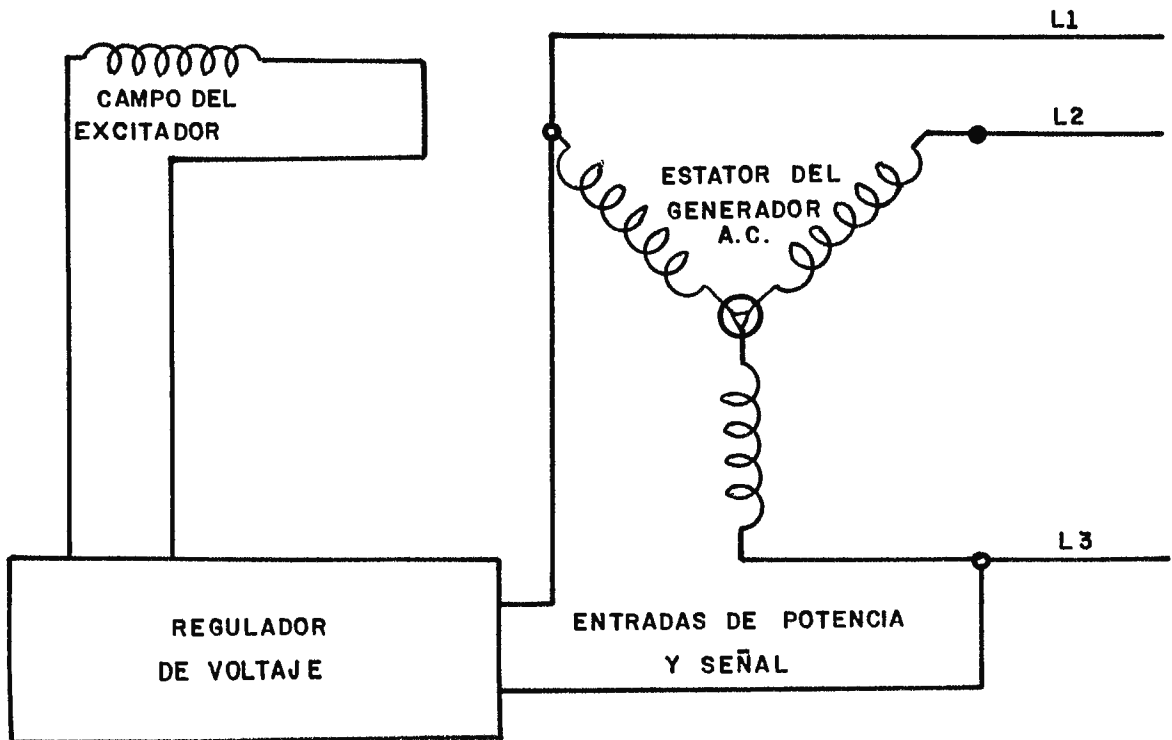
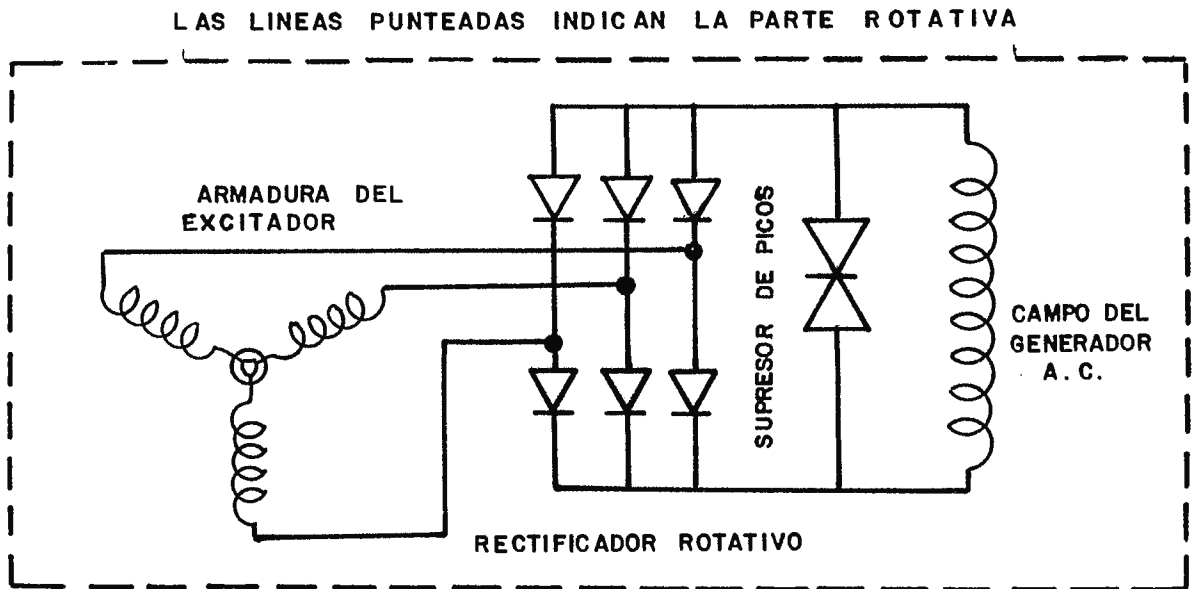


FIG. 1.12a: ESQUEMA DE UN GENERADOR EXCITADO SIN ESCOBILLAS.

LAS LINEAS PUNTEADAS INDICAN LA PARTE ROTATIVA

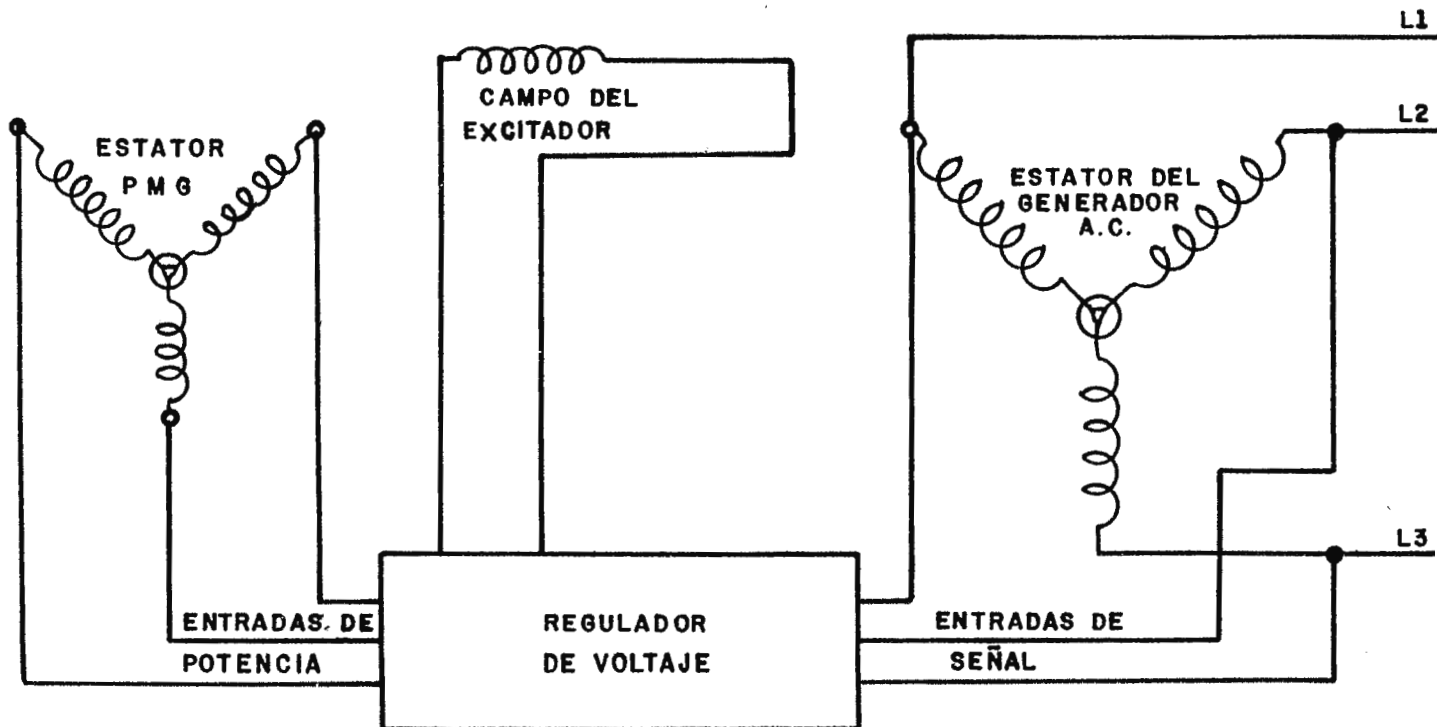
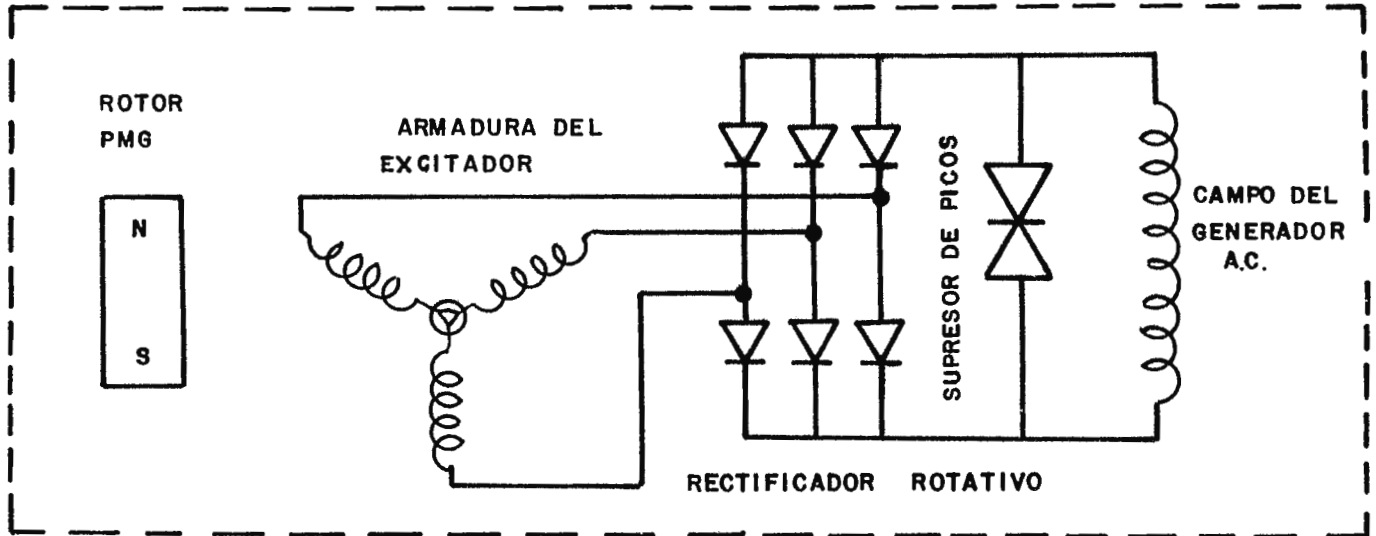


FIG. 1.12b: ESQUEMA DE UN GENERADOR CON IMAN PERMANENTE.

voltaje generado.

Cuando la carga se incrementa, la máquina motriz tiende a disminuir su velocidad, lo cual implica una reducción en la frecuencia; el gobernador entonces permite el paso de una mayor cantidad del fluido de trabajo, proporcionando una mayor aceleración, con el objeto de mantener una frecuencia constante. En caso contrario, si la carga disminuye, el motor tiende a acelerarse, el gobernador en este caso reduce la cantidad de combustible con el objeto de mantener constante esta velocidad.

Existen varios tipos de gobernadores, ya que los rotores de los generadores son impulsados mecánicamente por diversos tipos de dispositivos conocidos como primotores, accionados a su vez por diferentes fluidos de trabajo, como pueden ser: combustibles derivados del petróleo en motores de combustión interna, vapor a alta presión en turbinas de vapor, gases licuados en turbinas a gas, etc. Como puede verse, debido a la naturaleza diferente de los fluidos de trabajo, los gobernadores y su funcionamiento varían mucho dependiendo del primotor que controlen, pudiendo ser dispositivos mecánicos, electromecánicos, hidráulicos y de estado sólido.

1.2.2.3 Regulador de voltaje.

El regulador automático de voltaje o AVR es la parte del generador encargada de compensar las fluctuaciones en el voltaje generado.

Cuando hay aumentos de carga el voltaje generado tiende a disminuir, y el regulador de voltaje actúa para llevarlo a su valor original mediante un aumento en la corriente de campo. En cambio, cuando la demanda de potencia es menor el voltaje tiende a aumentar, y el regulador de voltaje lo reduce efectuando una disminución de la corriente de excitación.

Existen varios métodos de regulación de voltaje. Uno de los más comunes en los generadores de emergencia usa un reactor con un núcleo en forma de aro, el cual a través de su flujo magnetizante controla la magnitud de la corriente de campo. Opera en la siguiente forma: un rectificador de onda completa produce una corriente D.C. que es proporcional al voltaje generado y lo aplica a una bobina de control en el reactor; esta bobina produce un flujo magnético proporcional a su corriente, induciéndolo en el núcleo del reactor, y como éste tiene bobinadas otras inductancias que también se alimentan del voltaje generado, que a su vez suministran corriente al devanado de campo, el flujo magnético de la bobina de control en oposición al de las bobinas de alimentación, aumenta o reduce la corriente que éstas pueden suministrar al devanado de campo.

Así, cuando aumenta el voltaje generado también aumenta la - - corriente en la bobina de control, y el flujo producido disminuye la corriente en la bobina de alimentación del devanado de campo, reduciéndose así el voltaje generado al nivel que previamente se haya prefijado. De igual forma, cuando el voltaje generado disminuye, disminuye también la corriente de la bobina de control, aumentando la corriente de la bobina de suministro al devanado de campo lográndose el aumento necesario en el voltaje generado.

Sin embargo, también se cuentan con muchos dispositivos de estado sólido que realizan la misma función, siempre ejerciendo control sobre la corriente en el campo del generador.

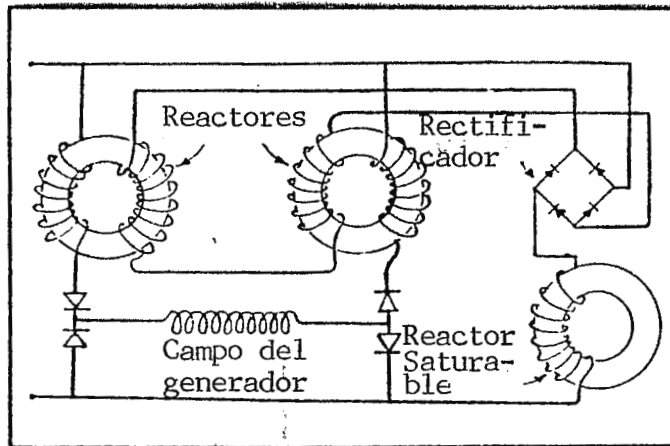


FIG. 1.13: REPRESENTACION DEL REGULADOR DE VOLTAJE.

1.2.2.4 Interruptor de transferencia.

Es un dispositivo cuya función es la de conmutar una carga que normalmente está conectada a la red comercial de energía eléctrica hacia la red de emergencia, cuando son detectadas fallas en la red comercial o cuando el servicio que ésta ofrece se interrumpe.

Se pueden encontrar interruptores de transferencia operados bajo carga o no, y pueden ser manuales o automáticos.

En los sistemas industriales es más adecuado el uso de interruptores de transferencia del tipo automático ya que estos garantizan la rapidez y eficiencia de la conmutación de energía, manteniendo así la continuidad del servicio.

Los interruptores de transferencia automáticos realizan la transferencia de carga por medio de un motor o a través de contactores. Un interruptor de transferencia típico se muestra en la figura 1.14.

Generalmente está constituido por los siguientes elementos:

a) Mecanismos de transferencia.

Es la parte de potencia del interruptor con la función de conmutar entre el suministro comercial y el de emergencia. También posee un mecanismo de bloqueo el cual asegura que sólo una de las fuentes suministre energía en un instante determinado.

b) Circuitos de control.

Estos dispositivos se encargan de monitorear las condiciones de la fuente de alimentación y suministrar la información para que el interruptor opere. Entre estos dispositivos tenemos:

- Sensores de sobrecarga, son utilizados para proteger contra sobrecorriente y cortocircuito.

- Sensores de voltaje, existen dos tipos: de bajo voltaje (con un rango de ajuste del 90% al 79% del voltaje nominal) y de sobrevoltaje (con un rango de ajuste del 105% al 115% del voltaje nominal); ambas clases de sensores pueden ser para protección completa, los cuales monitorean tres fases; o de protección parcial, los cuales monitorean sólo una fase.

- Sensores de frecuencia, monitorean la estabilidad en la frecuencia, su ajuste dependerá de que tan estable se desee la frecuencia en la carga.

c) Dispositivos auxiliares.

Son todos aquellos que protegen y establecen la operación de los sistemas de suministro de potencia. Entre estos tenemos:

- Temporizador de arranque, retrasa el arranque de la planta de emergencia, con lo que se evita que opere bajo condiciones de fallas momentáneas, este atraso oscila entre 1 y 60 seg.

- Temporizador de transferencia, retrasa la conmutación de la carga hacia la planta de emergencia, para garantizar el suministro de voltaje estable. El retraso oscila entre 5 y 600 seg. a partir del arranque de la planta.

- Temporizador de retransferencia, retrasa la conmutación de la carga de la red de emergencia a la red comercial, para permitir la estabilización de ésta. Este tiempo oscila entre 5 y 600 seg. a partir del instante en que retorna a la red comercial.

- Temporizador de enfriamiento, permite a la planta operar en vacío para su enfriamiento, después de la retransferencia, oscilando el tiempo entre los 5 y 30 minutos.

- Ejercitador, este dispositivo permite arrancar la planta cada cierto tiempo programado; por ejemplo cada 5 ó 7 días. Este dispositivo es opcional.

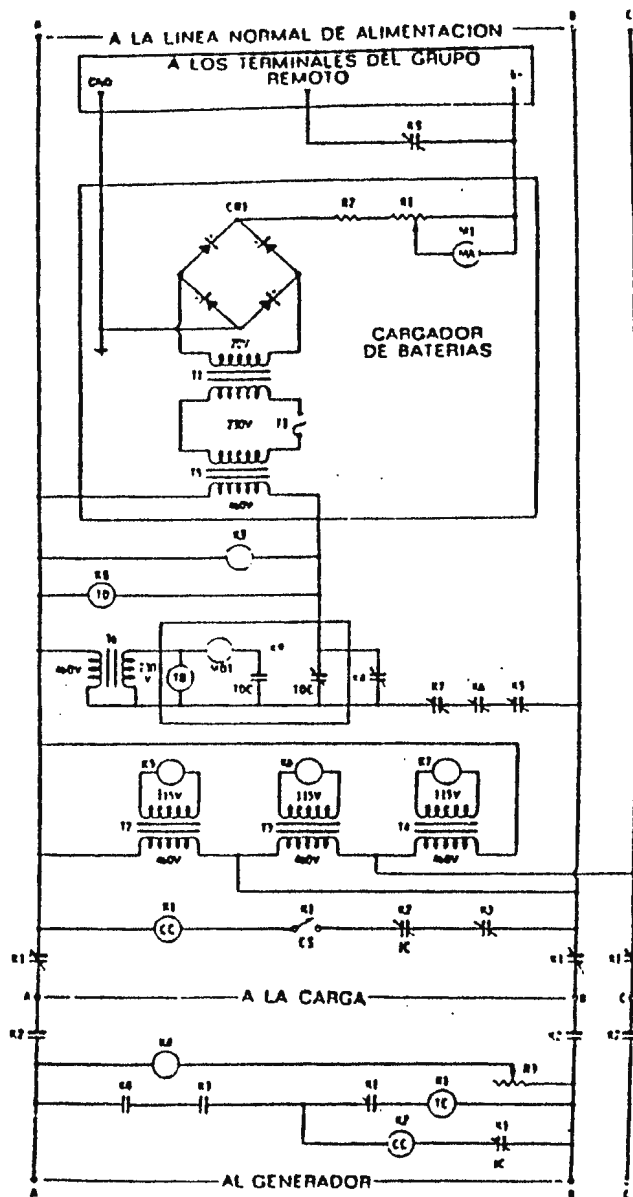


FIG. 1.14: DIAGRAMA DE UN INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA.

1.3 **MÉTODOS DE ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA DE POTENCIA Y DE LOS EQUIPOS.**

Una característica muy importante para el funcionamiento de un sistema industrial de potencia es el tipo de aterrizamiento que éste posee. Esto se debe a que cada método de aterrizamiento de termina en gran medida:

- La operación del sistema de potencia.
- La continuidad del servicio.
- La seguridad del personal y los equipos.
- El tipo de fallas.
- Los efectos de las fallas sobre el sistema.

Estos aspectos, a su vez, influyen en el sistema de protección, ya que éste debe responder rápida y efectivamente para minimi--zar los efectos negativos de las fallas, independientemente de las manifestaciones particulares de cada una de ellas en cada - tipo de sistema.

1.3.1 ATERRIZAMIENTO DE LOS SISTEMAS.

Independientemente del método de aterrizamiento a utilizar, es importante destacar los siguientes factores que deben considerarse al momento de aplicarlo:

- Aterrizamiento del sistema.
- Aterrizamiento del equipo.
- Aterrizamiento de protección contra descargas y estática.
- Conexión a tierra.
- Medida de resistencia de aterrizamiento.

Entre los temas anteriormente señalados solamente son de interés para este estudio, aquellos que se refieren al aterrizamiento del sistema, aterrizamiento del equipo y conexión a tierra.

1.3.1.1 Aterrizamiento del sistema.

El aterrizamiento de un sistema de distribución de potencia eléctrica de A.C. está referido a la naturaleza y ubicación de

una interconexión eléctrica intencional entre el neutro del sistema eléctrico y tierra. Las clasificaciones comunes de aterrizamiento que pueden ser establecidas en una planta industrial - de potencia de A.C. son:

- a) Sistema flotante.
- b) Sistema aterrizado a través de resistencia.
- c) Sistema aterrizado a través de reactancia.
- d) Sistema sólidamente aterrizado.

La naturaleza del aterrizamiento del sistema tiene un efecto importante en la magnitud de los voltajes línea a tierra que pueden ser soportados tanto en condiciones de estado estable como en transientes. En los sistemas flotantes pueden aparecer sobre voltajes severos que reduzcan la vida útil del aislamiento, y posteriormente provocar fallas debido a este daño, pudiendo luego ser interpretadas como fallas de circuitos. En máquinas eléctricas rotativas donde el espacio de aislamiento es limitado, el conflicto entre esfuerzos de voltaje y vida útil es particularmente crítico.

El aterrizamiento intencional del neutro de los sistemas eléctricos hace posible el control de sobrevoltaje y una rápida y sensible protección contra fallas basada en la detección del flujo de corrientes de tierra, teniendo la capacidad de poder remover un circuito bajo falla independientemente del tipo que ésta sea.

a) Sistema flotante.

Este sistema en realidad se encuentra aterrizado a través de una alta reactancia capacitiva como resultado del acople capacitivo que existe entre tierra y cualquier conductor energizado. La ventaja de operación que este sistema presenta, proviene del hecho que una falla monofásica a tierra si se sostiene no provoca un disparo automático de la protección, debido al flujo de una pequeña corriente a tierra. Sin embargo esta práctica puede introducir sobrevoltajes a los equipos del sistema.

Esta ventaja está sujeta a discusión, ya que en algunos casos será tolerable un sobrevoltaje momentáneo con tal de mantener la continuidad del servicio, mientras en otros casos es preferible un despeje rápido, ya que durante la condición de falla de un conductor los otros dos están sometidos a un sobrevoltaje del 73%, ocasionando esfuerzos de voltaje en los devanados de los equipos.

Pruebas han mostrado que los sobrevoltajes pueden ser desarrollados por un reencendido repetitivo del arco durante la interrupción de una falla línea a tierra, particularmente en sistemas de bajo voltaje; esto puede ocasionar fallas de aislamiento en otros lugares del sistema, diferentes al punto de la falla. Luego, una falla línea a tierra en un circuito puede resultar en un daño al equipo e interrupción del servicio en otra parte del circuito. Esta segunda falla puede incluso ocurrir después que la falla inicial ha sido localizada y removida. Esta condición se ilustra en la figura 1.15.

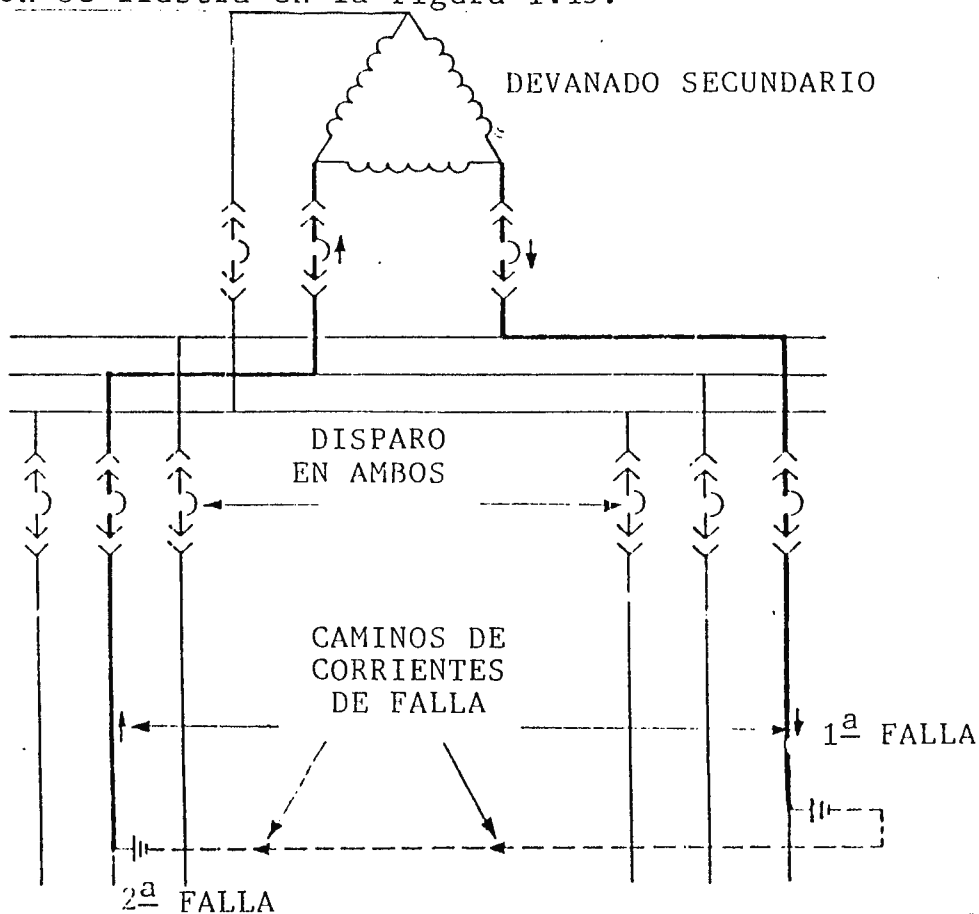


FIG. 1.15: REPRESENTACION DE FALLA CONSECUTIVA EN UN SISTEMA -
CON NEUTRO FLOTANTE.

b) Sistema aterrizado a través de resistencia.

Este tipo de sistemas emplea la conexión intencional de una resistencia entre el neutro del sistema eléctrico y tierra, apareciendo dicha resistencia en paralelo con la reactancia capacitiva del sistema a tierra haciendo que este circuito se comporte más como un resistor que como un capacitor. Estos sistemas pueden tomar la forma de:

1) Sistemas aterrizados a través de resistencias altas.

2) Sistemas aterrizados a través de resistencias bajas.

En una conexión de alta resistencia, se da la siguiente relación:

$$R \leq \frac{X_{co}}{3}$$

donde: R es la resistencia entre el neutro del sistema eléctrico y tierra.

$\frac{X_{co}}{3}$ es la reactancia capacitiva total del sistema a tierra.

En este caso, la tendencia a producir sobrevoltajes de un siste

ma flotante se verán lo suficientemente reducidas.

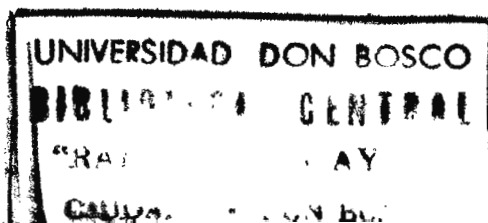
En un sistema aterrizado con una baja resistencia, los potenciales línea a tierra se controlan rígidamente, encontrándose además una magnitud suficiente de corriente en las fallas de línea a tierra para operar selectivamente los relés de falla a tierra.

En el sistema aterrizado a través de una resistencia alta se tiene la misma ventaja que en el sistema flotante, teniéndose muy buena continuidad en el servicio pero limitando los severos sobrevoltajes transitorios con una corriente de falla a tierra de magnitud muy pequeña (usualmente menor a 10 amperios).

Se recomienda el aterrizamiento a través de alta resistencia para sistemas hasta 5KV y corriente de cargas de aproximadamente 5.5A, no debiendo intentarse en sistemas de 15KV.

Los aterrizamientos a través de baja resistencia requieren una conexión de tierra de muy baja resistencia, con el propósito de lograr una corriente de falla a tierra aceptable para propósitos de accionamiento de relés. Los valores típicos de corriente varían de 400 a 2000A en los sistemas más grandes.

Los sistemas que pueden ser aterrizados a través de resistencia



son:

- 480V, trifásico, tres hilos.
- 600V, trifásico, tres hilos.
- 2400V, trifásico, tres hilos.
- 4160V, trifásico, tres hilos.
- 6900V, trifásico, tres hilos.
- 13800V, trifásico, tres hilos estrella.

c) Sistema aterrizado a través de reactancias.

Estos sistemas no se emplean ordinariamente en redes de potencia industrial. La reducción permisible en corrientes de falla a tierra disponible sin riesgo de sobrevoltajes transitorios es limitada. El criterio para limitar los sobrevoltajes es que la corriente de falla a tierra disponible debe ser al menos el 25% de la corriente de falla trifásica; para lograr esto la relación entre las reactancias inductivas de secuencia cero (X_0) y secuencia positiva (X_1) debe ser menor o igual que 10, es decir:

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 10$$

La corriente de falla resultante puede ser alta, presentándose un cuestionable daño debido al arqueo en la falla, prefiriéndose un aterrizamiento a través de resistencias, ya que con este sistema se puede lograr una mayor reducción en la corriente de falla sin riesgos de sobrevoltajes.

En la práctica, el aterrizamiento por reactancia es usado generalmente sólo como parte de un sistema sólidamente aterrizado, en el cual el neutro de un generador podría ser conectado directamente a tierra. Sin embargo, puede ser necesario añadir un reactor de bajo valor para limitar la corriente de falla a tierra disponible a través del generador a un valor no mayor que la corriente de falla trifásica producida por el generador.

d) Sistema sólidamente aterrizado.

Este tipo de sistemas ejerce el mayor control de los sobrevoltajes pero tiene las mayores magnitudes de corrientes de falla a tierra, las cuales introducen nuevas dificultades e intensifican los problemas de diseño en el aterrizamiento del equipo del sistema. Los sistemas sólidamente aterrizados se usan ampliamente en los voltajes de operación menores de 600V y mayores que 13.8KV. A voltajes altos, el costo del equipo de aterrizamiento es alto, sin embargo la gran magnitud de la corriente de falla a tierra generalmente no afecta al equipo eléctrico e incluso -

es deseable para la segura operación de los relés e interruptores.

Las ventajas de operar un sistema de potencia industrial aterrizado comparado con uno flotante pueden ser las siguientes:

- Reducción en magnitud de los sobrevoltajes transientes.
- Simplificación en la localización de las fallas a tierra.
- Mejoras en la protección contra fallas del sistema.
- Mayor seguridad para el personal y los equipos.

Los sistemas usados para abastecer cargas fase-neutro que deben estar sólidamente aterrizados son:

- 120/240V, monofásico, tres hilos.
- 208Y/120V, trifásico, cuatro hilos.
- 480Y/277V, trifásico, cuatro hilos.
- Mayores de 22KV.

1.3.1.2 Aterrizamiento de equipo.

Para llevar a cabo el aterrizamiento del sistema, la mejor forma de hacerlo consiste en obtener el neutro del sistema mediante transformadores o generadores con devanados conectados en estrellas, ya que en ellos el neutro se encuentra fácilmente accesible. Los transformadores se encuentran disponibles para prácticamente todos los voltajes normalizados.

En sistemas de bajo voltaje se tienen las alternativas de voltajes normalizados, 208Y/120V y 480Y/277V en lugar del sistema de 240V.

Sin embargo, en algunos sistemas menores de 600V y en algunos sistemas de 2.4KV a 15KV, los cuales tienen solamente equipo conectado en delta, éste debe ser aterrizado por la adición de transformadores de aterrizamiento y resistencias de neutro.

a) Transformadores de aterrizamiento zig-zag.

Este tipo de transformador de aterrizamiento es el más comúnmente usado. La conexión interna de este transformador se ilustra en la figura 1.16. La impedancia de este transformador a las corrientes trifásicas normales es muy alta, de tal forma que cuando no hay fallas en el sistema sólo fluye una pequeña corriente magnetizante en los devanados del transformador.

La impedancia del transformador con respecto a la corriente de tierra es, por otro lado muy baja, de tal forma que permite el flujo de altas corrientes de tierra. El transformador divide la corriente de tierra en tres componentes iguales, las cuales se encuentran en fase entre sí y fluyen en los tres devanados del transformador de aterrizamiento.

El método de devanado del transformador es tal, que cuando esas tres corrientes iguales fluyen en una sección del devanado de cada columna del núcleo es en dirección opuesta a la que fluye en la otra sección del devanado de la misma columna. El único flujo magnético que resulta de las corrientes de tierra de secuencia cero es el flujo de dispersión alrededor de cada sección de devanado. Esta es la razón de la baja impedancia del transformador a la corriente de tierra.

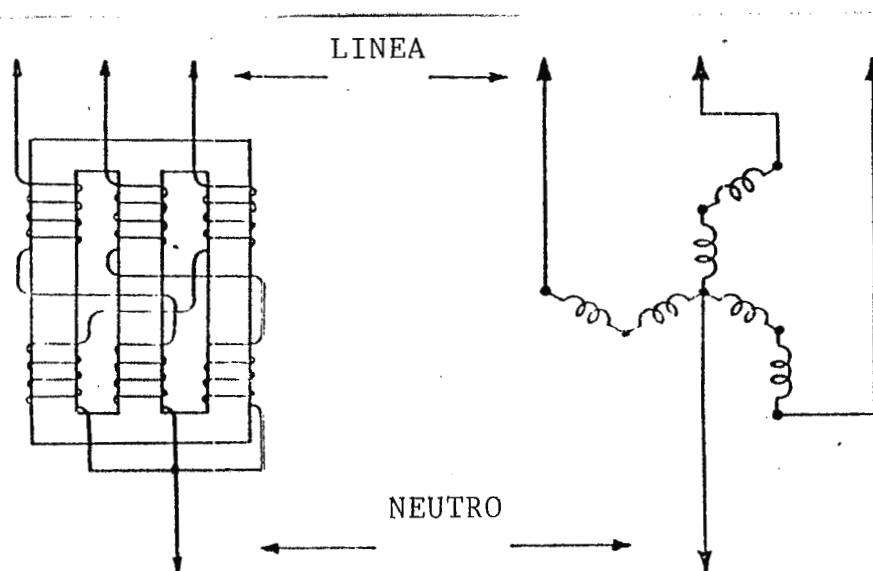


FIG. 1.16: REPRESENTACION DE UN TRANSFORMADOR ZIG-ZAG.

b) Transformador estrella-delta para aterrizamiento.

Un transformador estrella-delta también puede ser utilizado para propósitos de aterrizamiento. En este caso la delta debe ser cerrada para proveer un camino para la corriente de secuencia cero, pero en algunos casos en la delta puede inducirse cierto nivel conveniente de voltaje. Este puede ser, o no, usado para servir otras cargas. El devanado estrella debe tener el mismo rango de voltaje que el circuito a ser aterrizado.

Las conexiones del transformador se muestran en la figura 1.17.

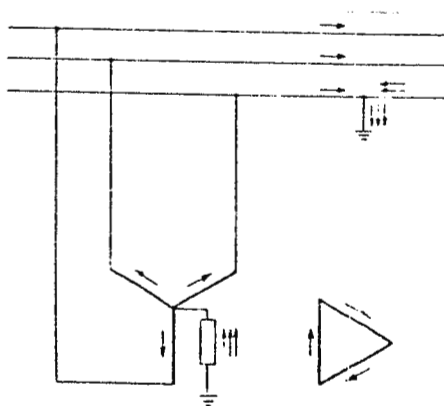


FIG. 1.17: ESQUEMA DE UN TRANSFORMADOR ESTRELLA-DELTA PARA ATERRIZAMIENTO.

1.3.2 CONEXION A TIERRA.

Las conexiones a tierra pueden lograrse mediante tres sistemas básicos:

- a) Sistema radial.
- b) Sistema de anillo.
- c) Sistema enmallado.

1.3.2.1 Sistema radial.

Este sistema presenta una alternativa bastante económica pero - tiene como desventaja que al producirse una falla, los gradientes de potencial originados pueden llegar a valores altos.

Consiste en uno o varios electrodos unidos por un cable al cual se van conectando los equipos en derivación. El sistema se ilustra en la figura 1.18.

1.3.2.2 Sistema de anillo.

El sistema de anillo se obtiene colocando un conductor a manera de formar un círculo con un cable de suficiente calibre, el -

cual va colocado alrededor de la superficie ocupada por el equipo a proteger. Con un cable de menor calibre se sacan derivaciones de cada aparato y se conectan al anillo.

Este es un sistema económico y eficiente, en el cual se eliminan las grandes distancias de descarga a tierra que presenta el sistema radial, disminuyéndose de esta forma los potenciales peligrosos ya que la corriente de falla puede influir por varios caminos en paralelo. La ilustración correspondiente a este sistema se presenta en la figura 1.19.

1.3.2.3 Sistema enmallado.

El sistema de malla es el más usado en los sistemas eléctricos. Este consiste en una red formada por cables de cobre y conectada a electrodos enterrados profundamente para buscar zonas de menor resistividad. Este sistema es el más costoso pero a la vez el más eficiente. La figura 1.20 muestra dicho sistema.

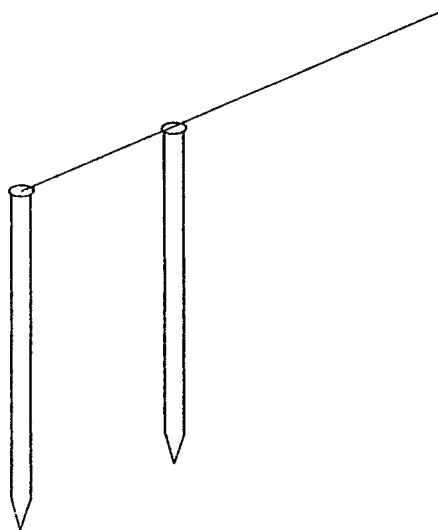


FIG. 1.18: ELECTRODOS DE TIERRA EN UN SISTEMA RADIAL.

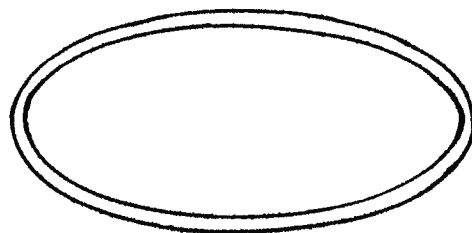


FIG. 1.19: ELECTRODO PARA UNA RED DE TIERRA EN ANILLO.

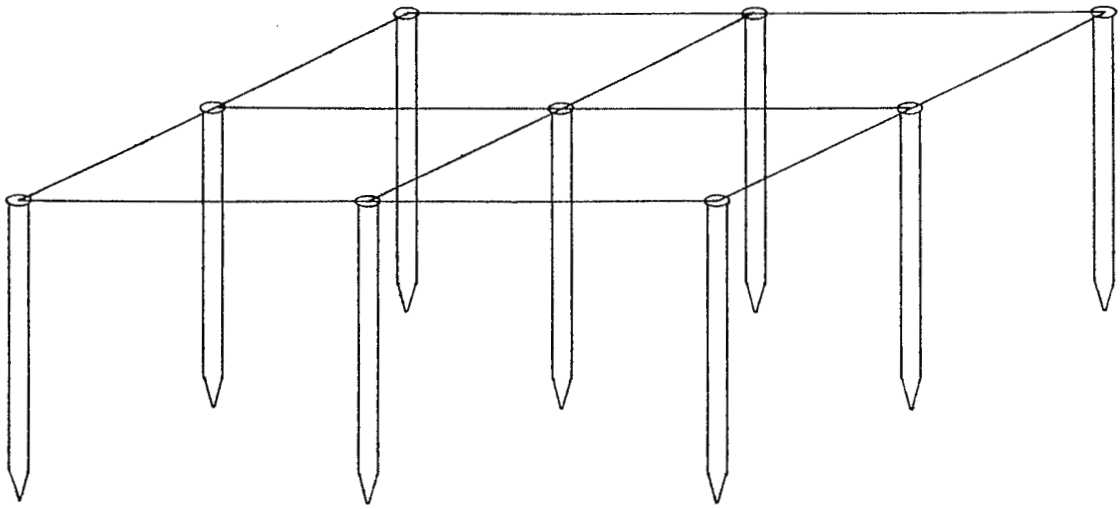


FIG. 1.20: ELECTRODOS DE UNA RED DE TIERRA ENMALLADA.

CUADRO RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE ATERRIZAMIENTO.

Sistema	Características	Ventajas	Desventajas
Flotante.	<ul style="list-style-type: none"> - Todos los aparatos - se encuentran aislados de tierra. - Conexión del neutro del sistema sólo por acople capacitivo -- con tierra. - Corriente de falla a tierra de valores -- muy bajos. 	<ul style="list-style-type: none"> - No hay interrupción, del servicio, durante fallas a tierra. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrevoltajes muy altos en fallas a tierra. - Difícil ubicación de la falla. - No hay suficiente corriente de falla a tierra para disparo. - Pueden presentarse fallas dobles.
Sólidamente aterrizado.	<ul style="list-style-type: none"> - Todos los aparatos - se encuentran conectados a tierra. - Conexión directa del neutro del sistema a tierra. - Alto valor de corriente de falla a tierra. Rara vez alcanza un valor más alto que en el caso de falla trifásica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Buen control de los sobrevoltajes en el sistema. - Rápida ubicación y despeje de las fallas a tierra. - Es raro que se produzcan fallas por arco. 	<ul style="list-style-type: none"> - El valor alto de la corriente de falla a tierra puede alcanzar valores peligrosos y afectar la estabilidad del sistema.
Aterrizado por resistencia.	<ul style="list-style-type: none"> - Inserción de una resistencia entre el neutro del sistema y tierra. - Los valores de resistencia de tierra están determinados por el componente a aterrizado. 	<ul style="list-style-type: none"> - Limitación de las corrientes de falla a tierra. - Ejerce un excelente control sobre los sobrevoltajes. 	<ul style="list-style-type: none"> - No es aplicable a todos los voltajes. - Si la resistencia limita mucho la corriente de falla y difícil

CUADRO RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE ATERRIZAMIENTO. (Cont.).

Sistema	Características	Ventajas	Desventajas
	rrizado. - Bajo valor de co- -- rriente de falla a - tierra.		ta la acción - de los releva- dores, pueden permanecer las fallas a tie-- rra mucho tiem po.
Aterrizado por reac-- tancia.	- Conexión del neutro - del sistema a tierra a través de una reac- tancia. - Puede reducirse a va- lores de 1/2 ó 1/3 de los presentes en el - sistema sólidamente - aterrizado, la co- -- rriente de falla.	- Dependiendo del valor de reac-- tancia puede ha ber una buena - limitación de - corriente, pero que sea sufi- - ciente para ac- cionar releva-- dores.	- En algunos ca- sos pueden pro ducirse co- -- rrientes de fa lla anormalmen te altas. - Pueden produ-- cirse fallas - por arqueo, si la reactancia es muy alta.

CAPITULO II

HERRAMIENTAS MATEMATICAS Y METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LAS - CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

INTRODUCCION.

Para llevar a cabo una adecuada selección y ajuste de los valores de disparo de las diferentes protecciones, se requiere de un conocimiento detallado de las condiciones del sistema durante las fallas. Deben conocerse con la mayor exactitud posible, las magnitudes, direcciones y distribuciones de las corrientes y de los voltajes ocasionados por diferentes tipos de fallas, en las diferentes zonas del sistema.

Para obtener tales valores de corrientes y voltajes es necesario el auxilio de una serie de herramientas y procedimientos matemáticos, que simplificarán considerablemente nuestros análisis y cálculos, siendo de indiscutible ayuda a la hora de analizar fallas desequilibradas.

Dentro de las herramientas matemáticas que deben formar parte -

del conocimiento mínimo para el análisis de los cortocircuitos están las siguientes:

- Fasores y diagramas fasoriales.
- Síntesis de fasores desequilibrados a través de componentes simétricos.
- Redes de secuencia.
- Representación de sistemas de potencia a través de valores - por unidad.
- Método de cálculo de cortocircuitos.

2.1 FASORES Y DIAGRAMAS FASORIALES.

2.1.1 DEFINICION Y OPERACIONES.

Un fasor es un número complejo usado para representar cantidades eléctricas. En realidad constituye una presentación gráfica de cantidades sinusoidales y está ideado para expresar tanto la magnitud como el desplazamiento angular relativo de las cantidades eléctricas que describirá.

Al igual que todas las cantidades vectoriales, los fasores deben estar referidos a los mismos ejes de referencia. Estos generalmente son el eje de las cantidades reales (x) y el eje de las cantidades imaginarias (y) mostrados en la figura 2.1.

Los ejes se encuentran fijos en el plano, y los fasores rotan con la frecuencia de la cantidad sinusoidal que representa, considerándose positiva la rotación en el sentido contrario a las agujas del reloj. El diagrama fasorial por lo tanto muestra a los diferentes fasores en un instante de tiempo simultáneo.

Teóricamente, la longitud de un fasor es proporcional a su valor máximo, y sus proyecciones en los ejes real e imaginario son por lo tanto, las componentes real e imaginaria en ese instante. Por convenciones normalizadas los diagramas fasoriales -

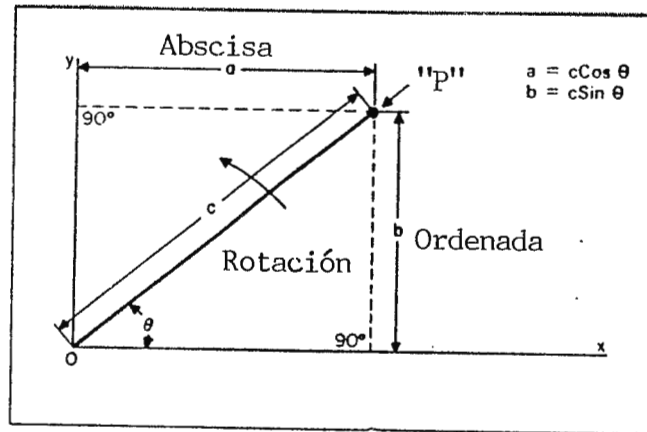


FIG. 2.1: REPRESENTACION GRAFICA DE UN FASOR.

se construyen usando los valores **rms**, los cuales son empleados más frecuentemente que los valores máximos.

El diagrama fasorial indica las relaciones angulares bajo condi ciones normales o anormales.

El punto P de la figura 2.1 puede expresarse analíticamente de las formas siguientes:

<u>Forma Rectangular</u>	<u>Forma Compleja</u>	<u>Forma Exponencial</u>	<u>Forma Polar</u>	<u>Forma Fasorial</u>	
$a + jb$	$= C(\cos \theta + j \sin \theta)$	$= ce^{j\theta}$	$= c \underline{\theta}^{\circ}$	$= \mathbf{C}$	(2.1)
$a - jb$	$= C(\cos \theta - j \sin \theta)$	$= ce^{-j\theta}$	$= c \underline{-\theta}^{\circ}$	$= \bar{\mathbf{C}}$	(2.2)

donde:

a = valor real

b = valor imaginario

c = módulo o magnitud

θ = argumento o posición relativa

Si \mathbf{C} es un fasor, $\bar{\mathbf{C}}$ es conjugado.

El valor absoluto de un fasor es $|c|$

$$|c| = \sqrt{a^2 + b^2} \quad (2.3)$$

Sumando ecuaciones (2.1) y (2.2),

$$a = 1/2 (\mathbf{C} + \bar{\mathbf{C}}) \quad (2.4)$$

Restando ecuaciones (2.1) y (2.2),

$$jb = 1/2 (C - \bar{C}) \quad (2.5)$$

La multiplicación de fasores obedece a la siguiente regla: el módulo de un producto de fasores es igual al producto de los módulos de sus componentes, y el argumento es la suma de los argumentos componentes. Sean los fasores $E = |E| \angle \theta_1$ e $I = |I| \angle \theta_2$, entonces:

$$EI = |E| \times |I| \angle \theta_1 + \theta_2 \quad (2.6)$$

$$E\bar{I} = |E| \times |I| \angle \theta_1 - \theta_2 \quad (2.7)$$

La ley de la división de fasores es simplemente el inverso de la multiplicación:

$$\frac{E}{I} = \frac{|E|}{|I|} \angle \theta_1 - \theta_2 \quad (2.8)$$

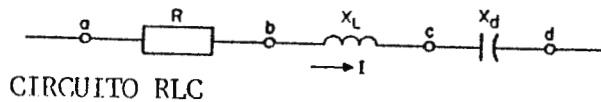
Finalmente, las potencias de los fasores se obtienen de la siguiente forma:

$$(|I|e^{j\theta})^n = |I|^n e^{jn\theta} \quad (2.9)$$

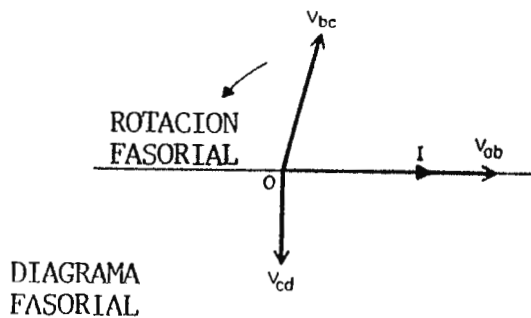
2.1.2 DIAGRAMA FASORIAL MONOFASICO.

Para construir los diagramas fasoriales, el conjunto de fasores en un mismo instante de tiempo, pueden representarse con un ori

gen común, tal como se muestra en la figura 2.2, o representarse desplazados para ilustrar la adición de voltajes (o corrientes) en serie, en un sistema cerrado, tal como se muestra en la figura 2.3.



a) Circuito RLC.



b) Fasores de voltaje y corriente del circuito anterior.

FIG. 2.2: REPRESENTACION DE UN DIAGRAMA FASORIAL.

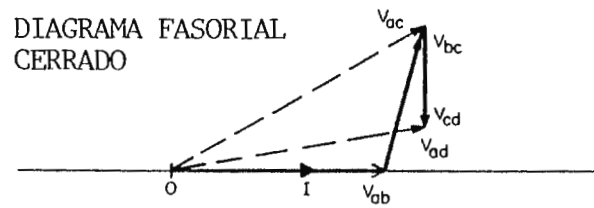


FIG. 2.3: DIAGRAMA FASORIAL CERRADO DE LOS VOLTAJES Y CORRIENTES DEL CIRCUITO DE LA FIGURA 2.2 (Literal a).

2.1.3 DIAGRAMA FASORIAL TRIFASICO.

En los diagramas trifásicos, para prevenir confusiones entre los diferentes fasores de cada fase, se usa una designación de letras en la cual cada fase está marcada por las letras a, b, c ó A, B, C.

Un sistema trifásico, con su circuito y su diagrama fasorial se representa en la figura 2.4., y el diagrama fasorial cerrado, el cual es una alternativa para el mismo sistema se muestra en la figura 2.5.

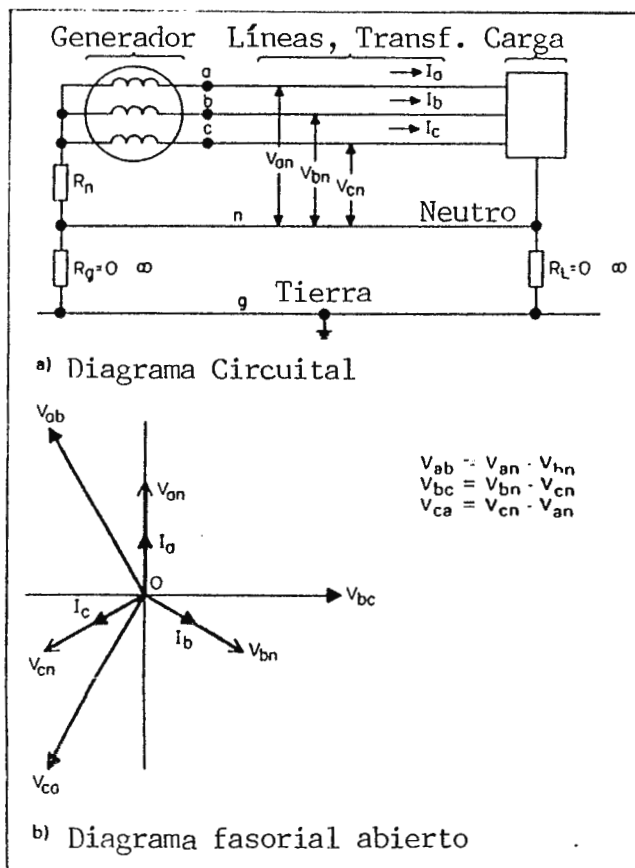


FIG. 2.4: DIAGRAMA FASORIAL TRIFASICO.

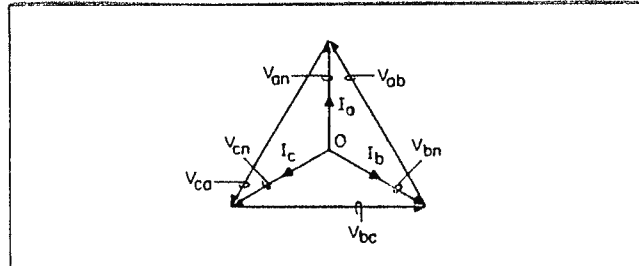


FIG. 2.5: DIAGRAMA FASORIAL CERRADO DE LOS VOLTAJES Y CORRIENTES DEL CIRCUITO DE LA FIG. 2.4.

Los diagramas fasoriales representan tanto las corrientes de fase como los voltajes entre fases y entre fase y neutro. El subíndice de los fasores de corriente indica la fase a la cual pertenecen; los subíndices de los fasores de voltaje indican: el primero el punto considerado de mayor potencial, y el segundo el punto de referencia.

2.2 SINTESIS DE FASORES DESEQUILIBRADOS A TRAVES DE COMPONENTES SIMETRICOS.

2.2.1 DESCRIPCION.

Este método es de gran utilidad, pues con él se puede transformar a un sistema de n fasores desequilibrados relacionados entre sí, en n sistemas de fasores equilibrados, los cuales reciben el nombre de componentes simétricos de los fasores originales.

Cada conjunto de componentes cuenta con " n " fasores de igual magnitud e idéntico desfase angular. Es de importancia fundamental el estudio de sistemas fasoriales trifásicos; para este caso se tienen los tres siguientes sistemas equilibrados:

1. Componentes de secuencia positiva, formados por tres fasores de módulo igual con un desfase de 120° y con la misma secuencia de fase que los fasores originales.
2. Componentes de secuencia negativa, los cuales son tres fasores de idéntico módulo, con desfase de 120° y diferencia de fase opuesta a la de los vectores originales.
3. Componentes de secuencia cero, formado por vectores de igual

magnitud y sin diferencia de fase.

Si las secuencias de fase de los fasores desequilibrados es **abc**, ésta será la misma para los componentes de secuencia positiva, mientras que será **acb** para los de secuencia negativa. Además cada conjunto de componentes simétricos está designado por un subíndice original:

"1" para los componentes de secuencia positiva.

"2" para los componentes de secuencia negativa.

"o" para los componentes de secuencia cero.

Si los fasores originales fueran tensiones designadas por V_a , V_b y V_c , y como cada uno de los fasores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, los fasores originales en función de sus componentes son:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{ao} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{bo} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{co} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Si fueran corrientes:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

La representación gráfica de estos fasores, así como la suma se ejemplifica así:

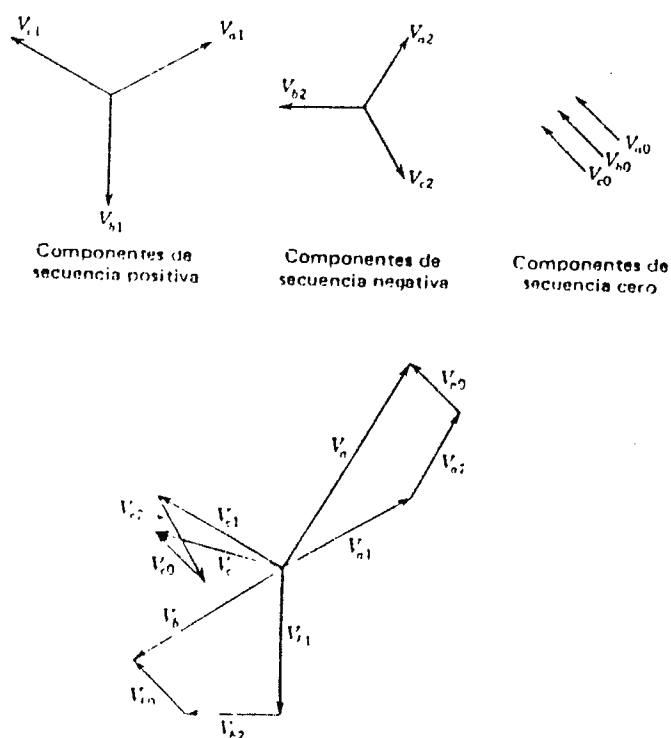


FIG. 2.6: REPRESENTACION Y SUMA VECTORIAL DE LOS COMPONENTES DE SECUENCIA.

Para lograr la síntesis de los fasores basta con llevar a cabo la suma fasorial de los correspondientes componentes simétricos, pero para llevar a cabo la descomposición se deben deducir ecuaciones auxiliares.

2.2.2 OPERADOR "a".

Es un hecho que en cada grupo de componentes las magnitudes de los vectores son iguales, y se pueden expresar unos en función de otros con ayuda de un operador vectorial, ya que se diferencian solamente en su ángulo de fase. Dicho operador es llamado "a" y es igual a un número complejo de magnitud unitaria con un argumento de 120° . Sus funciones se muestran a continuación en la tabla 2.1 y en la figura 2.7.

$$\begin{aligned}
 a &= 1/\underline{120^\circ} = -0.5 + j0.866 \\
 a^2 &= 1/\underline{240^\circ} = -0.5 - j0.866 \\
 a^3 &= 1/\underline{360^\circ} = 1 + j0 \\
 a^4 &= 1/\underline{120^\circ} = -0.5 + j0.866 = a \\
 1 + a &= 1/\underline{60^\circ} = 0.5 + j0.866 = -a^2 \\
 1 - a &= \sqrt{3}/\underline{-30^\circ} = 1.5 - j0.866 \\
 1 + a^2 &= 1/\underline{-60^\circ} = 0.5 - j0.866 = -a \\
 1 - a^2 &= \sqrt{3}/\underline{30^\circ} = 1.5 + j0.866 \\
 a + a^2 &= 1/\underline{180^\circ} = -1 - j0 \\
 a - a^2 &= \sqrt{3}/\underline{90^\circ} = 0 + j1.732 \\
 1 + a + a^2 &= 0 = 0 + j0
 \end{aligned}$$

TABLA 2.1: FUNCIONES DEL OPERADOR "a".

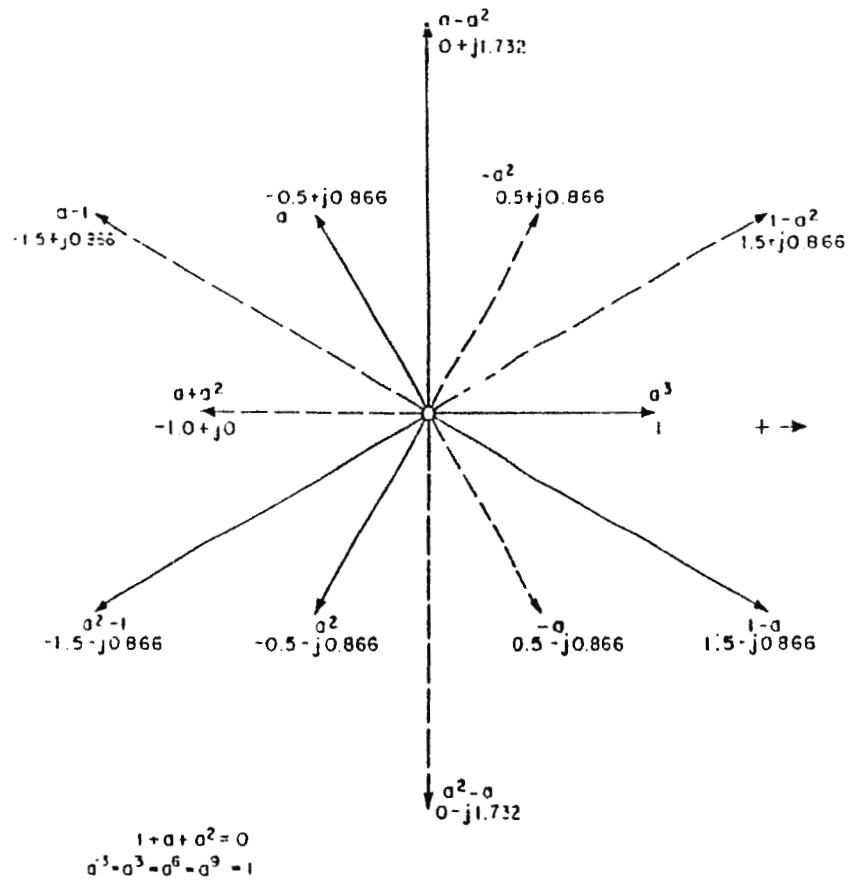


FIG. 2.7: REPRESENTACION GRAFICA DE LOS FASORES ORIGINADOS POR EL OPERADOR "a".

Si se lleva a cabo las sustituciones para cada conjunto de componentes se obtiene la tabla 2.2.

SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA NEGATIVA	SECUENCIA CERO
$V_{a1} = V_{a1}$	$V_{a2} = V_{a2}$	$V_{ao} = V_{ao}$
$V_{b1} = a^2V_{a1}$	$V_{b2} = aV_{a2}$	$V_{bo} = V_{ao}$
$V_{c1} = aV_{a1}$	$V_{c2} = a^2V_{a2}$	$V_{co} = V_{ao}$

TABLA 2.2: RELACION ENTRE LOS VOLTAJES DE FASE PARA CADA SECUENCIA A TRAVES DEL OPERADOR "a".

Sustituyendo las relaciones de la tabla 2.2 en las ecuaciones - 2.10, 2.11 y 2.12 se tiene:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{ao} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

$$V_b = a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{ao} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

$$V_c = aV_{a1} + a^2V_{a2} + V_{ao} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

En forma matricial:

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{ao} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

$$A = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{vmatrix} \quad A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{vmatrix} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Siendo A^{-1} la inversa de la matriz A , se tiene:

$$\begin{vmatrix} V_{ao} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{vmatrix} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{vmatrix} \begin{vmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{vmatrix} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

$$\begin{aligned} V_{ao} &= 1/3(V_a + V_b + V_c) \\ V_{a1} &= 1/3(V_a + aV_b + a^2V_c) \\ V_{a2} &= 1/3(V_a + a^2V_b + aV_c) \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Con estas ecuaciones, y las relaciones de "a" se puede encontrar el conjunto completo de componentes simétricos del sistema trifásico. El mismo procedimiento puede utilizarse con las corrientes.

$$\begin{aligned} I_a &= I_{a1} + I_{a2} + I_{ao} \\ I_b &= a^2I_{a1} + aI_{a2} + I_{ao} \\ I_c &= aI_{a1} + a^2I_{a2} + I_{ao} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Obteniéndose:

$$\begin{aligned} I_{ao} &= 1/3(I_a + I_b + I_c) \\ I_{a1} &= 1/3(I_a + aI_b + a^2I_c) \\ I_{a2} &= 1/3(I_a + a^2I_b + aI_c) \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Un componente de secuencia no puede existir solamente en una fase. Si se demuestra que un componente de secuencia existe, ya sea por medida o cálculo en una fase, éste existe en las tres fases, como puede deducirse de las ecuaciones anteriormente obtenidas.

2.3 REDES DE SECUENCIA.

Hemos establecido anteriormente, que los componentes de secuencia, si existen, están presentes en las tres fases, y pueden existir todos los conjuntos de componentes en cualquier sistema trifásico.

En cualquier parte simétrica o balanceada del sistema:

Los componentes de secuencia positiva de las corrientes producen solamente caídas de voltaje de secuencia positiva, los componentes de secuencia negativa de las corrientes producen solamente caídas de voltaje de secuencia negativa, y las corrientes de secuencia cero producen solamente voltajes de secuencia cero. Un sistema de potencia balanceado o simétrico es uno en el cual los voltajes generados por la maquinaria rotativa son iguales y desfasados 120° , y las impedancias en las tres fases son idénticas.

En cualquier parte desbalanceada o asimétrica del sistema no se cumplen los principios establecidos, es decir, que los componentes de secuencia pueden ocasionar caídas de voltaje de secuencia diferente; por ejemplo, las corrientes de secuencia positiva pueden producir caídas de voltaje de secuencia positiva, negativa e incluso cero.

Se parte del hecho que los sistemas de potencia son balanceados, hasta el momento en que ocurra una falla o desbalance; por lo tanto no hay ninguna interrelación entre los tres conjuntos de los componentes de secuencia hasta ese momento.

2.3.1 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.

La oposición que presenta una sección del circuito del sistema de potencia, a la corriente de una secuencia determinada se denomina impedancia de secuencia. Es importante establecer esto porque la impedancia de una sección específica de una red equilibrada frente a la corriente de una secuencia, puede ser distinta a la impedancia que pueda presentar frente a otra secuencia.

La impedancia que una red presenta cuando circulan por ella solamente corrientes de secuencia positiva se denomina impedancia de secuencia positiva, de manera análoga se definen las impedancias de secuencia negativa y cero.

El análisis de un fallo asimétrico en un circuito simétrico, no es más que la determinación de los componentes simétricos de las corrientes desequilibradas que circulan. Una simplificación del proceso consiste en considerar que las corrientes de cualquier secuencia circulan en una red independiente que está for-

mada sólo por las impedancias a la corriente de dicha secuencia, debido al hecho que las corrientes de diferentes secuencias originan caída de tensión sólo de su misma secuencia, y son independientes entre sí.

2.3.2 RED DE SECUENCIA.

2.3.2.1 Definición.

Se define como red de secuencia al circuito equivalente monofásico formado por las impedancias a la corriente de cualquier secuencia particular. Esta red también incluye a las fuerzas electromotrices generadas de secuencia igual.

Estas redes se interconectan para representar diversas condiciones de fallos desequilibrados que, como se verá más adelante - están compuestos de corrientes de las tres secuencias. Tal representación es esencial para determinar las magnitudes de las corrientes y voltajes de fase durante la falla.

La red de una secuencia particular muestra todos los caminos para la circulación de la corriente de tal secuencia en el sistema analizado.

Las redes de secuencia de un sistema particular, tendrán deter-

minada su configuración por los elementos de circuito que se en cuentren presentes en dicho sistema. Esto se debe a que cada - elemento presenta una impedancia diferente para la corriente de cada secuencia. Sin embargo, para facilitar la elaboración de - las redes de secuencia, muchas veces algunas impedancias de una secuencia se considerarán iguales a las de otra, para ciertos - elementos del circuito.

2.3.2.2 Componentes de las redes de secuencia.

Son básicamente las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, de cada uno de los elementos del circuito por analizar.

- Líneas de distribución y conductores de potencia.

En general, las impedancias de secuencia positiva y negativa de cables y conductores, en circuitos lineales, y simétricos, son idénticas. Esto se debe a que son independientes del orden de - fases, siempre y cuando las tensiones aplicadas estén balanceadas. Sin embargo, la impedancia de secuencia cero de los mismos conductores siempre es diferente que la impedancia a las co- -- rrientes de secuencia positiva y negativa. La razón de esta diferencia se debe a que la impedancia de secuencia cero está for mada por un lazo (el conductor más el retorno de tierra), en -- contraste con las impedancias de un camino presentadas a las --

otras secuencias. La impedancia de secuencia cero puede variar desde dos hasta seis veces la impedancia de secuencia positiva.

En la tabla 2.3 se muestran los valores de las impedancias positiva, negativa y cero de algunos circuitos de distribución para diferentes tamaños de conductor de cobre, en un circuito trifásico, con una separación específica entre líneas y con una resistividad dada de terreno. Los circuitos trifásicos considerados son: de tres hilos, y de cuatro hilos con neutro multiterminado.

En la tabla 2.4 se proporcionan datos similares para conductores **ACSR** (Conductor de Aluminio Reforzado con Acero).

Finalmente en la tabla 2.5 se muestran las impedancias de secuencia para cables usados en circuitos subterráneos, en una disposición de tres cables con neutro concéntrico, con un espaciado específico, y datos para conductores de aluminio y de cobre.

Todos estos datos tienen el propósito de apoyar la documentación que debe manejarse al momento de llevar a cabo los cálculos para encontrar la corriente de cortocircuito, en cada punto del sistema. Como es posible que los diferentes puntos sean abastecidos mediante distintos cables, es necesario contar

con los datos de impedancia de cada uno de ellos.

Tamaño de los Conductores.	Hilos	Componentes de la Impedancia de Sec Pos. y Neg.			Componentes de la Impedancia de Sec Cero (3 hilos)			Tamaño de los Conductores.	Neutro	Componentes de la Impedancia de Sec Cero (4 hilos)		
		$R_1 = R_2$	$X_1 = X_2$	$Z_1 = Z_2$	R_0	X_0	Z_0			R_0	X_0	Z_0
500,000 CM	19	.0246	.1195	.1216	.0788	.5606	.5663	500,000 CM	2/0	.1053	.3451	.3598
450,000	19	.0273	.1206	.1252	.0814	.5617	.5682	500,000	1/0	.1254	.3553	.3741
400,000	19	.0307	.1220	.1258	.0848	.5631	.5691	500,000	1	.1311	.3672	.3905
350,000	19	.0348	.1235	.1284	.0892	.5646	.5701	450,000	2/0	.1081	.3462	.3627
300,000	19	.0407	.1254	.1318	.0949	.5665	.5739	450,000	1/0	.1205	.3564	.3769
250,000	19	.0487	.1275	.1364	.1028	.5686	.5777	450,000	1	.1337	.3684	.3920
4/0	19	.0574	.1294	.1415	.1116	.5705	.5795	400,000	2/0	.1114	.3475	.3646
3/0	12	.0723	.1309	.1494	.1265	.5720	.5862	400,000	1/0	.1239	.3580	.3778
2/0	7	.0911	.1360	.1640	.1453	.5771	.5947	400,000	1	.1371	.3697	.3943
1/0	7	.1150	.1386	.1799	.1691	.5795	.6023	350,000	2/0	.1157	.3491	.3665
1	7	.1449	.1413	.2027	.1991	.5824	.6155	350,000	1/0	.1282	.3598	.3826
2	7	.1809	.1434	.2301	.2350	.5845	.6307	350,000	1	.1413	.3712	.3968
3	3	.2280	.1460	.2708	.2822	.5871	.6496	300,000	2/0	.1216	.3511	.3722
4	1	.2847	.1506	.3220	.3388	.5917	.6818	300,000	1/0	.1341	.3614	.3854
6	1	.4527	.1559	.4792	.5068	.5970	.7831	300,000	1	.1472	.3733	.4006
8	1	.7197	.1612	.7405	.7739	.6023	.9820	250,000	1/0	.1419	.3633	.3902
								250,000	1	.1551	.3752	.4053
								250,000	2	.1669	.3922	.4261
								4/0	1/0	.1506	.3652	.3949
								4/0	1	.1638	.3771	.4110
								4/0	2	.1754	.3828	.4205
								3/0	1/0	.1653	.3667	.4019
								3/0	1	.1786	.3786	.4186
								3/0	2	.1902	.3956	.4390
								2/0	1	.1973	.3837	.4347
								2/0	2	.2089	.4008	.4527
								2/0	3	.2205	.4212	.4777
								1/0	2	.2328	.4034	.4659
								1/0	3	.2443	.4239	.4905
								1/0	4	.2477	.4455	.5080
								1	2	.2629	.4061	.4848
								1	3	.2744	.4265	.5076
								1	4	.2778	.4481	.5265
								2	2	.2987	.4080	.5047
								2	3	.3102	.4284	.5294
								2	4	.3155	.4500	.5511
								3	3	.3574	.4313	.5606
								3	4	.3608	.4528	.5777
								3	6	.3619	.4822	.6042
								4	4	.4176	.4574	.6203
								4	6	.4188	.5057	.6553
								6	6	.5869	.5108	.7784
								8	8	.8420	.5580	1.0114

Resistividad de la tierra: 100 Ohms/mt.

Espaciamiento línea-neutro: 4 pies.

TABLA 2.3: IMPEDANCIA DE CONDUCTORES DE COBRE (Ohms/1000 pies).

Tamaño de los Conductores.	Hilos	Componentes de la Impedancia de Sec Pos. y Neg.			Componentes de la Impedancia de Sec Cero (3 hilos)			Tamaño de los Conductores.	Neutro	Componentes de la Impedancia de Sec Cero (4 hilos)		
		$R_1 = R_2$	$X_1 = X_2$	$Z_1 = Z_2$	R_0	X_0	Z_0			R_0	X_0	Z_0
795,000 CM	26	.0244	.1108	.1138	.0786	.5871	.5928	795,000 CM	4/0	.1144	.3494	.3665
715,000	26	.0273	.111	.1153	.0814	.5883	.5938	795,000	3/0	.1233	.3617	.3807
666,600	54	.0303	.1133	.1170	.0845	.5896	.5947	795,000	2/0	.1337	.3761	.3977
636,000	26	.0307	.1133	.1172	.0848	.5896	.5947	715,000	4/0	.1172	.3506	.3703
605,000	26	.0326	.1138	.1188	.0867	.5902	.5966	715,000	3/0	.1261	.3629	.3835
556,500	26	.0352	.1148	.1203	.0894	.5911	.5975	715,000	2/0	.1367	.3773	.4019
500,000	30	.0390	.1150	.1214	.0932	.5913	.5994	666,600	4/0	.1203	.3519	.3722
477,000	26	.0409	.1167	.1239	.0951	.5930	.6004	666,600	3/0	.1292	.3642	.3862
417,500	26	.0491	.1188	.1284	.1032	.5951	.6023	666,600	2/0	.1398	.3786	.4034
336,400	26	.0580	.1206	.1341	.1121	.5970	.6061	636,000	4/0	.1206	.3519	.3722
300,000	26	.0648	.1220	.1379	.1189	.5983	.6098	636,000	3/0	.1295	.3642	.3867
266,800	26	.0729	.1233	.1430	.1271	.5996	.6136	636,000	2/0	.1400	.3784	.4034
4/0	6	.1121	.1453	.1833	.1663	.6216	.6420	605,000	4/0	.1225	.3525	.3722
3/0	6	.1369	.1528	.2055	.1911	.6292	.6572	605,000	3/0	.1314	.3648	.3883
2/0	6	.1695	.1566	.2311	.2237	.6330	.6705	605,000	2/0	.1419	.3792	.4049
1/0	6	.2121	.1595	.2655	.2663	.6358	.6894	556,500	4/0	.1252	.3534	.3750
1	6	.2614	.1612	.3078	.3155	.6375	.7121	556,500	3/0	.1341	.3657	.3898
2	6	.3201	.1612	.3570	.3742	.6375	.7424	556,500	2/0	.1445	.3801	.4072
3	6	.3920	.1604	.4233	.4462	.6367	.7765	500,000	4/0	.1292	.3536	.3769
4	6	.4867	.1600	.5133	.5409	.6364	.8371	500,000	3/0	.1381	.3659	.3924
6	6	.7538	.1627	.7689	.8080	.6390	1.0303	500,000	2/0	.1487	.3803	.4091
								477,000	3/0	.1398	.3676	.3930
								477,000	2/0	.1504	.3820	.3939
								477,000	1/0	.1614	.4008	.4318
								397,500	3/0	.1477	.3697	.3977
								397,500	2/0	.1583	.3841	.4153
								397,500	1/0	.1693	.4028	.4375
								336,400	3/0	.1568	.3716	.4025
								336,400	2/0	.1672	.3860	.4195
								336,400	1/0	.1784	.4047	.4428
								300,000	2/0	.1742	.3873	.4241
								300,000	1/0	.1852	.4061	.4470
								300,000	1	.1943	.4248	.4661
								266,800	2/0	.1822	.3886	.4545
								266,800	1/0	.1934	.4074	.4492
								266,800	1	.2023	.4261	.4706
								4/0	1/0	.2324	.4294	.4879
								4/0	1	.2415	.4481	.5085
								4/0	2	.2447	.4652	.5246
								3/0	1/0	.2574	.4369	.5076
								3/0	1	.2665	.4557	.5275
								3/0	2	.2697	.4727	.5445
								2/0	1	.2989	.4595	.5483
								2/0	2	.3021	.4765	.5610
								2/0	3	.3025	.4970	.5814
								1/0	2	.3447	.4794	.5909
								1/0	3	.3451	.4998	.6117
								1/0	4	.3443	.5214	.6241
								1	2	.3941	.4811	.6222
								1	3	.3945	.5015	.6383
								1	4	.3938	.5231	.6534
								2	2	.4528	.4811	.6610
								2	3	.4532	.5015	.6629
								2	4	.4525	.5231	.6932
								3	3	.5252	.5008	.7254
								3	4	.5244	.5223	.7008
								3	6	.5102	.5553	.7500
								4	4	.6193	.5220	.8068
								4	6	.6051	.5549	.8210
								6	6	.8722	.5576	1.0199

Resistividad de la tierra: 100 Ohms/mt.

Espaciamiento línea-neutro: 4 pies.

TABLA 2.4: IMPEDANCIA DE CONDUCTORES ACSR (Ohms/1000 pies).

Fase		Neutro		Z_1			Z_0		
Tamaño AWG o MCM	No. Hilos	Hilos Concéntricos (Cobre)		Componentes de la Impedancia de Sec.			Componentes de la Impedancia de Sec.		
		No.	Tamaño AWG	$R_1 = R_2$	$X_1 = X_2$	$ Z_1 = Z_2 $	R_0	X_0	$ Z_0 $
Conductores de Aluminio									
1/0	19	6	14	2182	0955	2382	5215	2906	5970
2/0	19	7	14	1782	0926	2008	4697	2463	5103
3/0	19	9	14	1433	0893	1688	4049	1825	4411
4/0	19	11	14	1181	0858	1460	3497	1407	3767
250	37	13	14	1038	0827	1327	3085	1114	3180
350	37	11	12	0837	0761	1131	2315	0691	2416
500	37	16	12	0680	0674	0958	1653	0428	1708
750	61	15	10	0550	0581	0800	1188	0105	1227
1000	61	20	10	0493	0495	0699	0905	0215	0925
Conductores de Cobre									
1/0	19	9	14	1451	0944	1731	4066	1852	4468
2/0	19	11	14	1181	0908	1490	3497	1428	3773
3/0	19	14	14	0989	0867	1315	2907	1033	3085
4/0	19	11	12	0854	0813	1179	2318	0718	2427
250	37	13	12	0785	0770	1100	2008	0578	2090
350	37	12	10	0657	0685	0949	1495	0408	1550
500	37	17	10	0554	0574	0798	1060	0289	1098
750	61	25	10	0463	0446	0643	0724	0216	0756
1000	61	33	10	0404	0358	0540	0554	0181	0583

TABLA 2.5: IMPEDANCIA DE CABLE TRIFASICO SUBTERRANEO DE 15KV
(ohms/1000 pies).

- Transformadores.

Aunque las impedancias en serie de secuencia cero de los transformadores trifásicos pueden diferir ligeramente entre los valores de secuencia positiva y negativa, se acostumbra suponer que las impedancias en serie de esta secuencia son iguales.

La reactancia de secuencia cero generalmente se considera igual a las anteriores o de valor infinito, excepto para el transformador trifásico tipo coraza o para los bancos de tres unidades monofásicas, en donde el efecto similar al de un devanado adicional, en forma de delta cerrada, aumenta la corriente de exci

tación de secuencia cero; sin embargo, esta variación se omite para facilitar los cálculos. Ver tabla 2.6.

Clase de Aislamiento (KV)		Impedancia en la base en KVA, para el rango de 55 °C	
Alto Voltaje	Bajo Voltaje	Transf. auto enfriados	Transf. enfriados en aceite
15 *	15 *	5½	6¾
25.....	15	5½	8¼
34.5.....	15	6	9
46.0.....	15	6½	9¾
69.0.....	15	7	10½
92.0.....	15	7½	11¼
115.0.....	15	8	12
138.0.....	15	8½	12¾

Impedancias en %

* Porcentaje indicado o menor

TABLA 2.6: IMPEDANCIAS TÍPICAS PARA TRANSFORMADORES.

- Máquinas síncronas.

Para la secuencia positiva se especifican tres reactancias de eje directo para los generadores síncronos, éstas son:

la reactancia subtransitoria (X'_d), la cual proporciona el valor inicial y mayor de la corriente de falla, empleándose este valor para el cálculo de corto circuito en aplicaciones de rele

vadores; la reactancia transitoria (X'_d) la cual se usa para consideraciones de estabilidad; y la reactancia síncrona (X_d), usada para los cálculos de corriente de falla sostenida, ya que el voltaje se reduce por la saturación, durante las fallas cerca de la unidad.

La reactancia de secuencia negativa, en general, será diferente de la de secuencia positiva, ya que la fuerza magnetomotriz producida por la corriente de secuencia negativa en el inducido gira en sentido contrario que el campo. Esto hace que aparezca una componente de doble frecuencia. Pero el promedio de la reactancia subtransitoria de eje directo proporciona una buena aproximación de la reactancia de secuencia negativa; así, la reactancia de secuencia negativa es ligeramente diferente de la reactancia subtransitoria X'_d en una máquina de polos salientes, pero ambas son casi idénticas en una de rotor devanado.

La reactancia de secuencia cero es menor que las otras dos reactancias. Esto se debe a que cuando sólo circulan corrientes de secuencia cero en el arrollamiento inducido de una máquina trifásica, la corriente y la fuerza magnetomotriz de cada fase son máximas coincidiendo en el mismo instante con la de las otras fases. Los arrollamientos alrededor de la circunferencia del inducido están distribuidos en tal forma que la FMM de cada fase tiene su máxima amplitud desplazada 120° eléctricos de los co--

respondientes valores de las otras fases; idealmente se tendrían tres curvas sinusoidales alrededor del inducido, cuya suma sería cero en todos los puntos, no habría flujo en el entrehierro y la única reactancia del arrollamiento de cada fase sería la debida a las pérdidas en las espiras extremas. En la práctica, el arrollamiento de las máquinas no está distribuido para producir una **FMM** perfectamente sinusoidal, ocasionando que las sumas de las **FMM** produzca un flujo muy pequeño que sumado a las pérdidas constituye la reactancia de secuencia cero.

Las reactancias de eje directo subtransitoria, transitoria y síncrona, así como las de secuencia negativa y cero se encuentran más o menos establecidas para varios tipos de generadores. Algunos valores típicos se muestran en la tabla 2.7.

Valores prácticos se presentan en la tabla 2.8.

	X_d (sin sat.) (1)	X_q corriente nominal (2)	X'_d tensión nominal (3)	X''_d tensión nominal (4)	X_2 corriente nominal (5)	X_0 † corriente nominal (6)
Turbogeneradores bipolares	$\frac{1.20}{0.95-1.45}$	$\frac{1.16}{0.92-1.42}$	$\frac{0.15}{0.12-0.21}$	$\frac{0.09}{0.07-0.14}$	$= X''_d$	$\frac{0.03}{0.01-0.08}$
Turbogeneradores tetrapolares	$\frac{1.20}{1.00-1.45}$	$\frac{1.16}{0.92-1.42}$	$\frac{0.23}{0.20-0.28}$	$\frac{0.14}{0.12-0.17}$	$= X''_d$	$\frac{0.08}{0.015-0.14}$
Generadores y motores con polos salientes (con amortiguadores)	$\frac{1.25}{0.60-1.50}$	$\frac{0.70}{0.40-0.80}$	$\frac{0.30}{0.20-0.50}$ §	$\frac{0.20}{0.13-0.32}$ §	$\frac{0.20}{0.13-0.32}$ §	$\frac{0.18}{0.03-0.23}$
Generadores con polos salientes (sin amortiguadores)	$\frac{1.25}{0.60-1.50}$	$\frac{0.70}{0.40-0.80}$	$\frac{0.30}{0.20-0.50}$ §	$\frac{0.30}{0.20-0.50}$ §	$\frac{0.48}{0.35-0.65}$	$\frac{0.19}{0.03-0.24}$
Condensadores refrigerados por aire	$\frac{1.85}{1.25-2.20}$	$\frac{1.15}{0.95-1.30}$	$\frac{0.40}{0.30-0.50}$	$\frac{0.27}{0.19-0.30}$	$\frac{0.26}{0.18-0.40}$	$\frac{0.12}{0.025-0.15}$
Condensadores refrigerados por hidrógeno a 1/2 psi KVA nominales	$\frac{2.20}{1.50-2.65}$	$\frac{1.35}{1.10-1.55}$	$\frac{0.48}{0.36-0.60}$	$\frac{0.32}{0.23-0.36}$	$\frac{0.31}{0.22-0.48}$	$\frac{0.14}{0.030-0.18}$

† Reproducido con autorización de la "Westinghouse Electric Corporation", del "Electrical Transmission and Distribution Reference Book".

‡ X_0 varía tan críticamente con el paso del devanado del inducido, que, difícilmente, puede darse un valor medio. La variación es desde 0.1 a 0.7 de X''_d . El límite inferior es para devanados de paso 2/3.

§ Las unidades de alta velocidad tienden a tener reactancias bajas y las de baja velocidad, reactancias altas.

TABLA 2.7: IMPEDANCIAS CARACTERISTICAS DE MAQUINAS GENERADORAS.

Rango en KVA *	KW	Rango de Voltaje	Xd'' 3600 rpm
7,500	6,000	2,400	9.0
		2,400/4,160	10.5
		6,900	9.0
		11,500	9.5
		13,800	9.5
9,375	7,500	2,400	9.0
		2,400/4,160	10.5
		6,900	9.0
		11,500	9.5
		13,800	9.5
12,500	10,000	2,400/4,160	10.0
		6,900	8.0
		11,500	9.0
		13,800	8.0
18,750	15,000	6,900	11.0*
		11,500	11.0*
		13,800	11.0*

* Con un factor de potencia de 0.8

TABLA 2.8: IMPEDANCIAS DE MAQUINAS GENERADORAS SEGUN EL RANGO DE POTENCIA.

2.3.2.3 Construcción de las redes de secuencia.

Las redes de secuencia consisten en diagramas de una fase y netro del sistema de potencia, mostrando las impedancias de la - respectiva secuencia de cada componente relevante para el pro--blema bajo consideración.

Como es sabido, los componentes de secuencia no interactúan y - pueden ser analizados individualmente gracias a estas redes de secuencia. La red de cada secuencia tiene componentes propios y algunas veces configuraciones diferentes, siendo más notorio este hecho en las redes de secuencia cero.

Para construir las redes de secuencia deben tenerse en cuenta, las impedancias de secuencia de cada componente de la red, las características de los componentes simétricos, y las considera--ciones siguientes:

- La red de secuencia positiva deberá incluir los voltajes generados por los elementos activos de la red, así como todas las - impedancias de secuencia positiva de los elementos de la red a considerar. Esta red incluye los voltajes generados debido a - que las máquinas síncronas tienen tensiones internas solamente de secuencia positiva, ya que para que una máquina genere ten--siones de secuencia negativa tendría que girar en sentido con--

trario, y para generar tensiones de secuencia cero debería generárselas en fase, y una máquina síncrona no está preparada para ello.

- El voltaje de secuencia positiva es cero en el punto de falla y máximo en los puntos de generación.

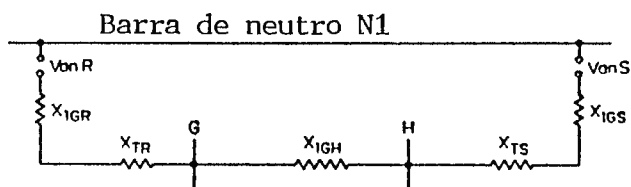
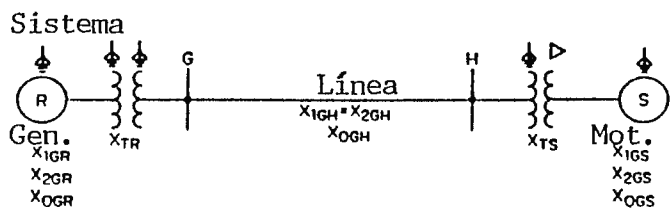
- La red de secuencia negativa generalmente es igual a la red de secuencia positiva, salvo las siguientes diferencias: no se incluyen los voltajes generados y la reactancia de secuencia negativa de la maquinaria síncrona puede ser diferente de la positiva, como se ha descrito previamente. Pero para muchos cálculos prácticos se asume que son iguales.

- Los voltajes de secuencia negativa se consideran generados en los puntos de falla.

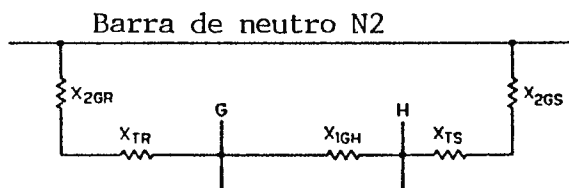
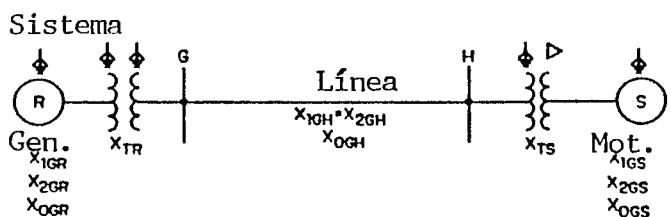
- La barra de referencia, tanto para las redes de secuencia positiva como negativa, es el neutro del sistema trifásico simétrico, ya que todos los puntos neutros de este tipo de sistema están al mismo potencial cuando circulan corrientes trifásicas equilibradas. Por lo tanto todos los puntos neutros estarán al mismo potencial independientemente que las corrientes sean de secuencia positiva o negativa.

- Las redes de secuencia cero son bastante diferentes de las redes de secuencia positiva y negativa, debido al hecho que el sistema trifásico funciona como monofásico para estas corrientes, ya que están en fase. Por esta razón las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe un camino de retorno por el cual pueda completarse el circuito. Por lo tanto, la red de secuencia cero mostrará camino de retorno solamente si la corriente de secuencia cero puede fluir, de lo contrario representará circuitos abiertos en los puntos del circuito en donde no pueda circular dicha corriente. Además, como las corrientes de secuencia cero pueden circular a tierra, ésta no está necesariamente al mismo potencial en todos sus puntos, por lo cual la barra de referencia de la red de secuencia cero no representa una tierra con potencial uniforme. La impedancia de tierra y de los cables de toma de tierra se incluyen en la impedancia de secuencia cero de la línea de alimentación, para tener un conductor de impedancia nula como circuito de retorno y barra de referencia. Gracias a esta inclusión las tensiones medidas respecto a la barra de referencia de esta red dan la tensión correcta respecto a tierra.

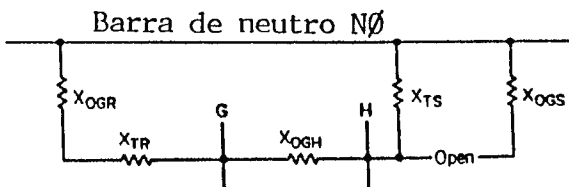
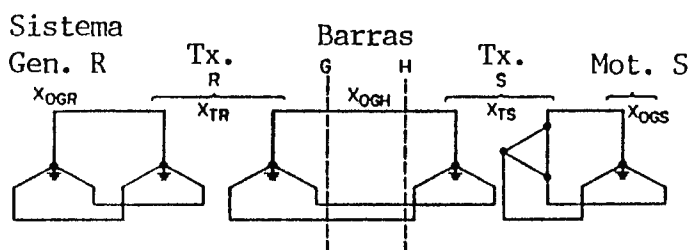
A continuación se presentan las tres redes de secuencia de un sistema sencillo en la figura 2.8.



Red de secuencia positiva



Red de secuencia negativa



Red de secuencia cero

FIG. 2.8: REDES DE SECUENCIA DE UN SISTEMA DE POTENCIA SIMPLE.

- El valor de la impedancia de secuencia cero depende de la impedancia que tenga el camino de retorno del circuito considerado, ya que como las tres corrientes de secuencia cero están en fase, forzosamente deben pasar por el camino de retorno. En el caso de un camino en estrella sin conexión del neutro a tierra o a otro neutro del circuito no existe un camino de retorno, por lo cual la impedancia de secuencia cero será infinita del punto neutro en adelante; si los neutros se unen a tierra a través de una impedancia nula, el valor de la impedancia de secuencia cero también será nulo; si se intercala una impedancia de valor Z_n entre el neutro y la tierra del circuito, entonces la impedancia de secuencia cero entre el neutro y la referencia debe valer $3Z_n$, ya que la caída de tensión de I_{a0} en $3Z_n$ es igual a la producida por $3I_{a0}$ en Z_n . Para los circuitos conectados en delta se tiene una impedancia de secuencia cero de valor infinito, ya que no presenta caminos de retorno. Sin embargo, pueden existir corrientes de secuencia cero circulando dentro de la delta, pero tendrían que ser producidas por una inducción externa, o por las tensiones de secuencia cero.

Todas estas condiciones se ilustran en la figura 2.9.

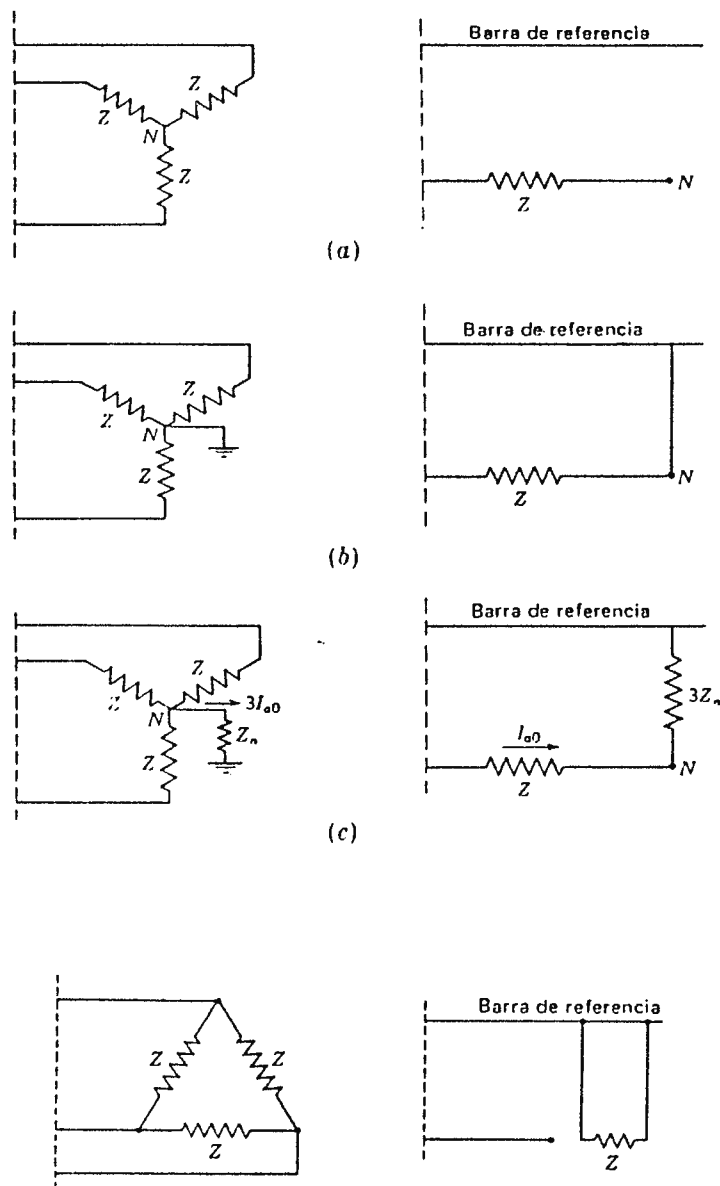


FIG. 2.9: REDES DE SECUENCIA CERO PARA DIFERENTES CONEXIONES DE DEVANADOS.

- Merecen una atención especial los circuitos equivalentes de secuencia cero de los transformadores trifásicos, ya que las diversas combinaciones posibles entre los devanados primario y secundario, conectados ya sea en estrella o en delta, hacen variar la red de secuencia cero. Deben recordarse dos principios de la teoría de transformadores: por el primario de un transformador no circula corriente a menos que circule también en el secundario, despreciando la corriente magnetizante; y, la corriente primaria viene determinada por la relación de transformación y la corriente secundaria. En la figura 2.10 se muestran 5 casos de posibles conexiones de transformadores de dos devanados, en ellas se indican los posibles caminos para la circulación de las corrientes de secuencia cero, así como el circuito equivalente de secuencia cero. Las letras P y Q identifican los puntos correspondientes en el diagrama de conexiones y el circuito equivalente.

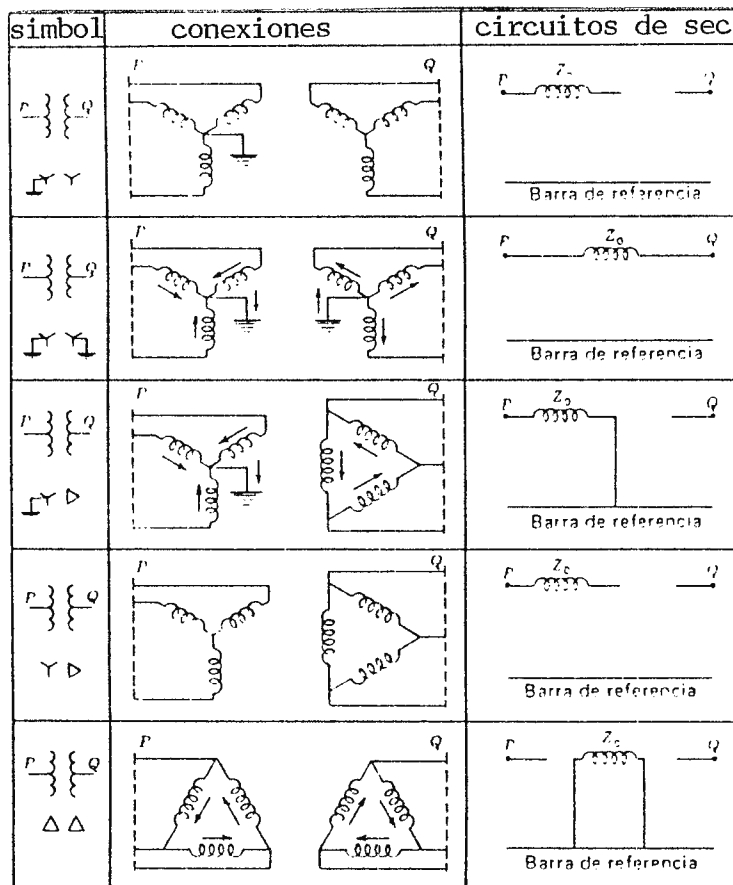


FIG. 2.10: REDES DE SECUENCIA CERO DE DIFERENTES CONEXIONES DE TRANSFORMADORES.

- Ordinariamente los componentes de corriente y tensión para las fases se hallan a partir de ecuaciones determinadas por las redes de secuencia. Las ecuaciones para los componentes de caída de tensión, para la fase A de un generador en vacío, desde el punto "a" hasta la barra de referencia son:

$$\begin{aligned} V_{a1} &= E_a - I_{a1}Z_1 \\ V_{a2} &= -I_{a2}Z_2 \\ V_{a0} &= -I_{a0}Z_0 \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Tal como puede deducirse de las redes de secuencia mostradas en las figuras 2.11.

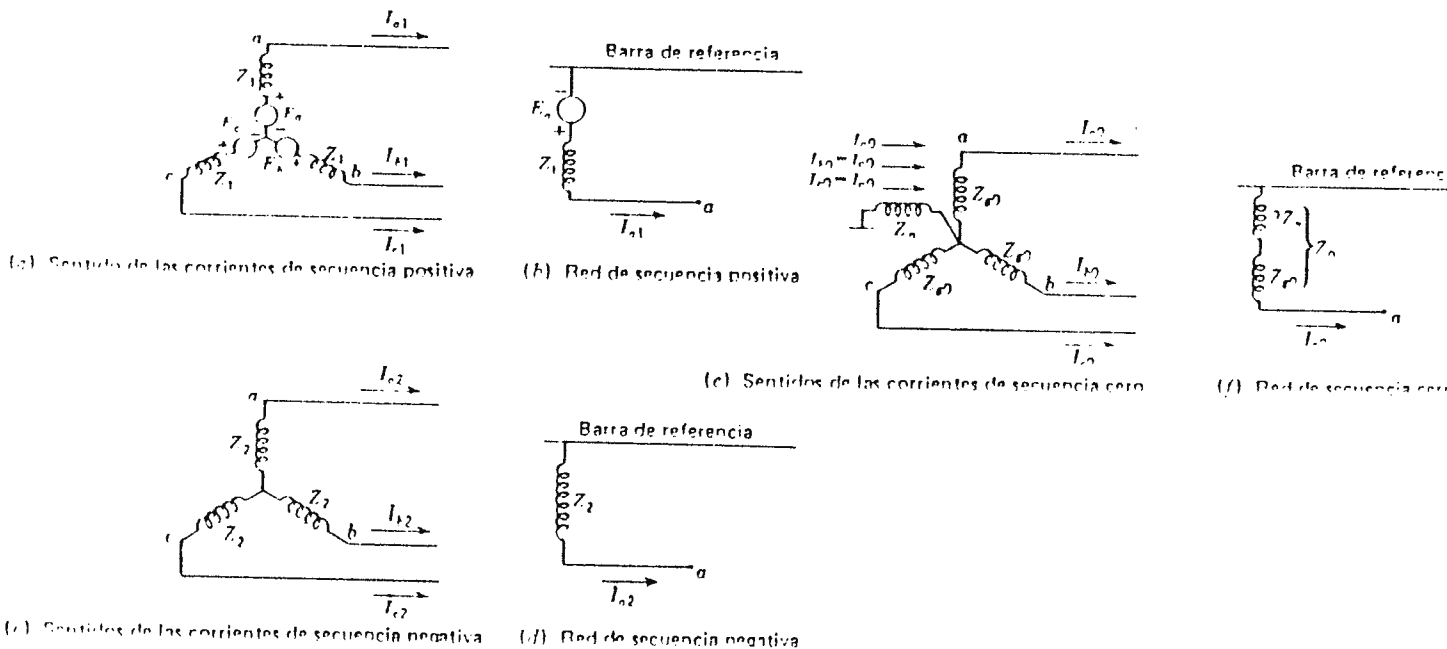


FIG. 2.11: REDES DE SECUENCIA PARA UN GENERADOR EN VACIO.

2.4 REPRESENTACION DE SISTEMAS DE POTENCIA A TRAVES DE VALORES POR UNIDAD.

Un procedimiento que facilita enormemente los cálculos, comparaciones y análisis de resultado en los sistemas de potencia, es la representación de la tensión, corriente, impedancia y potencia en valores por unidad.

Para llevar a cabo este proceso se necesita de un valor base o referencia que se elige para cada una de las magnitudes. El valor por unidad de una magnitud cualquiera se define como la razón de su valor al valor base, expresado como un decimal. En fórmula:

$$\text{Por unidad (P. U.)} = \frac{\text{número}}{\text{número base}} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

La cantidad base también se denomina valor unitario ya que es la cantidad de referencia.

Los métodos de cálculo que utilizan los valores por unidad son mucho más sencillos que si se usaran los valores reales de amperios, ohmios y voltios, debido a que el producto de dos magnitudes expresadas por unidad viene a su vez expresada por unidad.

Para el caso de un sistema eléctrico las tensiones, corrientes,

reactancias y potencias están relacionadas entre sí, de forma tal que la elección de valores bases para dos de estas magnitudes determinan los valores bases de las otras dos. Si se seleccionan valores base de tensión y corriente (el término corriente se refiere siempre a la corriente de línea), se pueden calcular los valores de impedancia base y de potencia base, lo cual puede hacerse de manera análoga con las otras magnitudes. Normalmente, las magnitudes elegidas para servir de base son la potencia en KVA y el voltaje en KV.

Las magnitudes se relacionan entre sí por las fórmulas siguientes:

$$\text{Corriente base A} = \frac{\text{KVA}_{1\emptyset} \text{ base}}{\text{Tensión base en KV}_{\text{LN}}} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{\text{tensión base } V_{\text{LN}}}{\text{corriente base en A}} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en KV}_{\text{LN}})^2 \times 1000}{\text{KVA}_{1\emptyset} \text{ base}} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en KV}_{\text{LN}})^2}{\text{MVA}_{1\emptyset} \text{ base}} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

$$\text{Potencia base en KW}_{1\emptyset} = \text{KVA}_{1\emptyset} \text{ base} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

$$\text{Potencia base en MW}_{1\emptyset} = \text{MVA}_{1\emptyset} \text{ base} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

Impedancia por unidad de un elemento de circuito = $\frac{\text{Impedancia real}}{\text{Impedancia base}}$ (Ec. 2.33)

En estas ecuaciones los subíndices 1 \emptyset y LN indican "por fase" y "Línea Neutro" respectivamente, cuando las ecuaciones se apliquen a circuitos trifásicos.

Generalmente, los circuitos trifásicos se resuelven como una línea simple con neutro de retorno, por lo cual las bases para las magnitudes del diagrama de impedancias deberán ser los KVA por fase y los KV de línea a neutro. Debe tenerse cuidado a la hora de efectuar los cálculos ya que generalmente para los circuitos trifásicos se especifican los KVA totales y los KV de línea-línea.

La impedancia base y la corriente también pueden calcularse directamente a partir de los valores trifásicos base en KV y KVA, alterando las ecuaciones de la forma siguiente:

$$\text{Corriente base A} = \frac{\text{base KVA}_{3\emptyset}}{\sqrt{3} \times \text{tensión base en KV}_{LL}} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

y de la ecuación 2.29.

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{Tensión base en KV}_{LL/\sqrt{3}})^2 \times 1000}{\text{base KVA}_{3\emptyset/3}} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en KV}_{LL})^2 \times 1000}{\text{base KVA}_{3\phi}} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en KV}_{LL})^2}{\text{base MVA}_{3\phi}} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

En este caso los subíndices 3ϕ y LL indican "trifásico" y "línea-línea" respectivamente.

La selección de los valores base de las cantidades por unidad debe hacerse con el objeto de reducir al mínimo el trabajo exigido por el cálculo. La base elegida debe ser tal que lleve a valores por unidad de la tensión y corriente de régimen, aproximadamente iguales a la unidad. En estudio de sistemas es aconsejable seleccionar como voltaje base el voltaje nominal del sistema, o el rango de voltaje de los generadores y transformadores de suministro. Los KVA base usualmente son seleccionados tomando el valor de potencia de una de las máquinas o transformadores de suministro, o incluso un número conveniente redondeado tal como: 1000 KVA, 10000 KVA, 100000 KVA, etc.

Cuando un fabricante proporciona la resistencia y reactancia de cualquier aparato en por unidad, los valores base son los valores de KVA y KV nominales del aparato.

Los motores muchas veces se especifican en caballos de vapor, -

CV, y no en KVA nominales. Estos pueden determinarse solamente si se conocen el rendimiento y el factor de potencia de los motores en cuestión.

Relaciones deducidas de valores promedio pueden usarse para aproximar los valores de KVA para cada tipo particular de motor:

- Motores de inducción $KVA = CV$

- Motores síncronos

Con factor de potencia unitario: $KVA = 0.85 CV$

Con factor de potencia 0.8: $KVA = 1.1 CV$

Para los transformadores los valores de resistencia óhmica y reactancia de pérdida, dependen que se midan en el lado de alta o baja tensión del transformador. Si la reactancia está referida al lado de baja tensión, la tensión base será el valor nominal de baja tensión, y si está referida al lado de alta tensión, la tensión base será el valor de alta tensión. El valor de la impedancia por unidad de un transformador será siempre el mismo, independientemente del lado a que esté referido.

Para operar los valores por unidad es necesario que todos tengan la misma base, por lo cual es necesario realizar cambios de base cuando la impedancia por unidad de un componente de cierto

sistema está expresado sobre una base distinta que la seleccionada como base para la parte del sistema en la cual está situada dicho componente. Similarmente una máquina con un voltaje nominal específico, puede realmente ser usado en un circuito en el cual el voltaje sea diferente, por lo que su impedancia en por unidad debe ser cambiada a una nueva base de voltaje.

La impedancia por unidad de un elemento de circuito es directamente proporcional a los KVA base e inversamente proporcional al cuadrado de la tensión base. Por tanto, para cambiar la impedancia por unidad respecto a una base nueva se aplicará la ecuación siguiente:

$$\text{Por unidad } Z_{\text{nuevos}} = \text{Por unidad } Z_{\text{dados}} \left(\frac{\text{base KV dados}}{\text{base KV nuevos}} \right)^2 \left(\frac{\text{base KVA nuevos}}{\text{base KVA dados}} \right) \quad (\text{Ec. 2.38})$$

2.5 METODO DE CALCULO DE CORTOCIRCUITOS.

El procedimiento para calcular corrientes de cortocircuito, con siste en los pasos siguientes:

- i) Preparar el diagrama del sistema.
- ii) Recolectar y convertir los datos de impedancia.
- iii) Combinar las impedancias.
- iv) Calcular las corrientes de cortocircuito.

2.5.1 PREPARACION DEL DIAGRAMA DEL SISTEMA.

Debe prepararse un diagrama unifilar del sistema a analizar para mostrar todas las fuentes de corriente de cortocircuito y to dos los elementos significativos del circuito. También debe mos trar los valores de impedancia antes de la conversión. Algunas veces es deseable preparar un diagrama separado que muestre solamente las impedancias antes de la conversión, y si el circui to es muy complejo necesitándose varias etapas de simplifica -- ción, cada etapa puede ser archivada o almacenada en diagramas de impedancia adicionales a medida que la simplificación se lle va a cabo.

2.5.2 RECOLECCION Y CONVERSION DE LOS DATOS DE IMPEDANCIA.

Los datos de impedancia deben ser recolectados para todos los elementos importantes del sistema, y deben convertirse a valores por unidad en bases adecuadas, seleccionadas para el estudio, utilizando los procedimientos y criterios descritos en la sección anterior.

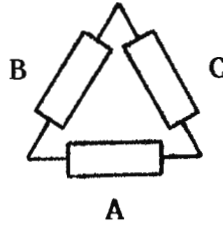
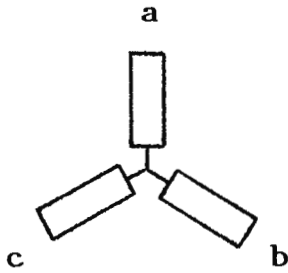
2.5.3 COMBINACION DE IMPEDANCIAS.

El tercer paso se lleva a cabo combinando las reactancias, impedancias vectoriales y resistencias donde sean aplicables, en una sola impedancia, reactancia o resistencia equivalente, con el fin de simplificar los cálculos.

La reducción de impedancias puede llevarse a cabo por una simple suma cuando se encuentran en serie o encontrando el recíproco de la sumatoria de los recíprocos de las impedancias, cuando éstas se encuentran en paralelo.

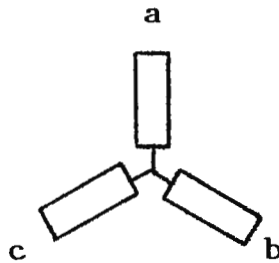
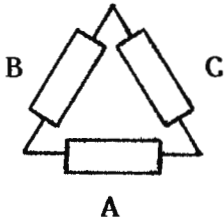
Si las impedancias se encuentran conectadas en delta o en estrella, cada configuración puede ser convertida a la otra, para una mayor reducción, mediante las siguientes fórmulas:

- Transformación estrella-delta



$$\begin{aligned} A &= \frac{bc}{a} + b + c \\ B &= \frac{ac}{b} + a + c \\ C &= \frac{ab}{c} + a + b \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.39})$$

- Transformación delta-estrella



$$\begin{aligned} a &= \frac{BC}{A+B+C} \\ b &= \frac{AC}{A+B+C} \\ c &= \frac{AB}{A+B+C} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.40})$$

FIG. 2.12: TRANSFORMACION ESTRELLA-DELTA.

Técnicas adicionales pueden ser usadas efectivamente para simplificar varios tipos de problemas encontrados en el análisis de cortocircuito. De excepcional importancia son los teoremas de Thevenin y el de superposición. El teorema de Thevenin permite reducir una red monofásica, que sea bastante compleja, a una sola impedancia en serie con un voltaje, referido a la barra particular bajo estudio. El teorema de superposición consiste -

en evaluar por separado el efecto que cada fuente de potencia, en el sistema, produce en determinados puntos de éste. Es importante mencionar que estos teoremas tienen restricciones específicas que deben observarse para obtener resultados válidos.

2.5.4 CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

El paso final consiste en calcular la corriente de cortocircuito. Las impedancias de las máquinas rotativas usadas en el circuito para calcular las corrientes de cortocircuito depende del propósito del estudio, el cual puede ser:

- Valores de corriente asimétrica de primer medio ciclo para selección de fusibles e interruptores de circuito.
- Capacidades interruptivas para selección de disyuntores de circuito de alto voltaje.
- Corrientes asimétricas de cortocircuito para seleccionar dispositivos de relevamiento con retardo de tiempo.

Dependiendo del tipo de fallo, así será el cálculo a realizar; se puede dividir a los fallos en dos categorías básicas:

- Simétricos.

- Asimétricos.

2.5.4.1 Análisis de las ecuaciones para cálculo de fallos.

2.5.4.1.1 Fallos simétricos.

El único tipo de fallo simétrico es el cortocircuito trifásico, ya que sólo se involucran cantidades de secuencia positiva. Debido a este hecho sólo se necesitan, para el cálculo del cortocircuito, las impedancias de secuencia positiva del sistema. La solución se simplifica al análisis del circuito monofásico de la red, compuesto sólo por impedancias de secuencia positiva, y analizado de la manera convencional.

El comportamiento de la falla, y la red de secuencia equivalente se muestran en la figura 2.13.

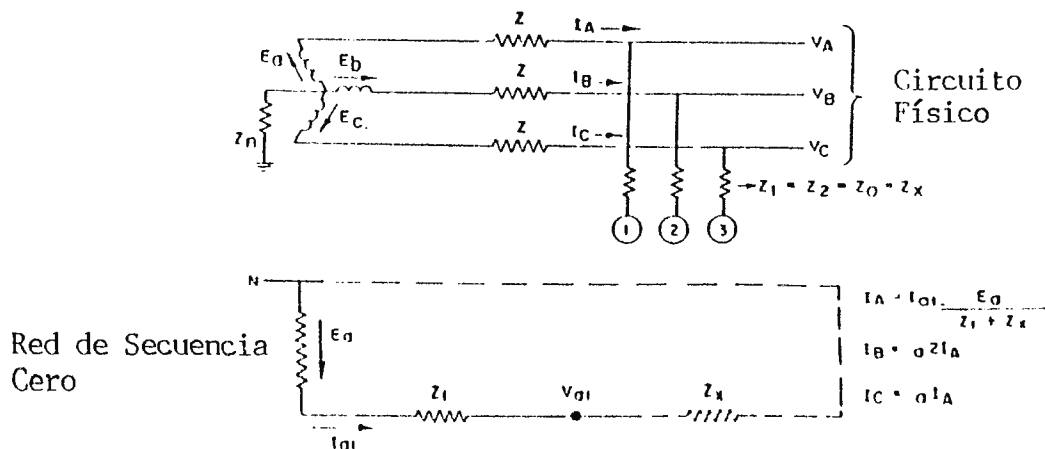


FIG. 2.13: REPRESENTACION DE UN FALLO TRIFASICO.

2.5.4.1.2 Fallos asimétricos.

- Fallo simple línea a tierra.

En este caso, como en los siguientes de fallos asimétricos, el circuito se considera simétrico, excepto en el momento del cortocircuito. La solución más simple se consigue seleccionando como fase de referencia aquella en la cual existe el cortocircuito.

El esquema del circuito para un fallo línea tierra en un sistema con el generador conectado en estrella, el cual tiene su neutro puesto a tierra por una reactancia es el mostrado en la figura 2.14.

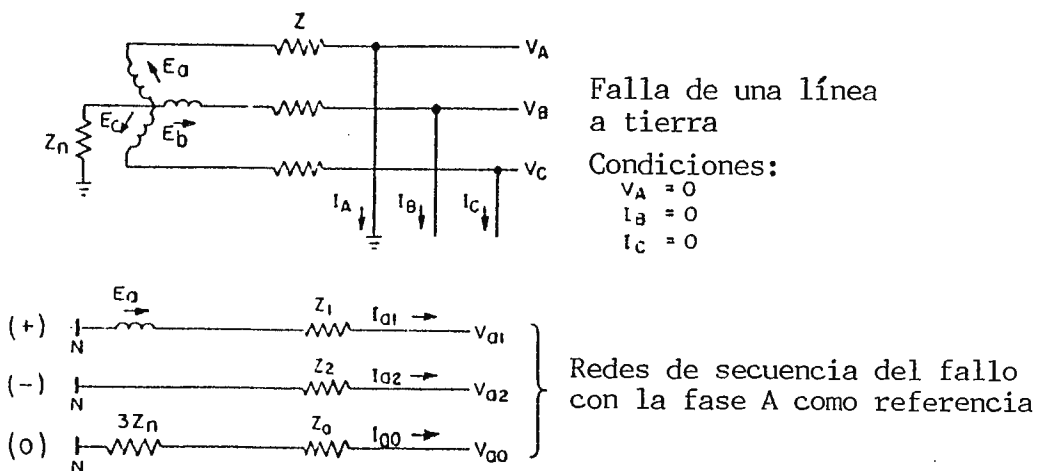


FIG. 2.14: REPRESENTACION DE UN FALLO LINEA A TIERRA.

Tomando como referencia la fase A, la solución llega a ser muy simple:

$$I_a = I_{a1} = \frac{V_a}{Z_{Total}} \quad (\text{Ec. 2.41})$$

$$I_b = a^2 I_a \quad (\text{Ec. 2.42})$$

$$I_c = a I_a \quad (\text{Ec. 2.43})$$

donde:

I_a = corriente de la fase A.

I_{a1} = corriente de secuencia positiva.

I_b = corriente de la fase B.

I_c = corriente de la fase C.

V_a = Voltaje de la fase A.

Z_{Total} = Suma de las impedancias de secuencia positiva del sistema.

Si la fase de referencia es la fase A, entonces las condiciones del fallo se pueden expresar en la forma siguiente:

$$I_b = 0, \quad I_c = 0, \quad V_a = 0$$

Con I_b e I_c igual a cero, las componentes simétricas de la corriente vienen dadas por la ecuación 2.23 en forma matricial.

$$\begin{vmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{vmatrix} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{vmatrix} \begin{vmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix}$$

Así pues, I_{a0} , I_{a1} e I_{a2} son iguales a $I_a/3$, y

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} \quad (\text{Ec. 2.44})$$

De las ecuaciones 2.25, obtenemos la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{vmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{vmatrix}$$

Sustituyendo I_{a1} en lugar de I_{a2} e I_{a3} en la ecuación anterior,

obtenemos:

$$\begin{vmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} Z_o & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} I_{a1} \\ I_{a1} \\ I_{a1} \end{vmatrix} \quad (\text{Ec. 2.45})$$

Realizando la multiplicación y sustracción de matrices indicadas, y resolviendo el sistema de ecuaciones se obtiene:

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_o} \quad (\text{Ec. 2.46})$$

Las ecuaciones 2.44 y 2.46 definen un fallo línea a tierra, - junto con las ecuaciones 2.25 y las relaciones de componentes - simétricos, se usan para determinar todas las tensiones y co -- rrientes en el fallo. Si las tres redes de secuencia del genera -- dor se conectan en serie, como en la figura 2.15, las corrien -- tes y tensiones resultantes satisfacen las ecuaciones anterio -- res, ya que las tres impedancias de secuencia están en serie - con la tensión E_a , o con la tensión presente en el punto de fa -- lla; además la tensión en cada red de secuencia es la componen -- te simétrica de V_a de tal secuencia. Conectar las redes de se -- cuencia en serie es un proceso útil, ya que a partir del diagra -- ma resultante se pueden obtener todas las ecuaciones necesarias para la resolución de este tipo de falla.

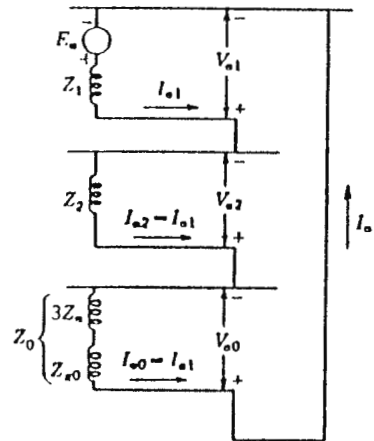


FIG. 2.15: CONEXION DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA UN FALLO - LINEA A TIERRA.

- Fallo línea-línea.

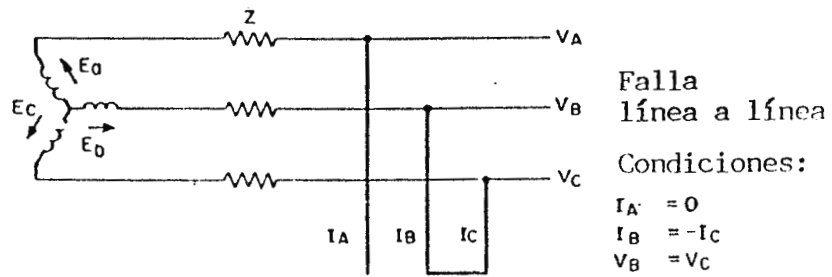
Para este tipo de falla, se asume un cortocircuito entre las fases B y C, tomando la fase A como la referencia tal como se ilustra en la figura 2.16. Las condiciones de fallo se expresan por las siguientes ecuaciones:

$$V_b = V_c, \quad I_a = 0, \quad I_b = -I_c$$

De manera análoga al caso anterior, con las ecuaciones anteriormente planteadas se resuelve el sistema de ecuaciones 2.23 y 2.21, obteniéndose:

$$I_{a0} = 0, \quad I_{a2} = -I_{a1} \quad (\text{Ec. 2.47})$$

$$V_{a1} = V_{a2}$$



Redes de secuencia equivalentes en función de la fase A:

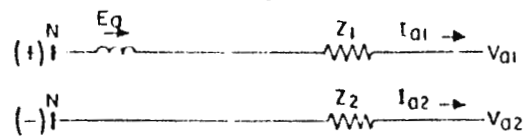


FIG. 2.16: REPRESENTACION DE UN FALLO LINEA A LINEA.

y como I_{a0} tiene valor nulo puede afirmarse que no existen componentes de secuencia cero y:

$$V_{a0} = 0 \quad (\text{Ec. 2.48})$$

Luego, sustituyendo todas estas relaciones 2.47 y 2.48 en el sistema 2.25 se obtiene la siguiente fórmula:

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2} \quad (\text{Ec. 2.49})$$

Las ecuaciones 2.47 a 2.49 son las ecuaciones especiales para el fallo línea a línea, y con las relaciones de componentes simétricas y el sistema de ecuaciones 2.25 se usan para determinar todas las tensiones y corrientes en el fallo. Analizando las ecuaciones se puede determinar la conexión de las redes de secuencia; como Z_0 no entra en las ecuaciones la red de secuencia cero se excluirá de esta conexión, y ya que $V_{a1} = V_{a2}$, e $I_{a1} = -I_{a2}$, la conexión de las redes de secuencia para un fallo de línea a línea debe ser el paralelo de las redes de secuencia positiva y negativa, representado en la figura 2.17.

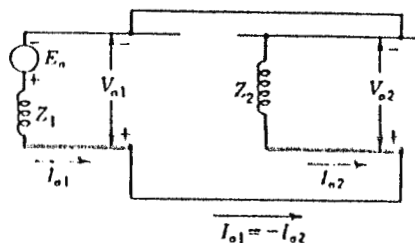


FIG. 2.17: CONEXION DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA UN FALLO LINEA A LINEA.

- Fallo doble línea a tierra.

Con este tipo de fallo, se supone que las fases B y C son las falladas, y la fase A de nuevo es la referencia. Esta condición se muestra en la figura 2.18, y se representa por las siguientes ecuaciones:

$$V_b = 0,$$

$$V_c = 0,$$

$$I_a = 0$$

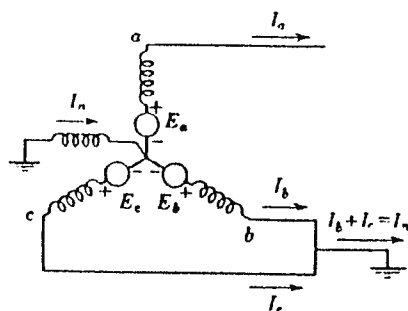


FIG. 2.18: REPRESENTACION DE UN FALLO DOBLE LINEA A TIERRA.

Al sustituirlas en el sistema de ecuaciones 2.21 se obtiene la siguiente relación:

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} \quad (\text{Ec. 2.50})$$

Sustituyendo la ecuación 2.50 en el sistema 2.25 y resolviendo se obtiene:

$$I_{a1} = \frac{E_a (Z_2 + Z_0)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} = \frac{E_a}{Z_1 + \left(\frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0} \right)} \quad (\text{Ec. 2.51})$$

Las ecuaciones 2.50 y 2.51 son las que deben utilizarse, junto con las relaciones 2.25 y las de componentes simétricas para determinar todas las corrientes y tensiones en el fallo. La ecuación 2.50 indica que las redes de secuencia deben estar conectadas en paralelo, como se ha puesto en la figura 2.19, ya que en el fallo, las tensiones de secuencia positiva, negativa y cero son iguales.

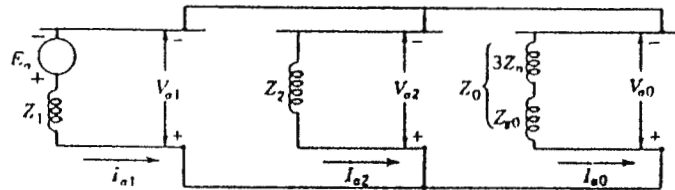


FIG. 2.19: CONEXION DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA UN FALLO DOBLE LINEA A TIERRA.

CAPITULO III

DISCUSION DE FALLAS. ORIGEN, NATURALEZA Y EFECTOS.

INTRODUCCION.

Se agrupan bajo el nombre de fallas o cortocircuitos a todos los defectos provocados por el contacto accidental entre un conductor energizado y tierra, ya sea en forma directa o con cualquier pieza metálica unida a ella, o al contacto accidental entre conductores. Tales fallas pueden definirse como la pérdida momentánea o permanente del aislamiento, en conductores o partes energizadas del sistema, lo cual puede originar un camino de baja impedancia, elevándose desmesuradamente las corrientes en el circuito, pudiendo alcanzar valores destructivos, y produciendo calentamientos, esfuerzos electrodinámicos, caídas de voltaje, etc.

Para diseñar un sistema de protección, que sea razonablemente eficiente al momento de proteger a un sistema de potencia contra las corrientes de cortocircuito, es necesario analizar, en mayor o menor medida diferentes factores. Entre ellos están las

causas que originan las fallas, el comportamiento de la corriente de cortocircuito, y los efectos que pudieran aparecer de persistir dichas corrientes en el sistema de potencia.

3.1 ORIGEN DE LAS FALLAS.

3.1.1 FACTORES QUE PRODUCEN LAS FALLAS.

Los cortocircuitos o fallas tienen múltiples causas. Estas pueden ser:

a) De origen eléctrico. El ejemplo más común es la pérdida de aislamiento en cualquier sección del sistema. Más específicamente, flameo de un aislador, debido a contaminación o aumento de la humedad.

b) De origen mecánico. Pueden ocurrir por la ruptura de conductores o aisladores, caída de un cuerpo extraño tal como la rama de un árbol sobre una línea aérea, golpe de pico en un cable subterráneo, etc.

c) De origen atmosférico. En regiones frías, el hielo o la niebla pueden producir efectos mecánicos, tal como la aproximación de conductores, o efectos eléctricos (disminución de la rigidez dieléctrica de la atmósfera). El viento y la lluvia tienen efectos análogos.

d) Ocasionados por maniobras incorrectas. Un ejemplo puede ser la apertura de un seccionalizador bajo carga.

Los defectos entre las tres fases, (cortocircuitos simétricos), o fallas trifásicas que afectan a las líneas aéreas son debidos a fenómenos mecánicos capaces de producir un contacto entre ellas, o de poner a tierra simultáneamente los tres conductores, tales como caída de una estructura de soporte.

Los cortocircuitos entre dos fases sin contacto con tierra, aparecen excepcionalmente y se deben casi exclusivamente a causas mecánicas.

3.1.2 FACTORES QUE INCIDEN SOBRE LAS CORRIENTES DE FALLAS.

Insistiendo en que las fallas son una condición anormal de los sistemas de distribución eléctricos, deben tenerse en cuenta ciertos hechos presentes en esta condición, para comprender mejor el fenómeno de los cortocircuitos. Algunos de los hechos más importantes se describen a continuación.

- La impedancia que se opone al paso de la corriente de cortocircuito no es la impedancia de la carga, sino que está constituida básicamente por las impedancias de los conductores y transformadores de la red, que se encuentran ubicados entre el fallo y las máquinas generadoras, la impedancia de las máquinas generadoras, y en algunos casos puede incluir la impedancia de los devanados de otras máquinas rotativas.

- La magnitud de la corriente de falla está poco relacionada con la magnitud de la corriente de carga en condiciones normales. En realidad se encuentra relacionada directamente con la capacidad de suministro de la fuente de potencia, así como la de algunos motores que pudieran contribuir a la alimentación de la corriente de falla. Mientras mayores sean los equipos que suministran potencia al sistema, mayores serán las magnitudes de las corrientes de cortocircuito que pueden presentarse.

En la tabla 3.1 se muestran los valores de la corriente de cortocircuito disponible para diferentes valores de voltaje secundario, y para diferentes rangos de potencia de las subestaciones trifásicas.

- El tipo de circuito de distribución influye tanto en las magnitudes de las corrientes de cortocircuito como los tipos de falla que se puedan presentar. Esto se debe a que factores como: la presencia o ausencia de un conductor neutro, la naturaleza del aterrizamiento, y la conexión de los transformadores de la subestación influyen marcadamente en la impedancia del circuito de distribución.

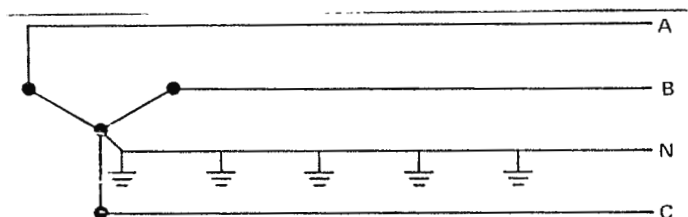
Los circuitos de distribución más comunes se muestran a continuación en la figura 3.1.

Rango de voltaje secundario: 208 V/120 V 3Ø									Rango de voltaje secundario: 240 V 3Ø							
KVA de SC en el prim.	KVA de la subestación								KVA de la subestación							
	112.5	150	225	300	500	700	1000	1500	112.5	150	225	300	500	750	1000	1500
	Corriente nominal (A)								Corriente nominal (A)							
	313	417	625	834	1388	2080	2780	4170	270	361	542	722	1203	1804	2406	3609
Corriente de cortocircuito disponible en baja tensión (KA)																
50,000	10.0	11.9	15.9	20.7	32.4	42.3	53.3	48.7	9.4	11.2	15.1	19.7	31.1	41.3	52.2	71.2
100,000	10.3	12.2	16.5	21.7	35.0	46.8	60.4	61.3	9.6	11.5	15.6	20.6	33.3	45.1	58.3	82.5
150,000	10.4	12.3	16.7	22.1	36.0	48.5	63.3	74.5	9.7	11.6	15.8	21.0	34.2	46.6	60.8	87.5
250,000	10.4	12.4	16.9	22.4	36.8	50.0	65.9	80.0	9.7	11.7	16.0	21.2	34.9	48.0	63.0	92.0
500,000	10.5	12.5	17.1	22.6	37.5	51.3	67.9	85.5	9.8	11.8	16.1	21.5	35.5	49.0	64.8	95.9
	10.5	12.6	17.2	22.9	38.1	52.5	70.2	90.0	9.8	11.8	16.2	21.7	36.1	50.1	66.7	100.0
Z % Tx.	4.0	4.5	5.0	5.0	5.0	5.5	5.5	5.5	4.0	4.5	5.0	5.0	5.0	5.5	5.5	5.5

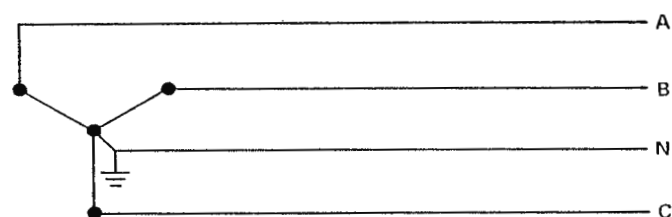
Rango de voltaje secundario: 480 V 3Ø									Rango de voltaje secundario: 600 V 3Ø							
KVA de SC en el prim.	KVA de la subestación								KVA de la subestación							
	150	225	300	500	750	1000	1500	2000	150	225	300	500	750	1000	1500	2000
	Corriente nominal (A)								Corriente nominal (A)							
	181	270	361	601	902	1203	1804	2406	144	216	289	481	722	962	1444	1924
Corriente de cortocircuito disponible en baja tensión (KA)																
50,000	5.6	7.6	9.9	15.5	20.6	26.1	35.6	43.7	4.5	6.1	7.9	12.4	16.5	20.9	28.5	34.9
100,000	5.8	7.8	10.3	16.7	22.5	29.2	41.3	51.4	4.6	6.3	8.3	13.4	18.1	23.3	33.1	41.2
150,000	5.8	7.9	10.5	17.1	23.3	30.4	43.8	56.1	4.6	6.4	8.4	13.7	18.7	24.3	35.1	44.9
250,000	5.9	8.0	10.6	17.5	24.0	31.5	46.0	58.8	4.7	6.4	8.5	14.0	19.2	25.3	36.9	47.1
500,000	5.9	8.1	10.7	17.8	24.5	32.4	47.9	62.7	4.7	6.5	8.6	14.2	19.6	25.9	38.4	50.1
	5.9	8.1	10.8	18.1	25.0	33.4	50.1	66.7	4.7	6.5	8.7	14.4	20.0	26.7	40.1	53.4
Z % Tx.	4.5	5.0	5.0	5.0	5.5	5.5	5.5	5.5	4.5	5.0	5.0	5.0	5.5	5.5	5.5	5.5

- Si se tiene una subestación con voltaje secundario diferente los valores de corriente de la tabla deben multiplicarse por el factor: voltaje dado/ voltaje nuevo.

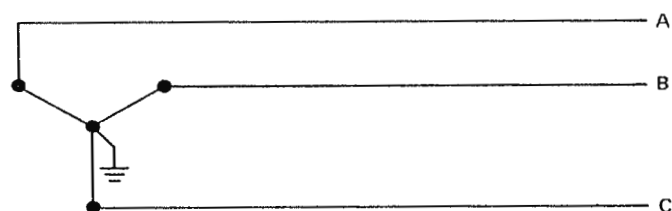
TABLA 3.1: VALORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DISPONIBLES - PARA SUBESTACIONES CON DIFERENTES VOLTAJES.



1. Sistema cuatro hilos multiaterrizado.



2. Sistema cuatro hilos aterrizado.



3. Sistema tres hilos aterrizado.

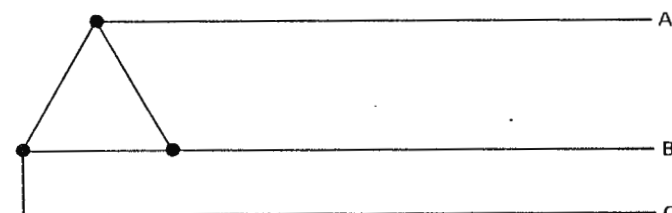
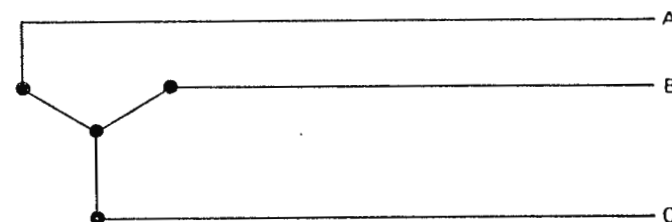
4. Sistema tres hilos flotante
(servido desde un transformador
conectado en delta).5. Sistema tres hilos flotante
(servido por un transformador estrella
sin aterrizar).

FIG. 3.1: SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

Una de las diferencias más notorias entre los sistemas flotantes y los aterrizados es que éstos últimos presentarán una baja impedancia de retorno para las corrientes de secuencia cero, mientras que los flotantes presentarán una impedancia infinita a estas corrientes.

- El tipo de falla que se produzca en el sistema de distribución también ejerce una gran influencia sobre la magnitud de la corriente de cortocircuito que pueda producirse en el momento del fallo.

Los tipos de fallo que pueden ocurrir en los sistemas de distribución eléctrica se ilustran en la figura 3.2.

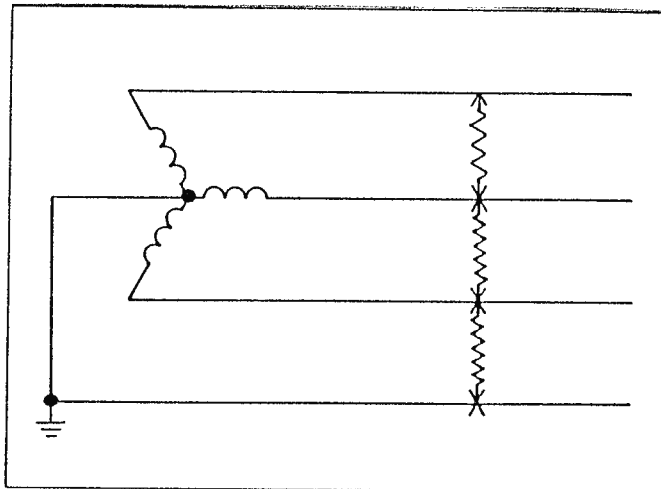


FIG. 3.2A: FALLA SIMETRICA.

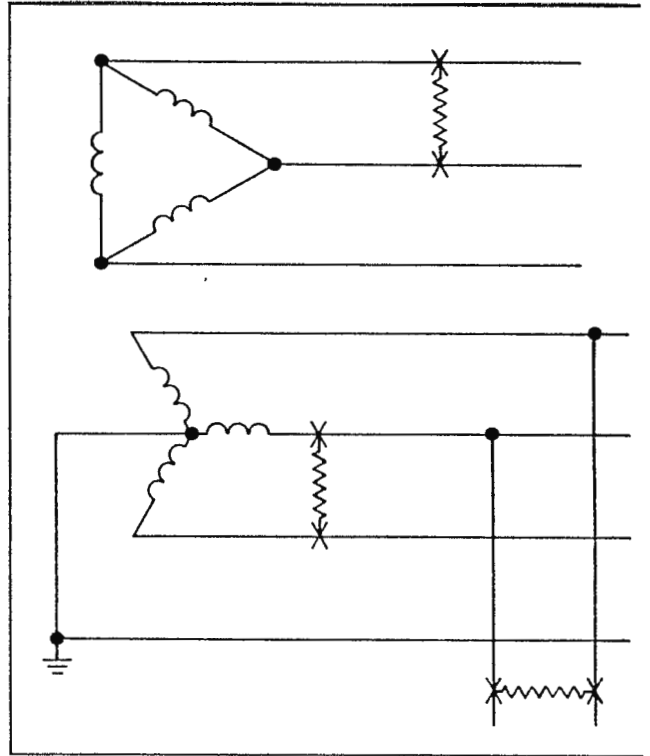
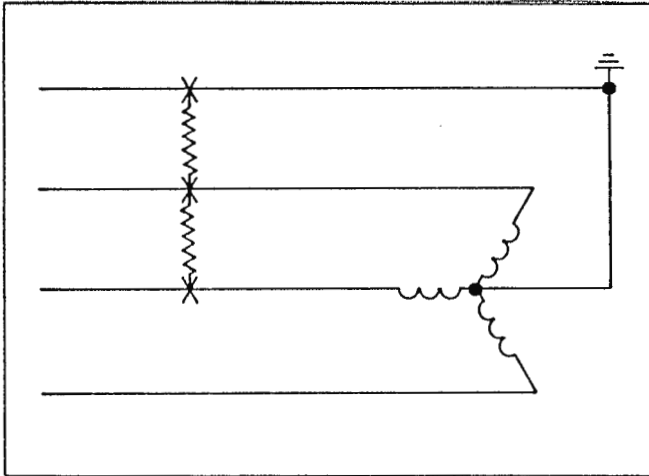
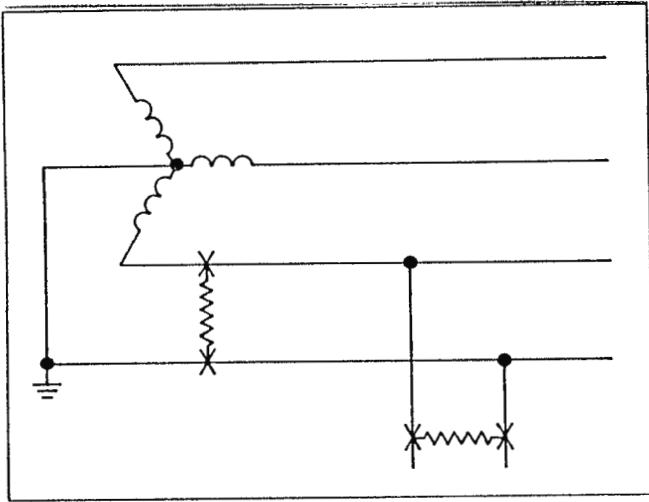
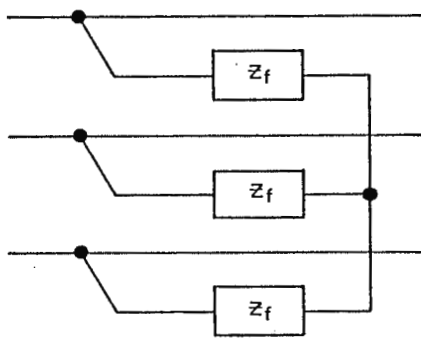


FIG. 3.2B: FALLAS ASIMETRICAS.

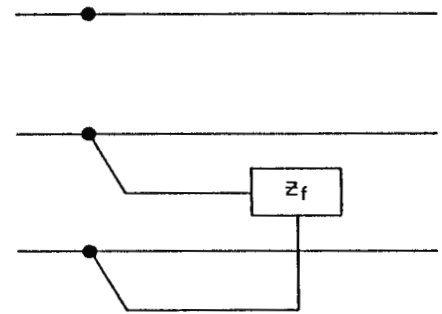
Como puede advertirse en las figuras, la razón de la variación en las magnitudes de las corrientes de cortocircuito es la diferencia entre las impedancias que presentan a las corrientes de cortocircuito cada configuración producida por la falla. Así, por ejemplo, en el caso de la falla línea a tierra, la impedancia vista por la corriente de falla está constituida por el devanado del generador o transformador, una línea y el camino de retorno. En cambio para la falla trifásica se ponen en paralelo las impedancias de los tres devanados de la máquina y de las tres líneas, además de la impedancia de retorno.

Lógicamente en algunos casos se tendrán mayores magnitudes de corriente, dependiendo de las impedancias de secuencia que se hagan presentes. En la mayoría de los casos la corriente de falla trifásica es la que alcanza la mayor magnitud, y generalmente es la que se considera para fines de protección. Sin embargo no es aconsejable despreciar los valores de corriente provenientes de otro tipo de falla, ya que en algunos casos corrientes de falla línea a tierra han alcanzado valores de 125% el valor de corriente de la falla trifásica. Además, en algunos sistemas se ha comprobado que la existencia de una pequeña resistencia en una falla doble línea a tierra, tal como se muestra en la figura 3.3, hace que la magnitud de la corriente de falla llegue a tener valores de hasta un 10% mayor que la corriente de falla trifásica o monofásica, si cuando éstas ocurren no es --

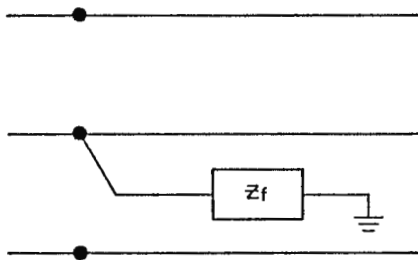
tá presente este valor de resistencia. Por lo tanto es recomendable analizar siempre todos los tipos de falla.



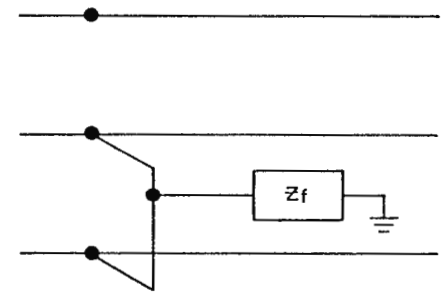
Falla trifásica



Falla línea a línea



Falla línea a tierra



Falla doble línea a tierra

FIG. 3.3: IMPEDANCIAS PRESENTES EN LOS DIFERENTES TIPOS DE FALLAS.

3.1.3 FUENTES DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS.

Dentro de los sistemas industriales de distribución de energía, existen diferentes componentes, los cuales presentan comportamientos específicos en el momento de una falla, pudiendo incluso llegar a constituirse en fuentes que contribuyan a elevar la magnitud de la corriente de cortocircuito, aún cuando no sean aparatos de generación. Es de gran importancia considerar todas estas contribuciones al momento de determinar las corrientes de falla.

Existen tres fuentes básicas de corriente de cortocircuito:

- a) Generadores.
- b) Motores y condensadores síncronos.
- c) Motores de inducción.

Todos estos dispositivos son capaces de alimentar una corriente de cortocircuito en el momento de una falla.

3.1.3.1 Generadores.

Los generadores son impulsados por primotores, los cuales man--

tienen la velocidad de impulso sustancialmente, aún en el momento de la falla. Debido a esta razón cuando ocurre un cortocircuito en una red alimentada por un generador, éste continúa produciendo voltaje ya que la excitación de campo se mantiene. Este voltaje produce una corriente de gran magnitud que fluirá desde el generador, o generadores, hasta el punto de falla.

La impedancia que se opondrá a la corriente de falla estará constituida solamente por la impedancia del generador y del circuito entre el generador y el punto de falla.

3.1.3.2 Motores síncronos.

Los motores síncronos tienen igual construcción que los generadores. Estos motores están constituidos por un campo excitado por corriente directa y un estator en el cual fluye corriente alterna. La función de todo motor es la de convertir energía eléctrica en energía mecánica, por lo cual en condición de funcionamiento normal el motor síncrono consume potencia AC de la línea. Sin embargo, si a un motor de este tipo se le moviera a través de un primotor, sería capaz de generar energía eléctrica. En la práctica, si ocurre un cortocircuito en el sistema que alimenta al motor, el motor síncrono actuará como un generador entregando potencia al sistema. En el momento de producirse un cortocircuito el voltaje del sistema se reduce a un valor muy -

bajo, ocasionando que el motor deje de consumir energía, y su velocidad comience a bajar. Sin embargo, la inercia existente en el rotor del motor y en la carga que maneja evitará que éste se detenga; esta energía rotacional funcionará entonces como un primotor, haciendo que el motor síncrono llegue a comportarse como un generador, aún varios ciclos después que la falla ha ocurrido.

El porcentaje de corriente de cortocircuito que aporte el motor síncrono durante la falla dependerá de los siguientes factores: rango de voltaje, potencia y reactancia del motor, así como la reactancia del sistema hasta la parte fallada. En la figura 3.4 se ilustra el proceso de aporte de corriente del motor síncrono al sistema, en el momento de la falla.

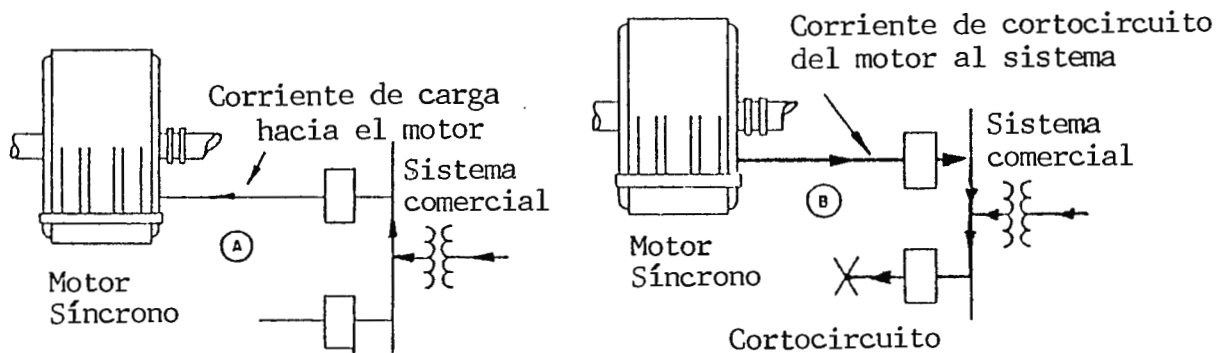


FIG. 3.4: CONTRIBUCION DE UN MOTOR SINCRONO A LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

3.1.3.3 Motores de inducción.

La energía rotacional almacenada en la carga y el rotor de un motor de inducción producen el mismo efecto en esta clase de motor, que en uno síncrono. Sin embargo existe una gran diferencia, y es que el motor de inducción no posee un devanado de campo excitado por corriente directa, sino que posee un flujo durante su funcionamiento normal. El flujo tiene una función análoga a la de aquel que es producido por el devanado de campo de DC en el motor síncrono.

El campo de un motor de inducción es producto de la inducción del estator. Si el voltaje adecuado es aplicado en el estator desde una fuente externa, el flujo en el rotor del motor se mantendrá normal; pero si la fuente externa de voltaje se retira en forma repentina, el flujo en el rotor no cambiará instantáneamente. Esto es lo que ocurre en el momento de un cortocircuito, ya que ocasiona que el voltaje aplicado al motor de inducción se reduzca drásticamente, y debido a que el flujo en el rotor no decae en forma instantánea, y la inercia lo impulsa, en el estator se generará un voltaje causando una corriente de cortocircuito que circulará hasta que el flujo del rotor decaiga a cero.

Como un ejemplo, en la figura 3.5 se muestran los oscilogramas

de corriente de un motor de rotor devanado, trifásico, antes - del momento de la falla y después de ésta. El instante de la falla se ha marcado como T_1 , y la corriente mostrada se ha medido en el lado del cortocircuito. La contribución de corriente de la fuente de poder que abastecía al motor antes de la falla no aparece en el gráfico.

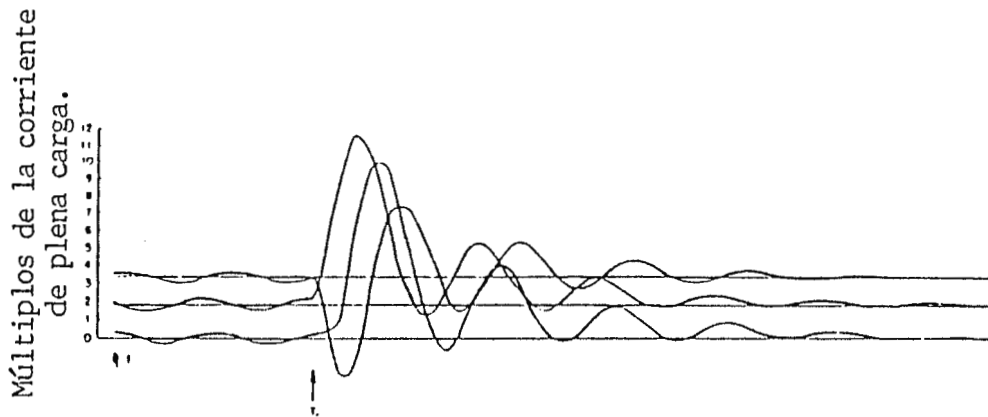


FIG. 3.5: REPRESENTACION GRAFICA DE LA CONTRIBUCION DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE UN MOTOR DE INDUCCION.

El valor máximo de la corriente es aproximadamente 10 veces la corriente nominal de plena carga del motor. Esta corriente se desvanece completamente en aproximadamente cuatro ciclos, debido a que no hay una corriente de campo que sostenga el flujo del rotor. El flujo no permanece lo suficiente como para que la contribución de corriente afecte a los interruptores de circui-

to, los cuales abren dos ciclos después de la falla como mínimo. Pero en algunos casos dependiendo de la potencia, rango de voltaje y reactancia del motor, será necesario tomar en cuenta estas contribuciones.

3.2 COMPORTAMIENTO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

3.2.1 CORRIENTE SIMETRICA Y CORRIENTE ASIMETRICA.

En los sistemas de potencia industriales los voltajes aplicados o generados son sinusoidales. Cuando ocurre un cortocircuito - las corrientes de fallas resultantes son sustancialmente sinusoidales.

En los circuitos de potencia ordinarios la resistencia del circuito es despreciable comparada con la reactancia del mismo. El factor de potencia de la corriente de cortocircuito está determinado por la razón de resistencia y reactancia del circuito, y no por la carga. Por lo tanto, la corriente de cortocircuito en muchos circuitos de potencia está retrasada con respecto al voltaje interno del generador por 90° aproximadamente, tal como se muestra en la figura 3.6. El voltaje interno del generador es el voltaje generado en las bobinas por el flujo de campo. Si un circuito conteniendo principalmente reactancias sufre un cortocircuito en el pico de la onda de voltaje, la corriente de cortocircuito comenzará cerca del cero y trazará una onda sinusoidal que será simétrica alrededor del eje cero, tal como se muestra en la figura 3.7. Esta se conoce como la corriente de cortocircuito simétrica.

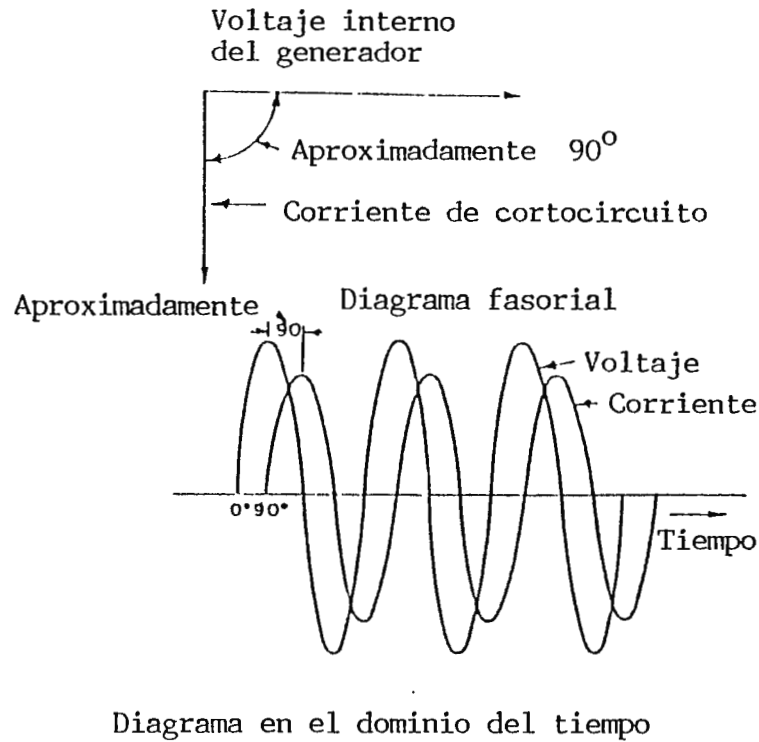


FIG. 3.6: REPRESENTACION GRAFICA DEL VOLTAJE Y LA CORRIENTE EN UN SISTEMA PREDOMINANTEMENTE INDUCTIVO.

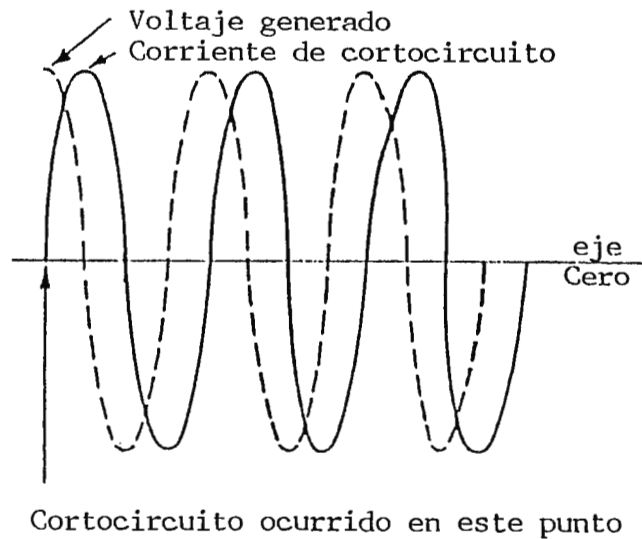


FIG. 3.7: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TOTALMENTE SIMETRICA.

Si en el mismo circuito ocurre la falla en el punto cero de la onda de voltaje, la corriente comenzará en cero pero no podrá trazar una onda senoidal simétrica alrededor del eje cero debido a que la corriente debe estar en fase con el voltaje, es decir, que la tendencia de la onda debe ser igual que la de voltaje pero 90° atrasada. Esto puede ocurrir solamente si la corriente se desplaza del eje cero tal como se muestra en la figura 3.8.

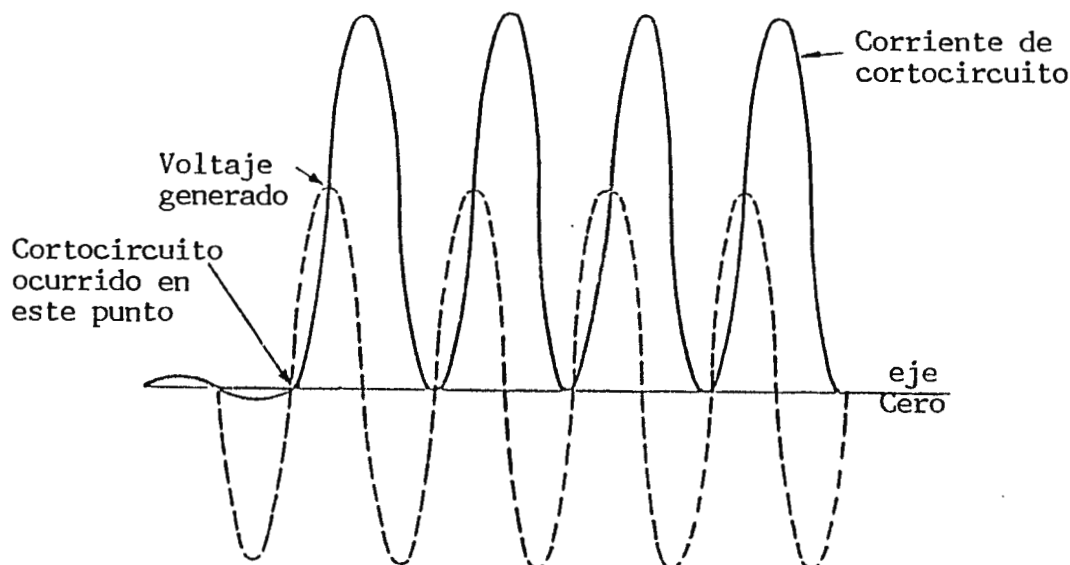


FIG. 3.8: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TOTALMENTE ASIMETRICA.

Los casos mostrados en las figuras 3.7 y 3.8 son extremos, ya que uno muestra una corriente simétrica y el otro una completamente asimétrica.

Si en un circuito puramente reactivo, el cortocircuito ocurre en cualquier punto diferente del pico de la onda de voltaje, siempre existirá un nivel de DC para la corriente. La proporción de DC dependerá del punto en la onda de voltaje al cual el cortocircuito ocurre (fig. 3.7) y puede variar hasta un máximo (fig. 3.8).

En circuitos que contengan reactancia y resistencia, la asimetría

tría de la corriente de cortocircuito variará entre los mismos límites que para los circuitos conteniendo solamente reactancias, sin embargo el punto de la onda de voltaje en el que al ocurrir el cortocircuito produce máxima asimetría depende de la relación entre la resistencia y reactancia del circuito, y puede determinarse mediante la siguiente fórmula:

$$\alpha = 90 + \text{arctg}(x/R) \quad (\text{ec. 3.1})$$

donde:

α = ángulo donde se da la máxima asimetría

x = Reactancia del circuito

R = Resistencia del circuito

Cuando las corrientes alternas asimétricas son tratadas como una onda simple, es difícil interpretarla para propósitos de aplicación de interruptores de circuitos y ajuste de relés, necesitándose de fórmulas complicadas para calcular su magnitud.

Para facilitar el análisis se dividirá a la corriente de cortocircuito en dos componentes simples, ya que se comporta exactamente como si existiera un flujo simultáneo de dos corrientes. Una es una componente simétrica de corriente alterna y la otra una componente de corriente directa. La suma de estas dos compo

entes en cualquier instante es igual a la magnitud de la corriente AC asimétrica en el mismo instante.

La componente DC se genera dentro del sistema AC sin influencia de ninguna fuente externa de corriente directa.

La corriente asimétrica alterna de la figura 3.8 puede ser expresada en dos componentes como se muestra en la figura 3.9. Sin embargo, los ejemplos mostrados en ambas figuras son solamente para ilustración, ya que en los circuitos prácticos la componente de DC decae muy rápidamente como se ilustra en la figura 3.10.

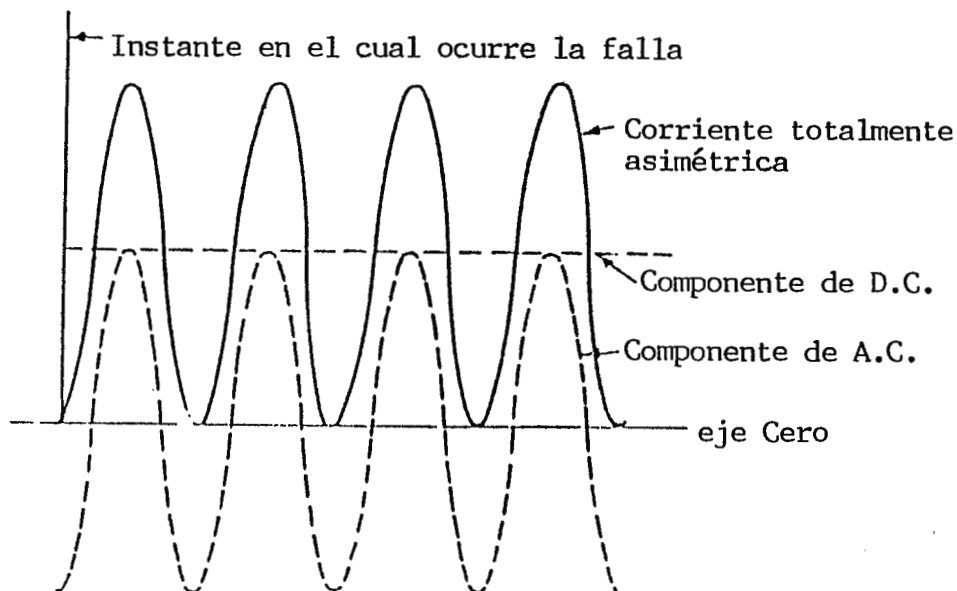


FIG. 3.9: COMPONENTES ALTERNA Y DIRECTA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

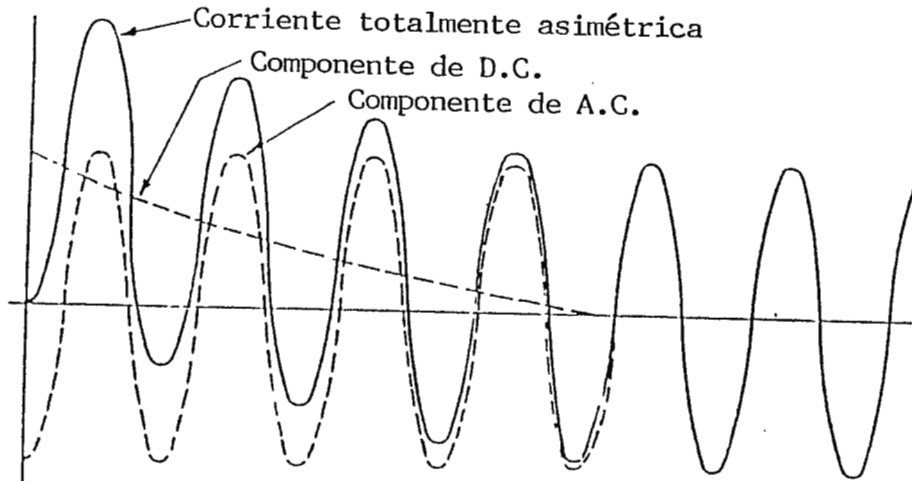


FIG. 3.10: REPRESENTACION DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PRACTICA.

3.2.2 COMPONENTE DE DC DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

La magnitud de la componente de DC depende del instante en el cual el cortocircuito ocurre y puede variar desde cero (fig. 3.7), a un valor máximo inicial igual al pico de la componente simétrica de corriente alterna (fig. 3.8 y fig. 3.10). Cuando la corriente de cortocircuito ocurre en cualquier otro punto, la magnitud inicial de la componente de DC es igual al valor de la componente simétrica de AC en el instante de cortocircuito. Estos valores son independientes de la relación entre la reactancia y la resistencia del circuito.

Debido a que no existe, dentro del sistema, ninguna fuente de DC que sostenga el flujo de la componente de corriente directa, ésta tiende a decrecer, y su energía se disipa como pérdidas i^2R ya que fluye a través de la resistencia del circuito. Si éste tuviera resistencia cero, la componente de corriente directa fluiría hasta que el circuito fuera interrumpido; sin embargo, todos los circuitos prácticos poseen resistencias, por lo cual la corriente de DC decae tal como se muestra en la figura 3.10. La combinación de esta componente de corriente directa decreciente y la componente de AC simétrica, constituyen una onda asimétrica que cambia hacia una onda simétrica cuando la componente de corriente directa ha desaparecido. La tasa de decaimiento de esta corriente es denominada el decremento.

El decremento es proporcional a la relación de reactancia y resistencia del circuito completo entre el generador y el cortocircuito. La teoría es la misma que la apertura de un circuito formado por una batería y una bobina.

En los generadores, la relación de la reactancia subtransitoria y la resistencia puede ser mayor de 70 a 1, por lo cual le tomará varios ciclos a la componente de DC para desaparecer. En circuitos remotos a los generadores, la relación entre reactancia y resistencia es menor, por lo cual la componente de DC decae con mayor rapidez; mientras mayor sea la resistencia, mayores

serán las pérdidas i^2R por la componente de DC, y su energía - será disipada más rápidamente.

3.2.3 VALORES **rms** DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Uno de los valores más significativos de las ondas de corriente alterna es el valor **rms**, debido a que los interruptores de circuito y fusibles son especificados en términos de la corriente de cortocircuito. El valor máximo **rms** de la corriente de cortocircuito ocurre en un tiempo de alrededor un ciclo después.

Un valor aproximado **rms** de un ciclo de una onda AC con un nivel de DC, ya sea que esté parcial o totalmente desplazada del eje cero, está expresado por el valor:

$$C = \sqrt{a^2 + b^2} \quad (\text{ec. 3.2})$$

donde:

C = valor **rms** de la corriente asimétrica en un ciclo.

a = valor **rms** de la componente AC.

b = valor de la componente de DC en un medio ciclo.

El cálculo del valor **rms** exacto de una corriente asimétrica en

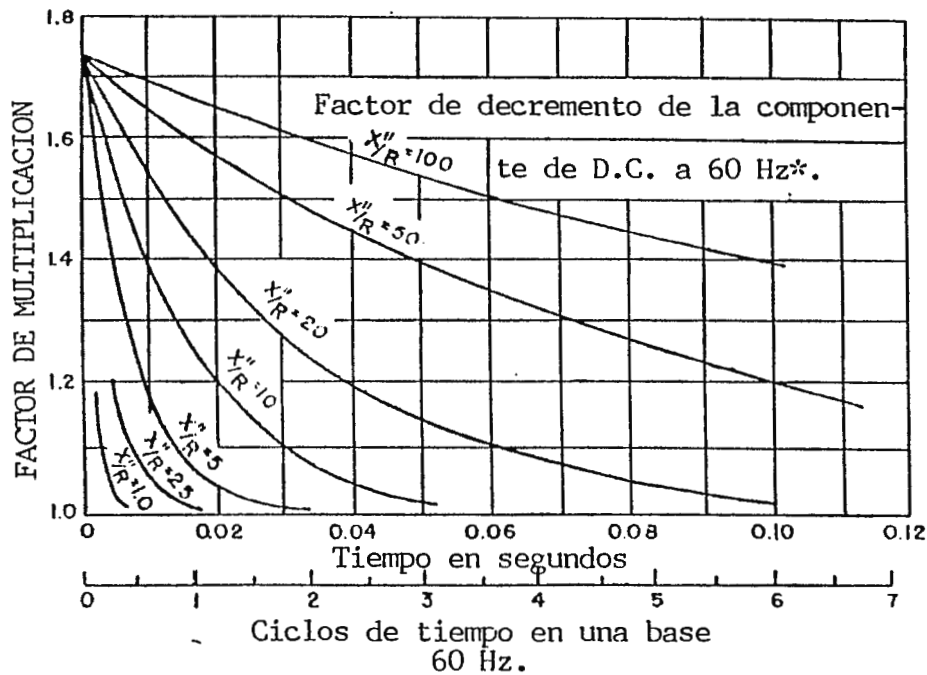
cualquier momento después que ha ocurrido un cortocircuito puede ser complicado. Se requiere de factores de decremento bastante precisos para determinar la componente de DC en cualquier tiempo, así como factores para la tasa de cambio de la reactancia de los generadores. Sin embargo, se han desarrollado métodos simplificados donde la componente de DC puede calcularse por simples factores de multiplicación, en donde éstos convierten el valor **rms** de una corriente simétrica en amperios **rms** de la corriente asimétrica incluyendo a la componente de DC.

La magnitud de la componente de DC depende del punto en el cual ocurre el cortocircuito. Para aplicación de dispositivos de protección, solamente se consideran los valores máximos de la componente de DC, porque el interruptor debe ser capaz de manejar la máxima corriente de cortocircuito que pueda ocurrir en el sistema.

Para algunos casos, el cálculo de las corrientes **rms** en ciertos intervalos de tiempo, tales como tres a ocho ciclos, que corresponden al tiempo de interrupción de los disyuntores de circuito, pueden obtenerse de la curva mostrada en la figura 3.10.

Para calcular el valor **rms** de la corriente asimétrica sólo basta dividir el voltaje línea-neutro por la reactancia o impedancia apropiada, y luego multiplicar este valor por el correspon-

diente factor, tomado de las curvas de la figura 3.11. El factor se obtiene ubicando el tiempo deseado en el eje de las abscisas, interceptando con este valor la curva que represente la relación de reactancia y resistencia del sistema, y leyendo el factor de multiplicación en el eje de las ordenadas.



* Para cualquier frecuencia diferente a 60 Hz, la relación X''/R deberá multiplicarse por el factor $60/F$, siendo F la frecuencia nueva.

FIG. 3.11: FACTORES DE MULTIPLICACION PARA LA CORRIENTE ASIMETRICA DE CORTOCIRCUITO.

3.2.4 PERIODOS DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Como se ha descrito anteriormente, la corriente de cortocircuito en el momento inicial consta de dos componentes, pero la componente unidireccional es prácticamente nula al cabo de 0.25 segundos; a partir de aquí, la corriente de cortocircuito se hace simétrica y se va amortiguando hasta alcanzar el valor de una corriente de cortocircuito permanente. Este fenómeno se ilustra en la figura 3.12.

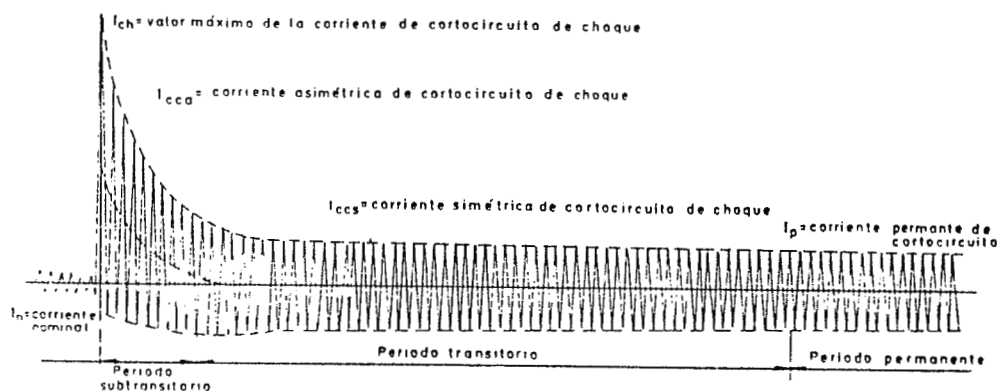


FIG. 3.12: REPRESENTACION GRAFICA DE LOS PERIODOS DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Como se observa en esta figura, el tiempo que dura el cortocircuito se puede dividir en tres periodos:

- Periodo subtransitorio. Durante este periodo inicial la co --

riente de cortocircuito baja rápidamente de valor, durando de uno a diez ciclos aproximadamente. Si la tensión pasa por su valor máximo, se tendrá una corriente simétrica de cortocircuito, que por establecerse durante este periodo recibe también el nombre de corriente subtransitoria de cortocircuito. Es muy raro - que la falla se de cuando la tensión pasa por su valor máximo, por lo cual la corriente subtransitoria de cortocircuito está - caracterizada por el hecho de que las semiondas positivas no - tienen el mismo valor que las negativas, siendo fundamentalmen- te asimétrica la corriente de cortocircuito durante este perio- do.

El valor máximo inicial de la corriente se calcula utilizando - la reactancia subtransitoria ($X'd'$), ya que es el valor de reac- tancia presente en los primeros ciclos de la falla.

- Periodo transitorio. Durante este tiempo, la corriente va disminuyendo de valor lentamente hasta alcanzar el valor de la co- rriente permanente de cortocircuito. Este periodo dura de uno a dos segundos. La corriente durante este periodo es sustancial- - mente simétrica, y puede calcularse mediante la reactancia tran- sitoria, ya que el valor de reactancia de los generadores aumenta en este lapso de tiempo.

- Periodo permanente. La corriente de cortocircuito alcanza su

valor permanente durante este periodo, continuando casi sin variación en este valor mientras dure la causa que ha provocado el cortocircuito. Dado el tiempo de desconexión propio de los relevadores de protección e interruptores, éstos desconectan la parte del circuito afectada por la falla, durante el periodo transitorio, no llegándose a obtener en la mayoría de los casos este valor de corriente.

Para calcular este valor de corriente se usa la reactancia síncrona (X_d), porque el voltaje se reduce debido a la saturación durante las fallas.

3.3 EFECTOS DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

La presencia de las corrientes de cortocircuito en los sistemas de potencia ocasiona diversos fenómenos, tanto mecánicos como eléctricos, algunos de los cuales podrían originar la destrucción de elementos del sistema, o severos daños en éstos, si el sistema de protección no las elimina adecuadamente.

La razón de estudiar algunas características de estos fenómenos, radica en el hecho que precisamente éstas son aprovechadas, primero para escoger adecuadamente los elementos que constituyen el sistema de protección, y después para accionar algunos de estos elementos.

3.3.1 EFECTOS ELECTRICOS.

Dependiendo del tipo de falla que se produzca dentro del sistema, así serán las alteraciones que sufran los voltajes y las corrientes nominales de éste.

La figura 3.13 muestra las condiciones balanceadas y normales de un sistema con carga. Las corrientes y voltajes se encuentran desfasados 120° , y las corrientes de fase son iguales en magnitud, y los voltajes línea-línea y línea-neutro también lo son.

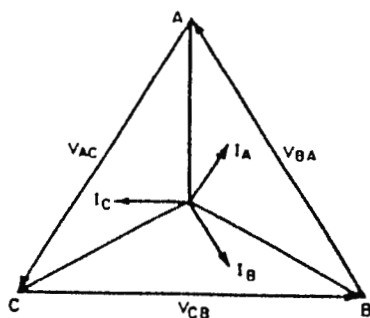


FIG. 3.13: DIAGRAMA FASORIAL DE UN SISTEMA BALANCEADO.

3.3.1.1 Falla trifásica.

Las fallas trifásicas no causan distorsión de voltaje ni desbalance en las corrientes. La figura 3.14 muestra las condiciones luego que una falla trifásica se ha aplicado a un sistema que tiene una relación X/R de aproximadamente 1.7, la cual corresponde a un ángulo de 60° entre el voltaje de fase y la corriente, es decir, un factor de potencia de 0.5 en el circuito fallado.

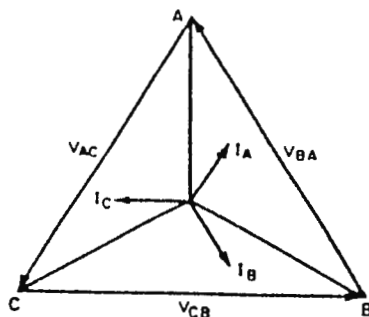


FIG. 3.13: DIAGRAMA FASORIAL DE UN SISTEMA BALANCEADO.

3.3.1.1 Falla trifásica.

Las fallas trifásicas no causan distorsión de voltaje ni desbalance en las corrientes. La figura 3.14 muestra las condiciones luego que una falla trifásica se ha aplicado a un sistema que tiene una relación X/R de aproximadamente 1.7, la cual corresponde a un ángulo de 60° entre el voltaje de fase y la corriente, es decir, un factor de potencia de 0.5 en el circuito fallado.

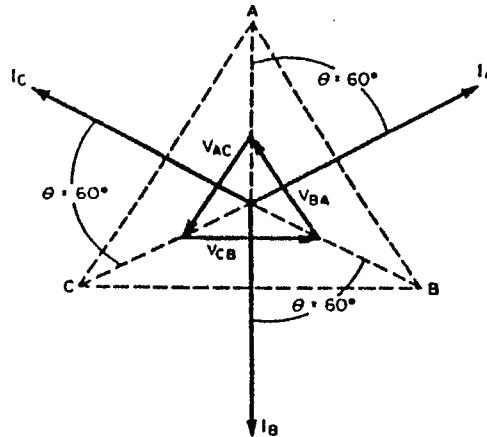


FIG. 3.14: DIAGRAMA FASORIAL DE UNA FALLA TRIFASICA.

Como puede apreciarse en el diagrama, las tres corrientes aumentan considerablemente su valor, y son iguales en magnitud para las tres fases, manteniéndose desfasadas 120° entre sí. Como consecuencia del aumento de las corrientes se observa una dramática caída de los voltajes línea-línea, aunque éstos conservan también su diferencia angular.

3.3.1.2 Fallas asimétricas.

En estos tipos de fallas se originan voltajes distorsionados y

corrientes desbalanceadas. La distorsión de voltaje es mayor en el punto de falla, y es mínima en el generador o fuente.

Las corrientes y voltajes que existen durante una falla varían ampliamente para diferentes sistemas, dependiendo del tipo y localización de la falla y la impedancia de la conexión a tierra del sistema.

Las fallas desbalanceadas fase a tierra, dos fases a tierra, y fase a fase, se representarán a continuación a través de diagramas fasoriales, para un sistema sólidamente aterrizado en el cual las corrientes atrasan a los voltajes en 60° , sin incluir las corrientes de carga.

En la figura 3.15, se representa una falla monofásica a tierra, donde la característica más relevante es que el voltaje de la fase fallada, en este caso la fase A, disminuye casi a cero. Esto se debe a que al hacer contacto la fase A con tierra, el potencial de esta fase tiende a igualarse al potencial de tierra; además, el flujo de corriente de las fases B y C hacia tierra es nulo, mientras que el de la fase A es muy alto ya que sólo está limitado por las bajas impedancias del sistema y de tierra.

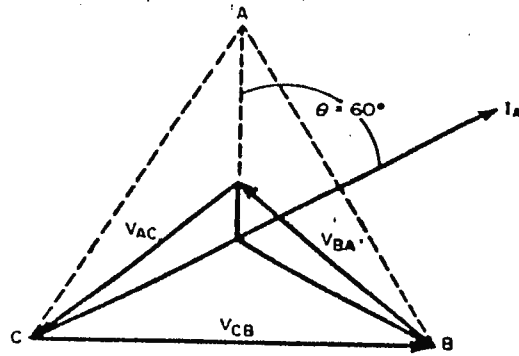


FIG. 3.15: DIAGRAMA FASORIAL DE UNA FALLA MONOFASICA A TIERRA.

La falla a fase, entre las fases B y C, se ilustra en la figura 3.16. Esta falla presenta las siguientes características: El voltaje de la fase B tiende a igualarse al voltaje de la fase C, por lo cual la diferencia de potencial entre ambas fases tiende a cero, el flujo de corriente de la fase A, hacia estas fases es igual a cero, mientras que la corriente de la fase B es igual en magnitud, pero de sentido opuesto a la de la fase C, ambas con un valor muy alto, limitada solamente por las impedancias de los cables y del generador.

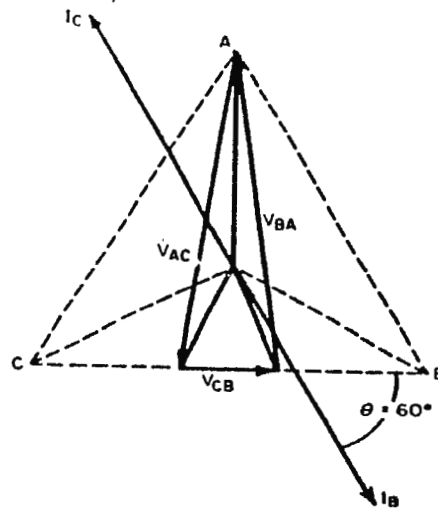


FIG. 3.16: DIAGRAMA FASORIAL DE UNA FALLA LINEA A LINEA.

Finalmente en la figura 3.17 se representa un fallo de dos líneas a tierra. En este caso se representa una falla de las fases B y C. Los voltajes de ambas fases tenderán a ser cero, ya que ambas fases tocan tierra; el flujo de corriente de la fase A a tierra es nulo y el flujo de corrientes de las fases B y C está limitado por las impedancias del sistema y de tierra, alcanzando un valor alto y manteniendo una diferencia angular de 120° .

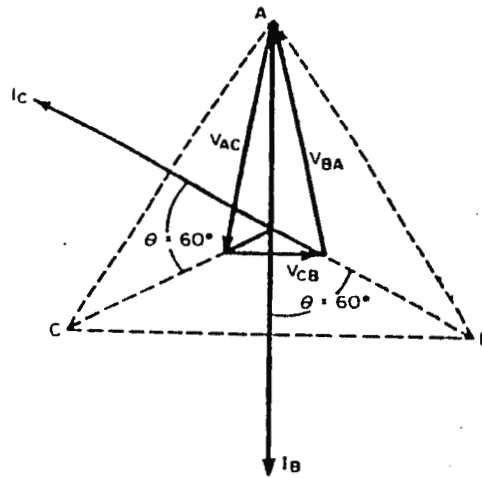


FIG. 3.17: DIAGRAMA FASORIAL DE UNA FALLA DOBLE LINEA A TIERRA.

Se han considerado los efectos que producen las fallas de diferentes tipos en los voltajes y corrientes del sistema, con unas fases de referencia específica, y de forma generalizada. A continuación en la tabla 3.2 se muestran los voltajes y corrientes de secuencia que se producen, para los mismos tipos de falla, - pero considerando las posibilidades que aparezcan en todas las fases.

FALLA	I SEC. POSITIVA	I SEC. NEGATIVA	I SEC. CERO	I DE FALLA
a,b,c				
a,b				
b,c				
c,a				
a,b,G			a_0, b_0, c_0	
b,c,G			a_0, b_0, c_0	
c,a,G			a_0, b_0, c_0	
a,G			a_0, b_0, c_0	
b,G			a_0, b_0, c_0	
c,G			a_0, b_0, c_0	

CORRIENTES DE FALLA

FALLA	V SEC. POSITIVA	V SEC. NEGATIVA	V SEC. CERO	V DE FALLA
a,b,c				Zero at Fault
a,b				
b,c				
c,a				
a,b,G			a_0, b_0, c_0	
b,c,G			a_0, b_0, c_0	
c,a,G			a_0, b_0, c_0	
a,G			a_0, b_0, c_0	
b,G			a_0, b_0, c_0	
c,G			a_0, b_0, c_0	

VOLTAJES DE FALLA

TABLA 3.2: COMPONENTES DE SECUENCIA DE DIFERENTES FALLAS.

3.3.2 EFECTOS MECANICOS Y TERMICOS.

Además de los efectos puramente eléctricos que tiene la corriente de cortocircuito sobre un sistema, debido a sus características físicas, también ocasiona otros fenómenos de tipo mecánico y térmico.

Las corrientes de cortocircuito provocan esfuerzos electrodinámicos en las barras, apoyos, aisladores y demás elementos de los circuitos recorridos por estas corrientes. Conocer estos esfuerzos es muy importante en el diseño mecánico de los sistemas, así como en el dimensionamiento, selección de barras colectoras, apoyos de aisladores, distancia entre apoyos, etc., para que los esfuerzos no alcancen valores muy grandes.

En la figura 3.18 se han representado esquemáticamente dos conductores paralelos recorridos por una corriente i , a una distancia d , expresada en cms, con una longitud l , también en centímetros. Estos conductores se ejercen fuerza mutuamente, debido a la inducción magnética B engendrada entre ellos. La fuerza ejercida sobre el conductor de la derecha se puede determinar mediante la siguiente fórmula:

$$F = 2.04 \frac{i^2 l}{d} 10^{-8} \text{ kg.} \quad (\text{ec. 3.3})$$

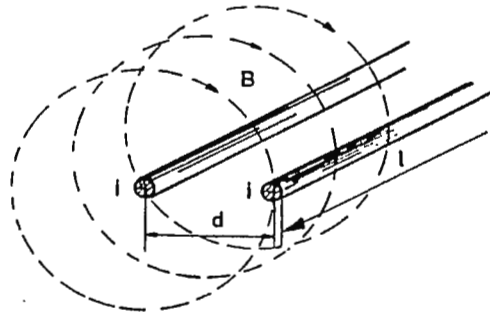


FIG. 3.18: REPRESENTACION DE LA INDUCCION MAGNETICA DEBIDA A LA CORRIENTE EN DOS CONDUCTORES PARALELOS.

En un sistema trifásico, el cálculo de los esfuerzos desarrollados en caso de un cortocircuito línea-línea es muy sencillo, ya que los esfuerzos máximos aparecen cuando fluye la corriente de cortocircuito. Si se sustituye el valor de i en la fórmula anterior por el de la corriente de cortocircuito I_{sc} , y se toma como base una longitud de conductor de un metro, el esfuerzo electrodinámico por metro de conductor es igual a:

$$F = 2.04 \frac{I_{sc}^2}{d} 10^{-8} \text{ kg/m} \quad (\text{ec. 3.4})$$

Cuando el cortocircuito es trifásico, el cálculo de los esfuerzos electrodinámicos es más complejo, sin embargo, los resultados que se obtienen en el caso de la falla línea-línea son más desfavorables, por lo cual se usan estos resultados para dimensionar la resistencia mecánica de las barras colectoras, así como el espaciamiento mínimo entre ellas, para que sean capaces de soportar los esfuerzos electrodinámicos.

Otro fenómeno, presente también al circular las corrientes de cortocircuito, es el esfuerzo térmico adicional que experimentan los aparatos y conductores, y que depende esencialmente del cuadrado de la intensidad y de la duración del cortocircuito. Debe comprobarse si el calentamiento sufrido por las distintas partes de la instalación está dentro de los límites establecidos para cada una de dichas partes.

Para la determinación del calentamiento, se toman en cuenta el valor de la corriente permanente de cortocircuito y el tiempo t el cual abarca el intervalo desde el inicio del cortocircuito hasta la apertura de los interruptores correspondientes. Pero de esta manera se ignora el calentamiento producido por la corriente asimétrica de cortocircuito I_{sc} , y que en muchas ocasiones llega a ser mayor que el calentamiento producido por la corriente simétrica de cortocircuito I_s . Para tener en cuenta este efecto se introduce un tiempo adicional denominado t , cuyo

valor es:

$$\Delta t = \left(\frac{I_{sc}}{I_s} \right)^2 T \text{ segundos} \quad (\text{ec. 3.5})$$

donde:

I_{sc} = corriente asimétrica de cortocircuito en amperios.

I_s = corriente simétrica en amperios.

T = factor de tiempo de las máquinas en segundos

Para cortocircuito trifásico $T = 0.3$ a 0.15

Para cortocircuito línea-línea $T = 0.6$ a 0.25

Los valores de T serán menores mientras mayor sea la distancia del punto afectado al punto de falla.

Para simplificar los cálculos se admiten dos condiciones: primero, se desprecia el intercambio de calor entre los conductores y el medio ambiente, debido al breve tiempo del cortocircuito; segundo, el calor específico del material permanece constante, a pesar del aumento de temperatura de este material. Teniendo en cuenta estas condiciones, el calentamiento es:

$$\theta = \frac{k}{s} I_s^2 (t + \Delta t) \text{ en } ^\circ\text{C} \quad (\text{ec. 3.6})$$

donde:

θ = calentamiento en $^{\circ}\text{C}$.

s = sección del conductor en mm^2 .

k = constante del material

Para cobre $k = 0.0058$

Para aluminio $k = 0.0135$

I_s = corriente simétrica de cortocircuito en amperios.

t = tiempo de duración del cortocircuito en seg.

Δt = tiempo adicional para incluir el calentamiento ocasionado por la corriente asimétrica de cortocircuito en seg.

Las sobretemperaturas admisibles en caso de cortocircuito, son las siguientes:

- Para conductores desnudos:

de aluminio 180°C

de cobre 200°C

- Para cables:

de baja tensión 150°C

de alta tensión de 100° a 120°C (entre 6KV y 20KV)

Hasta el momento se ha discutido sobre la forma de calcular la magnitud de los esfuerzos electrodinámicos, y el calentamiento ocasionado por la corriente de cortocircuito. Es necesario añadir ejemplos concretos de los daños ocasionados por estos fenómenos.

Los esfuerzos electrodinámicos pueden alcanzar valores tales -- que sean capaces de producir deformaciones en barras y conexiones, roturas en aisladores y soportes, y hasta daños severos en las bobinas de los transformadores. En la figura 3.19 se muestra la diferencia entre una barra que fue protegida contra altas corrientes de cortocircuito, y otra que sufrió el paso de éstas, deformándose por efecto de los esfuerzos electrodinámicos asociados.

Para ilustrar los efectos nocivos de los esfuerzos térmicos, en la figura 3.20 se presenta una comparación entre dos juegos de barras sometidos a corrientes de cortocircuito. El de la derecha estaba protegido mediante un dispositivo electromagnético simple y sufrió un calentamiento considerable, mientras que el de la izquierda poseía un dispositivo limitador de corriente, -

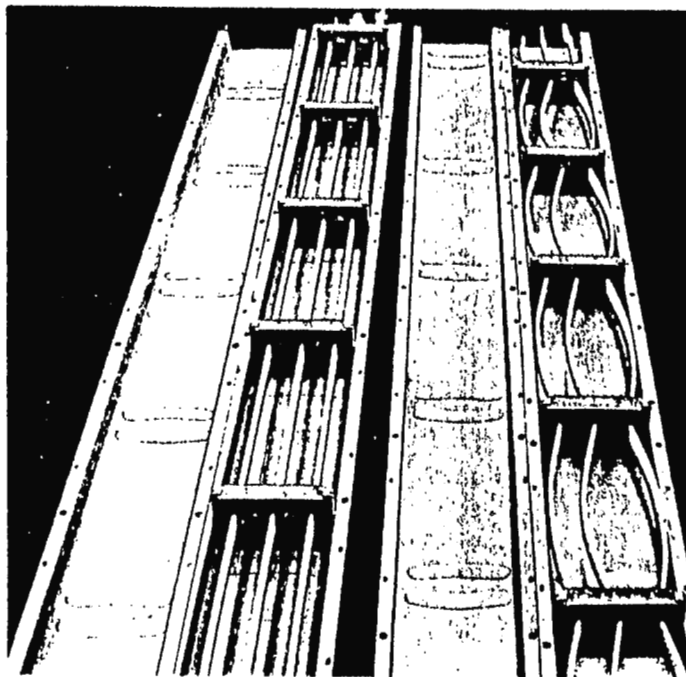


FIG. 3.19: DEFORMACION DE BARRAS DEBIDO A ESFUERZOS ELECTRODINAMICOS.

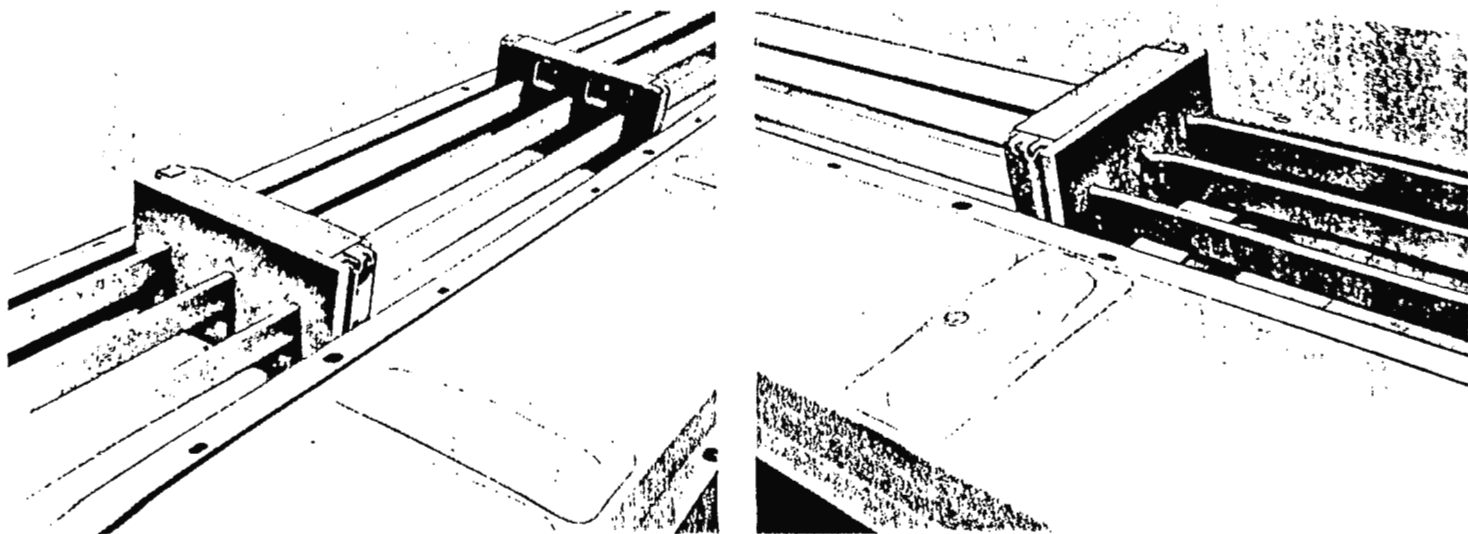


FIG. 3.20: DAÑO EN BARRAS DEBIDO A ESFUERZOS TERMICOS.

lo cual permitió que el calentamiento fuera mínimo, y las barras no sufrieran daño.

CAPITULO IV

ELEMENTOS Y DISPOSITIVOS USADOS EN SISTEMAS DE PROTECCION INDUSTRIALES.

INTRODUCCION.

Los sistemas de protección están constituidos por una diversidad de dispositivos y elementos complementarios, los cuales serán capaces de cumplir con su función protectora y de minimizar los daños a los equipos conectados al sistema, en el evento de una falla, solamente cuando son adecuadamente seleccionados y dimensionados.

Para llevar a cabo el procedimiento de selección, ajuste e instalación de los dispositivos de protección en forma satisfactoria, es necesario conocer de forma muy completa varias características, tanto del sistema de potencia a proteger, como de los elementos a utilizar en el sistema de protección.

Las características más determinantes del sistema de potencia son: voltajes nominales de operación, tipo de carga conectada a

él, corrientes de carga nominales de los diferentes ramales del sistema, la relación reactancia a resistencia (X/R), capacidad instalada, niveles de falla, métodos de aterrizamiento.

En el caso de los diferentes dispositivos que conforman el sistema de protección es necesario conocer los principios de operación, la construcción, las características tiempo-corriente, capacidades de ruptura y tiempos de accionamiento de cada uno de ellos; esto se debe a que tales especificaciones varían mucho según el tipo de dispositivo que se emplee, ya que están afectadas tanto por sus principios de operación como por la forma en que actúa dentro del sistema de potencia.

La gran variedad de elementos que existen para la protección de los sistemas de potencia, obedece al hecho que tales elementos están diseñados para emplearse en diferentes aplicaciones. Como se verá más adelante, los dispositivos de protección más comunes son los destinados a actuar contra sobrecorrientes, pero dentro de éstos existen dispositivos con retardo de tiempo, sin retardo de tiempo, limitadores de corriente, etc. Además hay dispositivos para la protección contra sobrevoltajes, variaciones en la frecuencia, pérdida de una fase en los sistemas polifásicos, cambios súbitos en la presión o temperatura de los transformadores, flujo de potencia inversa en los generadores, etc., sólo por mencionar algunos ejemplos. Aparte de esto se

tiene la necesidad de sistemas auxiliares los cuales aseguran el funcionamiento de muchos de los elementos del sistema de protección, como lo son los bancos de baterías, y los transformadores de instrumento, complementos indispensables de los relevadores.

A continuación se presentarán las características básicas de construcción, funcionamiento, operación, tiempo-corriente, de fusibles, disyuntores de baja y alta tensión y relevadores, así como las especificaciones de interés para los bancos de baterías y transformadores de instrumento, ya que todos estos elementos son los más comunes en los sistemas de protección industriales.

4.1 FUSIBLES.

4.1.1 DEFINICION Y CONSTITUCION. .

El fusible es un dispositivo protector contra sobrecorrientes, constituido por un elemento de aleación metálica, generalmente en forma de alambre, el cual se funde en un tiempo específico - debido al efecto térmico originado por el paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado.

La función de protección se lleva a cabo cuando el fusible se coloca en serie con el circuito eléctrico a proteger, al cual se interrumpe el suministro de potencia por la apertura automática del fusible cuando fluye a través de él una corriente mayor al valor de la corriente nominal de éste.

Existen diversos tipos de fusibles para operar a varios niveles de voltaje y diferentes corrientes de fusión. Las diferencias constructivas básicamente son el resultado de estos distintos niveles de voltaje y corriente de utilización; sin embargo, todos los fusibles constan de un cartucho o parte destinada a ser montada, el elemento fusible propiamente, y elementos de aislamiento y extinción destinados a limitar los efectos del arco eléctrico producido por la interrupción de una corriente de falla.

4.1.2 CARACTERISTICAS DE OPERACION.

El principio de operación del fusible consiste en la fusión de un elemento metálico de aleación, debido al gran aumento de temperatura asociado al paso de una corriente de falla, o simplemente al paso de una corriente cuya magnitud sea mayor que la nominal del dispositivo. Dependiendo de la magnitud de esta corriente se tendrá un tiempo de fusión menor para corrientes de mayor valor y mayor para corrientes de valor bajo.

Esta relación inversamente proporcional se denomina característica tiempo-corriente del fusible y se representa en las curvas de la figura 4.1.

Como puede advertirse en la gráfica, se muestra la relación tiempo contra corriente para fusibles de diferentes capacidades de interrupción nominales, es decir, que comienzan su fusión a diferentes valores de corriente, en una escala logarítmica tanto de corriente en amperios como de tiempo en segundos. La escala de tiempo siempre comienza en 0.01 seg., lo cual es un poco menor que la duración de un ciclo (0.0167 seg.) en una base de 60 Hz.

La relación graficada se conoce como la característica promedio de fusión del fusible, ya que en la práctica la característica

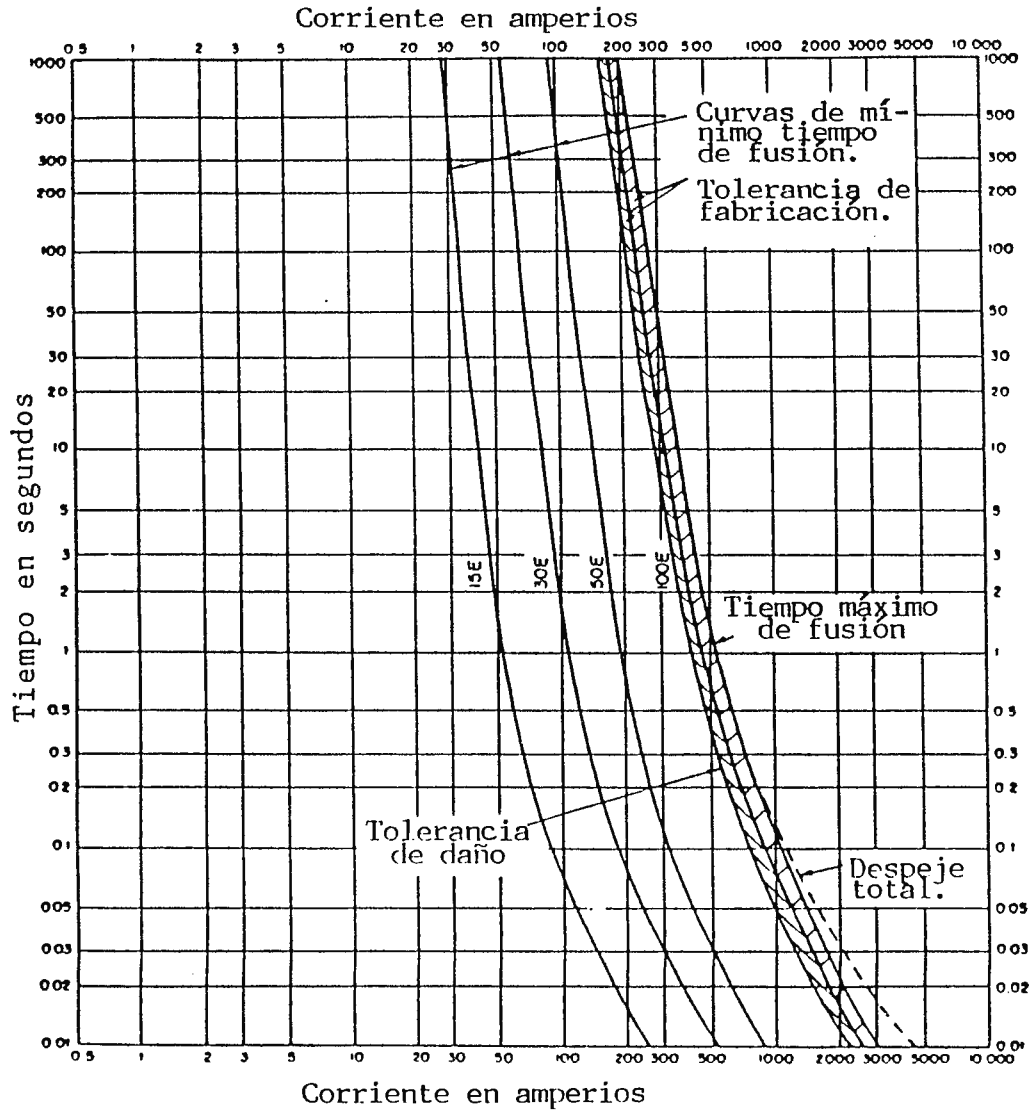


FIG. 4.1: CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS FUSIBLES.

de fusión se encuentra definida mas bien por una banda, que por una curva, lo cual se debe a que las corrientes que originarán la fusión del elemento pueden variar dentro de un rango del $\pm 10\%$ debido a las tolerancias de fabricación. El margen antes mencionado ha sido establecido por las normas ANSI.

La tolerancia de fabricación del elemento fusible está determinada por las variaciones que pueden presentar las siguientes características básicas:

- La proporción exacta en los ingredientes del fusible, cuando se usa una aleación.
- La pureza de un metal tal como el cobre o la plata, cuando éste es usado para fabricar el elemento fusible.
- La sección transversal del elemento fusible.
- La longitud del elemento fusible.

En la última de las curvas de la figura 4.1 se ha representado la banda de valores de corriente para esa curva en particular. La línea a la izquierda de la curva es el límite inferior de la característica de fusión, se conoce con el nombre de característica de tiempo mínimo de fusión, y representa una corriente 10% menor que la corriente de tiempo promedio de fusión. La línea a la derecha de la curva de fusión promedio representa al tiempo de interrupción máxima, siendo el límite superior de la banda de tolerancia, con un valor de 10% adicional a la característica promedio de fusión. En la práctica esta banda indica las variaciones en el tiempo de fusión que puede presentar un elemen-

to fusible para un determinado valor de corriente de falla. Finalmente la línea punteada indica el tiempo total de despeje del fusible. Según la norma ANSI esta curva muestra el máximo tiempo requerido por un fusible para despejar una falla a su voltaje nominal. Esta última característica se conoce como tiempo total de limpieza.

Debe tenerse en consideración, en primer lugar que la corriente superior al valor nominal del fusible lo calienta efectuando un cambio de estado de sólido a líquido lo cual siempre tomará una cantidad de tiempo independientemente de la magnitud de esta corriente, y en segundo lugar que en el momento de la fusión del elemento se establecerá un arco entre los extremos residuales sólidos del elemento fusible, los cuales continuarán fundiéndose alargando su separación hasta que el arco se extinga debido a la separación establecida entre los extremos residuales del elemento fusible. El tiempo de arqueado toma aproximadamente de 1/2 a 1 ciclo; el tiempo que transcurre desde que comienza a circular la corriente de falla hasta que el arco se extinga es el tiempo total de limpieza.

Para el caso de la figura 4.1, la característica del fusible denominado con la clasificación 100E indica que para una corriente de falla de 1000A, el tiempo de fusión variará entre aproximadamente 0.049 y 0.12 segundos, con un tiempo total de limpieza de

aproximadamente 0.13 segundos.

La anterior característica corresponde a fusibles de propósito general y según la norma ANSI C 37.46-1981 debe cumplir con los siguientes requerimientos:

1. El fusible debe ser capaz de transportar su corriente nominal en forma continua.
2. Un fusible con corriente nominal de 100A o menos debe abrir en un lapso no mayor de 300 seg. a un valor de corriente **rms** dentro de los valores del 200 al 240% de su rango continuo.
3. Un fusible con un rango superior a los 100A debe abrir en un lapso no mayor de 600 seg. a un valor de corriente **rms** dentro del rango de 220 a 264% de su corriente nominal.

4.1.3 TIPOS DE FUSIBLES.

De acuerdo a las necesidades y aplicaciones que se tengan, así como los niveles de voltaje y corriente de los circuitos en los cuales se van a utilizar, existen muchos tipos de fusibles. Los fusibles son dispositivos simples y comparativamente baratos en relación a otros dispositivos de protección que pudieran usarse para la misma aplicación; por estas razones los fusibles se em-

plean tanto en circuitos electrónicos con valores nominales que no llegan a la decena de voltios o amperios, como en circuitos de alta potencia con rangos de varias decenas de KV y niveles de fallas bastante altos. Obviamente, entre ambos límites de aplicación existe una gran diversidad de posibilidades de uso como lo son instalaciones residenciales, comerciales, industriales, circuitos de distribución eléctrica, etc., y en cada caso los fusibles deben responder a las necesidades específicas de aislamiento, rangos de corriente, montaje, facilidad de reposición, tiempo de respuesta e incluso limitación de corriente, dando lugar a una enorme variedad de tipos de fusibles, los cuales pueden agruparse en muchas clasificaciones.

Algunas de las clasificaciones más importantes obedecen al tipo de aislamiento del elemento fusible, al nivel de voltaje de utilización, a los materiales empleados en la construcción del elemento fusible, a aplicaciones específicas (por ejemplo los usados en protección de motores), a la velocidad de operación, etc.

Sin embargo, algunas de estas clasificaciones no son prioritarias para el propósito de este estudio, por lo cual se tomará como base para describir a los tipos de fusibles más comunes en el campo industrial, a una clasificación bastante simple, la cual es el nivel de voltaje. Se consideran fusibles de potencia, según las normas ANSI, a todos aquellos que poseen un rango de

voltaje superior a los 600 voltios, los cuales se denominaran - fusibles de alta tensión. A los fusibles con un rango de voltaje de 600 voltios o menor se considerarán como fusibles de baja tensión.

4.1.3.1 Fusibles de Alta Tensión.

Dentro de esta clasificación los tipos más comunes son el limitador de corriente, y sobre todo el tipo expulsión. Existen también fusibles en cartuchos con aceite aislante, los cuales son usados preferentemente en redes subterráneas, por lo cual no serán objeto de estudio más adelante.

4.1.3.1.1 Fusible del Tipo de Expulsión.

Este tipo de fusible se emplea generalmente para protección de sistemas de distribución, plantas industriales, protección de circuitos de alimentación, fallas primarias en transformadores, y protección de bancos de capacitores.

Básicamente constan de un tubo confinador del arco el cual contiene un gas desionizante y un elemento fusible en su interior. Durante la interrupción del arco, debido a la rápida fusión del elemento fusible se origina una rápida producción de gases presurizados al interior del tubo del fusible, los cuales se acumu

lan estrechando, comprimiendo y enfriando al arco, llegando incluso a escapar por los extremos del tubo expulsando partículas que pudieran sostener el arco. La presencia de los gases desionizantes, y su alta presión y turbulencia aumentan la rigidez dieléctrica en el interior del tubo, previniendo el reencendido del arco y expulsando a los iones que pudieran facilitar la conducción de éste.

Existen tres tipos de cortacircuitos fusibles de expulsión: los denominados encapsulados, los cuales poseen terminales, portafusibles y ganchos para el montaje del fusible dentro de un receptáculo aislado; los abiertos, los cuales constan de las mismas partes que los anteriores, pero se encuentran expuestas, tal como su nombre lo indica, estando montada sobre un aislador ade--cuado, y finalmente los de elemento abierto, que no poseen un receptáculo, por lo cual el elemento se encuentra expuesto y debe poseer un tubo confinador del arco incorporado. En la figura 4.2 se muestran los tres tipos.

Los elementos de los fusibles tipo expulsión constan de tres partes básicas, cada una se identifica en la figura 4.3, y son el botón, el elemento fusible propiamente y un conductor de guía. Existen varios tipos de elementos diseñados para ajustarse en cada uno de los portafusibles antes descritos.

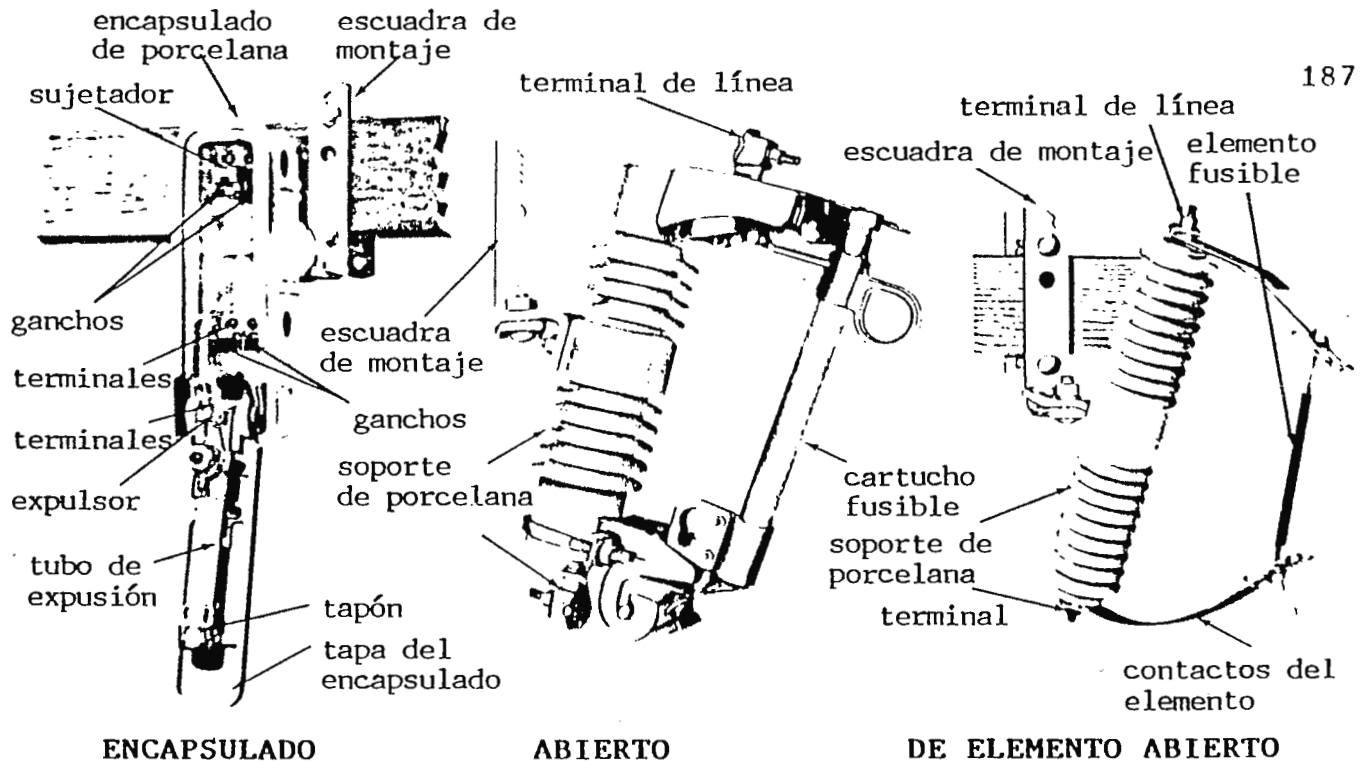


FIG. 4.2: FUSIBLES DEL TIPO EXPULSION TIPICOS.

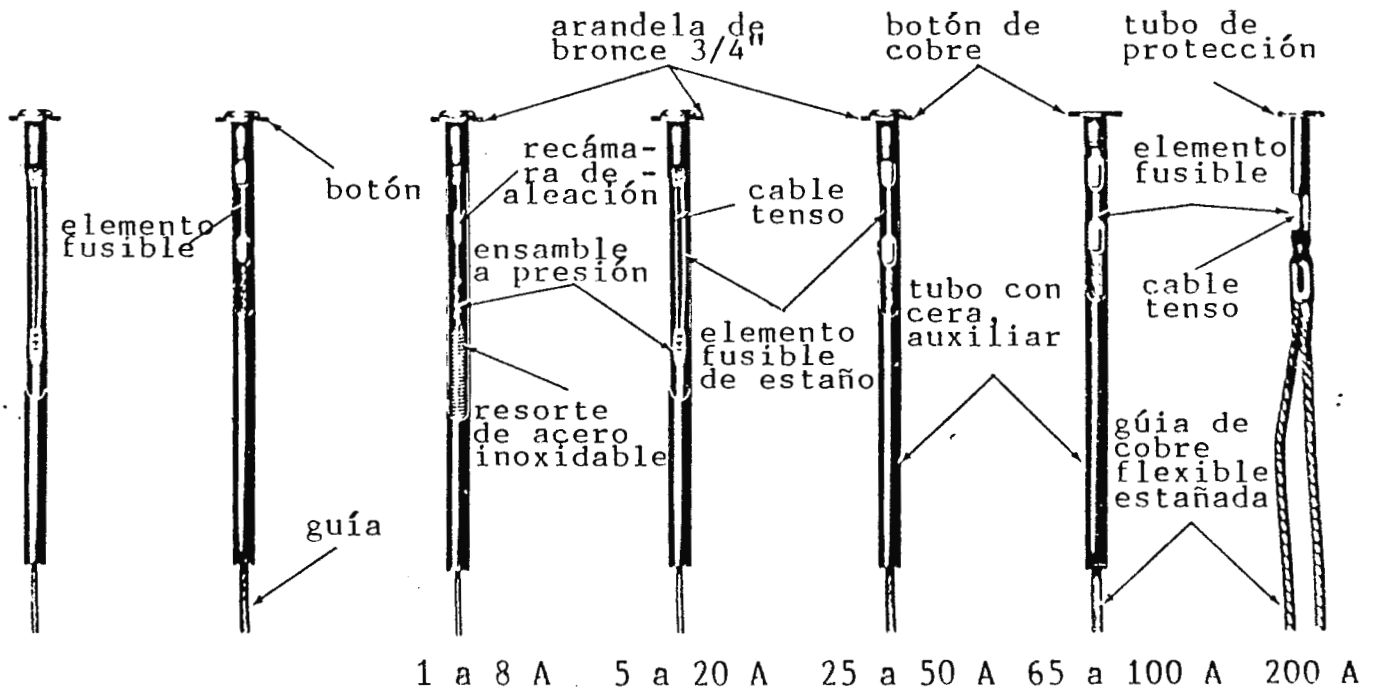


FIG. 4.3: CONSTRUCCION TIPICA DE ELEMENTOS FUSIBLES DE 1 A 200 AMPERIOS.

Muchos fusibles poseen una intercambiabilidad mecánica, pero esto no asegura que tengan características tiempo-corriente similares; para asegurar una intercambiabilidad eléctrica, resultado de tener uniformidad en las características tiempo-corriente, se clasifica a los fusibles de un tipo específico mediante una letra de identificación.

La NEMA divide a los elementos dentro de dos tipos designados por las letras K y T. Los elementos K tienen característica rápida, mientras que los T presentan una fusión más lenta.

La diferencia entre ambos tipos estriba en que si se tienen fusibles K y T del mismo rango, el fusible T comienza su fusión en un tiempo mayor que el fusible K.

En la figura 4.4 se muestran las diferencias en las características tiempo-corriente de un fusible tipo K y otro tipo T, ambos con una corriente nominal de 15 amp.

En la tabla 4.1 se presentan valores típicos de capacidades interruptivas y corrientes nominales continuas de fusibles del tipo de expulsión.

VOLTAJE MAXIMO DEL SISTEMA (KV)	TIPO	RANGO DE CORRIENTE (A)	CAPACIDAD INTERRUPTIVA (A)
5.2	ENCAPSULADO	50, 100 & 200	1.6 - 12.5
7.8	ENCAPSULADO	50, 100	1.4 - 8.0
7.8	ABIERTO	50	1.2
7.8 / 13.5	CERRADO	100, 200	3.6 - 12.5
15.0	ABIERTO	50	1.2
15.0	CERRADO	100, 200	2.8 - 10.0
15 / 26	CERRADO	100, 200	2.8 - 5.6
18.0	ABIERTO	50	0.75
27.0	CERRADO	100	1.1 - 8.0
38.0	CERRADO	100	1.3 - 5.0

TABLA 4.1: SUMARIO DE RANGOS DISPONIBLES PARA CORTACIRCUITOS FUSIBLES DEL TIPO EXPULSION.

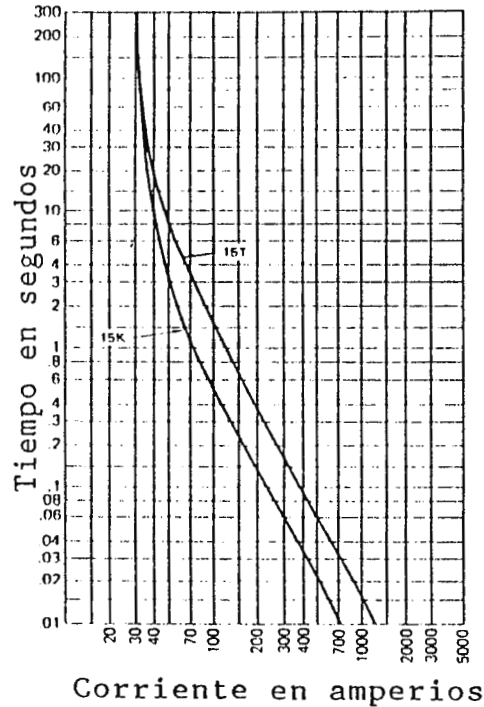


FIG. 4.4: CURVAS DE MINIMO TIEMPO DE FUSION PARA ELEMENTOS RAPIDOS Y LENTOS DEL MISMO RANGO.

4.1.3.1.2 Fusibles limitadores de corriente.

Este tipo de fusible está diseñado en forma tal que la fusión de su elemento introduzca una alta resistencia dentro del circuito que protege, evitando que se alcance el pico de corriente asimétrica disponible del primer medio ciclo, no pudiendo desarrollarse la semi-onda correspondiente a este periodo de tiempo, presentándose una magnitud inferior de corriente denominada pico de corriente permisible, o máxima corriente permisible, con una característica de limpieza distorsionada, como resultado de la alta resistencia introducida por el arqueo, tal como se mues

tra en las gráficas de la figura 4.5.

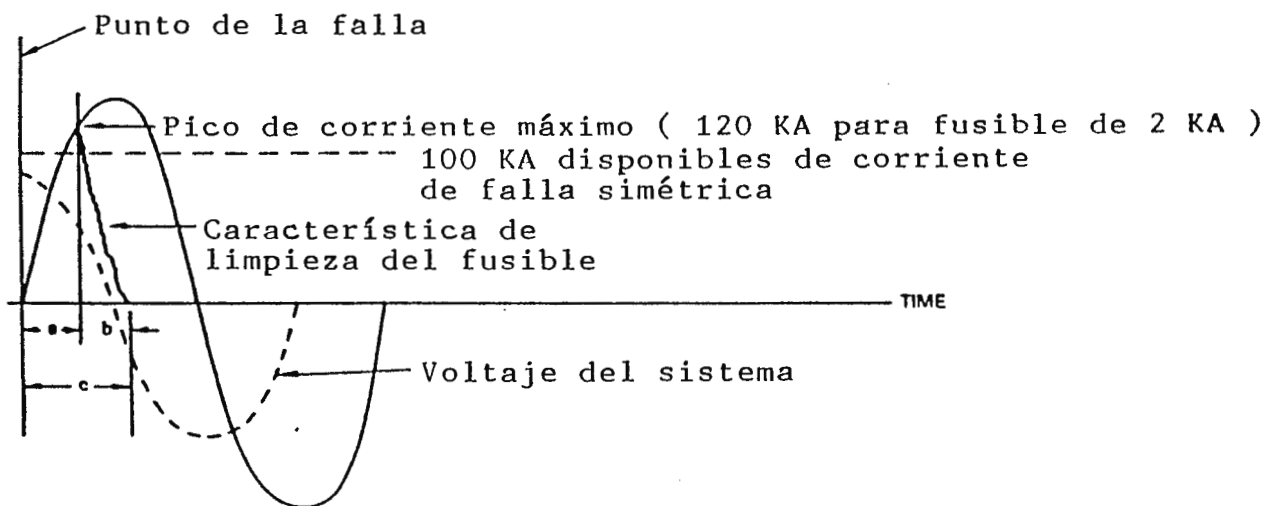


FIG. 4.5: CARACTERISTICA TIPICA DE LIMITACION DE CORRIENTE.

Generalmente el pico de corriente permisible alcanza un valor - mucho menor que el pico de corriente que pudiera fluir sin la - acción limitadora de corriente del fusible.

Los fusibles limitadores de corriente también son clasificados en base a letras. La letra E designa a los fusibles limitadores de corriente de propósito general, mientras que los designados por la letra R poseen una característica especial, y es que la magnitud numérica que acompaña a la letra R es un centésimo de los amperios necesarios para abrir el fusible en 20 seg.

Un fusible limitador de corriente de propósito general, debe -

ser capaz de interrumpir todas aquellas corrientes en el rango establecido entre su máxima capacidad interruptiva y aquella que cause su fusión en una hora.

No debe ser usado para protección contra sobrecargas, ya que generalmente es eficiente para interrumpir corrientes del 200% de su valor nominal, para los clase E, y del 300% de su valor nominal por los no marcados clase E. La aplicación típica de este tipo de fusible es para la protección de transformadores de potencia y de circuitos alimentadores. Los fusibles limitadores de corriente tipo R se usan en la protección de motores que pueden originar una corriente de falla muy alta.

La utilización de estos fusibles tiene una desventaja; la aparición de sobrevoltajes transientes en el sistema durante el proceso de interrupción.

En la figura 4.6 se muestran unas curvas típicas tiempo contra corriente de fusibles limitadores de corriente, comparadas a otras indicativas del comportamiento de los fusibles del tipo expulsión. Las más estrechas y verticales corresponden a los fusibles limitadores de corriente.

Para los fusibles limitadores de corriente existen además otro tipo de curvas, denominadas curvas de pico de corriente instan-

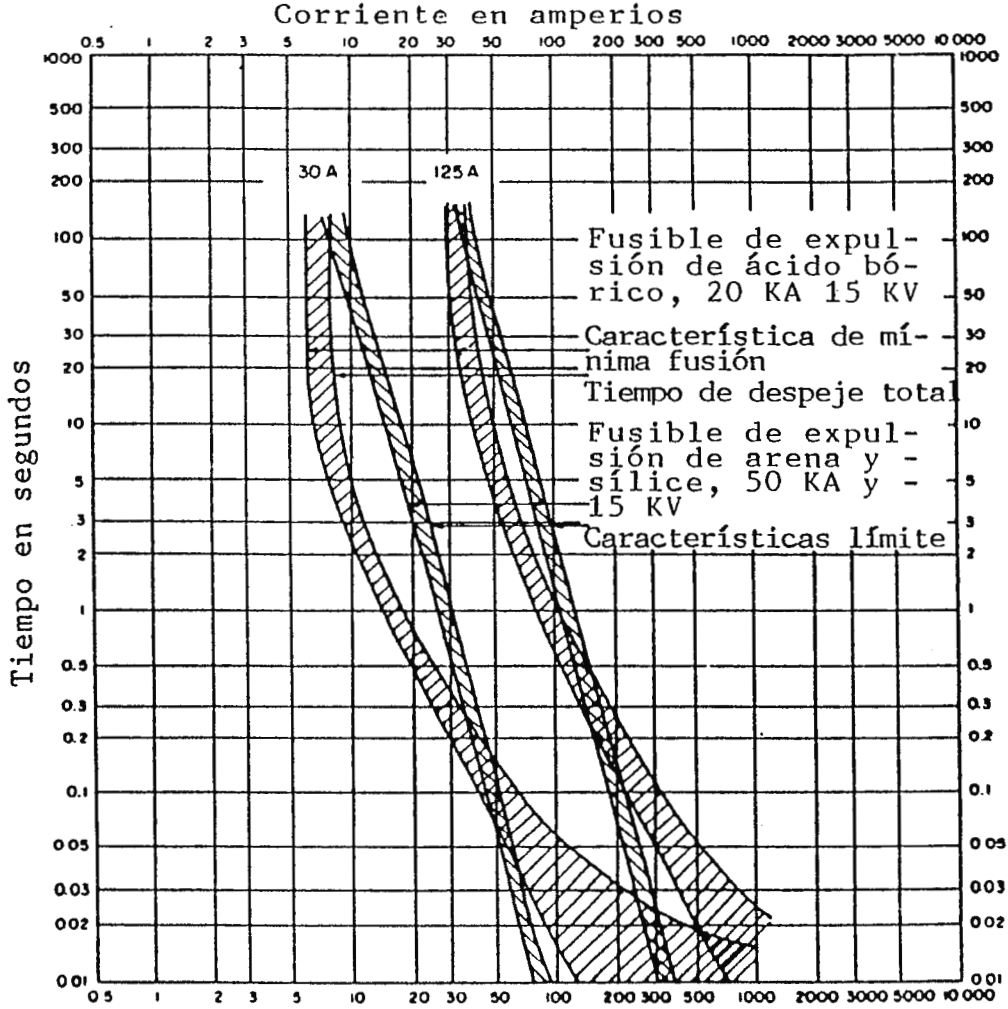


FIG. 4.6: COMPARACION ENTRE LAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE Y TIPO EXPULSION.

táneas. Estas curvas indican el grado de limitación de corriente que cada fusible es capaz de ejercer, de acuerdo a su rango. En el eje horizontal se tienen los valores de corriente rms simétrica de falla, disponible en el circuito, mientras que en el vertical los picos de corriente asimétrica que es posible obte-

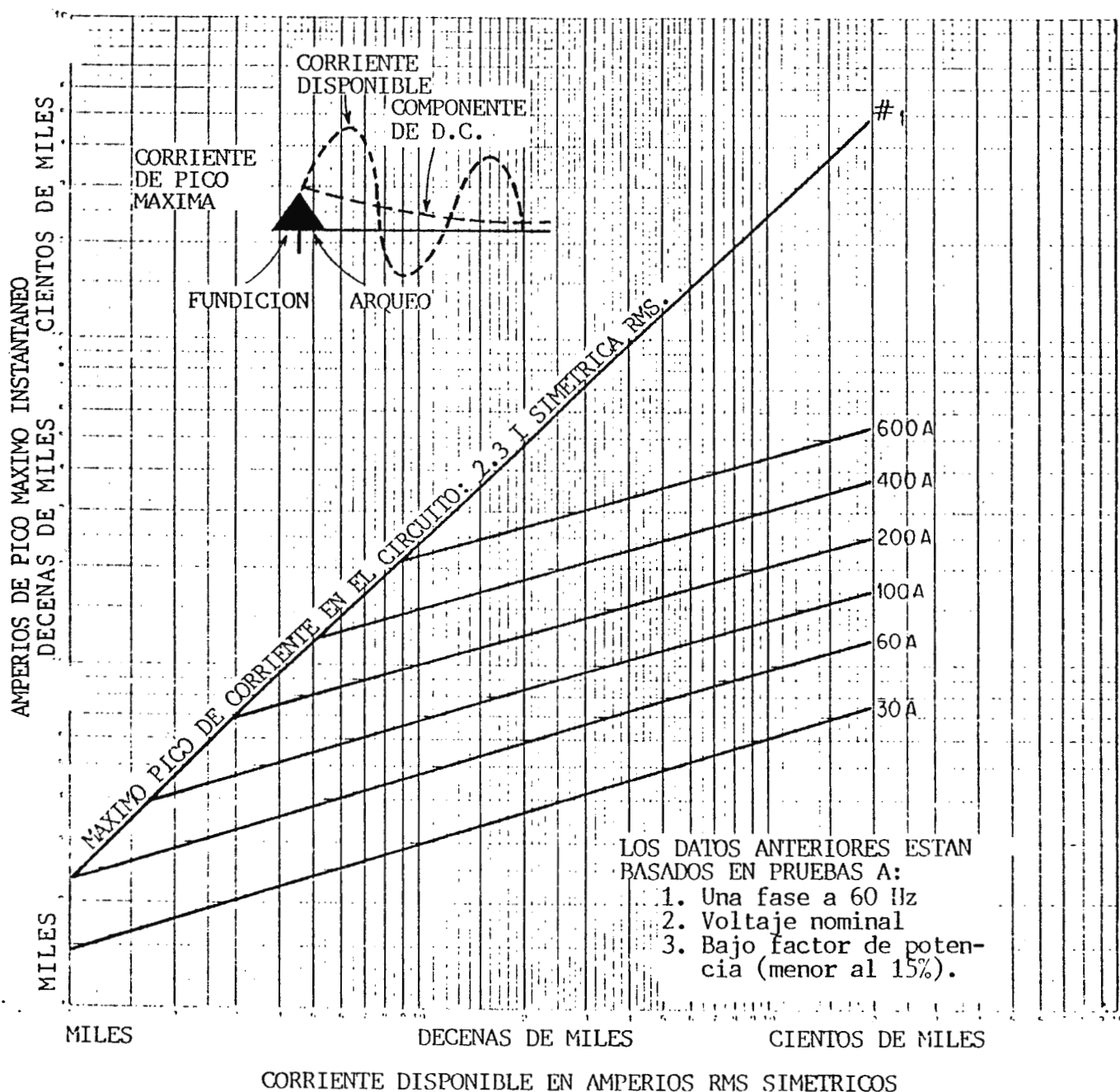


FIG. 4.7: CURVAS DE PICO DE CORRIENTE DISPONIBLE.

ner. Ambas escalas son logarítmicas, y las denominaciones comienzan desde los miles de amperios. Una diagonal, generalmente calculada para un factor de potencia del sistema de distribución de 15% (Relación $X/R = 6.6$) el cual produce un factor de asimetría de 2.3, indica los picos máximos que pueden alcanzarse, si no existiera la limitación del fusible, mientras que diferentes diagonales indican la limitación que cada fusible puede ejercer según su valor de corriente nominal.

En la figura 4.7 se muestra una gráfica con las curvas de pico de corriente permisible, de fusibles limitadores de corriente de diferentes rangos.

4.1.3.2 Fusibles de baja tensión.

Dentro de los fusibles de baja tensión, se cuenta con varios tipos de cartuchos, los cuales difieren en dimensiones de acuerdo a los rangos de corriente y voltaje. Estos cartuchos poseen generalmente contactos ferrosos, para rangos menores de 60 amp., los cuales incluirán una cuchilla de contacto para corrientes mayores.

De acuerdo a sus características de operación, se tienen: fusibles no limitadores de corriente, los cuales no poseen una capacidad interruptiva específica, para cada valor de corriente de

fusión, sino que todos tienen una máxima capacidad de interrupción de 10000 amperios; fusibles limitadores de corriente, los cuales se usan en sistemas que poseen una corriente de cortocircuito disponible superior a la máxima corriente de cortocircuito que son capaces de soportar los dispositivos conectados a este sistema; y los de retardo de tiempo que como su nombre lo indica pueden soportar sobrecargas momentáneas, pero se funden si éstas se sostienen, pudiendo tenerse además fusibles de doble elemento en serie, con un elemento adicional de fusión rápida para proteger contra corrientes de cortocircuito.

4.1.3.2.1 Tipos de cartuchos fusibles.

Los cartuchos fusibles de diferentes características y tipos han sido clasificados por las normas ANSI y UL dentro de las siguientes clases:

- a) Misceláneos. Poseen rangos de voltaje entre los 125 y 600 v. y se usan específicamente en circuitos de control y electrónicos.
- b) Tipo H. Están contruidos generalmente con un elemento de zinc, teniendo rangos de voltaje entre 250 y 600 v., pudiendo tener doble elemento con retardo de tiempo, lo cual implica que este retardo es de un mínimo de 10 seg. al 500% de su

rango. Todos los rangos tienen una capacidad interruptiva máxima de 500 amperios.

- c) Tipo K. Estos fusibles son intercambiables con el tipo H, pero son denominados de alta capacidad interruptiva, ya que han sido probados a varios niveles de corriente de falla disponible con magnitudes muy por encima de su rango, pudiendo ser éstas de 50000, 100000 ó 200000 amperios rms, con un retardo de tiempo idéntico al tipo H, siendo especificados también con valores de corriente de pico disponibles aún cuando no son limitadores de corriente.
- d) Tipo R. Este tipo es limitador de corriente y es estrictamente no intercambiable con los otros tipos, a tal grado que posee ranuras en sus contactos para evitar ser conectado en circuitos que utilicen los otros tipos de fusibles, o para que otros fusibles ocupen su lugar.
- e) Tipo J. Estos son limitadores de corrientes y también son no intercambiables con otros tipos, teniendo un rango común de voltaje especificado de 600 voltios o menores, y una capacidad interruptiva máxima de 200000 amperios rms.
- f) Tipo L. Son limitadores de corriente con un rango de voltaje único menor a los 600 voltios y una capacidad interruptiva -

común de 200000 amp. **rms**, y valores de corriente de fusión - de 601 a 6000 amp. **rms**.

4.1.4 CARACTERISTICAS TECNICAS Y CRITERIOS DE SELECCION DE FU SIBLES.

Las características técnicas que son de importancia particular para la aplicación de los fusibles son las siguientes: rango de corriente, rango de voltaje, frecuencia nominal, capacidad inte
rruptiva, picos permisibles de corriente, máxima energía térmi-
ca de limpieza y retardo de tiempo.

Un fusible debe ser seleccionado según su voltaje, su corriente nominal continua y su capacidad interruptiva. Todas estas características dependen del voltaje del sistema, la corriente de -
carga, el tipo de sistema de distribución, así como su nivel de corriente de falla disponible. Deben tomarse en cuenta también el crecimiento de carga y la posibilidad de modificaciones en -
el sistema. Además de estos datos debe contarse con la relación reactancia a resistencia (X/R) del sistema.

La corriente nominal continua del fusible debe ser mayor o por lo menos igual a la máxima corriente de carga continua que debe conducir. Deben tenerse en cuenta también las posibles sobrecar
gas de corriente que pudieran existir dentro del sistema, como

las debidas al arranque de motores o a la energización de transformadores.

El rango apropiado de voltaje debe determinarse por las siguientes características del sistema: voltaje máximo del sistema fase-fase o fase neutro, aterrizamiento del circuito, aplicación en circuitos monofásicos o trifásicos, ya que estas características determinan el voltaje de recuperación a 60 hertz soportado entre los terminales luego que el fusible ha despejado la corriente de falla. Sin embargo la aplicación es bastante simple ya que para sistemas flotantes el rango de voltaje máximo de los fusibles debe ser igual o mayor que el voltaje máximo fase a fase del sistema, y en sistemas trifásicos efectivamente aterrizados el rango de voltaje máximo debe ser igual o mayor al voltaje máximo fase a tierra del sistema para cargas monofásicas, o al voltaje máximo fase a fase del sistema para cargas trifásicas.

La capacidad interruptiva simétrica de los fusibles debe ser igual o mayor que la máxima corriente de falla posible calculada en el lado de la carga del fusible.

Además, para la correcta aplicación de los fusibles se requiere un conocimiento de las características del equipo a proteger, siendo de particular importancia los siguientes factores: capa-

idades de sobrecarga y de tiempo corto de los equipos, las corrientes transitorias que los equipos pudieran originar tales - como las de arranque de motores, irrupción de capacitores, y - finalmente la importancia relativa entre la protección del equipo y la continuidad del servicio del sistema.

4.1.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN LA OPERACION DE LOS FUSIBLES.

Debido a su operación basada en la transferencia de energía térmica que origina la fusión de un solo elemento metálico, la función de protección del fusible presenta las siguientes características:

- Falla de fase. Como los fusibles son dispositivos monofásicos, en los circuitos trifásicos existe la posibilidad de no aislar completamente a un circuito fallado, por ejemplo cuando ocurre una falla monofásica, se abrirá solamente el fusible de la fase bajo falla.
- Los fusibles no pueden ajustarse. Esto quiere decir que cada fusible posee solamente un valor de corriente de fusión, y una curva característica promedio de tiempo contra corriente, lo cual origina una limitada elección de características de protección.

- Los fusibles no poseen una acción repetitiva. Esto quiere decir que una vez que un fusible ha despejado una corriente de falla su elemento metálico ha sido destruido y debe ser reemplazado.

- La protección puede reducirse o perderse luego de la operación. Debido a la necesidad de reemplazo de los fusibles debe tenerse en cuenta que al sustituir un fusible, el nuevo elemento debe poseer idénticos rangos de voltaje, corriente, capacidad interruptiva, etc., y de variar alguno de estos requerimientos el grado de protección que puede ofrecer podría haberse disminuido.

- Los fusibles son afectados por la temperatura ambiente. Esto se debe a que son dispositivos térmicos y por lo tanto la influencia de la temperatura ambiental es mucho mayor que sobre cualquier otro dispositivo de protección, aunque no es de mucha importancia en circuito de alto voltaje.

- Operación muy rápida. Debido a su gran velocidad de operación los fusibles limitan los daños ocasionados por las corrientes de cortocircuito.

- Simplicidad y economía. Los fusibles y los interruptores asociados a ellos son mucho más simples y económicos que otros dispositivos.

positivos protectores, sobre todo para circuitos con bajos valores de corriente, alrededor de 200 amperios o menores.

4.2 DISYUNTORES.

4.2.1 DEFINICION.

Disyuntor es el dispositivo electromecánico y de accionamiento eléctrico encargado de conectar y desconectar, una o varias veces, ya sea en condiciones normales o anormales de operación un circuito eléctrico.

Podría enfatizarse que la más importante de sus funciones es la de llevar a cabo la interrupción de los circuitos eléctricos en condiciones de falla, ya que está diseñado para soportar el paso de altas corrientes, y para ser capaz de interrumpir las corrientes de falla con seguridad sin sufrir daños debido a los esfuerzos electrodinámicos y térmicos ocasionados por éstas.

Los disyuntores deben responder a las necesidades del circuito al cual deben proteger. Por esta razón varían muchísimo en cuanto a capacidad, características constructivas y medios de interrupción. Por circuito debe entenderse tanto a la fuente de suministro como a la carga conectada a él; el suministro determina los requerimientos de voltaje, frecuencia y capacidades interruptivas, mientras que la carga generalmente influye en las magnitudes de las corrientes nominales, los límites de operación y la naturaleza de las corrientes, tanto de operación nor-

mal como de falla.

Existe una gran variedad de disyuntores, muchos de los cuales - son de accionamiento directo, mientras otros son accionados por dispositivos complementarios. Además dependiendo de la magnitud de la corriente, y de la tensión nominal del circuito que protegen cuentan con medios muy diferentes para llevar a cabo la interrupción de la corriente de falla, la extinción del arco subsecuente, así como para evitar el reencendido del mencionado arco.

4.2.2. TIPOS DE DISYUNTORES.

Como se ha mencionado anteriormente, existe una gran variedad de disyuntores, y sus características operativas y medios de interrupción se adaptan a los niveles de tensión nominal, corriente de carga y corriente de falla que presentan los circuitos que deban interrumpir.

Los diferentes medios de interrupción en alta tensión están destinados a ofrecer mayor confiabilidad y economía en donde se necesite. Así existen interruptores con recámaras de extinción en vacío, de soplado magnético, con presión de aire, en baño de aceite, con hexafluoruro de azufre, entre los medios de extinción más comunes. En baja tensión se dispone de disyuntores de aire y termomagnéticos de caja moldeada.

Pueden establecerse muchas clasificaciones, atendiendo a las diferentes características de los tipos de disyuntores mencionados, pero se considerará una división que designa principalmente la aplicación de los disyuntores, esto es, se dividirán en disyuntores de bajo voltaje y disyuntores de potencia.

4.2.2.1 Disyuntores de Bajo Voltaje.

Este tipo de disyuntores son los normalmente llamados de caja -

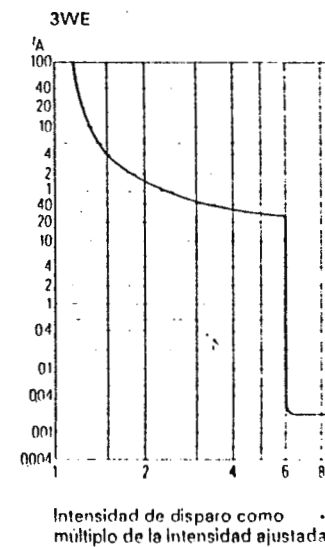
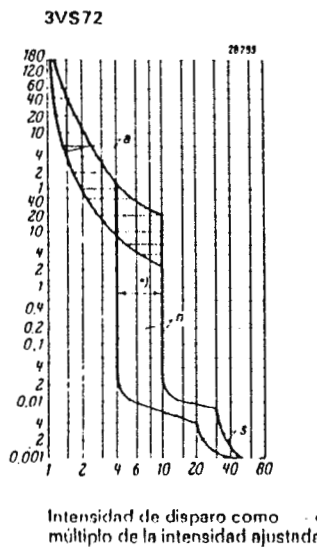
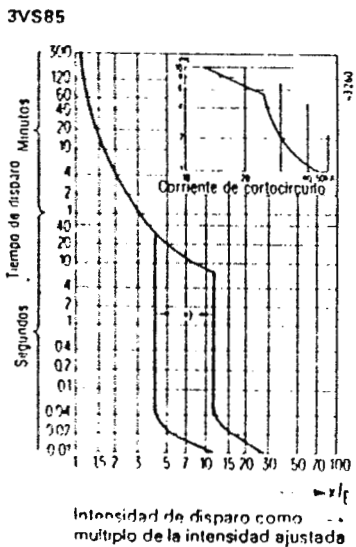
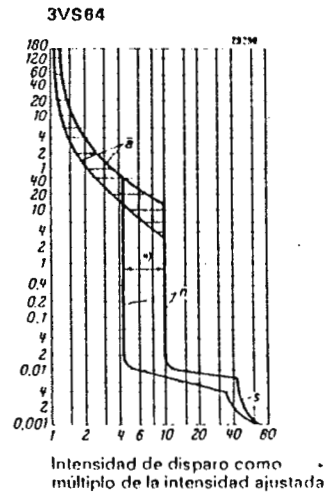
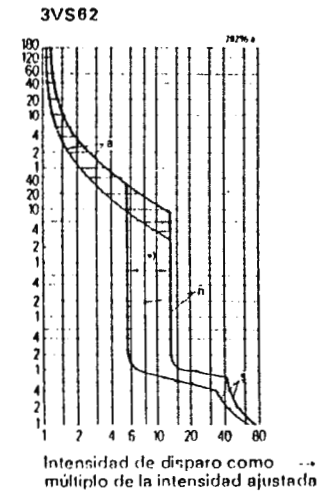
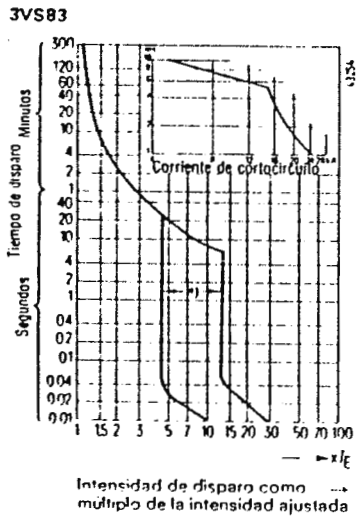
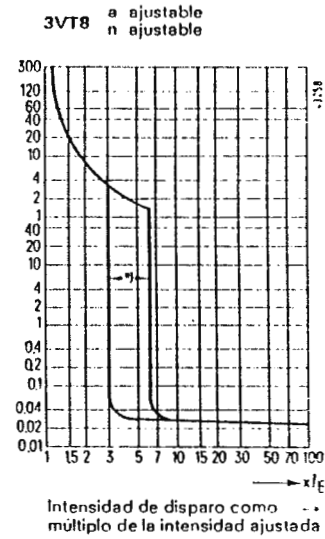
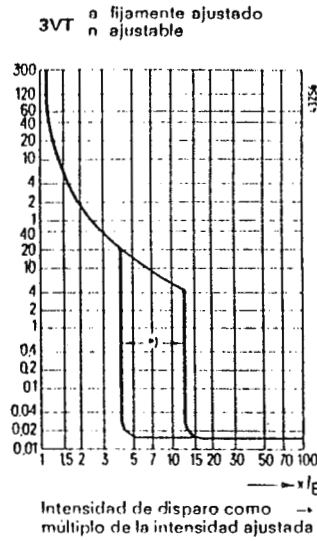
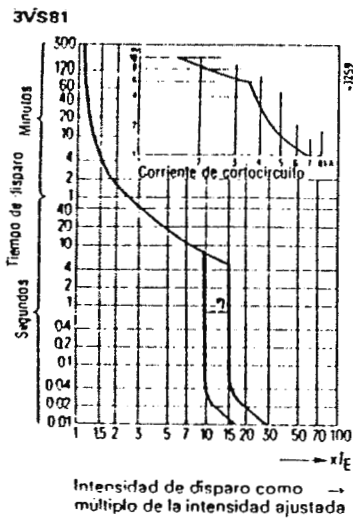
moldeada, y se aplican en sistemas menores de 600v.

La característica principal de estos disyuntores es que son de accionamiento directo, esto quiere decir que llevan a cabo su operación sin necesidad de ningún dispositivo auxiliar, están capacitados para sensar por sí mismos las condiciones de falla, y son dispositivos de protección contra sobrecorriente.

Generalmente tienen integrados dispositivos de accionamiento y protección los cuales pueden ser: térmicos, magnéticos o una combinación de ambos.

Otra característica muy importante es que se encuentran disponibles en una gran variedad de corrientes de disparo y de características inversas de tiempo-corriente. Muchos de estos dispositivos, sobre todo los de tensiones más bajas, son ajustables, tanto en la corriente de disparo como en el tiempo de accionamiento, llegando a disponer, incluso de diferentes características tiempo-corriente con el fin de facilitar su aplicación. En la figura 4.8 se muestran varias curvas características de disparo de diferentes disyuntores termomagnéticos ajustables.

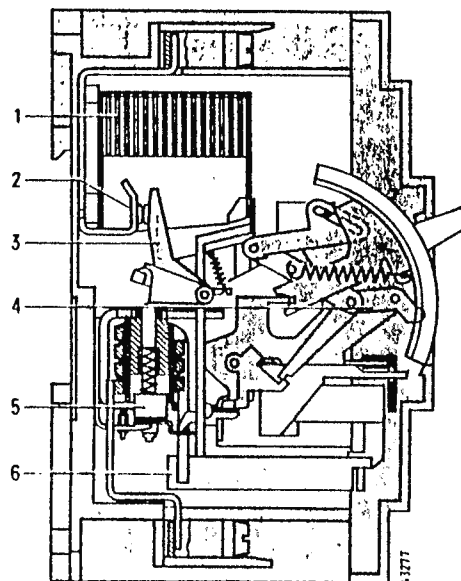
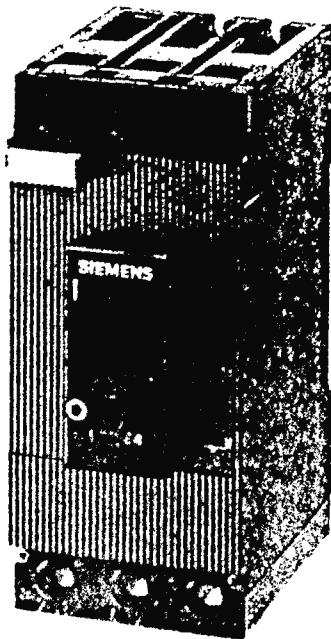
Las dimensiones de estos dispositivos aumentan en virtud de la capacidad de corriente, y del nivel de aislamiento que deban manejar.



- a Disparos de sobretensión térmicamente retardada
- n Disparos de sobretensión electromagnética retardada
- s Disparo superlatente
- Posibilidad de ajuste (dependiente del interruptor)

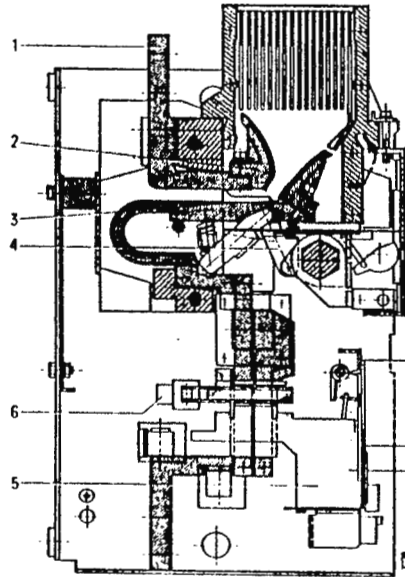
FIG. 4.8: CURVAS CARACTERISTICAS DE DISPARO DE DISYUNTORES DE CAJA MOLDEADA.

En la figura 4.9 se presenta un disyuntor de bajo rango de tensión y corriente destinado para la protección de motores, mientras que en la figura 4.10 se muestra un disyuntor de mayor capacidad destinado a proteger una red de distribución industrial.



- 1 Cámara de extinción
- 2 Contacto fijo
- 3 Contacto móvil
- 4 Mecanismo de maniobra
- 5 Disparador de sobrecorriente electromagnético sin retardo
- 6 Disparador de sobrecorriente térmicamente retardado

FIG. 4.9: DISYUNTOR DE BAJA CAPACIDAD A BAJA TENSION (CAJA MOLDEADA)



Vista en sección
del interruptor,
sin acclonamiento

- 1 Cámara de extinción
- 2 Contacto fijo
- 3 Contacto móvil
- 4 Mecanismo de maniobra
- 5 Disparador de sobretensión electromagnético sin retardo
- 6 Transformador de los disparadores de sobretensión térmicamente retardados

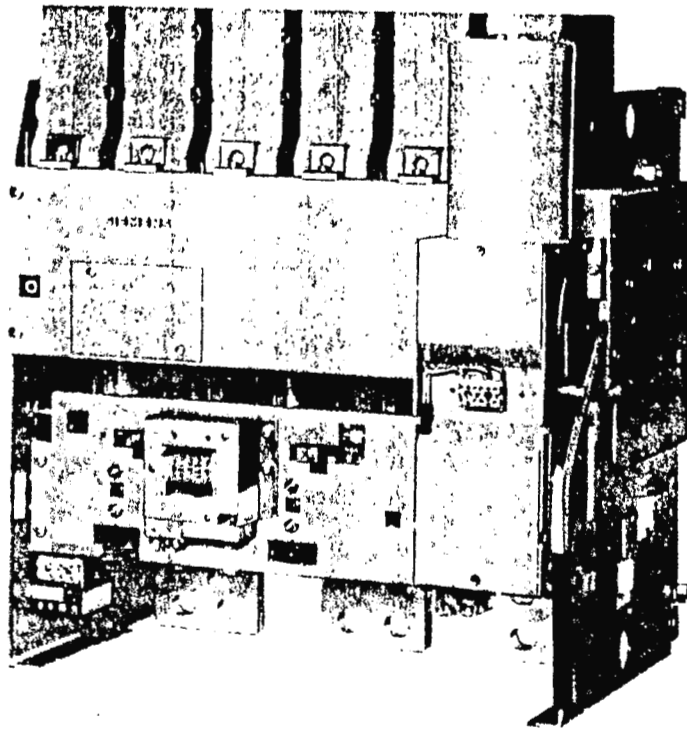


FIG. 4.10: DISYUNTOR DE GRAN CAPACIDAD A BAJA TENSION.

Las aplicaciones básicas de los disyuntores termomagnéticos en caja moldeada son las siguientes:

- Protección de motores de diferentes capacidades.
- Protección de circuitos que no exceden 2500 A de capacidad.
- Protección de conductores, cables y ductos.
- Protección de tableros de maniobra y distribución.

Para baja tensión existen también disyuntores con cámaras de extinción de aire, normalmente de mucha mayor capacidad, en los cuales la sobrecorriente fluye directamente a través de bobinas muy robustas. Estas bobinas operan mecanismos de acción directa los cuales proporcionan una interrupción magnética instantánea. Estos disyuntores frecuentemente se equipan con dispositivos - ajustables de interrupción de tipo estático, pudiendo obtener - acciones lentas o rápidas.

Las aplicaciones más comunes de los interruptores electromagnéticos en aire son las siguientes:

- Para la protección de alimentadores.

- Para la protección de equipos, cables y ductos.
- Para la protección de subestaciones de pequeña capacidad y de tableros de mando.
- Para la protección de ramales importantes en sistemas de distribución industrial.

Los datos técnicos más importantes para los disyuntores directamente accionados son los siguientes:

- Intensidad nominal. Este valor de corriente corresponde a la máxima intensidad que puede circular por el dispositivo sin accionarlo.
- Tensión de recuperación. Que sería la mayor diferencia de potencial que puede soportar entre sus contactos una vez efectuada la desconexión.
- Temperatura ambiente admisible. Rango comprendido entre la menor y mayor temperatura ambiente de operación, sin que se alteren significativamente sus características.
- Capacidad de ruptura. Este valor de corriente corresponde a la máxima intensidad de corriente de cortocircuito que interrum

pe el disyuntor sin sufrir daño.

Cada una de estas especificaciones da origen a rangos normalizados, los cuales están definidos, para todos los tipos de disyuntores por las siguientes instituciones: ASA (American Standards Association), NEMA (National Electric Manufacturers Association) UL (Underwriters Laboratories) y ANSI (American National Standards Institute). En la tabla 4.2 se muestran los rangos normalizados para las capacidades interruptivas de los disyuntores de caja moldeada, mientras que en la tabla 4.3, las capacidades interruptivas y las corrientes de disparo de los disyuntores de aire de bajo voltaje y gran capacidad.

Capacidad interruptiva (A rms)			Rangos de las bobinas de disparo (A)
240 V	241-480 V	600 V	
7,500			15-100
20,000	15,000	15,000	15-100
25,000	20,000	15,000	125-225
30,000	25,000	25,000	125-225
50,000	35,000	25,000	125-600

Rangos estándar: 15, 20, 25, 30, 35, 50, 70, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 275, 300, 350, 400, 450, 500, y 600 A

TABLA 4.2: RANGOS INTERRUPTIVOS DE LOS DISYUNTORES DE CAJA MOLDEADA.

Capacidad interruptiva simétrica (A rms)			Rangos de las bobinas de disparo (A)		
240 V	241-480 V	600 V	240 V	241-480 V	600 V
30,000	25,000	15,000	30-225	25-225	15-225
50,000	35,000	25,000	150-600	100-600	35-600
75,000	60,000	50,000	600-1,600	400-1,600	200-1,600
100,000	75,000	75,000	2,000-3,000	2,000-3,000	2,000-3,000
150,000	100,000	100,000	4,000	4,000	4,000

Rangos estándar: 15, 20, 25, 35, 50, 70, 90, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 275, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 800, 1000, 1200, 1600, 2000, 2500, 3000, y 4000 A

TABLA 4.3: RANGOS DE CORRIENTE DE LOS DISYUNTORES DE AIRE DE BAJO VOLTAJE.

Los disyuntores de bajo voltaje presentan las siguientes ventajas y desventajas en su aplicación:

- Elimina la posibilidad de fallas monofásicas, ya que generalmente posee enclavamiento mecánico para que se efectúe el disparo simultáneo de las tres fases.
- Posibilidad de ajustar los tiempos de disparo y las corrientes de operación, facilitando su operación.
- Operación eléctrica, lo cual implica que pueden ser utilizados en circuitos de control o como operación remota.
- Amplio margen de características tiempo-corriente, se dispone

de características de tiempo diferentes a la de los fusibles - (definidas, muy inversas, inversas, etc.).

- Repetición de operaciones, ya que permite la restitución una vez que la falla ha sido removida.
- Poco efecto de la temperatura ambiente sobre su funcionamiento, en comparación con los fusibles.
- Velocidad moderada de operación. En general los disyuntores no son tan rápidos en operación a grandes sobrecorrientes, como los fusibles.
- Amplio margen de rangos de corriente. Las corrientes de operación de los disyuntores varían desde 15 amperios hasta 5000 para el tope de 600 v, y las capacidades interruptivas varían de 5000 a 100000 amperios.
- Mayor costo.

4.2.2.2 Disyuntores de Potencia.

Se consideran como disyuntores de potencia a todos aquellos empleados en circuitos de corriente alterna sobre los 600 v; sin embargo, otras clasificaciones colocan como límite inferior -

1.5 KV.

Existen muchos tipos de disyuntores de potencia, basados sobre todo en el medio que poseen para la interrupción de las altas corrientes que manejan, la extinción del arco subsecuente y el restablecimiento de la rigidez dieléctrica entre sus contactos una vez finalizada la interrupción. Los tipos más comunes son: los disyuntores con presión de aire, con un rango de aplicación de 2.4 a 34.5 KV; los disyuntores de gran volumen o pequeño volumen de aceite, los cuales son aplicados en los mismos rangos de voltaje que los de aire, sin embargo son preferidos en atmósferas que pudieran ser explosivas (minas de carbón, algunos procesos químicos, refinerías de petróleo, etc.); disyuntores de soplado magnético, más comunes en el rango de 1.5 a 15 KV. Existen otros tipos de disyuntores como lo son los de recámaras al vacío, y los que emplean gases aislantes como el Hexafluoruro de azufre.

Además de estos rangos los disyuntores de potencia se encuentran disponibles incluso para circuitos de muy alto voltaje (superiores a 300 KV), y con capacidades interruptivas que van desde los 15 hasta los 25000 MVA.

Independientemente de su constitución la función del disyuntor es la de abrir y cerrar un circuito, manejando grandes niveles

de potencia, generalmente por medios no automáticos, es decir, que pueden ser comandados normalmente, pero que pueden abrir al circuito de forma automática, cuando existen condiciones de operación anormales en éste, formando así parte del sistema de protección. Para llevar a cabo esta función los disyuntores, a estos niveles de voltaje y potencia, no cuentan con un accionamiento directo, o sea, que necesitan de dispositivos complementarios los cuales están monitoreando las condiciones de operación del sistema a proteger, y que son capaces de intervenir en un circuito de control que comanda tanto al cierre como la apertura de los disyuntores. Estos dispositivos complementarios son los transformadores para instrumento y los relevadores de protección.

Descrito en una forma muy general, un disyuntor está constituido por una carcasa adecuada, la cual contiene por una parte, dispositivos de control, y por otra, dispositivos mecánicos o electromecánicos destinados a mover los contactos encargados de la apertura y el cierre del circuito protegido, los cuales se encuentran dentro de recámaras de extinción que poseen medios aislantes. El tamaño de las recámaras de extinción, así como la naturaleza de los medios aislantes, varían dependiendo de cada aplicación, así como de los niveles de voltaje y potencia que se deban manejar: mientras mayores sean las magnitudes de los voltajes nominales de los sistemas, de las corrientes de carga,

y de las corrientes de falla que se deban interrumpir, más robustas deberán ser las cámaras de extinción y los contactos, y más eficaces los medios aislantes y desionizantes empleados en los disyuntores.

Los dispositivos de control tienen las funciones siguientes:

- Verificar, controlar y comandar la operación de los mecanismos de apertura y cierre del disyuntor. Tanto la apertura como el cierre de los disyuntores se lleva a cabo mediante bobinas de disparo y de cierre; en tal caso el disyuntor es comandado por un esquema de control externo, en el cual actúan contactos auxiliares del disyuntor, los que operan simultáneamente con los contactos principales, y también actúan sobre el esquema de control interno del disyuntor.

- Asegurar la disponibilidad del medio aislante, como en el caso de los disyuntores que emplean aire comprimido o gases aislantes, y de bloquear la operación del interruptor cuando no se dispone de estos medios en una cantidad que garantice la seguridad de la apertura. En este caso se tienen dispositivos más complejos como lo son compresores, válvulas, relevadores de control, etc.

Las especificaciones técnicas de este tipo de disyuntores han -

sido establecidas también por la ASA, NEMA, UL y ANSI siendo muy detalladas debido al rango de potencia en que son empleados estos disyuntores. Tales especificaciones se detallan a continuación:

- Voltaje nominal. Es el máximo voltaje nominal del sistema en el cual será empleado el disyuntor. Está expresado en términos del voltaje trifásico línea-línea del sistema. Los valores normalizados suponen una operación a altitudes menores de 3300 pies.

- Voltaje nominal de impulso. Es el máximo nivel de voltaje momentáneo que puede soportar el interruptor.

- Frecuencia. Los disyuntores normalizados tienen una frecuencia nominal de 60 ciclos.

- Corriente continua nominal. Es la máxima corriente que puede circular a través de los contactos del disyuntor, cuando la temperatura ambiente no excede 40°C y la altitud no excede 3300 pies.

- Corriente nominal de interrupción. Esta magnitud de corriente es la corriente **rms** total máxima en cualquier polo del disyuntor en el tiempo en el cual los contactos abren. Tablas normaliz

zadas proporcionan el valor de las corrientes de interrupción a los voltajes nominales de operación, indicando el límite de voltaje de operación y las corrientes máximas correspondientes a estos voltajes.

- MVA de interrupción. Es el producto de los voltajes de operación por las máximas corrientes interruptivas, y es una constante en un rango determinado de voltajes de operación.

- Factor de rango de tensión. Este número indica el rango en el cual el producto de la capacidad interruptiva y el voltaje de operación es una constante. Se designa por la letra K.

- Ciclo de trabajo nominal. Consiste en un número de operaciones de apertura y cierre llevadas a cabo en intervalos de tiempo determinados.

- Corriente momentánea nominal. Es la máxima corriente **rms**, incluyendo la componente de DC, que puede soportar un disyuntor en condiciones de falla.

- Corriente nominal de tiempo corto. También se especifica como corriente nominal de cuatro segundos, y es básicamente el máximo valor de corriente que el interruptor puede conducir en posición cerrada sin sufrir daño durante cuatro segundos. Su valor

normalizado es de 1 a 1.6 veces la corriente momentánea.

- Corriente de cierre. Este rango se proporciona para los disyuntores de potencia motorizados, y es un dato para prevenir cualquier soldadura o daño entre los contactos cuando un interruptor cierra durante una falla. Tiene un valor aproximado de 2.54 veces la corriente simétrica.

A continuación en la tabla 4.4 se presentan varios de estos parámetros para disyuntores de potencia, con base en la capacidad nominal simétrica según la norma ANSI C 37.06 1969.

(Base en capacidad nominal simétrica ANSI C 37.06 1969)

1	2	3	4	5	6	7	8	
Identificación		Voltaje			Valores nominales			
					Nivel de aislamiento	Corriente		
					Voltaje nominal de prueba de resistencia		Corriente	
					Factor de gama de voltaje nominal	Baja frecuencia	Impulso	continua nominal a 60 Hz
Línea No.	Tipo de voltaje nominal kV, rmc	Tipo de mVA trifásicos nominales	Voltaje nominal máximo ¹ kV, rmc	k ₂	kV, rmc	cresta	amp, rmc	
1	4.16	75	4.76	1.36	19	60	1,200	
3	4.16	250	4.76	1.24	19	60	1,200	
4	4.16	250	4.76	1.24	19	60	2,000	
4A	4.16	350	4.76	1.19	19	60	1,200	
4B	4.16	350	4.76	1.19	19	60	3,000	
4D	7.2	500	8.25	1.25	36	95	1,200	
4E	7.2	500	8.25	1.25	36	95	2,000	
6	13.8	500	15	1.30	36	95	1,200	
7A	13.8	750	15	1.30	36	95	1,200	
7B	13.8	750	15	1.30	36	95	2,000	
8	13.8	1,000	15	1.30	36	95	1,200	
9	13.8	1,000	15	1.30	36	95	3,000	
Interruptores fuera de norma								
10	4.16	250	4.76	1.24	19	60	1,200 2,000	
11	13.8	500	15	1.30	36	95	1,200 2,000	
12	13.8	750	15	1.30	36	95	1,200 2,000	

¹Voltaje máximo para el cual se diseña el interruptor y límite externo de operación.

²K es la relación del voltaje nominal máximo al límite inferior de la gama de voltaje de operación al cual las capacidades de interrupción simétricas y asimétricas requeridas varían en proporción inversa al voltaje de operación.

³Para obtener la capacidad de interrupción simétrica requerida de un disyuntor a un voltaje de operación entre 1/K veces el voltaje nominal máximo y el voltaje nominal máximo, se debe usar la siguiente fórmula:

Capacidad de interrupción simétrica requerida = corriente nominal de corto circuito ×

(Voltaje nominal máximo)

(Voltaje de operación)

Para voltajes de operación menores de 1/K veces el voltaje nominal máximo, la capacidad de interrupción simétrica requerida del disyuntor deberá ser igual a K veces la corriente nominal de corto circuito.

TABLA 4.4: CARACTERÍSTICAS DE DISYUNTORES DE POTENCIA.

(Base en capacidad nominal simétrica ANSI C 37.06 1969) (continuación)

9	10	11	12	13	14	15
			Capacidades relacionadas requeridas			
					Valores de corriente	
					Capacidad de	Capacidad
					conducción	de cierre
					de corriente	y fijación
					de tiempo	1.6 K
					corto de	veces la
					3 seg	corriente
					K veces la corriente	nominal
					nominal de	de corto
					corto circuito	circuito
					ka, rmc	ka' rmc
					ka, rmc	ka' rmc
Corriente nominal de corto circuito a kV ¹ y nominales máximos ka, rmc	Tiempo nominal de interrupción ciclos	Retraso nominal de interrupción permisible Y seg	Voltaje nominal máximo dividido entre K entre K kV rmc	Capacidad máxima de interrupción simétrica ² K veces la corriente nominal de corto circuito ka, rmc	Capacidad de conducción de corriente de tiempo corto de 3 seg K veces la corriente nominal de corto circuito ka, rmc	Capacidad de cierre y fijación 1.6 K veces la corriente nominal de corto circuito ka' rmc
8.8	5	2	3.5	12	12	19
29	5	2	3.85	36	36	58
29	5	2	3.85	36	36	58
41	5	2	4.0	49	49	78
41	5	2	4.0	49	49	78
33	5	2	6.6	41	41	66
33	5	2	6.6	41	41	66
18	5	2	11.5	23	23	37
28	5	2	11.5	36	36	58
28	5	2	11.5	36	36	58
37	5	2	11.5	48	48	77
37	5	2	11.5	48	48	77
Alta capacidad de cierre y sujeción						
29	5	2	3.85	36	36	78
18	5	2	11.5	23	23	58
28	5	2	11.5	36	36	77

¹Con las limitaciones establecidas en 04-4.5 de ANSI C37.04-1969, todos los valores son aplicables a las fallas polifásicas y de línea a línea. Para fallas monofásicas a tierra, se aplican las condiciones específicas establecidas en 04-4.5.2.3 de ANSI.

²Los valores de corriente de esta columna no deben excederse aún para voltajes de operación inferiores a 1/K veces el voltaje nominal máximo. Para voltajes entre el voltaje nominal máximo y 1/K veces el voltaje nominal máximo, observar la nota anterior.³

La base nominal simétrica ANSI-C37.06 es suplementaria de la ANSI-C37.6 (base de corriente total nominal) y no la substituye. Cuando se efectúa un cambio de la estimación con base en la corriente total a una estimación con base en la corriente simétrica, deben descartarse las normas antiguas.

De acuerdo con la ANSI-C37.06, los usuarios deben consultar al fabricante con respecto a las condiciones de las diferentes capacidades nominales de los disyuntores.

TABLA 4.4: CARACTERISTICAS DE DISYUNTORES DE POTENCIA.
(CONTINUACION).

4.3 SISTEMA DE PROTECCION CON RELEVADORES.

Los disyuntores de potencia, es decir los aplicados sobre los 600 v, son el medio de desconexión para despejar las fallas, a través de un sistema de protección con relevadores.

Los relevadores de protección son los dispositivos encargados de monitorear las condiciones de operación de los sistemas de potencia, decidir cuando estas condiciones son anormales debido a una falla, y de comandar la apertura de los disyuntores cuando efectivamente se producen las fallas.

El esquema de protección no está completo sólo con los relevadores, ya que éste requiere de equipos complementarios para completar sus funciones.

La función sensora se consigue a través de diferentes medios, dependiendo de la magnitud física que cada relevador deba controlar. La mayoría de los relevadores opera en base a las señales de corriente, voltaje, o ambas, del sistema al cual protegen, en cuyo caso el medio que emplean para tomar estas señales del sistema son los transformadores para instrumento, los cuales reducen los niveles tanto de voltaje como de corriente, presentes en el sistema protegido, a valores utilizables por los relevadores.

Además se requiere la presencia de una fuente de potencia confiable e ininterrumpida para abastecer una corriente de DC al circuito de control y protección, y así puedan operar las bobinas de disparo y cierre de los disyuntores. Esta fuente es un banco de baterías.

En la figura 4.10A se presenta un esquema que describe la relación que guardan entre sí los diferentes elementos del sistema de protección. En él puede observarse que un transformador de instrumento toma la señal de corriente del sistema, y con ella alimenta la bobina de accionamiento del relevador. Cuando ocurre una condición anormal, la bobina de accionamiento del relevador cierra los contactos de éste con el fin de energizar una lámpara indicadora de alarma, y la bobina de accionamiento del disyuntor, el cual al abrir sus contactos despejará la falla.

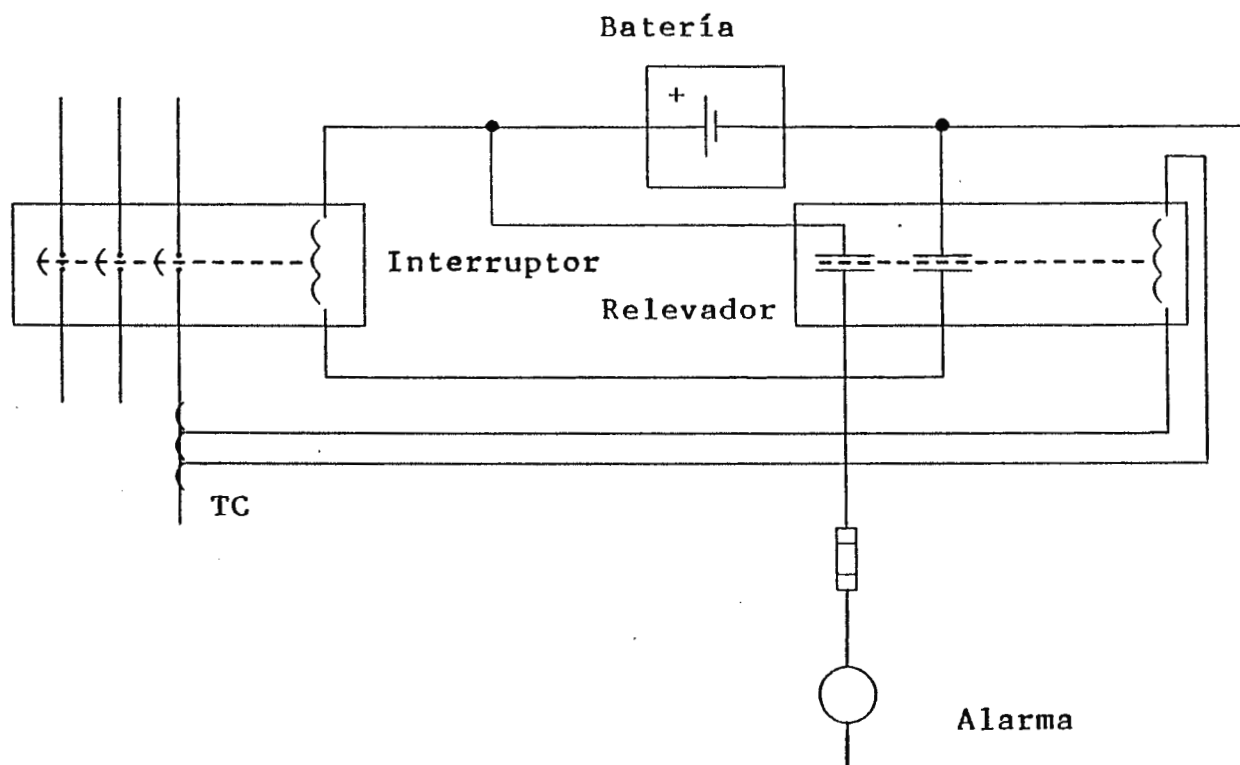


FIG. 4.10A: DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN SISTEMA DE PROTECCION -
CON RELEVADORES Y DISYUNTORES DE POTENCIA.

4.3.1 RELEVADORES DE PROTECCION.

4.3.1.1 Definición.

Según la norma C 37.1 de la ANSI se define a los relevadores como dispositivos capaces de efectuar conmutaciones, con el fin - de originar cambios en uno o más circuitos asociados de control eléctrico, cuando la cantidad o cantidades medidas a las cuales responden cambian de una manera preestablecida bajo condiciones especificadas.

Cuando un relevador opera, esto quiere decir que cierra o abre sus contactos conmutadores dependiendo de las circunstancias en el esquema de protección. Los relevadores poseen dos tipos de - contactos: normalmente abiertos (**NO**) designados por la letra A, y normalmente cerrados (**NC**) designados por la letra B. Los relevadores actúan ante los cambios de las magnitudes a las cuales responden. Ante un incremento de esas magnitudes el relevador - opera para cerrar los contactos A y abrir los contactos B cuando la magnitud alcanza el valor de operación, el cual se denomina valor de "Pick up". Cuando por el contrario el relevador opera para cerrar los contactos B o abrir los contactos A, es de--cir que se restablecen por una disminución en la magnitud de - operación, la cantidad a la cual se lleva a cabo este restablecimiento, se denomina valor de "drop out".

En términos prácticos, la función de un relevador consiste en monitorear varias condiciones de operación de los circuitos eléctricos tales como: magnitudes de voltaje y corrientes, secuencia de fases, dirección del flujo de potencia, frecuencia, etc. En otros casos, las magnitudes vigiladas son cantidades físicas tales como la temperatura o la presión interna en un transformador. Cuando una de estas condiciones alcanza valores intolerables, el relevador lleva a cabo su operación, la cual es generalmente completar un circuito, el cual puede ser de alarma o en el peor de los casos de accionamiento de la bobina de disparo de algún disyuntor.

Básicamente, el relevador de protección está constituido por un elemento de operación y un juego de contactos. El elemento de operación es el encargado de tomar la información proveniente de los medios sensores (por ejemplo transformadores de instrumento), efectuar una medición, una comparación y un movimiento de contactos si el valor de la señal alcanza o supera límites preestablecidos.

En la figura 4.11 se encuentra representado en forma general un relevador de protección a través de un diagrama de bloques.

Prácticamente los relevadores proveen la inteligencia del sistema de protección que tiene como medio de desconexión a los dis-

yuntores de potencia, ya que son los encargados de responder an

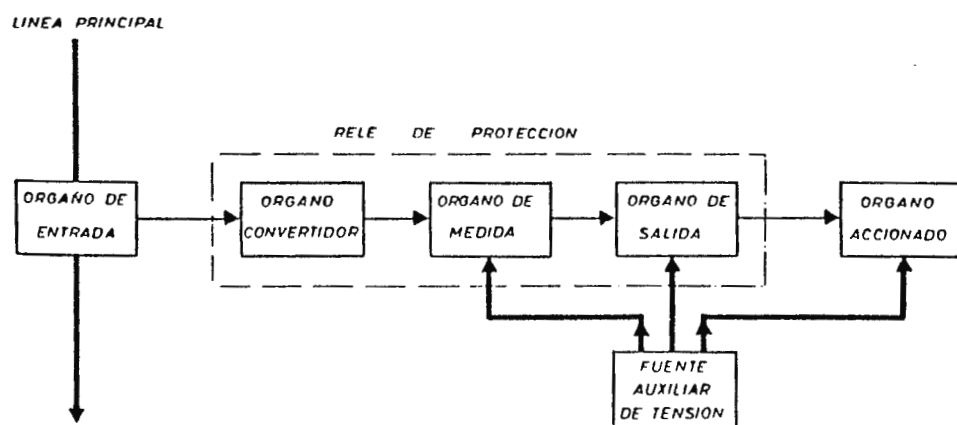


FIG. 4.11: DIAGRAMA DE BLOQUES DE RELEVADORES.

te las condiciones anormales o peligrosas en la operación de los sistemas de potencia, logrando con ello el accionamiento de los disyuntores, los cuales actúan para despejar las fallas.

4.3.1.2 Características generales de operación de los relevadores de protección.

Siendo los relevadores los encargados de sensar muchos parámetros diferentes, presentes en la operación de los sistemas de potencia, y existiendo diversos principios de operación y construcción de estos elementos, son dispositivos con una fabricación muy particular, la cual también es acorde a la aplicación que tendrán.

Por estas razones existen muchos tipos de relevadores con principios de operación: mecánicos, electromecánicos, electrónicos, los cuales responden a señales de entrada específicas y ejecutan su función de protección con características muy distintas, las cuales están determinadas en gran medida por tales principios de operación. Esto quiere decir que sus tiempos de accionamiento, y otros parámetros tales como las corrientes de disparo y las pendientes de las curvas tiempo-corriente (para el caso de los relevadores operados por corriente) son muy distintos, e incluso pueden ser ajustables, todo con el fin de facilitar su selección y posterior aplicación.

En los dispositivos accionados por corriente, la corriente que origina la conmutación u operación del relevador, recibe el nombre de "corriente de pick-up" ($I_{pick-up}$), ya que generalmente se responde a un incremento en esta magnitud. Mientras, en los dispositivos accionados por voltaje, la cantidad que origina la operación puede ser un "voltaje de pick-up" ($V_{pick-up}$), respondiendo a un incremento en la magnitud de voltaje.

En la figura 4.12 se presentan diversas curvas tiempo-corriente de diferentes dispositivos protectores contra sobreintensidades de corriente, con el fin de mostrar la diferencia entre las características de operación de los relevadores de sobrecorriente más comunes. Las características de sobrecorriente de tiempo inverso usadas con mayor frecuencia son las denominadas inversa, muy inversa, y extremadamente inversa, las cuales pueden apreciarse en la figura. La diferencia entre ellas radica en la rapidez con la cual disminuye el tiempo de operación del relevador a medida que se incrementa la corriente.

Debido a la gran cantidad de tipos de relevadores se ha optado por describir las características de operación especificadas, de los relevadores más comúnmente usados en protección industrial, junto con la explicación de sus funciones y aplicaciones.

Sin embargo una característica común a muchos relevadores es la

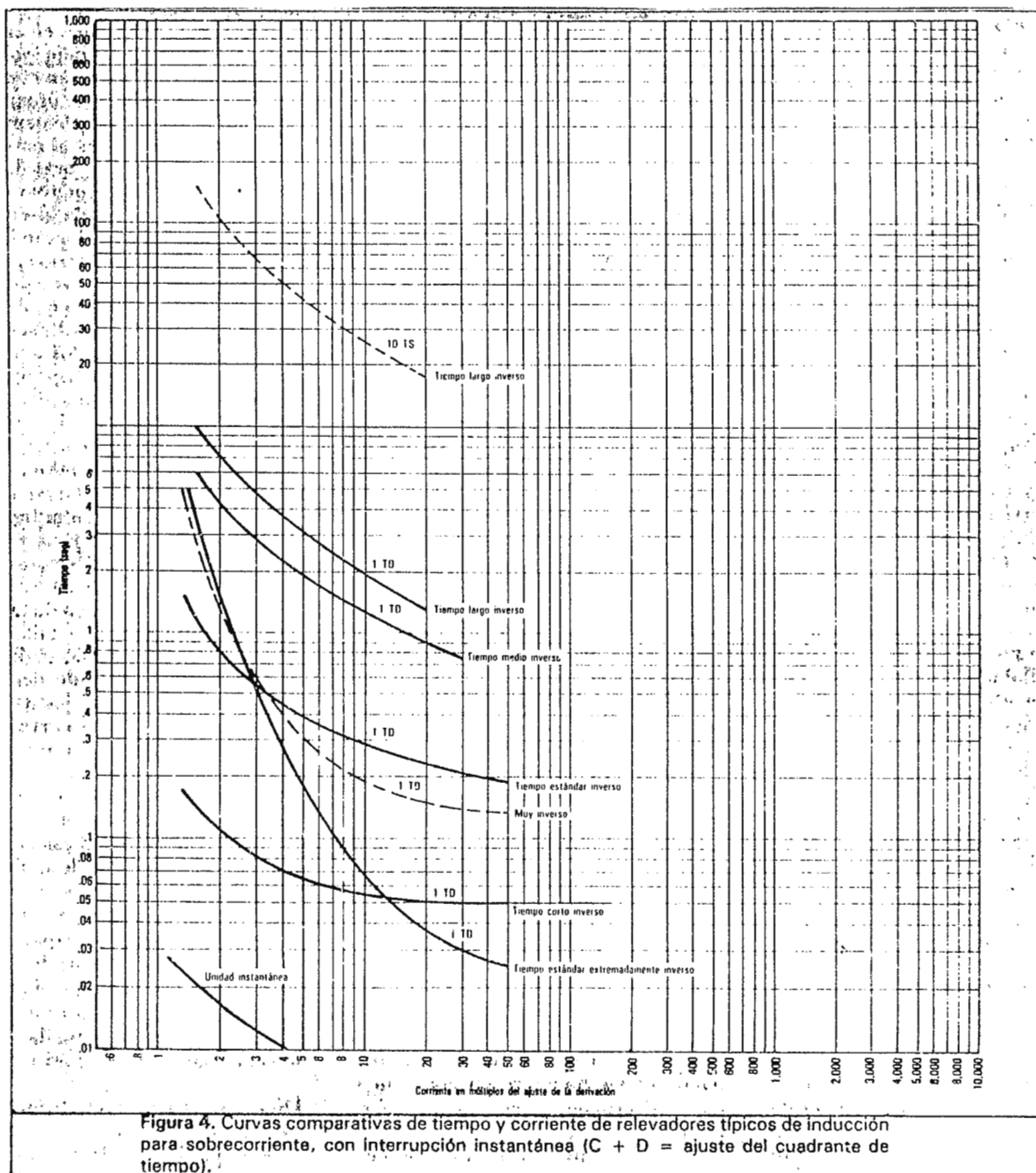


FIG. 4.12: CURVAS COMPARATIVAS DE TIEMPO Y CORRIENTE DE RELEVADORES TÍPICOS DE INDUCCIÓN, PARA SOBRECORRIENTE.

polaridad. Los relevadores en donde es necesaria la marca de polaridad, son aquellos en los cuales la dirección relativa instantánea de la corriente o el voltaje influye de forma determinante en su operación. La aplicación de los relevadores direccionales se da en los sistemas enmallados, en donde es necesario que opere el dispositivo de desconexión adecuado con el fin de despejar en forma eficaz la falla. Otra aplicación importante de la polaridad se da en los relevadores direccionales de potencia.

La polaridad del relevador está indicada en los diagramas esquemáticos o de alambrado, por una pequeña marca "+" arriba o cerca del terminal del símbolo que representa al devanado del relevador, junto con una nota indicando su significado. Marcas típicas de polaridad para una unidad direccional se indican en la figura 4.13.

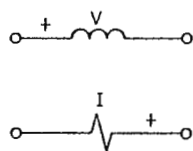


FIG. 4.13: MARCAS DE POLARIDAD DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION.

4.3.1.3 Tipos de relevadores más usados en protección de sistemas industriales.

La ANSI en la norma C 37.2 ha clasificado a los relevadores, según la función protectora que llevan a cabo, designándolos mediante un número, que se denomina número de función normalizada de dispositivo. También entran dentro de la clasificación otros dispositivos, tales como los disyuntores de potencia. Además la norma proporciona una definición condensada de las funciones de los dispositivos.

A continuación se describirán brevemente las funciones y características de operación específicas de los relevadores de protección, clasificados según la ANSI, más usados en la industria.

4.3.1.3.1 Relevadores de sobrecorriente.

Son los relevadores más usados para la protección contra cortocircuitos de los sistemas de potencia industriales. Estos relevadores pueden ser del tipo de atracción electromagnética, inducción, e incluso electrónicos; el más simple es el llamado tipo solenoide aunque también es muy usado el de disco inducción.

La corriente de operación ($I_{pick-up}$) para todos los relevadores de sobrecorriente es ajustable. Si la corriente alcanza una mag

nitudo superior a un nivel previamente ajustado, al circular por la bobina del relevador, los contactos de éste iniciarán la operación de disparo del disyuntor. La corriente que da lugar al disparo es tomada del secundario de un transformador de corriente, el cual toma las señales del sistema. Cuando la operación del relevador se lleva a cabo sin ningún tipo de retardo se dice que el relevador efectúa una protección de sobrecorriente -- instantánea. A este tipo de relevadores se les designa con el número 50 de la norma ANSI. Sin embargo muchos relevadores de sobrecorriente están equipados con un retardo de tiempo, para evitar que actúen por efecto de sobrecorrientes de naturaleza transitoria, tales como: arranque de grandes motores, irrupción en transformadores, sobrecargas de corta duración, etc. Los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo están clasificados bajo el número 51 según la ANSI. Las características de operación más comunes de los relevadores de sobrecorriente son: inversa, muy inversa, extremadamente inversa, que se han descrito anteriormente, aunque también existe la característica definida, con la cual el relevador tiene un tiempo de operación que es constante, siendo un valor definido para diferentes magnitudes de corriente, aunque esta acción generalmente está restringida a un rango de corrientes de accionamiento.

Las características tiempo-corriente de los relevadores de sobrecorriente se presentaron en la gráfica de la figura 4.12.

4.3.1.3.2 Relevadores de sobrecorriente con restricción o control de voltaje.

Estos relevadores están identificados con la designación 50/51V. Una característica conocida de la falla de sobrecorriente es que originan una caída de voltaje en el sistema en el cual ocurren, mientras que las sobrecargas sólo producirán una caída de voltaje moderada. Tal fenómeno puede aprovecharse para distinguir entre sobrecargas y fallas francas. Generalmente son del tipo disco de inducción.

El principio de operación del relevador de sobrecorriente controlado por voltaje, consiste en oponer un torque de operación ocasionado por la corriente con un torque de restricción debido al voltaje, por lo cual la corriente de operación necesaria para operar el relevador es mayor al voltaje normal. Con esto se asegura la operación del relevador sólo para casos de falla, ya que éstas siempre van acompañadas de caídas de voltaje.

4.3.1.3.3 Relevador direccional de sobrecorriente.

Este tipo de relevador consiste en la combinación de una unidad de sobrecorriente y de una unidad direccional, que operan juntas para un ángulo de fase y una magnitud de corriente predeterminadas. La unidad direccional compara la corriente en una bobina

na para verificar su ángulo de fase respecto al de un voltaje o corriente en otra bobina, esta corriente o voltaje son la referencia y se denominan polarización. Este relevador opera para el flujo de corriente de falla en una dirección, siendo insensible al flujo de corriente en la dirección opuesta. Puede incluirse también restricción de voltaje. Están designados por el número 67 según ANSI.

Un tipo especial de relevador direccional es el de protección contra fallas a tierra, utilizado para protección en sistemas de potencia aterrizados. El utilizado para la protección de máquinas se identifica por 67 GN.

4.3.1.3.4 Relevador direccional de potencia.

Este relevador es en principio un vatímetro monofásico o trifásico, el cual opera a un valor determinado de potencia. Frecuentemente se usa como un relevador direccional de exceso de potencia, el cual protegerá al generador en caso de que se origine un flujo inverso de potencia hacia él. Este relevador está identificado por el número 32 de la norma ANSI.

4.3.1.3.5 Relevador direccional de corriente.

Estos relevadores realizan su función en base a la comparación

continua de 2 o más corrientes; las condiciones de falla que ocasionen un cambio en cualquiera de esos valores comparados, con respecto al otro, originan una corriente diferencial que puede ser usada para la operación del relevador.

Debe procurarse que los transformadores de corriente que abastezcan las señales para estos dispositivos deben tener errores de relación muy pequeños, ya que en caso contrario estos errores pueden producir una corriente diferencial aún cuando las corrientes primarias se encuentran balanceadas.

El error en las corrientes puede llegar a ser mayor en el instante de una falla especialmente cuando se encuentra presente una componente de DC en la corriente de falla. El relevador de tipo porcentual identificado con el número 87 de la norma ANSI, se ha desarrollado para implementar la protección diferencial, el cual posee dos bobinas de restricción, además de la bobina de operación con el fin de prevenir la operación para condiciones de error máximo en la corriente.

El principio del relevador diferencial requiere de la instalación de transformadores de corriente en ambos extremos de la maquinaria a proteger (véase figura 4.14).

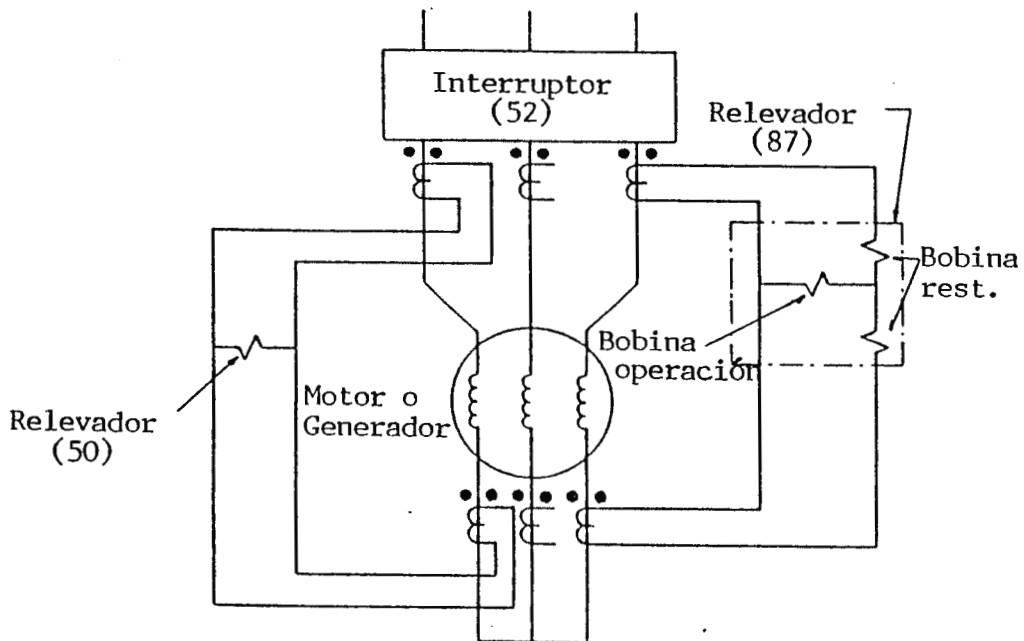


FIG. 4.14: USO DE RELEVADORES DE CORRIENTE PARA PROTECCION DIFERENCIAL DE MAQUINAS ROTATIVAS.

4.3.1.3.6 Relevador de secuencia cero.

Una mejor forma de protección contra fallas a tierra puede ser obtenida por un relevador de secuencia cero. La conexión de este relevador se lleva a cabo mediante un solo transformador de corriente tipo ventana a través del cual pasan todos los conductores trifásicos, y el de neutro cuando éste se encuentre presente en los sistemas de cuatro hilos. Con este arreglo sólo las fallas de circuito que involucren a la tierra producirán una corriente en el secundario del transformador, que hará operar al relevador. Este dispositivo generalmente se especifica con la numeración 50 G.

4.3.1.3.7 Relevadores de voltaje.

Estos relevadores funcionan a valores predeterminados de voltaje, comprendiendo sobrevoltajes o bajos voltajes e inversión de fases. Pueden ser electromecánicos o de estado sólido. Pueden ajustarse los valores de voltajes máximos y mínimos así como el tiempo de operación.

Los relevadores de sobrevoltaje, clasificados según el número 59 se usan generalmente para proteger contra sobrevoltajes de AC de generadores, o para el control de conexión de bancos de capacitores; los de bajo voltaje se emplean para la protección

de motores, transferencia automática de sistemas de generación de emergencia, y se encuentran identificados por el número 27; los de inversión de fase para detectar conexiones incorrectas de motores, están clasificados por el número 47; también está el relevador de voltaje de frecuencia negativa que sirve para la detección de pérdida de fase.

4.3.1.3.8 Relevador de frecuencia.

Estos relevadores monitorean el valor de la frecuencia, y su velocidad de operación depende del grado de desviación de la frecuencia medida con respecto al ajuste del relevador, no importando si la desviación implica aumento o disminución en el valor de frecuencia. Algunos relevadores operan si la magnitud de la frecuencia varía con respecto al valor ajustado, mientras que otros actúan de acuerdo a la tasa de cambio de la frecuencia.

Estos relevadores generalmente operan para eliminar la carga del sistema con el fin de restablecer su valor nominal. Está identificado con el número 81.

4.3.1.3.9 Relevadores sensibles a la temperatura.

Los relevadores sensibles a la temperatura operan con ayuda de dispositivos sensores de temperatura tales como resistencias

detectoras de temperatura o termocuplas localizadas en el equipo a ser protegido, para proteger de calentamientos excesivos a motores grandes, generadores, transformadores de gran tamaño.

Los dispositivos de detección se encuentran embebidos en los devanados de las máquinas con el fin de detectar el calentamiento de éstos. Se identifican con los números 26 y 49.

También caen dentro de los dispositivos térmicamente operados - los relevadores de imagen térmica los cuales responden al calor generado por el flujo de corriente en exceso, el cual sobrepasa cierto valor predeterminado. Generalmente tienen como principio de funcionamiento una banda bimetálica, activada por el flujo de corriente del secundario de un transformador de corriente, - el cual sensa la corriente primaria.

4.3.1.3.10 Relevadores sensibles a la presión.

Estos relevadores responden tanto a la tasa de acumulación de presión de gas (relevadores de presión súbita), como a una lenta acumulación de gas (relevador detector de gases), e incluso a una combinación de ambos. Se denominan con el número 63.

Un aumento súbito en la presión de gas encima del medio aislante líquido en un transformador lleno de líquido indica que una

gran falla interna ha ocurrido, en este caso el relevador de presión súbita responde rápidamente, aislando del sistema al transformador fallado. Para el caso de los transformadores con tanque conservador, una acumulación lenta de gas indica la presencia de una falla menor, tal como falsos contactos, partes aterrizadas, espiras cortocircuitadas, etc. El relevador detector de gas responderá a esta condición ya sea sonando una alarma o aislando el transformador fallado.

4.3.2 TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTO.

Este tipo de dispositivos es parte importante dentro del esquema de protección de un sistema de potencia, ya que de ellos depende el correcto funcionamiento del conjunto de relevadores - destinados a despejar diferentes tipos de fallas.

Debido a que constituyen el medio de conexión entre el sistema a proteger y los relevadores, es crítica una minuciosa selección de sus características, así como la predicción de su comportamiento, para lograr una operación eficiente y exacta de la protección al momento de sensar una falla.

4.3.2.1 Definición y funciones.

Un transformador, en general, es un instrumento para transferir mediante inducción magnética energía eléctrica. Esto lo hace - desde un circuito de corriente alterna hacia otro similar sin - cambiar la frecuencia, pero pudiendo cambiar los niveles de voltaje y corriente, manteniendo una potencia específica según las necesidades.

El transformador para instrumento opera bajo el mismo principio aunque su función primordial no es la de transferir energía - eléctrica, como se verá más adelante.

Como en los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan normalmente diferencias de potencial e intensidades de corriente considerablemente altas, se hace necesario reducir a valores más seguros estas magnitudes, con el fin de proteger al personal y hacer más manejables estos parámetros eléctricos. La función del transformador de instrumento es sensar fielmente las magnitudes de voltaje o corriente del sistema de potencia y reducirlas a niveles menores, para los equipos de protección, permitiendo así valores más bajos en el aislamiento de los aparatos de protección, ya que sería impráctico construir relevadores capaces de manejar cientos de amperios y varios kilovoltios. Además es conveniente mantener aislados los circuitos de disparo de los circuitos de potencia, tanto por razones de seguridad, como de simplicidad. Finalmente puede lograrse una normalización en los voltajes y corrientes máximos para la operación de los relevadores.

4.3.2.2 Tipos.

Son básicamente dos los tipos de transformadores de instrumento:

- a) Transformadores de corriente.
- b) Transformadores de potencial.

a) Transformadores de corriente.

Un transformador de corriente o "TC" es el dispositivo que alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito de potencia, y está diseñado para seguir las variaciones de la corriente primaria con gran precisión. Su principio de funcionamiento puede obtenerse mediante el modelo del transformador ideal, haciendo algunas consideraciones derivadas de su diseño y su conexión dentro del sistema.

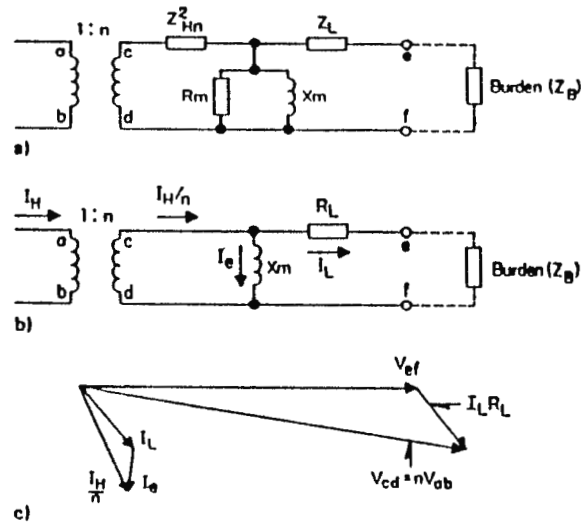


FIG. 4.15: CIRCUITO EQUIVALENTE Y DIAGRAMA FASORIAL DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

donde:

$1:n$, Relación de transformación.

Z_H/n^L , Impedancia propia del devanado de alta tensión referida al devanado de baja tensión.

Z_L , Impedancia propia del devanado de baja tensión.

Z_B , Impedancia de carga en el secundario.

R_m , Resistencia de magnetización.

X_m , Reactancia de magnetización.

I_H , Corriente primaria.

I_L , Corriente de carga.

I_e , Corriente de excitación.

La corriente se reduce en magnitud a través del transformador - ideal representado en los devanados ab y cd, las pérdidas en el cobre se representan por Z_L , en el núcleo por R_m y por la excitación en X_m .

El diagrama fasorial ha sido representado por caídas de voltaje exageradas; en general, Z_L es resistiva (R_L), e I_e está atrasada 90° con respecto a V_{cd} siendo la principal causa de error, ya que la relación de transformación real no será n sino I_H/I_1 ; además I_L adelanta ligeramente a I_H/n .

Los transformadores de corriente se diseñan para operar en el rango menor de la curva de saturación para que la corriente de excitación tenga el menor valor como sea posible, esto disminuirá el error debido a la diferencia entre la corriente de carga (I_L) y la corriente perfectamente transformada (I_H/n).

Según su construcción, los transformadores de corriente pueden ser:

i) Tipo bushing, el cual, como su nombre lo indica va montado sobre los aisladores de los equipos principales, como lo son transformadores e interruptores. Generalmente es adecuado para altas corrientes, sin embargo su corriente de excitación es alta y es inexacto para pequeñas corrientes.



FIG. 4.16: TRANSFORMADOR TIPO BUSHING.

ii) Tipo devanado o tipo ventana. Este tipo tiene un devanado secundario completamente aislado y permanentemente ensamblado sobre el núcleo, pero no posee un devanado primario. Es comúnmente usado en baja tensión es decir hasta un máximo de 600 v.

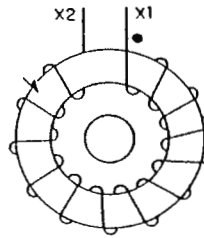


FIG. 4.17: TRANSFORMADOR TIPO VENTANA.

iii) Tipo barra. Prácticamente es igual al tipo ventana. Recibe este nombre porque su primario es una barra insertada dentro de la ventana que se pone en serie con la línea de corriente primaria.

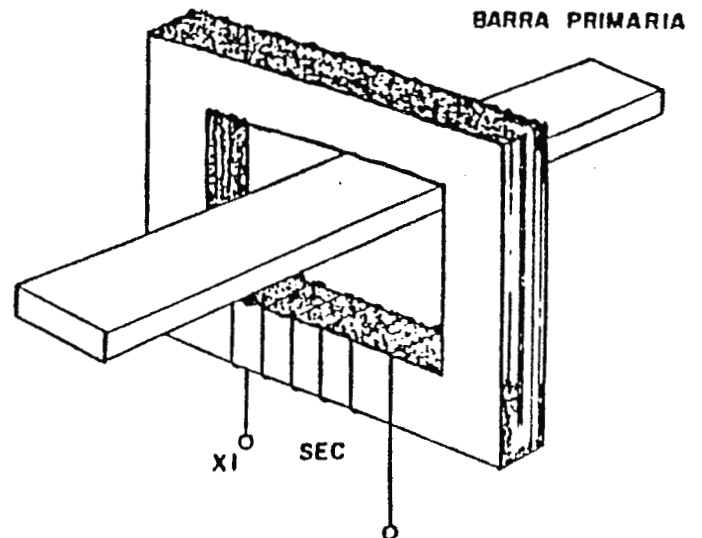
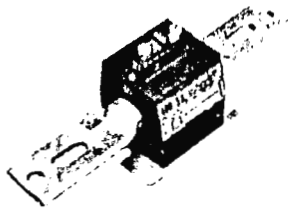


FIG. 4.18: TRANSFORMADOR TIPO BARRA.

b) Transformadores de potencial.

El transformador de potencial o "TP" es aquel que reduce el nivel de voltaje del sistema de potencia protegido a valores normalizados para la alimentación de los dispositivos de protección accionados por voltaje.

El modelo de un transformador de potencial se muestra a continuación.

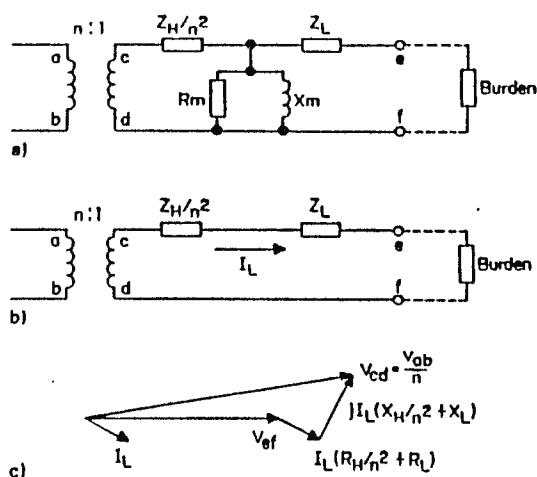


FIG. 4.19: CIRCUITO EQUIVALENTE Y DIAGRAMA FASORIAL DE UN TP.

donde:

$n:1$, relación de transformación.

Z_H/n^2 , impedancia propia del devanado de alta tensión - referida al devanado de baja tensión.

Z_L , impedancia propia del devanado de baja tensión.

Z_B , impedancia de carga en el secundario.

R_m , resistencia de magnetización.

X_m , reactancia de magnetización.

I_H , corriente primaria.

I_L , corriente de carga.

4.3.2.3 Características.

Los transformadores para instrumento deben reunir una serie de características específicas, las cuales determinan su operación y deben ser consideradas cuidadosamente para llevar a cabo la selección del transformador, que garantice su correcto funcionamiento dentro de cada esquema de protección. Entre las características más importantes se tienen los niveles de aislamiento, la clase de precisión, exactitud en la relación de transformación, potencia nominal, tipo de instalación (interior o intemp_{er}ie) y 'burden'.

A continuación se describirán las características más importantes y se indicará como determinar algunas especificaciones.

4.3.2.4 Polaridad.

La polaridad, para propósitos prácticos puede definirse, en un transformador, como las direcciones relativas instantáneas de las corrientes en el devanado primario y secundario.

Las marcas de polaridad son el medio de indicar tales direcciones relativas instantáneas. Solamente una de las terminales en los devanados primario y secundario deben estar marcadas para indicar las direcciones de las corrientes primaria y secundaria.

Estas marcas generalmente consisten en puntos o en cuadros en un extremo de cada uno de los devanados, y en el terminal primario indica por donde entra la corriente al devanado mientras que en el secundario por donde sale, como puede verse en las figuras 4.20 y 4.21.

Las marcas de polaridad representadas por "■", indican:

- a) El flujo de salida de corriente del terminal marcado en el secundario se encuentra en fase con el flujo de corriente de entrada del terminal marcado en el primario.

- b) La caída de voltaje del terminal marcado hacia el no marcado en el lado primario se encuentra en fase con la caída de voltaje del terminal marcado hacia el no marcado en el lado secundario.

Se dice que la polaridad de un transformador para instrumento es aditiva cuando los flujos debidos a la corriente primaria y a la corriente secundaria, circulando en los sentidos indicados por sus marcas de polaridad, se suman. En caso contrario la polaridad es sustractiva. La figura 4.20a muestra un transformador de potencial con polaridad aditiva, mientras que en la figura 4.20b se muestra un transformador de potencial con polaridad sustractiva. En la figura 4.21 pueden verse las representaciones de un transformador de corriente con polaridad aditiva y con polaridad

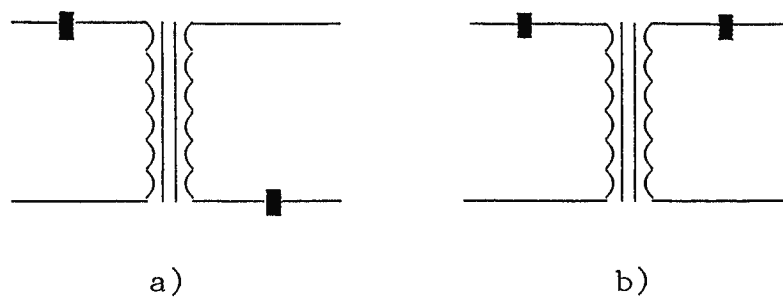


FIG. 4.20: MARCAS DE POLARIDAD PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

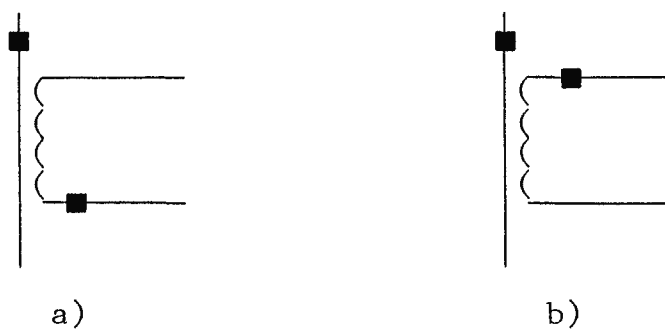


FIG. 4.21: MARCAS DE POLARIDAD DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

sustractiva respectivamente.

Debe recordarse que existe un ligero desfase entre las corrientes y los voltajes presentes en los terminales primario y secundario de un transformador.

Para dispositivos operados solamente por una señal de corriente o voltaje, la polaridad o dirección instantánea de la corriente no tiene importancia; sin embargo, la correcta operación de los dispositivos accionados por dos señales simultáneas ya sean ambas sólo de corriente, sólo de voltaje, o una combinación de ambos tipos de señal, depende de la polaridad.

4.3.2.5 'Burden' de los transformadores para instrumento.

Básicamente, el 'burden' de los transformadores para instrumento no es más que la carga total que se conecta a ellos. Frecuentemente el término 'burden' no sólo se aplica a la carga externa total conectada a los terminales de un transformador para instrumento, sino también a los elementos que constituyen esta carga.

El propósito más importante de definir esta carga, es que será una potencia de precisión es decir, una referencia normalizada para establecer clases de precisión, denominada por el anglicismo 'burden'.

Los elementos que forman la carga de los transformadores para - instrumento son: las resistencias de los cables de interconexión y la demanda de potencia que representan los relevadores conecta dos al secundario de los transformadores.

En la figura 4.22 se presenta la carga en voltamperios (VA), que imponen conductores de diferente sección y longitud a los trans formadores de instrumento.

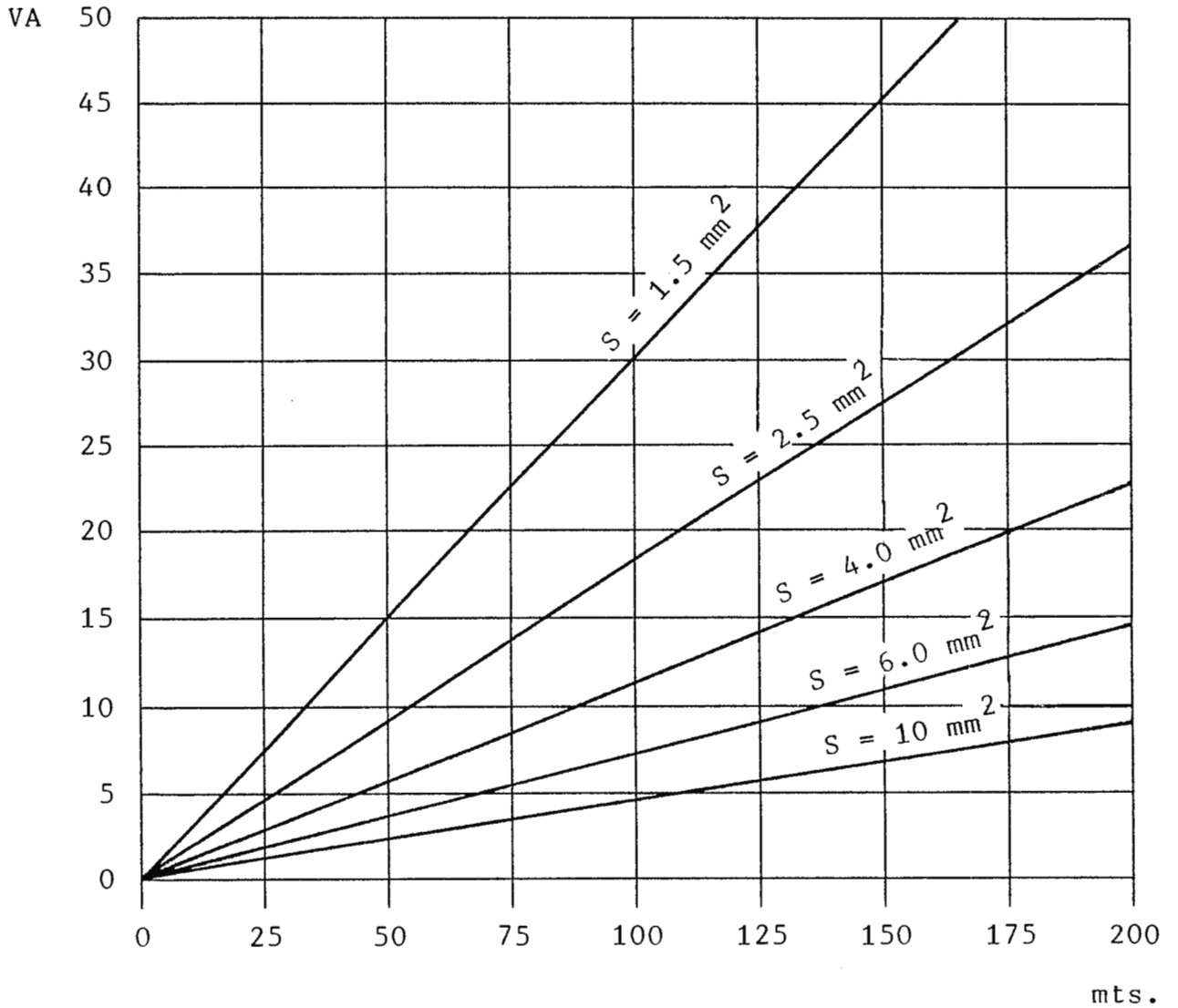


FIG. 4.22: CARGA EN VA DE CONDUCTORES DE DIFERENTES DIAMETROS.

En la tabla 4.5 se añaden el consumo de algunos aparatos que son alimentados por transformadores de intensidad, mientras que en -

Aparato	VA a I nominal
Relevadores:	
de sobrecorriente, de tiempo inverso	5 a 8
de sobrecorriente, temporizados	1 a 5
de sobrecorriente, instantáneos	1 a 10
direccionales	1.5 a 10
de potencia, temporizados	1.5 a 3
diferenciales	3 a 12
de distancia	6 a 20

TABLA 4.5: CONSUMO DE APARATOS ALIMENTADOS POR TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Aparato	VA a I nominal
Relevadores:	
de máxima tensión	10 a 15
de máxima tensión, temporizados	25 a 35
selectivos	2 a 10
direccionales	25 a 40
de mínima tensión	5 a 15
de contacto a tierra	10 a 30
de distancia	10 a 30

TABLA 4.6: CONSUMO DE APARATOS ALIMENTADOS POR TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

la figura 4.6 se muestra la potencia demandada por los aparatos alimentados por transformadores de potencial.

Cada carga tiene sus requerimientos definidos de potencia y los transformadores para instrumento deben ser capaces de abastecerla, para lo cual tienen un rango establecido.

Por estas razones el 'burden' determina la cantidad de potencia activa y reactiva en los terminales secundarios de los transformadores para instrumento. El 'burden' puede ser expresado en dos formas: como ohmios totales de una impedancia, junto con los componentes respectivos de resistencia y reactancia, o como los VA totales junto con el factor de potencia de los dispositivos secundarios, para valores especificados. El 'burden' - expresado en términos de impedancia es más aplicable a los transformadores de corriente, mientras que el expresado en términos - de VA con factor de potencia es más usado con los transformado--res de potencial.

Según la norma ANSI C 57.13 el 'burden' de un transformador de - corriente es designado por la letra mayúscula B y un número a - continuación el cual indica la impedancia en ohmios. Los 'burden' según esta norma, para los transformadores de corriente se mues- tran a continuación en la tabla 4.7.

Sin embargo, la Comisión de Electrotecnia Internacional (CEI) - clasifica los 'burden' en VA con un factor de potencia de 0.8 - común a ellos. En la tabla 4.8 se hace una comparación entre los 'burden' normalizados por ANSI y la CEI.

Designación del Burden	Burden			Burden a 60 Hz, 5 A	
	Resistencia (Ohms)	Inductancia (Ohms)	Impedancia (Ohms)	Voltamperios	f.p.
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-1	0.5	2.3	1.0	25.0	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50.0	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100.0	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200.0	0.5

TABLA 4.7: 'BURDEN' DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SEGUN LA NORMA ANSI.

En el caso de los transformadores de potencial, según la norma - ANSI, éstos se designan por las letras W, X, Y, Z, ZZ; cada una de las cuales corresponde a un valor de VA con un factor de potencia específico, tal como puede verse en la tabla 4.9.

CEI	ANSI
2.5 VA	B 0.1
5 VA	B 0.2
15 VA	B 0.5
30 VA	B 1
50 VA	B 2
100 VA	B 4
200 VA	B 8

TABLA 4.8: EQUIVALENCIAS DE CARGAS CEI Y ANSI.

Designación del Burden	Volt-Amperios en el secundario	Factor de Potencia del Burden
W	12.5	0.10
X	25	0.70
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.25

TABLA 4.9: 'BURDEN' DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL SEGUN LA NORMA ANSI.

Hay que mencionar el hecho que las cargas conectadas a los transformadores para instrumento, pueden aproximarse, pero rara vez son idénticos al 'burden' normalizado de estos dispositivos. Los 'burden' normalizados son simplemente puntos para una referencia normalizada, a través de los cuales puede establecerse la precisión de los transformadores para instrumento.

Finalmente, aunque las cargas de los transformadores varíen, generalmente la corriente tiene un valor definido, para los transformadores de corriente, y el voltaje es constante, para los transformadores de potencial. En los E.E.U.U la corriente nominal secundaria es de 5A, el voltaje nominal secundario es de 120v, y la frecuencia es de 60 Hz.

4.3.2.6 Clases de precisión y factores de corrección para transformadores para instrumento.

La clase de precisión es la designación normalizada que se usa para indicar al error máximo admisible en porcentaje, que el transformador puede introducir, en la relación de transformación y en el ángulo de fase, operando a frecuencia nominal y a corriente primaria nominal.

Para el caso específico de la aplicación del transformador de -

corriente como parte de un esquema de protección con relevadores; importan más las características de operación en condiciones de sobrecorriente, ya que es ésta y no la corriente de carga la que inicia las operaciones de los relevadores. Sin embargo en otras aplicaciones, como es el caso de las mediciones, se necesita de la mayor precisión posible en condiciones de corriente normal. Todo esto lleva a la necesidad de contar con una clasificación que describa las características de operación de los transformadores de instrumento, con el fin de facilitar la selección del dispositivo adecuado para cada aplicación particular. Como se mencionaba anteriormente, la clasificación indica el porcentaje de error máximo que pueda presentar el transformador operando dentro de un rango de corrientes, el cual no se excederá mientras no se sobrepasen los límites de carga establecidos para cada clase de transformador, pues de lo contrario la operación del transformador podría alcanzar la condición de saturación, aumentando el porcentaje de error a niveles inadecuados para su aplicación en cada esquema de protección específico.

En base a lo anteriormente expuesto, la clase de precisión establecida por la norma ANSI C57.13, utiliza una designación para los diferentes tipos de transformadores, que toma en cuenta tanto a los 'burden' como a la saturación que debe evitarse en la

operación de los transformadores.

Para los transformadores de corriente, la clase de precisión se describe mediante dos símbolos: una letra código y dos números. La letra código indica el porcentaje de error máximo admisible, y ciertas características del transformador. El código de designación de la letra según la norma ANSI es como sigue:

- "C" indica que la relación de transformación puede ser calculada, y cubre a los transformadores de corriente cuyo flujo de dispersión tiene un efecto despreciable sobre la relación de transformación definida. Corresponde a la antigua clasificación 10L, de transformadores con baja impedancia secundaria interna y un 10% de error.

- "T" corresponde a los transformadores del tipo arrollamiento, y todos aquellos en los cuales el flujo de dispersión del núcleo afecta de forma apreciable la relación de transformación. En este caso la relación de transformación puede ser probada, correspondiendo a la nomenclatura antigua 10H, de transformadores con impedancia secundaria interna muy alta y un 10% de error.

Con respecto al número que acompaña a la letra código, éste in-

dica el voltaje normalizado entre terminales secundarios de los transformadores de corriente.

La figura 4.23 muestra la gráfica normalizada de las clases de precisión según la norma ANSI para transformadores de corriente.

Esta gráfica se interpreta de la siguiente forma: El error porcentual no debe exceder en ningún momento el 10%, siempre y cuando el voltaje terminal secundario del transformador se encuentre dentro de la región definida para cada clase de precisión por el área comprendida entre la línea recta correspondiente a cada clase y la base de la gráfica.

La causa principal del error de relación en los transformadores de corriente es la corriente de excitación. Previamente en la figura 4.15 se ha mostrado a la corriente de excitación presente en el circuito equivalente de un transformador de corriente, y se explicó que para disminuir el error en la relación, se debe diseñar a los transformadores de corriente para que operen bajo el codo de saturación, demandando así poca corriente de excitación para el voltaje inducido. A medida que crece el voltaje secundario la corriente de excitación aumenta su valor, acercando al transformador a la condición de saturación, en la cual esta corriente aumenta considerablemente introduciendo

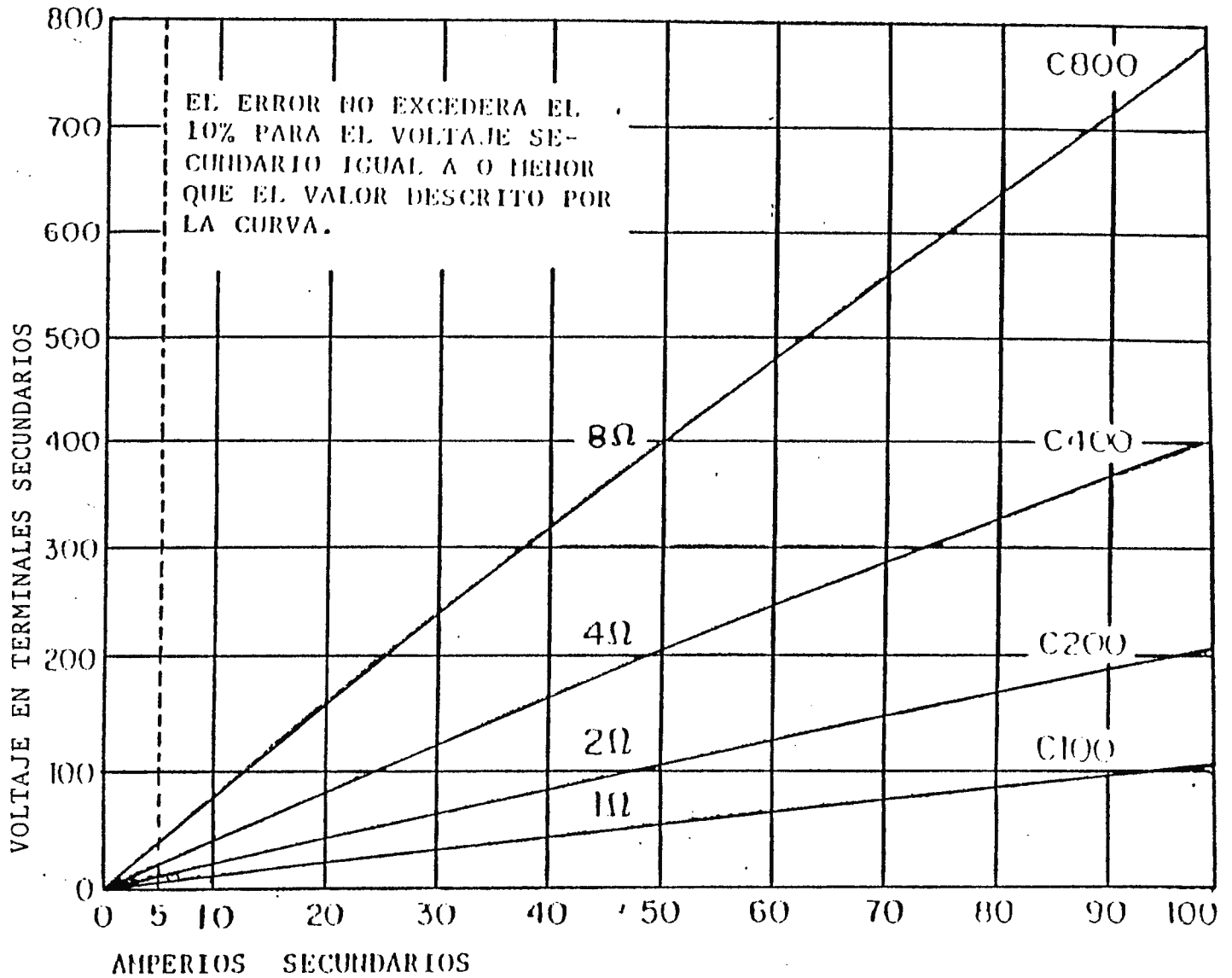
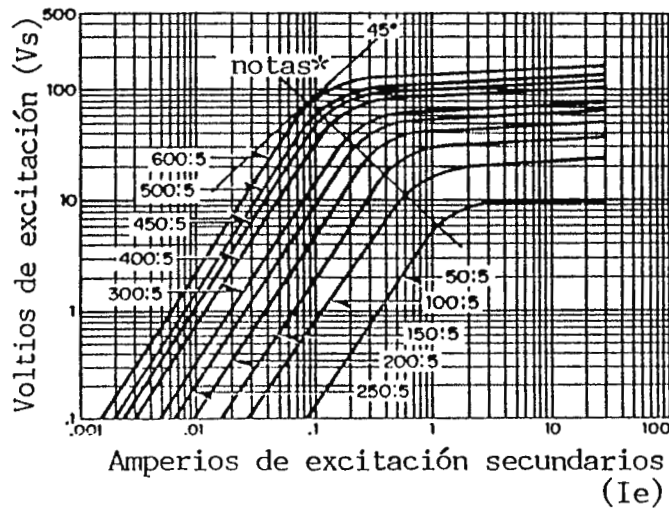


FIG. 4.23: GRAFICA NORMALIZADA DE EXACTITUD SEGUN LA NORMA ANSI PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE LA CLASE C.

errores mayores.

En la figura 4.24 se presenta un conjunto de curvas de excitación para un transformador de multirelación.



I_p/I_s	N	R_s
50:5	10:1	.081
100:5	20:1	.082
150:5	30:1	.104
200:5	40:1	.125
250:5	50:1	.146
300:5	60:1	.168
400:5	80:1	.211
450:5	90:1	.230
500:5	100:1	.242
600:5	120:1	.298

* Notes:

Sobre la línea el voltaje para una I de excitación dada, no será menor al 95% del valor de la curva; bajo la línea, esta I no excederá en 25% al valor de la curva.

FIG. 4.24: CURVAS DE EXCITACION PARA UN TRANSFORMADOR DE CO -- RRIENTE DE MULTIRELACION.

En la figura puede apreciarse que el aumento del voltaje secun-

dario elevaría a la saturación. Por esta razón es que la clase de precisión de los transformadores de corriente está definida en base al voltaje secundario. Por tanto, la clase de precisión indica el voltaje secundario máximo de operación sin que se lleve a la saturación. Así, por ejemplo, C200 corresponde a un voltaje máximo de operación de 200v, mientras que C400 indica un voltaje máximo de operación de 400v.

Según la norma ANSI, el error porcentual indicado aparecerá para sobrecorrientes con un valor límite de 20 veces la corriente secundaria nominal del transformador, la cual tiene un valor de 5A, para cada clase de precisión. Por ejemplo, un transformador de corriente con la clasificación C400, tendrá como límite de carga el valor en ohmios que origine una caída de voltaje máxima de 400 voltios con una corriente de 20 veces la corriente nominal secundaria:

$$4 \text{ ohmios} = 400 \text{ voltios} / (20 \times 5A)$$

En síntesis este transformador admitirá una carga máxima de 4 ohmios sin que el error porcentual exceda el 10%, cuando por él circule una sobrecorriente de 20 veces el valor nominal, tal como lo establece la norma ANSI para prevenir la saturación del transformador.

Sin embargo, la carga del transformador puede aumentarse, pero la sobrecorriente que puede soportar sin exceder el error porcentual establecido por la norma será menor. Ilustrando lo anterior, se tiene lo siguiente para una carga de 8 ohmios:

$$I = 400\text{v}/8 \text{ ohms}$$

$$I = 50 \text{ amperios}$$

$$I/I_n = 50/5 = 10$$

Como puede verse en este caso el transformador operará con un error máximo del 10% para una sobrecorriente solamente de 10 veces la corriente nominal secundaria.

Para cada aplicación deben tenerse en cuenta la clase de precisión del transformador, el 'burden' conectado a éste y el nivel de sobrecorriente esperado, para que en ningún caso se exceda el error porcentual en el momento de una falla.

Las cargas permisibles están definidas para un factor de potencia del 50% y para el número total de vueltas del transformador de corriente. Así si el transformador se usa en un número menor de sus vueltas totales, solamente se podrá alimentar una por --

ción de la carga máxima admisible sin exceder el 10% de error.
La carga permisible es definida matemáticamente por:

$$Z_c = \frac{N_p V_{c1}}{100}$$

donde:

Z_c = carga máxima permisible en un transformador de corriente.

N_p = vueltas en uso divididas entre el número total de vueltas del transformador de corriente.

V_{c1} = voltaje correspondiente a la clase de precisión del transformador de corriente.

Ejemplificando, para el transformador anterior de clase C400, - se tiene una relación de 1200/5, pero deberá ser usado en la relación de 600/5, en este caso la carga permisible será la siguiente:

$$V_{c1} = 400v$$

$$N_p = 600/1200 = 0.5$$

$$Z_c = 400 * 0.5/100$$

$$Z_c = 2 \text{ ohms}$$

La carga máxima permisible en este caso será de 2 ohmios para no exceder el 10% del error máximo, para 20 veces la corriente nominal.

Como puede verse, la precisión de los transformadores se encuentra afectada directamente por la carga conectada a ellos, ya que ésta determina en gran medida el voltaje que aparecerá en los terminales secundarios del transformador. Si se conocen los VA nominales la carga nominal que puede conectarse al transformador de corriente puede calcularse mediante la siguiente fórmula:

$$Z_n = \frac{V_{An}}{I_n^2}$$

donde:

Z_n = Carga nominal.

V_{An} = Potencia nominal.

I_n = Corriente secundaria nominal.

Tanto para los transformadores de corriente como para los de potencial, siempre existen errores en la transformación aún cuando no se presenten condiciones de sobrecorriente.

Error de corriente (E_c), es el error que el transformador de corriente introduce en la transformación, y que es el resultado de la diferencia entre la relación de transformación real y la relación de transformación nominal. El error de corriente en porcentaje, viene dado por la siguiente fórmula:

$$E_c(\%) = \frac{(n I_s - I_p)}{I_p} \times 100$$

donde:

n = relación de transformación nominal.

I_p = intensidad primaria.

I_s = intensidad secundaria real.

El error de voltaje (E_v), en el caso de los transformadores de potencial, también es producto de la diferencia entre las relaciones de transformación real y nominal, y expresado en tanto por ciento, puede obtenerse mediante la siguiente fórmula:

$$E_v(\%) = \frac{(n V_s - V_p)}{V_p} \times 100$$

donde:

n = relación de transformación nominal.

V_p = voltaje primario real.

V_s = voltaje secundario real.

Para conseguir mayor precisión debe tomarse en cuenta el efecto que estos errores producen en la corriente o voltaje secundarios de los transformadores de instrumento, y debe corregirse de alguna manera. Con este fin, la norma ANSI define factores de corrección. El factor de corrección de relación (**FCR**) es el factor por el cual debe multiplicarse la relación de transformación nominal de un transformador, ya sea éste de potencial o de corriente, para obtener la relación de transformación real.

En la tabla 4.10 se muestran los factores de corrección de relación para las clases de precisión definidas por la ANSI para transformadores de potencial.

Según la ANSI, la precisión de un transformador de potencial se describe enumerando la mejor clase de precisión que cada uno po

Clase de precisión	Límites de los factores de corrección de relación	Límite de factor de potencia (en atraso) de la carga
1.2	1.012 - 0.988	0.6 - 1.0
0.6	1.005 - 0.994	0.6 - 1.0
0.3	1.003 - 0.997	0.6 - 1.0

TABLA 4.10: CLASES DE PRECISION Y FACTORES DE CORRECCION DE RELACION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

see para cada 'burden'. Por ejemplo, un transformador de poten -- cial puede estar marcado: 0.3W, 0.3X, o.6Y y 1.2Z, lo cual indi ca que es más preciso para los 'burden' W y X que para los Y y Z.

4.3.2.7 Resistencia de los transformadores para instrumento a - corrientes de cortocircuito.

En el caso de los transformadores de corriente, por estar conec tados en serie a las líneas de alimentación, están sometidos a los mismos sobrevoltajes y sobrecorrientes que éstas. Tales so brecorrientes son muy superiores a las corrientes nominales de los transformadores, originando efectos dinámicos y térmicos - que pueden dañar al transformador.

Para evitar que el transformador se rompa por los esfuerzos di - námicos que se producen en el primario, es necesario adecuar - una sujeción mecánica en éste. Los esfuerzos electrodinámicos -

son función del valor máximo de pico de la corriente de cortocircuito. En la norma ANSI se especifica una corriente límite dinámica (I_{din}), que es el valor de pico a pico de primer ciclo de corriente que puede soportar un transformador sin sufrir daño con sus secundario en cortocircuito. Se expresa en kiloamperios (KA), como una corriente totalmente desplazada:

$$I_{pico} = 2 \sqrt{2} I_{din} = 2.83 I_{din}$$

Los esfuerzos térmicos obligan a dimensionar adecuadamente al primario del transformador de corriente ya que se considera que todo el calor producido se almacena en el conductor primario. Los límites de elevación de temperatura son de 250°C para transformadores clasificados con un incremento de 55°C, o 350°C para transformadores clasificados de 80°C.

La corriente límite térmica (I_{term}) es el valor rms más elevado de corriente primaria que el transformador puede soportar al efecto térmico, sin sufrir daño durante 1 segundo, con su secundario cortocircuitado. También se expresa en KA y puede determinarse mediante la siguiente fórmula:

$$I_{term} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V}$$

donde:

P = potencia de cortocircuito (MVA).

V = voltaje nominal del circuito (KV).

También se define una corriente térmica nominal de tiempo corto (I_{term_t}), para un periodo de 1 a 5 segundos y se define de la forma siguiente:

$$I_{term_t} = \frac{I_{term}}{\sqrt{t}}$$

donde:

t = es el número de segundos requeridos, en un límite de 1 a 5 segundos.

4.3.2.8 Designación y marcado de terminales.

Algunos transformadores para instrumento, ya sean de corriente o de potencial poseen varios arrollamientos secundarios o primarios, los cuales pueden ser conectados en serie o paralelo con el fin de cambiar la relación de transformación, y en otros casos para obtener varias relaciones de transformación al mismo tiempo (transformadores de multirelación). En la figura 4.25 se

muestra un transformador de corriente con dos devanados primarios que pueden conectarse en serie o en paralelo para cambiar la relación de transformación.

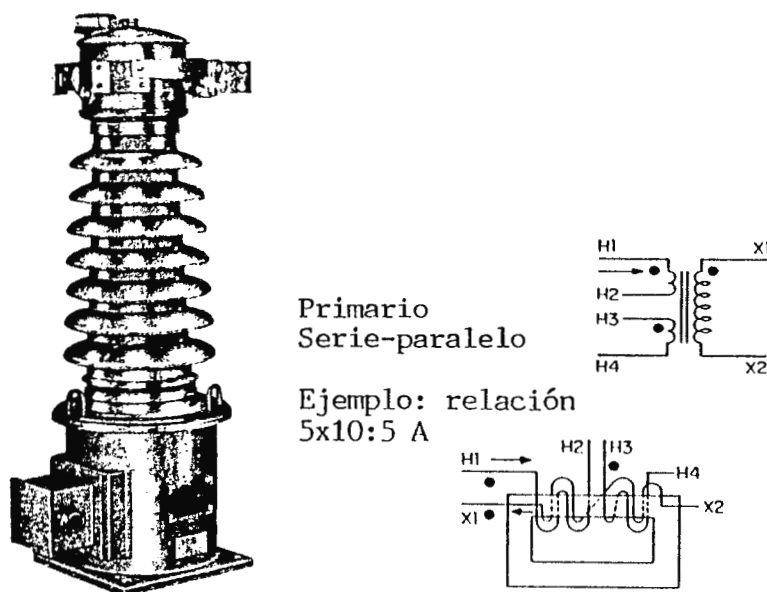


FIG. 4.25: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON DOS DEVANADOS PRIMARIOS.

En la figura 4.26 se representan los terminales de un transformador de corriente de multirelación con varios devanados secundarios.

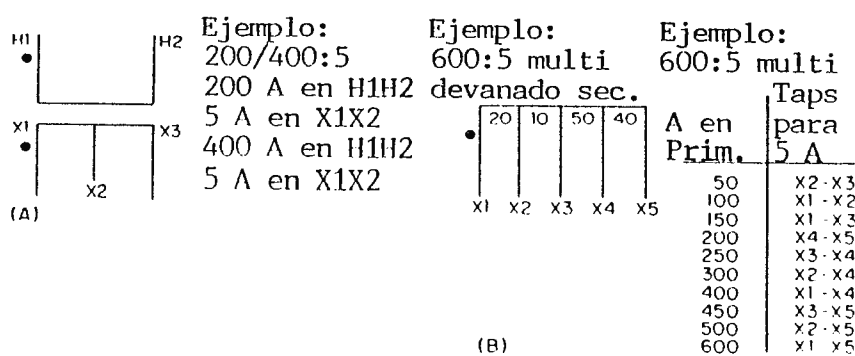
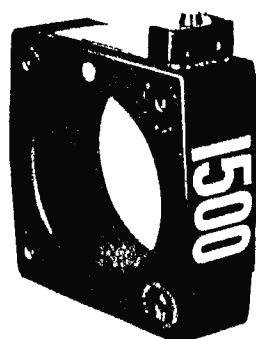


FIG. 4.26: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE MULTIRELACION.

Como puede observarse todos estos transformadores poseen varios terminales para llevar a cabo las conexiones necesarias. Todos

estos terminales deberán estar marcados de una forma clara e imborrable sobre su superficie, o en un punto próximo a ellos.

Según la norma ANSI se debe utilizar la letra H para el primario y la letra X para el secundario, tal como puede verse en las figuras 4.25 y 4.26. Si existen varios secundarios independientes se pueden utilizar las letras Y, Z, V, etc.

La polaridad viene indicada por un número después de cada letra: por ejemplo H_1 , H_2 , X_1 , X_2 , correspondiendo los números impares a los terminales que son de la misma polaridad.

La designación de los terminales varía de unas normas a otras. En la tabla 4.11 se muestran algunos ejemplos.

4.3.2.9 Factores que deben tomarse en cuenta en la elección de los transformadores para instrumento.

Al realizar la selección de los transformadores para instrumento deben tenerse en cuenta ciertos criterios que garanticen el adecuado funcionamiento de la instalación.

Los criterios de selección que resultan indispensables son los siguientes:

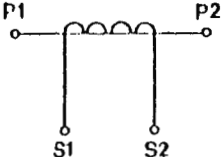
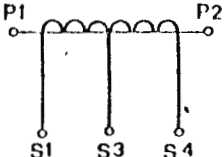
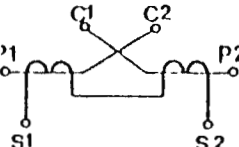
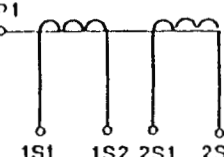
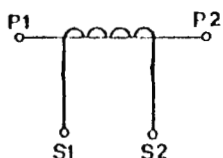
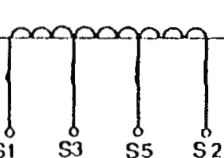
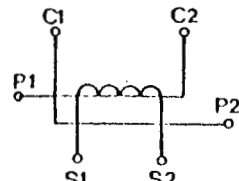
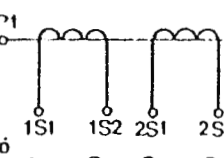
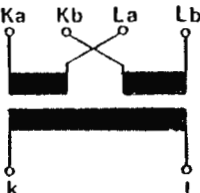
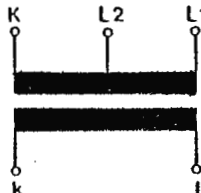
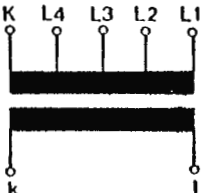
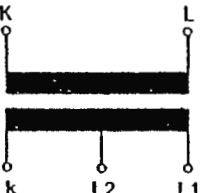
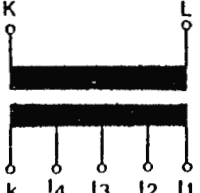
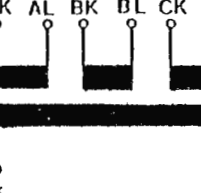
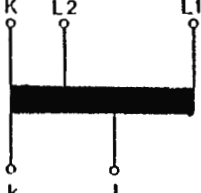
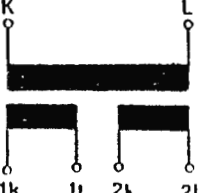
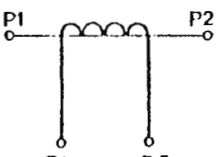
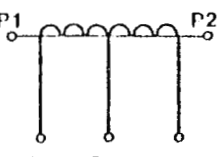
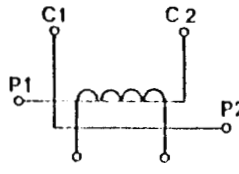
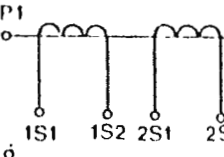
UNE				
UTE				
VDE				
				
CEI B S				

TABLA 4.11a: IDENTIFICACION DE BORNES O TERMINALES DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SEGUN DIFERENTES NORMAS.

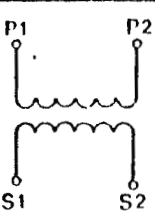
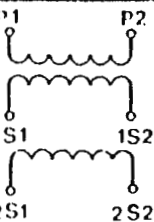
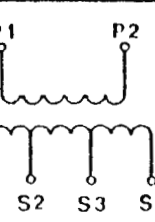
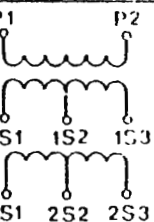
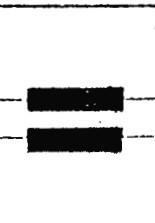
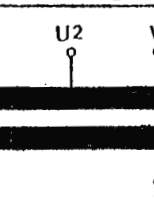
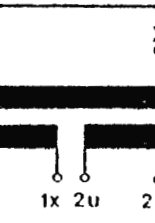
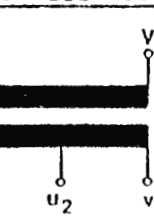
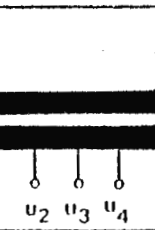
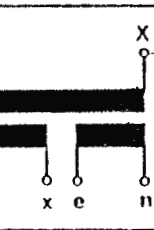

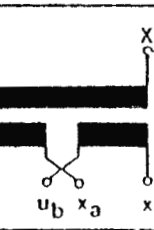
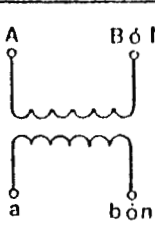
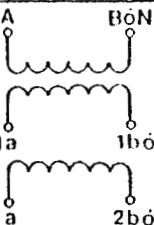
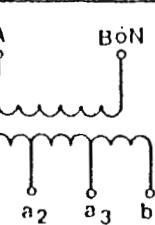
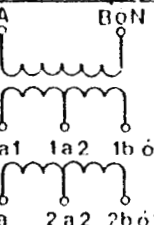
UNE				
VDE				
				
CEI y BS				

TABLA 4.11b: IDENTIFICACION DE BORNES O TERMINALES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL SEGUN DIFERENTES NORMAS.

- Tipo de instalación, es decir, si es interior o intemperie. Debe considerarse la altitud para valores superiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

- Nivel de aislamiento. Deben elegirse los valores que especifican las diversas normas establecidas. Varios de estos niveles se muestran en la tabla 4.12.

- Relación de transformación nominal. Debe recordarse que existe la posibilidad de obtener transformadores con doble o triple relación, e incluso multirelación si fuera necesario.

- Clase de precisión, la cual debe estar de acuerdo con las diversas normas.

- Potencia nominal. También debe estar acorde con las normas, y debe procurarse que en la medida de lo posible, la potencia del transformador sea la más cercana a la de la carga.

- Factor nominal de seguridad (en caso necesario).

- Factor límite de precisión nominal.

- Corrientes límites térmica y dinámica (I_{term} , I_{din}).

UNE 21088			ANSI C57.13			VDE 0414					CEI 185 y 186						
U _{max} KV	Ensayo frec. industrial KV _{ef}	Ensayo choque KV _{crisis}	Clase Aisl. KV	Ensayo frec. industr. KV _{ef}	Ensayo choque (BIL) KV _{crisis}	U _{max} KV	Ensa. frec. ind. KV _{ef}		Ensayo choque KV _{crisis}		Serie I (5ª países eur.)			Serie II		282	
							Aisl. D (entre espiras)	Aisl. F (entre arrol.)	Nivel N	Nivel S	U _{max} KV	Ensa. frec. ind. KV _{ef}	Ensa. choque KV _{crisis}	KV	Ensa. frec. ind. KV _{ef}		Ensa. choque KV _{crisis}
																Pot red <500 KVA	Pot red >500 KVA
1.º Neutro no efectív. a tierra.																	
0,6	3		0,6	4	10	0,6	2	3			0,6	3		0,6	4	10	10
1,2	10		1,2	10	30	1,2	3,5	10			1,2	6		1,2	10	30	30
			2,5	15	45						2,4	11		2,75	15	45	60
3,6	27	45	5	19	60	3,6	16	21	45	40	3,6	16	45				
7,2	33	60	8,7	26	75	7,2	22	27	60	50	7,2	22	60	5,5	19	60	75
12	42	75	151	34	95	12	28	35	75	60	12	28	75	9,25	26	75	95
			1511	34	110									15,5	34	95	110
17,5	53	95	18	40	125	17,5	38	45	95	75	17,5	38	95				
24	64	125	25	50	150	24	50	55	125	95	24	50	125	25,8	50	150	
			34,5	70	200	27,5	60	65	145	125							
36	86	170	46	95	250	36	70	75	170	145	36	70	170	38	70	200	
			69	140	350									43,3	95	250	
52	119	250				52	95	105	250	190	52	95	250				
72,5	152	325				72,5	140	140	325	250	72,5	140	235	72,5	140	350	
	Aisl. pleno	Aisl. reduc.	Aisl. pleno	Aisl. reduc.							U _{max} KV	Ensa. frec. ind. Aisl. pleno	Ensa. choque Aisl. reduc.	Ensa. frec. ind. Aisl. pleno	Ensa. choque Aisl. reduc.		
100	185		450		92	185	450				100	185	150	450		380	
123	230		550		115	230	550				123	230	185	550		450	
145	275		650		138	275	650				145	275	230	650		550	
170	325		750		161	325	750				170	325	275	750		650	
			180	360	825												
			196	395	900												
			215	430	975												
245	460	395	1050	900	230	460	1050				245	460	395 ó 360	1050		900 ó 825	
			260	520	1175												
			287	575	1300												
2.º Neutro efectív. a tierra																	
			315	630	1425	125	185	185	450	375							
			345	690	1550	170	275	275	650	550							
			375	750	1675	250	395	395	900	750							
420	680	630	1550	1450	400	800	1800				420	630	680	1425	1300		
			430	860	1925												
			460	920	2050												
			490	980	2175												
			520	1040	2300												
			545	1090	2425						525						

TABLA 4.12: NIVELES DE AISLAMIENTO PARA TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTO SEGUN DIFERENTES NORMAS.

- Frecuencia nominal.
- Número de devanados secundarios.
- Factor de tensión para transformadores de potencial.
- Detalles constructivos.

Además, según la norma UNE, todos los transformadores para instrumento deben indicar, por lo menos, los siguientes datos:

- a) El nombre del fabricante.
- b) El número de serie, cuyas dos primeras cifras corresponderán a las dos últimas del año de fabricación.
- c) El tipo de aparato.
- d) La relación de transformación nominal, en la forma:

$$n = I_{pn} / I_{sn} \text{ (ejemplo } n = 100/5)$$

donde:

I_{pn} = corriente primaria nominal.

I_{sn} = corriente secundaria nominal.

e) La frecuencia nominal.

f) Las potencias de precisión, las clases de precisión y la designación de los bornes correspondiente a cada arrollamiento.

g) Las tensiones nominal de aislamiento, de ensayo a frecuencia industrial y de choque, separadas por trazos oblicuos.

h) Las intensidades límites, térmica y dinámica en KA.

4.3.3 BANCO DE BATERIAS.

La mejor forma de asegurar un suministro ininterrumpido de corriente adecuado para propósitos tan variados como iluminación y potencia de emergencia; aparatos de regulación, operación, monitoreo y protección, es mediante la utilización de sistemas de acumuladores o bancos de baterías, tanto en subestaciones de potencia como en subestaciones industriales.

La característica de operación fundamental de los bancos de baterías es que son capaces de proporcionar grandes cantidades de potencia durante cortos períodos de tiempo. Además pueden almacenar una cantidad definida de energía eléctrica, la cual se encuentra disponible instantáneamente para cualquier uso. Estas características son razones suficientes para justificar la aplicación

cación de los bancos de baterías como parte del suministro de potencia necesario para los sistemas de protección con relevadores, ya que garantizan el accionamiento de los circuitos de disparo de los disyuntores de protección.

Las baterías empleadas para propósitos de disparo están formadas por una cantidad de celdas que oscila entre 12 y 120 unidades, y los rangos de voltaje más comunes son de 12, 24, 48, 125 y 250 voltios. Mientras más bajo es el voltaje de utilización, el sistema de baterías resulta más económico.

Las celdas de las baterías generalmente se fabrican con aleaciones cuyos elementos principales son el calcio o el antimonio, aunque algunos fabricantes pueden incluir plata y otros elementos a la aleación.

Para llevar a cabo adecuadamente su función, las baterías deben mantener un rango de voltaje entre valores mínimos y máximos con el fin de satisfacer los requerimientos de la NEMA. Para la operación de las bobinas de cierre el rango de voltaje oscila entre el 72 y el 104%, mientras que para el disparo la variación permisible de voltaje es entre el 56 y el 112%. Como ejemplo los mecanismos de cierre de los disyuntores con un rango nominal de 125v, deben operar en un rango de voltaje entre 90 y -

130v, mientras que los de disparo deben hacerlos en un rango entre 70 y 140v.

Los diferentes niveles de voltaje nominal se consiguen variando el número de celdas, cada una de las cuales posee un voltaje nominal mínimo. Como ejemplo podemos citar el uso de baterías constituidas por 60 celdas con un voltaje nominal de 125 VDC. Para prevenir la caída de voltaje debido a los conductores entre la batería y el mecanismo de operación, así como para tener un margen de seguridad, debe tenerse un mínimo de 105v en la batería; para baterías de 60 celdas este voltaje mínimo corresponde a 1.75v por celda en condiciones de demanda máxima.

El voltaje de carga para baterías que realizan este servicio no debe exceder 140v, para sistemas de 125 VDC correspondientes al máximo voltaje de operación permisible para el disparo de disyuntores, bobinas de retención, circuitos de control y circuitos de anunciación y monitoreo.

Mientras la batería comparte la carga con un adecuado dispositivo cargador, bajo condiciones normales, debe tener suficiente capacidad para manejar todas las cargas durante un razonable periodo en el caso de una falla ya sea del suministro de potencia o del cargador de baterías.

Con el fin de determinar la carga total que debe ser manejada por la batería, ésta debe dividirse dentro de las tres clases siguientes:

- Las corrientes momentáneas necesarias para la operación del equipo conectado particularmente a las bobinas de cierre y disparo de los disyuntores.
- La corriente estable o continua de lámparas indicadoras, bobinas de retención de relevadores, equipo de control, etc.
- La carga debida a las luces de emergencia.

Para llevar a cabo adecuadamente sus funciones, el banco de baterías necesita de un adecuado dispositivo cargador. Este cargador tiene dos funciones básicas: suministrar corriente a cualquier carga conectada ya sea continua o intermitente, y abastecer corriente de carga a la batería. Si la corriente de carga alcanza valores mayores que el rango de corriente del cargador, la batería debe suministrar la corriente adicional. La batería también debe suministrar toda la corriente cuando el cargador no esté en servicio debido a inspección, limpieza, desperfecto o falla del suministro de AC.

Todo esto se cumple debido a las características de operación -

tanto del cargador como de la batería, y porque el cargador y la batería operan en paralelo para suministrar la carga, tal como se muestra en la figura 4.27.

Durante periodos de operación normal, el cargador de baterías aplica una carga flotante, lo cual significa que continuamente contiene un nivel de voltaje ligeramente superior al voltaje en circuito abierto de la batería. Este voltaje es usualmente 2.15 voltios por celda para las celdas fabricadas con aleación de antimonio, mientras que es de 2.17v por celda para las de calcio. Sin embargo, de vez en cuando es necesaria una carga igualadora la cual tiene la función de restablecer la capacidad total de las celdas que pudo haberse perdido por una inadecuada descarga o autodescarga de las celdas individuales, las cuales pueden deberse a variaciones de temperatura en las celdas individuales, o a pequeñas variaciones que pueden encontrarse en las pequeñas corrientes de carga que circulan hacia las celdas debido al voltaje flotante. La carga igualadora tal como su nombre lo indica asegura que todas las celdas obtengan la misma corriente de carga, aumentando la corriente de carga a través de la batería incrementando el voltaje aplicado a los terminales de éste.

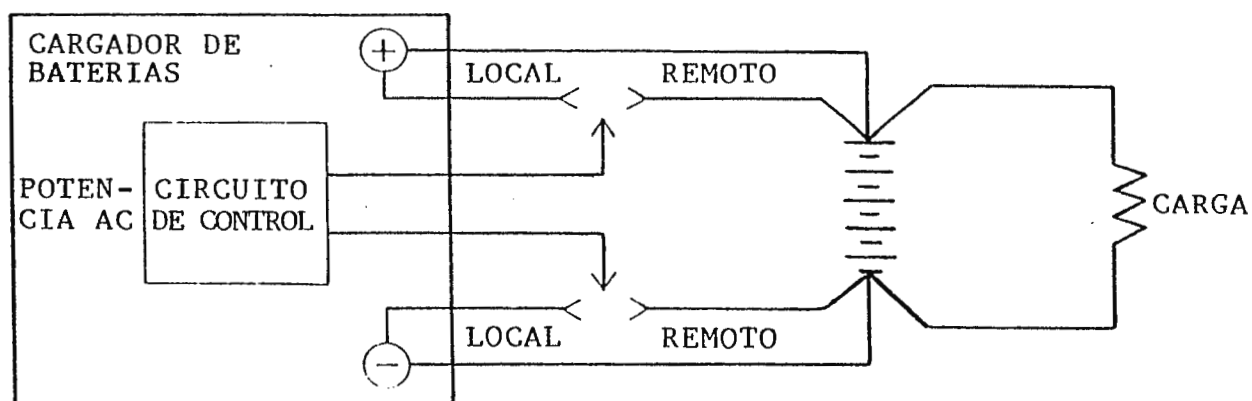


FIG. 4.27: CONEXION TIPICA DEL CARGADOR DE BATERIAS.

CAPITULO V

PROTECCION Y COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA INDUSTRIALES.

INTRODUCCION

Los sistemas de protección son una parte esencial de los sistemas de potencia, ya que su función consiste en detectar condiciones intolerables o no deseadas dentro del sistema de potencia industrial, actuando directamente, como en el caso de fusibles o disyuntores termomagnéticos, o comandando a otros mecanismos de desconexión tales como los disyuntores de potencia, para remover estas condiciones en caso de que existan. Tales anomalías son generalmente consecuencia de una falla dentro del sistema.

Los sistemas de protección deben diseñarse para garantizar la seguridad operativa del sistema y para contribuir a la continuidad del servicio, limitando el daño que las fallas dentro del sistema de potencia pudieran ocasionar a los equipos pertene --

cientes a éste.

Para una empresa manufacturera es muy importante la continuidad del servicio de energía eléctrica, debido a que una falla grave en éste podría ocasionar una interrupción de gran extensión o de larga duración, lo cual originaría grandes pérdidas para la empresa, ya que generalmente el costo de la producción perdida excede al costo del daño sufrido por el equipo sometido a una falla. La interrupción del servicio influye en forma diferente, dependiendo del tipo de industria en la cual se produzca; mientras que en una empresa dedicada a la manufactura de piezas elaboradas en máquinas herramientas, una interrupción en el servicio implica solamente un retraso en la producción, en fábricas de plásticos, productos sintéticos, refinerías, productos alimenticios, etc., además del retraso en la producción se pueden tener daños considerables en las materias primas e incluso en la maquinaria que las está procesando.

Durante las condiciones normales de operación del sistema de potencia, las protecciones no actúan, pero deben ser capaces de operar eficazmente para manejar las condiciones intolerables dentro del sistema, con el fin de evitar daños a los componentes del sistema, que pudieran ocasionar interrupciones prolongadas debido a las reparaciones que tendrían que efectuarse en és

tos. Además los dispositivos de protección, deben ser capaces - de aislar la falla afectando a una mínima sección del sistema, es decir que en la medida de lo posible la falla debe despejarse sin interferir con la operación normal de las partes del sistema que no estén involucradas con la falla. Este aislamiento - obedece a dos razones: minimizar el daño a la parte del sistema sometida a la falla, y evitar la interferencia que las condiciones anormales originadas por la falla pudieran causar en la operación normal del resto del sistema de potencia.

Para llevar a cabo las funciones antes descritas, los sistemas de protección prácticos deben cumplir con una serie de requisitos y principios que garanticen su adecuado funcionamiento. A continuación se llevará a cabo un análisis de estos principios y requisitos.

5.1 FILOSOFIA GENERAL DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION.

En teoría un sistema de protección debe ser capaz de responder eficazmente a todas las anomalías que pudieran presentarse dentro del sistema de potencia a ser protegido. Sin embargo, es simplemente imposible diseñar un sistema de protección a prueba de cualquier falla.

Los sistemas de protección tienen como objetivo principal reducir los daños que pudieran sufrir el sistema eléctrico industrial y sus componentes, desconectando la parte o el elemento bajo falla, que pudiera imponer al sistema la circulación de altas corrientes de cortocircuito, severas caídas de voltaje, sobrevoltajes, etc. Otro objetivo importante a considerar es la reducción en la duración y frecuencia de las interrupciones al servicio, ya que garantiza la vida útil de los componentes del sistema porque previene la necesidad de llevar a cabo un mantenimiento correctivo en dichos componentes.

Los sistemas de protección deben llevar a cabo su función con la mayor eficiencia posible. Es un hecho que no pueden prevenirse todas las fallas probables del sistema, pero es factible contraer compromisos basados en varios factores que influyen la

aplicación de los dispositivos de protección. Estos compromisos deben asegurar el funcionamiento correcto del sistema de protección acorde a los requerimientos de cada sistema de potencia industrial en particular, es decir, que el sistema de protección debe ser capaz de detectar la falla y aislar rápidamente la parte afectada, cuando ocurre un cortocircuito o anomalía que pueda causar daños o interferir con la operación normal de cualquier parte del sistema o de la carga conectada a él.

Los factores que influyen en la aplicación de los sistemas de protección son:

- Economía. Implica que el sistema debe proveer la máxima protección posible con un mínimo de inversión y un bajo costo de operación y mantenimiento.
- Diseño bajo norma. Para asegurar la operación eficiente de un sistema de protección, deben adoptarse prácticas de conformidad a las normas establecidas. Debido al consenso entre las instituciones reguladoras y normativas, se asegura que las características de funcionamiento de diversos dispositivos de protección, así como las de los componentes del sistema de potencia industrial, permanecen invariables para cada tipo de dispositivo, independientemente de quien sea el fabricante.

- Experiencias previas. La anticipación de los tipos de problemas que pueden presentarse dentro de un sistema eléctrico industrial específico, se hará más fácilmente considerando las fallas típicas de sistemas similares estudiados previamente.

- Necesidades de protección de las cargas. Se deben determinar los tamaños y tipos de cargas dentro del sistema de potencia industrial, así como su localización y otros parámetros que pudieran influir en la operación normal de ellas, tales como la variación de voltaje y frecuencia que pueden tolerar.

Además es necesario el conocimiento profundo del sistema de potencia como un todo. La razón de esto es que deben conocerse no solamente la naturaleza y el comportamiento de las fallas, sino que también debe tenerse una comprensión básica del funcionamiento y construcción de todos los componentes del sistema de potencia.

Un sistema de protección seguro y eficiente tendrá un diseño que satisfaga de manera equilibrada las condiciones impuestas por los anteriores factores. Esto quiere decir que el compromiso consiste en cumplir cada condición sin menoscabo de otra.

Por ejemplo, debe ofrecerse un alto grado de protección a las cargas, pero con los dispositivos idóneos, o sea aquellos que

sean confiables, están correctamente dimensionados, respondan a las necesidades de la carga y no tengan un costo excesivo. Así se satisfacen las necesidades de protección de la carga y la economía.

El concepto de la protección se amplía no sólo a los cortocircuitos, sino también a las operaciones anormales del sistema, tales como sobrecargas severas, deficiencias de los generadores, maniobras indebidas, etc.

5.2 PRINCIPIOS DE APLICACION.

La lógica de aplicación de los dispositivos de protección divide al sistema de potencia dentro de varias zonas, cada una de las cuales tiene un requerimiento específico de protección.

En todos los casos, los criterios de aplicación son los mismos, siendo comunes a cualquier sistema o segmento de sistema protector bien diseñado y eficiente.

5.2.1 CONFIABILIDAD.

Este criterio se refiere a dos aspectos; en primer lugar, la habilidad del dispositivo de funcionar eficientemente cuando las condiciones lo requieran, es decir la seguridad, y en segundo lugar, la capacidad de evitar operaciones innecesarias o desconexiones debido a fenómenos que no constituyen una falla franca, lo cual se denomina discriminación.

El accionamiento de los dispositivos de protección ante condiciones de operación, que no son precisamente una falla, se puede originar por varias razones: una selección inadecuada de valores de operación en dispositivos como disyuntores termomagnéticos o fusibles, la degradación que pudiera sufrir un fusible al estar sometido a altos valores de corriente, aunque éstos -

no alcancen el valor de la corriente de fusión, los errores de información suministrada a ciertos dispositivos del esquema de protección, como por ejemplo los relevadores, etc. Desafortunadamente la seguridad y la discriminación tienden a ser excluyentes: al incrementar la eficacia del sistema de protección ante diversas fallas, generalmente se incrementan las posibilidades de operación ante fenómenos que no constituyen una falla, y si se toman medidas de prevención más rígidas contra las operaciones incorrectas se corre el peligro de reducir la eficiencia del sistema ante las fallas reales. Sin embargo, puede obtenerse un compromiso práctico razonable para satisfacer ambas condiciones, es decir, que puede ofrecerse un alto grado de protección con un margen de error razonable. Un ejemplo práctico lo constituye el retardo de tiempo, ya que utilizado adecuadamente permite que una protección no desconecte al circuito afectado por una sobrecorriente transitoria, pero que actúe en un tiempo razonablemente corto para proteger a un circuito contra fallas permanentes.

Los sistemas de protección deben operar correctamente bajo condiciones adversas, ya sea que provengan del ambiente, tales como los efectos de la temperatura o de la altitud, o que provengan del sistema, tales como altos valores de corriente de corto circuito, así como los esfuerzos térmicos y electrodinámicos asociados a ellos.

Por otro lado, debe tenerse la certeza que cada dispositivo sea lo suficientemente sensible para operar con el mínimo valor de falla que se espera tener.

En síntesis, el sistema de protección debe operar en forma precisa y segura en respuesta a los problemas que se presenten dentro del sistema de potencia.

5.2.2 VELOCIDAD.

Esta es una característica necesaria, ya que mientras mayor sea la rapidez de operación del dispositivo, menor será el daño que pueda ocurrir en los equipos debido a una falla. Sin embargo, una alta velocidad puede ocasionar algunos problemas. El más evidente consiste en el aumento de la probabilidad de operaciones no deseadas, y además, que en algunos casos no se lleguen a conocer las causas de una desconexión. Esto se debe a que muchos problemas momentáneos no requieren de una apertura, y que muchas condiciones transitorias tales como el arranque de motores, la corriente de magnetización al reenergizar transformadores, etc., no constituyen una falla.

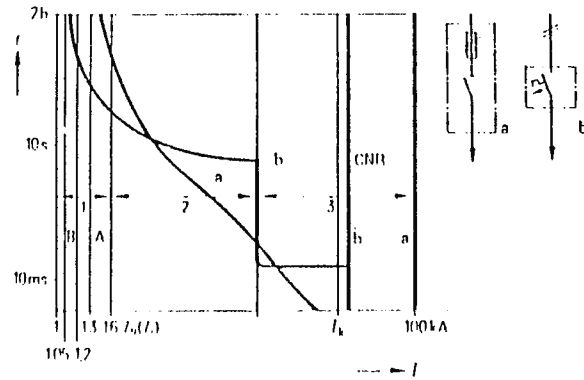
La velocidad de operación de los dispositivos de protección está determinada por la característica tiempo-corriente que po --

sean, y por lo tanto es función de la corriente de falla. Mientras mayor sea la magnitud de la corriente, más rápido se llevará a cabo la desconexión, como resultado de las características inversas de las curvas de tiempo contra corriente. Los dispositivos deben seleccionarse adecuadamente para que lleven a cabo una desconexión oportuna, es decir, que operen inmediatamente para valores altos de corriente de cortocircuito, mientras que en algunos casos operen con un retardo de tiempo para magnitudes de corriente de cortocircuito de menor valor. Esto se logra seleccionando cuidadosamente a los dispositivos de protección con la característica de tiempo contra corriente adecuada. En la figura 5.1 se muestra una comparación entre las curvas de tiempo contra corriente de un fusible y un disyuntor termomagnético de gran capacidad.

De igual forma se procede con los relevadores, disponiéndose de unidades con alta velocidad de operación. El término instantáneo indica que ningún retardo ha sido incluido intencionalmente en la operación. En la práctica los términos alta velocidad e instantáneo son sinónimos, es decir que expresan la misma característica operativa.

5.2.3 SELECTIVIDAD.

Es la habilidad para reconocer una condición anormal o falla y



- 1 Rango de las corrientes límite
- A Margen para la prueba de los fusibles
- B Margen para las pruebas de las corrientes límite de disparo de los interruptores de potencia
- 2 Corrientes de sobrecarga
- 3 Corrientes de cortocircuito
- CNR Capacidad nominal de ruptura

FIG. 5.1: CURVA CARACTERÍSTICA Y CAPACIDAD DE RUPTURA DEL FUSIBLE **a** Y DEL DISYUNTOR **b**.

operar eficientemente para aislar la parte afectada.

Esta característica permite mantener a la mayor parte del sistema en servicio, es decir que solo se aislará el mínimo necesario del sistema con el fin de evitar daños.

Cada dispositivo de protección debe seleccionarse y ubicarse cuidadosamente en el esquema de protección, y en las secciones del sistema a las cuales debe proteger, todo esto con el fin que lleve a cabo su función de protección, sólo en caso de falla del equipo al cual protege directamente.

En síntesis, deben tomarse todas las precauciones para que al actuar el sistema de protección para despejar una falla en una sección del sistema de potencia, esto no afecte al servicio en las secciones restantes.

5.2.4 SIMPLICIDAD.

La simplicidad es un requisito importante para lograr un buen diseño del sistema de protección. Sin embargo aunque parezca contradictorio, el sistema más simple muchas veces no es el más económico, ya que algunas veces si se emplean menos dispositivos para proteger mayor cantidad de ramales del sistema de potencia, éstos deben ser más confiables y de mayor capacidad interruptiva, con el consiguiente aumento en su costo.

La simplicidad tiende a mejorar la confiabilidad del diseño, debido a que mientras más complejo sea el sistema de protección, mayores serán las posibilidades que se presenten erro--

res en la operación. La causa principal de lo anterior, es -
que una mayor cantidad de elementos puede generar deficien --
cias y complicaciones en la coordinación de los dispositivos
de protección.

5.3 REQUERIMIENTOS DE PROTECCION PARA SISTEMAS DE POTENCIA INDUSTRIALES.

El objetivo principal de los sistemas de protección es minimizar los efectos dañinos que pueden ocasionar las fallas sobre los elementos que conforman al sistema de potencia industrial. Previamente se han descrito el procedimiento a seguir y los criterios necesarios para lograr este objetivo mediante diferentes dispositivos de protección. También se han presentado las características de operación que permiten a los dispositivos de protección llevar a cabo su función.

Sin embargo para obtener los resultados más satisfactorios deben además considerarse los límites de operación de los dispositivos que forman el sistema de potencia industrial.

Los componentes de un sistema de potencia que deben ser objeto de la protección son básicamente: los motores, los alimentadores, los transformadores, y en caso de estar presentes los generadores.

Muchos de los requerimientos de protección para los cables, motores y transformadores están establecidos en el NEC (National Electric Code) y transformadores en la norma ANSI C 5712. A continuación se hará una descripción de los requerimientos de -

protección básicos de estos componentes.

5.3.1 PROTECCION PARA TRANSFORMADORES.

En el artículo 450 del NEC se especifican los niveles de máxima sobrecorriente a los cuales los dispositivos protectores para transformadores deben ser ajustados. Los transformadores con primarios con un voltaje nominal mayor que 600V necesitan un disyuntor o un fusible en el primario que operen a un valor de corriente no mayor que el 300% o el 250% de la corriente de plena carga del transformador, respectivamente, cuando se carece de una protección secundaria. La protección será más eficiente con ajustes de disyuntores o rangos de fusibles menores que esos niveles máximos.

Los valores máximos de operación de la protección dependen de la naturaleza de la carga, la impedancia del transformador y el voltaje secundario. Los niveles máximos de protección contra sobrecorriente, para dispositivos de protección primarios y secundarios se presentan en la tabla 5.1.

Los transformadores son capaces de soportar cortocircuitos en el secundario, dentro de ciertos límites establecidos de tiempo, los cuales están basados en la impedancia del transformador.

Transformadores con protección
primaria y secundaria

Impedancia nominal del transformador	Primario Sobre 600 V		Secundario Sobre 600 V Bajo 600 V		
	Disyuntor	Fusible	Disyuntor	Fusible	Disyuntor o fusible
Menor a 6%	600	300	300	250	250
Entre 6% y 10%	400	300	250	225	250

Nota: todos los anteriores datos, son porcentajes de la corriente no minal del dispositivo a proteger.

TABLA 5.1: LIMITES MAXIMOS DE OPERACION, PARA PROTECCION DE -
TRANSFORMADORES CONTRA SOBRECORRIENTE (EN PORCENTAJE).

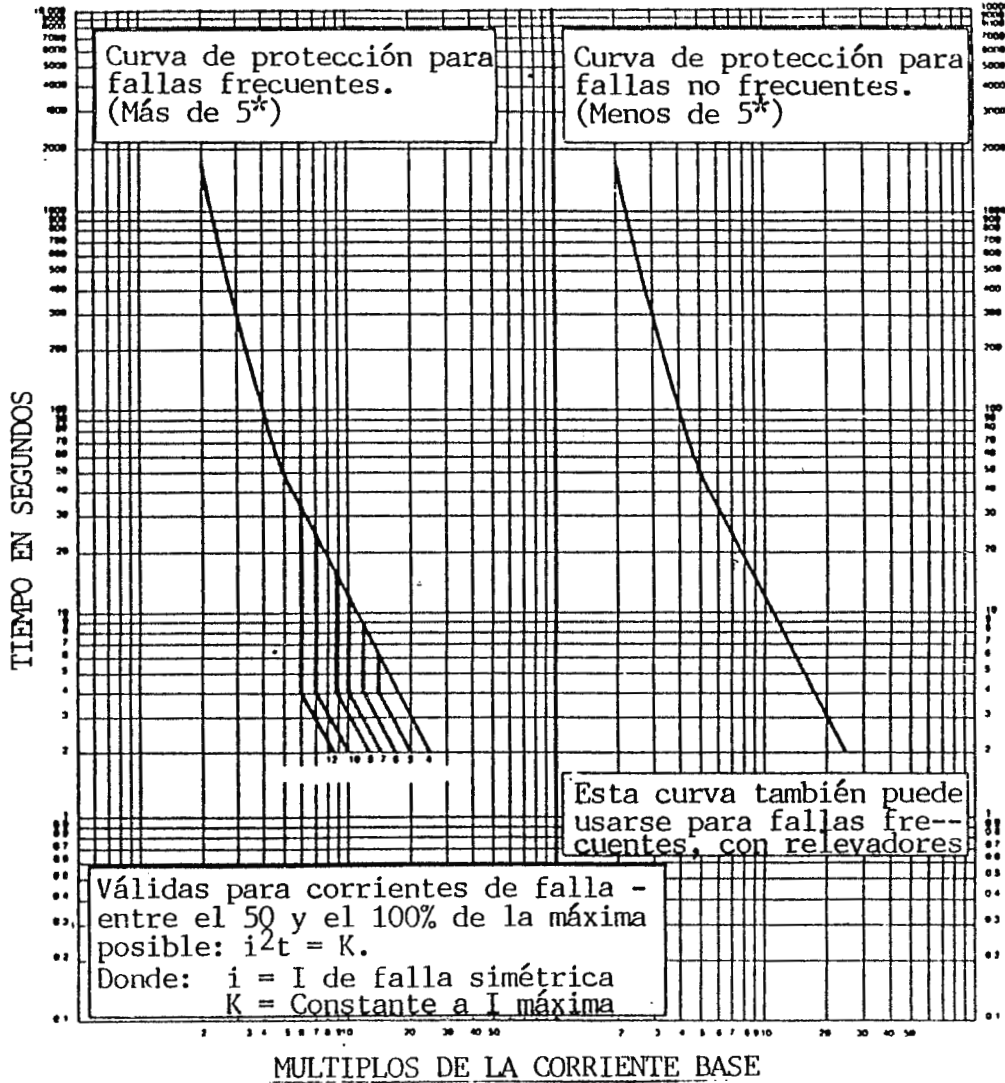
El daño que los transformadores sufren debido a esas fallas es el resultado de los efectos térmicos y mecánicos. Generalmente los requerimientos consideran que el daño debido a efectos mecánicos es acumulativo.

Las normas ANSI han establecido una clasificación de los transformadores para describir su resistencia a las fallas. En la fi

gura 5.2 se muestra la curva de protección para transformadores de la categoría II según ANSI (transformadores monofásicos entre 501 y 1667KVA, y transformadores trifásicos entre 501 y 5000KVA), mientras que en la figura 5.3 se muestran las curvas de protección para los transformadores de la categoría III (transformadores monofásicos entre 1668 y 10000KVA, y transformadores trifásicos entre 5001 y 30000KVA). Las curvas muestran el tiempo máximo que puede soportar, el transformador, una falla de sobrecorriente, dependiendo de la magnitud de la sobrecorriente.

Como puede verse en cada gráfica se presentan dos curvas, una que se aplica para transformadores con una alta probabilidad de sufrir fallas (más de 10 en su vida útil), y otra, más desplazada en la escala de corriente que se aplica para transformadores con una baja probabilidad de falla (no más de 10 en su vida útil). La probabilidad de falla está relacionada con el tipo de alimentadores secundarios usados en el sistema. Los conductores transportados en electroductos o bandejas originan menos fallas que las líneas aéreas.

Otras consideraciones que deben tomarse en cuenta para la selección de los rangos y ajustes de los dispositivos protectores para el transformador son los siguientes:



* Durante la vida útil del transformador.

FIG. 5.2: CURVA DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE LA CATEGORIA II SEGUN LAS NORMAS ANSI.

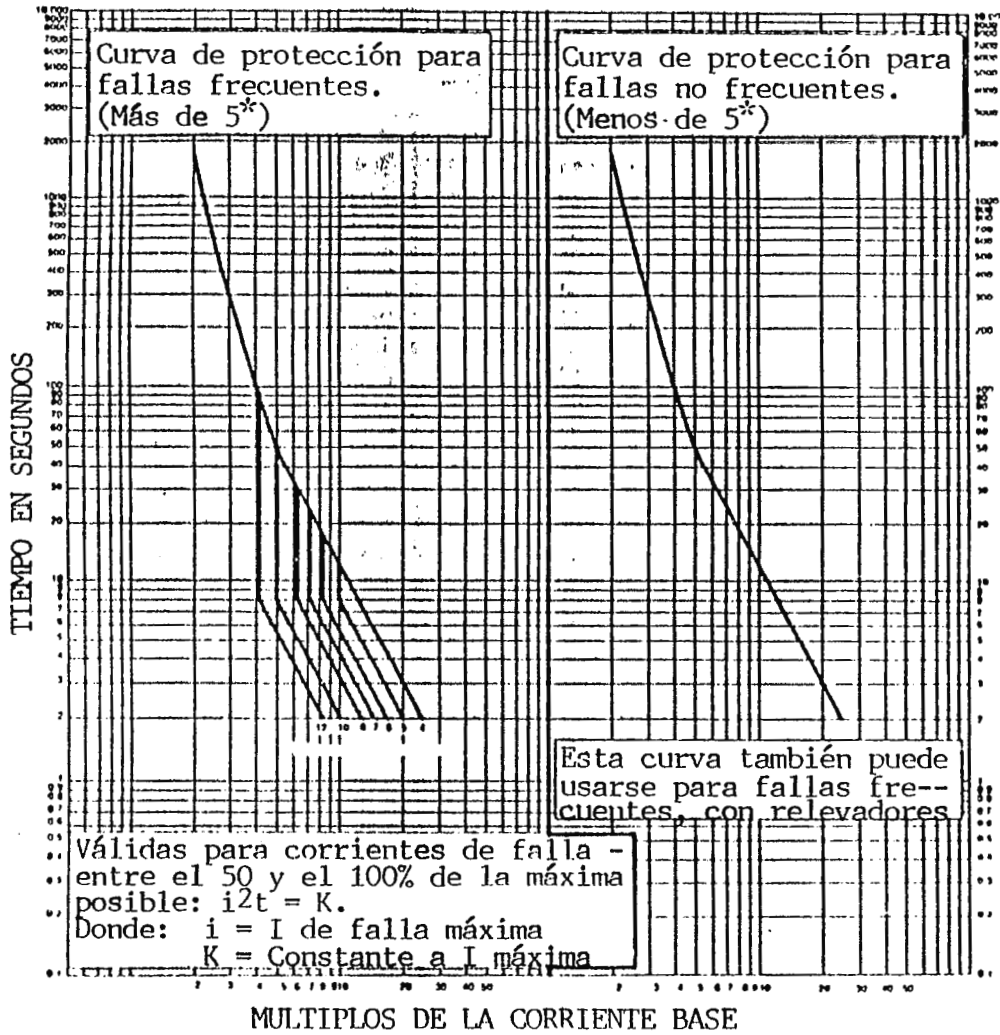


FIG. 5.3: CURVA DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE LA CATEGORIA III SEGUN ANSI.

- Rango del voltaje del sistema.
- Corriente nominal del transformador.
- Corriente de irrupción del transformador.
- Tipo de carga, ya que puede ser estable, fluctuante o sujeta a picos de arranque, tales como los originados por motores grandes, hornos y soldadores eléctricos.
- Las características tiempo-corriente del resto de dispositivos de protección. Los relevadores que se usan en combinación con disyuntores de potencia para la protección del circuito primario del transformador, deberán tener una curva tiempo-corriente con una tendencia similar al dispositivo de protección más próximo al transformador en el lado secundario.

La corriente de accionamiento ($I_{pick\ up}$) para los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, tiene un valor típico del 150 al 200% de la corriente primaria de plena carga del transformador. Para los dispositivos instantáneos, la corriente de accionamiento tiene un valor entre 150 y 160% de la corriente de cortocircuito trifásico en el secundario referida al primario.

Estos ajustes permiten el paso de la corriente de irrupción debido a la energización de los transformadores, la cual tiene un valor de aproximadamente 8 a 12 veces la corriente de plena carga para un periodo máximo de 0.1 seg.

Cuando los relevadores se emplean en el circuito secundario la I pick up debe estar también entre el 150 y el 200% de la corriente de plena carga, en este caso del secundario del transformador.

Un método de protección usada frecuentemente contra fallas internas en los transformadores consiste en la aplicación de relevadores diferenciales, los cuales tienen por objetivo detectar cualquier diferencia o desbalance; ya sea en magnitud o en fase, entre la corriente de entrada y la de salida en cada fase del transformador. En la figura 5.4 se muestra la conexión de los transformadores de corriente y de los relevadores para la protección de un transformador estrella-delta.

En la energización de los transformadores debe considerarse la elevación momentánea de la corriente de magnetización debido a la diferencia de fase entre la onda de voltaje correspondiente al flujo magnético residual, y al flujo magnético de excitación. Cuando el transformador se reenergiza generalmente estos flujos no se encontrarán en fase, produciendo una gran saturación en el

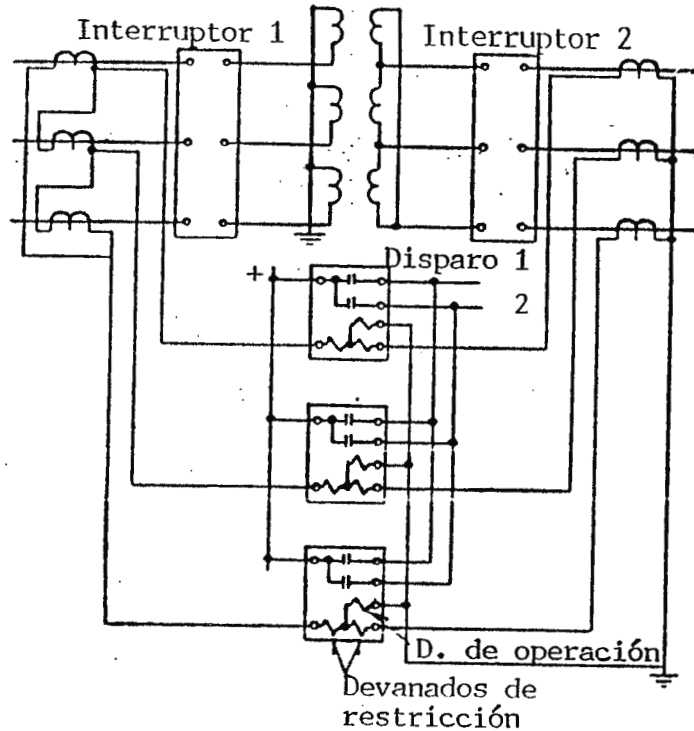


FIG. 5.4: PROTECCION DIFERENCIAL DE UN TRANSFORMADOR ESTRELLA - ATERRIZADO DELTA.

circuito magnético demandando una gran corriente de excitación, que en condiciones normales no excede el 5 o el 10% de la corriente de carga, pero que en este caso puede alcanzar valores de hasta 6 veces la corriente de carga. El decaimiento de esta corriente depende de las pérdidas, y de la relación reactancia a resistencia del circuito. Generalmente con los relevadores diferenciales se usa un temporizador el cual retarda el acciona--

miento de la protección durante el tiempo de decaimiento de la corriente de irrupción de magnetización, ya que estos relevadores por si solos no pueden evitar la operación durante la magnetización.

5.3.2 PROTECCION DE ALIMENTADORES.

Las restricciones aplicadas se proveen en las tablas del NEC. La protección de alimentadores para un rango menor a 600V debe estar en concordancia con su capacidad de transporte de corriente, excepto donde la carga incluye motores en cuyo caso el ajuste de la protección utilizada deberá ser mayor que la capacidad de la corriente nominal del conductor, ya que debe permitir el arranque del mayor motor conectado, mientras las otras cargas operan a plena capacidad. Lo anterior es permisible siempre y cuando exista una adecuada protección contra las sobrecargas. Si se utilizan dispositivos de protección con un rango de corriente menor a 800A, y no poseen ajuste de corriente, debe usarse el dispositivo de protección con un rango de corriente más próximo y superior a la corriente nominal del alimentador. Para los alimentadores con un rango de voltaje mayor a 600V, se requiere de una protección de cortocircuito la cual puede ser provista por un fusible con una corriente de fusión no mayor al 300% de la capacidad del conductor, o por un disyuntor con una corriente de disparo no mayor al 600% de la capacidad del con--

ductor.

El flujo de una corriente de cortocircuito en un sistema eléctrico impone esfuerzos térmicos y mecánicos en los cables, disyuntores, fusibles, así como en el resto de los componentes eléctricos. Debido a estas razones y para prevenir daños severos y permanentes al aislamiento de los conductores durante el intervalo de duración del cortocircuito, los dispositivos protectores deben coordinarse también con la característica de daño del conductor. Esta característica es una curva que representa un límite constante de energía térmica (i^2t) para los conductores aislados, que depende del tipo de aislamiento. Tales curvas son proporcionadas por los fabricantes de cables.

Una curva de daño, válida para lapsos de 10 segundos como máximo pueden ser trazadas utilizando la siguiente relación:

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 t = 0.0297 \log_{10} \left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)$$

donde:

I = corriente **rms** en amperios.

t = tiempo en segundos.

A = sección transversal del conductor en circular -
mil.

T_1 = temperatura inicial del conductor en $^{\circ}\text{C}$.

T_2 = temperatura final del conductor en $^{\circ}\text{C}$.

La fórmula anterior se usa para calcular la característica de conductores de cobre; para calcular los tiempos para conductores de aluminio, la constante debe cambiarse de 0.0297 a 0.0125. La temperatura final del conductor es la temperatura máxima de cortocircuito que puede alcanzar el conductor, mientras que la temperatura inicial usualmente es la temperatura nominal máxima continua ya que es muy difícil determinar la influencia ambiental.

En la figura 5.5 se muestran curvas de fusión de conductores de cobre.

5.3.3 PROTECCION DE MOTORES.

La protección de los motores de inducción de corriente alterna es función de su tamaño, velocidad, rango de voltaje, aplicación, localización, tipo y ciclo de trabajo. También debe considerarse la importancia del trabajo del motor en el proceso de -

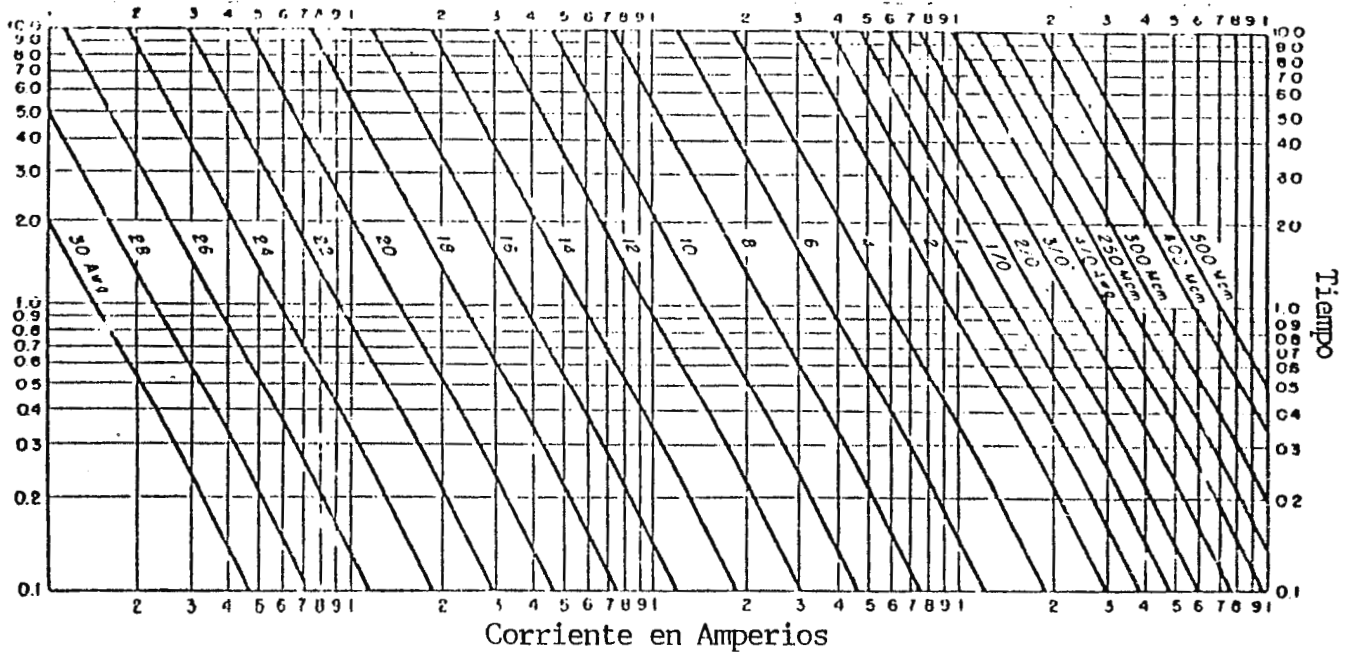


FIG. 5.5: CURVAS DE FUSION DE CONDUCTORES DE COBRE.

la planta industrial.

Además, las fallas que más comúnmente afectan a los motores son: problemas internos, sobrecargas sostenidas y rotor bloqueado, - caídas de voltaje, inversión de fases y operación de recierre y transferencia.

Para llevar a cabo una adecuada protección contra sobrecorrientes debe considerarse, que en el caso de los motores éstas no - son producto solamente de cortocircuitos, sino también al transiente debido al arranque, o producto de sobrecargas sostenidas. El aumento de la corriente debido a la sobrecarga depende del - tipo de motor. La NEMA clasifica a los motores según sus características de torque o velocidad mediante una letra del alfabeto, que además indica los KVA que consumen en condiciones de ro tor bloqueado.

En la tabla 5.2 se muestran los KVA que consumen por cada caballo de vapor de potencia nominal, los motores clasificados según NEMA, en condiciones de rotor bloqueado.

Los valores de ajuste de las protecciones deben ser más elevados que la sobrecarga normal que ocurre durante las operaciones o el frenado, para evitar interrupciones no deseadas debido a - sobrecorrientes momentáneas.

Letra del código	Kilovoltampere por CV con el rotor bloqueado
A	0 — 3.14
B	3.15 — 3.54
C	3.55 — 3.99
D	4.0 — 4.49
E	4.5 — 4.99
F	5.0 — 5.59
G	5.6 — 6.29
H	6.3 — 7.09
J	7.1 — 7.99
K	8.0 — 8.99
L	9.0 — 9.99
M	10.0 — 11.19
N	11.2 — 12.49
P	12.5 — 13.99
R	14.0 — 15.99
S	16.0 — 17.99
T	18.0 — 19.99
U	20.0 — 22.39
V	22.4 —

TABLA 5.2: CARACTERISTICAS DE ROTOR BLOQUEADO PARA MOTORES SEGUN NEMA.

En la tabla 5.3 se muestran los valores nominales máximos o ajustes de los dispositivos de protección para motores de induc

ción señalados con una letra código según NEMA.

Tipo de motor	Porcentaje de corriente a plena carga	
	Valor nominal del fusible	Ajuste del disyuntor Tipo instantáneo Tipo limitación de tiempo
Todos los motores monofásicos y polifásicos de c.a. de jaula y síncronos con arranque a plena tensión, con resistencia, o con reactor:		
Letra clave A	150	150
Letras clave B a E	250	200
Letras clave F a V	300	250
Todos los motores de c.a. de jaula y síncronos con arranque por auto-transformador:		
Letra clave A	150	150
Letras clave B a E	200	200
Letras clave F a V	250	200

TABLA 5.3: VALORES NOMINALES O AJUSTES DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA MOTORES DE INDUCCIÓN CODIFICADOS.

A continuación se presenta una tabla de ajustes, ya sea de fusible o de disyuntores termomagnéticos para la protección de motores no codificados.

Tipo de motor	Porcentaje de la corriente a plena carga		
	Valor nominal del fusible	Ajuste del disyuntor	
		Tipo instantáneo	Tipo de limitación de tiempo
Monofásico, todos los tipos	300		250
De jaula y síncrono (arranque a plena tensión, resistencia y con reactor)	300		250
De jaula y síncrono (arranque por autotransformador)			
No más de 30 ampere	250		200
Más de 30 ampere	200		200
De jaula de reactancia elevada			
No más de 30 ampere	250		250
Más de 30 ampere	200		200
De rotor bobinado	150		150
De corriente continua			
No más de 50 CV	150	250	150
Más de 50 CV	150	175	150
Sellado (tipo hermético)			
Compresor de refrigeración,*			
Rotor bloqueado de 100 kVA o menos	175†		175

TABLA 5.4: VALORES NOMINALES O AJUSTES DE DISPOSITIVOS PARA PROTECCIÓN DE MOTORES DE INDUCCIÓN NO CODIFICADOS.

Debido a sus características operativas los fusibles ofrecen una protección limitada contra las sobrecargas, siendo dispositivos más adecuados para la protección contra cortocircuitos. Si se emplean solamente fusibles para la protección de los motores éstos deben tener un retardo de tiempo. Por otro lado, los disyuntores termomagnéticos debido a sus características tiempo-corriente son más apropiados para ofrecer protección contra sobrecarga. En la figura 5.6 se presenta la superposición de la curva característica de tiempo-corriente de un disyuntor electromagnético simple con la de un fusible, las cuales grafican el tiempo contra múltiplos de la corriente nominal del motor. En la gráfica puede apreciarse que la tendencia de las curvas permite una operación sin interrupciones para el motor, cuando su corriente va desde el vacío hasta plena carga, permitiendo que ocurran sobrecargas transitorias. Para el caso de la gráfica 5.6 una sobrecarga de 10 veces el valor nominal de corriente será tolerada por un máximo de 10 segundos, y las sobrecorrientes que alcancen valores superiores serán despejadas en menos de 1 segundo.

La tendencia combinada mostrada en la figura 5.6 puede obtenerse mediante un disyuntor electrónico, generalmente ajustable, con el fin de facilitar su aplicación a la protección de motores. La característica tiempo-corriente del disyuntor electrónico se muestra en la figura 5.7.

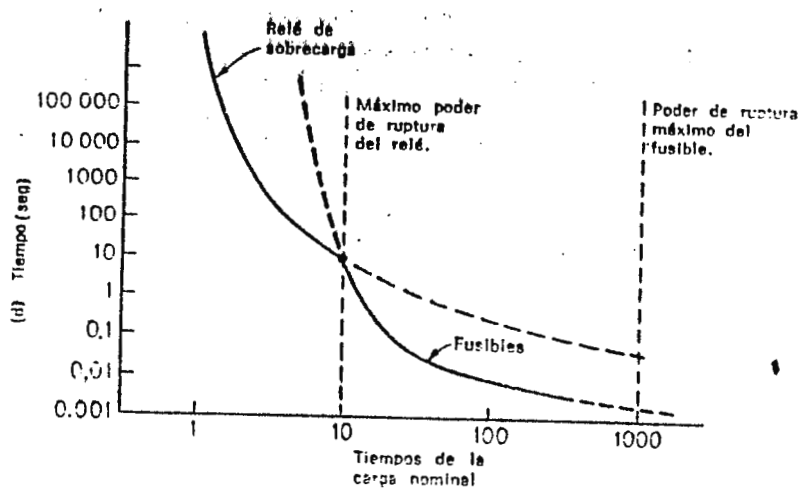
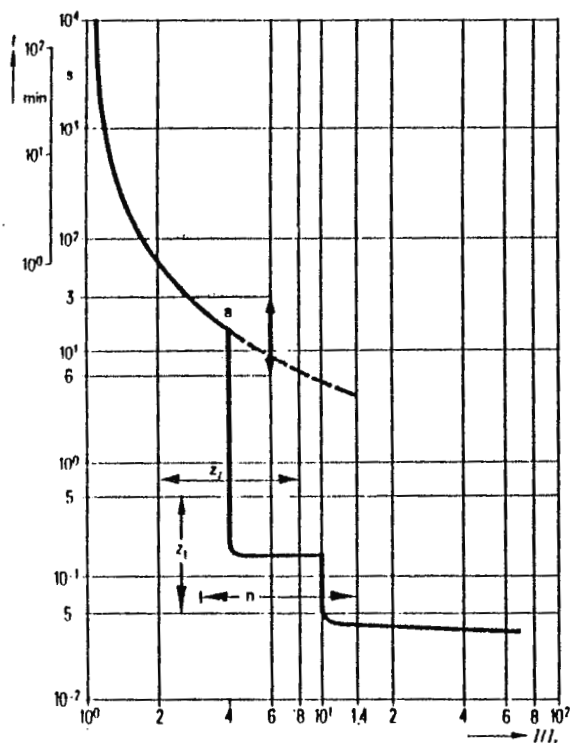


FIG. 5.6: COMBINACION DE FUSIBLE Y DISYUNTOR ELECTROMAGNETICO - PARA LA PROTECCION DE MOTORES.



- a Disparador con retardo dependiente de la corriente
- n Disparador sin retardo
- z Disparador con retardo independiente de la corriente
- z_1 Margen de ajuste de la corriente de reacción del disparador z
- z_2 Margen de ajuste del tiempo de retardo del disparador z

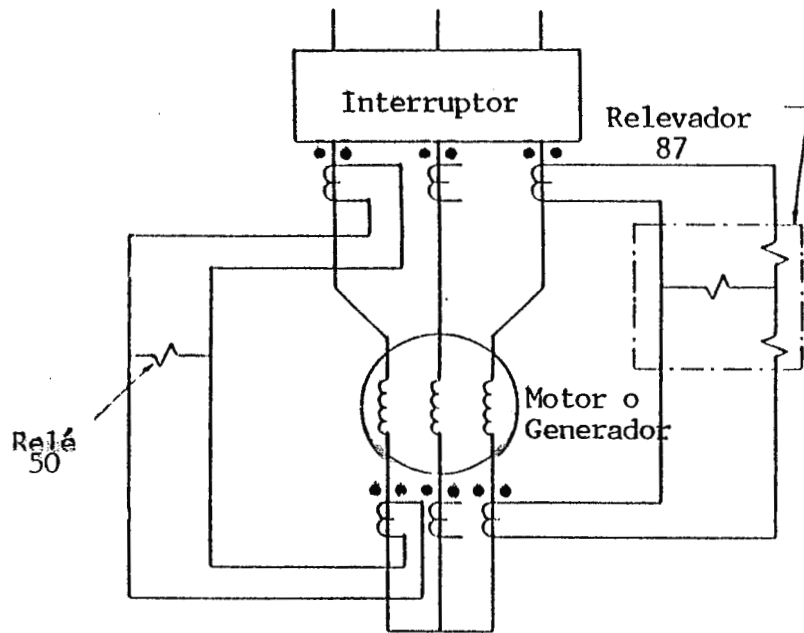
FIG. 5.7: CURVA CARACTERISTICA DE DISPARO DE UN DISYUNTOR ELECTRONICO PARA LA PROTECCION DE MOTORES.

La protección contra sobrecorrientes también puede lograrse mediante relevadores de sobrecorriente, sobre todo contra sobrecargas severas, condición de rotor bloqueado, y cortocircuitos internos en el motor, inversión de fases o pérdida de fases. Además, pueden usarse relevadores térmicos para proporcionar protección contra sobrecargas medianas o ligeras.

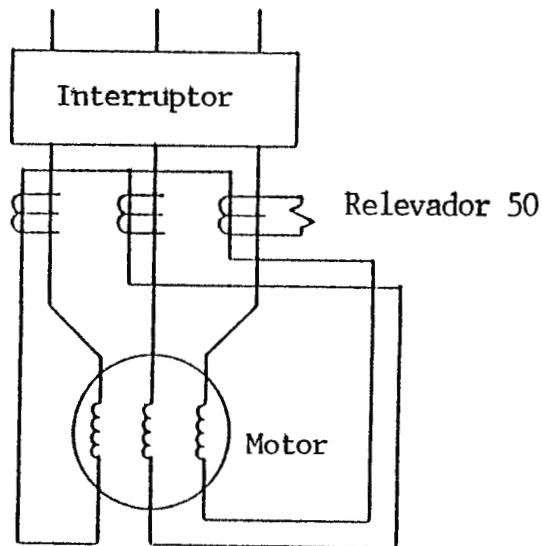
La protección contra fallas internas para motores de inducción puede obtenerse mediante relevadores diferenciales de porcentaje, los cuales sensan una diferencia entre las corrientes de entrada y salida de cada devanado de los motores, tal como se muestra en la figura 5.8.

En la figura 5.8a se tiene la opción de usar relevadores diferenciales de porcentaje (dispositivo 87), o relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo (dispositivo 50). Mientras el flujo de corriente entrando a cada devanado sea idéntico al flujo de salida, ninguna corriente circulará a través de la bobina de operación de los dispositivos. Cualquier corriente de falla hacia las otras fases o hacia tierra hará variar esta condición y una corriente diferencial provocará la acción de los relevadores.

En la figura 5.8b se muestra otra alternativa de protección diferencial, involucra una conexión especial, dentro de un mismo



(a) Protección diferencial para motor o generador con relevadores 50 ó 87.



(b) Protección diferencial para motor.

FIG. 5.8: ARREGLOS PARA LA PROTECCION DIFERENCIAL DE MOTORES.

transformador de corriente, de cada fase con su correspondiente conexión al neutro del devanado que alimenta. Bajo condiciones normales, el flujo magnético de la corriente de fase se anula con el de la corriente del neutro, pero una falla en cualquier devanado implicará en un flujo de corriente que modificará este equilibrio, ocasionando una corriente diferencial, que a su vez accionará al relevador.

Los relevadores térmicos, generalmente responden a las señales de detectores resistivos de temperatura embebidos en los devanados de las máquinas, o a los aumentos en la corriente del motor.

Estos últimos generalmente poseen características de tiempo-corriente ajustables. Usados en las tres fases de los motores se puede asegurar la protección contra pérdida de fase y consecuente funcionamiento monofásico del motor, así como contra bajo voltaje. Esto se debe a que la consecuencia básica de estos fenómenos es el recalentamiento del motor, el cual debe evitarse ya que reduce la vida útil del motor y perjudica su aislamiento, aumentando el riesgo que ocurran fallas más severas.

Los requerimientos específicos para la protección de motores de inducción pequeños se presentan muy detalladamente en el artículo 430 del Código Nacional de Electricidad (NEC). Los medios de

protección más usados son los disyuntores termomagnéticos de ca
ja moldeada, con características ajustables, los fusibles, una
combinación de ambos tipos de dispositivos, y en algunos casos
se añaden relevadores de sobrecarga, los cuales pueden ser -
electromagnéticos o bimetálicos.

5.3.4 PROTECCION PARA GENERADORES.

La frecuencia de fallas en máquinas rotativas es baja debido a
las mejoras en los diseños de éstas, y de los materiales usados
en su construcción. Sin embargo, las fallas pueden ocurrir y -
producir severos daños así como largas interrupciones en el ser-
vicio. Por estas razones debe contarse con un sistema de protec-
ción eficiente.

Las condiciones anormales más comunes que afectan a los servi-
cios de generación son las siguientes: fallas en los devanados,
cortocircuitos en los alimentadores o en el sistema abastecido,
sobrecarga, sobrecalentamiento de los devanados o de las partes
mecánicas, sobrevelocidad, motorización, operación monofásica.

Muchas de estas condiciones no requieren que la unidad sea des-
conectada automáticamente, ya que algunas pueden corregirse -
mientras la máquina permanece en servicio, por lo cual una alar-

ma debe indicar la condición anormal antes de proceder a la desconexión. En cambio, otras condiciones, como por ejemplo los cortocircuitos, requieren de la rápida remoción del servicio de la máquina.

Las fallas internas en los equipos generalmente se desarrollan como fallas a tierra de uno o más devanados. La protección diferencial es el esquema más efectivo contra fallas internas que involucran más de una fase. La figura 5.8a muestra las conexiones de los transformadores para instrumento y de los relevadores para la protección diferencial de generadores.

Con respecto a las fallas a tierra, el grado de protección proporcionado por los relevadores diferenciales se ve afectado por el tipo de aterrizamiento del generador. Mientras mayor sea la impedancia de aterrizamiento, menor será la magnitud de la corriente de falla y será más difícil la detección de fallas ligeras. En algunos casos con una alta impedancia de aterrizamiento los relevadores diferenciales no responderán a algunas fallas a tierra. Para mejorar la protección contra fallas a tierra, en los sistemas aterrizados se utiliza un relevador adicional en el neutro aterrizado, ya que su accionamiento es independiente de la corriente de carga.

Este relevador también operará para fallas a tierra fuera del generador, generalmente debe incluirse un retardo de tiempo para coordinarse con los relevadores de sobrecorriente.

En la figura 5.9 se muestran las conexiones típicas para la protección de un generador con el neutro aterrizado, el cual alimenta a un sistema a través de un transformador delta-estrella con el neutro aterrizado. En esta figura se puede apreciar la conexión de una resistencia de tierra y de la bobina del relevador a través de un transformador de distribución ubicado en el neutro del generador. El propósito de la resistencia es que al reflejarse en el neutro del generador aumente la resistencia que se opone al paso de la corriente de falla con el fin de reducir la magnitud de ésta.

El relevador utilizado es del tipo de sobrevoltaje (dispositivo número 59), con un ajuste de accionamiento de bajo valor: por ejemplo 67 voltios, el cual se usa en combinación con un transformador de distribución con un secundario de 120 voltios, ya que el voltaje máximo para una falla a tierra será de $120/\sqrt{3}$ (69.3 V).

También debe proveerse a los generadores contra fallas derivadas más por condiciones de mal funcionamiento que por cortocircuitos externos a él.

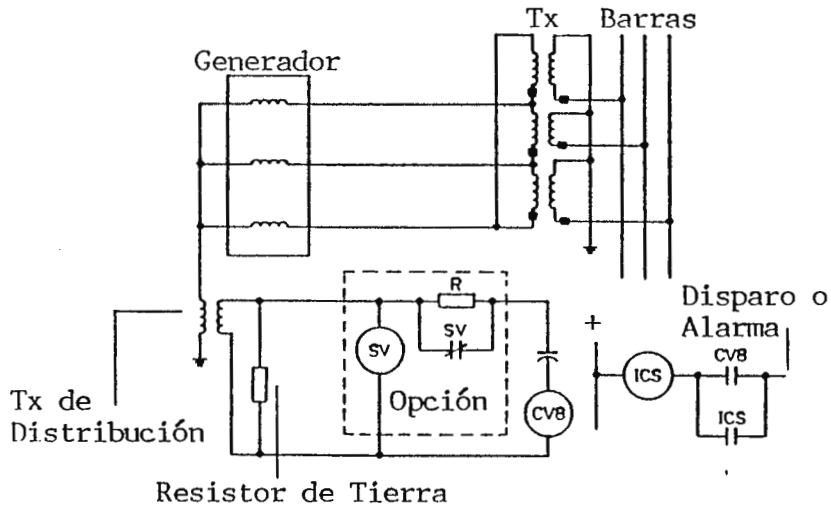


FIG. 5.9: CONEXIONES PARA PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA PARA UN GENERADOR ATERRIZADO.

Uno de los problemas contra los cuales debe proveerse protección es la motorización del generador. Esta resulta de una disminución en la entrada de potencia mecánica provista por el primotor. Cuando esta entrada no es capaz de satisfacer las pérdidas de la máquina, la deficiencia se compensa absorbiendo poten

cia real del sistema. Sin embargo, como la excitación de campo se mantiene, el flujo de potencia reactiva será el mismo que antes de la motorización, por lo cual cuando este fenómeno ocurre el flujo de potencia real será inverso, es decir hacia la máquina, mientras que el flujo de potencia reactiva puede ser desde la máquina hacia el sistema o viceversa.

El relevador para proteger contra la motorización se denomina - de potencia inversa (dispositivo número 32). Algunos modelos - del relevador de potencia inversa consisten de una unidad direccional de corriente y otra temporizada de disco de inducción - operada por voltaje. En la figura 5.10 se muestra el esquema de protección con las conexiones de relevador de potencia inversa.

La cantidad de flujo de potencia inversa necesaria para produ-- cir una motorización en los generadores, depende en gran medida del tipo de primotor que la máquina tenga. En la tabla 5.5 se - muestran los porcentajes de potencia inversa que podrían ocasionar una motorización, en diversos tipos de primotores.

CLASE DE AISLAMIENTO	TEMPERATURA PERMISIBLE PARA TEMPERATURA AMBIENTE ESTANDAR DE 40°C	TEMPERATURA LIMITE MAXIMA DEL PUNTO MAS CALIENTE
O	50°C	90°C
A	65°C	105°C
B	90°C	130°C
H	140°C	180°C

TABLA 5.6: TEMPERATURAS LIMITES DE LAS CLASES DE AISLAMIENTO.

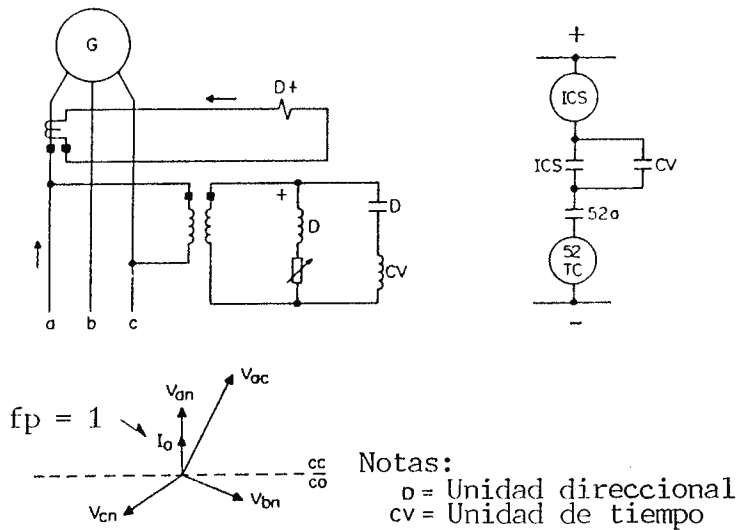


FIG. 5.10: ESQUEMA TIPICO CONTRA LA MOTORIZACION USANDO UN RELAY DE POTENCIA INVERSA.

Además siempre debe tenerse en cuenta que la máquina debe operar dentro de los rangos de temperatura indicados para su respectiva clase de aislamiento, ya que de producirse lo contrario éste podría deteriorarse, y posteriormente dar lugar a una falla de carácter grave.

A continuación se especifican las elevaciones de temperatura, - sobre la temperatura ambiente, y las temperaturas máximas, para diferentes clases de aislamiento de máquinas generadoras.

<u>TIPO DE PRIMOTOR</u>	<u>PORCENTAJE DE POTENCIA INVERSA PARA MOTORIZACION</u>
Turbina de vapor con condensador	3%
Turbina de vapor sin condensador	más del 3%
Máquina Diesel	25%
Turbina a gas	50%
<u>Turbina hidráulica</u>	<u>0.2 a más del 2%</u>

TABLA 5.5: PORCENTAJES DE POTENCIA INVERSA PARA MOTORIZACION.

5.3.5 VARIACIONES EN EL VOLTAJE.

Un factor muy importante, y que siempre debe tomarse en cuenta, ya que puede afectar de manera negativa a diversos componentes del sistema de potencia, es la variación del voltaje de suministro

tro.

La elevación en el voltaje, por encima de un nivel determinado, conocido como clase de aislamiento y que corresponde a cada voltaje de servicio, puede ocasionar deterioro gradual en aisladores y en el aislamiento de los devanados de los transformadores y de los motores, dependiendo de el grado de elevación y del -- tiempo que se sostenga.

Aumentos muy grandes (que pueden ser producto de fallas, disturbios en el sistema, e incluso descargas atmosféricas) pueden -- producir fallas por arqueo y daños muy severos en los componentes del sistema, si no son removidos inmediatamente a través de relevadores adecuados. En la tabla 5.7 se muestran las clases -- de aislamiento, referentes a voltajes máximos sostenidos que se pueden manejar dentro del sistema, así como los niveles básicos de impulso, que corresponden a los sobrevoltajes instantáneos -- que pueden soportar dentro de un sistema los devanados de transformadores y motores.

Además las disminuciones en el voltaje de suministro producen -- efectos negativos en el funcionamiento de los motores. En la tabla 5.8 se presentan las variaciones en las características de funcionamiento de los motores que obedecen a los respectivos -- cambios en el voltaje.

VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA LINEA A LINEA (V)	CLASE DE AISLAMIENTO (KV)	NIVEL BASICO DE IMPULSO (KV)	
		POTENCIA	DISTRIBUCION
120 - 1200	1.2	45	30
2400	2.5	60	45
4160	5.0	75	60
4800	5.0	75	60
6900	8.7	95	75
7200	8.7	95	75
12470	15.0	110	95
13200	15.0	110	95
13800	15.0	110	95
14400	15.0	110	95
22900	25.0	150	150
23000	25.0	150	150
26400	34.5	200	200
67000	69.0	350	350
69000	69.0	350	350
92000	92.0	450	-
115000	115.0	550	-
138000	138.0	650	-
161000	161.0	750	-

Basada en normas ANSI/IEEE C 57.12.00-1980 y C 57.12.01-1979,
NEMA 201-1982 y 210-1982.

TABLA 5.7: NIVELES BASICOS DE AISLAMIENTO E IMPULSO PARA TRANS--
FORMADORES.

MOTORES DE INDUCCION

CARACTERISTICA	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE 90% VOLTAJE - 110% VOLTAJE*	
Torque de arranque y de marcha	$(\text{Voltaje})^2$	Disminuye 19%	Aumenta 21%
Deslizamiento porcentual	$1/(\text{Voltaje})^2$	Aumenta 20-30%	Disminuye 15-20%
Velocidad de plena carga	Deslizamiento de la velocidad síncrona	Disminuye ligeramente	Aumenta ligeramente
Eficiencia a plena carga	-	Disminuye 0 - 2%	Disminuye 0 - 3%
Factor de potencia a plena carga	-	Aumenta 1 - 7%	Disminuye 5 - 15%
Corriente de plena carga	-	Aumenta 5 - 10%	Disminuye ligeramente
Corriente de arranque	Voltaje	Disminuye aprox. 10%	Aumenta aprox. 10%
Aumento de temperatura a plena carga	-	Aumenta 10 - 15%	Aumenta 2 - 15%
Capacidad máxima de sobrecarga	$(\text{Voltaje})^2$	Disminuye 19%	Aumenta 21%

* Pueden haber grandes variaciones, dependiendo del rango de potencia del motor, y mientras menores sean las potencias, mayores pueden ser las desviaciones respecto a estos valores. También influye el tipo de carcasa (a prueba de goteo, enfriado con ventilador, sellado, etc.):

TABLA 5.8: EFECTOS GENERALES DE LAS VARIACIONES DE VOLTAJE SOBRE LAS CARACTERISTICAS DE LOS MOTORES.

5.4 COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION.

La coordinación es el estudio sistemático de las características tiempo-corriente de los diferentes dispositivos de protección, y cuyo propósito es obtener una protección selectiva de los sistemas de potencia.

A través de la coordinación se consigue que los dispositivos de protección actúen en forma tal que en el momento de despejar una falla se vea afectada una parte mínima del sistema de potencia, siempre y cuando la naturaleza y la localización de la falla lo permitan.

Otro aspecto importante, conseguido a través de una adecuada coordinación, es el respaldo. El respaldo de un sistema de protección implica que si la parte fallada del sistema no ha sido aislada después de un tiempo prudencial, por sus protecciones correspondientes, deben actuar las protecciones adyacentes, aunque esto signifique que quede fuera de servicio una sección mayor del sistema de potencia.

5.4.1 ZONAS DE PROTECCION.

La aplicación general de los dispositivos de protección consis-

te en dividir el sistema de potencia en zonas de protección, - las cuales pueden ser adecuadamente protegidas, con el fin de - evitar interrupciones extensas en el suministro. Las zonas en - las cuales se divide el sistema de potencia para su protección son:

- Generadores.
- Transformadores.
- Barras colectoras.
- Líneas de distribución.
- Motores y bancos de capacitores.

Un sistema de potencia típico y sus zonas de protección se - muestran en la figura 5.12.

5.4.2 PROTECCION PRIMARIA Y DE RESPALDO.

Como se ha visto anteriormente las zonas de protección se origi- nan alrededor de los elementos importantes del circuito. Estos elementos generalmente se encuentran unidos al resto del siste-

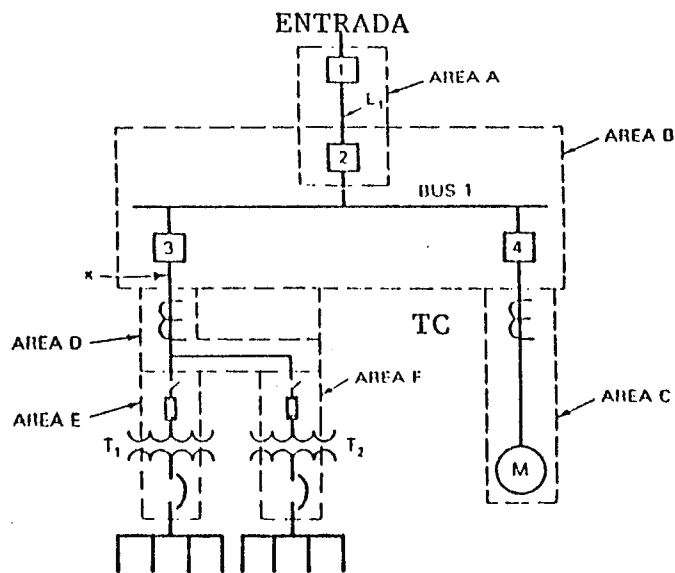


FIG. 5.12: ZONAS DE PROTECCION EN UN SISTEMA DE POTENCIA.

ma mediante dispositivos de protección tales como fusibles, limitadores, disyuntores termomagnéticos, u otros medios de desconexión como disyuntores de potencia, cuchillas seccionadoras, etc. Además la zona prácticamente está definida por el sector dentro del cual los mencionados dispositivos de protección ejercen su función en forma primaria.

Cuando una condición anormal ocurre en un elemento dado deben operar solamente los medios de desconexión de esa zona para aislar el elemento fallado.

La protección primaria es la que opera como la primera línea de defensa cuando ocurre una condición anormal y su función es desconectar al elemento fallado en el menor tiempo posible. La protección de respaldo es aquella que actúa aislando los elementos adyacentes al elemento fallado, cuando los dispositivos de protección primaria no operan para limpiar una falla.

Para evitar que queden puntos desprotegidos dentro del sistema, las protecciones se disponen de tal forma que las zonas de protección se traslapen, tal como puede verse en la figura 5.13. Cualquier falla dentro de la región donde dos zonas se traslapen, debe ocasionar la operación de uno de los dispositivos de protección de ambas zonas para limpiar las fallas. Si no exis-

tiera el traslape en las zonas, las fallas que ocurrieran entre dos zonas adyacentes no serían detectadas por las protecciones, y persistirían ocasionando daños al sistema.

El traslape de las zonas de protección se obtiene gracias a la ubicación, y a los valores de operación específicos de cada uno de los dispositivos de protección, es decir, que cada dispositivo debe tener un rango de accionamiento que esté acorde con la sección del circuito que está destinado a proteger.

Un ejemplo simple de lo expuesto anteriormente se muestra en la figura 5.13.

Cuando ocurre un cortocircuito en cualquier parte del sistema de potencia industrial, tanto la protección primaria como la de respaldo detectan las condiciones severas de operación ocasionadas por la falla y ambas se disponen a efectuar su función de protección. En teoría deberá abrirse el circuito en el punto más cercano a la falla, y solamente debido a la acción del dispositivo encargado de proteger la zona dentro de la cual ocurre el desperfecto, siendo este dispositivo la protección primaria de la zona. Si por algún motivo este dispositivo no completa el despeje de la falla, entonces el dispositivo encargado de proteger a la zona más cercana a la fuente que se traslapa inmediata

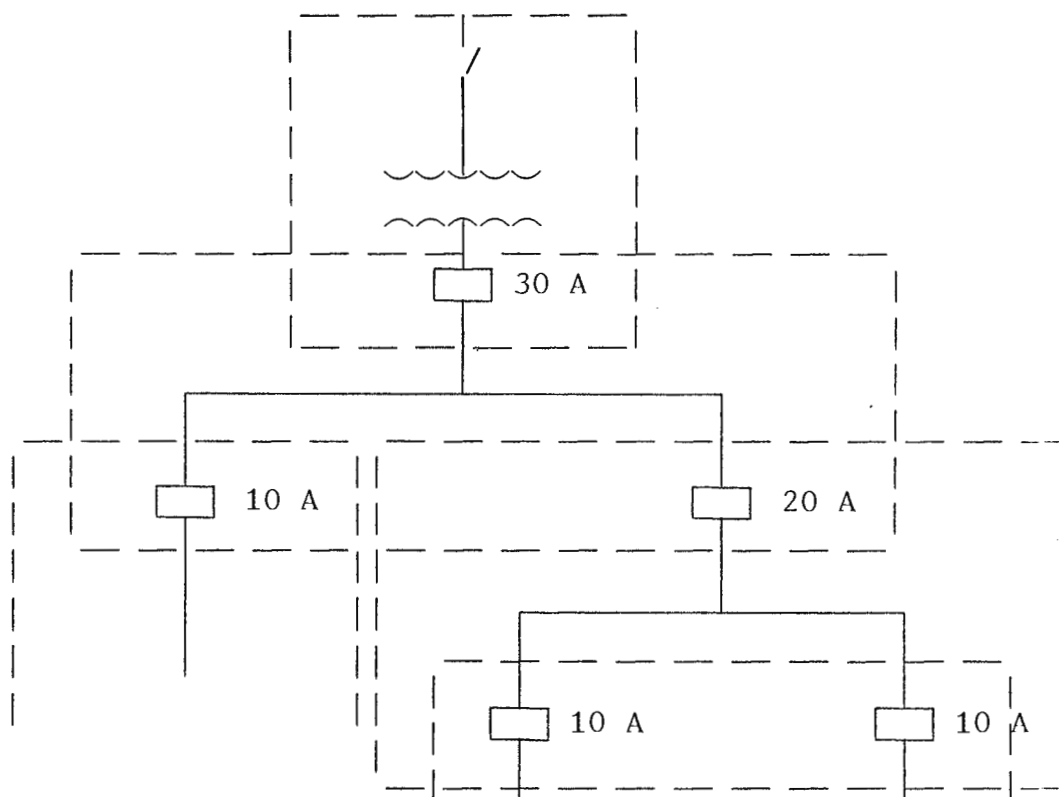


FIG. 5.13: TRASLAPE DE ZONAS DE PROTECCION EN UN SISTEMA RADIAL.

mente con la zona fallada deberá actuar, ya que es la protección de respaldo. Si la protección primaria actúa sin problemas aislando la falla, entonces la protección de respaldo se repondrá o incluso no tendrá tiempo de verse afectada por las condiciones anormales originadas por la falla.

Básicamente existen 2 tipos de protección de respaldo:

- Protección de respaldo local, en este caso el respaldo local limpia la falla dentro de la misma zona de protección en la cual ha ocurrido. Consiste en colocar un equipo similar al de protección primaria, pero con un retardo en su accionamiento, obteniéndose una protección más lenta que la primaria. Tiene el problema de ser muy costosa además de complicar el esquema de protección.

- Protección de respaldo remoto, este tipo de protección limpia la falla que ha ocurrido en una zona de protección adyacente, y se deriva de la coordinación existente entre los elementos de protección del sistema de potencia. Esto quiere decir, que si los dispositivos del sistema de protección están adecuadamente coordinados, el dispositivo de protección de la zona adyacente a la zona en la cual ocurre la falla, y esté ubicado en el extremo más cercano a la fuente, ofrecerá el respaldo contra esa

falla. Esta protección es la más común en los sistemas de potencia industriales.

5.4.3 CRITERIOS DE COORDINACION.

El procedimiento de coordinación se efectúa estudiando las características tiempo-corriente de los diferentes dispositivos de protección, ajustándolas en forma tal que la magnitud de operación y el tiempo de respuesta del dispositivo más cercano a la falla, en el lado de alimentación será aquel que la despeje. Si esta operación de despeje se lleva a cabo exitosamente, los dispositivos de respaldo aunque detecten momentáneamente las condiciones anormales de operación provocadas por las fallas, se repondrán; en caso de mal funcionamiento del dispositivo adyacente a la falla se encargarán de despejarla.

Por adyacente a la falla se identifica al primer dispositivo que se encontraría, si se hiciera un recorrido desde el punto de falla hacia la fuente más cercana. Este dispositivo es el anteriormente denominado dispositivo primario de protección. A los siguientes dispositivos que se encontrarán más cercanos a la fuente son aquellos a los cuales se les ha llamado dispositivos de protección de respaldo. Un ejemplo de la ubicación de los dispositivos de protección primaria y de respaldo se mues-

tra en la figura 5.14.

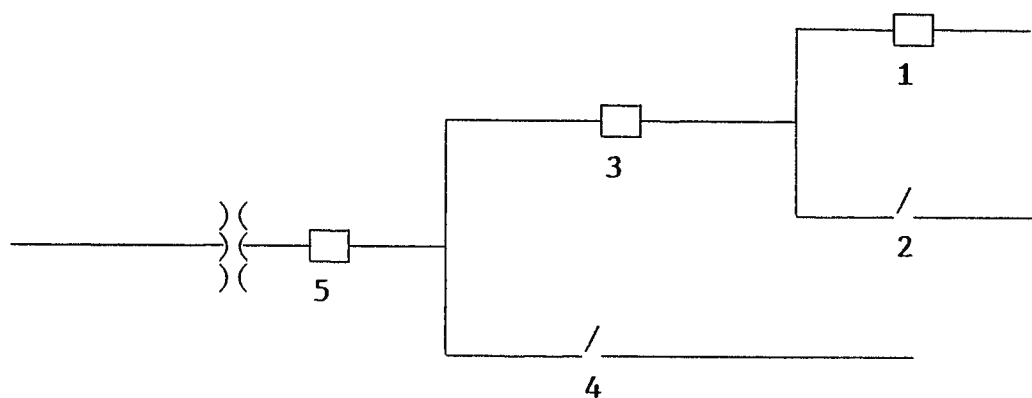


FIG. 5.14: UBICACION DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION EN UNA RED - SIMPLE.

Como puede observarse en la figura si ocurriera una falla en el ramal protegido por el interruptor 3, o en el protegido por el

fusible 4, éstos serían los dispositivos de protección primaria, mientras que el interruptor 5 sería el dispositivo de respaldo. La función de ofrecer protección primaria o de respaldo, generalmente es relativa, ya que depende del punto en el sistema en el cual se produzca la falla, ya que si por ejemplo ocurriera una falla en cualquier punto entre los dispositivos 5, 4 y 3, el interruptor 5 ofrecería entonces una protección primaria; y si ocurriera una falla en el ramal del interruptor 1 ó el fusible 2, entonces éstos asumirían la función de dispositivos primarios, pasando el interruptor 3 a ser el dispositivo de respaldo.

En el caso de los sistemas enmallados o anillados, generalmente son dos los dispositivos primarios que se abrirían simultáneamente en el momento de una falla, pudiendo ser mayor la cantidad de dispositivos que lleven a cabo la función de respaldo inmediato; esto complica el procedimiento de coordinación.

La importancia de la coordinación es muy grande ya que para mantener la continuidad del servicio en la mayor parte del sistema de potencia, se requiere que el equipo de protección opere selectivamente. Sin embargo determinar los ajustes de los parámetros de operación para los diferentes dispositivos de protección de un sistema de potencia es una tarea complicada. Uno de

los factores que dificulta este procedimiento es la contraposición que existe entre la seguridad y la continuidad del servicio, ya que por un lado para proveer la máxima seguridad al personal y al equipo eléctrico la falla debe aislarse en el menor tiempo posible. Por otro lado, si la falla es momentánea, una interrupción rápida podría originar un corte innecesario en el suministro de energía, afectando así negativamente la continuidad del servicio.

5.4.3.1 Uso de las curvas de tiempo contra corriente.

Teniendo en cuenta que la curva inversa de tiempo contra corriente es una gráfica dibujada sobre una escala logarítmica, mostrando la relación entre la corriente de operación, graficada en la abscisa, y el tiempo de accionamiento de los dispositivos de protección el cual se grafica en la ordenada, se comparan los tiempos de operación de los diferentes dispositivos para valores específicos de corrientes de fallas, y realizar la elección de los dispositivos para que actúen en forma coordinada.

La elección de los ajustes de corriente y tiempo más adecuados para cada dispositivo de protección, se lleva a cabo con el fin de proveer la mayor protección posible al personal y al equipo

eléctrico, y también con el objetivo de conseguir una operación más rápida y selectiva desconectando al equipo fallado con un mínimo de perturbación para el resto del sistema.

Esto se logra mediante las curvas de coordinación, ya que proporcionan un medio gráfico de comparar las corrientes y tiempos de respuesta de diversos dispositivos. Para simplificar el trabajo generalmente las curvas se grafican en una misma página, usando una escala común de corriente, ya que todos los dispositivos de protección involucrados tienen diferentes tendencias en sus curvas de tiempo corriente, y puede ser muy difícil visualizar la relación entre curvas de diferentes tendencias, graficadas en varias escalas. Generalmente, la mejor escala común es la que corresponde a las corrientes que se esperan en el menor nivel de voltaje. Por ejemplo, las curvas de tiempo contra corriente de dispositivos de protección ubicados en ambos extremos de un transformador de 2400 a 480v, deberán ser dibujadas en la escala de corriente de 480v.

Los fabricantes de los dispositivos de protección publican, además de otros datos de operación, las curvas características de tiempo-corriente para todos los dispositivos de un sistema de protección. Las características individuales tiempo-corriente de relevadores electromecánicos o de estado sólido, fusibles,

disyuntores de caja moldeada, pueden ser transpuestas dentro de una escala común para seleccionar los ajustes adecuados para la coordinación. En la figura 5.15 se presentan las curvas de tiempo contra corriente transpuestas en una escala común para fines de coordinación.

En el caso de los relevadores, las curvas tiempo-corriente comienzan para valores de al menos 1.5 la mínima corriente de cierre de contactos o el mínimo ajuste de disparo, ya que su operación no puede predecirse en forma precisa debajo de estos valores. Sin embargo, el fabricante algunas veces puede proporcionar el comportamiento aproximado esperado para bajas corrientes.

También debe resaltarse que las curvas definen la operación del relevador solamente, sin incluir los tiempos de operación de los disyuntores de circuito.

Para los fusibles el tiempo total para la apertura del circuito está descrito por una banda, la cual representa la tolerancia de manufactura de cada fusible; el límite superior proporciona el máximo tiempo de operación, y el inferior se denomina característica de mínima interrupción. Generalmente esta característica es la que se usa para fines de coordinación.

5.4.3.2 Procedimiento general para la coordinación.

Para llevar a cabo la coordinación de las protecciones de un sistema de potencia deben seguirse los siguientes pasos:

- Disponer de un diagrama unifilar completo del sistema. Debe mostrar a todos los dispositivos de protección, así como a los equipos asociados. Constituirá una base en la cual se registrarán todos los datos e información pertinente a relevadores, disyuntores, fusibles, transformadores de instrumento y el equipo a proteger. Además proporciona una representación conveniente de la relación que cada dispositivo de protección guarda con los demás. En el diagrama deben añadirse el tipo y rango de todos los dispositivos de protección y de sus dispositivos asociados.
- Deben añadirse diagramas esquemáticos, que muestren las funciones protectoras de cada dispositivo.
- Se procede al análisis de cortocircuito del sistema bajo estudio, obteniendo los valores máximos y mínimos de las corrientes de cortocircuito disponibles en cada punto del sistema, ya que estas corrientes fluirían a través de cada dispositivo de protección en caso de falla, y éstos deben ser estudiados bajo con

diciones de operación anormales.

- El paso siguiente es el de determinar las corrientes de operación máximas y mínimas, así como los requerimientos especiales de operación de algunos aparatos (por ejemplo: corrientes de arranque de motores grandes, corrientes de magnetización de transformadores, etc.). Usualmente las corrientes máximas de carga, y las corrientes máximas de cortocircuito, constituyen los límites inferior y superior respectivamente, de sensibilidad de corriente dentro de los cuales deben actuar los dispositivos de protección.

- Se incluirán también todas las impedancias de las máquinas y equipos, así como todos los datos necesarios para establecer los ajustes de los dispositivos protectores y para evaluar la operación de los equipos asociados, tales como los rangos y precisiones de los transformadores de corriente y potencial.

- También hay que conocer todos los requerimientos especiales de la compañía de potencia, incluyendo las curvas características tiempo-corriente de las protecciones inmediatas al sistema; así como todos los datos del sistema primario que influyen en la coordinación.

- Además deben recolectarse todas las características de tiempo corriente, rangos interruptivos, manuales de instrucción, y toda información que el fabricante pueda proveer sobre todos los dispositivos de protección que se empleen en los sistemas.

Cuando se han completado todos los pasos preliminares se procede al trabajo de análisis necesario para obtener la coordinación deseada entre los dispositivos de protección del sistema. Sin embargo la finalización del estudio de coordinación es práctica, ya que solamente se verifica con la instalación y ajuste en el campo, de los dispositivos de protección adecuados.

Para lograr la coordinación entre los dispositivos de protección en cascada, se seleccionan las unidades individuales para satisfacer las necesidades de protección de un equipo o circuito en particular; luego se dibujan las curvas características de estas unidades en una hoja logarítmica con una escala común de corriente.

Se procede entonces con una rutina de prueba y error en la cual las diversas curvas tiempo-corriente, de los dispositivos arreglados en cascada, se comparan en la escala común, reconociendo los límites de operación impuestos por el arreglo, así como por las corrientes de cortocircuito y carga, arranque de motores, y

las recomendaciones normativas de las asociaciones (NEC, ANSI, NEMA, etc.) que se muestran en la figura 5.16.

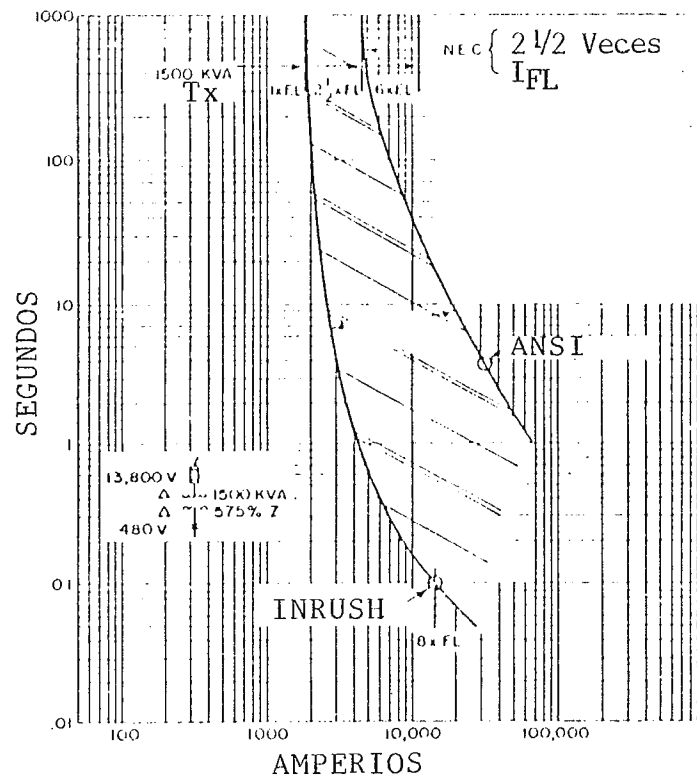


FIG. 5.16 LIMITES DE OPERACION IMPUESTOS POR ASOCIACIONES.

La selectividad queda asegurada, excepto para ciertas aplicaciones, si hay un espacio entre las curvas de operación de los dispositivos protectores operando en cascada, esto es que no exis-

te ninguna intersección entre las curvas. Al intervalo de tiempo definido entre las curvas características de los dispositivos de protección, necesario para asegurar la coordinación entre éstos se denomina tiempo mínimo de coordinación.

Esto quiere decir que debe haber una zona de operación entre las curvas adyacentes de los dispositivos de protección. Esta condición es necesaria, aunque no suficiente para obtener selectividad, ya que debe además existir un margen mínimo total de tiempo, por ejemplo de 0.4 segundos entre curvas de relevadores de tiempo inverso. Este tiempo asegura la apertura del disyuntor, la cual demora aproximadamente 0.08 segundos (o sea 5 ciclos); la separación de los contactos del relevador, con un recorrido que dura 0.1 segundos, e incluye un margen de seguridad, basado en las tolerancias, de 0.22 segundos. Si se tienen dispositivos más rápidos, o se asegura mejor su precisión, el margen puede reducirse hasta 0.25 segundos.

En la figura 5.17 se muestra el mencionado margen.

Cuando se tiene una cadena de dispositivos de protección, en el sistema que va desde una fuente específica hasta una carga, primero deben fijarse las características tiempo corriente del dispositivo de protección más cercano a la carga. Las característi

cas de los demás dispositivos se establecerán sucesivamente mientras se avanza hacia la fuente.

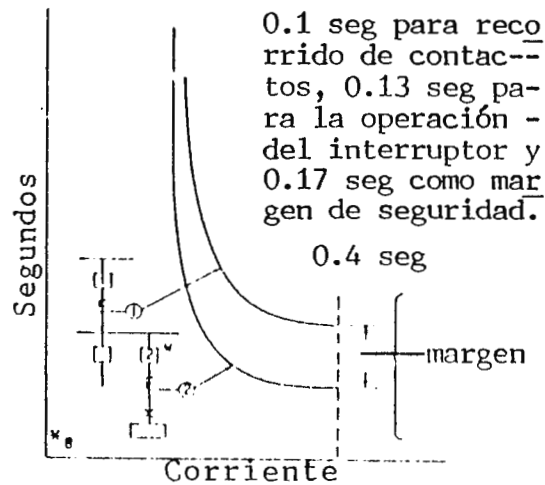


FIG. 5.17: TIEMPO MINIMO DE COORDINACION.

Si los dispositivos de protección son electromecánicos e inductivos, solamente serán sensibles a la componente AC simétrica de la corriente de cortocircuito, pudiendo usarse los resulta--

dos de los cálculos de cortocircuito, que proporcionan corrientes simétricas, directamente para el ajuste de estos dispositivos. Pero si se dispone de elementos instantáneos, éstos generalmente son sensitivos al total de la corriente simétrica de falla, en cuyo caso es necesario el cálculo adicional de los adecuados factores de AC para tener la corriente asimétrica total, necesaria para los ajustes.

En el caso de los fusibles, su respuesta es instantánea, ya que su principio de operación es la fusión de un elemento metálico. Sin embargo debe tenerse en consideración la banda de tolerancia que indica las posibilidades de fusión en un margen de tiempo.

5.4.4 CASOS ESPECIFICOS DE COORDINACION.

Cuando se aplica el procedimiento de coordinación deben tenerse en cuenta las características operativas, así como las tendencias tiempo-corriente particulares de los diferentes dispositivos de protección.

Para la coordinación de diferentes dispositivos existen varias reglas basadas en la experiencia, e incluso métodos alternativos (como las tablas de coordinación de fusibles), que facilitan el procedimiento de coordinación entre tales dispositivos.

5.4.4.1 Coordinación fusible-fusible.

Existen dos reglas esenciales para la aplicación de los fusibles:

- El máximo tiempo de limpieza de falla del fusible primario no debe exceder en un 75% del mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo. Con esto se asegura que el fusible primario interrumpirá la falla antes que el fusible de respaldo.
- La corriente de carga en el punto donde será colocado el fusible no debe exceder la capacidad de corriente continua de éste,

de lo contrario éste puede sobrecalentarse e incluso desconectar innecesariamente el circuito.

La capacidad de corriente continua generalmente se selecciona de un 150% para fusibles tipo Link K y T, con elemento fusible de estaño, y 100% para fusibles tipo K con elemento de plata. En la tabla 5.9 se presentan los rangos nominales de corriente de los fusibles tipo K o T con sus correspondientes corrientes continuas máximas.

Si se usan las curvas tiempo-corriente para la coordinación de los fusibles, con los datos de máxima corriente de carga y máxima corriente de falla en los puntos de aplicación de los fusibles, teniendo las curvas en una gráfica común se procede a seleccionar a los fusibles. Primero se debe seleccionar al fusible más próximo a la carga, tomando en cuenta los requerimientos de ésta y el rango de corriente continua que el fusible pueda manejar. El paso siguiente es seleccionar el fusible inmediato avanzando hacia la fuente (sería elemento de respaldo), el cual debe satisfacer dos condiciones: la capacidad de corriente continua del punto en donde será aplicado, y que su característica de mínimo tiempo de fusión debe guardar un margen de tiempo de operación con respecto a la característica de máximo tiempo de limpieza del fusible primario. Este procedimiento se repetirá para todos los fusibles en cascada siempre avanzando hacia

RANGOS K o T	I CONTINUA (A)
6	9
8	12
10	15
12	18
15	23
20	30
25	38
30	45
40	60
50	75
65	95
80	120
100	150

TABLA 5.9: CORRIENTES NOMINALES Y DE CAPACIDAD CONTINUA DE FUSIBLES LINK TIPO K o T.

la fuente.

Un método simplificado de la coordinación entre fusibles se lleva a cabo a través del uso de tablas de coordinación. Para este método es requisito que los fusibles operen dentro del rango de máxima corriente continua, y se tiene la limitación de una máxima corriente de falla para la cual la coordinación es efectiva. El uso de la tabla es como sigue: en la primera columna se tiene al fusible primario, en las columnas a la derecha se muestran las máximas corrientes de falla en amperios simétricos rms para las cuales existe coordinación del fusible primario con el fusible de respaldo indicado al principio de cada columna de las corrientes de falla. Por ejemplo, usando la tabla 5.6 un fusible tipo K de 10 amperios estará debidamente coordinado con un fusible 15 K para una corriente de valor máximo de 285 amperios. Para valores mayores la coordinación del fusible 15 K no está asegurada con el 10 K. Las tablas 5.10 y 5.11 son otros ejemplos de tablas de coordinación.

5.4.4.2 Coordinación relevador-fusible.

Para los relevadores deben hacerse ciertas consideraciones. Las curvas tiempo-corriente para relevadores muestran el tiempo que les toma cerrar sus contactos para energizar los medios que abrirán al disyuntor. Las curvas están graficadas para valores

promedio con una variación de $\pm 10\%$, la cual puede tomarse en cuenta.

TABLA DE COORDINACION

Características protectoras de los fusibles GE tipo "T" usados en serie, en los rangos de 50, 100 y 200 A en cortacircuitos del tipo expulsión.

fuelle	A		B												carga	
	fusible protegido		fusible protector													
Rangos (amp.) de los fusibles protectores (B) tipo "T"	Rangos (en amperios) de los fusibles protegidos (A) tipo "T"															
	6T	9T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T	250T
	AMPERIOS MAXIMOS (Isc rms) DE PROTECCION PARA LOS FUSIBLES (A)															
10T	250	395	540	710	950	1220	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	8600	15000	18000
20T	250	395	540	710	950	1220	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	8600	15000	18000
30T	...	33	365	490	650	850	1100	1400	1800	2300	2900	3700	4700	6000	10000	12000
40T	...	19	540	710	950	1220	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	8600	15000	18000
50T	74	720	1110	1500	1930	2500	3100	3950	4950	6300	8600	15000	18000
65T	135	720	1400	1930	2500	3100	3950	4950	6300	8600	15000	18000
80T	100	800	1250	2500	3100	3950	4950	6300	8600	15000	18000
100T	105	1150	2300	3100	3950	4950	6300	8600	15000	18000
140T	190	1500	3100	3950	4950	6300	8600	15000	18000
200T	115	1900	3950	4950	6300	8600	15000	18000
250T	310	2350	4950	6300	8600	15000	18000
300T	130	3400	6300	8600	15000	18000
400T	270	4300	8600	15000	18000
500T
650T
800T
1000T
1400T

TABLA 5.10: TABLA DE COORDINACION PARA FUSIBLES TIPO T DE EXPULSION CONECTADOS EN SERIE.

TABLA DE COORDINACION

Amperios del fusible protector.	Amperios del cartucho fusible protegido del tipo N													
	8	10	14	20	25	30	40	50	60	75	85	100	150	200
	Máxima corriente de cortocircuito para la cual har coordinación (A rms)													
1	22	150	280	400	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
2			175	350	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
10			200	370	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
15				200	450	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
20					175	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
25						900	1450	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
30							1300	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
40								1300	2000	2650	3500	4950	8900	10000
50									1300	2500	3500	4950	8900	10000
60										1700	3200	4950	8900	10000
75											2000	4950	8900	10000
85												3700	8900	10000
100													8900	10000
150													6000	10000
200														3000

TABLA 5.11: TABLA DE COORDINACION PARA FUSIBLES TIPO N.

CAPITULO VI

CASO PRACTICO DE SELECCION DE EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCION CONTRA FALLAS EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA INDUSTRIAL.

INTRODUCCION.

En este capítulo se efectuarán los estudios y análisis necesarios, y se usarán los criterios previamente establecidos, para llevar a cabo el diseño de un sistema de protección modelo, con el fin de ejemplificar el procedimiento a seguir en el diseño de este tipo de sistemas, aplicados a sistemas eléctricos de potencia industriales.

Tal aplicación será llevada a cabo para un sistema industrial representativo en cuanto a: niveles de voltaje y potencia, tipos de redes, complejidad y naturaleza de las cargas, de una muestra de varios sistemas industriales existentes en el país. Por las razones de los objetivos del estudio presente, no se expondrá de forma muy detallada el proceso industrial que será abastecido por el sistema de potencia representativo, sino mas

bien se pondrá énfasis en la red de potencia eléctrica configurada en la instalación, así como en las características paramétricas de la misma. Se tomará como base un proceso industrial hipotético que determinará un sistema eléctrico de potencia, conciliado con las características técnicas de un grupo de sistemas de potencia tomados de una muestra de industrias salvadoreñas.

La muestra básica consta de seis industrias salvadoreñas ubicadas en la zona central, paracentral y occidental del país, con niveles de potencia y voltajes que pueden considerarse comunes a la mayoría de industrias nacionales, configuraciones de redes y cargas que representan a la de las mayorías de industrias del rango de potencia estudiado. Los datos concernientes a la muestra se presentan en el apéndice A.

El procedimiento de diseño consistirá en llevar a cabo la descripción de un sistema de potencia industrial representativo, poniendo especial atención a los elementos del sistema de potencia, detallando las características técnicas de estos dispositivos, y haciendo alusión al proceso industrial sólo en la medida que fundamente al modelo de sistema de potencia, ya que la protección de éste es el fin último del estudio. Se procederá luego a definir claramente y aplicar un método de cálculo para niveles de falla de las zonas de protección del sistema represen-

tativo, a recopilar e interpretar los resultados, seleccionar - los dispositivos adecuados para solventar las necesidades de - protección determinadas y desarrollar el análisis para conse -- guir la coordinación de los diferentes dispositivos de protec -- ción de sobrecorriente.

6.1 ALCANCES Y LIMITACIONES.

Para la descripción del sistema industrial representativo se pretende plasmar un sistema que responderá a los requerimientos de potencia de un proceso de elaboración de un producto determinado, pero que además tendrá características comunes a los sistemas de potencia de la muestra considerada, sobre todo en cuanto a niveles de voltaje y potencia observados, configuración de la red, características de regulación, etc.

Se definirán las características necesarias para el diseño de la protección, y no se realizará un diseño detallado del sistema eléctrico de potencia, ya que el objetivo del estudio comprende solamente el análisis de los parámetros de sistema necesarios para el diseño de la protección, los cuales comprenden los valores de las cantidades eléctricas propias de la instalación eléctrica, así como su configuración, tipo de conexiones de los transformadores, circuitos de distribución, tipos y cantidad de carga, métodos de aterrizamiento, y operatividad del sistema, dependiendo ésta última de las condiciones del proceso industrial involucrado.

La limitación principal para lograr establecer de una manera realista los parámetros antes mencionados, consiste en que se describirá un proceso hipotético. Debido a esto se cuenta con

poca información respecto a ciertas condiciones, tales como - tiempos de duración de etapas del proceso, teniéndose en cambio un flujo detallado de las mencionadas etapas, y las capacidades y características eléctricas promedio de los equipos que constituyen las cargas.

El cálculo de los valores de las corrientes de cortocircuito se llevará a cabo para las barras principales del SEP industrial - que será propuesto, debido a que al conocer los valores de corriente de falla en esos puntos pueden dimensionarse adecuadamente los dispositivos de protección y/o interrupción, tanto de las propias barras, como de los equipos conectados a ellas.

Además los cálculos deberán efectuarse para las condiciones de operación normal y de emergencia, en vista que la distribución de carga y las capacidades de las fuentes (transformadores y generadores) son diferentes en cada caso, obteniéndose diferentes valores de corriente de falla. En cada caso además, se determinarán las contribuciones de corriente que las fuentes y los motores que constituyen la carga, aportan a las fallas.

Se considerarán tres tipos posibles de falla: la falla equilibrada de tres fases a tierra, y las fallas desequilibradas de una y dos fases a tierra. Esto tiene por objeto determinar los valores mínimos y máximos de corriente de cortocircuito, que -

probablemente pudieran presentarse en los puntos a analizar, - ya que la teoría establece que la mínima corriente de falla es producida por la falla trifásica, mientras que los valores máximos pueden tener su origen, ya sea en la falla monofásica o bifásica a tierra.

Por razones de espacio se llevarán a cabo cálculos aplicando el procedimiento completo sólo a título de ejemplo, y para la mayoría de valores de corriente se presentarán sólo los resultados.

La selección de todos los elementos necesarios para implementar el sistema de protección (transformadores de instrumento, relevadores, disyuntores de alta y baja tensión, banco de baterías, etc.) tiene por objeto especificar los parámetros suficientes - para la aplicación de cada uno. Debido a que no se cuenta con - información suficiente, para algunos dispositivos se podrá proponer incluso marca y modelo, pero para otros sólo especifica-ciones técnicas.

Finalmente se procede con el análisis de coordinación en el - cual se pretende coordinar los dispositivos de protección de sobrecorriente, desde los dispositivos de baja tensión hasta el - interruptor principal de la fuente (interruptor del primario - del transformador, durante la operación normal, interruptor de enlace del generador durante la operación en emergencia). Se -

tiene como principal limitante para esta tarea, no contar con información suficiente sobre curvas de disparo de tiempo contra corriente de diferentes dispositivos. Otro problema lo ofrecen las gráficas, ya que no tienen espacio suficiente para dibujar una escala que permita presentar todas las curvas de coordinación en cascada, correspondientes a un ramal desde la fuente principal hasta la carga de más baja tensión, por lo cual, los resultados se presentan seccionados.

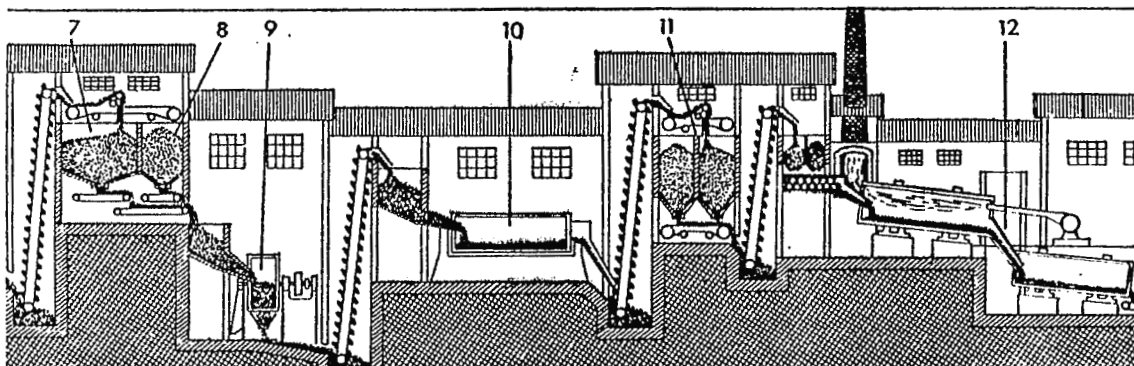
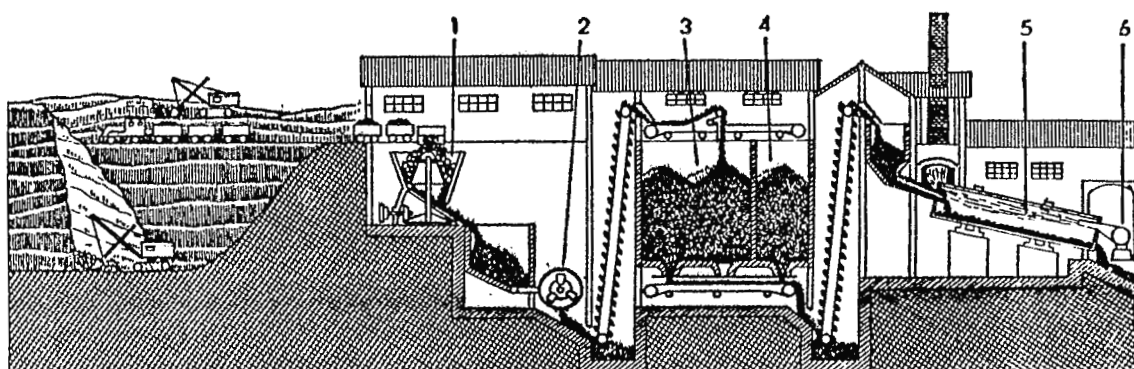
6.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA INDUSTRIAL REPRESENTATIVO.

6.2.1 PROCESO INDUSTRIAL.

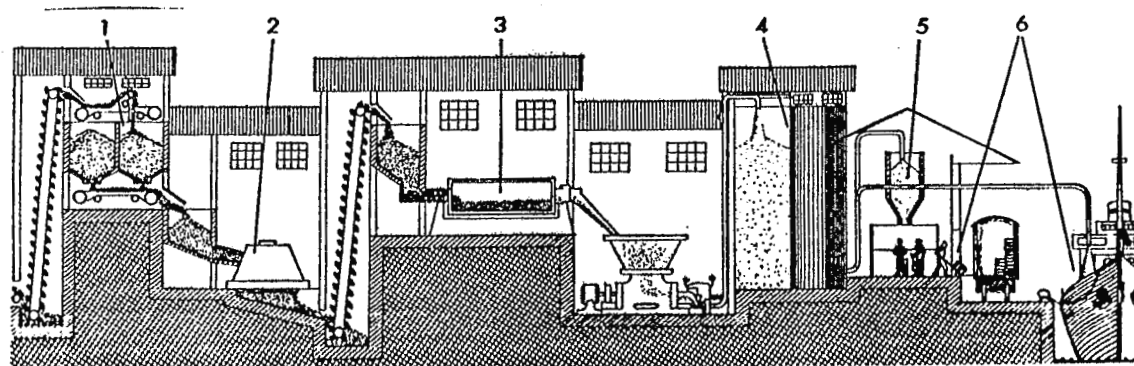
El proceso industrial que da lugar al sistema que se describe, en la fabricación de cemento, y se puede resumir como un proceso de diversos pasos de molido de piedra caliza, añadidura de ciertos aditivos, cocción y extracción de humedad.

En la figura 6.1 se muestran los diferentes pasos del proceso - mediante una sencilla distribución en planta lo cual da una - idea del proceso, mientras que en la figura 6.2 se presenta un diagrama de flujo del proceso, en el cual pueden advertirse los equipos que constituyen la carga eléctrica y que son los motores de los molinos, secadores, y bandas transportadoras, así como de la empacadora, ensacadora y horno.

Debido a que el sistema eléctrico a proteger es hipotético, no se tienen a mano los equipos que lo conforman y se hace necesario el uso de tablas de datos generales, de características de los equipos eléctricos, proporcionadas por los fabricantes o - aprobadas por las instituciones normativas con el fin de establecer las impedancias, especificaciones y datos técnicos de - los componentes del sistema.



Fases en que se desarrolla el proceso de fabricación del cemento. La materia se extrae de las canchales de piedra caliza y se transporta a un machacador giratorio (1) donde se tritura hasta convertirla en grava. Pasa después a un molino de martillos (2) y se almacena en el depósito (3). A su vez, la arcilla ha sido almacenada en (4). Ambos componentes van luego a los secadores rotatorios (5) que disponen de inyector de aire seco (6). Tras otro almacenamiento, la canchilla seca (7) y la arcilla seca (8) se mezclan y son molidas en un molino de bolas (9). Después pasan por molinos tubulares (10) a silos (11), desde donde la mezcla entra gradualmente al horno de calcinación (12), que es de sistema rotatorio y del que pasa al cilindro de enfriamiento.



Con objeto de regular su endurecimiento, se le añade yeso en un depósito mezclador (1) y, tras nuevas fases de molienda en un molino centrífugo (2) y en un molino tubular (3), pasa al depósito general (4). Finalmente, se procede al ensacado (5) y al embarque (6).

FIG. 6.1: DISTRIBUCION EN PLANTA DEL PROCESO ESTUDIADO.

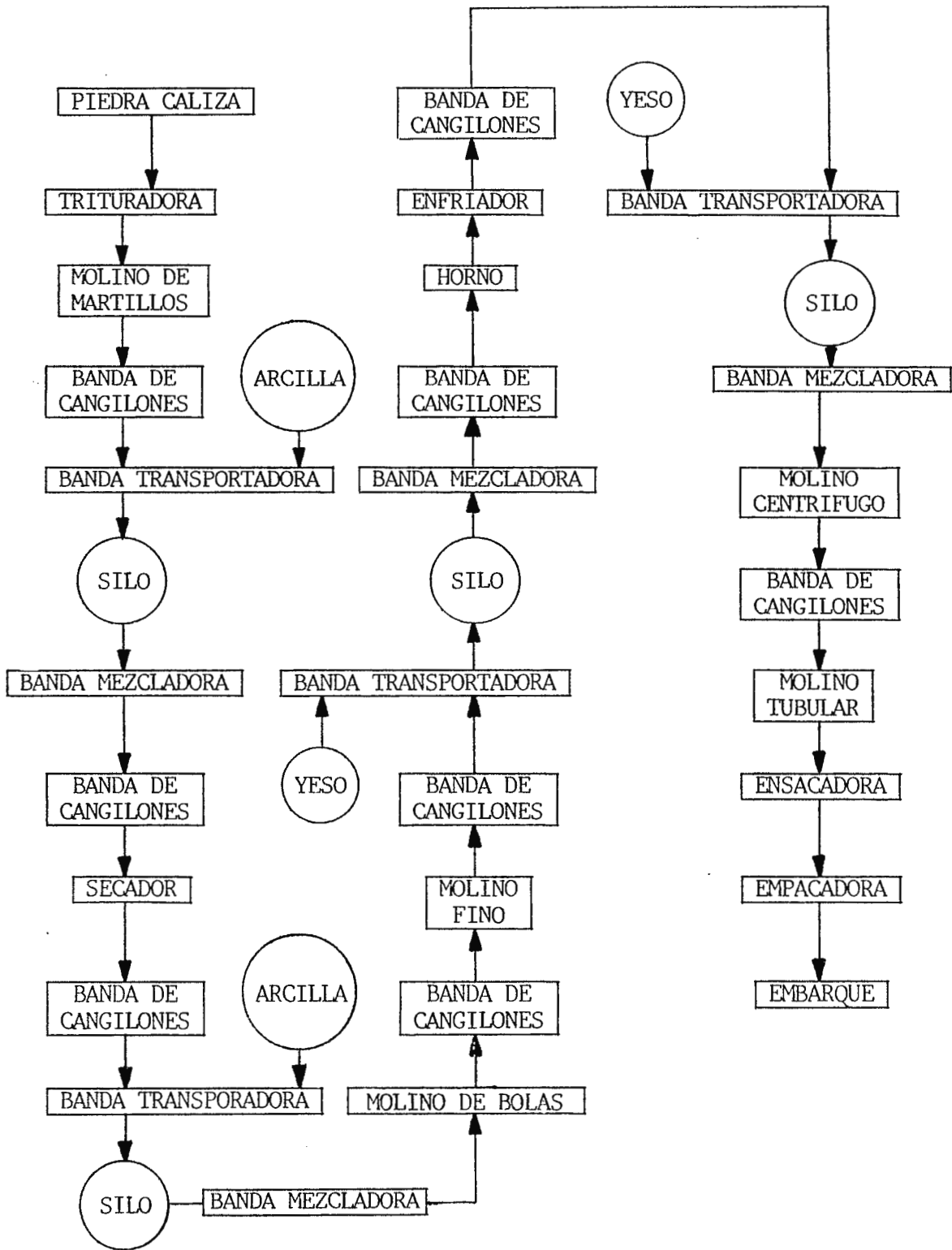


FIG. 6.2: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO BAJO ESTUDIO.

Tales tablas proporcionan características aproximadas de los dispositivos, y cuando el procedimiento se aplique a un sistema real es recomendable que los datos se obtengan de las placas de los equipos o de la información directa del fabricante, si están disponibles, y sólo se debe recurrir a las tablas cuando se carezca de esta información.

6.2.2 CONFIGURACION DEL SISTEMA.

A continuación, en la figura 6.3 se presenta el sistema de potencia propuesto para abastecer al proceso de fabricación del cemento.

Como puede observarse, la figura muestra el esquema básico del diagrama unifilar del sistema de potencia industrial bajo estudio, estando configurado para responder a las necesidades de producción.

Se establecerán dos grandes aspectos característicos particulares del sistema, la primera referente a las características de los dispositivos y de la configuración de la red, y otra referente a los medios de seccionamiento de tales componentes.

Con respecto al primer aspecto, se tiene una configuración radial simple con estaciones de transformación, con una barra a

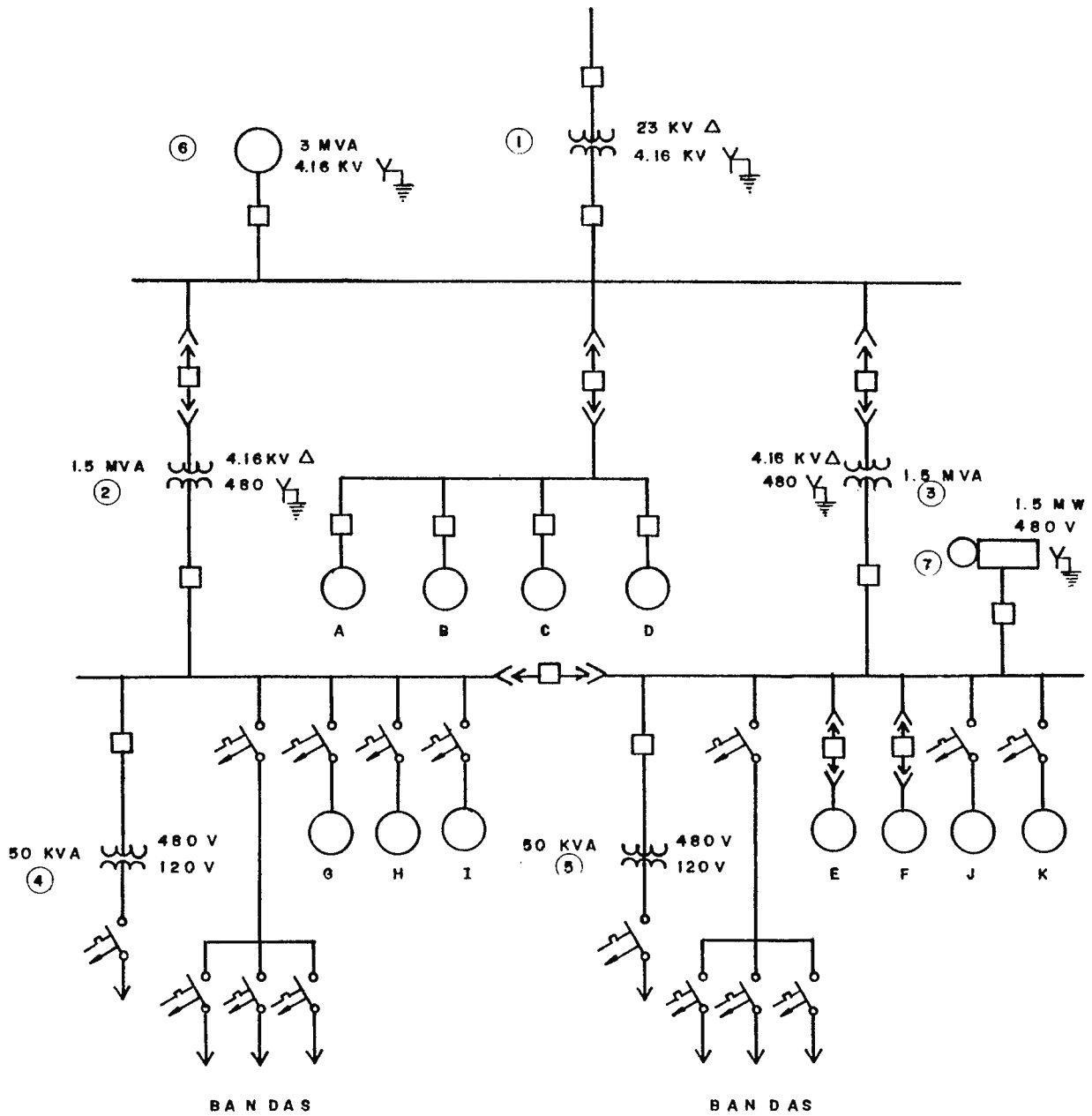


FIG. 6.3: DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA.

media tensión para accionar a los motores más grandes (A, B, C y D), y otra a baja tensión para el resto de las cargas.

La red a media tensión es abastecida por un transformador de 5 MVA, que es una potencia suficiente para el total de la planta, y una relación de voltajes de $23 \Delta / 4.16Y$ KV. Se selecciona un voltaje primario de 23 KV ya que es el sistema de más uso en la zona central, y además se dispone de información muy importante sobre el sistema que abastece este nivel de voltaje, el cual está constituido por la red de CAESS, de la cual se conocen su sistema de aterrizamiento, nivel de cortocircuito y tipo de distribución, por ejemplo. Estos datos se presentan con detalle en el apéndice A. El voltaje de 4.16 KV es el requerido por los motores de mayor capacidad.

La conexión delta primario-estrella secundario es seleccionada por ofrecer la ventaja de bloquear las corrientes de secuencia cero debidas a la corriente de excitación de tercera armónica, o por la presencia de fallas a tierra en el lado secundario, mediante la circulación de las corrientes de secuencia cero en el devanado primario conectado en delta. Además la estrella secundaria provee un punto conveniente de aterrizamiento para establecer el neutro del sistema y garantizar el balance de voltajes y corrientes durante la operación normal del sistema ya que

la carga es trifásica casi en su totalidad. Con esta referencia se logra una rápida detección de fallas a tierra, sean éstas ba lanceadas o no, y se tiene además un mejor control de los sobre voltajes que pueden afectar al sistema.

A esta barra están conectados los motores a media tensión a través de una barra auxiliar, y dos estaciones de transformación - que reducen el voltaje para las cargas a baja tensión. Esta carga totaliza 4.5 MVA, estando constituida casi en su totalidad - por motores de inducción que deben ejercer un fuerte torque. El sistema de distribución es trifásico tres hilos, los cuales pro vienen de la estrella aterrizada del transformador. Se usa un - sistema tres hilos debido a que las cargas consumen voltajes lí nea a línea, es decir que no hay cargas monofásicas que empleen voltaje línea a neutro, por lo cual no se introducen desbalances que pudieran ocasionar corrimientos de neutro en la carga, por lo que no es necesario el uso de un sistema cuatro hilos.

Los motores de los molinos a 4160 V totalizan una carga de - 2950 KVA, mientras que los transformadores para obtener baja - tensión, comparten una carga de aproximadamente de 1500 KVA, - aunque en conjunto tienen una capacidad instalada de 3 MVA.

Cada transformador de 1.5 MVA reduce el voltaje de 4.16 KV a - 480 V en una conexión Δ - Y, seleccionándose esta conexión

debido a las mismas razones por las cuales se usó para la barra de 4.16 KV, teniéndose así mismo un sistema aterrizado tres hilos.

Los dos transformadores alimentan cada uno una sección de la barra de baja tensión, la cual está dividida por un interruptor - normalmente abierto, la cual tiene conectada una carga total de aproximadamente 1430 KVA a 480 V.

Básicamente ésta es la disposición durante la operación normal. Para solventar contingencias se hace necesario el uso de generadores a dos diferentes niveles de voltaje, ya que se poseen cargas a 4160 V y 480 V. Para el caso de los motores a 4160 V se hace necesario el uso de un generador de 3 MVA y 4.16 KV conectado en estrella, mientras que para la barra a baja tensión se requiere de una planta de emergencia de 1500 KW, lo cual con un factor de potencia de 0.8 es aproximadamente 1850 KVA.

En las tablas de la 6.1 a la 6.5 se presentan las características eléctricas básicas de los transformadores, motores, generadores y cables del sistema.

Datos sobre Transformadores.

# Transformadores	Voltajes	Potencia	Impedancia	Relación X/R	Carga
1	23 KV Δ / 4.16 KV Y	5 MVA	5.5 % *	—	Sistema
2	4.16 KV Δ / 480 V Y	1.5 MVA	5.75 % **	9	
3	4.16 KV Δ / 480 V Y	1.5 MVA	5.75 % **	9	
4	480/120 V	50 KVA	2.00 % +	—	Iluminación
5	480/120 V	50 KVA	2.00 % +	—	Iluminación

* Dato según ANSI C 57.12 10 - 1958 para transformadores trifásicos sobre 501 KVA.

** Dato según NEMA para transformadores trifásicos 15 KV máximo en alto voltaje y 600 V máximo en bajo voltaje.

+ Dato para transformador de tipo seco.

TABLA 6.1: DATOS TECNICOS DE TRANSFORMADORES.

Datos sobre Generadores.*

Generador	Voltaje	Potencia	X_d''	Velocidad
6	4.16 KV	3 MVA	8.5 %	3.600 rpm
7	480 V	1.5 MW	9.0 %	3.600 rpm

* Datos de la General Electric Company para generadores entre -
625 y 18750 KVA.

TABLA 6.2: DATOS DE GENERADORES.

Datos sobre Motores.

Identificación	Maquinaria	# de Motores	Potencia	Z %	Voltaje	Letra Código
	Banda de can- gilonos	8	25 KW c/u	16.7*	480 V	
	Banda de ali- mentación ar- cilla o yeso	4	8 KW c/u	16.7*	480 V	
	Bandas mezcla- doras	4	10 KW c/u	16.7*	480 V	
A	Trituradora	1	400 KVA	25.6**	4.16 KV	C
B	Molino de mar- tillo	1	1000 KVA	25.6**	4.16 KV	C
C	Molino de bo- las	1	300 KVA	25.6**	4.16 KV	C
D	Molino fino	1	1250 KVA	25.6**	4.16 KV	C
E	Molino tubu- lar	1	300 KVA	25.6**	480 V	C
F	Molino centri- fugo	1	300 KVA	25.6**	480 V	C
G	Secador	cilindro 1 inyector 1	10 KW 25 KW	16.7* 16.7*	480 V 480 V	
H	Horno	cilindro 1 inyector 1	10 KW 200 KW	16.7* 16.7*	480 V 480 V	
I	Enfriador	cilindro 1 inyector 1	10 KW 35 KW	16.7* 16.7*	480 V 480 V	

Identificación	Maquinaria	# de Motores	Potencia	Z %	Voltaje	Letra Código
J	Ensacado	1	75 kW	16.7*	480 V	
K	Empaque	1	25 kW	16.7*	480 V	

* Para motores bajo 600V y 50HP según IEEE STD 141 - 1986.

** X_d'' = reactancia de rotor bloqueado = $\frac{1}{I \text{ rotor bloqueado}}$
según IEEE STD 141 - 1986.

TABLA 6.3: LISTA DE MOTORES TRIFASICOS DE INDUCCION.

Datos de impedancia para conductores a 5 KV.*

Calibre	R	X	Z
8 AWG	0.0769	0.00788	0.0781
6 AWG	0.0498	0.00748	0.0503
1/0 AWG	0.0131	0.00567	0.0143
4/0 AWG	0.0070	0.00529	0.00877
350 MCM	0.0052	0.00519	0.00735
700 MCM	0.0028	0.00474	0.00551

Nota: Estas impedancias son para cables a 5 KV dentro de ductos magnéticos en ohmios por cada 100 pies.

* Tomados de la tabla 1.21 del Industrial Power Sys. Handbook.

Factores de corrección para ductos no magnéticos:

Para R (del 4/0 al 750 MCM) = 0.98

Para x (en todos los calibres) = 0.87

TABLA 6.4: IMPEDANCIAS DE CONDUCTORES A 5 KV.

Datos de Impedancia para conductores a 600 V máx.*

Calibre	X	R
10 AWG	6.87	124.0
8 AWG	6.38	77.9
6 AWG	5.93	49.8
4 AWG	5.51	31.8
2 AWG	5.13	20.3
1/0 AWG	4.95	13.1
350 MCM	4.69	4.61
750 MCM	4.25	2.81
1000 MCM	4.19	1.53

Nota: Valores de impedancia en miliohmios por cada
100 pies a 25 °C.

* Tomados de la tabla 1.20 del Industrial Power Sys. Handbook.

TABLA 6.5: IMPEDANCIAS DE CONDUCTORES DE COBRE A 600 V.

Con respecto a los interruptores, constituyen medios de seccionamiento, con la finalidad de proteger a los elementos del sistema, teniendo también la función de llevar a cabo las maniobras necesarias para solventar los posibles problemas operativos que pudieran originar fallas dentro del sistema, así como las situaciones de emergencia debido a problemas en el servicio de potencia comercial.

El interruptor del primario del transformador de 5 MVA tiene la función de proteger al transformador contra fallas de sobrecorriente, y es el único medio de seccionamiento adecuado en el caso de fallas internas dentro del transformador, las cuales pueden ocasionar valores muy bajos de corriente, que sólo pueden ser detectados por relevadores y no por fusibles, necesitando por lo tanto de este interruptor. El interruptor en el secundario de este transformador constituye el medio de seccionamiento para la protección primaria de la barra a 4.16 KV, y de la protección de respaldo para los transformadores de 1.5 MVA, y de los motores de mayor capacidad. Este interruptor tiene además la función de aislar al sistema de la red comercial y del transformador principal en el caso de falla de la red comercial.

Los motores de 4160 V se encuentran conectados a una barra intermedia mediante sus respectivos interruptores para fines de -

protección, y esta barra intermedia a su vez se conecta a través de un interruptor a la barra principal de 4160 V, teniendo este interruptor la función principal de garantizar el respaldo de los interruptores de los motores con el interruptor del secundario del transformador de 5 MVA. Los interruptores de los primarios de los transformadores de 1.5 MVA tienen la función básica de proteger a los transformadores contra fallas externas e internas, y servir de respaldo a los interruptores en los secundarios de los transformadores. Estos interruptores a su vez constituyen la protección primaria de las secciones respectivas de la barra a 480 V.

La barra de baja tensión está seccionada por un interruptor que tiene por función básica, dividir a esta barra durante la operación normal del sistema, con la finalidad de repartir la carga de los transformadores. Esto se hace para evitar que a la barra se conecte una capacidad de 3 MVA totales, ya que esto aumentaría el nivel de falla en toda la barra, y originaría perturbaciones en todos los dispositivos conectados a la barra durante las fallas que pudieran presentarse, mientras que separando la barra en dos secciones alimentadas independientemente, se asegura que la falla en una sección no afecte a los elementos de la otra, y que cada sección tenga un nivel de cortocircuito menor disminuyendo así el daño térmico y mecánico que pudieran sufrir por fallas de sobrecorriente.

Cada motor conectado a la barra de baja tensión posee su propio interruptor de accionamiento directo como protección primaria.

Todo lo anterior concierne a lo que pudiera considerarse como una operación normal del sistema, es decir libre de contingencias. La configuración del sistema es tal que pueda responder a eventualidades que originarían interrupciones parciales o totales en el servicio. Por ejemplo en el caso de una falla o de un problema que amerite la desconexión de uno de los transformadores de 1.5 MVA, el otro transformador es capaz de llevar toda la carga a 400 voltios mediante el cierre del interruptor de enlace, y aún en el caso de la desconexión de ambos transformadores, el sistema puede quedar alimentado de forma inmediata a través de la planta de 1.5 MW.

En el caso de una interrupción del servicio o de un problema mayor en el suministro, además de la planta de emergencia a baja tensión, se necesita del generador a 4.16 KV, el cual deberá abastecer la carga constituida por los motores de 4160 V. Para llevar a cabo correctamente esta maniobra es necesario el accionamiento conjunto de varios interruptores del sistema, lo que implicaría que deben abrirse los interruptores ubicados en los primarios y secundarios de los transformadores de potencia, y luego el cierre posterior de los interruptores de enlace de los generadores y de la barra a baja tensión. Este último debe te--

ner un sistema de bloqueo para no poder cerrar hasta que por lo menos uno de los dos interruptores de los secundarios de los transformadores se encuentre abierto. De igual manera los interruptores de los generadores deberán tener mecanismos de bloqueo similares para evitar el cierre si hay otros interruptores de alimentación que permanezcan cerrados, o si existe una condición de falla en la barra respectiva. Esto es especialmente válido ante fallas en los transformadores, ya que debe verificarse que la condición de falla no provenga de las barras antes de proceder a la conexión de los generadores.

6.2.3 CARACTERISTICAS PARAMETRICAS DEL SISTEMA INDUSTRIAL REPRESENTATIVO.

Los dispositivos de protección que habrán de seleccionarse para este sistema en protección deberán corresponder a las necesidades de protección de cada elemento, a las características paramétricas del sistema, a los valores de falla previamente calculados y también a las condiciones de operación normal de la red. Estas condiciones incluyen tanto la demanda de corriente de plena carga o arranque de los motores y energización de los transformadores como las variaciones máximas en el voltaje de servicio (frecuencia, magnitud, balance), y otras características como temperatura de operación de los equipos, torque de motores, etc.

Como complemento a la descripción básica de los elementos, configuración y maniobrabilidad del sistema, se amplía la información pertinente sobre los aspectos mencionados en el párrafo anterior, y que en alguna medida influyen sobre la selección de los dispositivos de protección más adecuados.

6.2.3.1 Consideraciones sobre los Generadores.

Cada generador posee como primotor un motor de combustión interna que usa como combustible aceite diesel, ya que debido a la

localización de la cementera se hace difícil el uso de otras fuentes de energía para los primotores, y en el caso de las turbinas de vapor o de gas se incrementa el costo de los primotores, al no contar la empresa con desechos utilizables para la combustión, como por ejemplo residuos de la caña que pueden usarse como combustible para calderas de las turbinas a vapor, para accionar generadores eléctricos en los ingenios; o al tener que usar combustibles de mayor costo y más difícil manejo como el gas natural para las turbinas de gas.

Otra característica importante del generador de uso permanente y de la planta de emergencia, es el hecho de poseer excitadores de imán permanente, lo cual permite tener mayor confiabilidad en la excitación de las máquinas, y una buena regulación de voltaje durante las fallas, lo cual permite una adecuada circulación de sobrecorrientes pudiendo ser detectadas y removidas mediante los dispositivos de protección adecuados.

6.2.3.2 Características físicas del sistema.

Aparte de los dispositivos que generan, distribuyen o consumen energía el sistema de potencia posee además alimentadores de diferentes tipos, aisladores, soportes y ductos de diferentes tipos los cuales transportan dichos alimentadores y permiten la adecuada distribución de energía al interior de la planta.

En el caso bajo estudio, dentro del sistema industrial prácticamente no existen líneas aéreas de distribución, ya que éstas pertenecen a la compañía abastecedora de energía, y aunque existe una línea aérea en la acometida al transformador principal, ésta es de una distancia despreciable.

La distribución de energía del generador y del transformador a la barra de 4160 voltios se hace mediante cable de potencia, utilizándose también para abastecer a los transformadores de 1.5 MVA.

El resto de la alimentación, es decir hasta los centros de carga específicas de la planta se lleva a cabo mediante alambres y cables aislados con calibres de la norma AWG, los cuales viajan en bandejas metálicas adecuadas. Los calibres de conductor más comunes utilizados al interior de la instalación se presentan en las tablas de datos 6.4 y 6.5.

6.2.3.3 Crecimiento de la carga.

Debido a la disposición de la maquinaria en la cementera y al hecho que el volumen de materia prima que maneja cada molino dentro de la línea de producción es limitado y depende en igual medida de la capacidad del molino precedente, y de la capacidad del molino siguiente, por lo cual carecería de sentido aumentar

la capacidad de cualquiera de éstos.

Bajo tal premisa el volumen máximo de producción de la línea - existente no puede aumentarse con cambiar uno de sus elementos, por lo cual no puede haber un crecimiento de carga, a no ser - que se añada otra línea de producción.

6.2.3.4 Condiciones de demanda de corriente.

En el caso de los motores, las corrientes de carga se pueden - calcular haciendo uso de la fórmula siguiente:

$$I = \frac{KW}{\sqrt{3} V \text{ f.p.}} \quad ; \text{ asumiendo f.p.} = 0.8$$

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} V}$$

Además, hay que tomar en cuenta, que en condición de operación normal, las corrientes de arranque de los motores rara vez excederán 10 veces el valor de la corriente de plena carga, considerando que los motores mayores tienen letra código C.

Las corrientes de plena carga de los motores se presentan en la tabla 6.6.

Motor	Voltaje (V)	Corriente (A)	Potencia (KVA)	
Banda de cangilones	480	37.6	25*	
Banda de alimentación	480	12.0	8*	
Bandas mezcladoras	480	15.0	10*	
Trituradora	4160	55.5	400	
Molino de martillo	4160	138.8	1000	
Molino de bolas	4160	41.6	300	
Molino fino	4160	173.5	1250	
Molino tubular	480	361.0	300	
Molino centrí- fugo	480	361.0	300	
Secador	Cilindro	480	15.0	10*
	Inyector	480	37.6	25*
Horno	Cilindro	480	15.0	10*
	Inyector	480	300.7	200*
Enfriador	Cilindro	480	15.0	10*
	Inyector	480	52.6	35*
Ensacado	480	112.8	75*	
Empaque	480	37.6	25*	

* Estos valores están en KW.

TABLA 6.6: DATOS A UTILIZAR PARA LA SELECCION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE LOS MOTORES.

Para los transformadores se deben considerar además de las co --

corrientes de plena carga, la irrupción magnética (inrush), a la corriente momentánea (withstand level) y los niveles de falla máxima.

Todas estas corrientes deben calcularse para el lado de bajo voltaje de los transformadores utilizando las siguientes fórmulas:

$$\text{Corriente de carga} \quad I_c = \frac{\text{MVAb del Tx}}{\sqrt{3} \text{ V}}$$

$$\text{Corriente de irrupción} = 8 I_c$$

$$\text{Corriente momentánea} = \frac{I_c}{Z_{pu}}$$

Obteniéndose los siguientes resultados:

# de Transformador	Potencia (KVA)	Voltaje (V)	Ic (A)	Corriente de irrupción (A)	Corriente momentánea (A)
1	5000	4160	694	5991	12617
2	1500	480	1804	14432	31378
3	1500	480	1804	14432	31378
4	50	120	241	1928	12028
5	50	120	241	1928	12028

TABLA 6.7: CORRIENTES DE IRRUPCION Y MOMENTANEAS PARA LOS TRANSFORMADORES.

Para los transformadores de potencia más grandes se requiere de los siguientes valores de corrientes de falla:

# de Transformador	Potencia (KVA)	Voltaje (V)	Falla ϕ (A)	Falla máxima (A)
1	5000	4160	10908	11991
2	1500	480	24658	28747
3	1500	480	24658	28748

TABLA 6.8: CORRIENTES DE FALLA PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

6.2.3.5 Condiciones de variación del voltaje de servicio.

Además las variaciones de voltaje introducen variaciones en el torque de los motores, siendo el cambio en éste proporcional al cambio en el cuadrado del voltaje.

Debe considerarse la máxima variación permisible en el torque, - que para los motores de los molinos y de las bandas transportadoras puede tolerar una disminución máxima del 15% y un aumento límite del 25%. Por lo tanto las variaciones porcentuales de voltaje serán las siguientes:

- Para disminución del 15% en el torque:

$$15\% = \frac{(100)^2 - (\%v)^2}{(100)^2} \times 100$$

$$15 = \frac{10000 - (\%v)^2}{10000} \times 100$$

$$(0.15)10000 = 10000 - (\%v)^2$$

$$\%v = \sqrt{10000 - 1500}$$

$$\%v = \sqrt{8500}$$

$$\%v = 92.2\%$$

- Para aumento del 25% en el torque:

$$25\% = \frac{(\%v)^2 - 100^2}{100^2} \times 100$$

$$(0.25)10000 = (\%v)^2 - 10000$$

$$\%v = \sqrt{12500}$$

$$\%v = 111.8\%$$

Por lo tanto se puede permitir una variación de voltaje entre el 92.2% y el 111.8%, con respecto al voltaje nominal de operación.

Para expresarlo con más claridad puede haber una variación entre 0.922 y 1.118 pu con respecto al voltaje nominal.

En condiciones anormales de operación, tales como las fallas de sobrecorriente de cualquier tipo, se originan desviaciones, caídas y desbalances en el voltaje durante estas fallas, de forma tal que si no son rápidamente removidas originarían daños en los equipos conectados al sistema.

Pueden existir también otras formas de desbalance que no provengan necesariamente de una falla de sobrecorriente, sino de un posible defecto en la alimentación, como por ejemplo la pérdida de una fase. Este fenómeno puede originar un problema conocido como operación monofásica en los motores lo cual puede llevarlos a una sobrecorriente que podría dañar el motor.

6.2.3.6 Temperatura.

Uno de los parámetros no eléctricos que debe ser controlado durante la operación de los sistemas de potencia industriales es la temperatura de los equipos, ya que un aumento inmoderado en ésta puede dañar a equipos tales como transformadores, motores y generadores, disminuyendo la vida útil del aislamiento de sus respectivos devanados, y aumentando la probabilidad que posteriormente se presenten fallas más graves.

En el caso de los transformadores, la potencia se especifica con su respectivo aumento de temperatura y si necesita de algu--

na etapa de enfriamiento. Los aumentos de temperatura permisibles se basan en una temperatura ambiente de 30°C y son de 55°C para un 100% de la carga y de 65°C para un 112% de la carga, teniendo temperaturas límites de operación de 85°C y de 95°C respectivamente.

6.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION CONTRA FALLAS.

El objetivo de esta sección es el de analizar las necesidades de protección del sistema de potencia bajo estudio, efectuar los cálculos necesarios para dimensionar adecuadamente a los dispositivos de protección, y seleccionar, ubicar y coordinar a todos estos dispositivos para que conformen un adecuado sistema de protección.

Previamente se han indicado los pasos a seguir así como los criterios que servirán de base para realizar este procedimiento. Sin embargo, no se ha detallado el método de cálculo de cortocircuito a utilizarse. Si bien se han explicado los procedimientos matemáticos para estos cálculos vale decir que existen diferentes aplicaciones, cada una con sus correspondientes grados de dificultad y de exactitud; por ejemplo, se dispone de los métodos de valores por unidad, óhmico y MVA de cortocircuito para cálculos manuales, así como diferentes programas para uso en computador.

El método que se ha seleccionado es el llamado "MVA de cortocircuito" debido a que simplifica mucho los cálculos, evitando seleccionar valores base, como en el caso de los valores por unidad, aunque usa los mismos principios de este método. Además proporciona resultados de gran exactitud siendo muy útil para

calcular los niveles de falla en sistemas de potencia de poca - complejidad así como lo es el sistema para el cual se diseñará el sistema de protección.

6.3.1 METODO DE CALCULO DE FALLAS MEDIANTE LOS MVA DE CORTOCIRCUITO.

El método de los MVA de cortocircuito consiste en expresar la - capacidad de contribución de corriente de cortocircuito, en un punto de falla, de los diversos elementos que componen un sistema de potencia, en forma de una potencia conocida como los MVA de cortocircuito del elemento.

En líneas generales puede definirse a los MVA de cortocircuito mediante la siguiente fórmula:

$$MVA_{SC} = \frac{\sqrt{3} I_{SC} KV}{1000} \quad (6.1)$$

donde:

MVA_{SC} = potencia trifásica de cortocircuito.

I_{SC} = corriente de cortocircuito.

KV = voltaje nominal del sistema donde ocurre - la falla.

La potencia de cortocircuito también puede expresarse mediante

la siguiente fórmula:

$$MVA_{SC} = \frac{(KV)^2}{Z} \quad (6.2)$$

$$MVA_{SC} = KV^2 Y \quad (6.3)$$

donde:

Z = impedancia del elemento.

Y = admitancia del elemento.

Sin embargo, la fórmula de mayor utilidad es la que relaciona a la potencia nominal de los dispositivos con sus impedancias expresadas en por unidad, y se deduce del siguiente procedimiento:

$$Z_{base} = \frac{(KV)^2}{MVA_{base}}$$

donde:

Z_{base} = impedancia base.

MVA_{base} = potencia base seleccionada.

Por lo tanto, la admitancia base (Y_{base}) será igual a:

$$Y_{base} = \frac{1}{Z_{base}} = \frac{MVA_{base}}{(KV)^2} \quad (6.4)$$

Además sabemos:
$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}} = Z Y_{base} \quad (6.5)$$

donde:

Z = impedancia real del elemento que desea expresarse en por unidad.

De la expresión (6.4) tenemos:

$$(KV)^2 = \frac{MVA_{base}}{Y_{base}}$$

Sustituyendo en (6.2):

$$MVA_{SC} = \frac{MVA_{base}}{(Z) (Y_{base})}$$

Sustituyendo (6.5):

$$MVA_{SC} = \frac{MVA}{Z_{pu}} \quad (6.6)$$

Con las fórmulas (6.2), (6.3) y (6.6) todos los elementos de un sistema de potencia pueden expresarse en función de sus MVA de potencia de cortocircuito, los cuales pueden combinarse, para obtener la potencia de cortocircuito disponible en cualquier punto del sistema, y así poder determinar las corrientes de cortocircuito del mismo punto.

Los MVA en paralelo, se combinan sumándose, mientras que los MVA en serie o en cascada tienen un valor equivalente al recíproco de la suma de los recíprocos.

Teniendo los MVA totales en el punto de falla de interés, la corriente de cortocircuito trifásico puede calcularse dividiendo esta potencia entre el voltaje del punto fallado.

De la misma forma en que pueden calcularse las fallas trifásicas, pueden calcularse también las fallas de una fase y dos fases a tierra calculando la potencia de cortocircuito de secuencia de cada elemento, para lo cual en la ecuación (6.6) se usa la potencia base de cada elemento y la impedancia de secuencia correspondiente (positiva, negativa y cero) conectando los diagramas de MVA según los diagramas de secuencia que describen las fallas desequilibradas.

En la figura 6.4 se ejemplifica la transformación de un diagrama sencillo de impedancias a un diagrama de MVA, y la reducción a los MVA de cortocircuito equivalentes.

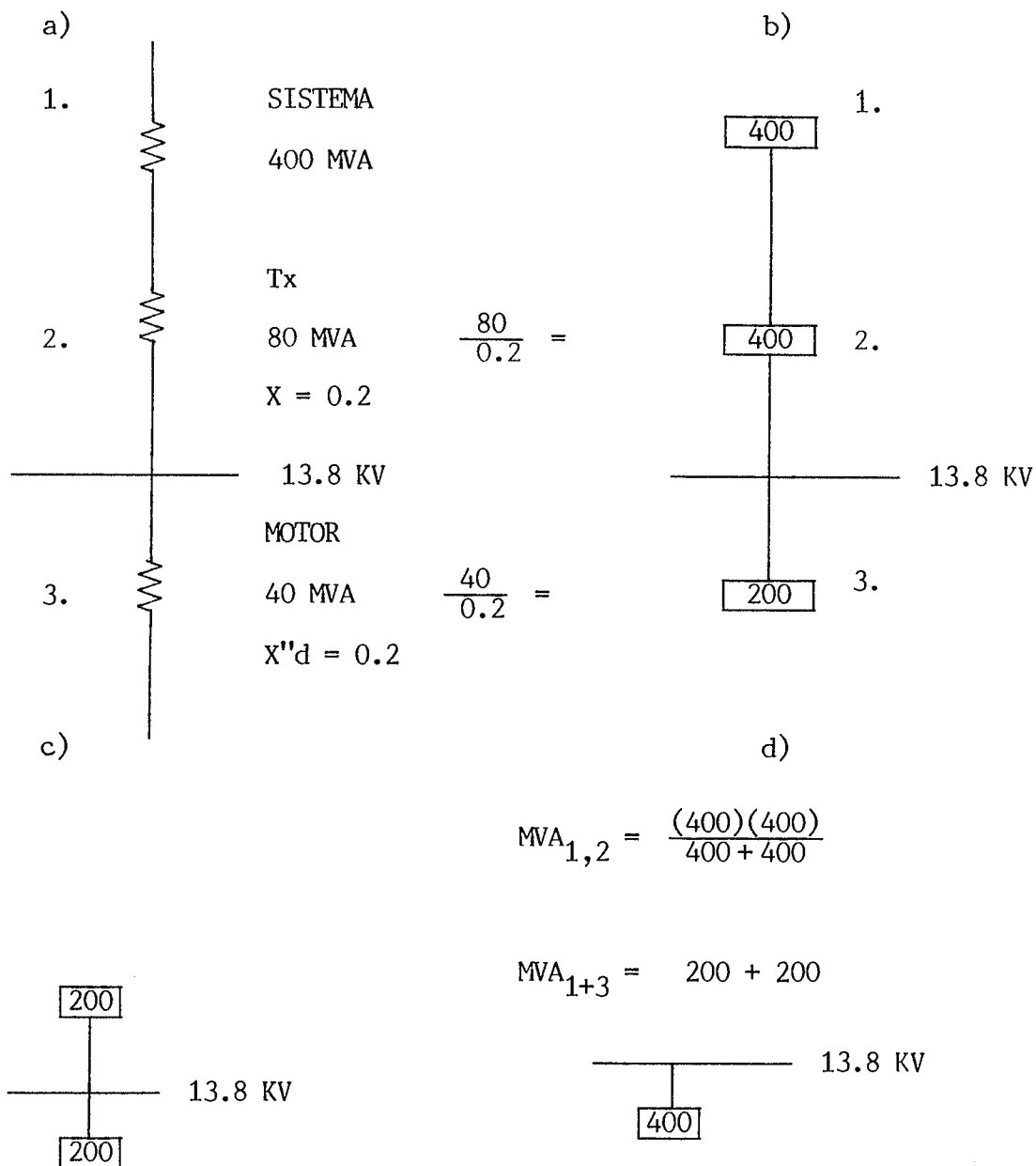


FIG. 6.4: EJEMPLO DE TRANSFORMACION DE DIAGRAMA DE IMPEDANCIA A DIAGRAMA DE MVA.

FIG. 6.4 a) DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS.

FIG. 6.4 b) DIAGRAMA DE MVA EQUIVALENTES.

FIG. 6.4 c) DIAGRAMA DE MVA EN SERIE.

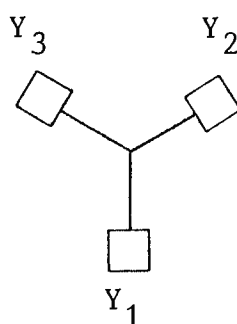
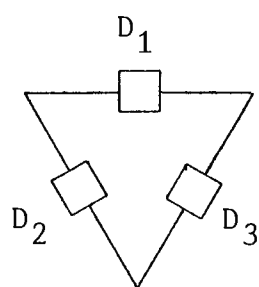
FIG. 6.4 d) DIAGRAMA DE MVA EN PARALELO.

Para el caso de las fallas desequilibradas primeramente se calculan los MVA de cortocircuito totales en el punto de falla, los cuales corresponden a la potencia total de secuencia positiva, luego se revisan las impedancias de secuencia negativa de los aparatos y si son iguales a las de secuencia positiva, la potencia total de secuencia negativa será igual a los MVA de cortocircuito de secuencia positiva. Si hay una variación en la impedancia de secuencia negativa con respecto a la positiva de algunos elementos, en este caso se deberá calcular la potencia de cortocircuito de secuencia negativa del elemento en cuestión con la potencia base y la impedancia de secuencia negativa que le corresponde. En el caso de la potencia de cortocircuito total de secuencia cero el resultado variará en mayor medida, en primer lugar porque las corrientes de secuencia cero pueden verse bloqueadas ya sea por transformadores con sus devanados conectados en delta o por puntos flotantes en el sistema, y en segundo lugar por la diferencia existente entre las impedancias de secuencia cero con respecto a las impedancias de secuencia positiva y negativa de los diferentes elementos del sistema de potencia, tales como transformadores, generadores, motores e incluso conductores.

Cuando se dispone de las diferentes potencias de cortocircuito de cada secuencia, éstas se disponen en diagramas de MVA correspondientes a los diagramas de secuencia necesarios para el análisis.

lisis de cada tipo de fallas desequilibradas. Por ejemplo, para la falla monofásica a tierra, la cual se describe mediante un diagrama con impedancias de secuencia en serie, análogamente el diagrama de MVA estará constituido por las potencias de cortocircuito de secuencia dispuestas en serie.

En algunos casos las simplificaciones pueden complicarse por lo que llega a ser necesario que los diagramas de MVA pudieran estar conectados en delta, y deben ser transformados en estrellas. Para efectuar la transformación deben utilizarse las siguientes fórmulas, las cuales originan los resultados expresados en la figura 6.5.



$$Y_1 = \frac{S}{D_1}$$

$$Y_2 = \frac{S}{D_2}$$

$$Y_3 = \frac{S}{D_3}$$

donde:

$$S = D_1 D_2 + D_2 D_3 + D_3 D_1 \quad (6.7)$$

FIG. 6.5: TRANSFORMACION DE DIAGRAMA DE MVA DELTA A ESTRELLA.

6.3.2 APLICACION DEL METODO DE CALCULO DE CORTOCIRCUITO.

En los apartados anteriores se ha descrito un SEP industrial, - el cual a pesar de ser hipotético cuenta con los datos y las características suficientes para ser objeto de un análisis de cortocircuito, que tiene por objetivo determinar las corrientes de falla necesarias para llevar a cabo la posterior selección de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de tal SEP.

El sistema es básicamente una red radial con estaciones de - - transformación, y una configuración relativamente simple, que - está exenta de transformaciones estrella - delta para conseguir las impedancias equivalentes del circuito, lo cual permite conocer de manera inmediata las corrientes de falla en todos los ramales de interés, y permitiendo la aplicación confiable del método de los MVA de cortocircuito para realizar los cálculos.

6.3.2.1 Preparación del diagrama del sistema.

El diagrama que muestra la configuración del sistema así como - todos los elementos principales del circuito se muestra en la - figura 6.1. Debido a que se usará el método de los MVA de cortocircuito, un diagrama equivalente de MVA se preparará después - de haber obtenido los valores de impedancia y de MVA equivalentes de cada elemento del circuito.

6.3.2.2 Recolección y conversión de los datos de impedancia.

En las tablas de la 6.1 a la 6.3 se muestran datos de impedancia, potencia y voltaje relacionados a los transformadores, máquinas generadoras y motores trifásicos, los cuales serán de utilidad para llevar a cabo el análisis de cortocircuito del sistema bajo estudio. Además, en las tablas 6.4 y 6.5 se presentan impedancias de los cables del sistema.

Sin embargo, en algunos tramos del circuito se desprecian las impedancias de los conductores ya que su valor no es muy alto y no llevan a cabo una gran limitación de corriente. Con esta simplificación se obtienen valores de corriente ligeramente mayores asegurando la protección.

En este caso se utilizarán los datos de potencia e impedancia de los equipos para obtener las potencias de cortocircuito y construir así un diagrama de MVA de cortocircuito equivalente, procediendo luego a efectuar los cálculos pertinentes para determinar los niveles de falla necesarios para el dimensionamiento del sistema de protección.

6.3.2.3 Preparación del diagrama de MVA de cortocircuito equivalente.

El primer paso consiste en obtener los MVA equivalentes de cada dispositivo para después ubicarlos correspondientemente en el diagrama de sistema.

- Transformador 1

$$MVA_{SC} = \frac{5 \text{ MVA}}{0.055} = 90.9 \text{ MVA}$$

- Transformadores 2 y 3

$$MVA_{SC} = \frac{1.5 \text{ MVA}}{0.0575} = 26.1 \text{ MVA}$$

- Transformadores 4 y 5

$$MVA_{SC} = \frac{0.05 \text{ MVA}}{0.02} = 2.5 \text{ MVA}$$

- Generador 6

$$MVA_{SC} = \frac{3 \text{ MVA}}{0.085} = 35.3 \text{ MVA}$$

- Generador 7

$$MVA_{SC} = \frac{1.5 \text{ MW}}{0.8 (0.09)} = 20.83 \text{ MVA}$$

- Motores A y B

$$MVA_{SC} = \frac{1.4 \text{ MVA}}{0.256} = 5.47 \text{ MVA}$$

- Motores C y D

$$MVA_{SC} = \frac{1.55 \text{ MVA}}{0.256} = 6.06 \text{ MVA}$$

- Motores E y F

$$MVA_{SC} = \frac{0.6 \text{ MVA}}{0.256} = 2.3 \text{ MVA}$$

- Motores G, H e I

$$MVA_{SC} = \frac{0.28 \text{ MVA}}{(0.8) (0.167)} = 2.1 \text{ MVA}$$

- Motores J y K

$$MVA_{SC} = \frac{0.1 \text{ MVA}}{(0.8) (0.167)} = 0.75 \text{ MVA}$$

- Motores bandas

$$MVA_{SC} = \frac{0.136 \text{ MVA}}{(0.8) (0.167)} = 1.02 \text{ MVA}$$

- Sistema CAESS

$$MVA_{SC} = 25 \text{ KA} \times 23 \text{ KV} \times \sqrt{3} = 996 \text{ MVA}$$

Datos de Impedancia para conductor a 23 KV.*

Calibre: 1/0 AWG

Datos: R = 0.0169 ohmios/ 100 pies

X = 0.0135 ohmios/ 100 pies

Z = 0.0212 ohmios/ 100 pies

Espaciamiento: 48 pulg. entre conductores.

* Tomados de las tablas 1.26 y 1.29 del Industrial Power Sys. Handbook.

En los cálculos siguientes se desprecia el efecto de los cables en la limitación de corriente debido a los bajos valores de resistencia y reactancia que éstos presentan. Con el fin de ejemplificar, se llevará a cabo un cálculo de reducción de potencia de cortocircuito considerando el efecto de los cables.

Reducción MVA considerando cables para alta tensión 1/0 sencillo de 30 mts. (100 pies).

$$Z = 0.0212 \text{ ohm}/100 \text{ pies}$$

$$V = 23 \text{ KV}$$

$$MVA_{SC} = \frac{(23)^2}{0.0212} = 24904 \text{ MVA}$$

Reducción MVA considerando cables para baja tensión 700 MCM do-
ble 15 mts. (50 pies).

$$Z = 0.00551 \text{ ohm/100 pies}$$

$$Z = \frac{(0.00551 \text{ ohm/100 pies}) 50 \text{ pies}}{2} = 0.00138$$

$$V = 4.16 \text{ KV}$$

$$MVA_{SC} = \frac{(4.16)^2}{0.00138} = 12563 \text{ MVA}$$

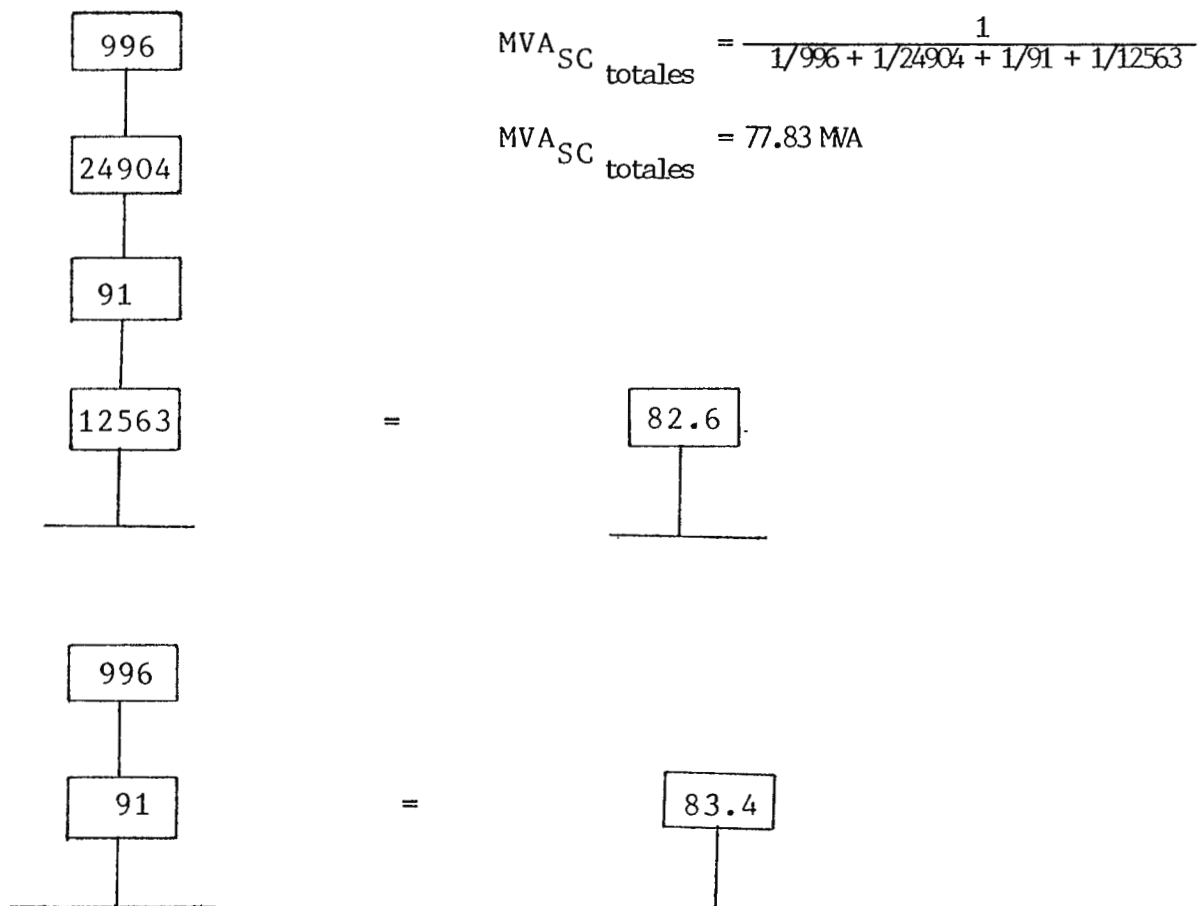


FIG. 6.6: COMPARACION ENTRE MVA EQUIVALENTES CONSIDERANDO Y DES-
PRECIANDO EFECTO DEL CABLE.

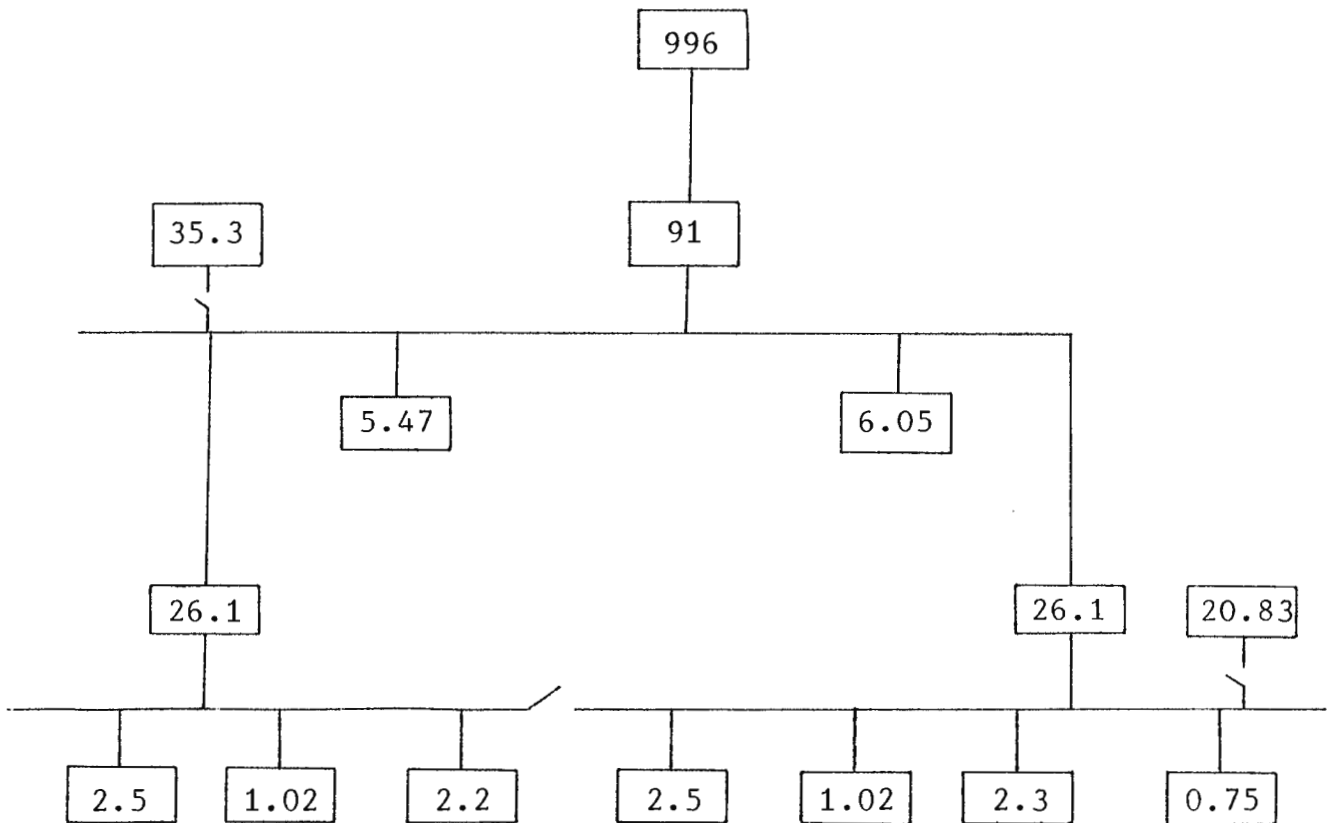


FIG. 6.7: DIAGRAMA EQUIVALENTE DE POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO.

6.2.2.4 Cálculo de valores de falla.

Una vez conseguido el diagrama de potencias de cortocircuito -- equivalentes deben efectuarse las reducciones necesarias para - determinar los niveles de fallas en los puntos de interés, es - decir, que sean importantes para el diseño del sistema de pro- tección.

- Cálculo considerando operación normal del sistema de potencia industrial.

En este apartado se analizarán los niveles de fallas para las barras 1, 2 y 3 cuando la energía es abastecida desde la red de CAESS, y los transformadores a media tensión abastecen en cada sección de la barra de baja tensión por separado. Con estas consideraciones el diagrama de MVA quedaría sin los MVA de los generadores en la barra 1 y en la barra 3.

Las operaciones de una primera reducción serían las siguientes:

- Barra 1

$$\frac{(996) (91)}{(996 + 91)} = 83.4 \text{ MVA}$$

$$5.47 + 6.06 = 11.53 \text{ MVA}$$

- Barra 2

$$2.5 + 1.02 + 2.2 = 5.72 \text{ MVA}$$

- Barra 3

$$2.5 + 1.02 + 2.3 + 0.75 = 6.57 \text{ MVA}$$

El resultado es el diagrama presentado en la figura 6.8.

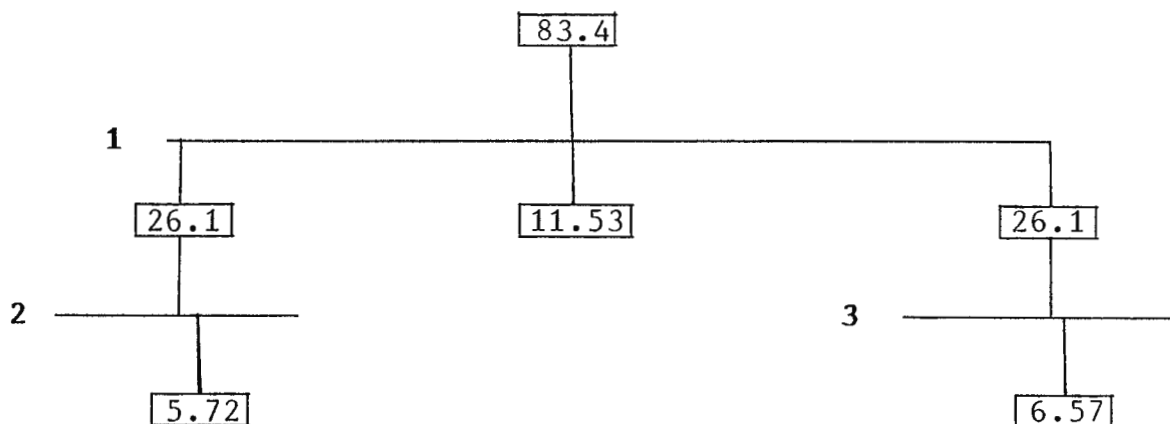


FIG. 6.8: SIMPLIFICACION DEL DIAGRAMA DE POTENCIAS.

Prosiguiendo con las reducciones:

Barra 2

$$\frac{(26.1)(5.72)}{(26.1 + 5.72)} = 4.69 \text{ MVA}$$

Barra 3

$$\frac{(26.1)(6.57)}{(26.1 + 6.57)} = 5.24 \text{ MVA}$$

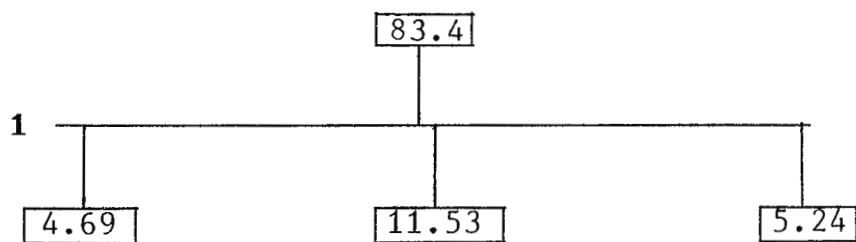


FIG. 6.9: SIMPLIFICACION DEL DIAGRAMA DE POTENCIAS.

Reducción final:

$$4.69 + 11.53 + 5.24 = 21.47 \text{ MVA}$$

Siendo el diagrama:



FIG. 6.10: SIMPLIFICACION FINAL.

La corriente de cortocircuito trifásica se calcula como sigue, para la corriente trifásica total en la barra 1:

$$I_{SC} = \frac{(105 \text{ MVA}) 1000}{\sqrt{3} 4.16 \text{ KV}} = 14554 \text{ A}$$

Las contribuciones son
$$I_{SC_{Tx}} = \frac{(83.4) 1000}{\sqrt{3} 4.16} = 11574 \text{ A}$$

$$I_{SC_{SEP}} = \frac{(21.47) 1000}{\sqrt{3} 4.16} = 2980 \text{ A}$$

donde:

$I_{SC_{Tx}}$ = Corriente de cortocircuito trifásica prove --
niente de la alimentación.

$I_{SC_{SEP}}$ = Corriente de cortocircuito trifásica que es contribución del SEP industrial.

Para la barra 2 la reducción tomaría otro camino reduciéndose - primero la barra 3, retomando el diagrama 6.8, se obtendría:

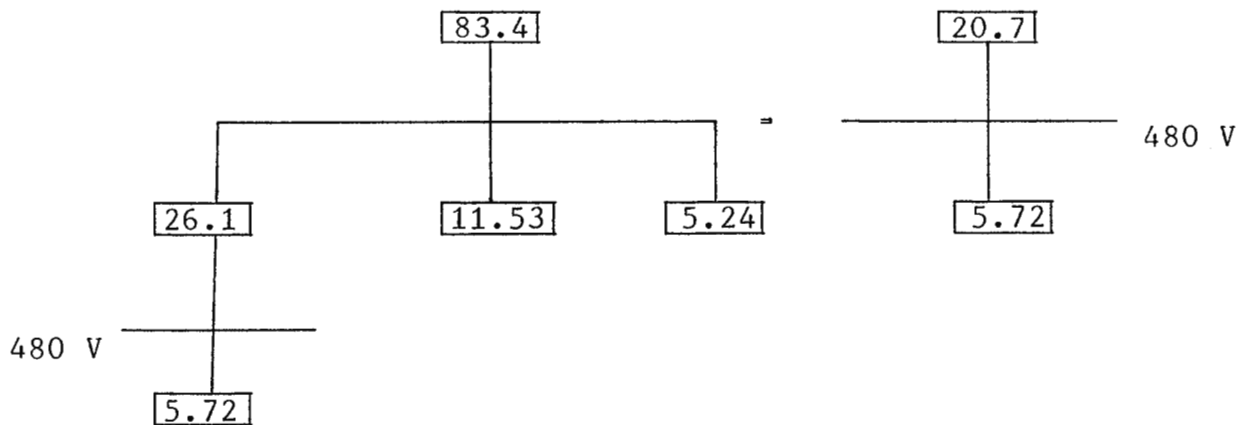


FIG. 6.11: REDUCCION DEL DIAGRAMA DE POTENCIA PARA LA BARRA 2.

Teniendo entonces la corriente de cortocircuito trifásica que se calcula a continuación:

$$I_{SC} = \frac{(26.42) 1000}{\sqrt{3} (0.480)} = 31778 \text{ A}$$

Las contribuciones son:

$$I_{SC_{TX}} = \frac{(20.7) 1000}{\sqrt{3} (0.48)} = 24898 \text{ A}$$

$$I_{SC_{SEP}} = \frac{(5.72) (1000)}{\sqrt{3} (0.48)} = 6880 \text{ A}$$

Si se sigue un procedimiento similar para la barra 3 se obtiene el siguiente diagrama reducido.

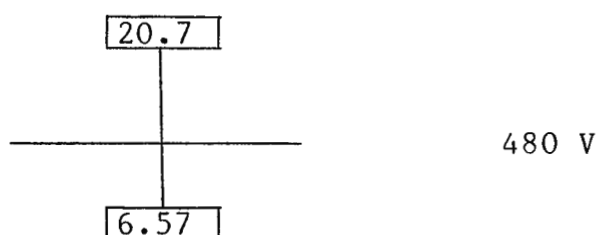


FIG. 6.12: REDUCCION FINAL DEL DIAGRAMA DE POTENCIA PARA LA BARRA 3.

Por lo tanto la corriente de cortocircuito es:

$$I_{SC} = \frac{(27.3 \text{ MVA})1000}{\sqrt{3} (0.48)} = 32800 \text{ A}$$

Las contribuciones son:

$$I_{SC_{Tx}} = \frac{(20.7) 1000}{\sqrt{3} (0.48)} = 24898 \text{ A}$$

$$I_{SC_{SEP}} = \frac{(6.57) 1000}{\sqrt{3} (0.48)} = 7902 \text{ A}$$

- Cálculo considerando operación en emergencia del sistema de potencia industrial.

En esta sección se llevará a cabo el cálculo de los niveles de falla para la barra a media tensión, a la cual quedan conectadas solamente las cargas de los motores a media tensión y el generador 6, y para la barra a baja tensión, la cual a su vez quedaría configurada solamente por el generador 7 y los motores a baja tensión.

Nivel de falla en barra 1 (falla trifásica):

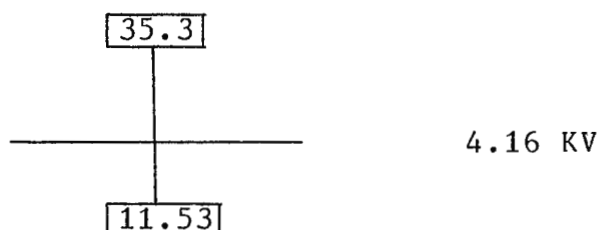


FIG. 6.13: DIAGRAMA DE POTENCIAS EQUIVALENTES PARA LA BARRA 1 - EN EMERGENCIA.

Voltaje en barra 1 = 4.16 KV

$$I_{SC} = \frac{(35.3 + 11.53) 1000}{\sqrt{3} (4.16)} = 6499.3 \text{ A}$$

$$I_{SC_{gen}} = \frac{(35.3) 1000}{\sqrt{3} (4.16)} = 4899.1 \text{ A}$$

$$I_{SC_{SEP}} = \frac{(11.53) 1000}{\sqrt{3} (4.16)} = 1600.2 \text{ A}$$

Nivel de falla en barra 2 (falla trifásica):

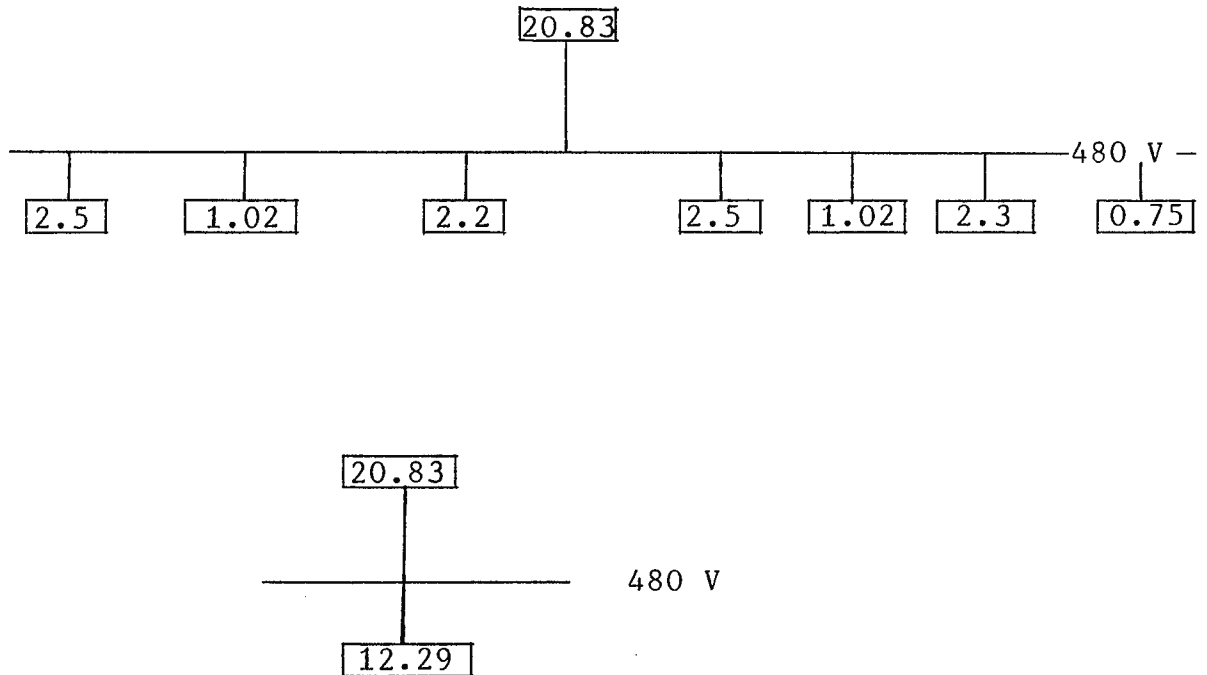


FIG. 6.14: DIAGRAMA DE POTENCIA PARA LA BARRA 2 EN EMERGENCIA.

$$I_{SC} = \frac{(20.8 + 12.29) 1000}{\sqrt{3} (0.480)} = 39837.5 \text{ A}$$

$$I_{SC_{gen}} = \frac{(20.8) 1000}{\sqrt{3} (0.480)} = 25055 \text{ A}$$

$$I_{SC_{SEP}} = \frac{(12.29) 1000}{\sqrt{3} (0.480)} = 14782.5 \text{ A}$$

- Cálculo de fallas monofásicas para el sistema de potencia industrial.

En este caso se requiere de diferentes diagramas de potencia de cortocircuito: potencia de cortocircuito de secuencia positiva, de secuencia negativa y de secuencia cero.

Como las impedancias de secuencia positiva y negativa de los elementos del sistema son prácticamente iguales, los diagramas de potencia equivalentes de secuencia positiva y negativa son idénticos. Esto quiere decir que se asumirá que las reactancias de secuencia positiva y negativa son idénticas para motores, generadores y transformadores. Sin embargo, la reactancia de secuencia cero puede considerarse idéntica a las anteriores o de valor infinito en el caso de los transformadores (lo cual está determinado por la conexión de los devanados de éstos), o bien puede tomarse como la mitad de la reactancia de secuencia positiva o negativa para el caso de los motores y generadores.

Debido a lo anterior es necesario calcular los diagramas de potencia de cortocircuito de secuencia cero para el cálculo de corrientes de fallas desequilibradas.

Por definición:

$$MVA_{SC} = \frac{MVA_{base}}{X_{pu}}$$

Y asumiendo:

$X_0 = 1/2X_1 = 1/2X_2$ para motores y generadores, obtenemos:

$$MVA_{X_0} = 2 MVA_{X_1} = 2 MVA_{SC}$$

Con lo anteriormente expuesto se calculan de nuevo las potencias de cortocircuito de cada elemento. Como la conexión de los transformadores es estrella-delta aportarán la misma potencia de cortocircuito, pero bloquearán la contribución que la potencia de secuencia cero del sistema (alimentación) pudiera hacer a la corriente de falla.

Para el caso de los motores tenemos:

- Motores A y B

$$MVA_{X_0} = 5.47 \times 2 = 10.94 \text{ MVA}$$

- Motores C y D

$$MVA_{X_0} = 6.06 \times 2 = 12.12 \text{ MVA}$$

- Motores E y F

$$MVA_{X_0} = 2.3 \times 2 = 4.6 \text{ MVA}$$

- Motores G, H e I

$$MVA_{X_0} = 2.1 \times 2 = 4.2 \text{ MVA}$$

- Motores J y K

$$MVA_{X_0} = 0.75 \times 2 = 1.5 \text{ MVA}$$

- Motores de las bandas

$$MVA_{X_0} = 1.02 \times 2 = 2.04 \text{ MVA}$$

- Generador 6

$$MVA_{X_0} = 35.3 \times 2 = 70.6 \text{ MVA}$$

- Generador 7

$$MVA_{X_0} = 20.8 \times 2 = 41.6 \text{ MVA}$$

Si además consideramos que la corriente de secuencia cero se ve bloqueada por la conexión estrella-delta, entonces los diagramas de potencia de cortocircuito de secuencia cero se ven como sigue:

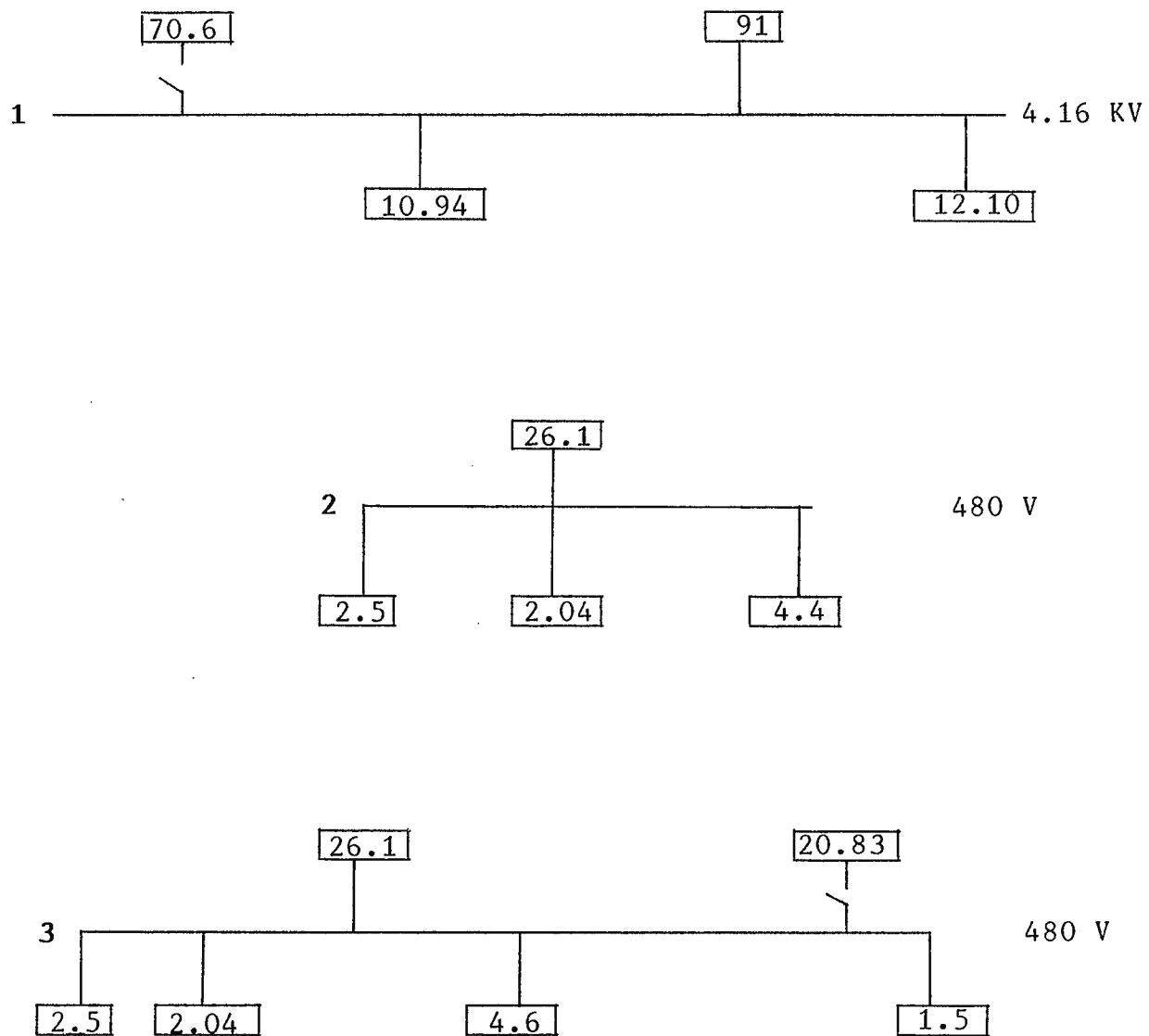


FIG. 6.15: DIAGRAMAS DE POTENCIA EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO DE BARRAS 1, 2 y 3.

- Cálculo de falla monofásica considerando operación normal del sistema.

Para la barra 1 los MVA de secuencia positiva y secuencia negativa son los establecidos en la figura 6.8, mientras que los de secuencia cero son los mostrados en la figura 6.13, correspondientes a la barra 1. Reducidos presentan los siguientes valores numéricos:

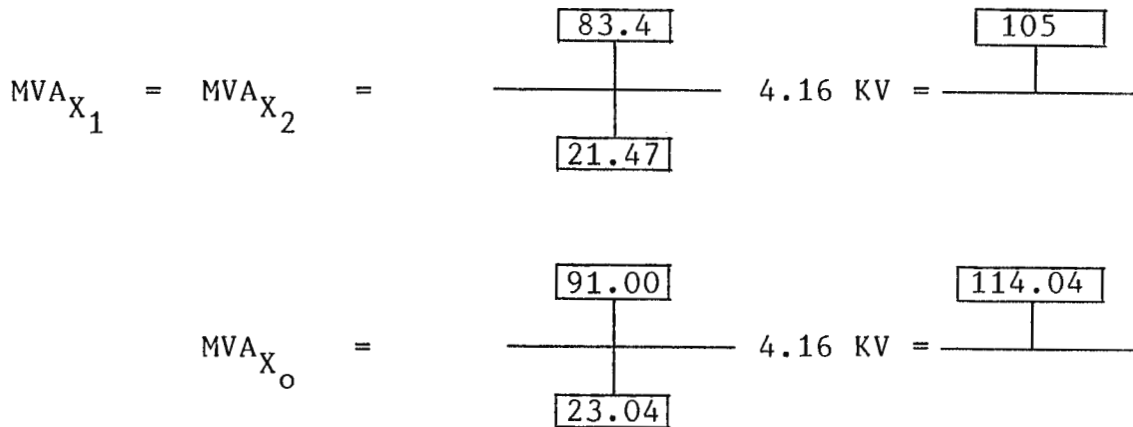


FIG. 6.16: SIMPLIFICACIONES DE DIAGRAMAS DE POTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO DE LA BARRA 1.

Para calcular la corriente de secuencia positiva, y luego la corriente de falla, el diagrama de secuencia de las potencias de cortocircuito queda tal como se muestra en la figura 6.17.

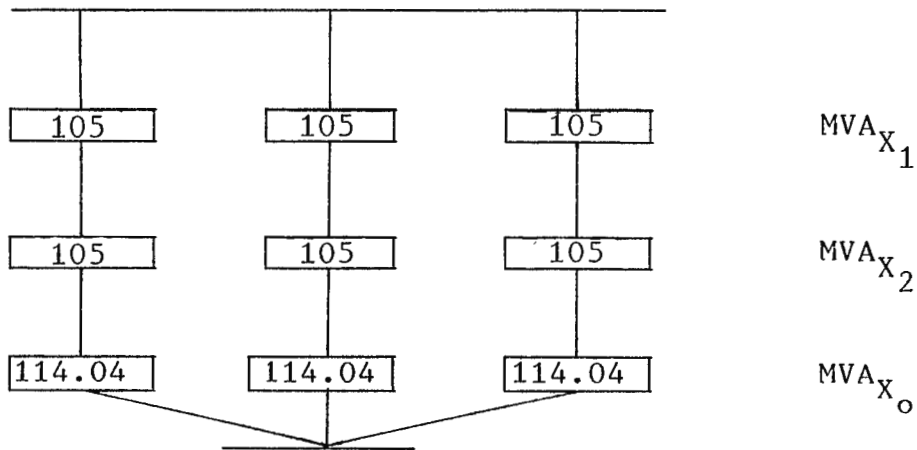


FIG. 6.17: DIAGRAMA DE POTENCIAS DE SECUENCIA PARA EL CALCULO -
DE FALLA MONOFASICA EN LA BARRA 1.

$$MVA_{total} = 3 \left(\frac{1}{\frac{1}{105} + \frac{1}{105} + \frac{1}{114.04}} \right)$$

$$MVA_{total} = 3(35.91)$$

$$MVA_{total} = 107.75 \text{ MVA}$$

La corriente $I_{SC1\phi}$ se calcula:

$$I_{SC1\phi} = \frac{(107.75) 1000}{\sqrt{3} (4.16)} = 14954 \text{ A}$$

$$I_{SC1\phi} = 14954 \text{ A}$$

Calculando las contribuciones, para la del transformador tenemos

que los MVA de secuencia positiva y negativa son 78.46, mientras que los de secuencia cero son 91.00 al repetir el procedimiento antes descrito, los MVA totales son:

$$MVA_{\text{total Tx}} = 85.8 \text{ MVA}$$

Entonces:

$$I_{SC1\emptyset_{Tx}} = 11907 \text{ A}$$

En el caso de la contribución del sistema, con 21.47 MVA de secuencia positiva y negativa, y 23.04 MVA de secuencia cero, se tienen 22 MVA totales, y el siguiente valor de corriente de cortocircuito monofásico:

$$I_{SC1\emptyset_{SEP}} = 3053 \text{ A}$$

Para la barra 2 se sigue un procedimiento similar, obteniéndose los resultados siguientes:

	$MVA_{X_1} = MVA_{X_2}$	MVA_{X_0}	V
SISTEMA	5.72	8.94	480 V
ALIMENTACION	20.7	26.1	
TOTAL	26.42	35.04	

Los MVA totales para la falla monofásica son:

$$MVA_{total} = 28.78 \text{ MVA}$$

La corriente de cortocircuito monofásica es:

$$I_{SC1\emptyset} = 34617 \text{ A}$$

Las contribuciones tanto del transformador como del sistema -- serán respectivamente:

$$MVA_{total \text{ Tx}} = 22.23 \text{ MVA}$$

$$I_{SC1\emptyset \text{ Tx}} = 26739 \text{ A}$$

$$MVA_{total \text{ SEP}} = 6.55 \text{ MVA}$$

$$I_{SC1\emptyset \text{ SEP}} = 7878 \text{ A}$$

Repitiendo para la barra 3:

	$MVA_{X_1} = MVA_{X_2}$	MVA_{X_0}	V
SISTEMA	6.57	10.64	480 V
ALIMENTACION	20.7	26.1	
TOTAL	27.27	36.74	

Los MVA totales para la falla monofásica en la barra 3 son:

$$MVA_{\text{total}} = 29.83 \text{ MVA}$$

La corriente de cortocircuito monofásica es:

$$I_{SC1\emptyset} = 35880 \text{ A}$$

Y nuevamente las contribuciones del transformador y del sistema serán:

$$MVA_{\text{total Tx}} = 22.23 \text{ MVA}$$

$$I_{SC1\emptyset_{Tx}} = 26739 \text{ A}$$

$$MVA_{\text{total SEP}} = 7.6 \text{ MVA}$$

$$I_{SC1\emptyset_{SEP}} = 9141 \text{ A}$$

- Cálculo de falla monofásica considerando operación en emergencia del sistema.

Nuevamente deben considerarse las potencias de cortocircuito de secuencia positiva, negativa y cero, pero en éste caso debe ser la proporcionada por los generadores, quedando los valores como

sigue; para la barra 1:

	$MVA_{X_1} = MVA_{X_2}$	MVA_{X_0}	V
SISTEMA	11.53	23.04	4.16 KV
ALIMENTACION	35,3	70.6	
TOTAL	46.83	93.64	

Los MVA_{totales} para la falla monofásica en operación de emergencia serán entonces:

$$MVA_{\text{totales}} = 56.19 \text{ MVA}$$

La corriente $I_{SC_{1\emptyset}}$ será:

$$I_{SC_{1\emptyset}} = 7798.4 \text{ A}$$

La contribución del generador será por tanto:

$$MVA_{\text{TOTAL}_{\text{GEN}}} = 42.36 \text{ MVA}$$

$$I_{SC_{1\emptyset_{\text{gen}}}} = 5879 \text{ A}$$

Y la contribución del sistema será:

$$MVA_{\text{total}_{\text{SEP}}} = 13.83 \text{ MVA}$$

$$I_{SC1\emptyset SEP} = 1919 \text{ A}$$

Y para la barra 2:

	MVA_{X_1}	$= MVA_{X_2}$	MVA_{X_0}	V
SISTEMA	12.29		19.58	
ALIMENTACION	20.83		41.66	
TOTAL	33.12		61.24	480 V

Los MVA_{totales} serán:

$$MVA_{\text{totales}} = 39.0 \text{ MVA}$$

Y la $I_{SC1\emptyset}$ será:

$$I_{SC1\emptyset} = 46910 \text{ A}$$

Los MVA_{totales} del generador serán:

$$MVA_{\text{TOTAL}_{\text{gen}}} = 25.0 \text{ MVA}$$

$$I_{SC1\emptyset_{\text{gen}}} = 30070 \text{ A}$$

La contribución del sistema será por tanto:

$$MVA_{total_{SEP}} = 14.0 \text{ MVA}$$

$$I_{SC_{1\phi_{SEP}}} = 16890 \text{ A}$$

- Cálculo de fallas de dos fases a tierra para el sistema de potencia industrial.

Aquí nuevamente se emplean los diagramas de potencia de cortocircuito de secuencia positiva, negativa y cero. Los valores equivalentes de potencia ya han sido calculados previamente, cambiando solamente la conexión de los diagramas de secuencia, siendo ésta tal como se ejemplifica para la barra 1 en la figura 6.16.

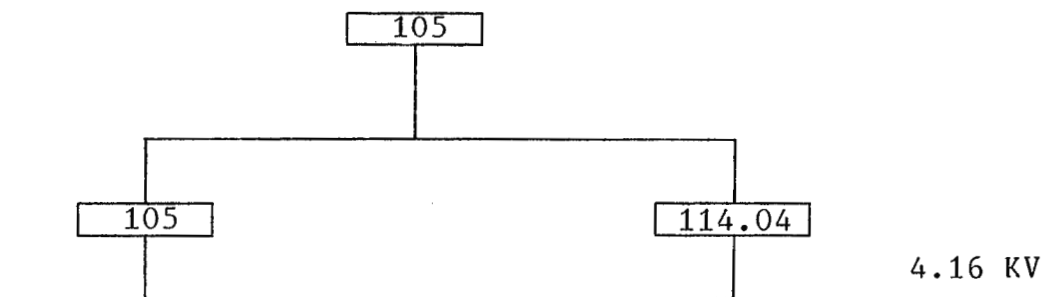


FIG. 6.18: DIAGRAMA DE POTENCIAS DE SECUENCIAS EQUIVALENTES PARA FALLA DOS LINEAS A TIERRA EN BARRA 1.

Utilizando las fórmulas siguientes se procede a la reducción:

$$MVA_1 = \frac{MVA_{X1} (MVA_{X2} + MVA_{X0})}{MVA_{X1} + MVA_{X2} + MVA_{X0}} \quad (6.8)$$

$$MVA_0 = MVA_1 \left(\frac{MVA_{X0}}{MVA_{X0} + MVA_{X2}} \right) \quad (6.9)$$

$$MVA_{SC} = 3 MVA_0 \quad (6.10)$$

Aplicando las fórmulas los resultados son:

$$MVA_{X1} = MVA_{X2} = 105$$

$$MVA_{X0} = 114.04$$

$$MVA_1 = 74.2 \text{ MVA}$$

$$MVA_{SC} = 3 MVA_0 = 110.8 \text{ MVA}$$

$$\text{La corriente } I_{SC} = \frac{(110.8) 1000}{\sqrt{3} 4.16}$$

$$I_{SC} = 15377 \text{ A}$$

Para la barra 1 las contribuciones son:

$$I_{SC_{Tx}} = 12241 \text{ A}$$

$$I_{SC_{SEP}} = 3136 \text{ A}$$

Considerando que el procedimiento es el mismo para el resto de barras del sistema, los resultados se presentan en un cuadro resumen de corrientes de falla de todos los casos tomados en cuenta.

#	Barra Contribución	Funcionamiento Normal			Funcionamiento en emergencia		
		Falla 3Ø	Falla 1Ø	Falla 2Ø	Falla 3Ø	Falla 1Ø	Falla 2Ø
	TOTAL	14554	14954	15377	6499	7798	9748
1	Tx (Gen)	11574	11907	12241	4879	5879	7348
	SEP	2980	3053	3136	1600	1919	2400
	TOTAL	31778	34617	38009	39837	46910	57410
2	Tx (Gen)	24898	26739	28868	25055	30070	37588
	SEP	6880	7878	9141	14782	16840	19822
	TOTAL	32800	35800	39572			
3	Tx	24898	26739	28868			
	SEP	7902	9141	10704			

6.3.3 APLICACION DE LA FILOSOFIA DE PROTECCION AL CASO PRACTICO.

La selección de los dispositivos de protección contra diversos tipos de fallas, y su posterior ajuste se lleva a cabo considerando: los valores de los parámetros eléctricos monitoreados por los dispositivos, tanto en condiciones normales como de falla; los criterios teórico-prácticos conocidos como filosofía de protección, la experiencia previa y las recomendaciones normativas proporcionadas por las instituciones reguladoras y normalizadoras de la fabricación y aplicación de los equipos eléctricos.

Para el caso estudiado las zonas de protección que se considerarán serán las concernientes a los generadores, transformadores y motores, ya que prácticamente no existen líneas aéreas de distribución y debido a las distancias relativamente cortas, tanto los alimentadores como las barras colectoras estarían consideradas dentro de las zonas de protección de los dispositivos antes mencionados.

La protección fundamental de los motores de baja tensión se llevará a cabo mediante guarda motores, dispositivos muy similares a los disyuntores de baja tensión con la salvedad que pueden ajustarse muy cercanamente a los valores de corriente de plena carga, teniendo además el retardo necesario para permitir el

arranque sin necesidad de sobredimensionar el dispositivo. Esta selección se hace atendiendo a las recomendaciones establecidas en los artículos 480 - 34 y 430 - 52 del NEC para motores a baja tensión. Esta protección se considera suficiente porque el corto circuito y la sobrecarga son las fallas más comunes y esperadas en los motores a baja tensión, y porque estos dispositivos poseen un tiempo de respuesta adecuado para otras eventualidades - tales como pérdida de fase y desbalance, ya que el dispositivo de sobrecarga reacciona ante las sobrecorrientes producidas por estos fenómenos.

Además para los motores a 4160 V se añade un interruptor de aire como respaldo a la barra a la que están conectados. Este interruptor deberá tener un rango de corriente suficiente para abastecer la corriente de arranque del motor mayor, más la suma de las corrientes de plena carga del resto de los motores, de acuerdo con la sección 430 - 53 del NEC.

El servicio de estos motores está clasificado como esencial para el proceso y pueden protegerse mediante relevadores especiales contra condiciones de rotor bloqueado, sobrecargas, cortocircuitos, variaciones bruscas en el voltaje, fallas de fase e incluso fallas internas, según las recomendaciones contenidas en las normas ANSI/IEEE C37.96-1976 para motores grandes. Básicamente se consideran a todas las protecciones anteriores con la excepción

de las fallas internas, ya que el sistema sólidamente aterrizado permite una rápida detección y remoción de las fallas a tierra.

Con respecto a las variaciones en el voltaje los límites máximo y mínimo de variación en el voltaje de servicio estarán determinados por el efecto que tengan sobre las cargas, específicamente por las variaciones de torque máximas y mínimas que pueden tolerar las cargas. Ante eventualidades como desbalances o pérdidas de fase debe implementarse una protección contra el voltaje de secuencia negativa que se hace presente en estas condiciones.

Aún cuando las protecciones de sobrecorriente pueden eliminar este tipo de fallas, debido a la sobrecarga que originan en el motor, lo hacen desconectando a los equipos afectados. Tomando en cuenta que para el proceso bajo estudio se necesita del funcionamiento del 100% de los motores, una desconexión de este tipo podría originar paros innecesarios. Por estas razones es preferible el uso de una protección de voltaje, que en vez de desconectar a los motores ponga en acción mecanismos de transferencia al sistema de generación de emergencia, para no incurrir en interrupciones prolongadas. Para los transformadores, la norma ANSI/IEEE C37.91-1972 sugiere una protección con relevadores que puedan hacer una detección eléctrica, térmica o mecánica de las diferentes fallas que puedan presentarse. Se recomiendan dispositivos para la detección de sobrecorriente ocasionada por fallas externas al transformador, tales como relevadores de sobrecorriente --

rriente (50, 51), y para fallas internas del transformador, tales como los relevadores diferenciales (87). La protección diferencial es señalada como habitual para transformadores sobre 10 MVA, pero considerando la importancia del proceso y tomando en cuenta que se tiene un sistema sólidamente aterrizado, se implementará la protección diferencial contra fallas internas y fallas a tierra.

Sin embargo con respecto a las fallas a tierra, aún cuando su valor teórico es ligeramente superior al de las fallas trifásicas, en la práctica su magnitud puede disminuir a valores inferiores a los de las corrientes de operación, debido a resistencias adicionales de tierra. Además su naturaleza asimétrica dificulta adicionalmente su detección; por lo tanto se hace necesario el uso de dispositivos adicionales para el despeje de estas fallas, sobre todo en los niveles de media tensión.

Además debe considerarse el desfase angular que origina la conexión estrella-delta de los transformadores de potencia, que debe compensarse mediante una conexión de los TC'S, delta para el lado estrella del transformador de potencia y estrella para el lado delta del transformador de potencia. Cuando se pareen las corrientes diferenciales, se deben tener en cuenta las conexiones de los TC'S, debido a que los conectados en delta originan una corriente igual al valor de su corriente secundaria multiplicada

por un factor igual a la raíz cuadrada de 3.

Además se implementarán el resto de protecciones internas del transformador, es decir las que realizan detecciones térmicas y mecánicas de las fallas.

La protección contra sobrecarga con su consecuente aumento de temperatura en los devanados se lleva a cabo mediante relevadores térmicos con detectores de temperatura resistivos (RTD), los cuales se encuentran embebidos en los devanados del transformador, accionando al aumentar la temperatura, a través de una variación de su resistencia, tal como se muestra en la figura 6.17 dentro de un rango de 10 a 17 ohmios. (Dispositivo 49).

6.3.4 SELECCION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION.

En esta sección se ejemplificará la selección de los dispositivos de protección de baja tensión, así como de los relevadores que llevan a cabo detecciones de fallas a través de medios eléctricos, con sus respectivos transformadores de instrumento, y de los relevadores que monitorean parámetros no eléctricos, así como de los interruptores asociados a todos los relevadores.

Las especificaciones y los ajustes, de todos los dispositivos se presentarán en una lista final producto del proceso de selección y del posterior proceso de coordinación de las protecciones de sobrecorriente.

6.3.4.1 Selección de la protección de los motores.

Para todos los motores se han establecido las corrientes de plena carga, así como sus voltajes nominales de operación, mostrados en la tabla 6.6.

Con estos resultados procederemos a recomendar disyuntores de accionamiento directo para los motores de 480 V, dependiendo de su corriente de plena carga, considerando que son de uso continuo y que no están codificados, de la siguiente manera:

- Disyuntores de accionamiento directo para motores de baja tensión no codificados:

- Motores de las bandas de cangilones (25 KW, 37.6 A): 3VE42, - 36-50 A, SIEMENS.

- Motores de las bandas de alimentación (8 KW, 12.0 A): 3VE1, - 10-16 A, SIEMENS.

- Motores de las bandas mezcladoras (10 KW, 15 A): 3VE1, - 10-16 A, SIEMENS.

- Motores del secador: Cilindro (10 KW, 15 A): 3VE1, 10-16 A, SIEMENS.
Inyector (25 KW, 37.6 A): 3VE42, 36-50 A, SIEMENS.

- Motores del horno: Cilindro (10 KW, 15 A): 3VE1, 10-16 A, SIEMENS.
Inyector (200 KW, 301 A): 3VE71, 250-315 A, SIEMENS.

- Motores del enfriador: Cilindro (10 KW, 15 A): 3VE1, 10-16 A, SIEMENS.
Inyector (35 KW, 53 A): 3VE42, 45-63 A, SIEMENS.

- Motor de ensacadora (75 KW, 112 A): 3VE61, 100-125 A, SIEMENS.

- Motor de empacadora (25 KW, 37.6 A): 3VE42, 36-50 A, SIEMENS.

- Molino tubular (300 KVA, 361 A): 3VE71, 315-400 A, SIEMENS.

- Molino centrífugo (300 KVA, 361 A): 3VE71, 315-400 A, SIEMENS.

- Ramales de los motores de las bandas (4 de cangilones, 2 de alimentadores, 2 de mezcladoras por ramal) 204 A: 3VS82, 125-225 A, SIEMENS.

Debido a la simplicidad de ajuste de estas protecciones, sólo se hace la observación que el ajuste final debe realizarse al poner en marcha a los motores, y tomando como punto de partida la corriente de plena carga de cada motor, ya que estos dispositivos permiten una corriente de arranque de al menos diez veces la corriente nominal.

Para la protección de los motores a 4.16 KV se utilizarán guardamotors con capacidad nominal suficiente para las corrientes de carga para cada uno, mientras que para proporcionarles respaldo se necesitará de un interruptor con una capacidad nominal permanente con un valor mínimo que es la suma de todas las corrientes de carga de los motores más la corriente de arranque del motor mayor. Los motores son clase C por lo cual tienen una corriente de arranque de aproximadamente 4 veces su corriente nominal.

Tomando las corrientes de los motores a 4.16 KV de la tabla 6.7, la sumatoria sería como sigue:

$$\begin{aligned}
 173.5 \times 4 &= 694.0 \text{ A} \\
 &55.5 \text{ A} \\
 &41.6 \text{ A} \\
 &\underline{138.8 \text{ A}} \\
 &929.4 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Por lo tanto se necesita de un interruptor a 4.16 KV, con la capacidad nominal antes obtenida y una capacidad interruptiva de más de 3.0 KA. Se recomienda un interruptor de aire Westinghouse 50DHP75 a 4.16 KV, 1200 A continuos y 8.8 KA de capacidad interruptiva con un tiempo de interrupción de 5 ciclos.

Para los relevadores de sobrecorriente se propone un TC con una relación de 1200/5 con lo cual se tiene una relación:

$$\frac{1200}{5} = 240$$

Y una corriente en el secundario del TC de:

$$\frac{929.4}{240} = 3.87 \text{ A}$$

Se recomienda el uso de un relevador Basler Electric BE1-50/51 M en el tap de 3.9 A, con una curva M moderadamente inversa, cuya tendencia y retardo de tiempo deberán confirmarse

luego del proceso de coordinación.

Este relevador impone al TC un burden de 5 VA. Se desconoce la longitud total del cable de alambrado, pero si se asume un máximo de 25 m y una sección de 4 mm², según la gráfica 4.22 se tiene un burden adicional de 3 VA debido al cable, con un total de 8 VA.

Además se tiene un nivel de falla de 3.0 KA, que en el secundario del TC tendría el siguiente valor:

$$\frac{3000 \text{ A}}{240} = 12.5 \text{ A}$$

Se recomienda un TC con una clase B 1.0 que según la tabla 4.7 tiene un burden de 25 VA y una impedancia de carga de 1.0 ohms, que con el nivel de falla da un voltaje secundario de:

$$12.5 \text{ A} \times 1.0 \text{ ohms} = 12.5 \text{ V}$$

Este voltaje secundario es el máximo para la clase de precisión correspondiente al TC escogido, por lo cual puede usarse.

El anterior proceso es un ejemplo de la selección de disyuntores de alta y baja tensión, así como de transformadores de corriente, y de la preselección de los relevadores de sobrecorriente.

rriente.

6.3.4.2 Selección de la protección de los transformadores.

- Protección transformadores 4 y 5.

Se supone que estos transformadores abastecen una carga de iluminación y funcionan a plena carga. Con 50 KVA a 480 V presenta una corriente de carga de 60 A y una irrupción de 480 A.

Se recomienda un interruptor SIEMENS 3VS56 con ajuste de 90 A - (150% de corriente de plena carga) en disparo retardado y un - ajuste de 10 veces la corriente nominal para el disparo instantáneo.

- Protección transformadores 2 y 3.

Para el lado de baja tensión se requiere una protección a 480 V, 1800 A continuos y capacidad interruptiva superior a 28 KA.

Se recomienda un interruptor SIEMENS 3WN1 con 2000 amperios con^utinuos, una corriente interruptiva de 60 KA a 500 V, con un - ajuste de 1250 a 2000 amperios.

La protección de sobrecorriente para el lado de alta tensión va

a requerir una capacidad mínima de 208 A continuos, una capacidad interruptiva de más de 3 KA y un voltaje nominal de 4.16 KV. Se utilizará un interruptor de aire y relevadores 50-51 para la protección contra cortocircuitos.

Se recomienda un interruptor de aire Westinghouse 50DHP75 a 4.16 KV, 1200 amperios continuos y 8.8 KA de capacidad interruptiva, con un tiempo de interrupción de 5 ciclos.

Inicialmente se propone un TC con relación 250/5

$$\frac{250}{5} = 50$$

Con lo cual se tendría una corriente secundaria para fines de relevamiento:

$$I_c = \frac{1.5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 4.16 \text{ KV}} = 208 \text{ A}$$

$$\frac{208}{50} = 4.16 \cdot A$$

El relevador debe ajustarse entre 125% y 150% de la corriente de plena carga del transformador, por lo tanto el relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo, deberá tener un ajuste de:

$$I \text{ pick up} = 4.16 \times 1.25$$

$$I \text{ pick up} = 5.2 \text{ A}$$

Una opción la representa el relevador Basler Electric BE1-50/51 M en el rango de 1 a 12 amperios en el tap de 6 A con una curva I que corresponde a tiempo inverso y con un cierto retardo - de tiempo. Los valores exactos de los taps de tiempo y corriente y la tendencia de la curva deberán confirmarse con la coordinación.

El ajuste de la protección instantánea debe ser 1.5 veces la falla trifásica, o sea, 37 KA referida al primario del transformador y con un transformador 250/5, deberá usarse un relevador - BE1-50/51 M en el tap de 85 A instantáneo.

Para la protección diferencial se necesitan dos relaciones en los transformadores de corriente: puede conservarse la de 250/5 para el lado de alta, con una corriente secundaria de 4.16 A, - y para el lado de baja puede tenerse una relación de 3000/5, - con lo cual se tendría una corriente secundaria para el lado de baja:

De la tabla 6.8 $I_c = 1804 \text{ A}$

$$3000/5 = 600$$

$$\frac{1804}{600} = 3 \text{ A}$$

Con lo cual se puede tener una corriente de 3 A en el lado de baja tensión, y una corriente máxima de polarización de $3\sqrt{3} = 5.2$ A debido a la conexión en delta de los TC'S, obteniéndose un porcentaje de diferencia:

$$\% \text{ de diferencia} = \frac{5.2 - 4.16}{5.2} \times 100 = 20\%$$

Puede usarse un relevador Basler Electric BE1-87T diferencial, con restricción porcentual y de armónicos con un ajuste del 25% hasta un máximo del 30%, en los taps de 5.2 y 4.2 A.

A continuación se verifica el porcentaje de error (mismatch) de los taps usados, que se calcula como sigue:

$$M = \frac{\frac{I_L}{I_H} - \frac{T_L}{T_H}}{S} \quad 100$$

donde:

I_L = corriente en el secundario del TC en baja tensión.

I_H = corriente en el secundario del TC en alta tensión.

T_L = tap de la corriente de baja tensión.

T_H = tap de la corriente de alta tensión.

S = menor de los cocientes del término superior.

$$M = \frac{\frac{5.2}{4.16} - \frac{5.2}{4.2}}{\frac{5.2}{4.2}} \quad 100$$

$$M = 1\%$$

Este porcentaje es menor que el máximo error tolerable del 10%, por lo cual los taps escogidos pueden utilizarse.

Además es necesario añadir protecciones contra falla a tierra - para lo cual puede usarse un esquema sencillo que utilice un - transformador de corriente en el neutro de los transformadores de potencia, con un relevador de sobrecorriente ajustado a un - 40% de la corriente de plena carga. Así para los transformado-- res de 1.5 MVA se tiene:

$$I_n = 1804 \text{ A}$$

$$I_{\text{pick up}} = 1804 \text{ A} \times 0.4$$

$$I_{\text{pick up}} = 721 \text{ A}$$

Para escoger la relación de transformación del TC en el neutro del transformador de potencia se toma la corriente de falla mo-

nofásica y se escoge una relación que permita un máximo de 100A en el secundario del TC. Así para este caso:

$$\text{Relación de transformación mínima} = \frac{27000 \text{ A}}{100 \text{ A}} = 270$$

Una relación nominal adecuada es la siguiente:

$$1500/5 = 300$$

$$300 \quad 270$$

Por lo tanto la corriente para fines de relevamiento es la siguiente:

$$\frac{721}{300} = 2.4 \text{ A}$$

Se recomienda el uso de un relevador Basler Electric BE1-50/51M en el tap de 2.4 A con un retardo de tiempo de 6 seg.

- Protección del transformador 1.

La selección de las protecciones de sobrecorriente del transformador de 5 MVA, tanto retardada, instantánea como diferencial, se lleva a cabo de manera análoga a la utilizada para la selección de las protecciones de los transformadores de 1.5 MVA en el lado de alta tensión.

- Protección interna de los transformadores.

Tomando en cuenta los límites de temperatura de operación de los transformadores, la protección contra sobrecarga y aumento de temperatura puede hacerse con relevadores Basler Electric BE1-49 con una temperatura de disparo de 95°C y otra de restablecimiento de 80°C.

Lo anterior es válido tanto para los transformadores de 1.5 MVA como para el de 5 MVA, ya que las temperaturas de operación son las mismas y no se consideran etapas de enfriamiento.

Además los transformadores poseen tanque conservador de aceite, por lo cual se pueden implementar relevadores Buchholz acumuladores de gas.

- Protecciones de Voltaje.

Para la protección contra sobre y bajo voltaje se necesita de transformadores de potencial con una relación de transformación de 4160 a 120 V: por lo tanto se tendrá un voltaje para el relevador de $\frac{120}{\sqrt{3}} = 69.3$ V.

Se recomienda el uso de un relevador Basler Electric de sobre y

bajo voltaje BE1-27/59, con los siguientes ajustes:

$0.922 \times 69.3 = 63.9$ para el disparo de bajo voltaje.

Esto significa que el relevador accionará, si el voltaje decae de 4.16 KV a: $\sqrt{3} \times 63.9 \times 34.66 = 3.85$ KV.

$1.118 \times 69.3 = 77.5$ para el disparo de alto voltaje.

Es decir que el relevador protegerá, si el voltaje aumenta de 4.16 KV a: $\sqrt{3} \times 77.5 \times 34.66 = 4.65$ KV.

Por lo tanto, el relevador deberá ser usado en el rango 3 con ajuste continuo de 55 a 160 voltios, con un retardo de tiempo de 2 segundos y una respuesta medianamente inversa.

Para la protección de secuencia negativa se puede utilizar un relevador Basler Electric BE1-47N con un ajuste del 10% y un retardo de tiempo menor al de las protecciones de sobrecorriente, para que inicie una transferencia, antes que las protecciones de sobrecorriente realicen una desconexión. Este retardo puede establecerse luego del proceso de coordinación.

6.3.4.3 Protección de los generadores.

Para el caso del generador 7 de 1.5 MW a 480 V se necesita de un interruptor de la siguiente capacidad nominal:

$$I_c = \frac{1.5 \text{ MW}}{3 \text{ 480 V}}$$

$$I_c = 2255 \text{ A}$$

Con una corriente de falla máxima de 57410 A.

Se sugiere un interruptor 3WE83 con un rango de ajuste de 2000 a 3150 A y una capacidad interruptiva de 80 KA a 480 V.

En el caso del generador 6, para fines interruptivos se necesita de un dispositivo que funcione a 4.16 KV con una capacidad interruptiva de más de 7.5 KA y con una corriente nominal continua:

$$I_c = \frac{3 \text{ MVA}}{3 \text{ 4.16 KV}} = 416 \text{ A}$$

Puede utilizarse un interruptor de aire Westinghouse 50 DHP 75 a 4.16 KV, 1200 A continuos, 8.8 KA de capacidad interruptiva y un tiempo de apertura de 5 ciclos.

Para el accionamiento del interruptor contra sobrecorrientes, se utilizará un relevador General Electric modelo IJCV del tipo 51V, que es de sobrecorriente con restricción de voltaje.

Para la protección diferencial se deben usar transformadores de corriente de relación 500/5, teniéndose una corriente secundaria de 4.16 A, en ambos extremos de los devanados de la máquina. Como las corrientes de operación son iguales, la única corriente diferencial será producto de los errores de transformación de los transformadores de corriente.

El relevador diferencial Basler Electric BE1-87G tiene una proporción variable de operación. Para cualquier corriente menor de 5 A opera cuando la corriente diferencial alcanza el valor del tap escogido, y para valores de más de 5 A, cuando la corriente diferencial alcanza un porcentaje proporcional al tap escogido. Para el caso se puede tener un ajuste de 0.5 A para la operación que viene siendo como un 12% de diferencia.

Para la protección de temperatura puede usarse un relevador de temperatura Basler Electric BE1-49, el cual origina el disparo mediante el cierre de sus contactos cuando se alcanza una temperatura máxima y los mantiene cerrados hasta que se desciende hasta una temperatura mínima. Se recomienda un ajuste de 125°C para la temperatura máxima y 90°C para la temperatura mínima.

El generador de 3 MVA posee un motor diesel como primotor, por lo tanto se puede tolerar un 25% de flujo de potencia activa como máximo.

Tomando la potencia compleja:

$$0.25 \times 3 \text{ MVA} = 750 \text{ KVA}$$

$$I_{\max} = \frac{750 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \cdot 4.16 \text{ KV}}$$

$$I_{\max} = 104 \text{ A}$$

Por lo tanto puede tolerarse un flujo máximo de 104 A hacia la máquina.

El relevador de potencia inversa es prácticamente un vatímetro, necesitándose transformadores de potencial y transformadores de corriente para implementarlo. Los transformadores de potencial deberán de tener la siguiente relación de transformación:

$$4.16 \text{ KV}/120 \text{ V}$$

Debido a que se tiene una entrada de 120 V en el relevador.

Para asegurar el margen de protección no se tomará como límite superior 104 A sino solamente 80 A. El transformador de corriente tiene la siguiente relación:

$$\frac{200}{5} = 40$$

La corriente para el relevador sería:

$$\frac{80}{40} = 2 \text{ A}$$

Por lo tanto los watts a los cuales deberá responder el relevador serán los siguientes:

$$S = \sqrt{3} \times 120 \times 2$$

$$S = 415.7 \text{ VA}$$

Sin embargo considerando un factor de potencia de 0.8:

$$P = 415.7 \times 0.8$$

$$P = 332.6 \text{ W}$$

Puede usarse un relevador de potencia inversa Basler Electric - BE1-32R, trifásico opción "D", con un ajuste de disparo de 360 watts.

Con respecto a la protección contra falla a tierra se debe im--

plementar una resistencia de aterrizamiento en el neutro del generador, intercalada mediante un transformador de distribución adecuado con el fin de limitar a un valor muy bajo la corriente de falla a tierra (5 a 20 A).

El transformador de distribución deberá tener un voltaje primario igual al voltaje línea-neutro del generador, y un voltaje secundario de 120 V. El voltaje primario es:

$$\frac{4160}{\sqrt{3}} = 2400$$

La relación de transformación es:

$$N = \frac{2400}{120} = 20$$

Asumiendo que se quiere limitar la corriente a 20 amperios máximo, el valor de la resistencia a utilizar en el secundario del transformador de distribución es el siguiente:

$$R = \frac{\frac{V_G}{\sqrt{3} N}}{I_{\max} N} \qquad R = \frac{V_G}{I_{\max} \sqrt{3} N^2}$$

donde:

R = resistencia de aterrizamiento.

V_G = voltaje línea a línea del generador.

I_{\max} = corriente máxima de falla a tierra.

$$R = \frac{4160}{20 \sqrt{3} (20)^2} = 0.3 \text{ ohms}$$

Para calcular la potencia del transformador de distribución, se tomará una sexta parte de la potencia que se disiparía en la falla máxima, ya que ésta tendría una corta duración. Así:

$$S_{\max} = V I_{\max}$$

$$S_{\max} = 2400 \text{ V} \times 20 \text{ A}$$

$$S_{\max} = 48 \text{ KVA}$$

Como sólo se considera un sexto:

$$S = \frac{S_{\max}}{6}$$

$$S = \frac{48 \text{ KVA}}{6}$$

$$S = 8 \text{ KVA}$$

La potencia nominal más cercana es de 10 KVA.

6.3.5 PROCEDIMIENTO DE COORDINACION DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.

Luego de haberse seleccionado los dispositivos de sobrecorriente que se implementarán en el sistema de protección, deben llevarse a cabo ciertos procedimientos de orden práctico para establecer los ajustes finales de la corriente de "pick up", del retardo de tiempo y de la tendencia de la curva de disparo, y aplicar los criterios previamente establecidos con el fin de asegurar la adecuada coordinación y por ende la protección selectiva de todos los elementos del SEP industrial.

Aplicando el criterio de graficar las curvas de protección para el menor nivel de voltaje se hace necesario un procedimiento escalonado de referenciación de corrientes, que comienza con referenciar la corriente del tap del relevador de sobrecorriente, que se someterá a la prueba de coordinación, al primario del transformador de instrumento, lo cual se lleva a cabo multiplicando la corriente del tap por la relación de transformación escogida. Si la corriente así obtenida circula en un ramal de bajo voltaje, del voltaje que se tomará como base para llevar a cabo el análisis de coordinación, el proceso termina aquí; sin embargo si circula por un ramal de voltaje mayor deberá multiplicarse por la relación de transformación del transformador de

potencia que esté ubicado entre ambos ramales. Si hay más de un transformador de potencia, en cascada, entre los ramales, deberán hacerse todas las referenciaciones necesarias, multiplicando sucesivamente la corriente por todas las relaciones de transformación involucradas.

Este proceso se debe llevar a cabo con todos los múltiplos del tap de corriente de la curva de disparo a graficar, que se van a considerar para el análisis de coordinación, tal como se verá en el breve ejemplo presentado a continuación.

Se ejemplificará el procedimiento utilizado, para todo el análisis de coordinación, con las protecciones de baja y alta tensión del transformador de 1.5 MVA.

Para el lado de baja tensión se dispone de un interruptor SIEMENS 3WN1, con un margen de ajuste de 1200 a 2000 A y retardo de tiempo de 2 a 30 seg. Para alta tensión se utilizará un relevador Basler Electric BE1-50/51M con taps de corriente de 0.5 a 15.9 A y un retardo de tiempo de 1 a 99 seg. y una corriente instantánea con taps de 1 a 99 A. Además para este relevador se tienen transformadores de corriente con una relación igual a 250/5.

El primer paso consiste en graficar el punto de energización

(inrush) y el punto ANSI del transformador que son respectivamente de 14432 A a 0.1 seg. y de 31378 A a 3 seg. según los datos de la tabla 6.7.

Luego se procede a plotear los puntos de la curva de protección del interruptor en baja tensión (3WN1). Como es directamente accionado y se encuentra en el lado de baja tensión no se necesita de referenciación sino que los múltiplos de la corriente de disparo seleccionada se grafican directamente. Consultando la curva correspondiente a este interruptor (Apéndice 3), para una corriente de disparo de 2000 A se obtienen los siguientes valores:

Múltiplo de la corriente de disparo	Corriente referenciada (A)	Tiempo (seg)
1	2000	
1.5	3000	16
1.7	3400	11
2.2	4400	7
3.3	6600	4.6
4.4	8800	3
5.5	11100	2.1
6.6	13300	1.7
8	16000	1.2

Múltiplo de la corriente de disparo	Corriente referenciada (A)	Tiempo (seg)
10	20000	0.9
12	24000	0.75

Estos datos son ejemplo de la característica de corriente con retardo de tiempo. Para obtener una tendencia adecuada deben calcularse la mayor cantidad posible de puntos: para la protección instantánea (1.5 veces la falla trifásica) se usa un ajuste de 12 veces la corriente de disparo, o sea 24000 A. Para corrientes superiores a este valor los datos se toman del recuadro superior, para 24 KA se tiene un valor de 0.028 seg. y para 50 KA y mayores el tiempo es de 0.016 seg.

La gráfica de la curva de protección del secundario permite que el transformador alcance el punto inrush sin que ello ocasione el disparo del interruptor.

En el caso del relevador BE1-50/51M el proceso es distinto, ya que este relevador posee un ajuste electrónico y las curvas se determinan mediante la siguiente fórmula:

$$T = \frac{AD}{M^N - C} + BD + K$$

donde:

T = tiempo de disparo

M = múltiplo del tap escogido

D = retardo de tiempo

El resto son constantes que determinan tendencias que van desde la corta inversa hasta la extremadamente inversa, así como de tiempo definido.

Después de pruebas y errores se selecciona una curva M (moderadamente inversa) con el tap de 6 A y un retardo de 8.5 seg., y un tiempo de disparo instantáneo de 0.2 seg. con un tap de 98 A. En este caso se debe referenciar mediante el TC que tiene una relación de 250/5 (50) y la relación de transformación del transformador de potencia :

$$\frac{4160}{480} = 8.66$$

Para referenciar cada múltiplo debe hacerse lo siguiente:

$$I_{480V} = M \times 6 \times 8.66 \times 50$$

Los resultados son como sigue:

M	Corriente a 480 V	Tiempo
1	2600	
1.15	3000	35.7
1.53	4000	11.8
2	5200	7.3
3	7800	4.6
5	13000	3.2
7	18000	2.7
10	26000	2.3
11.5	30000	2.2
13.4	35000	2.1
16.3	42466	1.9

La corriente instantánea es de 42466 a 0.2 seg. la tendencia obtenida coordina con la curva de protección del lado de baja tensión y asegura un accionamiento antes de que se alcance el punto ANSI.

De igual forma se procede con el resto de dispositivos, hasta que se configura la coordinación de todos los dispositivos de sobrecorriente.

A continuación se describen las curvas de coordinación obtenidas (Apéndice D).

Las figuras de la 6A a la 6C muestran las gráficas de coordinación de diferentes ramales que forman el sistema de potencia industrial durante la operación normal.

La figura 6A corresponde a los ramales de las barras de baja tensión (480 V), alimentadas por los transformadores de 1.5 MVA. La curva 1A muestra la característica de protección del interruptor del transformador de 50 KVA, la cual se encuentra coordinada con las curvas 2A y 3A que muestran las tendencias de tiempo contra corriente de los dispositivos de protección de los devanados secundario y primario, respectivamente, de los transformadores de 1.5 MVA, ya que los ajustes de los dispositivos de protección son idénticos para ambos. La curva 4A corresponde a la protección de un motor de 300 KVA, y que también está coordinada con los dispositivos representados en las características 2A y 3A.

La figura 6B representa la coordinación de la barra de alta tensión alimentada por el transformador de 5 MVA. La curva 1B muestra la característica de protección del relevador del primario del transformador de 1.5 MVA (es la curva 3A referida a 4160 V). Esta curva está coordinada con las tendencias 2B y 3B siendo las características tiempo contra corriente de los relevadores encargados de proteger los devanados primario y secundario res-

pectivamente del transformador de 5 MVA.

La figura 6C presenta la coordinación de los dispositivos de - protección contra sobrecorriente de los motores a 4160 V con la protección del secundario del transformador de 5 MVA. La curva 1C corresponde a la del dispositivo de protección del motor - más grande mientras que la 2C muestra la tendencia del dispositivo de respaldo para la protección de los motores, la curva 3C es idéntica a la 2B.

La figura 6D muestra la coordinación de los dispositivos de baja tensión con el interruptor de enlace y el interruptor de protección del generador de emergencia de baja tensión, siendo las curvas como sigue: 1D protección del transformador de 50 KVA, - 2D protección del motor de 300 KVA, 3D curva del interruptor de enlace y 4D curva del interruptor del generador de emergencia.

Finalmente en la gráfica 6E, se muestra la coordinación en situación de emergencia de la barra a 4160 V siendo las curvas 1E y 2E las correspondientes a las protecciones primaria y de respaldo de los motores respectivamente, y la 3E la de la protección del generador de 3 MVA.

6.3.6 LISTA DE AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION.

6.3.6.1 Ajustes de los dispositivos de protección de los motores.

En el caso de los motores a 480 V se usan disyuntores de accionamiento directo. En este caso en particular como los dispositivos son sencillos y no requieren de elementos auxiliares se mantienen los ajustes obtenidos en la etapa de selección. Con respecto a los motores a 4.16 KV, para cada uno se usa un relé G.E. LodTrak con un ajuste de 1.5 veces la corriente nominal de cada motor, referenciada según la relación de transformación de un transformador de corriente adecuado.

Todos estos transformadores deben tener un burden de 12.5 VA - con una clase de precisión B0.5 un voltaje nominal de 4.16 KV y una capacidad térmica superior a los 3.0 KA.

A continuación se presentan las relaciones de transformación y los ajustes de las corrientes de disparo de los relevadores para cada uno de los motores a 4160 V.

Potencia del Motor	RTC	$I_{pick\ up}$
400 KVA	100/5	4.16

Potencia del Motor	RTC	$I_{pick\ up}$
1000 KVA	200/5	5.2
300 KVA	100/5	3.12
1250 KVA	200/5	6.57

Además para estos motores es necesario añadir un interruptor de respaldo para la barra a la cual están conectados, con el fin de asegurar la coordinación con el interruptor del secundario del transformador de potencia de 5 MVA. El interruptor a usar es un Westinghouse modelo 50DHP75 a 4.16 KV, 1200 amperios continuos, 8.8 KA de capacidad interruptiva y un tiempo de apertura de 5 ciclos. Está comandado por un relevador Basler Electric BE1-50/51M usado en el tap de 3A con un retardo de tiempo de 6 seg., y una curva tipo M. Se necesita además de un transformador de corriente con un burden de 25 VA, una clase de precisión B1, un voltaje nominal de 4.16 KV, un límite térmico dinámico superior a 3.0 KA y una relación de transformación de 1000/5.

6.3.6.2 Ajustes de las protecciones de los transformadores.

- Protección transformadores 4 y 5.

Interruptor SIEMENS, 3 VS56, 3 \emptyset , 480 V, 100 A, con capacidad interruptiva de 12 KA, para el primario de estos transformadores,

con un ajuste de 10 veces la corriente nominal para el disparo instantáneo, y de 90 A para el retardado.

- Protección de los transformadores 2 y 3.

Baja tensión: Interruptor SIEMENS, 3 WN1, 3Ø, 480 V, 2000 A, - con capacidad interruptiva de 35 KA, con un retardo de tiempo - de 2.0 seg., un disparo instantáneo de 12 veces la corriente no minal a 10 ms., y de 2000 A para el disparo retardado.

Alta tensión: Se requiere de un interruptor Westinghouse 50DHP75 3Ø a 4.16 KV, 1200 A continuos, con capacidad interruptiva de - 8.8 KA rms, con un tiempo de apertura de 5 ciclos.

Para proteger contra sobrecorriente se necesita de un relevador BE1-50/51M con un ajuste para disparo retardado de 8.5 s., con una curva de tendencia moderadamente inversa (M) y un tap de - 6.0 A, con disparo instantáneo a 0.2 s. en un tap de 98 A.

Para implementarlo se necesita de tres transformadores de co -- rriente con relación 250/5, clase B-0.5, burden de 12.5 VA, con un voltaje nominal de 4.16 KV y un límite térmico-dinámico de - 3.5 KA.

Para la protección diferencial se empleará un relevador -

BE1-87T diferencial con restricción de armónicos, en los taps de 4.2 y 5.2 con un ajuste diferencial del 30%. Se deben usar seis transformadores de corriente, tres de los cuales serán idénticos a los especificados para la protección de sobrecorriente (relación 250/5); los otros deberán conectarse en delta para los devanados en estrella a 480 V, y deberán tener una relación de transformación de 3000/5, clase B-0.5, burden de 12.5VA con un voltaje nominal de 480 V y un límite térmico-dinámico de 29 KA.

Con los TC'S del primario puede tenerse la opción que los relevadores de sobrecorriente (50/51), y los diferenciales (87) compartan los TC'S, ya que se requiere la misma relación de transformación, aumentando solamente el burden en caso de ser necesario.

Para la protección de temperatura se necesita de un relevador BE1-49, con una temperatura de disparo de 95°C, y otra de 80°C para el restablecimiento. La protección interna se complementa con un relevador Buchholz.

Contra fallas a tierra se usa un relevador de sobrecorriente BE1-50/51M, en el neutro aterrizado de cada transformador, con un ajuste de 2.4 A, un retardo de 6 seg. y una curva tipo S (corta inversa). Se necesita también un TC con relación 1500/5,

clase B0.5, con un burden de 12.5 VA, un voltaje nominal de 277 V y un límite térmico-dinámico de 29 KA.

- Protección del transformador 1.

Baja tensión: Interruptor Westinghouse 50DHP250, 3Ø, 4.16 KV, 1200 A continuos, con capacidad interruptiva de 29 KA rms y un tiempo de apertura de 5 ciclos.

La protección de sobrecorriente se lleva a cabo con un relevador BE1-50/51M en el tap de 4.5 A con un retardo de tiempo de 6.5 seg. y una curva M, un disparo instantáneo de 0.3 seg. en el tap de 65 A.

Alta tensión: Se necesita de un interruptor ITE 23HKV, trifásico a 23 KV, 1200 A continuos y una capacidad interruptiva de 22 KA y un tiempo de apertura de 5 ciclos.

La protección de sobrecorriente para el lado de alta tensión necesita de un relevador BE1-50/51M en el tap de 6 A con un retardo de 9.5 seg. y una curva de tendencia inversa (I) y con un disparo instantáneo 0.3 seg. en el tap de 91 A.

Para las protecciones de sobrecorriente se necesita de tres transformadores de corriente con relación 1000/5 con clase 0.5,

burden de 12.5 VA, con un voltaje nominal de 4.16 KV y un límite térmico-dinámico de 12 KA, para el lado de baja tensión.

Para el lado de alta tensión se necesita de tres transformadores con relación 150/5, clase B-0.5, burden de 12.5 VA, voltaje nominal de 23 KV y un límite térmico-dinámico de 3 KA.

Para la protección diferencial se empleará un relevador BE1-87T diferencial con restricción de armónicos en los taps de 4.2 y 6 amperios con un ajuste de 30%.

Para el lado de baja tensión se necesita de tres transformadores de corriente idénticos a los de la protección de sobrecorriente en baja tensión los cuales deberán conectarse en delta; los tres del lado de alta tensión también serán idénticos a los de la protección de sobrecorriente en este lado, debiendo conectarse en estrella. También queda la opción de compartir los TC'S en este lado.

Para la protección de temperatura se hará uso de un relevador BE1-49 con una temperatura de disparo de 95°C y otra de reposición de 80°C.

También deberá contar con un relé Buchholz.

La protección contra falla a tierra se implementa de manera análoga a la de los transformadores 2 y 3, con un relevador Basler Electric BE1-50/51M con una $I_{pick\ up}$ de 2.3 A y un retardo de tiempo de 7 seg. para un curva tipo S. Se usará un TC con relación 600/5, clase B-0.5, burden 12.5 VA, voltaje nominal de 2.4 KV y capacidad térmica-dinámica de 12 KA.

El ajuste de la protección de sobre y bajo voltaje ha quedado establecido en la sección de selección, pero para implementarla se requiere de un transformador de potencial con una relación de 4.16 KV/120 V, una clase de precisión X, un burden de 25 VA y una capacidad térmica-dinámica de más de 15 KA.

6.3.6.3 Ajustes de las protecciones de los generadores.

Como el generador 6 posee sus protecciones integradas, sólo se usará un interruptor de accionamiento motorizado para su inserción en el sistema. Este interruptor debera ser un SIEMENS modelo 3WE83, con un ajuste de 3000 A, y una capacidad interruptiva de 80 KA a 480 V.

Para el generador 7 se requiere de un interruptor de aire marca Westinghouse 50 DHP 75, a 4.16 KV, 1200 A contínuos, capacidad interruptiva de 8.8 KA y un tiempo de apertura de 5 ciclos.

Para la protección contra sobrecorriente se usará un relevador 51V modelo GE IJCV en el tap de 8 amperios y un retardo de 10 - segundos. Para poder implementarlo se necesita de un TC y de un TP para la restricción de voltaje. El TC deberá tener una relación de transformación de 1000/5, una clase de precisión B0.5, un burden de 12.5 VA y una capacidad térmica de más de 10 KA, - mientras que el TP deberá tener una relación de transformación de 4.16 KV/120 V, una clase de precisión Y, con un burden de 75 VA.

Para la protección diferencial se usará un relevador Basler Electric BE1-87G, con un ajuste de 0.5 A y un 12% de diferencia, instalado mediante seis transformadores de corriente con relación 500/5, clase B0.5, burden de 12.5 VA y límite térmico de - más de 10 KA.

La protección de temperatura se consigue con un relevador BE1-49 con temperatura de disparo de 125 °C y de reposición de 90 °C.

La protección contra potencia inversa se lleva a cabo con un relevador BE1-32R con un ajuste de disparo de 360 watts inversos, el cual comparte el TP del relevador GE IJCV, y además usa un - TC con relación 200/5, burden de 25 VA, clase de precisión B1.0 y límite térmico superior a 10 KA.

Las dimensiones del equipo de aterrizamiento del generador se describen con detalle en el apartado de selección; sólo debe añadirse un relevador BE1-59G con un ajuste de 69.3 V para el disparo.

Finalmente se va a requerir de un banco de baterías Gould, modelo GRF 120S9 capaz de abastecer 9 A a 120 Vdc, con una entrada monofásica de 120 Vac.

En las figuras de la 6.19 a la 6.21 se muestra la ubicación de las diferentes protecciones en todo el sistema de protección.

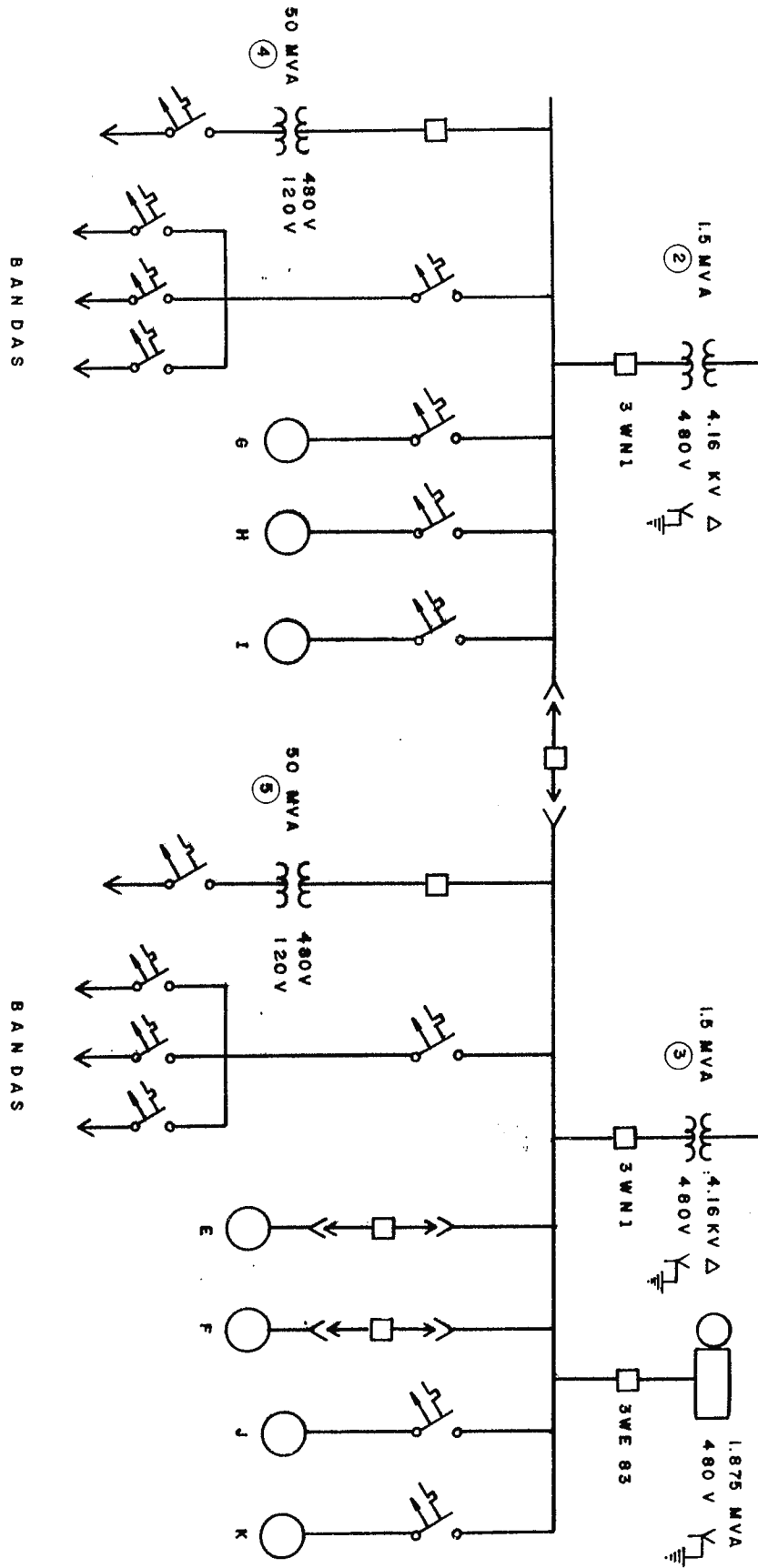


FIG 6.19: PROTECCIONES DE LAS BARRAS 2 Y 3.

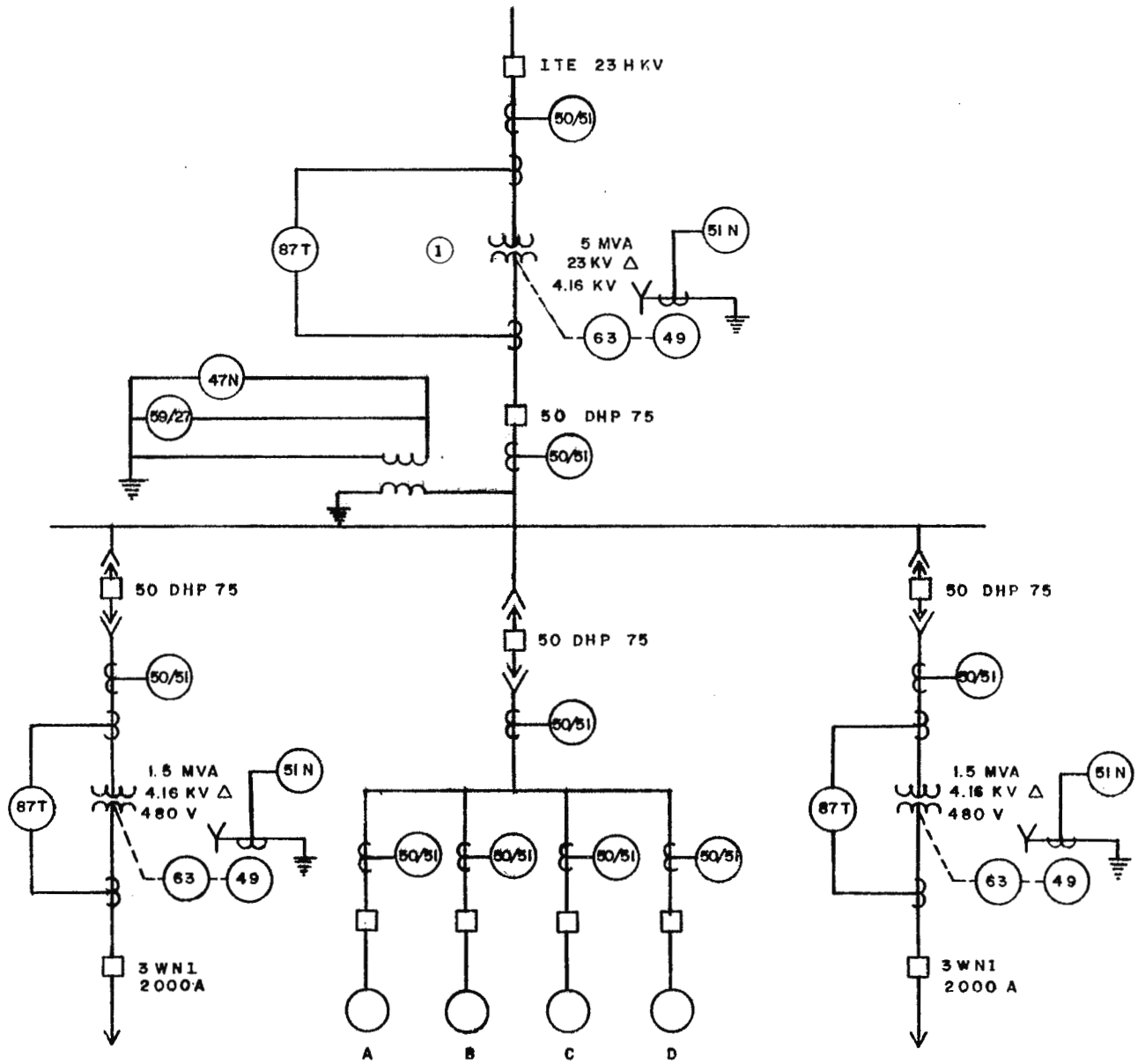


FIG. 6.20: PROTECCIONES DE LA BARRA 1 EN OPERACION NORMAL.

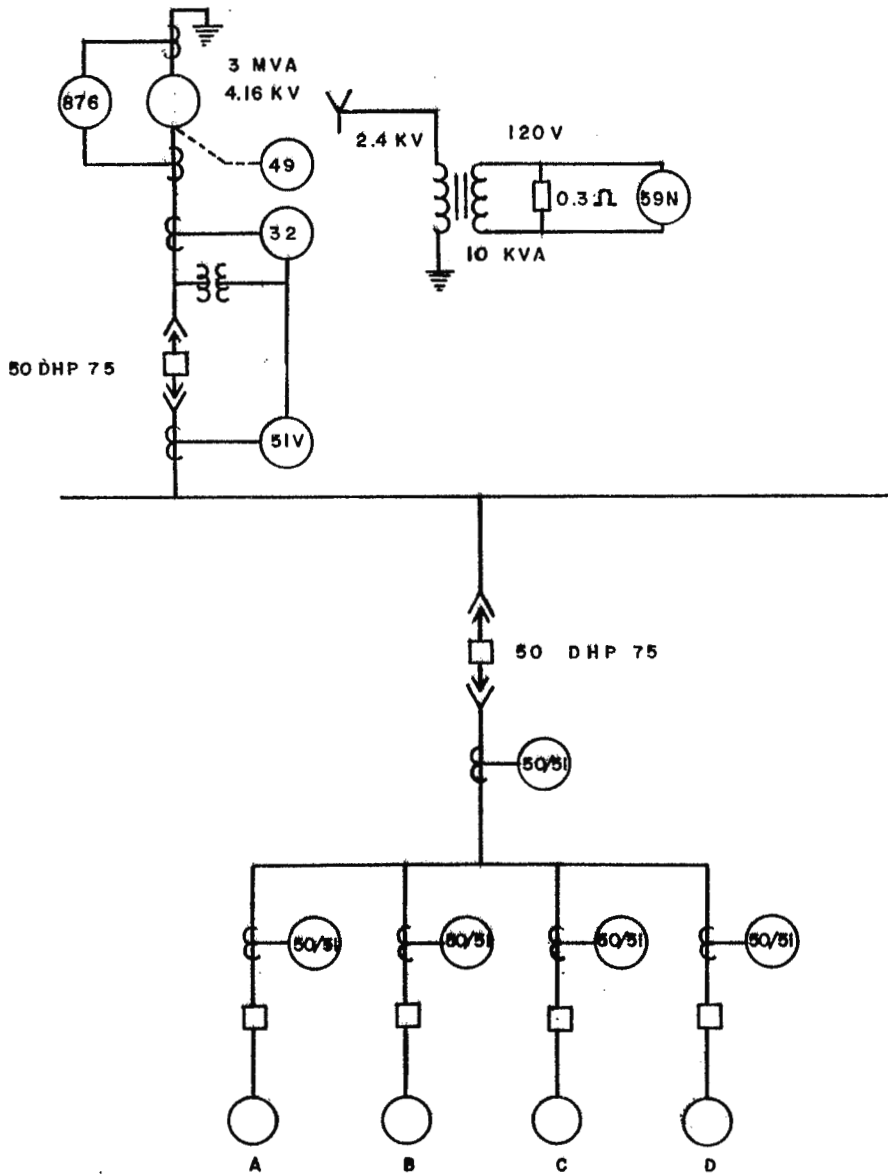


FIG. 6.21: PROTECCIONES DE LA BARRA 1 EN EMERGENCIA.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- A nivel de media y baja tensión la mejor protección puede ser ofrecida mediante disyuntores de accionamiento termomagnético. Básicamente esto se debe a dos razones: primero la ventaja que tiene sobre los otros medios de protección, que en el caso de los fusibles es debido a que se repone luego de su operación ante una falla, mientras que en el caso de los disyuntores accionados por relevadores la ventaja consiste en que no depende de dispositivos complementarios para sensar las condiciones de falla, siendo por lo tanto más seguro y económico a este nivel de voltaje. La otra ventaja es que es sensible al tipo de falla - más crítica a este nivel de voltaje, que es la de sobrecorriente, ya sea esta producida por un cortocircuito de cualquier tipo o por una sobrecarga.

- Por lo tanto, tomando en cuenta las razones expuestas se recomienda que, a baja tensión, las cargas sean protegidas mediante disyuntores termomagnéticos que estén de acuerdo a sus características de funcionamiento.

- Los dos factores que determinan en mayor medida la complejidad del sistema eléctrico de potencia industrial son las necesidades de energía eléctrica para mantener el proceso de produc--

ción industrial, y el monto de la inversión que se deba hacer - dependiendo también en gran medida de este proceso industrial - (factibilidad técnica y factibilidad económica).

- Para diseñar adecuadamente un sistema de protección contra fallas eléctricas es muy importante conocer primero el tipo de fallas eléctricas que puedan presentarse, con el objeto que el sistema esté dimensionado para enfrentar los peores casos, es decir aquellas fallas que originen mayores sobrevoltajes o sobrecorrientes sin que el equipo protegido sufra daños de algún tipo.

- Al momento de hacer cálculos de corrientes de falla son admisibles e incluso recomendables las simplificaciones o asumciones que ofrezcan un resultado aproximado de valor ligeramente mayor al esperado ya que esto permite un ligero sobredimensionamiento de los dispositivos del sistema de protección sin disminuir su confiabilidad. Un ejemplo muy sencillo lo constituye el despreciar las resistencias de los elementos del circuito, ya que la limitación de corriente que llevan a cabo es mínima en comparación a la que hacen las reactancias.

- Cuando en una misma barra se tienen cargas con rangos muy diferentes de corriente de plena carga, es posible que el respaldo quede cuestionado para las cargas de menor corriente ya que

la protección de esta barra debe coordinar con las protecciones de las cargas que consumen más corriente. Una posible solución consiste en reunir a las cargas menores en una barra intermedia a la misma tensión y conectar esta barra con la principal mediante una protección de más capacidad la cual serviría de respaldo a cada una de las protecciones de las cargas menores, y a su vez estaría coordinada con la protección de la barra principal.

Sin embargo, esto obviamente incrementa los costos ya que se requiere de conductores adicionales más la otra barra y la correspondiente protección, por lo cual deberá evaluarse la importancia de las cargas menores así como los niveles de falla para evitar incurrir en gastos innecesarios.

- Al aplicar el método de MVA de cortocircuito para el cálculo de fallas monofásicas, se requiere obtener el equivalente de las potencias equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero dispuestas en serie, lo cual por definición del método es igual al recíproco de la suma de los recíprocos de dichas potencias. Luego de haber empleado este procedimiento para obtener las contribuciones de corriente del transformador y del sistema hacia una barra en particular, se comprobó que el valor de contribución del sistema presentaba un margen de error que variaba entre el 1 y el 15%, siendo mayor para potencias de se --

cuencia de menor magnitud. Esto se pudo comprobar debido a que al sumar las contribuciones de corriente, el resultado debía ser igual a la corriente total de falla en la barra y mientras menor era la contribución del sistema, el resultado obtenido en esta contribución era menor al esperado.

Se concluye que al efectuar por separado el equivalente de potencias de secuencia de bajo valor, con una calculadora convencional de 10 dígitos, se introduce un error en la aproximación por lo cual es recomendable al utilizar este tipo de calculador, efectuar las operaciones con las potencias de secuencia mayores, es decir, las totales en la barra, y las del ramal que tenga mayores potencias de secuencia. La contribución del otro ramal se obtendría mediante una simple sustracción. Cuando se disponga de una herramienta más sofisticada para los cálculos, como por ejemplo un computador personal, el cálculo se puede efectuar directamente.

- Al llevar a cabo un proceso de coordinación, y por ende, de selección de dispositivos de protección en base a sus características de tiempo contra corriente, es recomendable contar con la mayor cantidad posible de manuales de dispositivos, y que éstos posean la información suficiente sobre las posibilidades de ajuste de cada aparato, a saber: curvas con diferentes tendencias (muy inversas, definidas, largas inversas, instantá-

neas, etc.), diferentes retardos de tiempo, distintos valores de corrientes de disparo, y que respondan a normalizaciones internacionales diferentes (NEMA, ANSI, VDE, UTE, IEEE, etc.).

Todo esto tiene el objetivo de encontrar las tendencias que respondan de manera más adecuada a las necesidades de protección de los diferentes dispositivos que forman parte del sistema eléctrico, y de facilitar el proceso de coordinación de las diferentes protecciones de sobrecorriente.

- La protección contra sobrevoltaje tiene como claro límite de operación la clase de aislamiento de los equipos conectados al sistema de potencia, para tiempos cortos, y el nivel básico de impulso (BIL) para tiempos transitorios. Sin embargo los límites de operación de un sistema de potencia, con respecto al sobre o bajo voltaje que puede experimentar con respecto a su voltaje nominal de operación deben establecerse tomando en cuenta las variaciones de voltaje máximas que puede tolerar la carga conectada a este sistema.

- Siempre que se desee implementar un dispositivo de protección es necesario contar con criterios que permitan ajustarlo de tal manera que lleve a cabo su función de protección eficientemente, es decir, que no se encuentre sobre o subdimensionado, o que no esté respondiendo a las necesidades de los equipos que

debe resguardar.

Una fuente importante de criterios para optimizar la protección, está constituida por el conjunto de normas que las instituciones de seguridad de los países industrializados han establecido, con el fin de prevenir cualquier tipo de riesgo, operación indebida o accidente que pudiera provocar daños al personal, equipo e instalaciones de los SEP.

Las normas brindan un conjunto de datos bastante detallados sobre los límites de operación y capacidad de resistencia a condiciones adversas (sobrecorriente, sobre voltaje, esfuerzos térmicos y dinámicos, etc.) diferentes equipos eléctricos, y además hacen recomendaciones precisas sobre las características de operación y los requisitos que deben llenar los dispositivos de protección, para cada aplicación en particular (corrientes continuas de carga, capacidades interruptivas, niveles de aislamiento, voltajes de recuperación, voltajes nominales y máximos, métodos de extinción de arcos, etc.), los cuales deben ser tomados en cuenta para asegurar la protección.

APENDICE A.

DATOS CONCERNIENTES A LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES
DE LA MUESTRA.

DATOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CAESS.

1) Voltaje nominal del sistema	23	KVrms
2) Voltaje máximo del sistema	25.8	KVrms
3) Puesta a tierra del neutro del sistema	Sólidamente aterrizado	
4) Frecuencia nominal	60	Hz
5) Número fases/hilos	3/4	
6) Corriente de corto circuito trifásico máxima	25	KArms
7) Falla a tierra de una línea (1 Seg)	40	KArms

DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL #1.

1) Voltaje nominal primario del sistema	22.9	KVrms
2) Voltaje nominal secundario del sistema	460	Vrms
3) Voltaje máximo del sistema	25.8	KVrms
4) Puesta a tierra del neutro del sistema	Sólidamente aterrizado	
5) Frecuencia nominal	60	Hz
6) Número fases/hilos	3/3 primario 3/4 secundario	
7) Diagrama unifilar	Fig. A.1	
8) Producto fabricado	Harina de trigo	

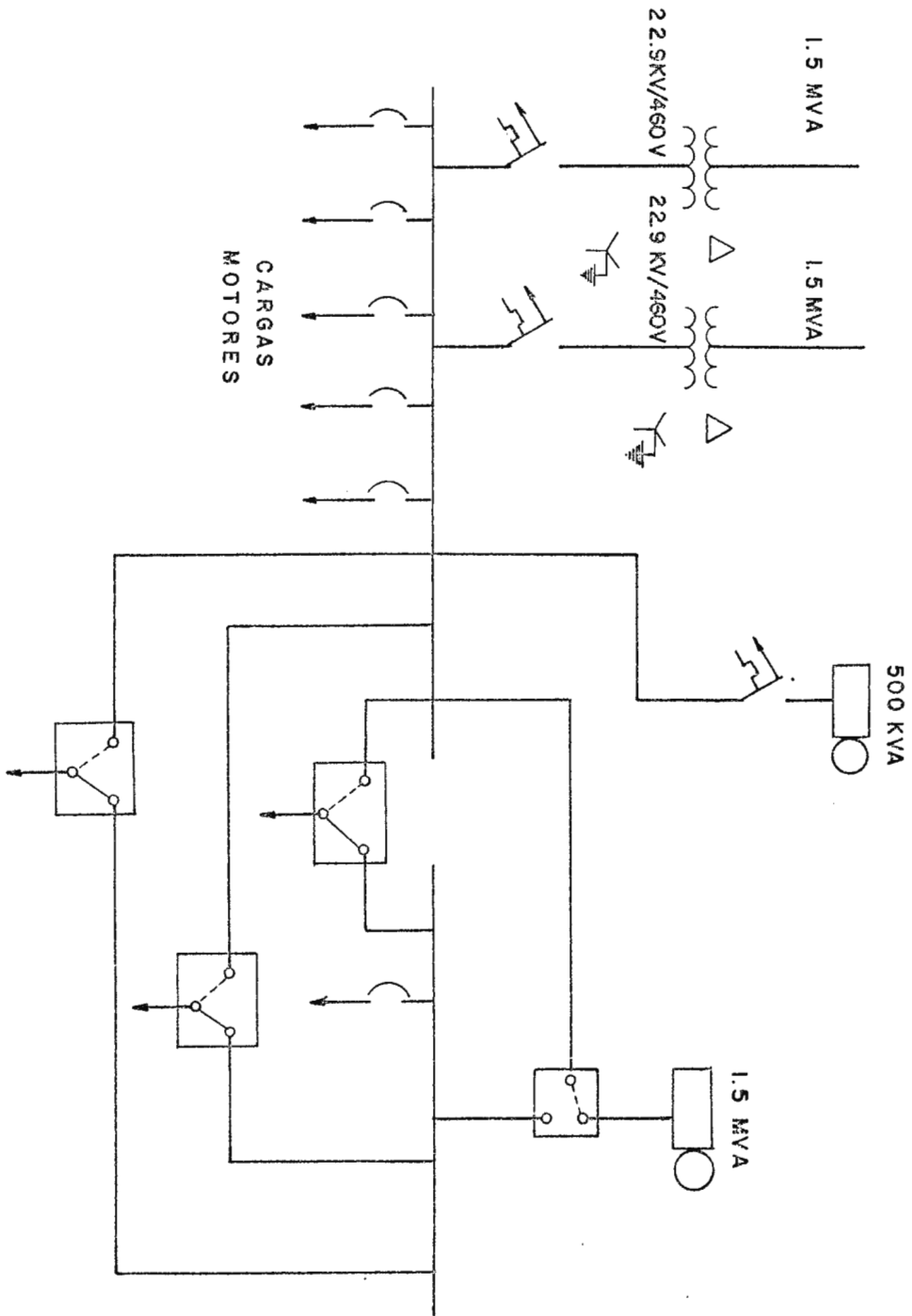
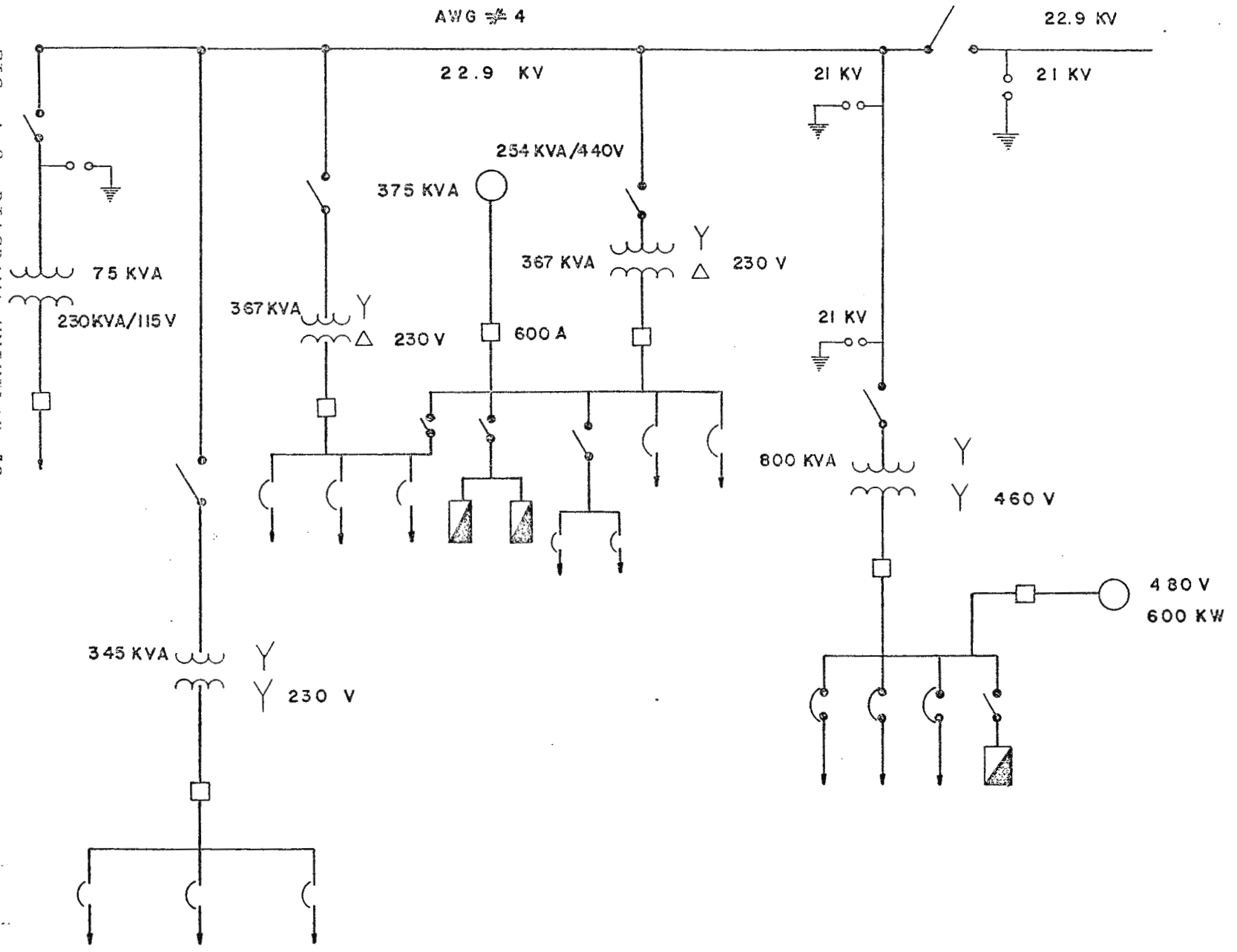


FIG. A.1: DIAGRAMA UNIFILAR #1.

DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL #2.

1) Voltaje nominal primario del sistema	22.9	KVrms
2) Voltaje nominal secundario del sistema	460 y 230	Vrms
3) Voltaje máximo del sistema	25.8	KVrms
4) Puesta a tierra del neutro del sistema	Flotante	
5) Frecuencia nominal	60	Hz
6) Número fases/hilos	3/3	
7) Diagrama unifilar	Fig. A.2	
8) Producto fabricado	Cigarrillos	

FIG. A.2: DIAGRAMA UNIFILAR #2.



DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL #3.

1) Voltaje nominal primario del sistema	22.9	KVrms
2) Voltaje nominal secundario del sistema	460	Vrms
3) Voltaje máximo del sistema	25.8	KVrms
4) Puesta a tierra del neutro del sistema	Sólidamente aterrizado	
5) Frecuencia nominal	60	Hz
6) Número fases/hilos	3/4	
7) Diagrama unifilar	Fig. A.3	
8) Producto fabricado	Harina de maíz	

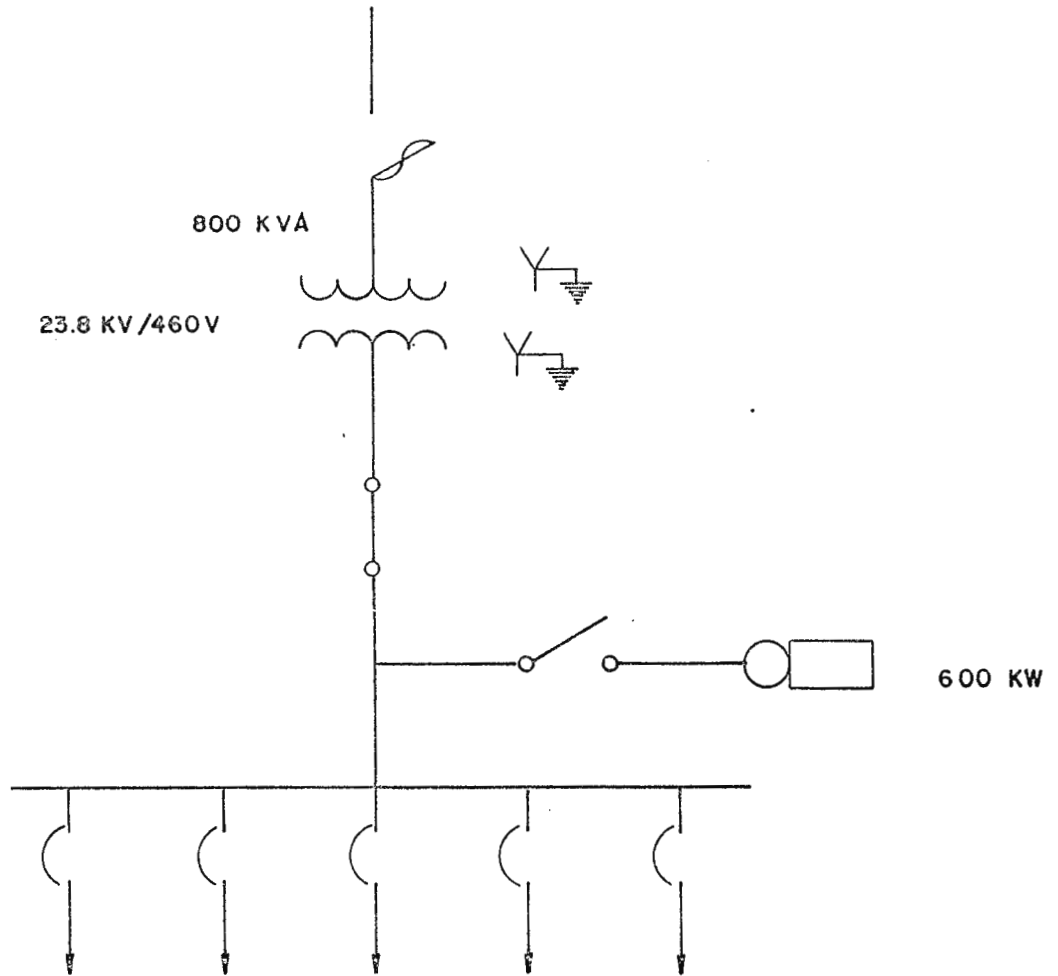


FIG. A.3: DIAGRAMA UNIFILAR #3.

DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL #4.

1) Voltaje nominal primario del sistema	23	KVrms
2) Voltaje nominal secundario del sistema	480/277	Vrms
3) Voltaje máximo del sistema	25.8	KVrms
4) Puesta a tierra del neutro del sistema	Estrella sólidamente aterrizado y Delta flotante	
5) Frecuencia nominal	60	Hz
6) Número fases/hilos	estrella 3/4 delta 3/3	
7) Diagrama unifilar	Fig. A.4	
8) Producto fabricado	Conductores eléctricos	

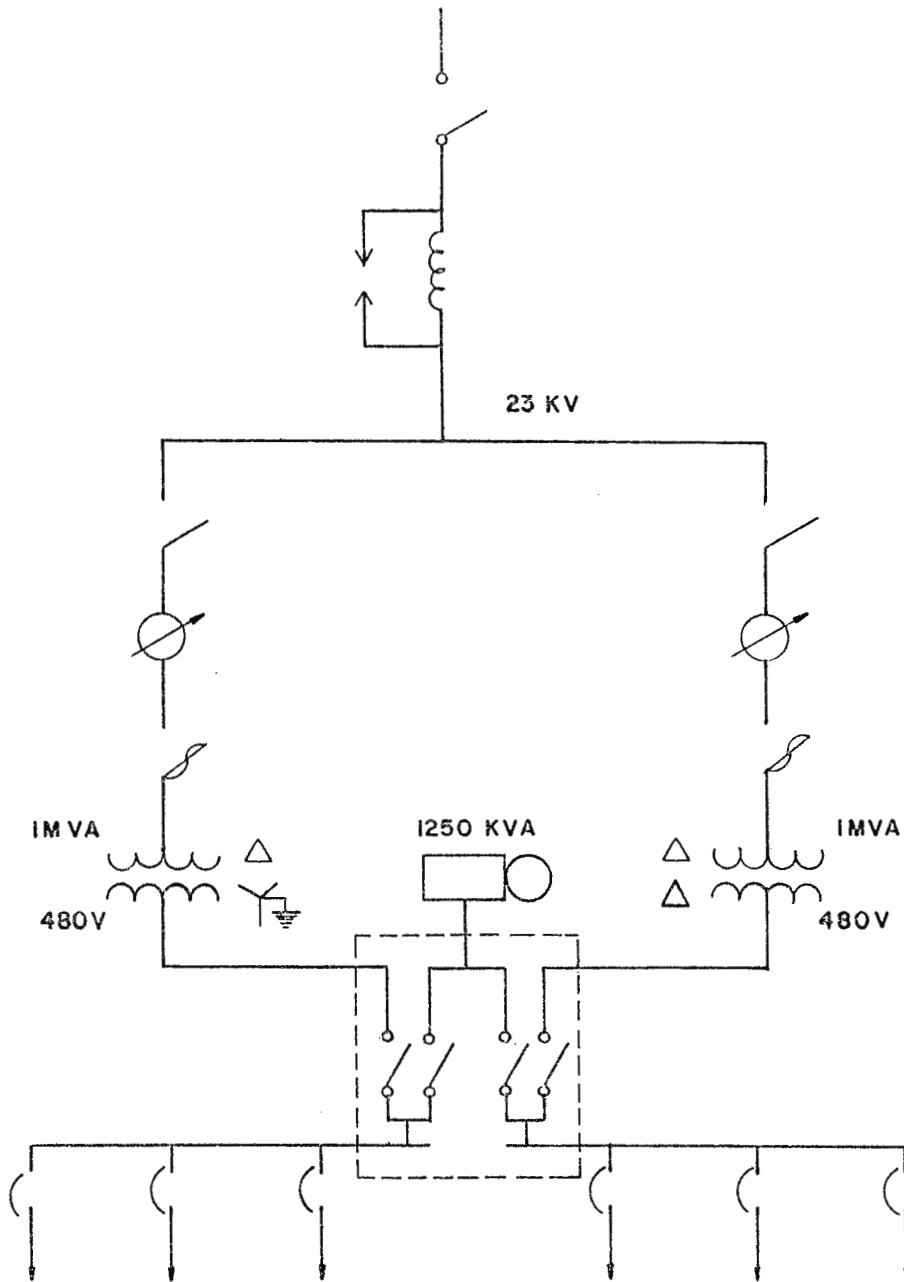


FIG. A.4: DIAGRAMA UNIFILAR #4.

DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL #5.

1) Voltaje nominal primario del sistema	34.4	KVrms
2) Voltaje nominal secundario del sistema	480	Vrms
3) Voltaje máximo del sistema	36.23	KVrms
4) Puesta a tierra del neutro del sistema	Sólidamente aterizado	
5) Frecuencia nominal	60	Hz
6) Número fases/hilos	3/3	
7) Diagrama unifilar	Fig. A.5	
8) Producto fabricado	Fertilizantes	

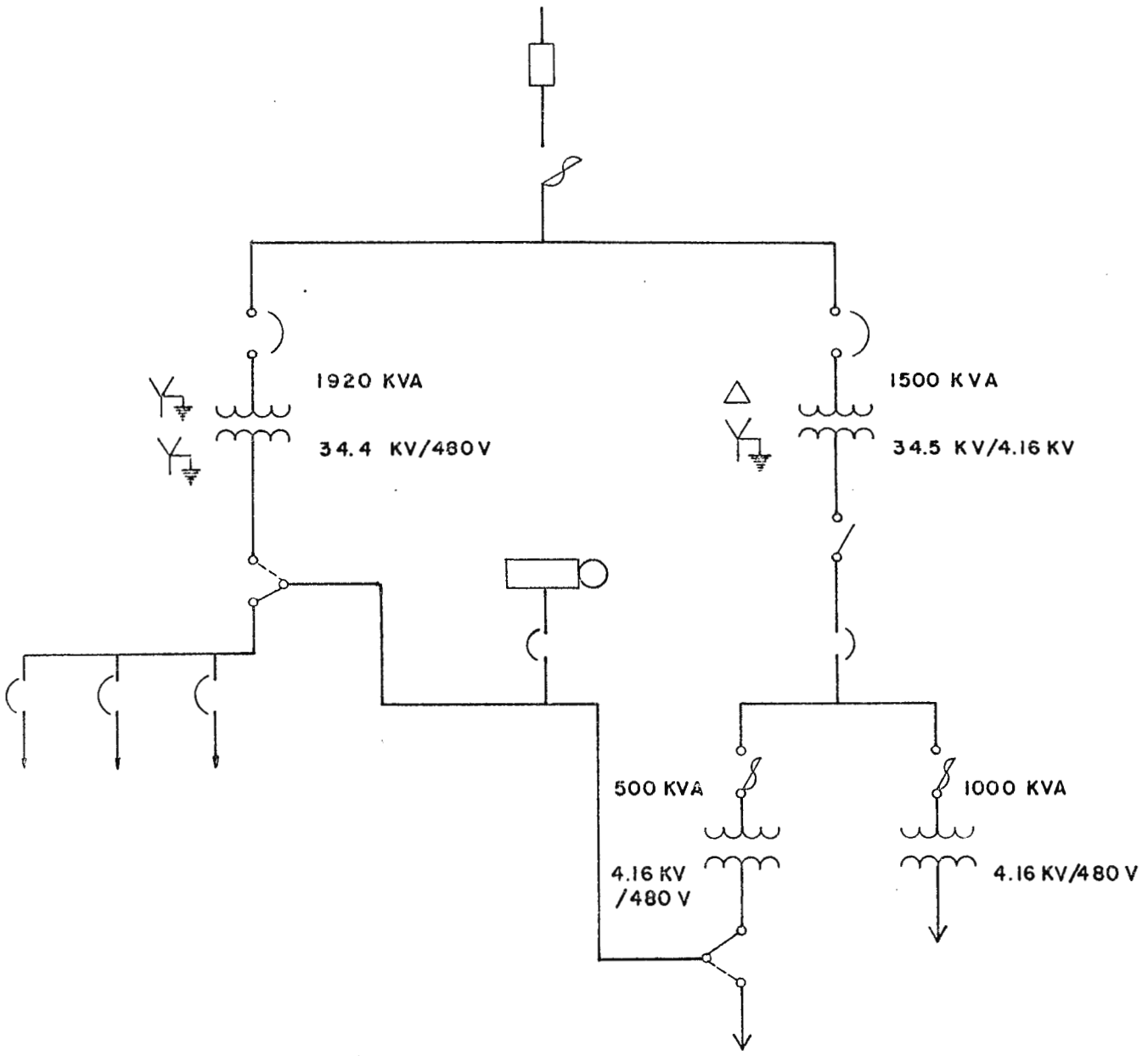
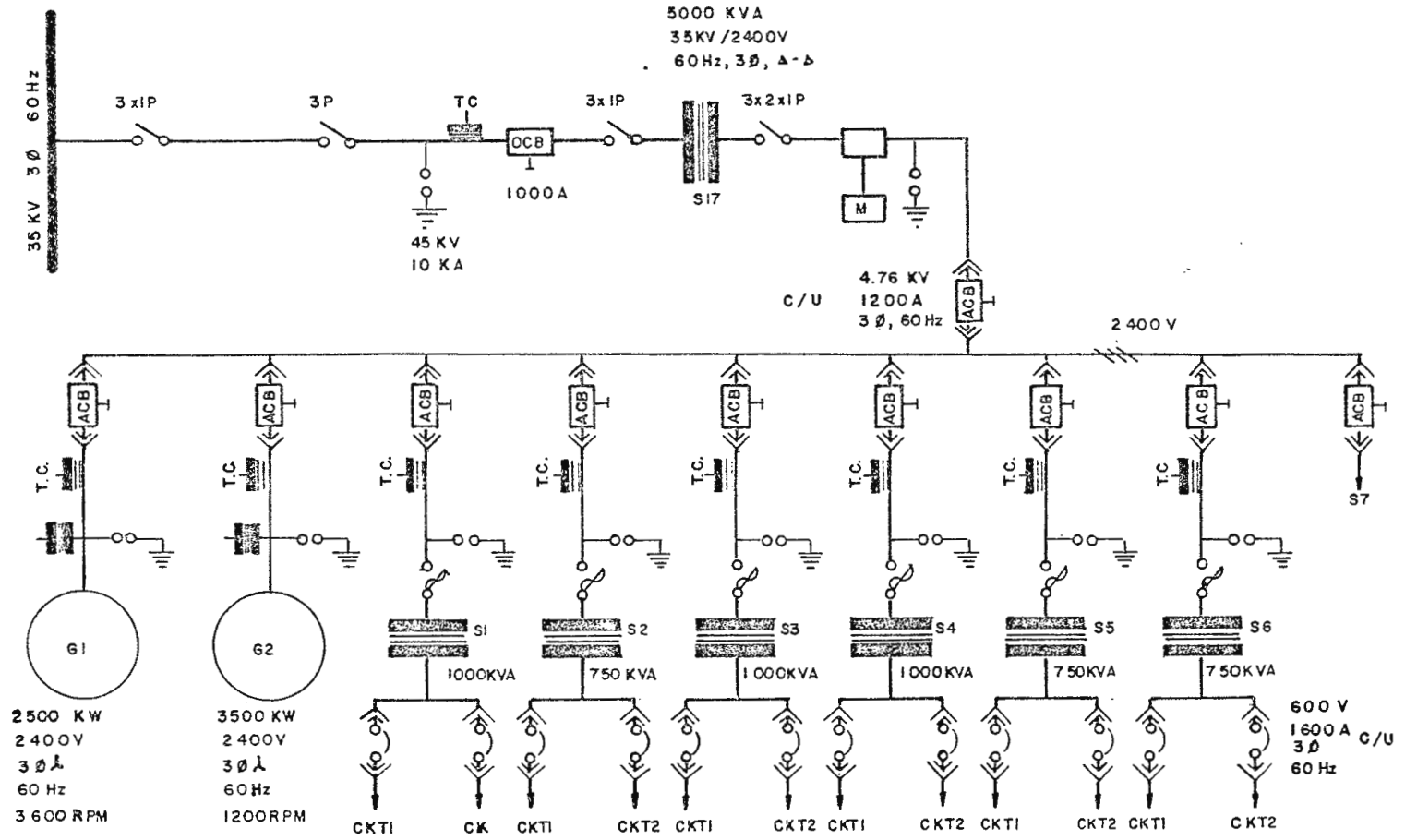


FIG. A.5: DIAGRAMA UNIFILAR #5.

DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL #6.

1) Voltaje nominal primario del sistema	34.5	KVrms
2) Voltaje nominal secundario del sistema	2400/440	Vrms
3) Voltaje máximo del sistema	36.23	KVrms
4) Puesta a tierra del neutro del sistema	Flotante	
5) Frecuencia nominal	60	Hz
6) Número fases/hilos	3/3	
7) Diagrama unifilar	Fig. A.6	
8) Producto fabricado	Azúcar refinada	

FIG. A.6: DIAGRAMA UNIFILAR #6.



APENDICE B.

ABREVIATURAS DEL TEXTO.

A B R E V I A T U R A S .

- A: Amperio.
- A. C.: Corriente Alterna.
- ACSR: Conductor de Aluminio Reforzado con Acero.
- ANSI: American National Standards Institute.
- ASA: American Standards Association.
- AVR: Regulador Automático de Voltaje.
- CV: Caballo de Vapor.
- D.C.: Corriente Directa.
- CEI: Comisión de Electrotecnia Internacional.
- EC: Error de Corriente.
- EV: Error de Voltaje.
- FMM: Fuerza Magnetomotriz.

- FCR: Factor de Corrección de Relación
- HP: Horse Power (caballo de fuerza).
- Hz: Hercios.
- I_{din} : Corriente límite dinámica.
- IEEE: Institute of Electric and Electronic Engineers.
- Ipick-up: Corriente de accionamiento.
- I_{sc} : Corriente de cortocircuito.
- I_{term} : Corriente límite térmica.
- KA: Kiloamperio.
- KV: Kilovoltio.
- KVA: Kilovoltamperio.
- KW: Kilowatt.
- MVA: Megavoltamperio.

- NEMA: National Electric Manufacturers Association.
- NEC: National Electric Code.
- Ohms: Ohmios.
- rms: root mean square (raíz media cuadrática).
- rpm: revoluciones por minuto.
- SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.
- TC: Transformador de Corriente.
- TP: Transformador de Potencial.
- UL: Underwriters Laboratories.
- UNE: Instituto Nacional de Normalización.
- UTE: Instituto Nacional de Racionalización.
- V: Voltio.
- VA: Voltamperio.

- Vpick-up: Voltaje de accionamiento.

-VDC: Voltaje de Corriente Directa.

APENDICE C.

CARACTERISTICAS Y CURVAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION.

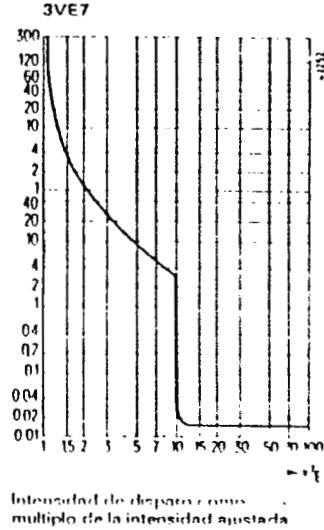
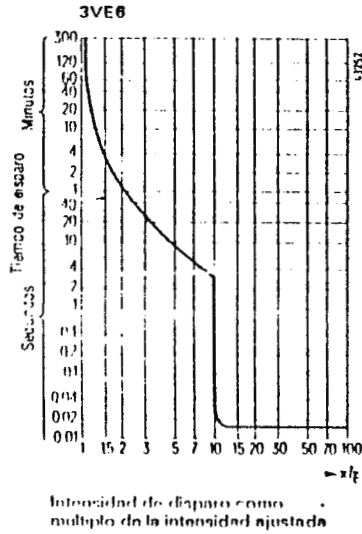
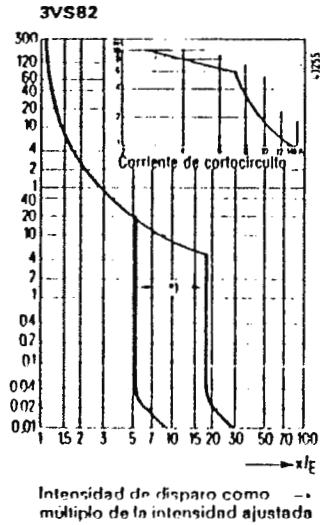
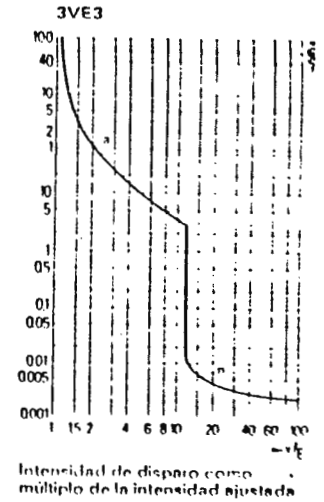
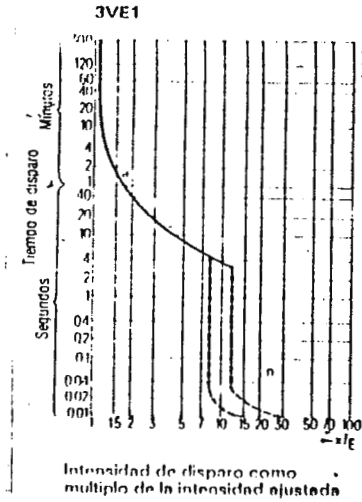
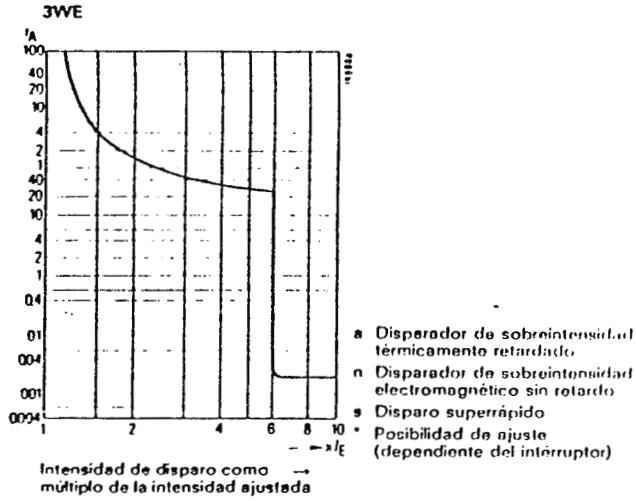


FIG. C.1: CURVAS DE DISYUNTORES DE BAJA TENSION SIEMENS.

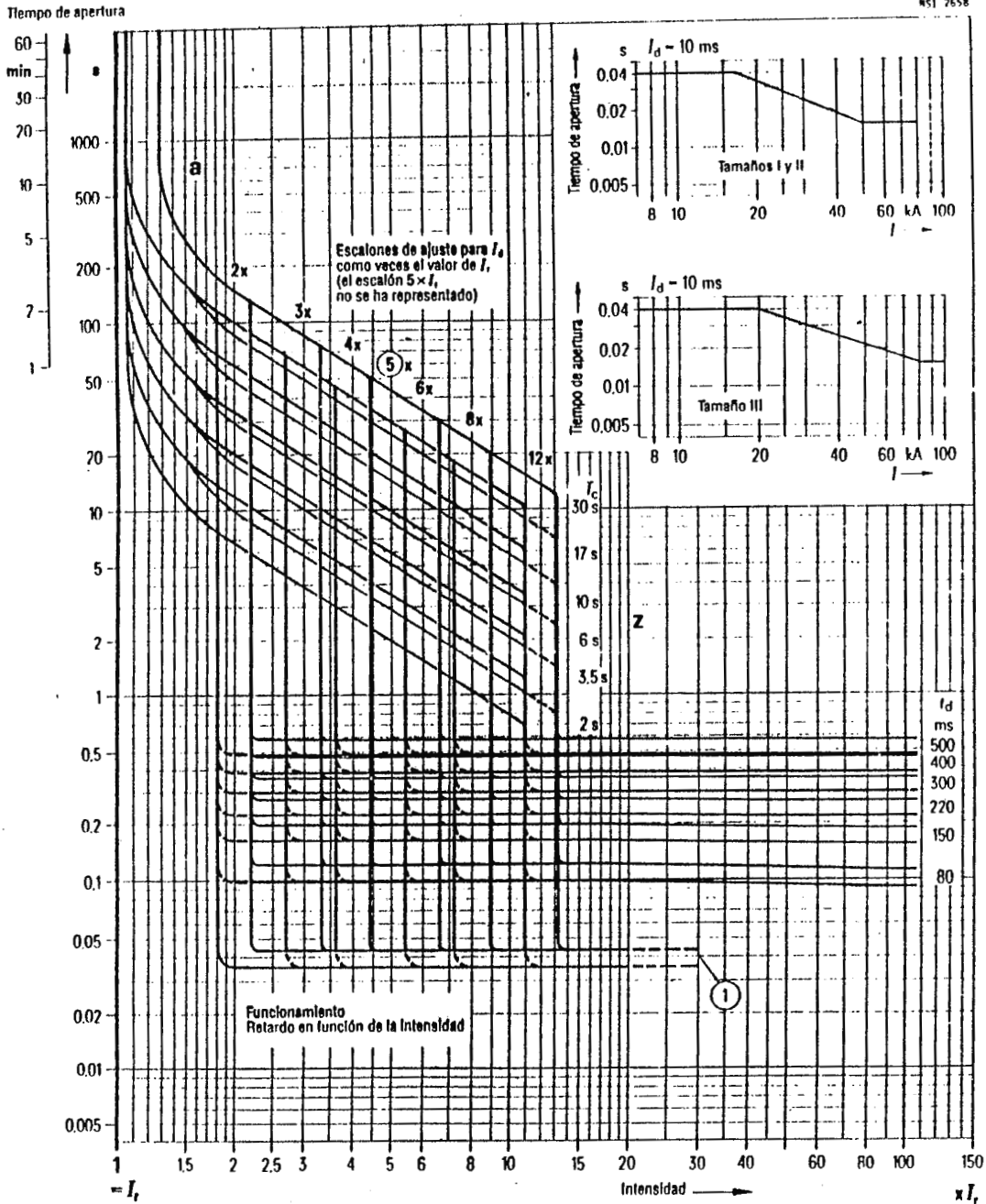


Figura 24b
Curvas características de disparo de los disparadores de sobrecorriente en las ejecuciones 3 hasta 6.

Para las ejecuciones 5 y 8 si se pone el conmutador 52 en la posición "0": el disparador "z" funcionará con "retardo en función de la intensidad".

I_N Intensidad nominal del primario del transformador.

Disparador de sobrecorriente retardado dependiente de la corriente "a"

I_r Intensidad ajustada (regulable)

I_c Grado de inercia (regulable)

Disparador de sobrecorriente de breve retardo "z"

I_d Corriente de reacción o de respuesta (regulable)

t_d Tiempo de retardo (regulable)

① El recorrido de las curvas características en la zona de las más elevadas corrientes de cortocircuito hay que tomarlo en las representaciones en detalle dibujadas en la parte superior (valores medios) (eje de intensidades o de abscisas en valores absolutos)

FIG. G.2: CURVAS DE DISPARO DEL INTERRUPTOR 3WN1.

RELEVADOR	BURDEN
59 N	15 VA
27/59	19 VA
32	15.5 VA
47	18 VA
49	10.5 VA
51 V	19.7 VA
87 T	21 VA
87 G	14.3 VA

TABLA C.1: POTENCIAS DE CONSUMO DE LOS RELEVADORES.

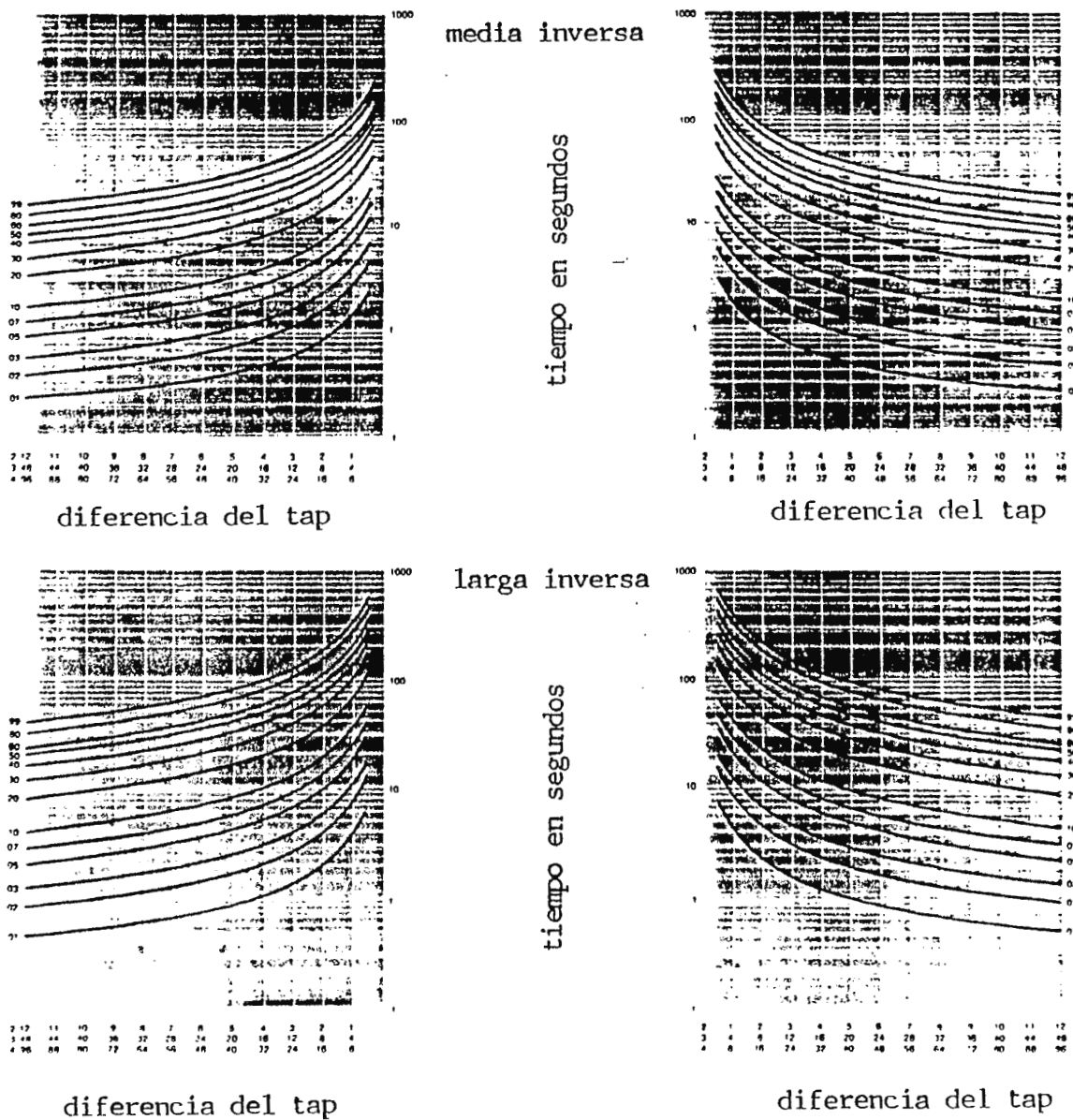


FIG. C.3: CURVAS DEL RELEVADOR BE-1 27/59.

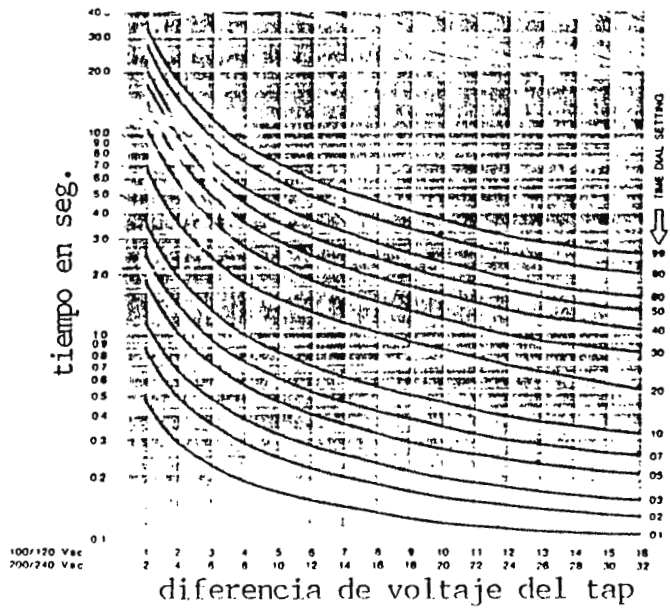


FIG. C.4: CURVAS DEL RELEVADOR BE 1-59N.

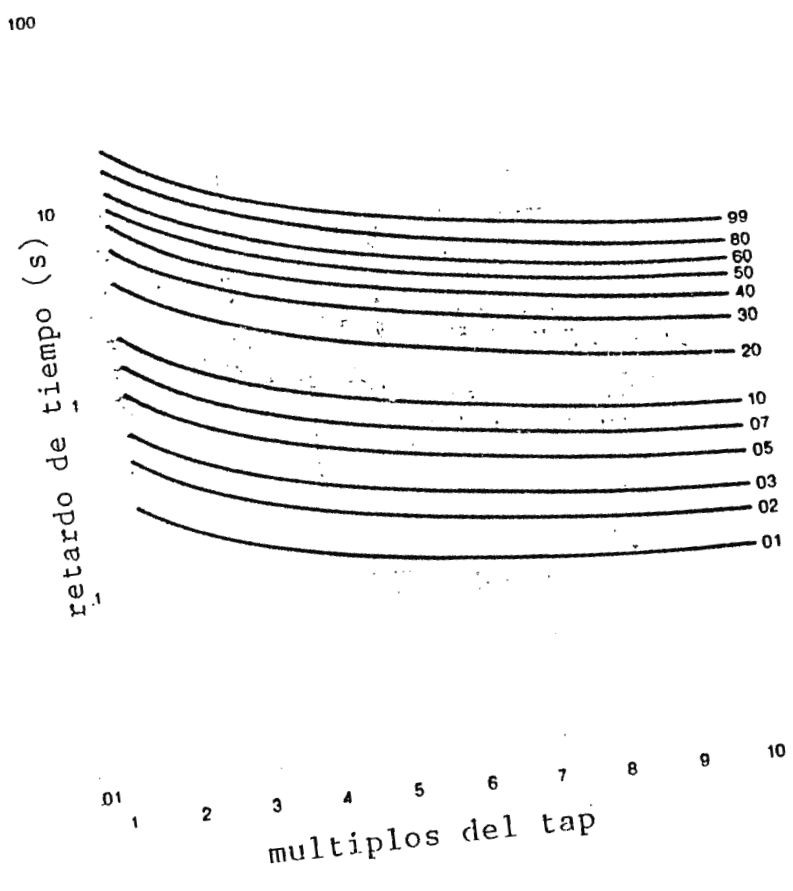


FIG. C.5: CURVA DE RESPUESTA DEL RELEVADOR BE 1-32R.

tipo	volts. nominal	rango	posiciones del interruptor												
			A	B	C	D	D	F	G	H	J	K			
A, B or V 1 Ø	120	1	HI	2.0	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0	16.0	18.0	20.0		
			Lo	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0		
		2	HI	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200		
			Lo	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50		
		3	HI	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000		
			Lo	25	50	75	100	125	150	175	200	225	250		
C, D & E 3 Ø	120	1	HI	6.0	12.0	18.0	24.0	30.0	36.0	42.0	48.0	54.0	60.0		
			Lo	1.5	3.0	4.5	6.0	7.5	9.0	10.5	12.0	13.5	15.0		
		2	HI	60	120	180	240	300	360	420	480	540	600		
			Lo	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150		
		3	HI	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000		
			Lo	75	150	225	300	375	450	525	600	675	750		
A, B or V 1 Ø	200 & 240	4	HI	4.0	8.0	12.0	16.0	20.0	24.0	28.0	32.0	36.0	40.0		
			Lo	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0		
		5	HI	40	80	120	160	200	240	280	320	360	400		
			Lo	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		
		6	HI	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000		
			Lo	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500		
		C, D & E 3 Ø	200 & 240	4	HI	12.0	24.0	36.0	48.0	60.0	72.0	84.0	96.0	108.0	120.0
					Lo	3.0	6.0	9.0	12.0	15.0	18.0	21.0	24.0	27.0	30.0
				5	HI	120	240	360	480	600	720	840	960	1080	1200
Lo	30				60	90	120	150	180	210	240	270	300		
6	HI			600	1200	1800	2400	3000	3600	4200	4800	5400	6000		
	Lo	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350	1500				

TABLA C.2: LISTA DE AJUSTES DEL RELEVADOR BE 1-32R.

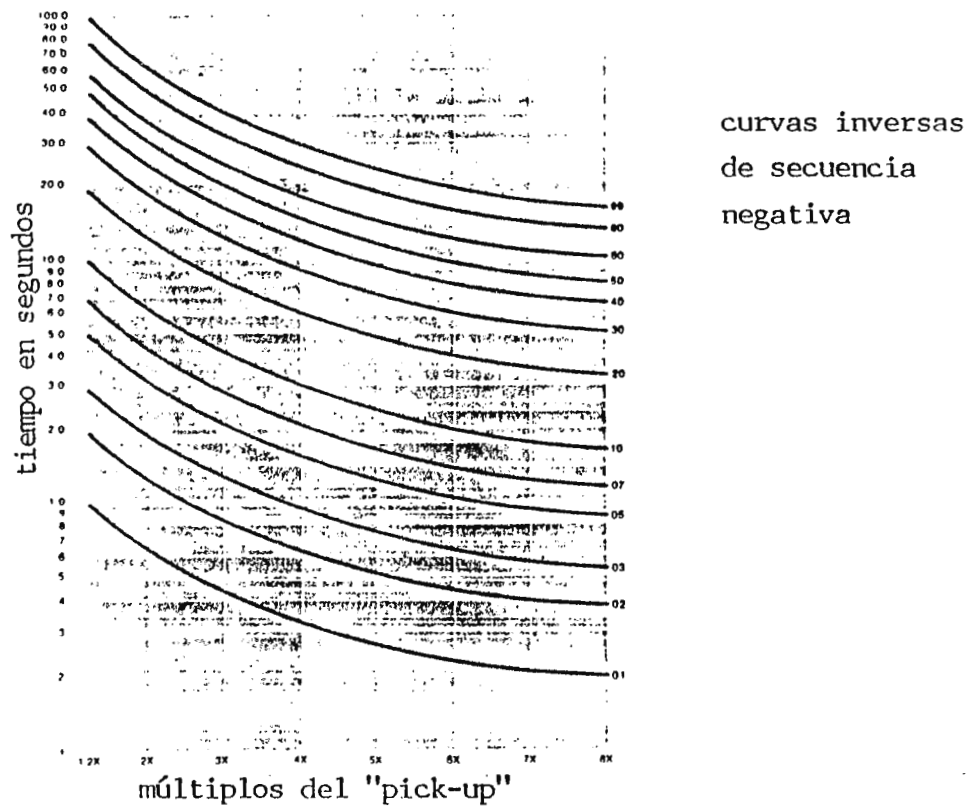
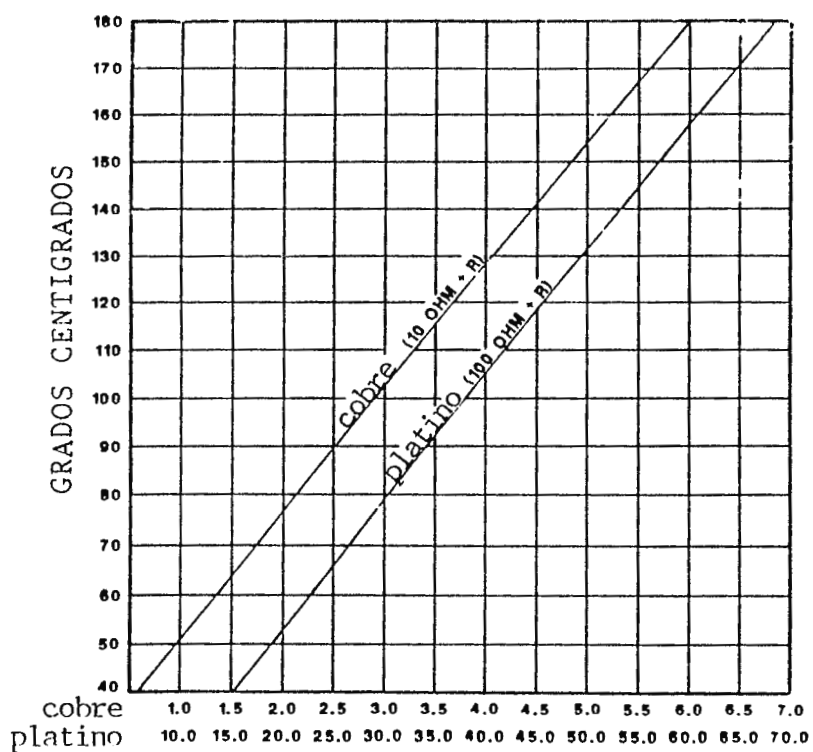


FIG. C.6: CURVAS DEL RELEVADOR BE 1-47N.



RESISTENCIA EN OHMIOS
 SOBRE 10 OHMS, ó 100 OHMS

FIG C.7: CURVAS DEL RELEVADOR BE 1-49.

TIPO DE CURVA.	CONSTANTES				
	A	B	C	N	K
S	0.2663	0.03393	1.000	1.2969	0.028
L	5.6143	2.18592	1.000	1.0000	0.028
D	0.4797	0.21539	1.000	1.5625	0.028
M	0.3022	0.12840	1.000	0.5000	0.028
I	8.9341	0.17966	1.000	2.0938	0.028
V	5.4678	0.10814	1.000	2.0469	0.028
E	7.7624	0.02758	1.000	2.0936	0.028
B	1.4036	0.00000	1.0000	1.0469	0.028
C	8.2506	0.00000	1.0000	2.0469	0.028
F	0.0000	1.00000	0.0000	0.0000	0.000

Usando la fórmula:

$$T = (AD/M^N) + BD + K$$

TABLA C.3: TABLA DE DATOS PARA EL USO DEL RELEVADOR BE 1-50/51M.

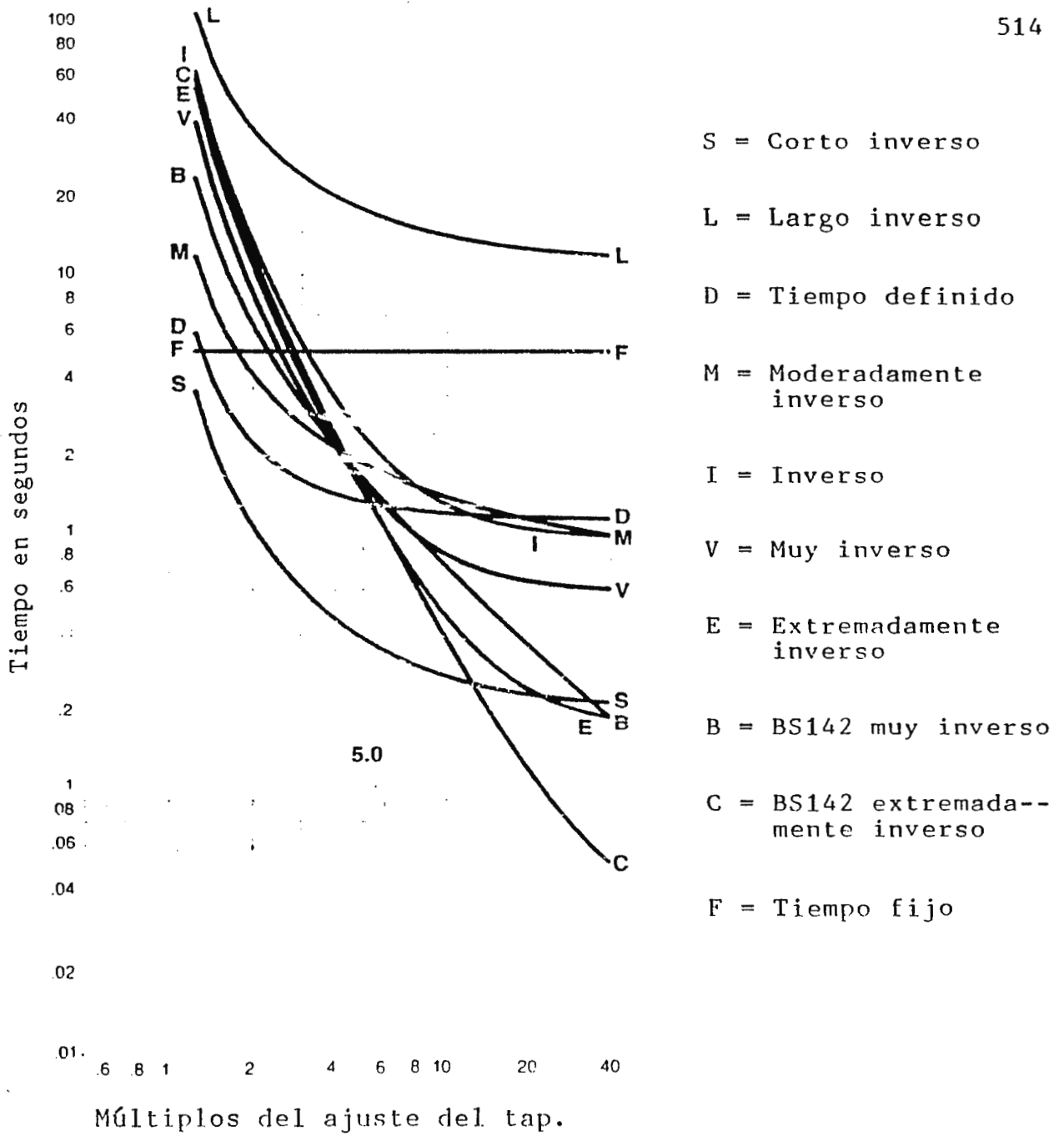


FIG. C.8: EJEMPLOS DE CURVAS DEL RELEVADOR BE 1-50/51M.

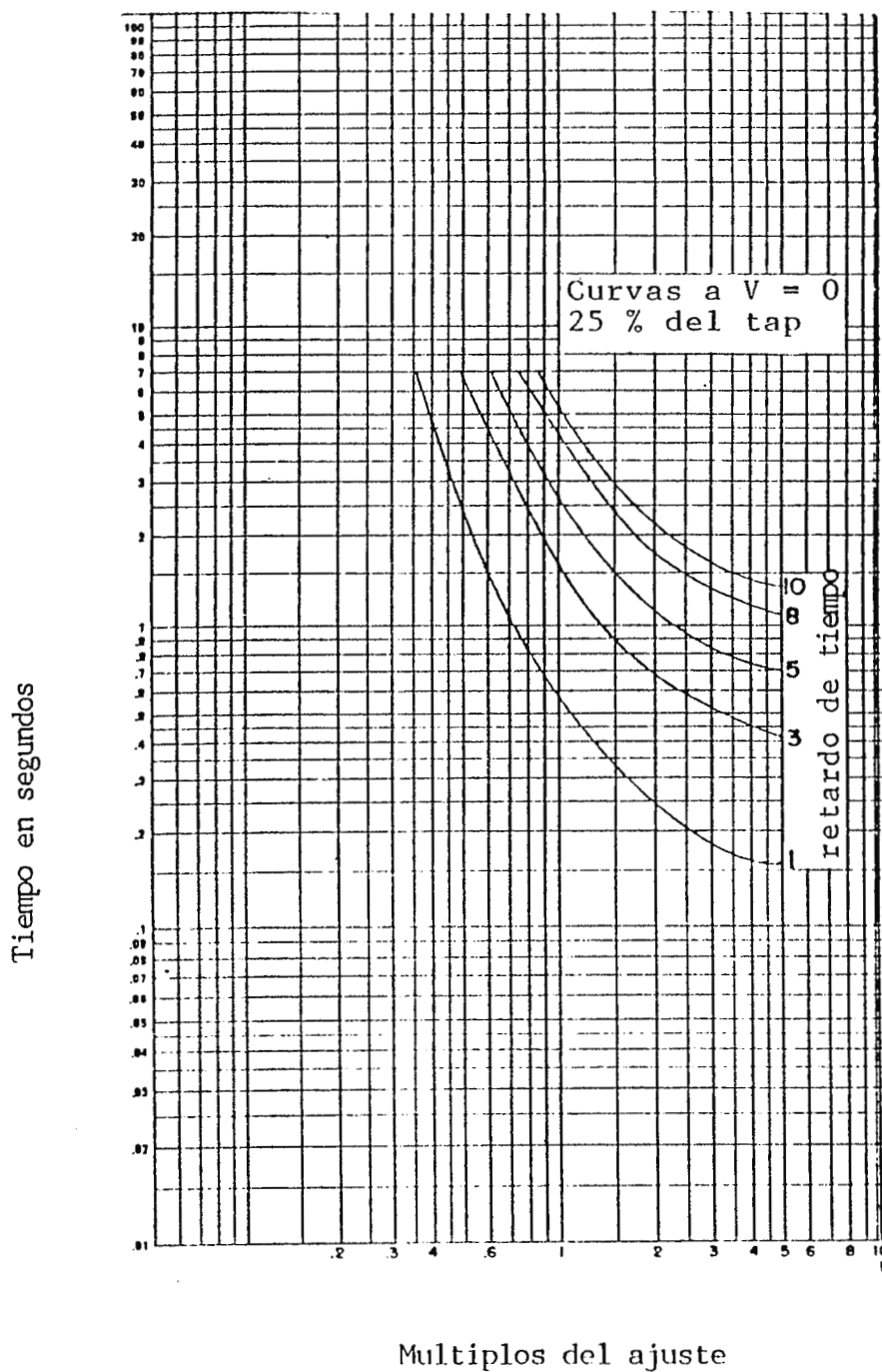
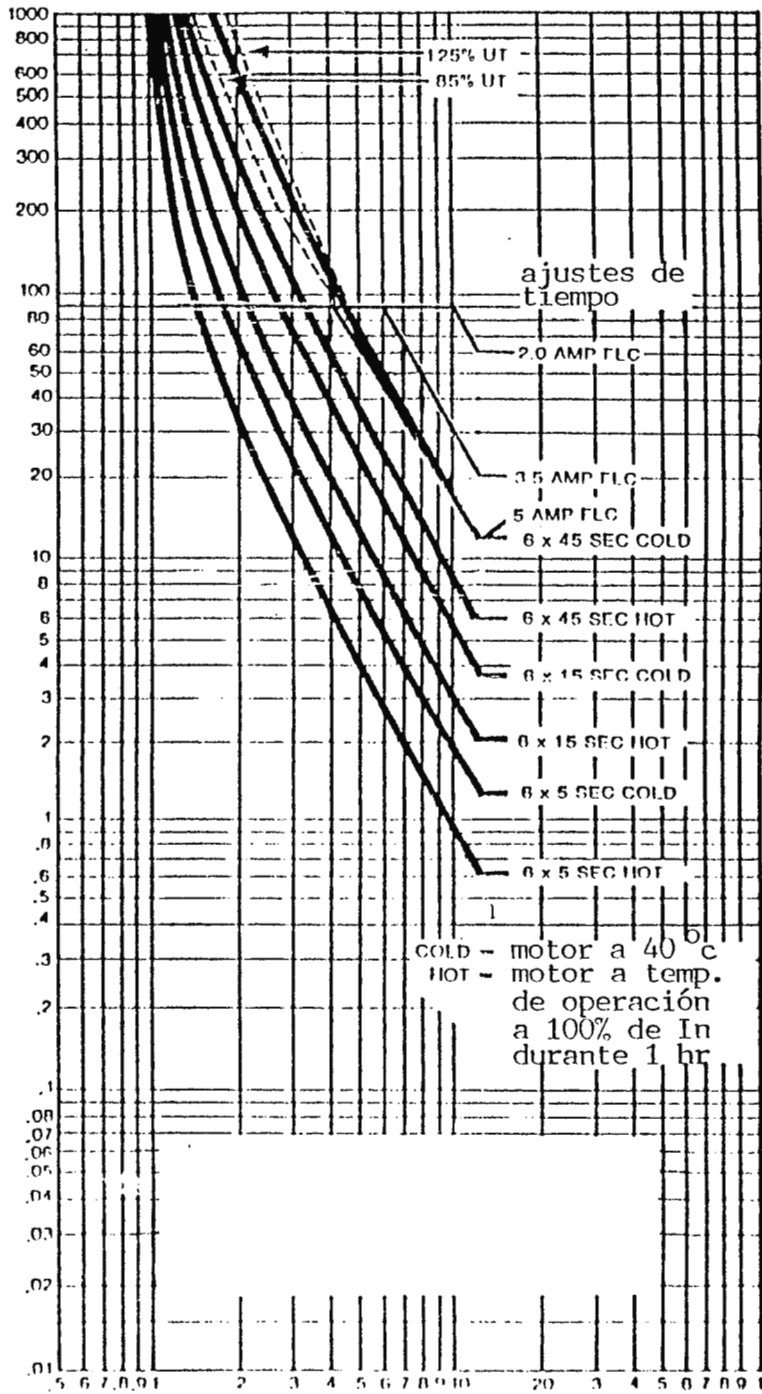


FIG C.9: CURVAS DEL RELEVADOR GE IJCV.

TIEMPO EN SEGUNDOS



MULTIPLICOS DE LA CORRIENTE DE CARGA

FIG. C.10: CURVAS DEL MODULO LODTRAK.

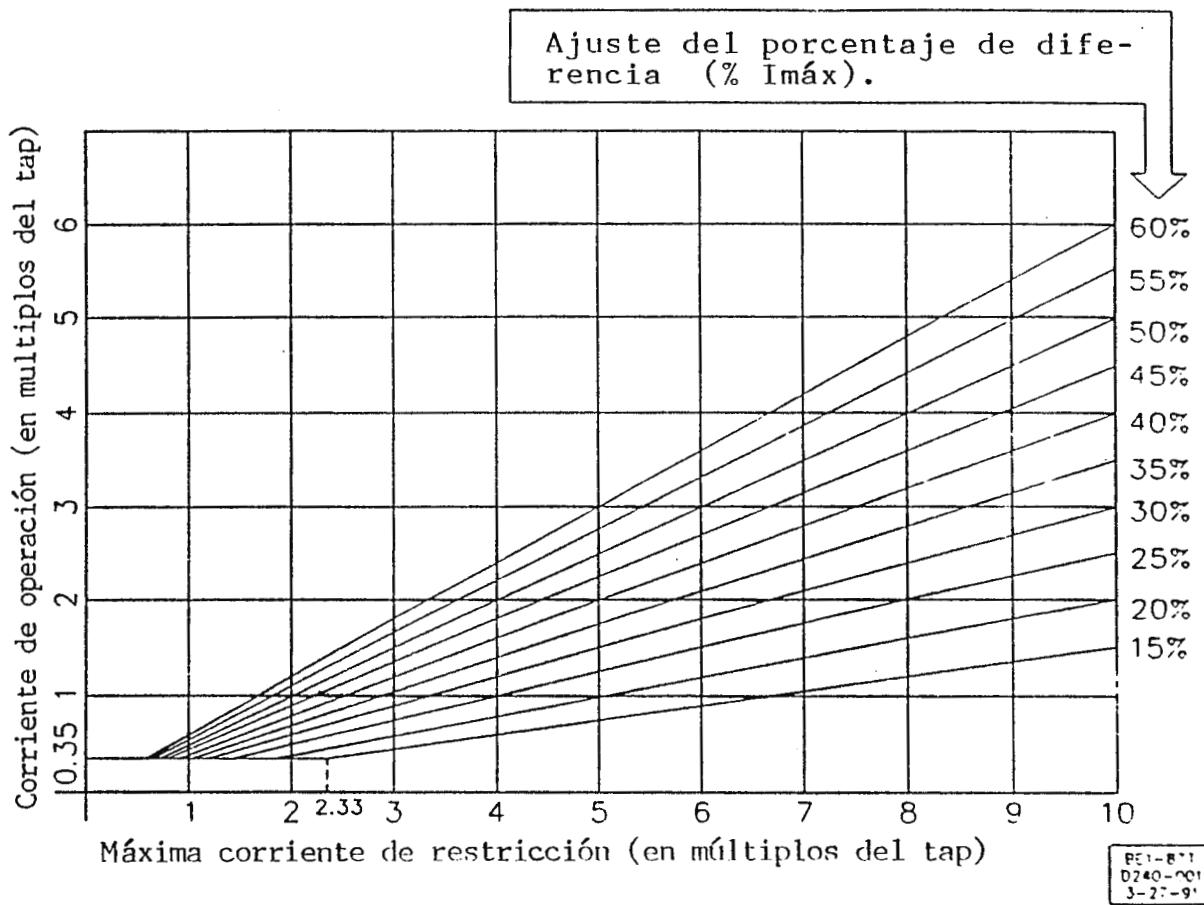


FIG. C.11: CURVAS DEL RELEVADOR BE 1-87T.

TIEMPO DE RESPUESTA SIN RESTRICCIÓN

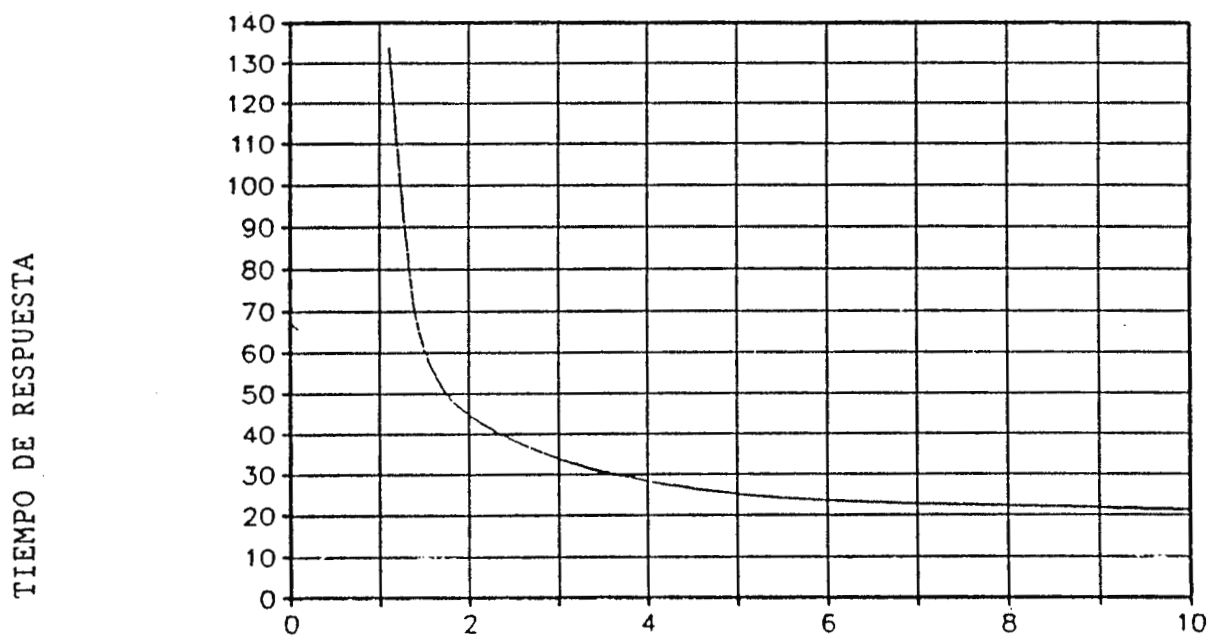


FIG. C.13: CURVA ADICIONAL DEL RELEVADOR BE 1-87T

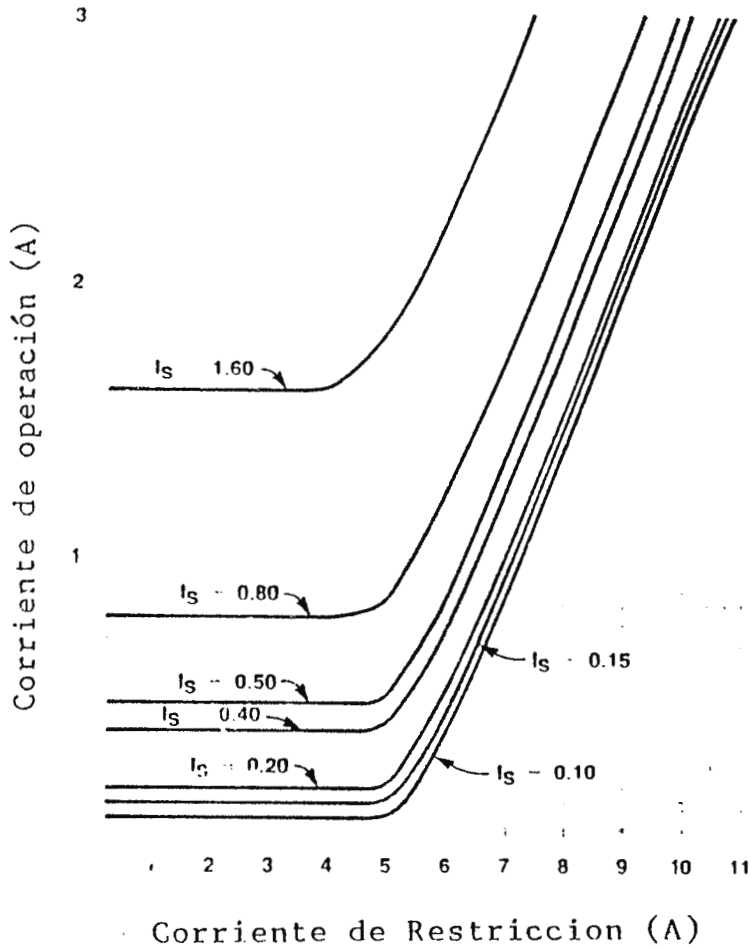
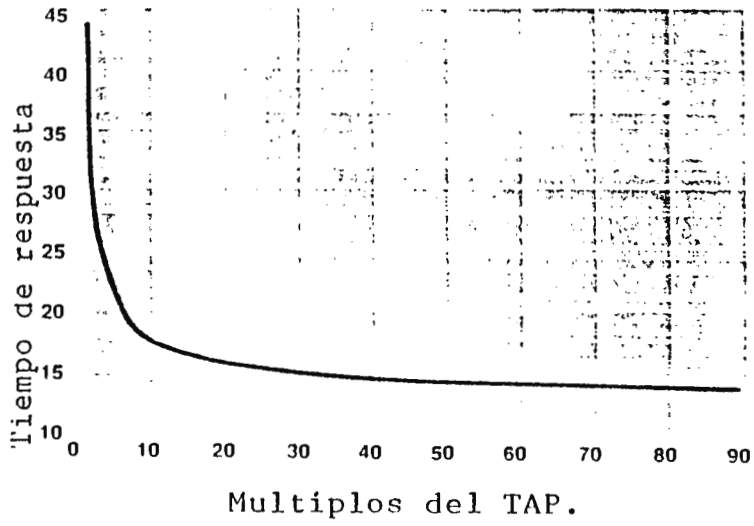


FIG. C.12: CURVAS DEL RELEVADOR BE 1-87G.

Modelo	Adc de Salida	Aac de Entrada	Vac	Gabinete	Peso Lbs.
48 V					
GRF48S3	3	3	120	B	85
GRF48S6	6	6	120	B	90
GRF48S9	9	8	120	B	115
GRF48S12	12	12	120	B	125
GRF48S16	16	14	120	B	135
GRF48S20	20	17	120	B	145
GRF48S25	25	24	120	C	170
GRF48S40	40	17	240	C	200
GRF48S50	50	24	240	J	265
GRF48S75	75	33	240	F	350
GRF48S100	100	58	480	F	600
120V					
GRF120S3	3	6	120	B	100
GRF120S6	6	12	120	B	120
GRF120S9	9	18	120	C	150
GRF120S12	12	14	240	C	160
GRF120S16	16	18	240	C	170
GRF120S20	20	22	240	C	180
GRF120S25	25	28	240	C	200
GRF120S35	35	37	240	J	275
GRF120S50	50	53	240	F	385
GRF120S75	75	80	240	F	495
GRF120S100	100	53	480	F	985
240V					
GRF240S3	3	12	120	B	115
GRF240S6	6	14	240	C	160
GRF240S9	9	18	240	C	170
GRF240S12	12	28	240	C	200
GRF240S16	16	37	240	J	290
GRF240S20	20	47	240	F	450
GRF240S25	25	58	240		585

TABLA C.4: DATOS SOBRE BANCOS DE BATERIAS.

EXPLICACION SOBRE EL RELE BUCHHOLZ

Para la detección mecánica de las fallas se utilizará un relevador acumulador de gas conocido como relé Buchholz, que es un dispositivo sensible a la presión compuesto por una carcasa que posee dos interruptores flotadores los cuales se accionan por nivel de aceite o por flujo de burbujas de gas tal como se muestra en la figura C.14. (Dispositivo 63).

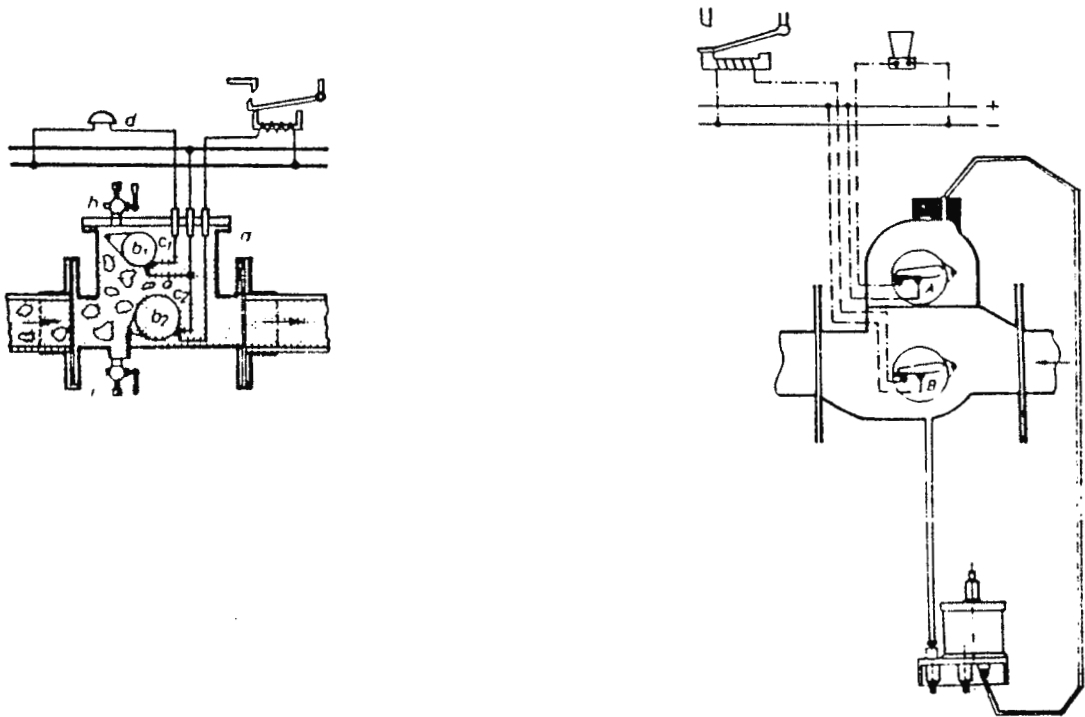


FIG. C.14: RELE BUCHHOLZ.

Este relevador debe ubicarse entre el depósito de expansión y la cuba del transformador tal como se muestra en la figura C.15.

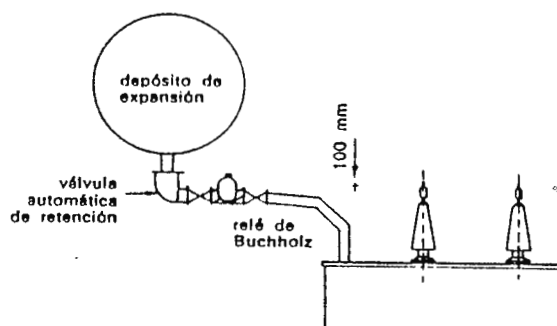


FIG. C.15: UBICACION DEL RELE BUCHHOLZ.

Con averías de pequeña importancia las burbujas desalojan el aceite en la parte superior de la recámara del relevador originando el descenso del flotador b_1 , y el accionamiento del contacto c_1 , que se aprecian en la figura 6.18, lo cual ocasionaría un accionamiento de los contactos activando una alarma; en el caso de averías mayores habrían violentos desprendimientos de gas con subsecuentes ondas de presión que impulsarían al flotador b_2 el cual accionaría los contactos c_2 activando los interruptores y sacando al transformador de línea.

El relevador además posee un visor el cual permite observar la coloración de los gases desprendidos y juzgan el tipo del defecto

to observando el color y la cantidad de este gas. Por ejemplo - los gases amarillos se producen por el deterioro de las piezas de madera, los gases blancos debido a la destrucción del papel, mientras que los gases negros o grises son originados por la - descomposición del aceite. Además una válvula de purga permite recolectar estos gases para un análisis más detallado.

El aspecto exterior del relevador se muestra en la figura C.16.

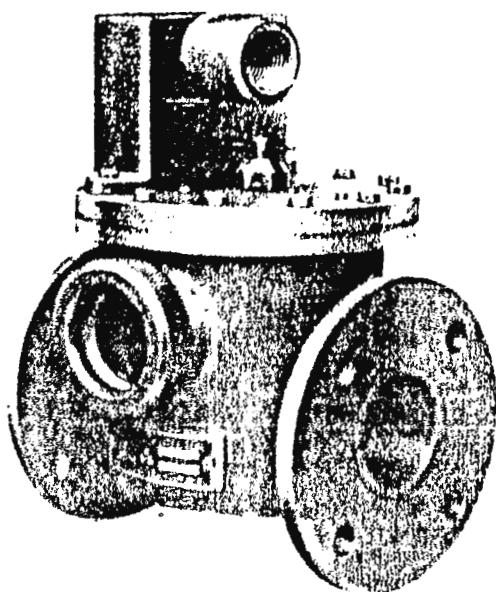


FIG. C.16: ASPECTO DEL RELE BUCHHOLZ.

APENDIDCE D.**CURVAS DE COORDINACION.**

BIBLIOGRAFIA.

- Applied Protective Relaying, Editado por Westinghouse Electric Corp.
- IEEE, Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, Ed. 1986.
- IEEE, Recommended Practice for Industrial and Commercial Power System Analysis, Ed. 1990.
- Procedimiento para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución, Comisión Federal de Electricidad, México 1983.
- Westinghouse Electrical Maintenance Hints, Editado por Westinghouse Electric Corp., 1975.
- Manual de Baja Tensión, SIEMENS 1984.
- NEC, National Electric Code, Editado por The National Fire Protection Association, 1987.
- Electrical Transmission and Distribution Reference Book, Editado por Westinghouse Electric Corp.
- Donald Beeman, Industrial Power Systems Handbook, Editorial McGraw-Hill, 1955.
- Gilberto Enríquez Harper, Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales, Editorial Limusa, México, 1988.
- Irving L. Kosow, Control de Máquinas Eléctricas, Editorial REVERTÉ, España 1977.
- Irwin Lazar, Análisis y Diseño de Sistemas Eléctricos para Plantas Industriales, Editorial Limusa, 1988.
- William D. Stevenson, Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Editorial McGraw-Hill, México 1988.
- Noel Antonio Ayala Rodas y otros, Manual técnico para Montaje, Instalación y Mantenimiento de plantas generadoras de energía eléctrica para emergencia, Tesis Universidad Politécnica de El Salvador.
- Carlos Francisco Espinoza y otros, Análisis de la Coordina---

- ción de dispositivos de protección para líneas de distribución, Tesis Universidad Politécnica de El Salvador, 1987.
- Fundamentos de plantas eléctricas de emergencia, Curso del Centro de Capacitación y Desarrollo de CEL.
 - George K. Isaacs, Coordination and Protection for Emergency Power Systems, Onan Corp.
 - Russell O. Ohlson, Procedure for Determining Maximum Short Circuit Values in Electrical Distribution Systems, SQUARE D. Company.
 - Hermann W. Reichenstein, Operating Characteristics of current limiting fuses, Electrical Construction and Maintenance, 1976.
 - Hermann W. Reichenstein, Fuse Characteristics Curves, Electrical Construction and Maintenance, 1976.
 - D. K. Shah, Short-Circuit Calculations and Relay Coordination Applied to Cement Plants, IEEE Transactions on Industry Applications, 1974.
 - G. W. Walsh, Industrial Power Systems Protective Device Coordination, IPS General Electric Magazine 1960.
 - Moon H. Yuen, Short Circuit ABC, IEEE Transactions on Industry Applications, 1974.
 - Overcurrent Protection for Distribution Systems, General Electric Company.
 - IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers, ANSI/IEEE C 37.91-1972.
 - IEEE Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis, ANSI/IEEE C 37.04-1979.
 - Schedules of preferred ratings and related required capabilities for ac high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis, ANSI C 37.06-1971.
 - Norman Peach, Protective Relaying, Power Special Report, 1961.
 - Fault Control for Electrical Equipment, ITE Bulletin A.3-2B.
 - Ironclad lead acid batteries for standby applications, Exide

- Corp. 1972.
- Batteries for Switchgear Control Emergency light and Power, Exide Corp.
 - GRF solid-state rectifiers for charging Stationary Batteries, Gould Co.
 - Type HKV Stored Energy Metal-Clad Switchgear, ITE bulletin - 8.2-1C.
 - Metalclad Switchgear Application Guide, General Electric - Company.
 - 3V. Circuit-Breakers, SIEMENS 1989.
 - Interruptores de potencia 3WN1, Catálogo SIEMENS 1988.
 - Interruptores de protección de 16 a 3150 A, Catálogo SIEMENS 1978.
 - Westinghouse Electrical Specification Guide, Westinghouse - Electrical Corp.
 - Type DB Air Circuit Breakers, Westinghouse Electric Corp.
 - Instrument Transformer Accuracy Standards, General Electric - Company.
 - Type ECI Current Transformers, Westinghouse Electric Corp.
 - Westinghouse Instrument Transformer Reference, Westinghouse - Measurements and Control Division.
 - Instructions, Mitsubishi Buchholz Protector, Mitsubishi - Electric MFG. CO.
 - Instructions, Overcurrent relays type CO, Westinghouse - Descriptive Bulletin 41-100.
 - Instructions, Basler Electric Protective Relays, types: BE1-27/59, BE1-32R, BE1-47N, BE1-49, BE1-50/51M, BE1-51A, - BE1-87G, BE1-87T, Basler Electric Highland Co.
 - Estaciones de Transformación y Distribución de Energía Eléc-- trica, Enciclopedia CEAC de Ingeniería, Tomo VII, Ediciones - CEAC 1991.
 - Distribution System Protection Manual, McGraw Edison PSD 1976.

- Introducción a los transformadores de medida, E.A.H.S.A. España.
- Instructions, LodTrak IV protective relay module, General -- Electric Drive Systems.
- Sandra Arely Amaya Linares y otros, Cálculo y Ajuste de las - Protecciones por Relevadores contra Fallas Desbalanceadas Internas en un Generador Síncrono, Tesis Universidad Evangélica de El Salvador, 1989.

1

10

100

1000

1000

100

10

1

0.1

0.01

10

100

1000

Corriente en Amperios a 4,160 Volts. x 100

5 MVA

4.16 KV

⊙ ANSI 5 MVA

INRUSH 5 MVA

0



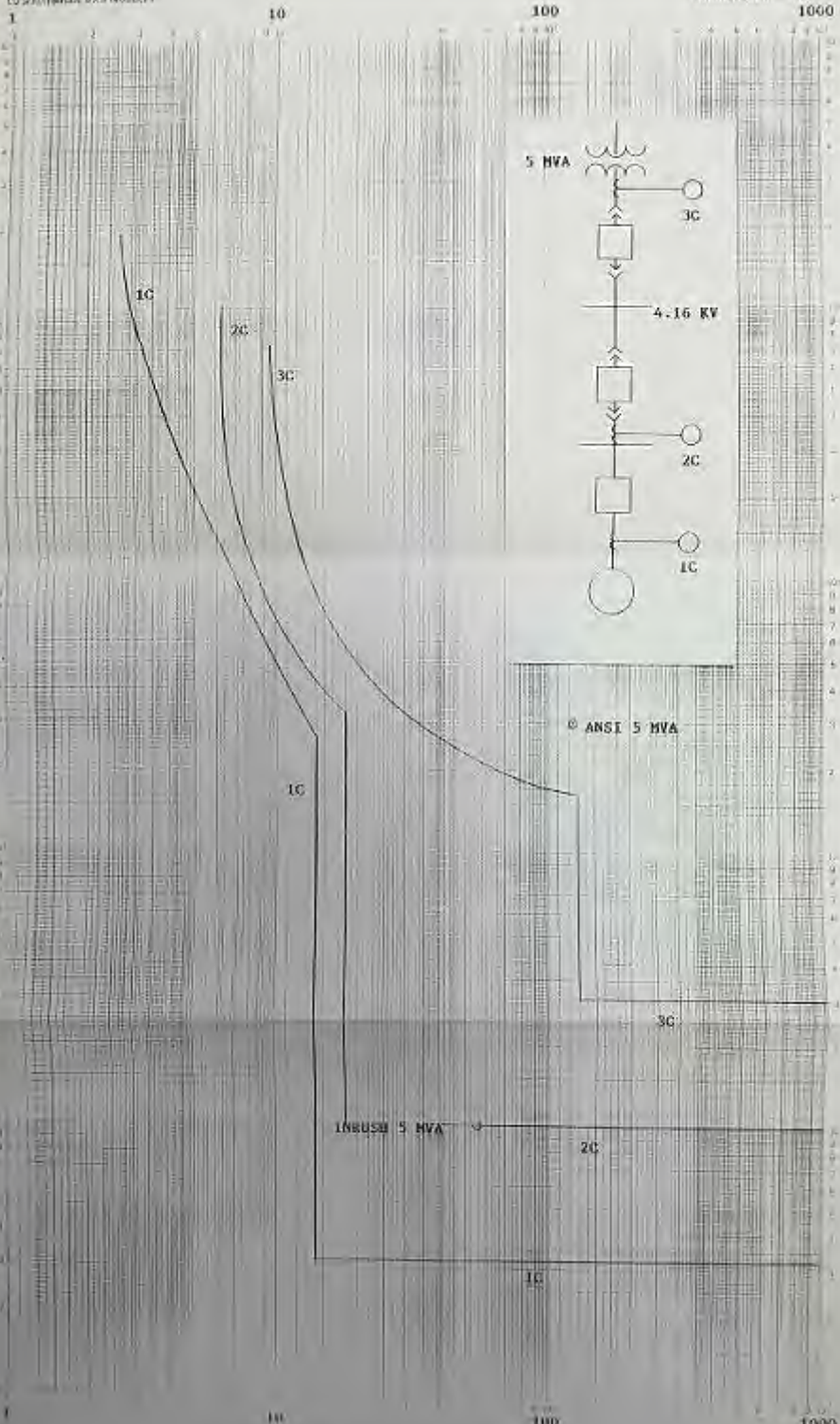
6B

3B

2B

1B

1000



5 MVA

4.16 KV

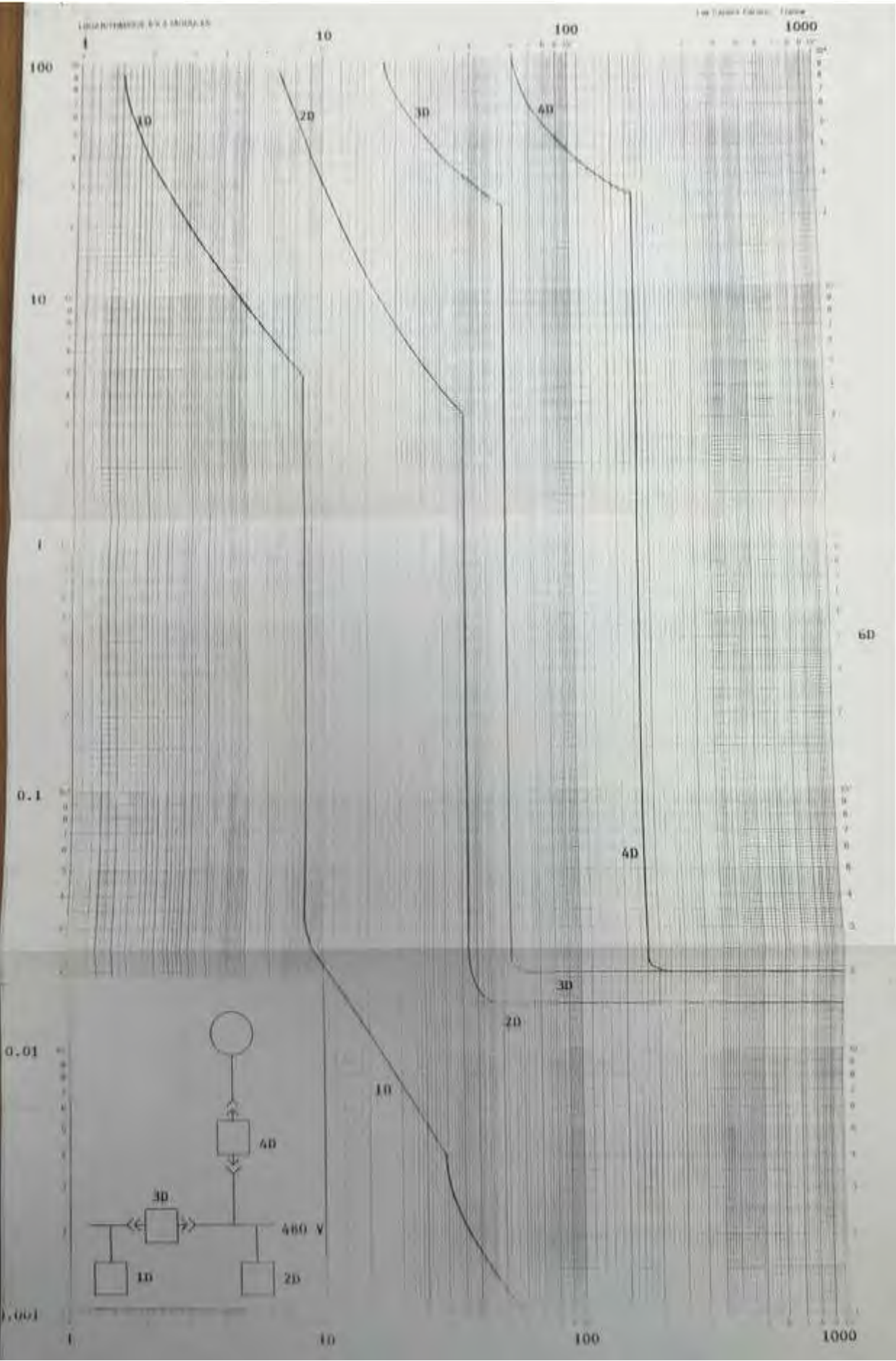
ANSI 5 MVA

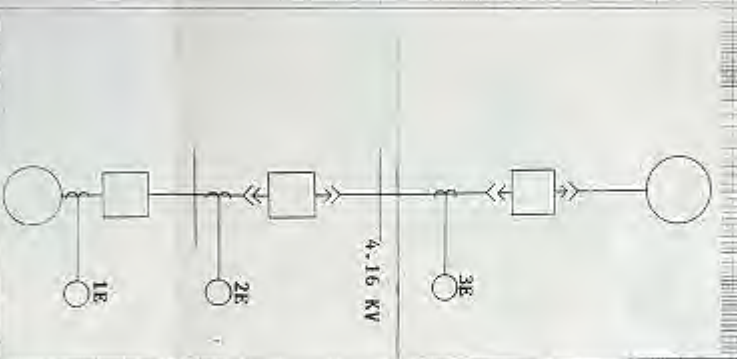
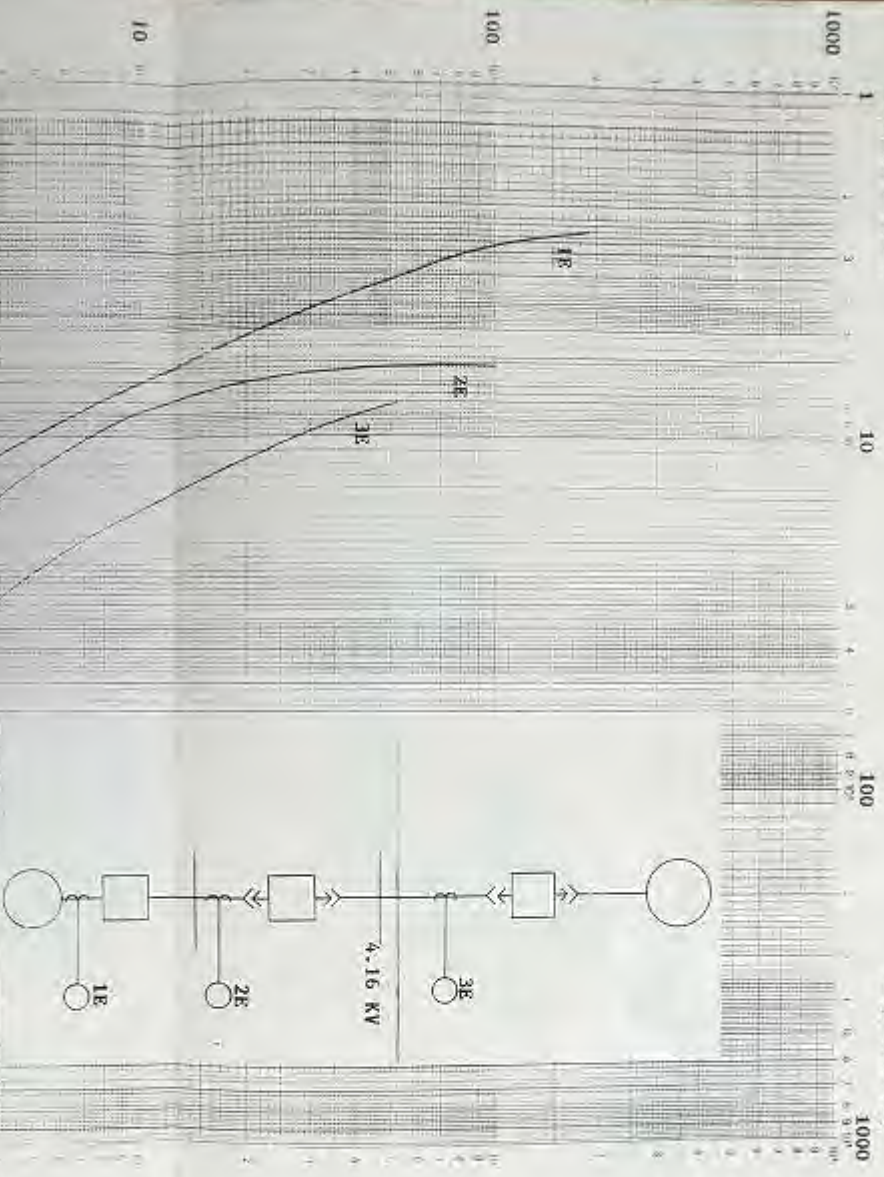
168858 5 MVA

6C

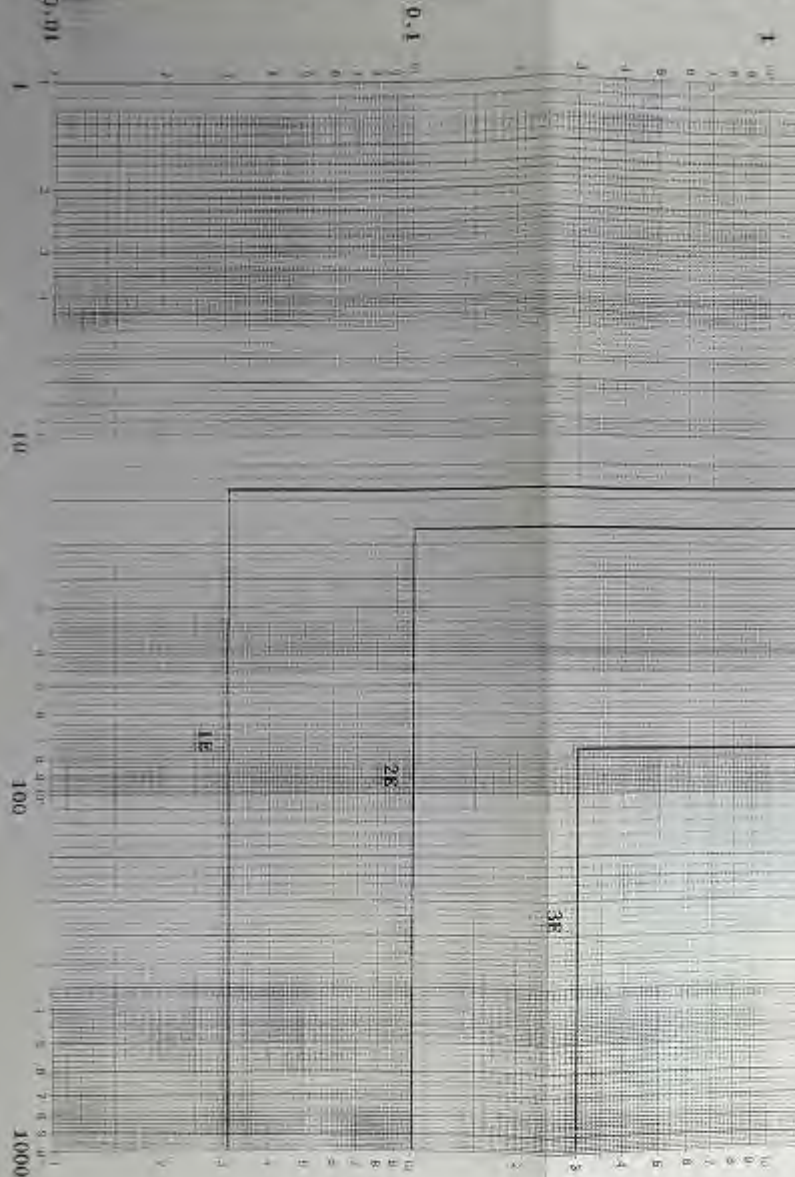
0.1

100





6R



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