



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
“ARAGÓN”

“PROTECCIÓN Y CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO
EN UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CON
RELEVADORES MICROPROCESADOS”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

ISMAEL MONTALVO PASTOR



FES Aragón

ASESOR: M. EN C. RODRIGO OCON VALDEZ

MÉXICO 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



DEDICATORIA

A mis abuelos, a mis padres y a mis hermanos. Por todo el apoyo moral, amor y confianza que he recibido de su parte.

AGRADECIMIENTOS

A toda la gente que me apoyo regalándome su valioso tiempo, comprensión y conocimientos. También a aquellas personas que me apoyaron moralmente para vencer la adversidad que se presenta todos los días.



OBJETIVO GENERAL

Ajustar adecuadamente los elementos de protección de los relevadores microprocesados, para proteger los equipos eléctricos del sistema de distribución y así aislar las fallas, transitorias y permanentes. Además coordinar las protecciones para evitar la actuación de todos los equipos de protección en una subestación de distribución, y así poder localizar la falla en el menor tiempo posible.

Controlar el disparo y cierre del interruptor de potencia mediante las lógicas de programación de los dispositivos de protección principalmente con el relevador microprocesado.

OBJETIVO PARTICULAR

Aplicar los conocimientos adquiridos en Ingeniería Mecánica Eléctrica en la subárea eléctrica-electrónica principalmente en potencia y control, así como conocer el comportamiento de la energía eléctrica en el fenómeno llamado cortocircuito y como afecta al sistema de distribución.

Conocer los factores (fallas principalmente) que pueden afectar a los equipos de las subestaciones eléctricas, además cómo funcionan dentro de ella.

Conocer algunos criterios de protección que se aplican en las subestaciones de distribución para proteger los equipos que se encuentran en ella, en caso particular el transformador de potencia.

Saber que es una Subestación de Distribución, cuál es su función y los elementos eléctricos que la componen.

Interpretar los datos y resultados que se tienen en los distintos equipos de una subestación de distribución, y que se utilizan para el estudio del Sistema Eléctrico de Potencia.



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	12
CAPÍTULO I. CONCEPTOS GENERALES.....	14
1.1 SÍMBOLOS Y UNIDADES.....	15
1.2 CIRCUITO ELÉCTRICO.....	16
1.2.1 ELEMENTOS ACTIVOS.....	16
1.2.1.1 DIFERENCIA DE POTENCIAL.....	16
1.2.1.2 CORRIENTE.....	17
1.2.1.3 POTENCIA.....	17
1.2.2 ELEMENTOS PASIVOS.....	19
1.2.2.1 IMPEDANCIA.....	19
1.2.2.2 RESISTENCIA.....	19
1.2.2.3 REACTANCIA.....	20
1.2.2.4 CAPACITANCIA.....	20
1.2.2.5 INDUCTANCIA.....	21
1.3 CARGA ELÉCTRICA.....	21
CAPÍTULO II. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	22
2.1 CONCEPTOS FRECUENTES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	23
2.2 SISTEMA ELÉCTRICO.....	24
2.3 DEFINICIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	24
2.3.1 NOMENCLATURA.....	25
2.4 TENSIONES NOMINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	27
2.5 ARREGLOS PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	28
2.5.1 CONFIGURACIONES EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	29
2.6 EQUIPOS EN UNA SUBESTACIÓN.....	32
2.6.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	32



2.6.1.1 CURVA DE DAÑO.....	32
2.6.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.....	33
2.6.1.3 DETERMINACIÓN DE PUNTOS COORDENADOS T-I PARA DEFINIR LA CURVA ANSI DE UN TRANSFORMADOR.....	37
2.6.1.4 CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN.....	37
2.6.1.5 CORRIENTE DE CARGA FRÍA.....	38
2.6.1.6 CONEXIONES DE TRANSFORMADORES.....	38
2.6.2 LÍNEA.....	39
2.6.2.1 CONDUCTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	40
2.6.2.2 CALIBRES UTILIZADOS.....	40
2.6.2.3 CURVAS DE DAÑO DE LOS CONDUCTORES.....	42
2.6.2.4 NOMENCLATURA DE CABLEADO EN UNA SUBESTACIÓN PARA CONTROL, MEDICIÓN Y PROTECCIÓN.....	45
2.6.3 BUS.....	46
2.6.4 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS.....	46
2.6.5 BANCO CAPACITORES.....	46
2.6.6 REACTORES.....	48
2.6.7 BANCO DE BATERÍAS.....	49
2.6.8 CARGADOR O RECTIFICADOR DE BATERÍAS.....	50
2.6.9 REGULADOR DE VOLTAJE Y AUTOREGULADOR DE VOLTAJE.....	51
2.6.10 CUCHILLA DESCONECTADORA.....	52
2.6.11 INTERRUPTOR DE POTENCIA.....	52
2.6.11.1 INTRODUCCIÓN AL CONTROL.....	53
2.6.11.2 CIRCUITO DE CIERRE Y DISPARO DE UN INTERRUPTOR.....	56
2.6.11.2.1 CIRCUITO DE CIERRE DE UN INTERRUPTOR.....	56
2.6.11.2.2 CIRCUITO DE DISPARO DE UN INTERRUPTOR.....	57
2.6.12 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.....	59
2.6.12.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TC'S.....	59



2.6.12.1.2	CLASIFICACIÓN ANSI DE LA PRECISIÓN.....	61
2.6.12.1.3	EJEMPLOS.....	63
2.6.12.1.4	TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	66
2.6.12.1.5	CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	68
2.6.12.1.6	EFFECTOS DE LAS CORRIENTES DE FALLA EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	69
2.6.12.1.6.1	EJEMPLO.....	70
2.6.12.2	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TP'S.....	71
2.6.12.2.1	CONEXIONES.....	72
CAPÍTULO III.	FALLAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	75
3.1	NATURALEZA DE LAS FALLAS.....	76
3.1.1	FALLAS DE NATURALEZA TRANSITORIA.....	76
3.1.2	FALLAS DE NATURALEZA PERMANENTE.....	76
3.1.3	TIPOS DE FALLAS.....	76
3.1.4	TIPOS DE FALLAS Y CAUSAS.....	77
3.1.5	CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS.....	78
3.1.5.1	ÁNGULO DE FALLA.....	78
3.1.5.2	ATERIZAMIENTO DEL SISTEMA.....	79
3.1.5.3	RESISTENCIA DE FALLA.....	80
3.1.5.4	VARIACIÓN DE LOS FASORES DURANTE FALLAS.....	80
3.2	HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	81
3.2.1	RECOPIACIÓN DE DATOS.....	81
3.2.2	FUENTES DE DATOS.....	82
3.2.3	ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE DATOS.....	82
3.2.4	DATOS NECESARIOS PARA LOS CÁLCULOS Y ESTUDIOS REQUERIDOS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	83
3.2.4.1	REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	83
3.2.4.2	COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	84



3.2.4.2.1 EJEMPLO.....	86
3.2.4.3 REGLAS Y RESTRICCIONES.....	87
3.2.4.4 EL MÉTODO POR UNIDAD.....	88
3.2.4.5 MODELOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	90
3.2.4.5.1 TRANSFORMADORES.....	90
3.2.4.5.1.1 EJEMPLO.....	91
3.2.4.5.2 LÍNEAS AÉREAS.....	91
3.2.4.5.2.1 IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LÍNEAS AÉREAS.....	92
3.2.4.5.2.2 IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO PARA LÍNEAS AÉREAS.....	93
3.2.4.5.3 REPRESENTACION EN P.U.....	95
3.2.5 CORTO CIRCUITO.....	95
3.2.5.1 TEORÍA BÁSICA.....	95
3.2.5.2 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.....	97
3.2.5.3 FALLA TRIFASICA.....	98
3.2.5.4 FALLA DE UNA FASE A TIERRA CON RESISTENCIA.....	100
3.2.5.5 CONSIDERACIONES PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE FALLA.....	101
3.2.5.5 INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.....	102
3.2.6 CARACTERISTICAS FUNCIONALES DE LA PROTECCION.....	102
3.2.6.1 CONFIABILIDAD.....	103
3.2.6.2 RAPIDEZ.....	103
3.2.6.3 ECONOMIA.....	103
3.2.6.4 SIMPLICIDAD.....	104
3.2.6.5 SELECTIVIDAD.....	104
3.3 ZONAS DE PROTECCIÓN.....	105
3.3.1 ZONAS DE PROTECCION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION.....	105
3.3.2 LA PROTECCIÓN COMO ELEMENTO DE DISEÑO DE LA TOPOLOGÍA DE UN CIRCUITO.....	107
3.3.3 PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN.....	107



3.3.4 MODELOS GEOMÉTRICOS PARA ALIMENTADORES Y ÁREAS DE SUBESTACIONES.....	108
----------------------------------------------------------------------------	-----

CAPÍTULO IV. ELEMENTOS DE PROTECCIONES..... 111

4.1 FUSIBLE.....	112
4.1.1 CONSTRUCCIÓN.....	112
4.1.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.....	113
4.1.3 TIPOS DE FUSIBLES.....	114
4.1.3.1 FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN.....	115
4.1.3.2 FUSIBLES DE TRIPLE DISPARO.....	115
4.1.3.3 FUSIBLES DE VACÍO.....	116
4.1.3.4 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.....	117
4.1.3.5 FUSIBLES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE.....	117
4.1.3.6 FUSIBLES DE POTENCIA.....	118
4.1.4 SELECCIÓN DE FUSIBLES.....	120
4.1.5 SELECCIÓN DE LA CURVA DE OPERACIÓN.....	122
4.2 RESTAURADORES.....	122
4.2.1 CONSTRUCCIÓN.....	123
4.2.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.....	124
4.2.3 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIA DE OPERACIÓN.....	125
4.2.4 TIPOS DE RESTAURADORES.....	126
4.2.4.1 RESTAURADORES DE CONTROL HIDRÁULICO CON INTERRUPCIÓN EN VACÍO.....	127
4.2.4.2 RESTAURADORES DE CONTROL MICROPROCESADO EN SF ₆	127
4.2.4.3 RESTAURADORES CON CONTROL HIDRÁULICO.....	128
4.2.4.3.1 SISTEMA CON CONTROL HIDRÁULICO SIMPLE.....	129
4.2.4.3.2 SISTEMA CON CONTROL HIDRÁULICO DOBLE.....	130
4.2.4.4 RESTAURADORES CON CONTROL ELECTRÓNICO.....	131
4.2.5 SELECCIÓN Y UBICACIÓN.....	131



4.3 APARTARRAYOS.....	132
4.4 PARA RAYOS.....	133
4.5 SISTEMA DE TIERRAS.....	134
4.6 RELEVADORES.....	135
4.6.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.....	136
4.6.2 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ELECTROMECAÁNICO.....	137
4.6.3 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ESTÁTICO.....	141
4.6.4 RELEVADOR NÚMÉRICO O MICROPROCESADO.....	143
4.6.4.1 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	145
4.6.4.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS.....	146
4.6.4.3 ELEMENTOS DE PROGRAMACIÓN.....	149
4.6.4.2.1 COMANDOS PARA LA PROGRAMACIÓN Y AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DEL RELEVADOR SEL.....	151
4.6.4.2.2 COMPUERTAS LÓGICAS Y EQUIVALENCIA EN CONTACTOS FÍSICOS.....	152
4.6.4.3 ALARMAS.....	152
4.6.4.2.4 COMUNICACIÓN.....	153
4.6.4.3 EQUIPO ASOCIADO A LOS RELEVADORES.....	154
CAPÍTULO V. COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES.....	155
5.1 ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	156
5.1.1 PASOS PARA EFECTUAR ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	156
5.1.2 PRINCIPIOS BÁSICOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	156
5.1.2.1 COORDINACIÓN POR MAGNITUD DE CORRIENTE.....	156
5.1.2.1.1 CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LA CORRIENTE DE OPERACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN D1, D2 y D3.....	158
5.1.2.2 COORDINACIÓN POR TIEMPO.....	159
5.1.2.2.1 CRITERIOS PARA EL AJUSTE DEL TIEMPO DE OPERACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	159



5.1.3 INTERPRETACION Y APLICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	162
5.2 CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	162
5.2.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	162
5.2.1.1 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAYORES DE 10 MVA.....	164
5.2.1.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MENORES DE 10 MVA.....	165
5.2.1.3 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES DE CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN.....	166
5.2.2 CONSIDERACIONES DE APLICACION EN LA SELECCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.....	169
5.2.3 CRITERIOS BÁSICOS DE AJUSTE PARA LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	171
5.2.3.1 PROTECCIÓN EN ALTA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	171
5.2.3.2 PROTECCIÓN DE NEUTRO EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	172
5.2.3.3 PROTECCIÓN EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	172
5.2.3.4 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.....	173
5.2.3.5 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	175
5.3 LA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES Y TRANSITORIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	175
5.3.1 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES.....	175
5.3.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS TRANSITORIAS.....	176
5.4 CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	176
5.4.1 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR.....	177
5.4.2 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.....	179
5.4.3 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.....	183
5.4.4 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR.....	186



5.5 DESARROLLO DE GUÍAS Y RECOMENDACIONES PARA LA APLICACIÓN Y AJUSTE DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	189
5.5.1 GUIA BÁSICA PARA INSTALACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	189
CAPÍTULO VI. CASO PRÁCTICO.....	191
6.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.....	192
6.2 DIAGRAMAS UNIFILARES.....	192
6.3 CÁLCULO PARA OBTENER LA IMPEDANCIA DEL SISTEMA.....	193
6.4 CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO.....	194
6.5 CÁLCULO DE LAS CURVAS DE DAÑO DEL T6 EN SU CAPACIDAD OA.....	196
6.7 ESQUEMAS DE PROTECCIONES.....	198
6.6.1 CÁLCULO DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES EN EL RELEVADOR MICROPROCESADO.....	203
6.8 AJUSTES EN EL RELEVADOR MICROPROCESADO.....	205
CONCLUSIONES.....	214
BIBLIOGRAFÍA.....	215

INTRODUCCIÓN

El control, en la actualidad se ha vuelto de suma importancia, tiene muchas ventajas como: la precisión, confiabilidad, costo etc. Cuando ocurre una falla no tan grave y se encuentra en algún lugar poco accesible el control facilita la restauración de la zona de falla, así puede ser monitoreado y restablecido por un operador. Además electrónicamente se puede saber por medio de los relevadores, dónde fue la zona fallada y que dispositivo operó, en este caso los relevadores microprocesados de cada equipo ya sea del Transformador de Potencia, las líneas de subtransmisión o los alimentadores de media tensión. En la parte del interruptor de potencia principalmente, es en donde se aplican los conceptos de control ya que este es el actuador que librerá de las fallas a las maquinas eléctricas que protegeremos.

Las protecciones en un sistema eléctrico de potencia, como lo es en una subestación eléctrica, es una de las cosas más importantes, ya que por medio de distintos dispositivos electromecánicos, electromagnéticos y electrónicos (relés) se logra disminuir la gravedad de los daños que puede sufrir el equipo que se desea proteger. Además tener en cuenta que la falla de corto circuito es más elevada en el punto donde ocurrió que el resto del sistema, por lo tanto debe existir una coordinación en el sistema de protecciones, para que no se activen todas las protecciones a la vez; ya que la finalidad en una subestación eléctrica de distribución es mantener la continuidad de energía eléctrica a sus usuarios. Si esto sucede la energía eléctrica se interrumpe por mayor tiempo y esto genera inestabilidad del sistema eléctrico y pérdidas económicas, por lo tanto solo deben activarse las protecciones necesarias. Por otra parte las protecciones deben estar ajustadas para soportar las cargas en las horas picos o con las cargas máximas por un periodo, sin que éstas puedan causar disturbios en el sistema.

Debido que para la Subestación de Distribución el Transformador de Potencia es el alma del sistema eléctrico será prioridad.

En el CAPÍTULO I, CONCEPTOS GENERALES; se describen los conceptos que se utilizan en electricidad, sistemas eléctricos de potencia, por ejemplo: potencia, diferencia de potencial, corriente y carga. Puesto que todo circuito eléctrico está compuesto de estos elementos básicos, para el estudio de protecciones en una subestación eléctrica es necesario mencionar estos conceptos.

En el CAPÍTULO II, SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN; se describen los diseños comunes en una subestación de distribución, el potencial manejado. También nos enfocamos en los elementos que una subestación de distribución tiene para operar en las condiciones óptimas.

Elementos importantes para su función como: el Transformador de Potencia, Autotransformadores (Reguladores de Voltaje), la Línea, Banco de Capacitores, Banco de Baterías. Además equipos que ayudan como actuadores para dar mantenimiento a los equipos principales por ejemplo las cuchillas, el Interruptor de Potencia. Los transformadores de instrumento son de suma importancia el TC y TP ya que estos proporcionan la señal a los relevadores para que actúen bajo ciertas condiciones y estas a su vez den el mando requerido al interruptor de potencia. Se hace notar las nomenclaturas del

cableado en las subestaciones eléctricas, en protecciones sobre todo son muy importante ya que una mala conexión puede provocar un grave daño al sistema de protecciones, control, medición y hasta la subestación completa.

En el CAPÍTULO III FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN; se refiere a los tipos de fallas, su comportamiento en el sistema durante la falla. También a las herramientas necesarias para el estudio de la coordinación de protecciones como el cortocircuito, el método por unidad, las impedancias de las secuencia positivas, negativas y de secuencia cero para un Transformador y la Línea. También se explican las características de las protecciones como confiabilidad, rapidez, economía, simplicidad, selectividad. Además las zonas de protección de la red de distribución que nos da un panorama más amplio para el sistema de protecciones.

El CAPÍTULO IV, ELEMENTOS DE PROTECCIÓN; se enfoca en los criterios de selección, localización e instalación para equipos de protección de una subestación de distribución, principalmente el relevador microprocesado, así como los elementos que lo conforman. También se describen la forma de operación de cada elemento de protección, las curvas de operación de cada dispositivo de protección, así como los niveles de tensión de su operación. Algunos de los equipos que se describen son los fusibles de potencia, de restauradores y los distintos tipos de relevadores.

El CAPÍTULO V, COORDINACION Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES; en este capítulo describe algunos criterios de coordinación de las protecciones con referencia al tiempo o nivel de corriente para la línea, alimentadores en media tensión y para el Transformador de Potencia. También los criterios de coordinación entre un dispositivo de protección y otro, ejemplo relevador-relevador, relevador-fusible y relevador-restaurador. Edemas la selección de algunos equipos de protección.

En el CAPÍTULO VI, CASO PRACTICO; para este capítulo se aplica un caso real para una Subestación de Distribución en el transformador T6, de la División Centro Sur en la Planta de Generación hidroeléctrica la Venta, en el cual se selecciona la relación de transformación del TC y TP. Así como los cálculos, ajustes de protección y de la programación que deben llevar los relevadores microprocesados, para accionarse en el momento que sea adecuado y pueda disparar el interruptor de potencia para aislar la falla o cerrar el interruptor de potencia para restablecer el sistema.



CAPÍTULO I

CONCEPTOS GENERALES

Para poder realizar un estudio en un sistema eléctrico se debe tener los conceptos bien fundamentados y conocer los tipos de elementos que integran el circuito, así se puede facilitar la comprensión del sistema debido al lenguaje que se utiliza en ella.

La simbología, las unidades y los prefijos o sufijos facilitan en buen grado el entendimiento de las magnitudes aquí manejadas ya que por comodidad y convención se utilizan para facilitar su estudio.

1.1 SÍMBOLOS Y UNIDADES.

En la tabla 1 se indican las magnitudes físicas más utilizadas en electrónica, y se incluyen sus símbolos y sus unidades. Estas magnitudes están referidas al sistema internacional de unidades basado en el metro (m), como unidad de longitud, en el kilogramo (kg), como unidad de masa, y en el segundo (s), como unidad de tiempo.

Los valores numéricos que se utilizan en ingeniería electrónica suelen ocupar varios órdenes de magnitud. Por esto se suelen utilizar prefijos decimales que se anteponen a la unidad e indican la potencia de diez por la que se debe multiplicar la unidad. En la tabla 2 se indican los prefijos decimales más usuales.

TABLA 1. MAGNITUDES ELÉCTRICAS.

MAGNITUD	SÍMBOLO	UNIDAD	SÍMBOLO UNIDAD
Carga	q	culombio	C
Campo eléctrico	E	voltio por metro	V/m
Tensión	v	voltio	V
Corriente	i	amperio	A
Energía	w	julio	J
Potencia	p	vatio	W
Tiempo	t	segundo	s
Frecuencia	f	hercio	Hz
Pulsación o frecuencia angular	ω	radián por segundo	rad/s
Angulo de fase	ϕ	radián o grado	rad o °
Resistencia	R	ohmio	Ω
Impedancia	Z	ohmio	Ω
Conductancia	G	siemens	Ω^{-1} o S
Admitancia	Y	siemens	Ω^{-1} o S
Capacidad	C	faradio	F
Inductancia	L	henrio	H
Flujo magnético	ϕ	weber	Wb
Inducción magnética	B	tesla	T

TABLA 2. PREFIJOS DECIMALES MÁS USUALES.

PREFIJO	MULTIPLICADOR	SÍMBOLO PREFIJO
Exa	10^{18}	E
Peta	10^{15}	P
Tera	10^{12}	T
Giga	10^9	G
Mega	10^6	M
Kilo	10^3	k
mili	10^{-3}	m
micro	10^{-6}	μ
nano	10^{-9}	n
pico	10^{-12}	p
femto	10^{-15}	f
atto	10^{-18}	a

1.2 CIRCUITO ELÉCTRICO.

Es la interconexión de elementos eléctricos, los elementos que intervienen directamente en un circuito eléctrico básico es una fuente, un conductor y la carga. Su conexión puede ser: paralela, en serie o mixta.

Hay dos tipos de elementos en los circuitos eléctricos: elementos activos y elementos pasivos.

1.2.1 ELEMENTOS ACTIVOS.

Son los elementos capaces de generar energía.

Las baterías, generadores de tensión y corriente

1.2.1.1 DIFERENCIA DE POTENCIAL.

Para mover un electrón en cierta dirección es necesario que se transfiera trabajo o energía. Este trabajo lo lleva a cabo una fuerza electromotriz externa (fem). Esta fem también se le conoce como tensión o diferencia de potencial. La tensión V_{ab} entre dos puntos a y b en un circuito eléctrico es la energía necesaria para mover una carga unitaria desde a hasta b . Se mide en volts (V) en el Sistema Internacional.

La carga que crea el punto de mayor potencial se trasladará a través del conductor al punto de menor potencial.

Matemáticamente

$$V_{ab} \triangleq \frac{dW}{dq} = V_a - V_b$$

EC. 1.

W es la energía medida en Joules (J)

q es la carga medida en Coulombs (C)

$V_{ab} = v = V$ tensión eléctrica

1 volt = 1 joule / 1 Coulomb = 1 newton metro / Coulomb

1.2.1.2 CORRIENTE.

Es la velocidad de cambio de la carga respecto al tiempo, se mide en amperes (A), en otras palabras es la cantidad de flujo de los electrones por medio de un conductor a través de un tiempo. Su símbolo es la "P", "I" por convención de IEEE se utiliza que la carga positiva va en dirección de la carga negativa. Matemáticamente la relación de la i , la carga q y el tiempo t es:

$$i \triangleq \frac{dq}{dt} \quad \text{EC. 2.}$$

1 Amper= 1 Coulomb/1 segundo

$$Q \triangleq \int_{t_0}^t i dt \quad \text{EC. 3.}$$

Carga transferida entre el tiempo t_0 y t .

Corriente alterna C.A. Si la corriente varía sinusoidalmente con el tiempo, se representa con i

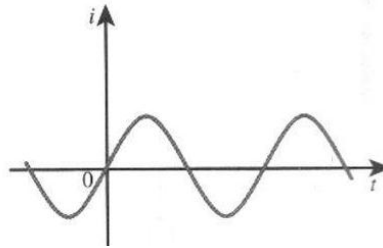


FIGURA 1. SEÑAL CORRIENTE ALTERNA.

Corriente directa C.D. Es una corriente que permanece constante en el tiempo, se representa con I

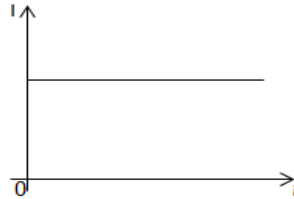


Figura 2. SEÑAL CORRIENTE DIRECTA.

1.2.1.3 POTENCIA.

La **potencia eléctrica** es la relación de paso de energía por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el watt (W).

$$W = \int_{t_0}^t p dt = \int_t^t vi dt \quad \text{EC. 4.}$$

$$P = V \cdot I \quad \text{EC. 5.}$$

Donde I es el valor instantáneo de la corriente y V es el valor instantáneo del voltaje. Si I se expresa en amperes y V en volts, P estará expresada en watts. Igual definición sea aplica cuando se consideran valores promedio para I , V y P .

La energía es la capacidad para realizar trabajo. Las compañías abastecedoras de electricidad cobran Watts horas.

$$1\text{Wh}=3600\text{ J}$$

Cuando el dispositivo es una resistencia de valor R , la potencia también puede calcularse como:

$$P = RI^2 = \frac{V^2}{R} \quad \text{EC. 6.}$$

Cuando se trata de corriente alterna (AC) sinusoidal, el promedio de potencia eléctrica desarrollada por un dispositivo de dos terminales es una función de los valores eficaces o valores cuadráticos medios, de la diferencia de potencial entre los terminales y de la intensidad de corriente que pasa a través del dispositivo.

El *valor eficaz* de una señal (denominado en inglés r.m.s, iniciales de *root mean square*) es un valor de tensión o corriente que está relacionado con la potencia que transporta la señal y viene dado por:

$$V_p = V_{rms} \cdot \sqrt{2} \quad \text{EC. 7.}$$

V_p = voltaje pico

V_{rms} = voltaje eficaz

La potencia compleja (cuya magnitud se conoce como *potencia aparente*) de un circuito eléctrico de corriente alterna, es la suma (vectorial) de la potencia que disipa dicho circuito y se transforma en calor o trabajo (conocida como potencia promedio, activa o real) y la potencia utilizada para la formación de los campos eléctrico y magnético de sus componentes que fluctuará entre estos componentes y la fuente de energía (conocida como potencia reactiva).

La fórmula de la potencia aparente es:

$$S = V \cdot I \quad \text{EC. 8.}$$

$$S = P + Q \quad \text{EC. 9.}$$

$$P = V \cdot I \cos \phi \quad \text{EC. 10.}$$

$$Q = V \cdot I \sin \phi \quad \text{EC. 11.}$$

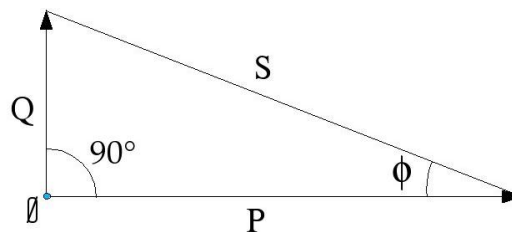


FIGURA 3. TRIANGULO DE POTENCIA.

S= Potencia Aparente Volts Amper (VA)

P= Potencia Activa Watts (W)

Q= Potencia Reactiva (VARs)

Φ= ángulo de desfaseamiento de I y V

Potencia trifásica.

$$P_{3\phi} = \sqrt{3}V_L I_L \cos \Phi \quad \text{EC. 12.}$$

$$Q_{3\phi} = \sqrt{3}V_L I_L \sin \Phi \quad \text{EC. 13.}$$

$$S_{3\phi} = \sqrt{3}V_L I_L \quad \text{EC. 14.}$$

1.2.2 ELEMENTOS PASIVOS.

Los elementos pasivos son los absorben energía eléctrica.

1.2.2.1 IMPEDANCIA.

La impedancia es una magnitud que establece la relación (cociente) entre la tensión y la intensidad de corriente. Tiene especial importancia si la corriente varía en el tiempo, en cuyo caso, ésta, la tensión y la propia impedancia se describen con números complejos o funciones del análisis armónico. Su módulo establece la relación entre los valores máximos o los valores eficaces de la tensión y de la corriente. La parte real de la impedancia es la resistencia y su parte imaginaria es la reactancia.

$$Z = R \pm jX \quad \text{EC. 15.}$$

Z= impedancia

R= resistencia

X= reactancia

1.2.2.2 RESISTENCIA.

Dificultad al paso de una corriente. Cuando se aplica una tensión entre los terminales, a mayor resistencia menor corriente, y viceversa. La unidad de resistencia es el ohm Ω .

$$\text{Ley de ohm} \quad R = \frac{V}{I} = \rho \frac{l}{A} \quad \text{EC. 16.}$$

1 ohmio = 1 voltio / 1 amperio

l= longitud del material

ρ = constante de resistividad del material ohm-metro

A= área de sección transversal

Se denominan *elementos resistivos* a los elementos que disipan energía y que cumplen que la relación entre la tensión que se aplica a sus terminales y la corriente que los atraviesa.

La inversa de la resistencia se la denomina **conductancia**, e indica la facilidad al paso de corriente. Se la identifica con la letra G y su unidad es el inverso del ohmio (Ω^{-1}), que se denomina *siemens* (S)

Cuando una corriente atraviesa una resistencia, ésta absorbe energía del circuito y la convierte en calor. Este fenómeno se denomina *efecto Joule* y la potencia convertida en calor recibe el nombre de *potencia disipada* por la resistencia:

$$P = i^2 R \quad \text{EC. 17.}$$

1.2.2.3 REACTANCIA.

Se denomina reactancia a la oposición ofrecida al paso de la corriente alterna por inductores (bobinas) o condensadores y se mide en Ohm. Los otros dos tipos básicos de componentes de los circuitos, transistores y resistores, no presentan reactancia.

Cuando circula corriente alterna por alguno de estos dos elementos que contienen reactancia la energía es alternativamente almacenada y liberada en forma de campo magnético, en el caso de las bobinas, o de campo eléctrico, en el caso de los condensadores. Esto produce un adelanto o atraso entre la onda de corriente y la onda de tensión. Este desfase hace disminuir la potencia entregada a una carga resistiva conectada luego de la reactancia sin consumir energía.

La reactancia capacitiva se representa por X_C y su valor viene dado por la fórmula:

$$X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C} \quad \text{EC. 18.}$$

X_C = reactancia capacitiva en ohms (Ω)

C= capacitancia en farad (F)

ω = frecuencia angular (rad/s)

f= frecuencia en Hertz (Hz)

La reactancia inductiva se representa por X_L y su valor viene dado por:

$$X_L = 2\pi f L \quad \text{EC. 19}$$

X_L = reactancia inductiva en ohms (Ω)

L= inductancia en henrios (Hy)

ω = frecuencia angular (rad/s)

f= frecuencia en Hertz (Hz)

1.2.2.4 CAPACITANCIA.

La capacidad o capacitancia es una propiedad de los condensadores o capacitores. Esta propiedad rige la relación entre la diferencia de potencial existente entre las placas del capacitor y la carga eléctrica almacenada en este, mediante la siguiente ecuación:

$$C = \frac{Q}{V} \quad \text{EC. 20.}$$

Q= carga almacenada en el capacitor

C= Capacitancia medida en farad (F)

1 farad= 1 coulomb / volt

1.2.2.5 INDUCTANCIA.

Se denomina inductancia, L , a la relación entre el flujo magnético, Φ y la intensidad de corriente eléctrica I .

$$L = \frac{\Phi}{I}$$

EC. 21.

Φ = flujo magnético en webers

L = inductancia en henrios

I = corriente en amperes.

1.3 CARGA ELÉCTRICA.

El concepto de carga es el principio fundamental para explicar los fenómenos eléctricos. La cantidad básica en un circuito eléctrico.

La carga es una propiedad de todas las partículas atómicas de las que se compone la materia. La materia se compone por átomos y los átomos por electrones, protones y neutrones. El electrón e tiene una carga negativa y de igual magnitud que el protón 1.602×10^{-19} C. Dos cuerpos que tengan carga del mismo signo se repelen, mientras que si su carga es de signo contrario se atraen. Medida en Coulomb (C).

La fuerza que ejercen entre sí dos cargas eléctricas q y q' , separadas una distancia r , viene dada por la *ley de Coulomb*, y su magnitud es:

$$F = \frac{1}{4\pi\epsilon} \cdot \frac{qq'}{r^2}$$

EC. 22.

Donde ϵ es la permitividad dieléctrica del medio en el que están las cargas. Si el medio es el vacío, esta constante se denomina ϵ_0 y su valor es $8,85 \times 10^{-12}$ F/m. En este caso el valor de $(1/4\pi\epsilon_0)$ es 9×10^9 V•m/C.

Un coulomb corresponde a $6.241\,509 \times 10^{18}$ electrones.

La carga no se crea ni se destruye sólo se transfiere.

CAPÍTULO II

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución, son el medio que permite que la energía eléctrica sea entregada a los centros de consumo una vez que ésta ha sido generada en las plantas eléctricas.

Un sistema de distribución está conformado por diversos tipos de instalaciones, desde las líneas de subtransmisión y subestaciones de distribución, hasta las líneas y redes de distribución, primarias y secundarias. Cada una de estas instalaciones dispone, a su vez, de diferentes equipos o dispositivos, cuyas funciones son muy amplias.

2.1 CONCEPTOS FRECUENTES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

Factor de potencia. Se define factor de potencia (F.P) de un circuito de corriente alterna, como la relación entre la potencia activa (P), y la potencia aparente (S), si las corrientes y tensiones son señales perfectamente sinusoidales. El factor de potencia es unitario cuando es $Q=0$ (cuando la carga es total es resistiva). En Comisión Federal de Electricidad CFE el factor de potencia que se maneja es de $F.P.=0.95$ en atraso, refiere a que domina la carga inductiva, para hacer los estudios de planificación.

$$F.P. = \cos \phi = \frac{P}{S}$$

EC. 23.

Frecuencia. La frecuencia es el número de ciclos que tiene una señal en un segundo. En México y Estados Unidos de América se vende energía eléctrica a una frecuencia de 60 ciclos/s o 60 Hz en forma sinusoidal y en países europeos como Francia utilizan una frecuencia de 50 Hz.

$$f = \frac{1}{t}$$

EC. 24.

Puesta a Tierra. Este término se utiliza para cortocircuitar las terminales de un elemento eléctrico y conectarlas directamente al sistema de tierras para desenergizar el elemento con el que se va a maniobrar, esto es para evitar accidentes por la energía cinética o remanente que tiene el dispositivo eléctrico después de librarlo del potencial eléctrico.

Conductor. Un conductor eléctrico es aquel cuerpo que puesto en contacto con un cuerpo cargado de electricidad transmite ésta a todos los puntos de su superficie. Los mejores conductores eléctricos son los metales y sus aleaciones. Materiales cuya resistencia al paso de la electricidad es muy baja. Por lo general se utiliza el cobre y el aluminio y otras aleaciones que no son muy costosas, además son maleables.

El conductor está identificado en cuanto a su tamaño por un calibre, que puede ser milimétrico y expresarse en mm^2 o pulg^2 y expresarse en AWG o MCM con una equivalencia en mm^2 .

Gabinetes. Son los cuadros de distribución (tablero metálico) donde se conectan diversos equipos eléctricos como medición, control y protección. Está compuesto de lámina adaptado para distintos usos de ahí depende el tamaño, la cantidad de tablillas de conexión y el tamaño de las ranuras dependiendo de los equipos que se van a adaptar.

Centro de carga. Un centro de carga es un tablero metálico que contiene una cantidad determinada de interruptores termomagnéticos (ITM), generalmente empleados para la protección y desconexión de pequeñas cargas eléctricas. En el caso de que en el tablero se concentre exclusivamente interruptores para alumbrado, se conoce como "tablero de alumbrado"; si concentra otros tipos de cargas, se conoce como "tablero de fuerza"; en caso de que contenga interruptores tanto para fuerza como alumbrado se conocerá como "tablero de fuerza y alumbrado" o "tablero mixto".

Los centros de carga pueden ser monofásicos o trifásicos, razón por la cual pueden soportar interruptores termomagnéticos monopolares, bipolares o tripolares. De acuerdo con el número de circuitos, pueden contener varias unidades.

Tablero de Control y Medición TCM. Es la parte frontal de un gabinete, donde se colocan los equipos de medición, comunicación y control como son: equipos de medición (vatthorimetro, amperímetro, voltímetro y varmetro), UTR's (Unidad Terminal Remota), relevadores.

2.2 SISTEMA ELÉCTRICO.

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos básicamente por tres grandes grupos.

- A) Sistemas de Generación
- B) Sistemas de Transmisión
- C) Sistemas de Distribución

Los sistemas de Distribución a diferencia de los sistemas de Generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los usuarios de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos los aspectos. El sistema de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función principal transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos fuentes de generación a los lugares de utilización, este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos, como son tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases y continuidad. Los sistemas eléctricos de distribución en nuestro país comprenden principalmente seis partes:

- a) Líneas de subtransmisión
- b) Subestaciones de distribución
- c) Circuitos de media tensión
- d) Transformadores de distribución
- e) Circuitos de baja tensión
- f) Acometidas

2.3 DEFINICIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

- **Líneas de Subtransmisión.** Circuitos de conducción masiva de energía eléctrica a distancia que alimenta e interconecta las subestaciones de distribución, los niveles de tensión utilizados en nuestro país son 115 KV, 85 KV y 69 KV actualmente.
- **Subestaciones de Distribución.** Conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.

- **Circuitos de media Tensión.** Circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles de tensión utilizados en el país van desde 2.4 hasta 34.5 KV.
- **Transformadores de Distribución.** Equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión a la tensión de utilización de los usuarios.
- **Circuitos de baja Tensión.** Circuitos que emanan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será entregada a los usuarios.
- **Acometidas.** Circuitos que interconectan al usuario con los sistemas de distribución.

2.3.1 NOMENCLATURA.

El nombre de la subestación tiene 3 dígitos y realmente no se respeta el orden como lo dice la norma en CFE, se toma al criterio de los encargados, pero debe relacionarse con el lugar de la subestación sin que esta se repita con ninguna otra subestación del sistema eléctrico.

Nomenclatura en los dispositivos eléctricos.

El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha.

Primero: Tensión de operación

Segundo: Tipo de equipo

Tercero y cuarto: Número asignado al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando del 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito será reemplazado por letras en orden alfabético.

Quinto: Tipo de dispositivo.

Primero.

TENSIÓN EN KV		NÚMERO
DESDE	HASTA	ASIGNADO
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8

Segundo.

Tipo de equipo. Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a lo siguiente:

No. Equipo

- 1 Grupo generador - transformador (unidades generadoras)
- 2 Transformadores o autotransformadores
- 3 Líneas de transmisión o *alimentadores*
- 4 Reactores
- 5 Capacitores (serie o paralelo)
- 6 Equipo especial
- 7 Esquema de interruptor de transferencia o comodín.
- 8 Esquema de interruptor y medio
- 9 Esquema de interruptor de amarre de barras
- 0 Esquema de doble interruptor lado barra número 2.

Tercero y cuarto.

Número asignado al equipo. El tercero y cuarto dígito definen el número económico del *equipo* de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.

Quinto.

TIPO DE DISPOSITIVO. Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

No. Dispositivo.

- 0 Interruptor.
- 1 cuchillas a barra uno.
- 2 cuchillas a barra dos.
- 3 cuchillas adicionales.
- 4 cuchillas fusibles.
- 5 Interruptor en gabinete blindado (extracción).
- 6 cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras.
- 7 cuchillas de puesta a tierra.
- 8 cuchillas de transferencia.
- 9 cuchillas lado equipo (líneas, transformador, generador, reactor-capacitor).

Las barras se identifican en la forma siguiente:

B1 Tensión en KV

B2 Tensión en KV

BT Tensión en KV

Para identificar a los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

U Unidad

T Transformador (todo equipo de transformación)

AT Autotransformador

R Reactor

C Capacitor

CEV Compensador Estático de VAR's

2.4 TENSIONES NOMINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Las tensiones utilizadas en los sistemas de distribución y sus límites de operación se pueden agrupar de acuerdo a lo indicado en las tablas 3 y 4.

TABLA 3. TENSIONES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

CLASIFICACIÓN DE TENSIÓN	COMPONENTE DEL SISTEMA	TENSIÓN NOMINAL EN KV		
		PREFERENTE	RESTRINGIDA	CONGELADA
BAJA TENSIÓN (MENOR DE 1KV)	ACOMETIDAS Y CIRCUITOS DE BAJA TENSIÓN	0.120		
		0.127		
		0.220		
		0.240		
MEDIA TENSIÓN (MAYOR A 1 KV Y MENOR DE 35 KV)	CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN			2.4
				4.4
		6.6		6.9
				11.8
				20
ALTA TENSIÓN (MAYOR A 35 KV Y MENOR A 230 KV)	LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	69	85	
		115	138	

TABLA 4. LÍMITES DE LAS TENSIONES NOMINALES PREFERENTES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

tensión nominal (V)	tipo de sistema	tensión de servicio mínima (V)	tensión de servicio máxima (V)
acometidas y circuitos secundarios			
120/240	1 fase 3 hilos	108/216	132/264
240/120	3 fases 4 hilos	216/108	264/132
220/127	3 fases 4 hilos	198/114	242/140
circuitos de distribución			
13800	3 fases 3 o 4 hilos	12420	15180
23000	3 fases 3 o 4 hilos	20700	25300
34500	3 fases 3 o 4 hilos	31050	37950
subtransmisión			
69000	3 fases 3 hilos	62100	72500
115000	3 fases 3 hilos	103500	123000

2.5 ARREGLOS PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

El objetivo de esta sección es identificar los diferentes tipos de arreglos empleados en un sistema de distribución, esto permite visualizar la flexibilidad o condición de carga a la que está sometido cada uno de sus elementos, siendo fundamental para la selección adecuada de la operación y ajustes de los dispositivos de protección; adicionalmente se pretende que los tipos de arreglos mostrados, den alternativas al ingeniero de distribución para la planeación y operación de sus líneas, circuitos y redes bajo una configuración ordenada.

En forma general se establecen solo tres tipos fundamentales de dichos arreglos:

- **Radial.** Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre la fuente y la carga por una sola trayectoria, el sistema radial es el más sencillo, económico y comúnmente usado, siendo poco confiable ya que cualquier falla en uno de los elementos interrumpe la alimentación a la carga. Este arreglo tiene una capacidad limitada para funcionar como una fuente de energía alterna al interconectarse con otra fuente.

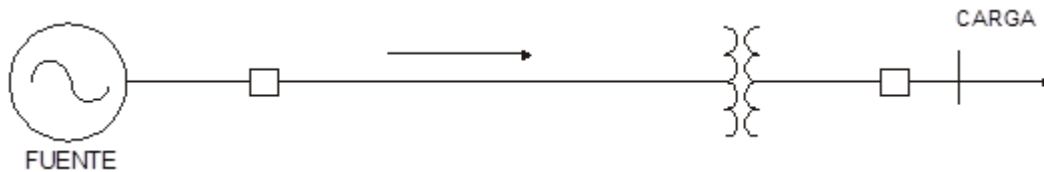


FIGURA 4. SISTEMA RADIAL.

- **Anillo.** Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes largas por dos trayectorias, este arreglo aumenta en forma considerable la confiabilidad del sistema.

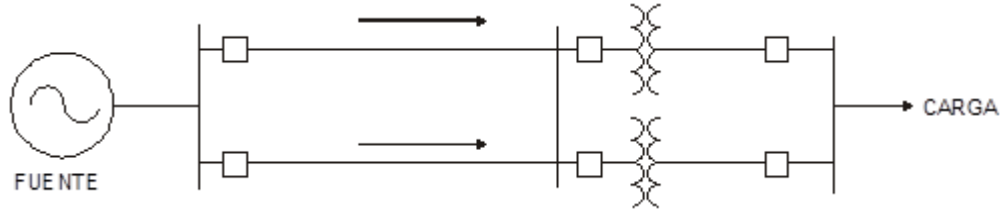
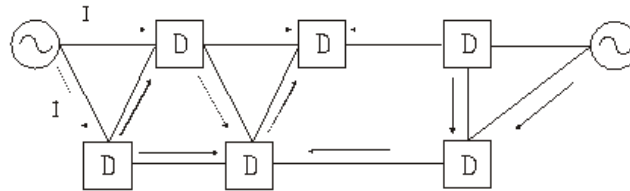


FIGURA 5. SISTEMA EN ANILLO.

- **Mallado.** Es un Sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por múltiples trayectorias. Es el arreglo más confiable y costoso.



D SUBESTACION DE DISTRIBUCION

FIGURA 6. SISTEMA MALLADO.

Por otra parte, de manera particular en base a su funcionalidad y considerando los tres tipos fundamentales de arreglos indicados anteriormente, se presentan diferentes configuraciones para cada elemento del sistema de distribución.

2.5.1 CONFIGURACIONES EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

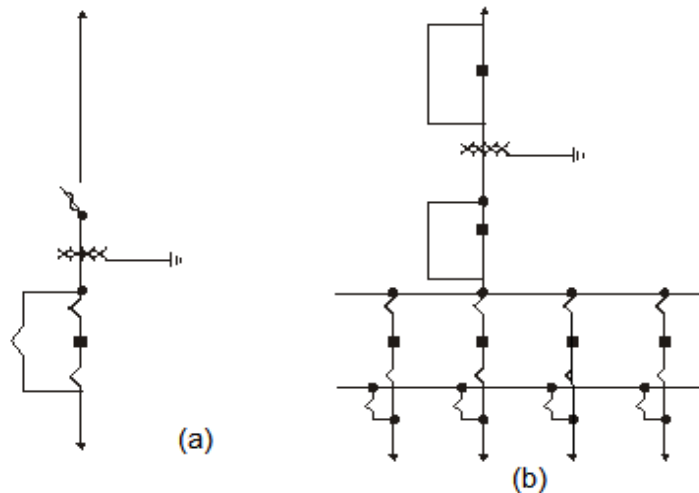


FIGURA 7. ALIMENTACIÓN RADIAL.

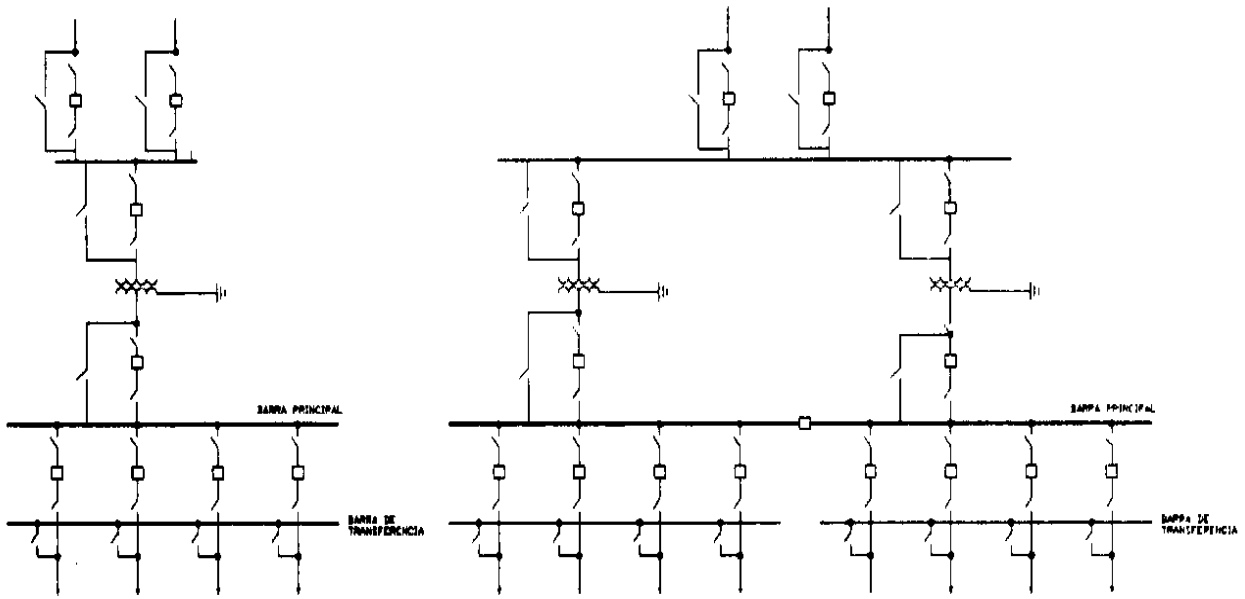


FIGURA 8. ANILLO EN ALTA TENSIÓN CON UNO O DOS TRANSFORMADORES.

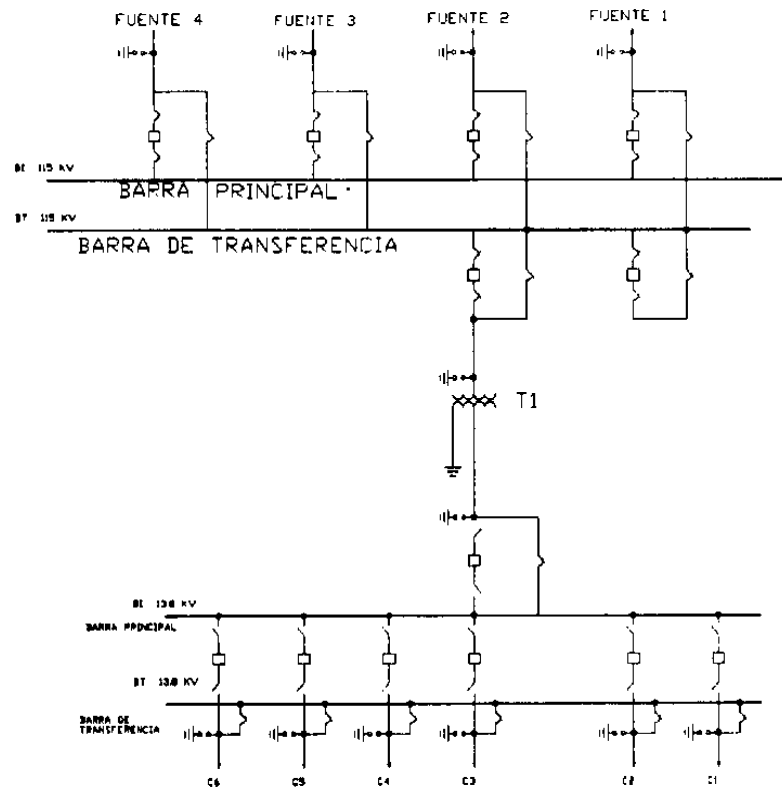


FIGURA 9. ALIMENTACIÓN MÚLTIPLE CON INTERRUPTOR COMODÍN EN ALTA TENSIÓN

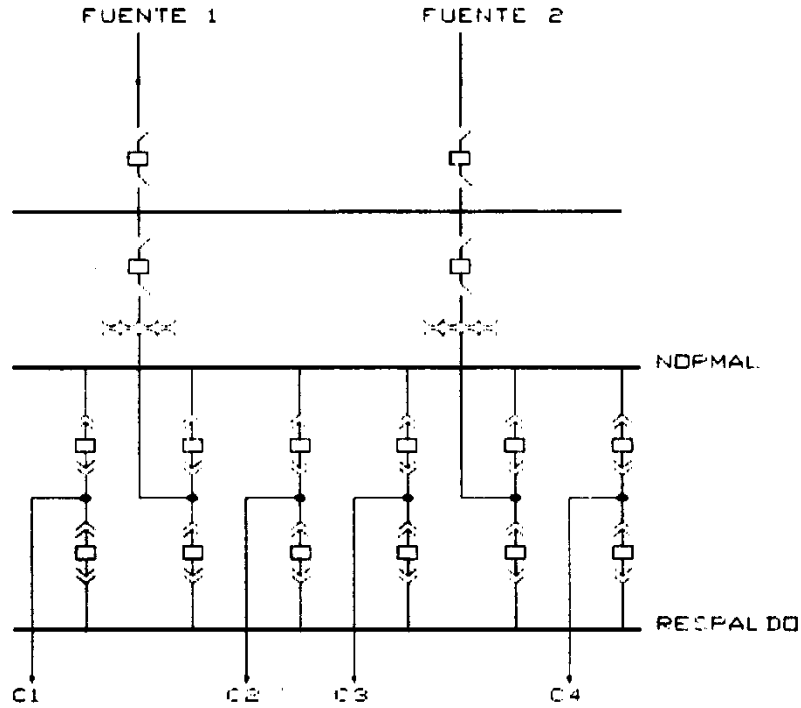


FIGURA 10. ANILLO EN ALTA TENSION CON ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR EN MEDIA TENSION Y DOBLE BARRA.

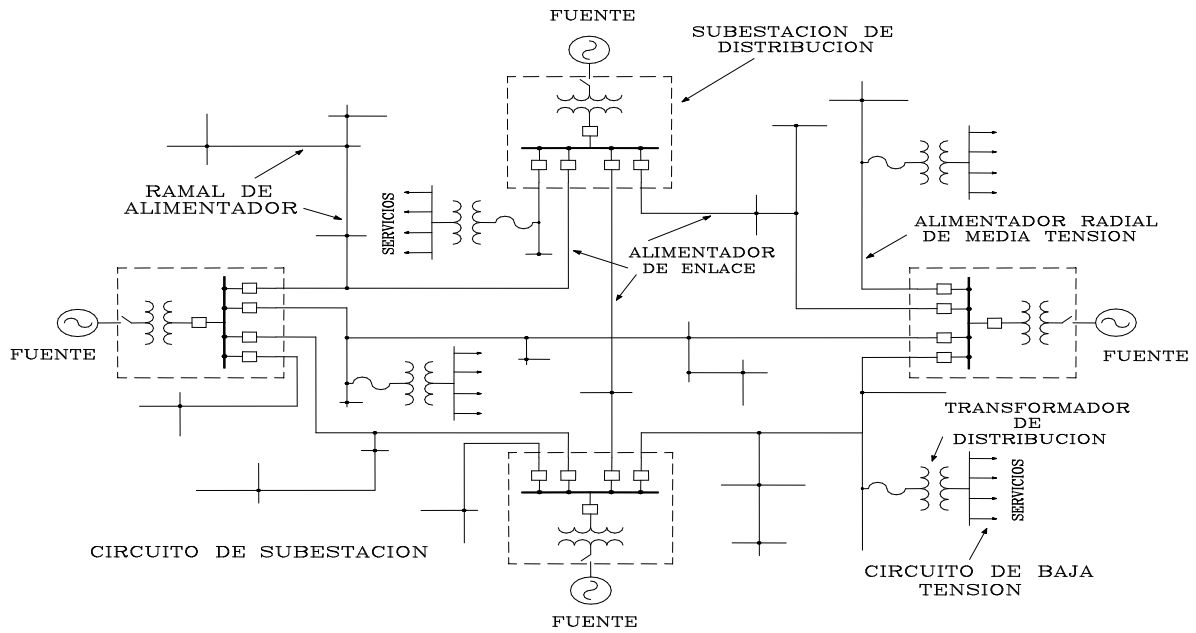


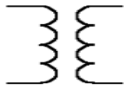
FIGURA 11. CIRCUITO MALLADO

2.6 EQUIPOS EN UNA SUBESTACIÓN.

En las subestaciones distribución existen varios equipos necesarios para un buen funcionamiento de ella, por lo que se hace mención a algunos como: Líneas de subtransmisión, transformador de potencia de la subestación de distribución, buses o barras, autotransformadores (regulador de voltaje), capacitores, etc.

2.6.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Símbolo



Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas que permiten modificar los valores de voltaje y corriente con el fin de que éstos tomen los valores más adecuados para el transporte y distribución de la energía eléctrica.

La utilidad de los transformadores eléctricos se debe a la economía que se obtiene al efectuar el transporte de la energía eléctrica a altos voltajes.

Este equipo es el elemento más importante y costoso de una Subestación, se encuentra en todos los niveles de tensión. El diseño de los esquemas de protección de transformadores es un tema bastante amplio y toma en cuenta aspectos propios del equipo como son: capacidad, tensión, tipo, conexión y aplicación, así como el principio de detección de fallas eléctricas, mecánicas y térmicas.

2.6.1.1 CURVA DE DAÑO.

Los criterios para la selección, aplicación y ajustes de la protección por medio de fusibles o relevadores debe de considerar que el transformador sea protegido contra el efecto de las corrientes de falla externas que al pasar por el mismo durante un tiempo determinado pueden dañarlo.

El límite teórico para las sobrecorrientes que pueden soportar los transformadores se estableció en el documento ANSI C57.92-1962 "Guía para sobrecarga de transformadores de potencia y distribución inmersos en aceite", ésta contiene información acerca de la capacidad de sobrecarga térmica de corto tiempo, la cual no consideraba los efectos mecánicos sobre los devanados de los transformadores, por lo que se decidió trabajar sobre este aspecto.

El documento ANSI-IEEE C57.109-1993 "Guía para la duración de corriente de falla a través de transformadores" considera tanto los efectos mecánicos como los térmicos, siendo los primeros particularmente más significativos en los transformadores mientras mayor sea su capacidad. Establece las recomendaciones enfocadas esencialmente para la aplicación de protecciones de sobrecorriente para limitar el tiempo de exposición de los transformadores a las corrientes de corto circuito.

2.6.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.

Considera para su aplicación 4 categorías de transformadores dependiendo de su capacidad. En la tabla 5, se indica dicha clasificación.

TABLA 5. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

CATEGORÍA	CAPACIDAD MÍNIMA EN KVA	
	MONOFASICO	TRIFASICO
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1667 - 10000	5001 - 30000
IV	> 10000	> 30000

Para propósitos de coordinación y selección de los ajustes de las protecciones antes mencionadas, de acuerdo con la corriente que soportan los transformadores, se aplican las "curvas de daño" las cuales son una representación gráfica de las corrientes y tiempos que soportan los transformadores.

En las categorías de transformadores I y IV, solamente una curva representa ambas consideraciones térmica y mecánica.

Para transformadores de categoría II y III se tienen dos curvas, dependiendo del número de ocurrencias de fallas en el transformador, tiempo de vida y niveles de corriente de falla.

En las curvas que tienen dos partes una sólida y una porción punteada, la porción sólida representa la duración de la falla total alcanzada por daño térmico que le puede ocurrir al transformador, la porción punteada refleja los efectos mecánicos.

Los transformadores sujetos a fallas frecuentes deberán ser representados con la combinación de porciones de curva para la parte mecánica y térmica, mientras los transformadores sujetos a fallas no frecuentes son representados con la porción térmica solamente.

La validación de estas curvas límite de daño no pueden ser demostradas por pruebas, entonces los efectos son acumulables, disminuyendo el tiempo de vida útil del transformador, esta información se basa principalmente en ingeniería eléctrica y experiencia de campo.

CATEGORÍA I. Los límites recomendados están basados en la curva de la figura 12, la cual refleja las consideraciones térmicas y mecánicas, debiendo ser aplicada como una curva de protección para fallas que ocurran ya sea frecuentemente o no.

La porción punteada de la curva cubre la variación requerida de la capacidad de cortocircuito que soportan los transformadores de distribución de acuerdo a la norma IEEE Std C57.12.00-1993 que considera 40 veces la corriente nominal.

CURVA PARA FALLAS FRECUENTES Y NO FRECUENTES

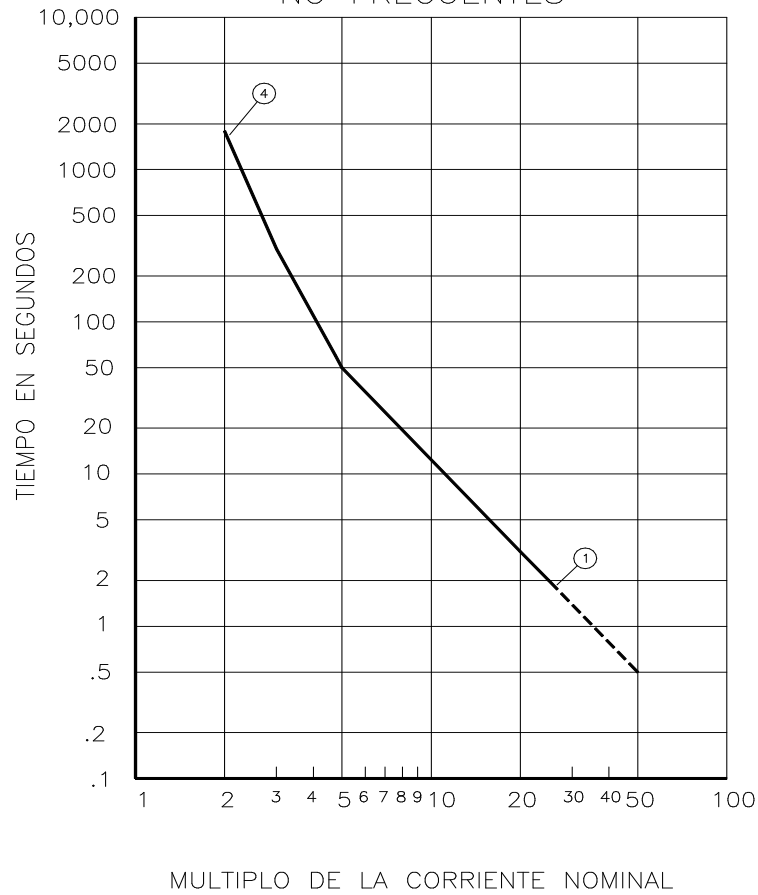
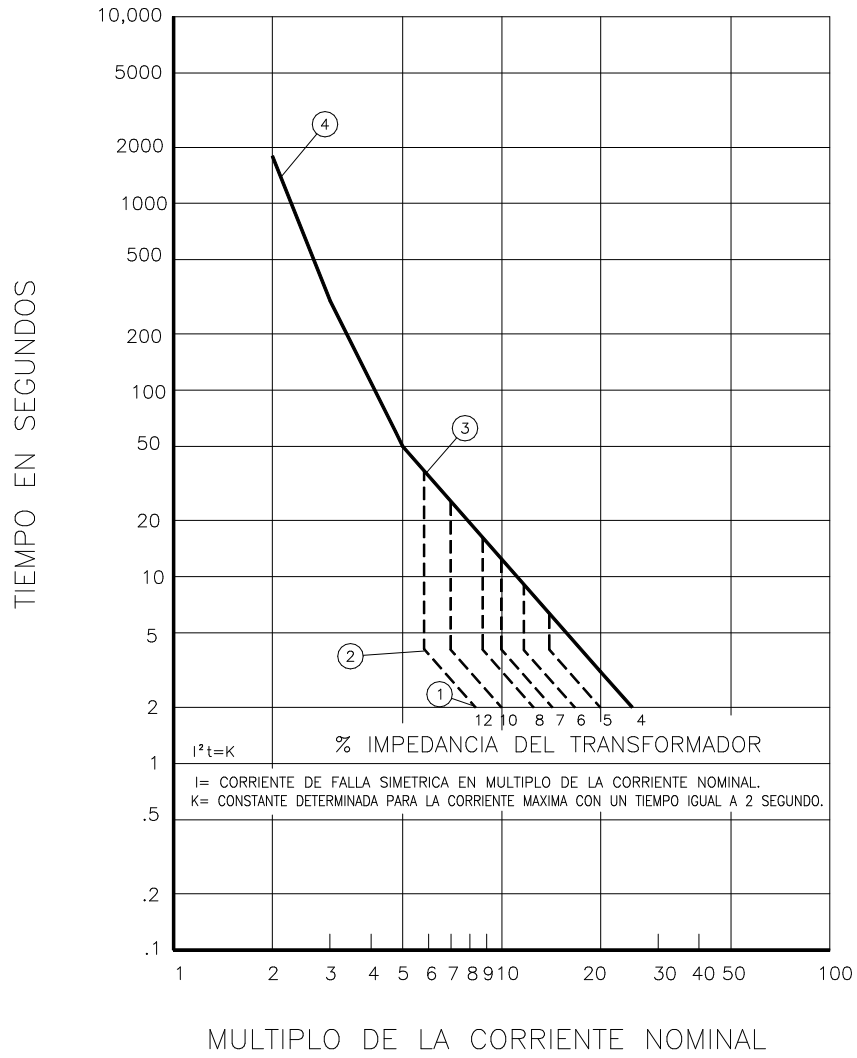


FIGURA 12. TRANSFORMADORES CATEGORÍA I, FALLAS FRECUENTES Y NO FRECUENTES.

CATEGORÍA II. En esta categoría se contemplan dos curvas una para fallas frecuentes (figura) y otra para fallas no frecuentes (figura 13), frecuencia de falla se refiere al número de fallas con magnitud mayor al 70% de la máxima posible. Falla frecuente: Se considera falla frecuente cuando ocurren más de 10 en la vida del transformador.

Curva para fallas frecuentes. Esta curva refleja consideraciones de daño térmico y mecánico, una parte de la curva depende de la impedancia del transformador para fallas superiores al 70% de la máxima.

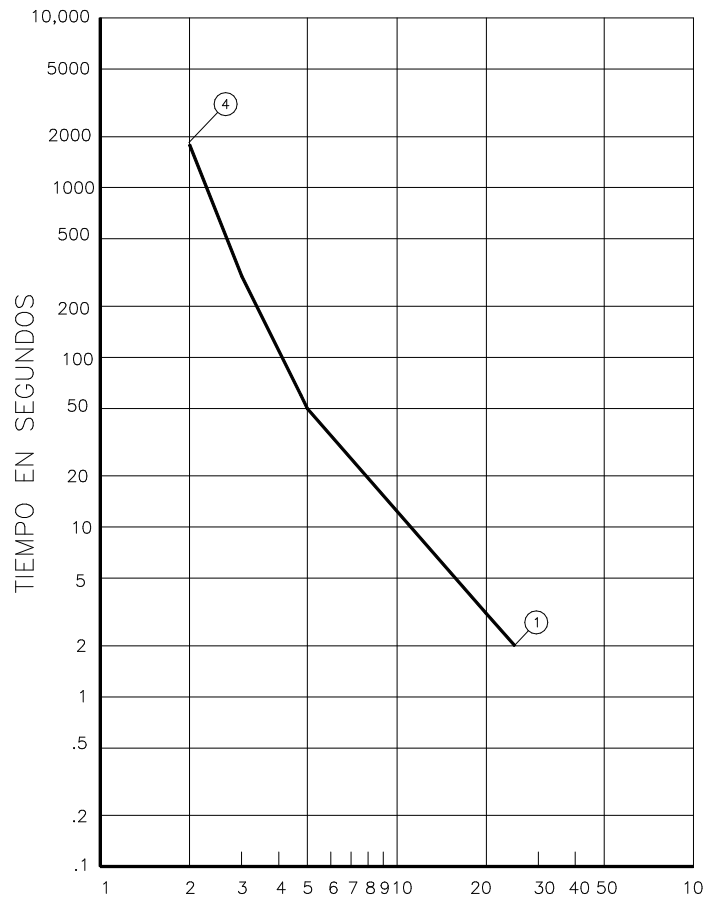
CURVA PARA FALLAS FRECUENTES



Curva para fallas no frecuentes. Esta curva refleja principalmente el daño térmico.

No depende de la impedancia del transformador, se puede usar para protección de respaldo donde el transformador es expuesto a fallas frecuentes libradas por relevadores rápidos.

CURVA PARA FALLAS NO FRECUENTE



MULTIPLO DE LA CORRIENTE NOMINAL
FIGURA 14. FALLAS NO FRECUENTES.

CATEGORÍA III. En esta categoría también se consideran dos curvas, una para fallas frecuentes y otra para fallas no frecuentes, en donde frecuencia de falla se considera la ocurrencia de más de 5 en la vida del transformador, con una magnitud mayor al 50% de la máxima posible.

La curva para fallas frecuentes refleja los daños térmicos y mecánicos, se debe considerar la impedancia del transformador, para fallas superiores al 50% de la corriente máxima posible y se obtiene esta parte de la curva con la formula $I^2 t$ para el caso de daño mecánico.

CATEGORÍA IV. Con el objeto de facilitar la representación gráfica de la curva de daño del transformador (o curva ANSI), se han desarrollado ecuaciones que definen dicha curva; la cual puede obtenerse, dependiendo de la categoría, mediante la unión de 2 o 4 puntos. En la tabla 6 se muestran dichas ecuaciones con las que se obtienen las coordenadas tiempo-corriente que definen cada punto.

2.6.1.3 DETERMINACION DE PUNTOS COORDENADOS t-i PARA DEFINIR LA CURVA ANSI DE UN TRANSFORMADOR.

TABLA 6. DETERMINACIÓN DE PUNTOS COORDENADOS TIEMPO-CORRIENTE DE LA CURVA ANSI DE UN TRANSFORMADOR.

PUNTO	CATEGORÍA	TIEMPO	CORRIENTE
1	I	$T=1250(Z_T)^2$	$I = \frac{I_N}{Z_T}$
	II, III, IV	$T= 2$	
2	II	$T= 4.08$	$I = \frac{I_N}{Z_T} \times 0.7$
	III, IV	$T= 8.0$	$I = \frac{I_N}{Z_T + Z_S} \times 0.5$
3	II	$T=2551 \times (Z_T)^2$	$I = \frac{I_N}{Z_T} \times 0.7$
	III, IV	$T=5000 \times (Z_T + Z_S)^2$	$I = \frac{I_N}{Z_T + Z_S} \times 0.5$
4		$T= 50$	$I = I_N \times 5$
PARTE DE LA CURVA TÉRMICA	I, II, III, IV	$T= 60$	$I = I_N \times 4.5$
		$T= 300$	$I = I_N \times 3$
		$T= 1800$	$I = I_N \times 2$

T= tiempo en segundos.

I= corriente en amperes.

Z_t= impedancia del transformador referida a su capacidad OA, expresada en p.u.

Z_s= impedancia equivalente del sistema hasta el punto de conexión de este con el transformador, referida a la capacidad OA del transformador y expresada en p.u.

I_N= corriente nominal del transformador en su capacidad OA, expresada en amperes.

2.6.1.4 CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN.

Adicionalmente a la curva ANSI del transformador, el punto de corriente de magnetización o inrush, es una referencia importante, sobre todo al considerar la operación de dispositivos de protección de sobrecorriente como son fusibles o relevadores.

La corriente de magnetización de un transformador depende de los siguientes factores y su duración se considera típicamente de 0.1 segundos.

- Capacidad del transformador
- Magnetismo residual o remanente del núcleo.

- Punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización
- Ubicación del transformador dentro del sistema eléctrico

El valor máximo de esta corriente de magnetización se puede obtener de la tabla y debe considerarse para prevenir operaciones de la protección en falso al energizar el transformador.

TABLA 7. MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN PARA TRANSFORMADORES.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN O INRUSH (r.m.s)
500 A 2500	$8 \times I_N$
MAYOR DE 2500	$10 - 12 \times I_N$

2.6.1.5 CORRIENTE DE CARGA FRÍA.

Aunque esta corriente no depende de las características del transformador, es importante tomarla en consideración con el objeto de evitar operaciones en falso de la protección, cuando se alimenta súbitamente una carga por parte del transformador.

La denominada "cold load" o carga fría, depende fundamentalmente de la naturaleza y características de la carga; pudiendo considerarse para fines prácticos en la aplicación de transformadores, que varía desde $1 \times I_N$ para cargas puramente resistivas, hasta $6 \times I_N$ en cargas altamente inductivas.

En cuanto al tiempo promedio de duración de esta corriente transitoria, puede tomarse con bastante exactitud un valor de 1 segundo.

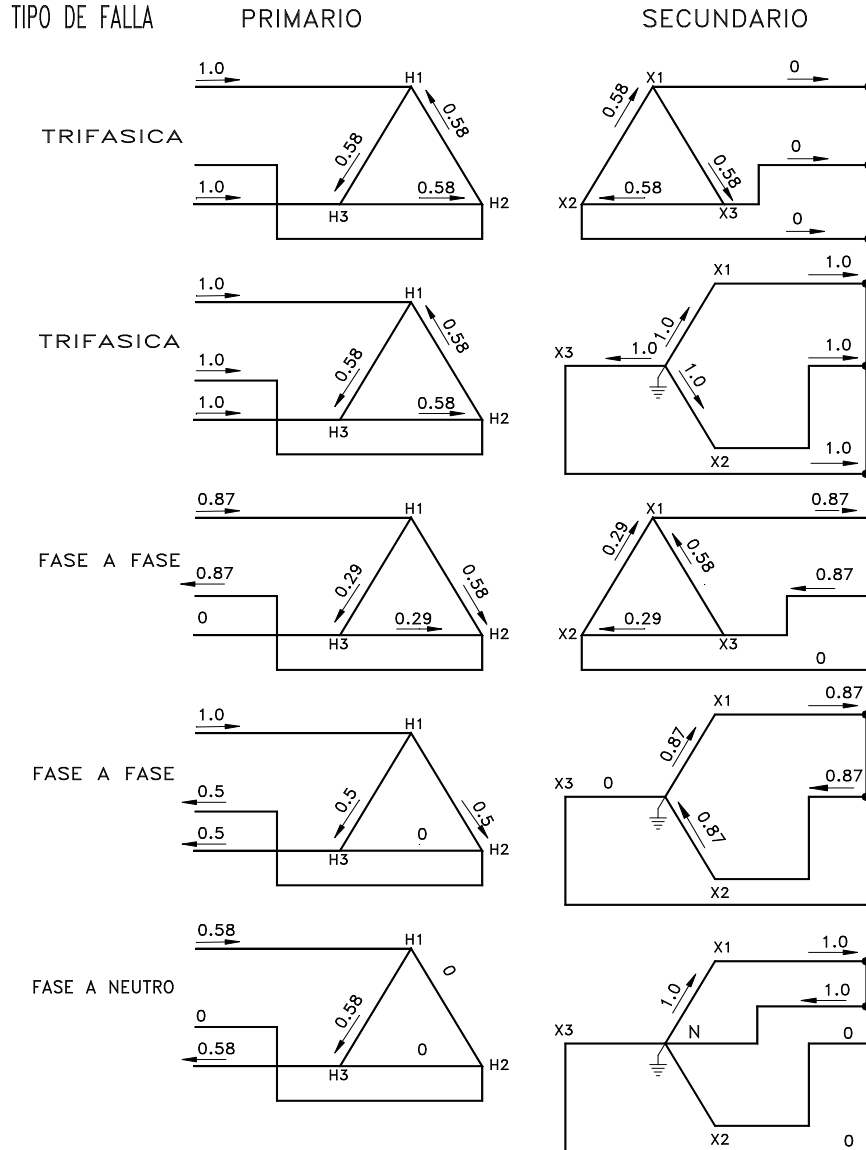
2.6.1.6 CONEXIONES DE TRANSFORMADORES.

Cuando se realiza un estudio de coordinación es necesario considerar la conexión de los transformadores para analizar el comportamiento de las corrientes en el lado primario para fallas secundarias, sobre todo si se cuenta con elementos de protección en el lado de alta tensión del transformador.

Como ejemplo se considera la conexión Delta-Estrella para falla de fase a tierra (monofásica), cuando se presenta una falla en el devanado secundario fluye una corriente de 1.0 p.u., en tanto que por las fases involucradas de alta tensión circula el 0,58 p.u.

De igual manera se deben hacer las consideraciones para los diferentes tipos de fallas, en función de la conexión del transformador.

En la figura 15 se muestran los valores de corriente en p.u. en el lado primario para los diferentes tipos de fallas secundarias.



$$\text{CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA (I)}_f = \frac{\text{CORRIENTE DE CARGA TRIFASICA (I}_{FL})}{\text{IMPEDANCIA DE TRANSF. P.U. (Z)}} = 1.0 \text{ P.U.}$$

NOTA – CONSIDERANDO RELACION UNITARIA DEL TRANSFORMADOR.

FIGURA 15. COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES DE FALLA PARA DIFERENTES CONEXIONES DE TRANSFORMADORES, MOSTRANDO CORRIENTES DE FASE Y LÍNEA EN P.U.

2.6.2 LÍNEA.

La línea se considera un equipo eléctrico, es el medio por excelencia para transportar energía eléctrica, están hechas con metales de baja resistencia eléctrica para una mayor eficiencia en el flujo de la corriente.

De la misma manera que las corrientes de falla afectan al transformador, se debe considerar que estas corrientes elevan la temperatura de los conductores de las líneas; por lo cual es necesario conocer el comportamiento de los conductores durante esta condición.

Las normas eléctricas establecen que para los conductores de más de 600 Volts el dispositivo de protección podrá ser ajustado al 600% de la ampacidad del conductor, sin embargo, es conveniente incluir la gráfica de la curva de daño de los conductores al realizar el análisis de las características de operación tiempo-corriente de los elementos del sistema eléctrico.

2.6.2.1 CONDUCTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Los conductores eléctricos utilizados en los sistemas de distribución están determinados por cuatro factores básicos:

- a) Eléctricos. Perdidas, ampacidad, resistencia, configuración, factores de carga y de coincidencia.
- b) Mecánicos. Carga de ruptura del conductor, flecha, temperatura y presión del viento.
- c) Económicos. Costos de inversión, costo de perdidas, vida útil, material del conductor, costo de operación y mantenimiento, tipo de cambio del dólar y tasa de interés.
- d) Ambientales. Temperatura, viento, contaminación salina y contaminación industrial.

Cuando un conductor va a ser seleccionado se deberán tener en cuenta los factores antes mencionados, los calibres y tipos de conductores empleados en nuestro país, se indican en las siguientes tablas 8 y 9:

2.6.2.2 CALIBRES UTILIZADOS.

TABLA 8. CALIBRES UTILIZADOS EN LÍNEAS AÉREAS DE SUBTRANSMISIÓN.

TENSIÓN ELECTRICA (KV)	CALIBRE (KCM/AWG)	MAT.	CAP. MÁXIMA (A)	EQUIV. EN CONDUCT.	APLICACIÓN ZONAS
115	900	ACSR	1240	Cu-750	Sin corrosión
	795	ACSR	1090	Cu-500	Con corrosión
115/69	477	ACSR	810	Cu-250	Sin corrosión
	496.4	ACSR/AS	810	Cu-250	Con corrosión
	336.4	ACSR	530	Cu-4/0	Sin corrosión
	350.1	ACSR/AS	530	Cu-4/0	Con corrosión
	266	ACSR	460	Cu-3/0	Sin corrosión
	277.7	ACSR/AS	460	Cu-3/0	Con corrosión
69	3/0	ACSR	300	Cu-1/0	Sin corrosión
	3/0	ACSR/AS	300	Cu-1/0	Con corrosión
	1/0	ACSR	230	Cu-2	Sin corrosión
	1/0	ACSR/AS	230	Cu-2	Con corrosión

La ampacidad está basada en temperatura máxima de diseño de 75° C, temperatura ambiente 25° C.

TABLA 9. CALIBRES UTILIZADOS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS

TENSIÓN ELECTRICA PREFERENTE (KV)	CALIBRE (KCM/AWG)	MATERIAL	CAPACIDAD MÁXIMA (A)	APLICACIÓN
34.5-23-13.8	336	ACSR	530	Troncales
	336	AAC	500	Troncales
	266.8	ACSR	460	Troncales
	266.8	AAC	430	Troncales
	3/0	Cu	420	Troncales
	3/0	ACSR	300	Troncales-Ramales
	3/0	AAC	300	Troncales-Ramales
	1/0	Cu	310	Troncales-Ramales
	1/0	ACSR	230	Troncales-Ramales
	1/0	AAC	245	Troncales-Ramales
	2	Cu	230	Troncales-Ramales
	2	ACSR	180	Ramales
	4	Cu	170	Ramales
	4	AAC	120	Ramales
6	Cu	120	Ramales	
8	Cu	90	Ramales	

La capacidad es La capacidad está basada en temperatura máxima de diseño 75° C, temperatura ambiente 25° C.

2.6.2.3 CURVAS DE DAÑO DE LOS CONDUCTORES.

Enseguida se muestran las gráficas o curvas de daño para los conductores de aluminio, ACSR, cobre desnudo y cable de energía EPR y XLP con conductor de cobre y aluminio.

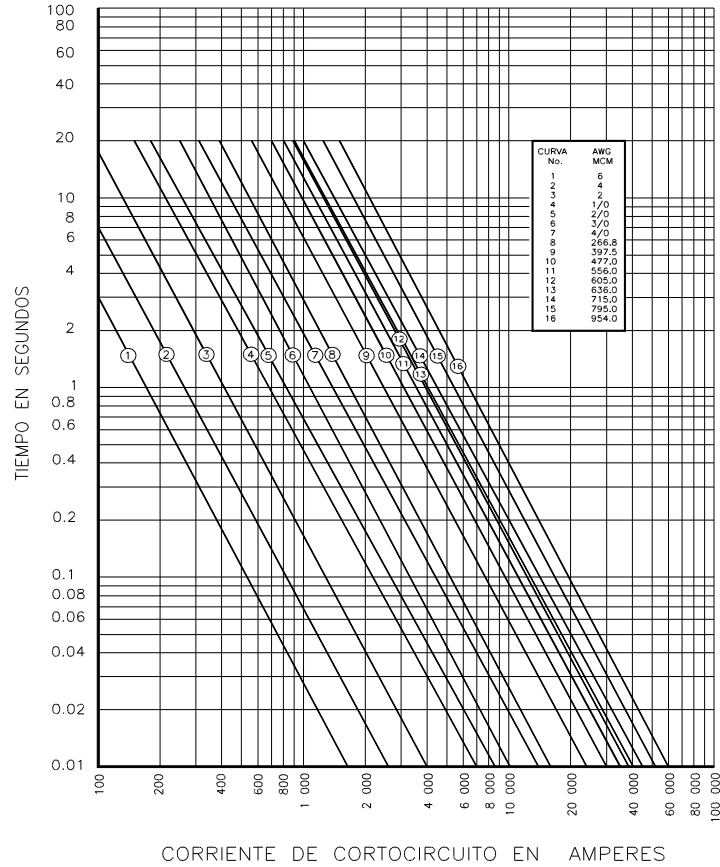


FIGURA 16. CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES DE COBRE DESNUDO.

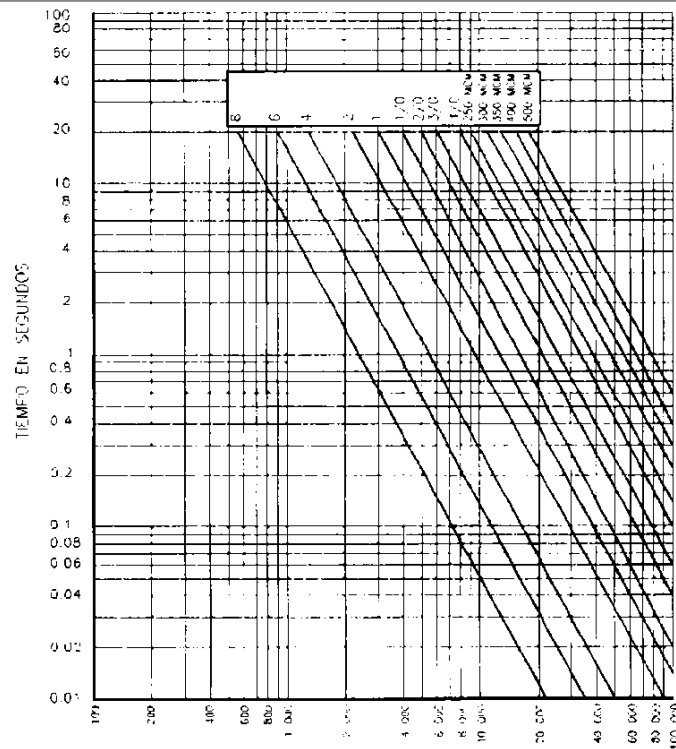


FIGURA 17. CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO DESNUDO.

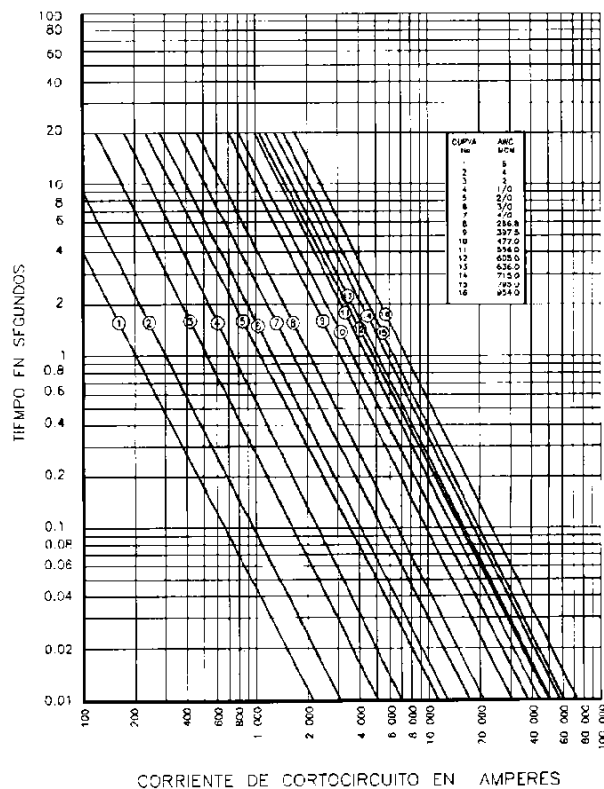


FIGURA 18. CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES DE ACSR DESNUDO.

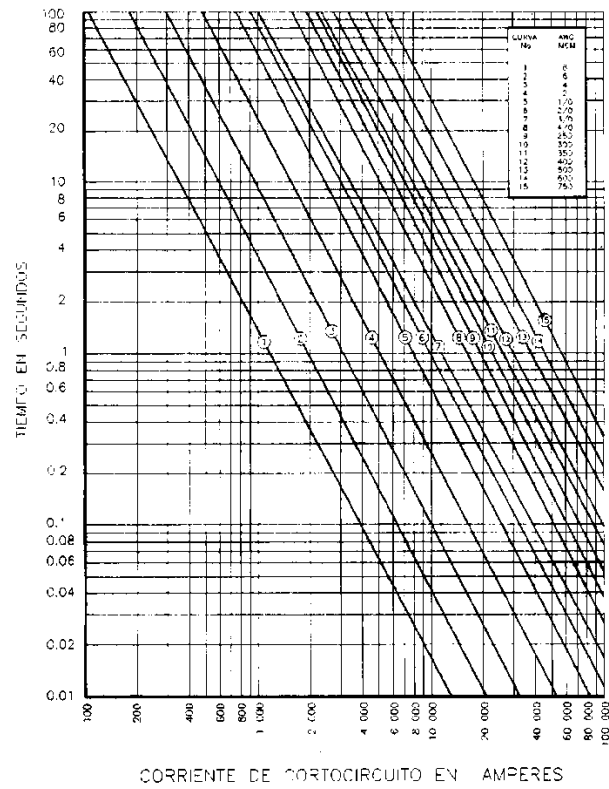


FIGURA 19. CURVAS DE DAÑO PARA CABLES DE ENERGIA XLP o EPR CONDUCTOR DE COBRE.

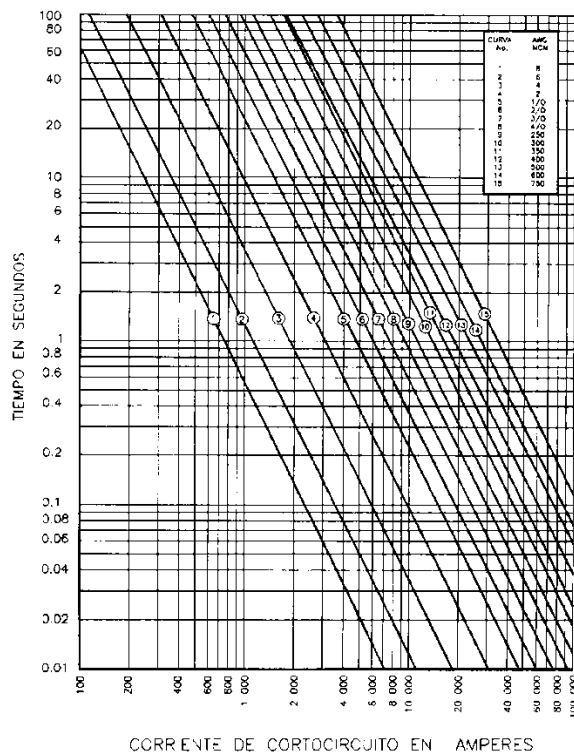


FIGURA 20. CURVAS DE DAÑO PARA CABLES DE ENERGIA XLP o EPR CONDUCTOR DE ALUMINIO.

2.6.2.4 NOMENCLATURA DE CABLEADO EN UNA SUBESTACIÓN PARA CONTROL, MEDICIÓN Y PROTECCIÓN.

Para cablear las protecciones y mediciones dentro de una subestación, el código de colores es muy importante ya que facilita la instalación de los equipos eléctricos de protección, medición, control y comunicaciones. Además de que da mayor seguridad y confiabilidad para el sistema eléctrico y personal encargado de no sufrir algún choque eléctrico.

Para cablear las rutas de la subestación al TCM, de las fases de los TC'S, TP'S, control y protecciones locales se utilizan las siguientes nomenclaturas y códigos de colores:

TABLA 10. CABLEADO EN UNA SUBESTACIÓN DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y CONTROL.

No DE RUTA	CALIBRE	No DE CABLES	L [M]	SALE DE	LLEGA A	FUNCIÓN	COLOR	OBSERVACIONES
1	10	4	80	TC's del interruptor de KV	TCM	la	N	Tablillas de conexión, conecta al relevador entrada de I
						lb	B	
						lc	R	
						Neutro	V	
2	10	4	80	TP's del interruptor de KV	TCM	Va	N	Tablillas de conexión, conecta al relevador entrada de I
						Vb	B	
						Vc	R	
						Neutro	V	
3	12	4	80	Centro de carga ITM	Ctrl. Int. 115KV	L1	N	alimentan circuitos de baja tensión en Vca
						L2	B	
						L3	R	
						Neutro	V	
4	12	4	80	Centro de carga ITM	Ctrl. Int. 115KV		V	alimentan el motor cd y otros circuitos de baja tensión en Vcd
							B	
						+	R	
						-	N	

Cuando la ruta tiene más número de cables se utiliza este orden: Verde (V), Blanco (B), Rojo (R), Negro, Naranja (Na), Azul (Az).

Después combinaciones: blanco-negro (B/N), rojo-negro (R/N), naranja-negro (Na/N) y azul-negro (Az/N).

Para el cableado de las tablillas de conexión del TCM a los equipos de protección, control y medición se utiliza los siguientes códigos:

Control; Rojo, Tensiones; Negro, Corrientes; Blanco, Tierra física; Verde.

2.6.3 BUS.

Los buses en subestaciones son los nodos de conexión, también conocidos como barra principal, auxiliar o de transferencia, dependiendo de su ubicación y función. Están compuestos de barras de cobre hechas de varias capas de láminas unidas o simplemente por conductores de cobre desnudos.

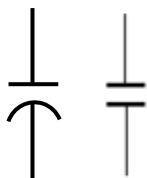
Se utiliza para conectar los equipos eléctricos como Transformador de Potencia, alimentadores, Banco de Capacitores, TC'S, TP'S, Apartarrayos, etc. la conexión puede ser directa o indirectamente (por medio de cuchillas). Estas barras generalmente están hechas de cobre debido a su propiedad de resistencia eléctrica baja.

2.6.4 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS.

El transformador de servicios TSP propios se refiere a una un transformador que transforma de media tensión a baja tensión de V_{CA} , se utiliza para alimentar todos los dispositivos eléctricos dentro de la subestación por ejemplo: el alumbrado, la alimentación de contactos, ventiladores, motores de los interruptores de potencia, dispositivos de control, protecciones, comunicaciones, etc. ésta se encarga también de alimentar al cargador del banco de baterías y así poder cargar y recargar el banco de baterías.

2.6.5 BANCO CAPACITORES.

Símbolo



Un condensador o capacitador es un dispositivo que almacena energía eléctrica. Compensan y controlan el factor de potencia en el sistema todo el tiempo ya que se conectan y desconectan cargas inductivas y esto hace que aumente la potencia reactiva y disminuya la potencia real. El factor de potencia debe ser 0.9 en atraso mínimo que se maneja en CFE.

La selección y ajuste de la protección del banco de capacitores debe garantizar que se cumplan los siguientes puntos.

1. Aislar del sistema las unidades cuando se presente una falla evitando con ello la ruptura del tanque y daños al equipo auxiliar o personas que se encuentren cerca de la instalación.
2. Desconectar la unidad con falla o el banco de capacitores sin interrumpir el servicio o la operación de la protección de otros equipos.
3. Desconectar el banco de capacitores cuando el número de unidades falladas en una fase produzcan sobrevoltajes en las fases no falladas.

4. La protección no debe operar por disturbios transitorios del sistema.
5. No debe operar con la corriente y voltaje nominal del sistema.

La protección de un banco de capacitores no trata de proteger al capacitor en sí, sino de aislar la unidad fallada para evitar daños mayores.

El valor límite de ruptura del tanque de un capacitor es un factor se debe considerar para la selección de la protección de bancos y unidades de capacitores. Los fabricantes proporcionan gráficas tiempo-corriente donde se encuentran trazadas las curvas de probabilidad de ruptura de tanques debido a arcos internos.

Estas gráficas están en función de la capacidad de la unidad de referencia y están formadas por las siguientes zonas.

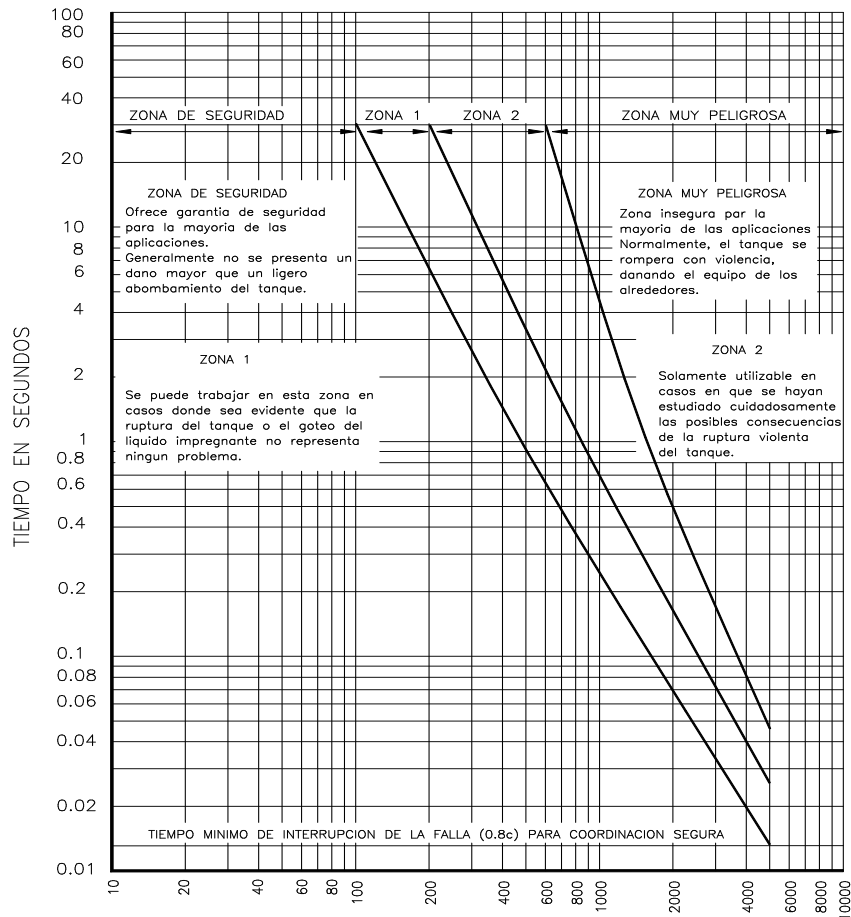
Zona segura: Incluye un daño no mayor que una ligera deformación del empaquetamiento.

Zona uno: Es adecuada para instalaciones donde la ruptura y/o filtraciones no representa peligro (probabilidad de ruptura del 10 al 50%).

Zona dos: Debe ser seleccionada cuidadosamente, representa una zona donde la ruptura del tanque es violenta (probabilidad de ruptura del 50 al 90 %).

Zona peligrosa: El riesgo de daño a las unidades adyacentes es elevado por la ruptura violenta del tanque.

En la siguiente figura 21 se representa la curva de probabilidad de ruptura de un capacitor para una falla interna.



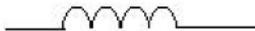
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN AMP. (CORRIENTE EFICAZ *)

CURVA DE DAÑO

FIGURA 21. CURVAS PROBABILISTICAS DE DAÑO PARA CAPACITORES.

2.6.6 REACTORES.

Símbolo



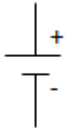
Los reactores llamados también supresores de armónicas, son bobinas que forman reactancia inductiva, estas generan un campo magnético. La conexión más común es en serie con los capacitores, estos forman un filtro pasa bajas.

La función de los reactores es suprimir las armónicas causados por la corriente capacitiva generalmente, ya que estas armónicas afectan la forma de onda sinusoidal de la corriente alterna, además de que afecta la frecuencia del sistema, los reactores son de suma importancia en las subestaciones donde se tiene que elevar la tensión debido a la *caída de potencial*, y al utilizarse

muchos capacitores como compensadores de voltaje, se genera inducción eléctrica y está a su vez genera las armónicas y risos.

2.6.7 BANCO DE BATERÍAS.

Símbolo



Una batería está conformada por un conjunto de celdas; existiendo diferentes tipos de baterías estacionarias. En cuanto a su constitución química, las baterías pueden ser:

- Baterías plomo-ácido
- Baterías alcalinas

Dentro de cada uno de estos tipos, las hay abiertas o selladas. Las placas y el electrolito de cada tipo están fabricados con diferentes materiales químicos, por lo que sus mantenimientos y tensiones de operación por celda también son distintos.

Las baterías plomo-ácido abiertas están formadas por elementos individuales llamados celdas. Así se pueden tener baterías de 120, 60, 24 y 12 celdas, con tensiones respectivas de 250, 125, 48 y 24 VCD.

Debe tenerse presente que las baterías son “máquinas” electroquímicas y que aunque no produzcan sonidos, no tengan partes móviles y no se aprecien cambios físicos en su interior, como en otras máquinas; en su parte interior siempre se está realizando una reacción química que está modificando la estructura molecular de las placas y del electrolito, independientemente de que las baterías estén o no conectadas al cargador o a la instalación de corriente directa.

Cada celda está formada básicamente por:

- Placas positivas y negativas, con sus respectivos postes positivo y negativo
- Puentes, que conectan las placas de la misma polaridad
- Electrolito, el cual es una solución acuosa de ácido sulfúrico diluido en agua desmineralizada
- Separadores, cuya finalidad principal es evitar que las placas positivas se cortocircuiten con las negativas
- Vaso que contiene a las placas, los separadores y al electrolito
- Tapa o cubierta, que es por donde sobresalen los postes. La tapa contiene aberturas u orificios para llenado

- Orificio de llenado y/o medición de la densidad del electrólito; en algunos diseños la abertura para medir la densidad del electrólito es independiente de la de llenado; las aberturas tienen sus respectivos tapones. Algunos de los tapones de llenado pueden ser a prueba de flama.

Las baterías son un elemento de vital importancia en una subestación. Son la fuente de alimentación de corriente directa permanente para los sistemas de protección, control, señalización y operación de los equipos de desconexión automática. Por tal motivo, en una contingencia por falla u operación anormal de algún componente del sistema eléctrico, la batería y su cargador asociado, representan una condición estratégica para que dicha contingencia pueda ser liberada de manera adecuada.

2.6.8 CARGADOR O RECTIFICADOR DE BATERÍAS.

Los cargadores convierten la corriente alterna en corriente directa. De la red de servicios propios (Vca) el rectificador es alimentado vía interruptor tipo termomagnético de acuerdo a su capacidad. Esta energía se conecta directamente a un transformador de poder el cual en el secundario adapta el voltaje adecuado para el puente rectificador, protegido por varistores (supresores de picos). El puente rectificador está formado por diodos y tiristores los cuales son disparados desde la tarjeta de control para adecuar el nivel de corriente deseado. El voltaje pasa a la carga a través de un filtro, que elimina el ruido eléctrico para entregar corriente directa a la carga.

Los cargadores de baterías, cuentan con tres modos de operación que se listan a continuación:

Flotación: Es el modo normal de operación del cargador. Alimenta la carga normal de la instalación y mantiene el Banco de Baterías cargado a 2.15 Vcd celda.

Igualación: Se utiliza para recargar el Banco de Baterías. Se activa por medio de un reloj o un interruptor. Aumenta el voltaje del Banco a 2.33 Vcd celda.

Automático: El Cargador opera normalmente en flotación y cuando el banco sufre una descarga, activa el modo de igualación. Dependiendo de la marca del cargador, este modo se activa por voltaje o por corriente.

El cargador alimenta la carga normal de la instalación, por lo que normalmente tiene un valor fijo a la salida. Un indicio de posible falla es precisamente la corriente de salida donde podemos tener distintas situaciones:

El cargador es un equipo de mucha importancia para el sistema de servicios propios de corriente directa en una subestación y es el responsable de suministrar la corriente directa a los equipos conectados a él y al mismo tiempo de mantener la batería cargada al 100 %.

Para su correcto funcionamiento requiere fundamentalmente de rutinas de inspección, operación y calibración o ajuste.

Es recomendable disponer de dos cargadores para propósitos de respaldo y dar así una mayor confiabilidad al sistema de corriente directa.

2.6.9 REGULADOR DE VOLTAJE Y AUTOREGULADOR DE VOLTAJE.

Un regulador de voltaje (también llamado estabilizador de voltaje o acondicionador de voltaje) es un equipo eléctrico que acepta una tensión eléctrica de voltaje variable a la entrada, dentro de un parámetro predeterminado y mantiene a la salida una tensión constante.

Su principio de funcionamiento en un autotransformador de columna, sobre la cual se dispone un cursor accionado por un servomotor, que en su recorrido suma o resta espiras. Este movimiento de auto ajuste es controlado por un comando electrónico, que se activa cada vez que la tensión de salida se desvía de su valor de calibración, ajustándose automáticamente y con ello mantiene permanentemente la tensión de salida estable. Las ventajas que ofrece este principio son que cuenta con una alta precisión (1,5%) y eficiencia del 99%, teniendo capacidad de sobrecarga de hasta 500% sin generación de contenido armónico, sin embargo aunque no genera ruido armónico tampoco lo elimina.

En México los reguladores de voltaje se fabrican de acuerdo a las normas ANSI C57.15 y a especificación CFE VF000-34.

Los reguladores están diseñados para resistir 25 veces la corriente nominal por un período de 2 segundos y 40 veces por un período de 0.8 segundos en corriente nominal, en caso de tener mayores valores de cortocircuito será indispensable instalarle reactores o en su defecto cambiar los reguladores por otros de mayor capacidad.

La duración de la corriente de corta duración que soporta un regulador sin dañarse varía al cambiar el rango de regulación de acuerdo a la siguiente tabla:

TABLA 11. RANGO DE REGULACIÓN DE REGULADORES DE VOLTAJE.

RANGO DE REGULACIÓN EN %	CAPACIDAD DE CORRIENTE EN %	T EN (S) QUE SOPORTA 25 VECES LA I_N	T EN (S) QUE SOPORTA 40 VECES LA I_N
10.00	100	2.0	0.8
8.75	110	1.7	0.6
7.50	120	1.4	0.5
6.25	135	1.1	0.4
5.00	160	0.8	0.3

Es de suma importancia el conocer el nivel máximo de corto circuito monofásico y trifásico que podrá originarse en el punto de instalación ya que en gran medida la selección de la capacidad de regulador será en base al nivel de corto circuito.

Por lo anterior los interruptores o restauradores del circuito en donde se instalen los reguladores, deben estar coordinados en tal forma que desconecten el circuito en un tiempo menor que los mencionados, evitando así la destrucción del devanado serie de los reguladores.

Deberá de tomarse en cuenta la carga que tendrá como máximo al instalarse el juego de reguladores y la cual no debe de exceder del 70 % de su capacidad nominal con el fin de tener disponibilidad de carga que en el futuro entrara. Por ningún motivo el cambiador de derivaciones puede estar sujeto a una sobret temperatura mayor de 65° C.

La función principal es regular la caída de potencial del sistema eléctrico para mantener un nivel estable para los circuitos eléctricos, así poderlos hacer confiables y seguros para los usuarios finales.

2.6.10 CUCHILLA DESCONECTADORA.

Símbolo 89



Desconectador aislador: Dispositivo diseñado para aislar un circuito eléctrico de su fuente de alimentación. No tiene corriente de interrupción y está diseñado para operar sin carga y únicamente después de que el circuito ha sido abierto por algún otro medio.

Desconectador de aislamiento en derivación: Dispositivo operado manualmente usado en conjunto con un desconectador de transferencia para constituir un medio de conexión directa de los conductores de carga a la fuente de alimentación y aislar el desconectador de transferencia.

Desconectador de transferencia: Dispositivo automático o no-automático para transferir una o más conexiones de los conductores de carga de una fuente de alimentación a otra.

La maniobra de operación con estas cuchillas implica abrir antes los interruptores que las cuchillas en el caso de desconexión. Y cerrar antes las cuchillas y después los interruptores en el caso de conexión.

Desconectar la energía eléctrica para poder maniobrar en el sistema eléctrico, esto se debe hacer sin carga o interrumpiendo antes con el interruptor de potencia.

2.6.11 INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Símbolo 52



Dispositivo de interrupción capaz de conectar, conducir e interrumpir corrientes eléctricas bajo condiciones normales, y de falla, conducir por un tiempo especificado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito, tales como las de cortocircuito.

Para circuitos o alimentadores de distribución los interruptor son trifásicos. Se seleccionan en base a la tensión del sistema, carga y corriente de cortocircuito en el punto de instalación, es decir, su capacidad interruptiva debe ser mayor que el valor de falla en el punto de instalación.

La conexión o desconexión se efectúa a través del movimiento relativo de los contactos del interruptor. El arco eléctrico es interrumpido dentro de la cámara de extinción. El medio de extinción puede ser aceite, aire, vacío o gas SF₆.

El control de interruptor ejerce las funciones de apertura y cierre, es alimentado a través de una fuente confiable de CD. Utiliza una fuente de CA o CD para cargar el elemento mecánico que hace la apertura o cierre. Este elemento, puede ser neumático, hidráulico o de resorte.

Para efectos de control eléctrico, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula, se efectúa a través de electroimanes que se energizan con ese control. Los electroimanes reciben el nombre de bobinas de cierre y disparo.

2.6.11.1 INTRODUCCIÓN AL CONTROL.

Un sistema o proceso está formado por un conjunto de elementos relacionados entre sí que ofrecen señales de salida en función de señales o datos de entrada.

Es importante resaltar que no es necesario conocer el funcionamiento interno, o cómo actúan entre sí los diversos elementos, para caracterizar el sistema. Para ello, sólo se precisa conocer la relación que existe entre la entrada y la salida del proceso que realiza el mismo (principio de caja negra). El aspecto más importante de un sistema es el conocimiento de su dinámica, es decir, cómo se comporta la señal de salida frente a una variación de la señal de entrada. Un conocimiento preciso de la relación entrada/salida permite predecir la respuesta del sistema y seleccionar la acción de control adecuada para mejorarla. De esta manera, el diseñador, conociendo cuál es la dinámica deseada, ajustará la acción de control para conseguir el objetivo final.

Se puede definir un sistema de control como el conjunto de elementos que interactúan para conseguir que la salida de un proceso se comporte tal y como se desea, mediante una acción de control.

Entrada de señales → **Sistema de control** → **Salidas controladas**

Tipos de señales y sistemas. Según cómo sea la variación de estas señales, podemos clasificarlas dentro de dos grandes grupos: señales analógicas y señales discretas.

- Señales analógicas: Son aquellas cuya variación, tanto en amplitud como a lo largo del tiempo, es continua. Es decir, pueden tomar cualquier valor real, en cualquier instante de tiempo.

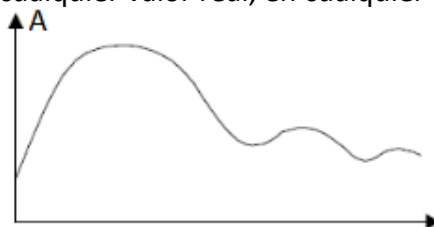


FIGURA 22. SEÑAL ANALÓGICA A-t.

- Señales discretas: Este tipo de señales no tiene una variación continua como las anteriores, sino que su evolución se rige por un determinado conjunto finito de valores posibles. Según dónde tome este conjunto de valores, podremos distinguir entre señales discretas en amplitud o discretas en tiempo.
- Señales discretas en tiempo: Sólo tienen valor en instantes de tiempo predeterminados. Aunque su amplitud puede ser cualquier valor dentro del rango de los reales, el valor de la señal entre dos instantes de tiempo consecutivos no está definido.

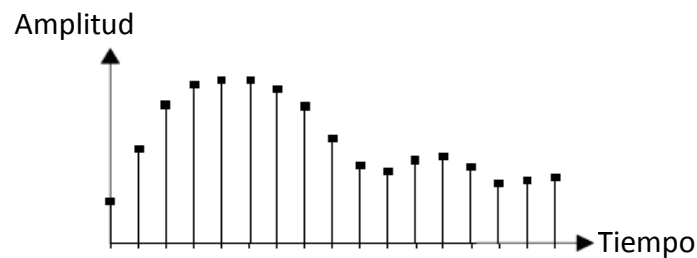


FIGURA 23. SEÑAL DISCRETA A-t.

- Señales discretas en amplitud: En este caso, la señal toma valor en cualquier instante de tiempo, pero estos valores de amplitud pueden encontrarse entre los definidos en el conjunto predeterminado.

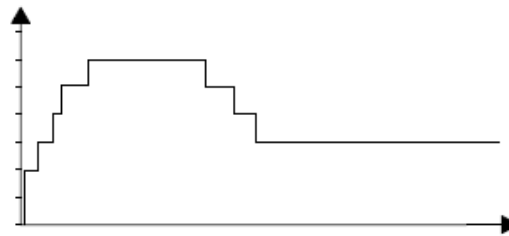


FIGURA 24. SEÑALES DISCRETAS EN AMPLITUD.

Sistemas combinacionales y secuenciales.

Los sistemas combinacionales y secuenciales pueden clasificarse como sistemas de control basados en instrucciones lógicas. Los datos de entrada y salida al sistema son binarios e indican que los sensores tienen dos estados o valores (por ejemplo: válvula abierta o cerrada, un indicador activado o no, o un interruptor pulsado o no). Las decisiones tomadas por el sistema de control son del tipo *on/off* y se basan en las condiciones de los datos de entrada.

Sistemas en lazo abierto y sistemas en lazo cerrado.

Dependiendo del tratamiento que el sistema de control realiza con la señal de salida, pueden distinguirse dos topologías de control generales: sistemas en lazo abierto y sistemas en lazo cerrado.

Sistemas en lazo abierto.

En este tipo de sistemas, la salida no tiene efecto alguno sobre la acción de control.

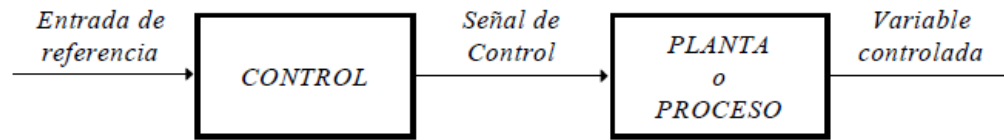


FIGURA 25. SISTEMAS EN LAZO ABIERTO.

En un sistema en lazo abierto, la salida no se compara con la entrada de referencia, por ello cada entrada corresponderá a una operación prefijada sobre la señal de salida. Se puede asegurar entonces que la exactitud del sistema depende en gran manera de la calibración del mismo y, por tanto, la presencia ruido (señales indeseadas) provocará que éste no cumpla la función asignada.

Para poder considerar una topología en lazo abierto, es necesario conocer la relación entrada/salida y garantizar la inexistencia de perturbaciones externas o de variaciones de los parámetros internos del sistema. Esto es, en general, difícil de cumplir en la práctica, y su realización implica sistemas excesivamente caros.

Una perturbación de origen externo puede falsear la señal en cualquier punto de la cadena y como resultado obtendremos una salida diferente de la deseada.

Sistemas en lazo cerrado.

En los sistemas de control en lazo cerrado, la señal de salida tiene efecto sobre la acción de control. A este efecto se le denomina *realimentación*.

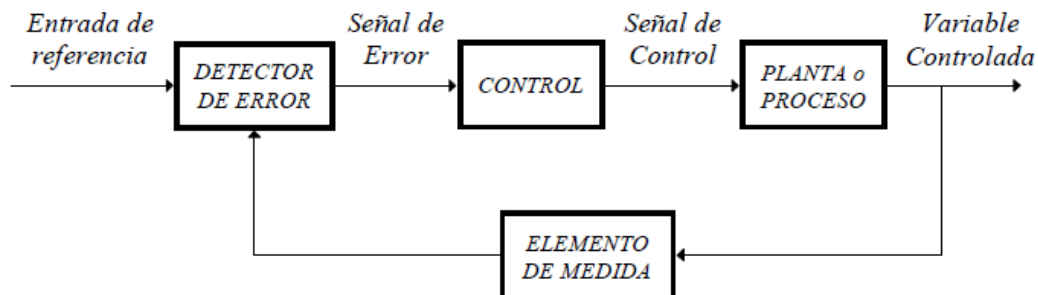


FIGURA 26. SISTEMAS EN LAZO CERRADO.

La señal controlada debe realimentarse y compararse con la entrada de referencia, tras lo cual se envía a través del sistema una señal de control, que será proporcional a la diferencia encontrada entre la señal de entrada y la señal medida a la salida, con el objetivo de corregir el error o desviación que pudiera existir.

La principal ventaja de los sistemas de control en lazo cerrado es que el uso de la realimentación hace al conjunto menos sensible a las perturbaciones externas y a las variaciones de los parámetros internos que los sistemas en lazo abierto.

En los sistemas de distribución eléctrica, el tipo de control que se lleva a cabo es de lazo cerrado, además se manejan los dos tipos de señal analógicas y digitales, las analógicas son la diferencia de potencial V y la corriente I, ya que siempre se está censando el nivel de tensión y de corriente, así tener el nivel de energía eléctrica para la que fue diseñada. Y las señales digitales son los estados de los dispositivos en este caso abierto, cerrado o bloqueado.

2.6.11.2 CIRCUITO DE CIERRE Y DISPARO DE UN INTERRUPTOR.

El interruptor es el dispositivo mecánico que conecta e interrumpe una o repetidas veces, en condiciones normales y anormales de trabajo un circuito eléctrico.

El circuito de control de un interruptor de potencia es el que se encarga de:

- a) Abrir y cerrar el propio equipo cuando uno lo requiera.
- b) Disparar (abrir) inmediatamente cuando exista una falla en la parte del sistema asociado y el equipo de protección se lo indique.
- c) Indicar a través de lámparas de señalización su estado de abierto o cerrado, local y remotamente.
- d) Enviar señales (alarmas) que indiquen alguna anomalía para su operación.
- e) Bloquearse en su operación si existe alguna anomalía.

El control de un interruptor es la parte principal para ejercer las funciones para las cuales está diseñado.

El control de un interruptor de potencia está alimentado para su operación por una fuente de alimentación de corriente directa de 130 VCD.

Independientemente al circuito de control está la fuente de corriente alterna o directa en algunos casos, que efectúa la carga del elemento mecánico que permite realizar la orden de cierre.

Para los efectos de control eléctrico de interruptores, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula se efectúa a través de electroimanes que se energizan por conducto del control alimentado de 130 VCD. Estos electroimanes llamados bobinas de cierre y disparo, son las que debemos energizar al momento de realizar los mandos correspondientes ya sea local o de forma remota.

2.6.11.2.1 CIRCUITO DE CIERRE DE UN INTERRUPTOR.

Este circuito tiene protección por medio de fusibles y/o interruptores termo magnéticos de la capacidad adecuada e incluye los siguientes puntos y equipos que deben conectarse al mismo:

- 1) Alimentación de Positivo directo (+)
- 2) Alimentación de Negativo directo (-).
- 3) Protección de fusibles y/o interruptor termomagnético.
- 4) Mandos de cierre por diferentes alternativas (en campo, tablero, remoto).
- 5) Bloqueos del circuito de cierre (Tablero y/o campo).

- 6) Lámpara verde y/o lámpara roja como indicaciones del estado del interruptor.
- 7) Relevador auxiliar de posición de interruptor con capacidad de contactos NA y NC para indicaciones locales y remotas.
- 8) Relevador auxiliar para supervisar la alimentación de CD a este circuito conectado al positivo y negativo del final físico del bus de alambrado.

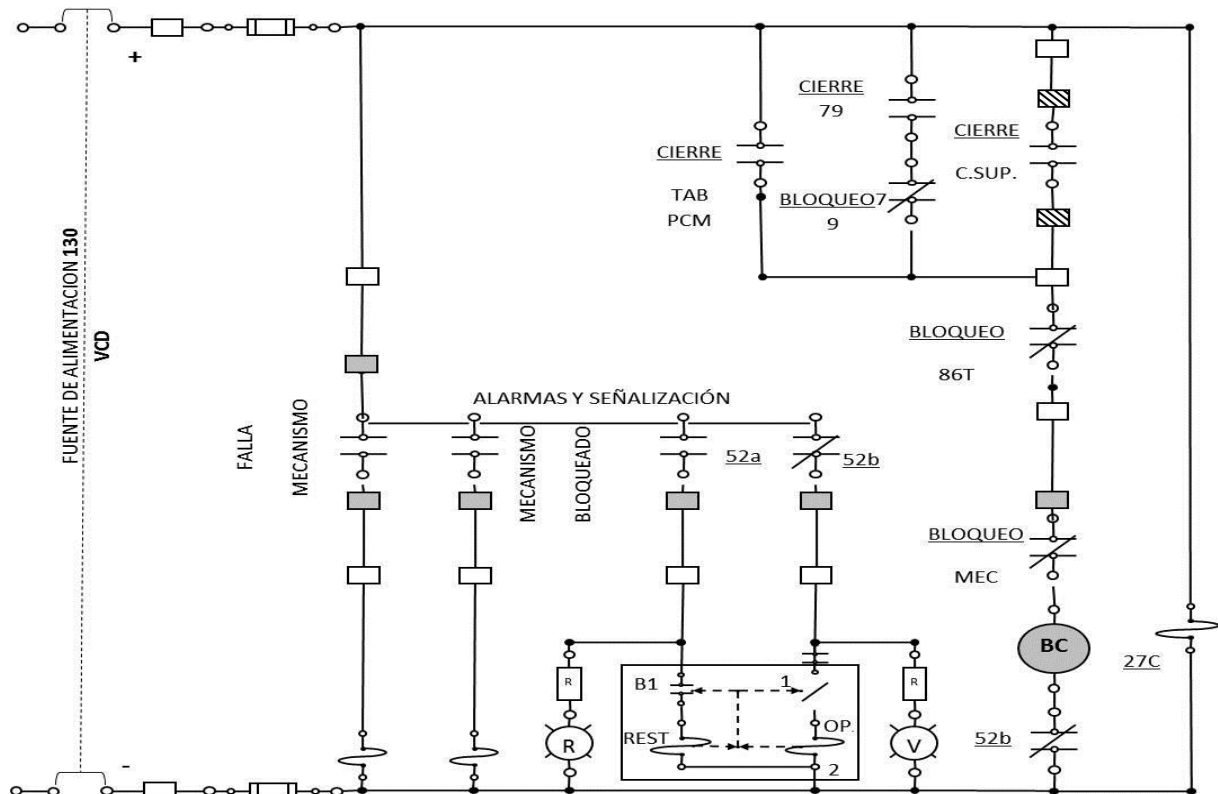


FIGURA 28. DIAGRAMA ELÉCTRICO DE UN CIRCUITO DE CIERRE PARA UN INTERRUPTOR.

2.6.11.2.2 CIRCUITO DE DISPARO DE UN INTERRUPTOR.

Este circuito debe tener únicamente la protección de un interruptor termo magnético debe ser el ubicado en el centro de carga de VCD y debe conectarse directamente a las tabllas de alimentación. Sus elementos esenciales son:

- 1) Alimentación de Positivo directo en punto de tablilla (+)
- 2) Alimentación de Negativo directo en punto de tablilla (-)
- 3) Salida de mando de disparo (positivo) No. 1 en punto de tablilla.
- 4) Salida de mando de disparo (positivo) No. 2 en punto de tablilla.
- 5) Mandos de apertura locales y/o remotos (vía control supervisorio).
- 6) Condiciones de bloqueo de apertura (Cuando aplique).
- 7) Relevador auxiliar para supervisar la alimentación de CD a este circuito, conectado al positivo y negativo del final físico del bus de alambrado.

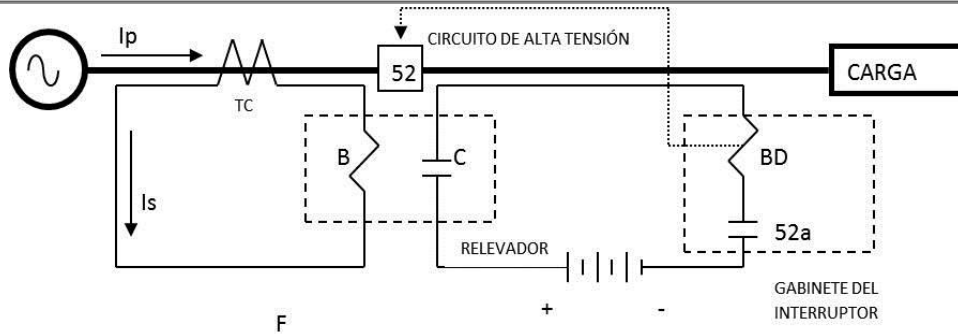


FIGURA 29. DIAGRAMA UNIFILAR DE ALIMENTACIÓN DE CD A UN RELEVADOR AUXILIAR.

Dónde:

- TC. Transformador de corriente
- BD. Bobina de disparo del interruptor de Potencia
- C. Contacto de disparo del relevador
- B. Bobina de operación del relevador
- I_p . Corriente primaria
- I_s . Corriente secundaria
- 52a. Contacto auxiliar
- 52. Interruptor de Potencia

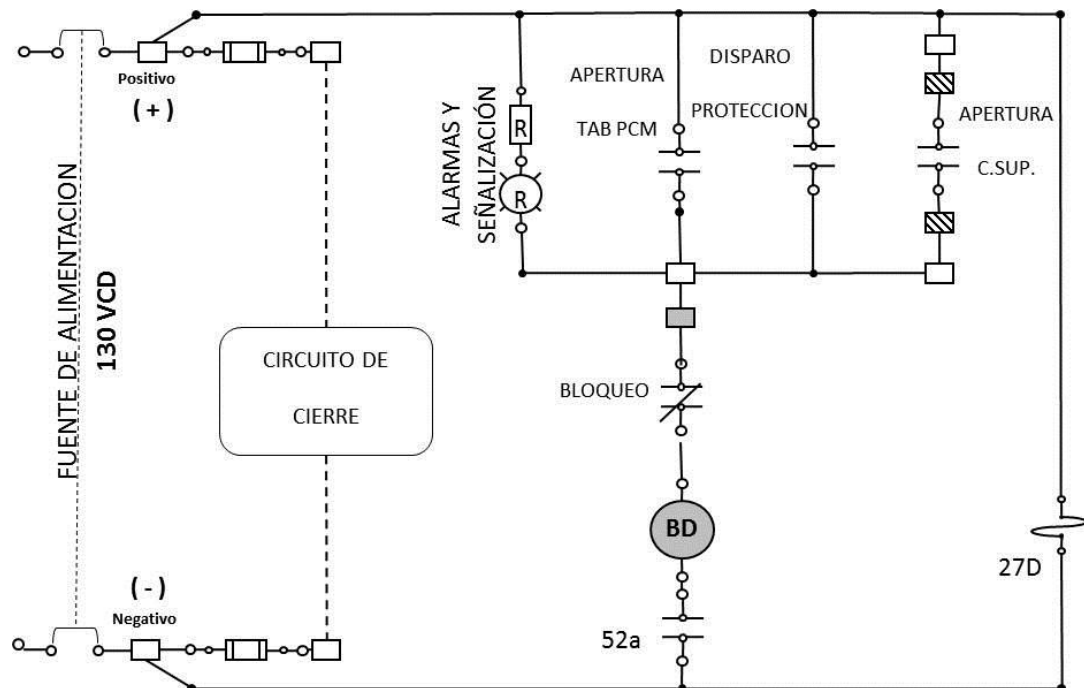


FIGURA 29. DIAGRAMA ELÉCTRICO DE UN CIRCUITO DE DISPARO PARA UN INTERRUPTOR.

2.6.12 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

Los transformadores de instrumento son aquellos que transforman las señales de corrientes y potenciales de niveles muy altas a niveles medibles. Se pueden usar para protección y medición, esto depende de la exactitud y nivel de saturación del transformador que se requiera para su uso.

2.6.12.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TC'S.

Símbolo TC tipo dona.



Es un transformador que reduce la corriente que no se puede medir, con aparatos físicamente, a una señal de corriente medible. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Los dispositivos que proporcionan las señales de corriente del sistema de distribución a los relevadores son los transformadores de corriente.

Sus funciones básicas son:

- Proveer aislamiento adecuado entre el voltaje pleno del sistema y los instrumentos que normalmente operan a voltajes bajos que no representen peligro para los equipos ni para el personal.
- Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema, para que sean utilizados por los dispositivos de protección y medición.

Un transformador de corriente trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento de un transformador ideal. Refiriéndose a la figura pueden establecerse las siguientes consideraciones:

- El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador y muchas veces es ésta misma, por lo que la " I_p " es la misma de la línea y la impedancia primaria Z_p es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.
- La impedancia de carga Z_c es la resultante de la corriente de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el TC debe alimentar, su magnitud debe ser pequeña para ofrecer, una mínima oposición al paso de la corriente " I_s ".

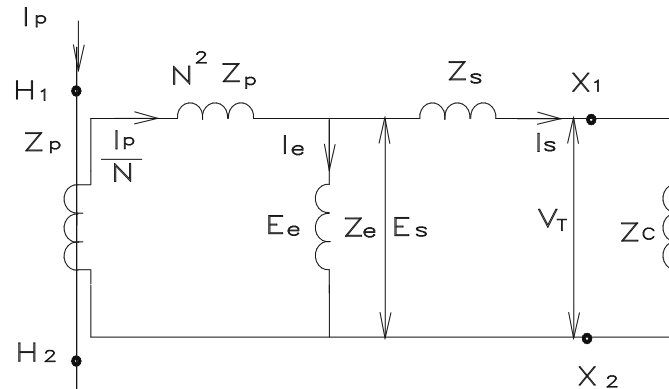


FIGURA 30. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

En esta figura se identifican las siguientes magnitudes:

I_p = Corriente primaria

N = Relación de las espiras secundarias a primarias

Z_p = Impedancia arrollamiento primario

Z_e = Impedancia secundaria de excitación

I_e = Corriente secundaria de excitación

E_s = Tensión secundaria de excitación

Z_s = Impedancia propia del devanado de baja tensión.

I_s = Corriente secundaria

V_t = Tensión final secundaria

Z_c = Impedancia de la carga

La corriente primaria se transforma sin error de relación o de ángulo de fase a una corriente I_p / N , "conocida como corriente primaria referida al secundario". Parte de ésta corriente es consumida por la excitación del núcleo (I_e), la restante (I_s) es la verdadera corriente secundaria.

La corriente de excitación del núcleo es una función de la tensión secundaria de excitación (E_e) y de la impedancia secundaria de (Z_e). La gráfica que relaciona el voltaje de excitación con la corriente de excitación es conocida como curva de saturación de un TC.

La figura 31, representa las curvas de saturación de un TC tipo boquilla, relación múltiple. Estas curvas son proporcionadas por el fabricante o determinadas mediante pruebas de campo.

El efecto presentado por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo de TC, se observa con un aumento no proporcional en la corriente secundaria de excitación (localizada arriba de la rodilla de la curva de saturación).

Este efecto es conocido como *saturación*. Cuando se presenta, provoca en la mayoría de los casos un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente.

De lo explicado anteriormente puede analizarse el comportamiento de un TC ante diferentes situaciones, como las descritas a continuación:

➤ **La corriente primaria es demasiado grande.**

La corriente primaria " I_p " crece, la corriente I_p/N crecerá proporcionalmente a la primera. Supongamos que la corriente " I_p " es mayor a la especificada en el diseño de TC, las corrientes secundarias de excitación (I_e) y carga (I_s), crecerán también.

Al crecer la " I_e ", la excitación del núcleo será mayor y como ya habíamos dicho, el efecto que se presentará será similar a la disminución de la impedancia secundaria de magnetización (Z_e), provocando un crecimiento mayor de la corriente I_e que de la " I_s ".

El aumento de la " I_e ", presenta el efecto de la histéresis del núcleo magnético, traerá consigo un calentamiento y por lo mismo un daño si la exposición es prolongada.

➤ **La impedancia de carga es demasiado grande.**

Cuando la impedancia de carga (Z_c) tiene una magnitud mayor a la que el TC puede alimentar, la tensión final secundaria (V_T) será mayor para el valor de I_p que el transformador normalmente puede soportar sin problemas. Al ser mayor V_T , la corriente de magnetización crecerá, logrando un efecto similar al anterior.

➤ **El circuito secundario es abierto.**

Cuando el circuito secundario abierto, toda la corriente primaria servirá para magnetizar el núcleo, provocando que el voltaje secundario " V_t " crezca hasta un valor dado por:

$$V_T = I_p (Z_e / N) \quad \text{EC. 25.}$$

Que normalmente es lo suficiente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras, explosión del TC o daños al personal.

2.6.12.1.2 CLASIFICACIÓN ANSI DE LA PRECISIÓN.

Los TC's son fabricados de acuerdo a las normas ANSI, la cual establece la capacidad del TC mediante una nomenclatura conformada por dos símbolos: una letra "C" ó "T" y un número que indica la capacidad del voltaje secundario en los bornes.

Un TC de clase C-400, puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente secundaria nominal ($5 \times 20 = 100$ A), soportando un voltaje de hasta 400 volts en sus bornes, sin exceder el error de 10% permitido para estos casos.

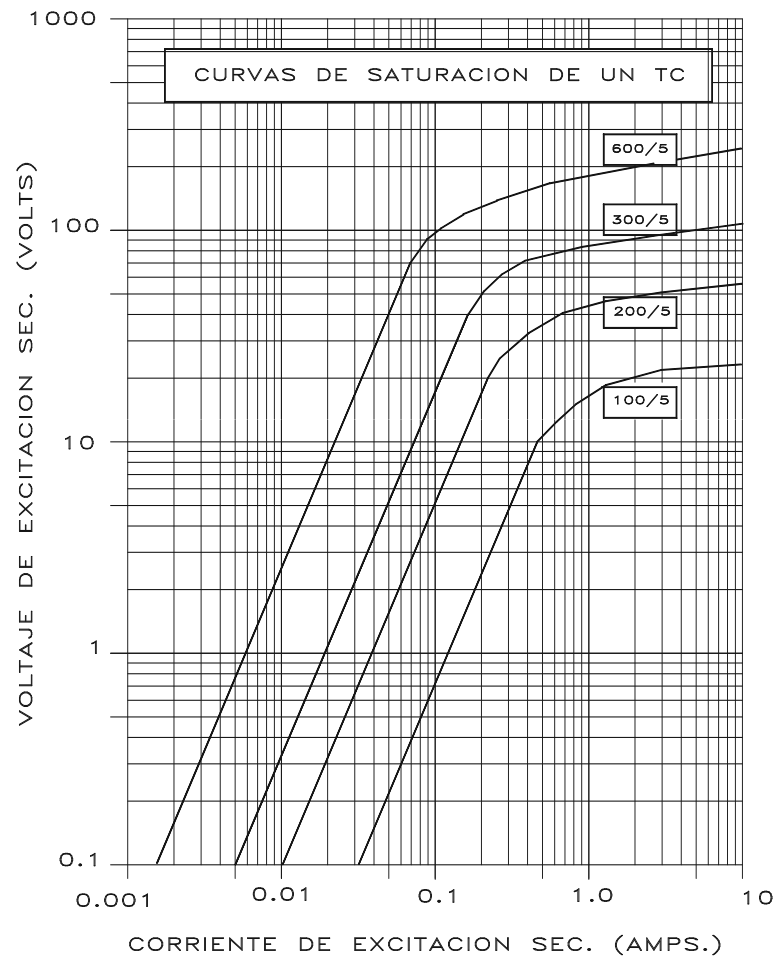


FIGURA 31. CURVAS DE SATURACIÓN DE UN TC TIPO BOQUILLA.

Las clases nominales de un TC están dadas en la siguiente tabla, donde se relacionan tanto con la potencia que puede suministrar el TC, como la máxima carga que es posible alimentar sin demérito de sus características de funcionamiento óptimo.

TABLA 12. CLASE NOMINALES EN TC'S PARA APLICACIÓN DE PROTECCIONES.

CLASE	POTENCIA	CARGA ADMISIBLE ("B" o BURDEN)
C-10	2.5 VA	0.1 Ω
C-20	5.0 VA	0.2 Ω
C-50	12.5 VA	0.5 Ω
C-100	25.0 VA	1.0 Ω
C-200	50.0 VA	2.0 Ω
C-400	100.0 VA	4.0 Ω
C-800	200.0 VA	8.0 Ω

Para los TC's de relación múltiple, la clase está dada para la relación máxima y ésta sigue una proporción directa al tomar una relación menor.

2.6.12.1.3 EJEMPLOS.

EJEMPLO 1.

Considerando un TC de las siguientes características:

$$RTC = \frac{I_P}{I_S} = \frac{N_P}{I_S} \quad \text{EC. 26.}$$

Relación múltiple: $100, \frac{1200}{5} A$

Clase: **C-400**

Conectado en RTC: $\frac{600}{5} = 120$

Para una corriente de 20 veces la I nominal soportara:

$$VA = 100 \left(\frac{600/5}{1200/5} \right) = 50 VA \quad \text{EC. 27.}$$

La carga máxima admisible será:

$$B = 4 \left(\frac{600/5}{1200/5} \right) = 2 \Omega \quad \text{EC. 28.}$$

Quedando para esa relación una capacidad de un "TC" clase C-200

EJEMPLO 2.

Se tiene un TC de:

Relación de transformación: **400/5 A**

Clase: **C-400**

La RTC de 400/5 determina la corriente de falla máxima que puede soportar el TC. (20 veces la I_N)

"C" indica devanado uniformemente distribuido sobre el núcleo, evitando dispersión de flujo, con un error máximo permitido de 10%.

"400" es la tensión máxima permitida en los bornes secundarios sin exceder el máximo error permitido de 10%.

"200/5" La corriente máxima de falla en el punto donde será colocado el TC no deberá exceder a 20 veces la I primaria del TC:

$$20 \times 400 = 8000 \text{ A primarios}$$

$$20 \times 5 = 100 \text{ A secundarios.}$$

A 100 amperes secundarios, el TC puede soportar un voltaje máximo de 400 volts en sus bornes, sin exceder el error permitido de 10%

$$I_s = 100 \text{ amperes}$$

$$V_s = 400 \text{ volts}$$

La impedancia máxima que se puede conectar a este TC es:

$$Z_{max} = V_s / I_s$$

EC. 29.

$$Z_{max} = \frac{400}{100} = 4\Omega$$

Es importante observar que la sumatoria de la impedancia propia del TC, conductores y relevadores no rebase la impedancia máxima del Burden.

EJEMPLO 3.

Se tiene un TC tipo boquilla de relación múltiple, que alimentará a un relevador de fase de las siguientes características.

Tap 10 con 1.0 Ohms de $Z_{relevador}$

Tap 6 con 1.6 Ohms de $Z_{relevador}$

Tap 5 con 2.0 Ohms de $Z_{relevador}$

Tap 4 con 2.5 Ohms de $Z_{relevador}$

Tap 3 con 3.2 Ohms de $Z_{relevador}$.

La impedancia de conductores incluye la propia del TC y es: 2 Ohms.

El TC debe operar con una corriente primaria de 100 A.

Seleccionando una RTC de 100/5 nos proporcionaría una I de 5 A.

Seleccionando Tap 5 en el relevador $N = 20$

$$V_s = I_s (Z_{cables} + Z_{relevadores})$$

EC. 30.

$$V_s = 5 (2.0 + 2.0) = 20 \text{ volts.}$$

Con esta tensión se ingresa a la curva de saturación para determinar la corriente de excitación para la RTC de 100/5. Encontramos que es de 2 amperes, localizada arriba de la rodilla de la curva de saturación.

La corriente primaria será:

$$I_p = N I_s + N I_e$$

EC. 31.

$$I_p = 20(5) + 20(2)$$

$$I_p = 140 \text{ A}$$

Este valor de la corriente es demasiado alto comparado a los 100 amperes esperados, representando un error del:

$$\text{error} = \frac{140 - 100}{100} (100) = 40\%$$

Seleccionando una RTC de 200/5 ($N = 40$), la $I_{\text{secundaria}}$ es de 2.5 amperes, y disminuyendo el Tap del relevador a 3 A:

$$V_s = 2.5 (3.2 + 2.0) = 15.6 \text{ volts}$$

Entrando de nuevo en la curva de saturación para determinar I_e , para una relación de 200/5, que corresponde a un valor de 0.2 amperes.

Calculando nuevamente la I_{primaria} , para determinar el por ciento de error:

$$I_p = 40(2.5) + 40(0.2) = 108 \text{ A}$$

$$\% \text{ error} = \frac{108-100}{100} (100) = 8\%$$

Otra manera de evaluar el TC es mediante la gráfica de características de precisión standard de la norma ANSI de transformadores de corriente clase C, ilustrada en la figura.

Donde se muestran los valores de corriente máxima que puede suministrar el TC, según su clase, sin excederse al 10% de error permitido por la norma.

Estas curvas están directamente relacionadas con la capacidad de carga del TC en Ohms.

Es importante aclarar que un TC de relación múltiple con una clase determinada, la gráfica es válida solo para la relación máxima, para relaciones inferiores, la capacidad se reduce en forma proporcional a la RTC.

Además de las curvas de excitación, el fabricante debe suministrar la siguiente información:

- Sobrecorriente de corta duración para la capacidad térmica y mecánica para un segundo.
- Resistencia de los devanados secundarios.

La capacidad mecánica del TC para corrientes de corta duración se refiere a la capacidad de soportar el valor r.m.s de una corriente con la onda de corriente totalmente desplazada.

La capacidad térmica se refiere a la máxima corriente que puede soportar el TC durante un segundo, antes de alcanzar una temperatura de 250°C.

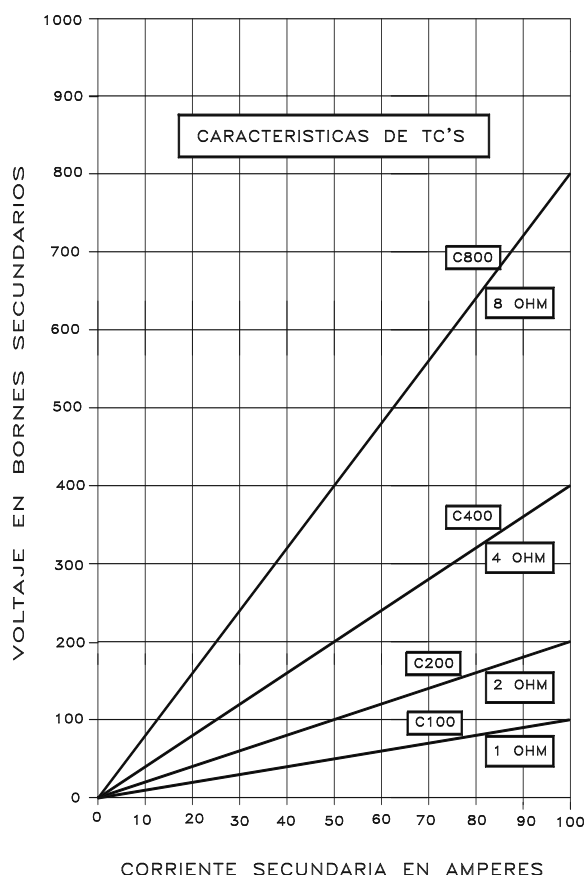


FIGURA 32. GRÁFICA PARA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE CLASE "C".

2.6.12.1.4 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los TC's pueden estar integrados al equipo primario o separados de él.

Los TC's integrados son del tipo boquilla (dona), se encuentran alojados en la parte inferior de las boquillas, en interruptores y transformadores de potencia.

Los que se instalan por separado al equipo primario son del tipo "devanado" ó "pedestal" su costo es superior debido a que su tipo de aislamiento es similar al equipo primario.

Pueden tener uno o varios devanados secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el TC tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores, diferentes. El circuito de mayor precisión es utilizado para medición y los demás para protección.

Los devanados pueden ser de relación fija, doble relación o relación múltiple.

La relación de transformación de corriente se expresa con un número quebrado. El numerador es el valor de la corriente primaria (en amperes), el denominador es la corriente secundaria ($5 A_N$).

En la figura se representa un diagrama de devanado desarrollado para un secundario con relación múltiple, se indican los Taps o derivaciones con su número de espiras entre terminales para un TC de 1200/5 A. Es importante observar las marcas de polaridad instantánea de las corrientes.

Correspondientemente en la tabla se indican las diferentes relaciones de transformación disponibles para dicho TC.

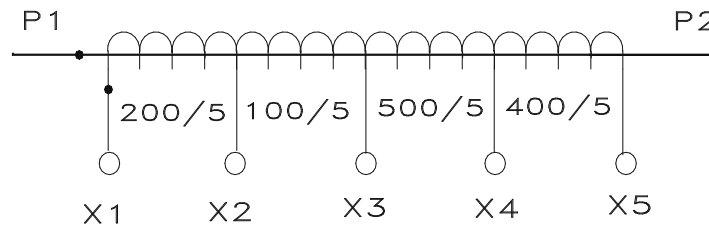


FIGURA 33. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE RELACIÓN MÚLTIPLE.

TABLA 13. RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN DISPONIBLES PARA EL TC DE RELACIÓN MÚLTIPLE DE LA FIGURA.

TERMINALES	RELACIÓN DE VUELTAS	RTC
X2 - X3	20	100/5 A
X1 - X2	40	200/5 A
X1 - X3	60	300/5 A
X4 - X5	80	400/5 A
X3 - X4	100	500/5 A
X2 - X4	120	600/5 A
X1 - X4	160	800/5 A
X3 - X5	180	900/5 A
X2 - X5	200	1000/5 A
X1 - X5	240	1200/5 A

2.6.12.1.5 CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los tipos de conexiones de TC's más usados en los esquemas de protección por sobrecorriente son:

- a. Conexión monofásica.
- b. Conexión estrella.

La conexión monofásica se emplea para conducir las corrientes de secuencia cero ($3I_0$) que circulan a través del neutro de un transformador. Esta corriente es sensada por un relevador de sobrecorriente a tierra como se muestra en la figura 34.

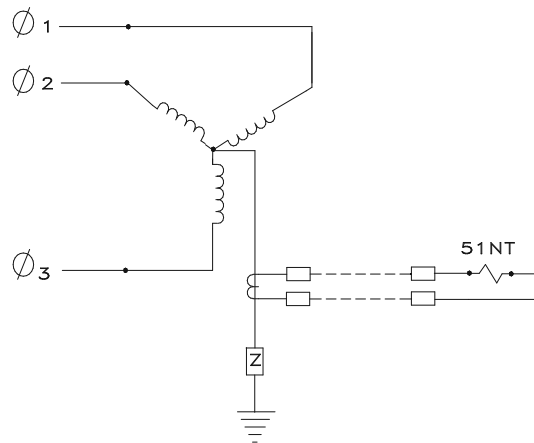


FIGURA 34. CONEXIÓN MONOFÁSICA DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

La conexión estrella es usada en sistemas trifásicos. La corriente secundaria de cada fase es conducida y conectada en serie con los circuitos de relevadores de fase, que al igual que los devanados de los secundarios están conectados en estrella. Según el tipo de protección empleada, se puede contar o no con un relevador en el neutro (ver figura 35).

Debe cuidarse que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta para las 3 fases. La inversión de una o dos fases desbalanceará la estrella, provocando una corriente residual en el neutro.

La inversión de las polaridades de las 3 fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias. Esta acción no afecta a los esquemas de protección por sobrecorriente no direccionales.

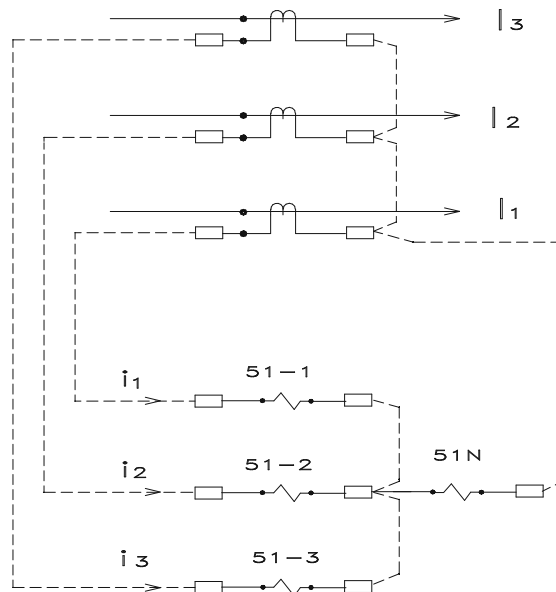


FIGURA 35. CONEXIÓN TRIFÁSICA DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

2.6.12.1.6 EFECTOS DE LAS CORRIENTES DE FALLA EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

De la misma manera que las corrientes de falla afectan a equipos eléctricos tales como transformadores, conductores, etc.; los transformadores de corriente deben seleccionarse adecuadamente para evitar su daño o el causar problemas a los relevadores de protección.

Los efectos térmicos y dinámicos obligan a dimensionar adecuadamente el primario de los TC's.

Las normas ANSI C57.13 e IEC 44 indican que los transformadores de corriente para aplicación en sistemas de protección, deben ser clase C; correspondiendo a aquellos cuyo bobinado está uniformemente repartido, siendo por tanto despreciables las pérdidas de flujo.

Esta clase de transformadores de corriente tiene un error de relación menor del 10 % hasta 20 veces la corriente nominal.

Por estar conectados en serie en las líneas y redes de distribución, los transformadores de corriente están sometidos a las mismas sobretensiones y sobrecorrientes que existen en el sistema.

En general las sobrecorrientes son considerablemente superiores a las corrientes nominales de los transformadores de corriente y originan efectos térmicos y dinámicos que pueden dañar a estos equipos.

Las corrientes de corto circuito crean problemas tanto térmicos como dinámicos a los transformadores de corriente, debiendo ser estos capaces de soportar su intensidad de calentamiento nominal, sin que la temperatura de los arrollamientos sobrepase el valor admisible según la clase de aislamiento.

Se considera que todo el calor producido queda almacenado en el conductor primario, cuyo calentamiento máximo se determina en cada norma.

De acuerdo con las normas ANSI solo se admiten dos tipos de transformadores de corriente, desde el punto de vista de calentamiento: los de clases 55 y 30 grados centígrados respectivamente.

Lo anterior da como resultado que los valores de intensidad de calentamiento sean de acuerdo a normas ANSI de 1.00, 1.33, 1.50, 2.00, 3.00 y 4.00; además la normativa mencionada específica para cada una de estas clases una variación de intensidad límite térmica (r.f.).

Los esfuerzos dinámicos o mecánicos son función del valor máximo de cresta de la corriente de corto circuito. La intensidad dinámica de cortocircuito se obtiene a partir de la térmica, teniendo en cuenta que esta viene dada en valor eficaz y aquella en valor de cresta máxima.

Por lo tanto la resistencia mecánica de los TC's, al corto circuito está dada en función de la intensidad del límite térmico y dinámico.

Para el caso en CFE, y de acuerdo a la normativa internacional vigente, se ha establecido que los TC's. soporten hasta 20 veces su corriente nominal sin ningún problema.

Por lo tanto en el lugar donde se instalen este tipo de equipos, el nivel de corto circuito por ningún motivo debe de superar 20 veces la corriente nominal primaria del transformador de corriente.

2.6.12.1.6.1 EJEMPLO.

Si en un alimentador la carga es de 80 Amperes podría pensarse que un transformador de corriente de 100/5 es suficiente, lo cual es correcto si el nivel de corto circuito es menor de 2000 A.

Sin embargo en el caso de que el nivel de corto circuito sea de 4700 Amperes, entonces debe seleccionarse otra relación. En este caso debe ser cuando menos de:

$$4700 / 20 = 235$$

Por lo tanto tiene que seleccionarse una relación de 250/5 ó mayor, según la disponibilidad del equipo.

Con un mayor detalle, en la sección de apéndices de este procedimiento se incluye un documento relativo a la selección de transformadores de corriente para propósitos de protección.

2.6.12.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TP'S.

Símbolo



Un transformador de potencial es un dispositivo destinado a la alimentación de aparatos de medición y /o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar. Cada transformador de tensión tendrá, por lo tanto, terminales primarios que se conectarán a un par de fases o a una fase y tierra, y terminales secundarios a los cuales se conectarán aquellos aparatos.

En estos aparatos la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada.

Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

En esta definición tan amplia quedan involucrados los TP's que consisten en dos arrollamientos realizados sobre un núcleo magnético y los TP's que contienen un divisor capacitivo. "Transformadores de Tensión Inductivos" y a los segundos "Transformadores de Tensión Capacitivos".

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas (epoxi) para tensiones bajas o medias de hasta 33 kV, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite, porcelana o con gas SF6.

El tamaño de los TP's está fundamentalmente determinado por la tensión del sistema y la aislación del arrollamiento primario a menudo excede en volumen al arrollamiento mismo. Un TP debe estar aislado para soportar sobretensiones, incluyendo tensiones de impulso.

TABLA 14. LÍMITES DE ERROR DE TENSIÓN Y DE ÁNGULO DE FASE.

Clase de Precisión	Error de tensión %	Angulo de error en minutos	Angulo de error en centirradiantes
3P	±3	±120	±3.5
6P	±6	±240	±7

Nota. El error de tensión y de defasamiento a la frecuencia nominal no debe superar los valores de la tabla 14.

La función principal de los TP's es reducir en forma proporcional las magnitudes de los **voltajes** de los sistemas de potencia.

Existe la posibilidad de que los TP's, tengan varios devanados secundarios y diferentes relaciones.

Las relaciones (RTP) más comúnmente utilizadas en las subestaciones de distribución son:

TABLA 15. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIAL.

RTP	Voltaje (KV)
1000/1	115
600/1	115
34500/120	34.5
24000/120	23
14400/120	13.8
8400/120	13.8

Para la conexión de un TP, el devanado primario se conecta directamente al sistema de potencia y los errores que se pueden presentar en estos equipos básicamente pueden ser dos tipos:

- Error de relación
- Error de ángulo.

Los errores de relación y Angulo en los TP's son tan pequeños que se desprecian para propósitos de protección.

En el caso de medición se especifican que los TP's sean construidos para este propósito y únicamente varían con respecto a los de protección en que los medición tienen una mayor capacidad térmica.

2.6.12.2.1 CONEXIONES

Existen varios tipos de conexiones de los TP's, de acuerdo a las necesidades, voltaje y aplicación pero básicamente las principales son las siguientes.

- a) Estrella aterrizada
- b) Estrella aterrizada
- c) 3vo

a) CONEXIÓN ESTRELLA ATERRIZADA.

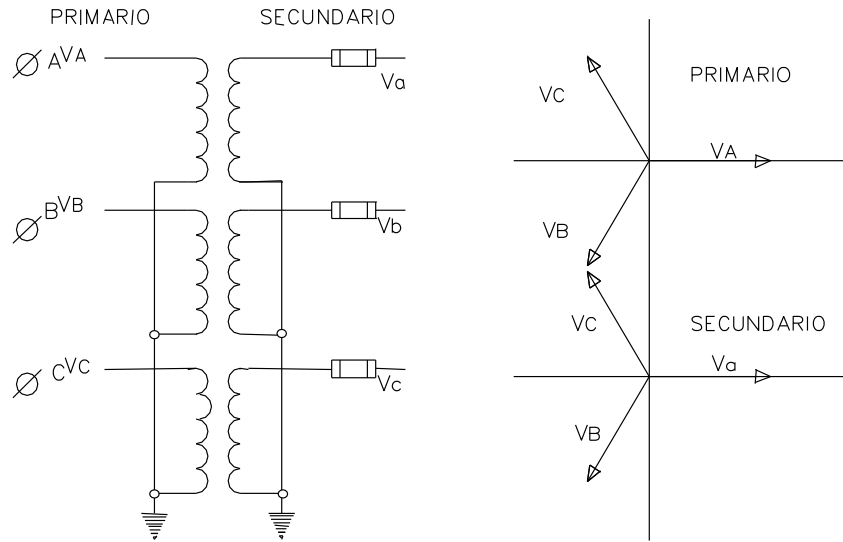


FIGURA 36. CONEXIÓN DE 3 TP'S EN ESTRELLA ATERRIZADA.

b) CONEXIÓN DELTA ABIERTA.

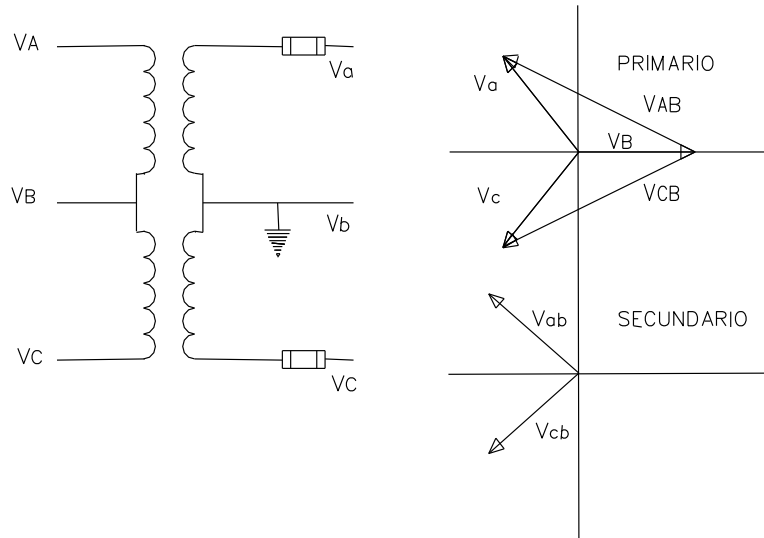


FIGURA 37. CONEXIÓN DE 2 TP'S EN DELTA ABIERTA.

c) CONEXIÓN Y ATERRIZADA- Δ ABIERTA.

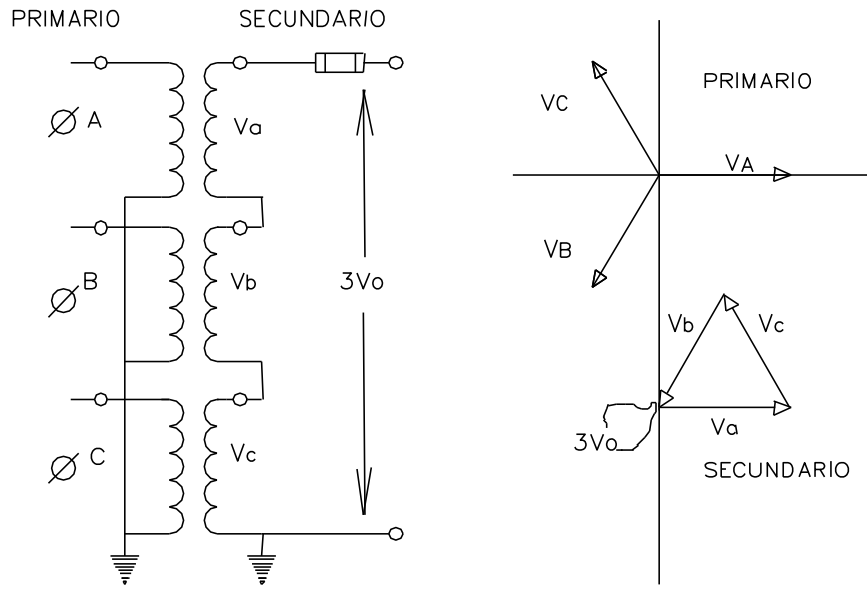


FIGURA 38. Conexión de 3 TP's en $3V_o$



CAPÍTULO III

FALLAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El análisis de fallas en uno de los objetos principales de estudio para una adecuada protección en los sistemas eléctricos de cualquier índole, nos interesa estudiar este evento porque nos permite saber qué tipos y causas de fallas son las que ocurren más seguido, que grado de afectación tiene en una subestación de distribución. Así como conocer las zonas de protección de dichas fallas y hacer un estudio adecuado de como aislar la falla y coordinar las protecciones para mantener en óptimas condiciones el sistema eléctrico en una subestación de distribución.

3.1 NATURALEZA DE LAS FALLAS.

En los sistemas de distribución, pueden presentarse principalmente dos tipos de falla según su naturaleza.

3.1.1 FALLAS DE NATURALEZA TRANSITORIA.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea, es decir, que se trata de aislamientos del tipo "recuperable". Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de la sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

Dado el corto tiempo de presencia de este fenómeno, incluso en algunas ocasiones los dispositivos de protección contra sobrecorriente no llegan a operar dependiendo de la capacidad de auto-recuperación del aislamiento, por lo que podría establecerse una "auto-liberación" de la falla sin la acción de una protección.

Otros tipos de fallas, de las cuales resultan corrientes de frecuencia nominal pueden ser de naturaleza transitoria si la tensión del elemento fallado es interrumpida rápidamente por la acción de un dispositivo de protección y luego restablecida después de que el aislamiento ha recuperado su capacidad dieléctrica. Tales fallas pueden resultar de descargas atmosféricas con flameo de aislamiento, contacto de aves o animales, movimiento de conductores cercanos, etc.

3.1.2 FALLAS DE NATURALEZA PERMANENTE.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos del tipo "no recuperable", como de aislamientos recuperables en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla. Su ocurrencia generalmente origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando éste es del tipo "no recuperable". Si se trata de aislamientos del tipo "recuperable", tales como el aire, la pérdida del aislamiento es debida a contacto de elementos conductores, ya sea entre ellos o a tierra, provocado normalmente como consecuencia de fallas mecánicas o estructurales.

Estadísticamente el 90% son fallas transitorias y el 10% son permanentes.

3.1.3 TIPOS DE FALLAS.

Un sistema eléctrico a prueba de fallas no es práctico ni económico. Los sistemas eléctricos modernos que como práctica son construidos con altos niveles de aislamiento, tienen suficiente flexibilidad para que uno o más de sus componentes puedan estar fuera de operación afectando en forma mínima la continuidad del servicio. Adicionalmente a las deficiencias de aislamiento, las fallas pueden ser el resultado de problemas eléctricos, mecánicos y térmicos o de cualquier combinación de éstos.

3.1.4 TIPOS DE FALLAS Y CAUSAS.

Para asegurar una adecuada protección, las condiciones existentes en un sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas deben ser comprendidas claramente. Estas condiciones anormales proporcionaban los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección. La mayoría de tipos y causas de falla se encuentran listados en la tabla 16.

TABLA 16. TIPOS Y CAUSAS DE FALLA.

PRINCIPALES TIPOS Y CAUSAS DE FALLA	
TIPO	CAUSA
AISLAMIENTO	DEFECTOS O ERRORES DE DISEÑO, FABRICACIÓN INADECUADA, INSTALACIÓN INADECUADA, AISLAMIENTO ENVEJECIDO, CONTAMINACIÓN
ELÉCTRICO	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, SOBRETENSIONES TRANSITORIAS POR MANIOBRA, SOBRETENSIONES DINÁMICAS
TÉRMICA	FALLA DE ENFRIAMIENTO, SOBRECORRIENTE, SOBRETENSIÓN, TEMPERATURA AMBIENTE
MECÁNICA	ESFUERZOS POR SOBRECORRIENTE, SISMO, IMPACTOS POR OBJETOS AJENOS, NIEVE O VIENTO

Los dispositivos de protección deben operar para los siguientes tipos de falla, conocidas como fallas paralelo (shunt), las cuales tienen la probabilidad de ocurrencia indicada en la tabla 6, para sistemas de distribución aéreos con conductor desnudo.

TABLA 17. PROBABILIDAD DE OCURRENCIA PARA DIFERENTES FALLAS.

PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
TIPO	PROBABILIDAD (%)
MONOFASICA (fase a tierra)	85
BIFÁSICA A TIERRA (dos fases a tierra)	8
BIFÁSICA (entre dos fases)	5
TRIFÁSICA (entre las tres fases)	2

A menos que sean precedidos o causados por una falla, los circuitos abiertos (fallas serie) en sistemas eléctricos no ocurren con frecuencia. Consecuentemente muy pocos dispositivos de protección

(relevadores fundamentalmente) son diseñados específicamente para proporcionar protección contra circuito abierto.

Una excepción es posible encontrarla en las áreas de media tensión donde un fusible puede estar abierto. Otro caso particular se encuentra en los sistemas de extra alta tensión donde los interruptores están equipados con mecanismos independientes de manera monopolar.

Para fallas simultáneas en dos partes de un sistema, generalmente es imposible para un dispositivo de protección el operar adecuadamente bajo todas las condiciones. Si ambas fallas simultáneas están dentro de la zona de operación de la protección al menos uno de los elementos de detección de la misma operará adecuadamente, con la subsecuente operación secuencial de todas protecciones que están "viendo" las fallas.

Cuando ambas fallas aparecen simultáneamente dentro y fuera de la zona de cobertura de protección, algunos equipos presentan una dificultad para determinar si deben actuar o no. Afortunadamente las fallas simultáneas no ocurren con frecuencia y no representa un caso significativo de operaciones incorrectas.

3.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS.

3.1.5.1 ÁNGULO DE FALLA.

El factor de potencia o ángulo de una corriente de falla, está determinado para las fases falladas por la naturaleza de la fuente y la topología de los circuitos conectados hasta la ubicación misma de la falla; y para las fallas a tierra por el tipo de aterrizamiento del sistema.

La corriente tendrá un ángulo de 80 a 85° atrás para una fase fallada cerca de las fuentes de generación. El ángulo será menor en el sistema dependiente de las líneas involucradas.

Los ángulos de falla típicos para líneas aéreas con conductor desnudo son los siguientes:

TABLA 18. ÁNGULOS DE FALLA.

ÁNGULOS DE FALLA	
7.2 A 23 KV:	20 A 45° ATRÁS
23 A 69 KV:	45 A 75° ATRÁS
69 A 230 KV:	60 A 80° ATRÁS
230 KV Y MAYORES:	75 A 85° ATRÁS

En estos niveles de tensión, las corrientes para las fases falladas tendrán los ángulos mostrados donde la impedancia de línea es la mayor.

Si predomina la impedancia de transformadores o generadores, los ángulos de las fallas serán mayores.

Los sistemas con cables tendrán ángulos más bajos si la impedancia del cable representa la mayor porción de la impedancia total hacia la falla.

3.1.5.2 ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA.

El aterrizamiento del sistema afecta significativamente tanto la magnitud como el ángulo de las fallas a tierra. Existen 3 clases de aterrizamiento:

- No aterrizado (neutro aislado)
- Aterrizado a través de impedancia (resistencia o reactancia)
- Efectivamente aterrizado (neutro sólidamente aterrizado).

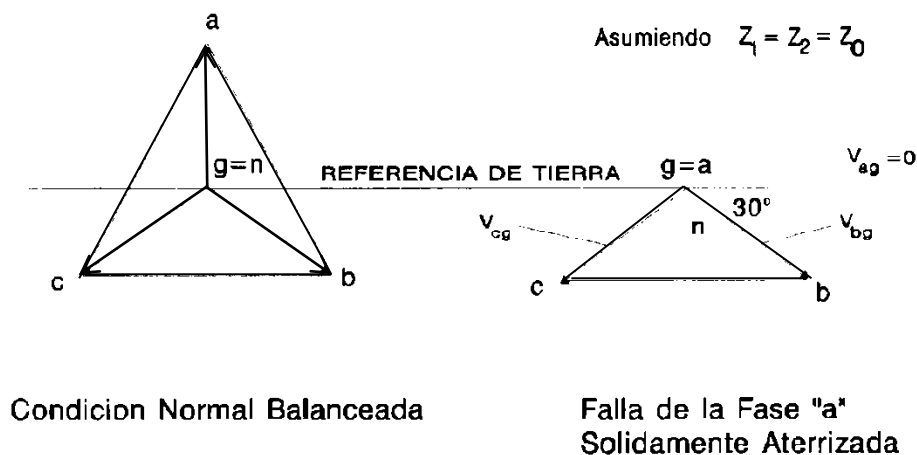
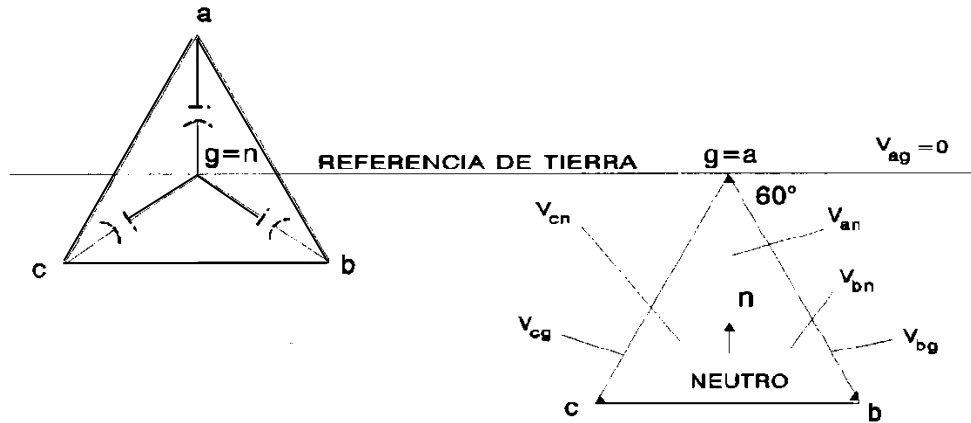


FIGURA 39. ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA.

Un sistema no aterrizado puede considerarse como aterrizado a través de su capacitancia en derivación natural como se muestra en la figura 39.

En un sistema asimétrico, donde las 3 capacitancias a tierra son iguales, el punto neutro es el mismo con la referencia de tierra. Si la fase "a" es aterrizada, el triángulo se desplaza como se muestra en la misma figura 40.

Consecuentemente, V_{bg} y V_{cg} serán aproximadamente 3 veces su valor nominal. En contraste el aterrizamiento de una fase en un sistema radial sólidamente aterrizado resultará en un incremento de la magnitud de la corriente de falla tanto en la fase como en la tierra, además de presentarse un pequeño o nulo incremento en la tensión de las fases no falladas.



Condición Normal Balanceada

Fase "a" Aterrizada

FIGURA 40. FASORES DE TENSIÓN PARA UNA FALLA SOLIDA DE LA FASE "a" A TIERRA EN UN SISTEMA NO ATERRIZADO.

3.1.5.3 RESISTENCIA DE FALLA.

A menos que la falla sea sólida, se presentará a través del dieléctrico (generalmente aire), un arco cuya resistencia varía con su propia longitud y la magnitud de la corriente de falla. Varios estudios indican que para corrientes que exceden los 100 A, la tensión a través del arco es casi constante en un promedio de aproximadamente 14.435 volts/cm.

La resistencia de arco es en sí misma un factor importante en las fallas de fase excepto en sistemas de baja tensión.

El arco no se prolonga lo suficiente para que el espaciamiento entre las fases involucradas reduzca el flujo de la corriente.

Adicionalmente la resistencia del arco se encuentra en cuadratura con la reactancia y por tal razón puede no incrementar de manera significativa la impedancia total que limita a la corriente de falla.

Para fallas a tierra, la resistencia de arco puede ser un factor importante debido a que pueden ocurrir arcos de mayor longitud.

Por otra parte la relativamente alta resistencia de aterrizamiento de una estructura puede limitar de manera significativa a la corriente de falla.

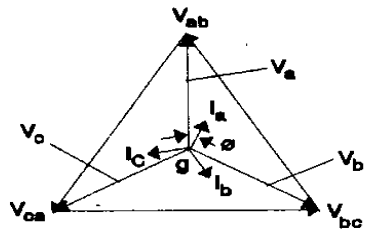
3.1.5.4 VARIACIÓN DE LOS FASORES DURANTE FALLAS.

Los diagramas fasoriales de la figura ilustran el efecto de las fallas tanto en las tensiones como en las corrientes del sistema.

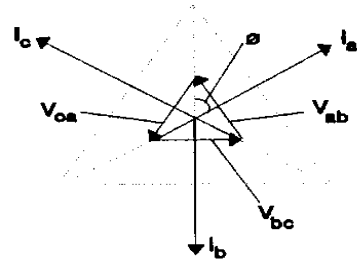
Los diagramas mostrados corresponden a sistemas efectivamente aterrizados.

En todos los casos el triángulo de tensiones no colapsados, existe en la fuente de generación, y el máximo colapso ocurre en la ubicación de la falla.

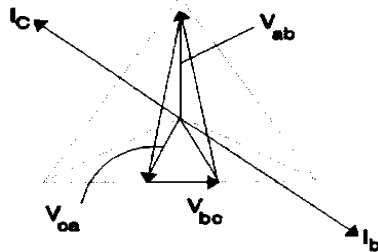
Las tensiones existentes entre ambos extremos varían dependiendo del punto de medición.



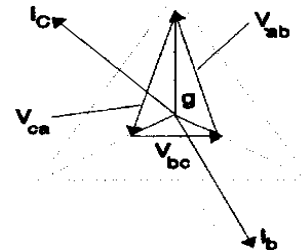
Condición Normal Balanceada



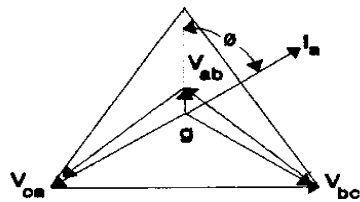
Nota : En la Falla
 $V_{ab} = V_{bc} = V_{ca} = 0$
 Falla Trifásica



Nota : En la Falla
 $V_{bc} = 0$
 Falla entre Fases
 "b" y "c"



Nota : En la Falla
 $V_{bc} = V_{bg} = V_{cg} = 0$
 Falla de Fases "b" y
 "c" a Tierra



Asumiendo $Z_1 = Z_2 = Z_0 = 0$
 Nota : En la Falla
 $V_{bc} = 0$
 Falla de la fase "a"
 a Tierra

FIGURA 41. DIAGRAMAS FASORIALES PARA LA OCURRENCIA DE VARIOS TIPOS DE FALLAS SOLIDAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO TÍPICO.

3.2 HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Elementos necesarios para obtener el modelo del Sistema de Distribución, cálculos y estudios requeridos para llevar a cabo la coordinación de protecciones.

3.2.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.

El paso inicial para llevar a efecto cualquier estudio a un Sistema Eléctrico es recabar los datos característicos de los elementos que lo componen.

Se define la terminología de las cantidades que intervienen y se mencionan los datos necesarios para efectuar los cálculos y/o los estudios requeridos en la coordinación de protecciones en Sistemas de Distribución.

Datos: Son las cantidades básicas a partir de las cuales se calculan o se obtienen los resultados. Son los datos de entrada para efectuar algún cálculo o proceso.

Resultados: Son las cantidades obtenidas a partir de los datos. Son los resultados de cálculos o procesos.

Esta terminología es relativa, ya que los resultados obtenidos de algún estudio son los datos de entrada para otro.

3.2.2 FUENTES DE DATOS.

Las fuentes de datos son:

- Placas de datos de máquinas
- Diagramas unifilares
- Bases de datos físicos de tramos de líneas
- Bases de datos de ajustes de dispositivos
- Estadísticas de demandas de Subestaciones
- Resultados de cálculos o procesos previos

3.2.3 ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE DATOS.

Todos los datos deberán estar contenidos en archivos de base de datos, debiendo éstos ser verificados cuidadosamente para estar seguros de que son los más utilizados y que el sistema será representado con exactitud.

Actualizaciones.

El grado de confianza en los resultados de los estudios depende en gran parte de los datos en que se basan, por lo tanto es necesario que estos sean actualizados cada vez que existan cambios en los elementos del Sistema de Distribución.

Las revisiones y/o actualizaciones a los archivos maestros de bases de datos deben hacerse al menos una vez al año.

3.2.4 DATOS NECESARIOS PARA LOS CÁLCULOS Y ESTUDIOS REQUERIDOS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

3.2.4.1 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

El Sistema de Distribución puede ser representado por medio de un diagrama unifilar en el cual se muestra la conectividad que existe entre los diversos componentes del Sistema.

Para llegar a dicho diagrama unifilar se parte de lo siguiente:

Se tiene un sistema trifásico, en donde su fuente es perfectamente balanceada, así como la carga; también son iguales las impedancias del equivalente del sistema y líneas conectadas a las tres fases, de tal forma que un conductor imaginario entre el neutro de la fuente y el neutro de la carga lleve una corriente de 0 Amperes.

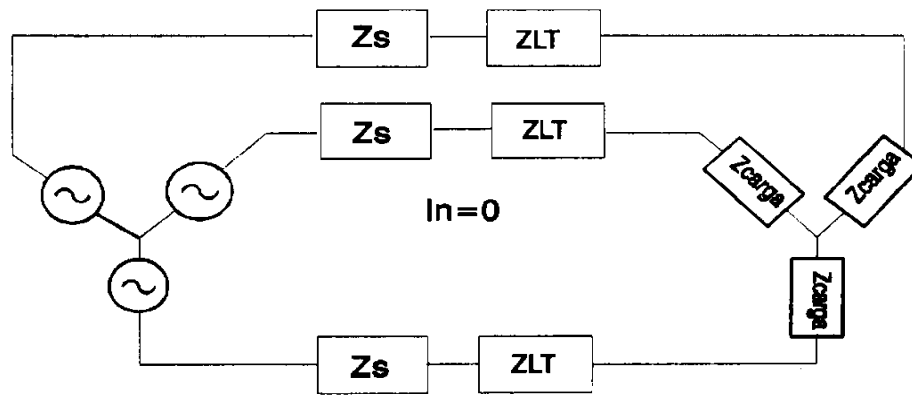


FIGURA 42. DIAGRAMA TRIFÁSICO.

Bajo estas condiciones el sistema puede ser representado por cualquiera de las siguientes dos figuras:

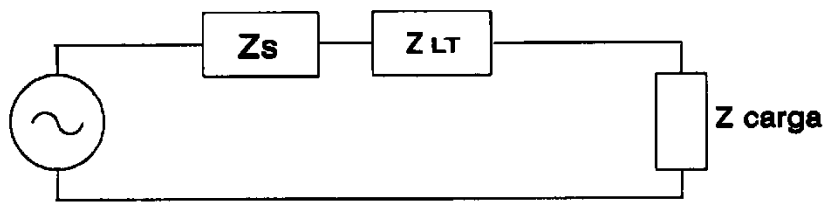


FIGURA 43. CIRCUITO MONOFÁSICO EQUIVALENTE.

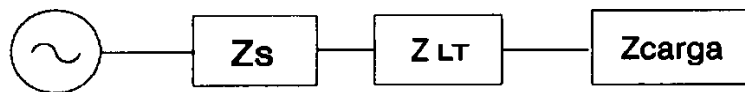


FIGURA 44. DIAGRAMA UNIFILAR.

La figura 43, es conocida como circuito monofásico equivalente, éste es muy útil ya que la solución a las ecuaciones de una sola malla es más fácil de obtener que las correspondientes para la red trifásica.

Para determinar la solución completa, solamente es necesario estar conscientes de que las respuestas en las otras fases estarán desfasadas 120 y 240 grados de la fase de referencia, pero que serán de magnitud similar.

La figura 44 es conocida como diagrama unifilar, siendo esta la forma más usual de representación de los sistemas eléctricos.

Las restricciones para llevar a cabo estas consideraciones son las siguientes:

1. El sistema debe ser simétrico, incluyendo a los dispositivos de seccionalización e interrupción.
2. Si el sistema pierde simetría en alguna de las fases, es necesario utilizar otra herramienta para su análisis y solución.

3.2.4.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS.

El Método de Componentes Simétricas permite calcular la respuesta a cualquier condición de desbalance en un sistema trifásico por medio de un artificio que descompone el sistema desbalanceado en tres sistemas balanceados, siendo la solución la suma de las respuestas de los tres sistemas balanceados.

En 1918, C. L. Fortescue propuso que la solución a un sistema desbalanceado de N fasores puede ser resuelto en términos n-1 sistemas balanceados de diferentes secuencias de fase y un sistema de secuencia cero. De esta definición se infiere que el sistema de secuencia cero es aquel en el cual todos los fasores son de igual magnitud y ángulo, esto es, son idénticos.

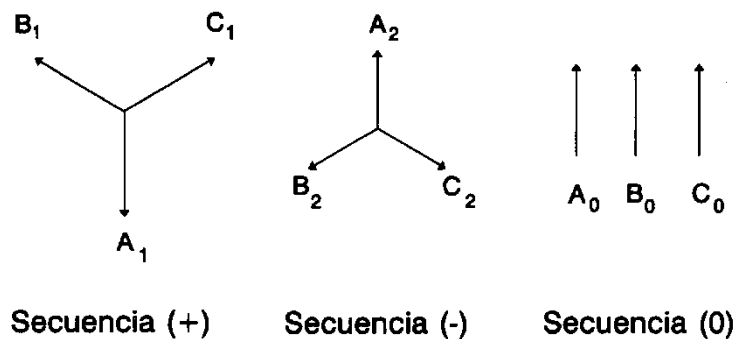


FIGURA 45. COMPONENTES SIMÉTRICAS.

En el caso de un sistema trifásico, n=3, el sistema puede ser resuelto en términos de 2 sistemas balanceados de diferente secuencia y un sistema de secuencia cero.

Con el fin de poder relacionar los fasores entre sí, se utiliza el **operador a**, cuya función es adelantar 120 grados en el tiempo el fador al que se aplique:

$$a = 1 \angle 120^\circ \qquad a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ$$

$$a^2 + a + 1 = 0$$

$$a^3 = 1 \angle 0^\circ$$

$$a^4 = a$$

Las expresiones matemáticas para los tres fasores desbalanceados en función de los tres sistemas balanceados son:

$$V_A = V_0 + V_1 + V_2 \quad \text{EC. 32.}$$

$$V_B = V_0 + a^2 V_1 + a V_2 \quad \text{EC. 33.}$$

$$V_C = V_0 + a V_1 + a^2 V_2 \quad \text{EC. 34.}$$

Las componentes de secuencia positiva (1), negativa (2) y cero (0) de los vectores de cualquier fase siempre conservan la relación indicada en el diagrama fasorial de la figura anterior.

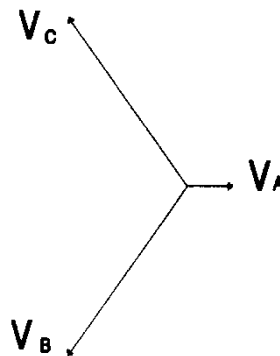


FIGURA 46. FASORES DE VOLTAJE EN UN SISTEMA DESBALANCEADO.

Resolviendo para las Componentes Simétricas, se tiene:

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_A + V_B + V_C) \quad \text{EC. 35.}$$

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_A + a V_B + a^2 V_C) \quad \text{EC. 36.}$$

$$V_2 = \frac{1}{3}(V_A + a^2 V_B + a V_C) \quad \text{EC. 37.}$$

Para relacionar estas cantidades en forma matricial, se introduce una matriz de transformación A igual a:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \text{EC. 38.}$$

La matriz inversa de A será:

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad \text{EC. 39.}$$

Las ecuaciones de transformación para voltajes en forma matricial son:

$$[V_{012}] = [A]^{-1}x[V_{ABC}] \quad \text{EC. 40.}$$

$$[V_{ABC}] = [A]x[V_{012}] \quad \text{EC. 41.}$$

3.2.4.2.1 EJEMPLO.

Obtención de las componentes simétricas de un sistema desbalanceado. Los valores correspondientes a los fasores indicados en la figura 45 componentes simétricas, son:

$$V_A = 24\angle 0^\circ$$

$$V_B = 70\angle -120^\circ$$

$$V_C = 72\angle 120^\circ$$

Para obtener las componentes simétricas de estos fasores se utilizará la siguiente fórmula:

$$[V_{012}] = [A]^{-1} \cdot [V_{ABC}]$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix}$$

Resolviendo la ecuación matricial anterior, se obtiene:

$$V_0 = 15.678\angle 177.9^\circ$$

$$V_1 = 55.333\angle 0^\circ$$

$$V_2 = 15.676\angle -177.9^\circ$$

La comprobación de estos resultados puede hacerse tanto gráfica como analíticamente, en este caso se procederá a hacerla del modo analítico.

$$V_A = V_0 + V_1 + V_2$$

$$V_A = 15.678\angle 177.9^\circ + 55.333\angle 0^\circ + 15.676\angle -177.9^\circ$$

$$V_A = 24\angle 0^\circ$$

$$V_B = V_0 + a^2V_1 + aV_2$$

$$V_B = 15.678\angle 177.9^\circ + (1\angle 120^\circ)^2(55.333\angle 0^\circ) + (1\angle 120^\circ)(15.676\angle -177.9^\circ)$$

$$V_B = 70\angle -120^\circ$$

$$V_C = V_0 + aV_1 + a^2V_2$$

$$V_C = 15.678\angle 177.9^\circ + (1\angle 120^\circ)(55.333\angle 0^\circ) + (1\angle 120^\circ)^2(15.676\angle -177.9^\circ)$$

$$V_C = 72\angle -120^\circ$$

Como puede observarse estos valores corresponden con los originales.

La ventaja de utilizar este método reside en que se puede resolver un problema relativamente complicado, solamente haciendo la suma vectorial de la solución de máximo tres redes balanceadas.

Una característica de este método es que la fase (o fases) del sistema que normalmente nos da la mejor aproximación a la solución para una condición de desbalance, es aquella que no está involucrada en el evento (o sea, la menos desbalanceada).

3.2.4.3 REGLAS Y RESTRICCIONES.

Al obtener los valores de secuencia de un sistema eléctrico, se hace posible la construcción de las redes de secuencia para todo el sistema. La red de secuencia puede ser un circuito en donde es posible ver todas las trayectorias posibles para la circulación de la corriente, de esa secuencia, en el sistema.

La red de secuencia positiva tiene una fuente de voltaje, el cual normalmente es igual al voltaje nominal del sistema. Esta fuente representa los voltajes internos de los generadores del sistema, dado que éstos están diseñados para generar tensiones balanceadas (de secuencia positiva), para el caso del Sistema de Distribución, esta fuente representa el equivalente de Thevenin del Sistema Generación-Transmisión-Subtransmisión en el Bus de la Subestación (puede ser lado alta o baja tensión, según las necesidades de cálculo para un caso particular).

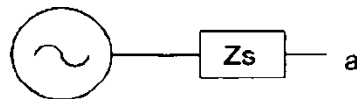
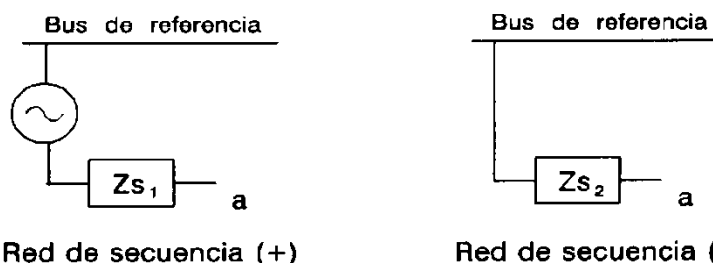


Diagrama unifilar



Red de secuencia (+) Red de secuencia (-)
FIGURA 47. DIAGRAMAS DE SECUENCIA POSITIVA (+) Y NEGATIVA (-).

Dado que las impedancias de secuencia positiva y negativa son las mismas en los elementos pasivos de un sistema, (líneas y transformadores), la conversión de la red de secuencia positiva a la red de secuencia negativa se lleva a cabo solamente omitiendo la fuente de voltaje. En vista de que todos los neutros de un sistema trifásico simétrico están al mismo potencial para las corrientes de secuencia positiva o para secuencia negativa. Por lo tanto, el neutro de un sistema trifásico simétrico es el potencial de referencia lógico para determinar las caídas de voltaje de secuencia positiva y negativa, y es el bus de referencia para las redes de secuencia positiva y negativa.

En lo que se refiere a las corrientes de secuencia cero, un sistema trifásico opera como monofásico, ya que éstas tienen la misma magnitud y ángulo de fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Entonces, las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe un camino de retorno por el cual pueda completarse el circuito. El bus de referencia para las tensiones de secuencia cero es el potencial de tierra en el punto especificado del sistema.

Para ilustrar esta situación, enseguida se muestra una figura 48 en donde se observa como representar las impedancias de secuencia cero de máquinas conectadas en Y.

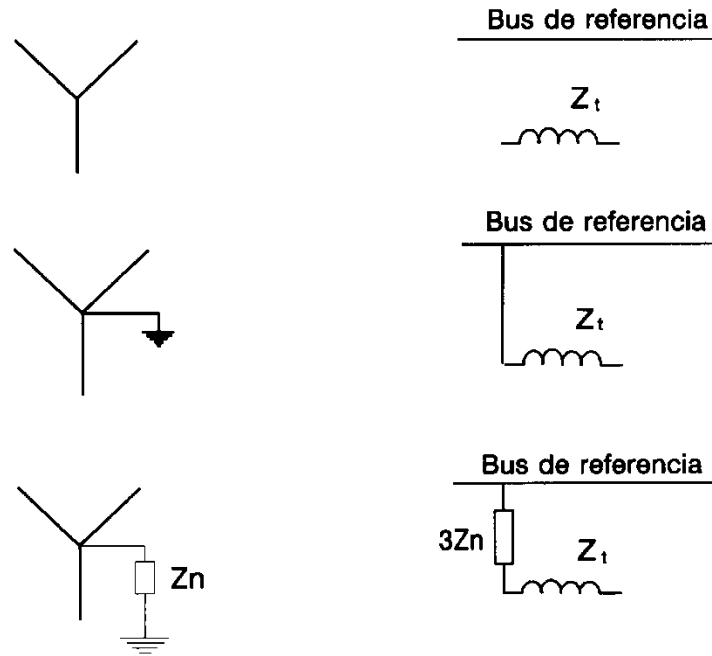


FIGURA 48. REDES DE SECUENCIA CERO PARA CONEXIONES ESTRELLA (Y).

3.2.4.4 EL MÉTODO POR UNIDAD.

Este es el método de representación de impedancias más conocido y utilizado universalmente. Básicamente, el valor en por unidad de una cierta cantidad es una conversión de su valor a una cantidad más pequeña para simplificar los cálculos, en donde tanto la impedancia equivalente del sistema como las impedancias de los demás componentes son convertidas a una base común de MVA. Esto nos permite la combinación de elementos de circuito en una red donde pueden estar presentes diferentes niveles de voltaje, eliminando la necesidad de hacer las conversiones de unidades para los parámetros obtenidos en cada nivel de voltaje. También las impedancias de equipos eléctricos usualmente son dadas por los fabricantes en por unidad o en por ciento.

$$\text{Cantidad en p. u.} = \frac{\text{Cantidad actual}}{\text{Cantidad base}} \quad \text{EC. 42.}$$

Para determinar el valor en p.u. de cualquier cantidad eléctrica, es necesario fijar los valores base para hacer las referencias correspondientes.

Hay cuatro cantidades base en el sistema por unidad: MVA, KV, Ohms y Amperes, están relacionadas de tal forma que la selección de dos de ellas determina los valores base de las otras dos.

En CFE, es común seleccionar como base 100 MVA, ya que esto simplifica los cálculos, además se seleccionan los KV base, estos son los nominales de la parte del sistema en que está conectado el elemento, de ellos se derivan las demás cantidades base como impedancia y corriente.

Antes de combinar impedancias es indispensable expresarlas en términos de los MVA_{base} comunes y que ellas estén conectadas a un sistema que tenga un nivel de voltaje igual a los KV base, es decir, expresarlas en valores p.u. que tengan las mismas bases.

Las fórmulas básicas para las cantidades eléctricas en por unidad son las siguientes:

$$\mathbf{Volts\ p.\ u. = \frac{V\ actuales}{V\ base}} \quad \mathbf{EC.\ 43.}$$

$$\mathbf{Amperes\ p.\ u = \frac{A\ actuales}{A\ base}} \quad \mathbf{EC.\ 44.}$$

$$\mathbf{MVA\ p.\ u. = \frac{MVA\ actuales}{MVA\ base}} \quad \mathbf{EC.\ 45.}$$

$$\mathbf{Ohms\ p.\ u. = \frac{\Omega\ actuales}{\Omega\ base}} \quad \mathbf{EC.\ 46.}$$

Los valores que se derivan de las cantidades bases trifásicas son:

$$\mathbf{A\ base = \frac{MVA\ base \times 10^3}{\sqrt{3} \times KV\ base}} \quad \mathbf{EC.\ 47.}$$

$$\mathbf{Ohms\ base = \frac{(KV_{base})^2}{MVA_{base}}} \quad \mathbf{EC.\ 48.}$$

En la práctica, a veces es conveniente convertir directamente de cantidades en Ohms a Ohms por unidad sin determinar primero los valores base de Ohms, esto puede llevarse a cabo utilizando la siguiente expresión:

$$\mathbf{Ohms\ p.\ u = \frac{\Omega_{actuales} \times MVA_{base}}{(KV_{base})^2}} \quad \mathbf{EC.\ 49.}$$

Para convertir valores en p.u. a otras nuevas bases, es necesario utilizar:

$$\mathbf{Z_n = Z_v \left(\frac{KV_v}{KV_n} \right)^2 \left(\frac{MVA_n}{MVA_v} \right)} \quad \mathbf{EC.\ 50.}$$

Donde las cantidades con subíndice n son las correspondientes a las nuevas bases, mientras que las cantidades con subíndice v son las que corresponden a las bases anteriores.

3.2.4.5 MODELOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

3.2.4.5.1 TRANSFORMADORES.

Para obtener el modelo de un transformador, es necesario determinar dos cuestiones:

1. Representación en redes de secuencia. Para esto se requiere conocer el tipo de conexión de los devanados del transformador.
2. Cálculo de los parámetros. Básicamente, lo que se necesita conocer es la impedancia equivalente (o reactancia).

La representación de la impedancia del transformador en redes de secuencia puede obtenerse de la siguiente figura 49:

CONEXIONES	SECUENCIA CERO	SEC. (+) y (-)
 H X	 H X	 H X
 H X	 H X	
 H X	 H X	
 H X	 H X	
 H X Y	 H X	

FIGURA 49. CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIAS DE TRANSFORMADORES.

El por ciento de impedancia de un transformador es la relación que existe entre el voltaje reducido aplicado en la prueba de corto circuito y el voltaje nominal del transformador, expresando dicha relación en porcentaje. Este dato debe estar contenido en la placa del transformador.

Esta cantidad está expresada con base en los MVA y KV nominales del transformador, por lo que es necesario convertir esos valores a las bases previamente seleccionadas de MVA y KV del Sistema de Distribución.

Se considera que la magnitud de las 3 impedancias de secuencia de transformadores es la misma y que ésta no tiene componentes resistivos, es decir, los transformadores se consideran como una reactancia. Estrictamente hablando, esto no es así, pero se considera de esa forma para simplificar el modelo eléctrico del transformador y los cálculos a efectuar.

3.2.4.5.1.1 EJEMPLO.

Se llevará a cabo el cálculo de la impedancia en por unidad del transformador.

7.5 / 9.375 MVA, 115 / 13.8 Kv, 8.33 % de Impedancia a 7.5 MVA.

La magnitud de la impedancia del transformador es su propia base a 7.5 MVA y 115 KV es:

$$Z_{pu} = 8.33/100 = 0.0833 \text{ p.u.}$$

Dado que es una reactancia:

$$Z_{pu} = j 0.0833 \text{ p.u.}$$

Los valores base del sistema de distribución son: 100 MVA y 115 Kv

Para efectuar la conversión de la magnitud de la impedancia a las nuevas bases, se utiliza la siguiente fórmula EC. 50:

$$Z_n = Z_v \left(\frac{KV_v}{KV_n} \right)^2 \left(\frac{MVA_n}{MVA_v} \right)$$

$$MVA_v = 7.5 \quad KV_v = 115 \quad Z_v = 0.0833$$

$$MVA_n = 100 \quad KV_n = 115$$

Sustituyendo en la fórmula anterior, se obtiene:

$$Z_n = 1.1106 \text{ p.u., } 115 \text{ KV y } 100 \text{ MVA.}$$

Esta impedancia de 1.1106 p.u., 115 kV y 100 MVA es equivalente a la impedancia 0.0833 p.u., 115 kV y 7.5 MVA.

3.2.4.5.2 LÍNEAS AÉREAS.

Hay cuatro parámetros que afectan el comportamiento de una línea:

- Resistencia serie
- Inductancia serie
- Capacitancia paralelo
- Conductancia paralelo

Para propósitos de representación de líneas aéreas en los estudios de corto circuito y coordinación de protecciones, solamente se consideran los parámetros correspondientes a la impedancia serie,

entonces, se podrá modelar la línea si conocemos la impedancia serie de ella para las diferentes secuencias.

3.2.4.5.2.1 IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LÍNEAS AÉREAS.

La secuencia de fases del voltaje aplicado a una línea no hace diferencia, ya que las caídas de voltaje son las mismas con secuencia **a-b-c** que con secuencia **a-c-b**. Entonces, las impedancias de secuencia positiva Z_1 y negativa Z_2 de una línea son exactamente la misma:

$$Z_1 = Z_2 = R_1 + j X_1 \text{ Ohms / fase} \quad \text{EC. 51.}$$

La resistencia de secuencia positiva R_1 de la línea depende de:

- Tipo y calibre de conductor
- Temperatura de operación.
- Corriente de carga
- Frecuencia de operación.

A esta resistencia comúnmente se le denomina r_a y se obtiene directamente de las tablas de conductores.

La reactancia inductiva de secuencia positiva X_1 está formada por dos términos:

$$X_1 = X_a + X_d \quad \text{EC. 52.}$$

Donde:

X_a : Reactancia inductiva propia del conductor, depende de:

- Tipo y calibre de conductor
- Frecuencia de operación

El valor de esta reactancia se obtiene directamente de las tablas de conductores, o bien puede calcularse con la siguiente expresión:

$$X_a = 0.2794 \log \left(\frac{1}{RMG} \right) \text{ Ohms/milla} \quad \text{EC. 53.}$$

Donde RMG es el radio medio geométrico del conductor expresado en pies (esta cantidad también se obtiene de las tablas de conductores).

X_d : Reactancia inductiva mutua entre conductores y depende solamente de la disposición geométrica que tienen los conductores, no del tipo y calibre de conductores. Se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$X_d = 0.2794 \log DMG \text{ Ohms/milla} \quad \text{EC. 54.}$$

Donde DMG es la distancia media geométrica entre conductores expresada en pies, calculándose ésta para un tramo de línea trifásica por medio de:

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} \times d_{bc} \times d_{ca}} \quad \text{EC. 55.}$$

En resumen, la reactancia inductiva de secuencia positiva puede calcularse por medio de la siguiente expresión:

$$X_1 = 0.2794 \log \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \quad \text{EC. 56.}$$

Donde, tanto DMG como RMG deben expresarse en pies.

3.2.4.5.2.2 IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO PARA LÍNEAS AÉREAS.

La impedancia de secuencia cero de la línea depende de los factores que se mencionaron para la impedancia de secuencia positiva y adicionalmente de:

- Número y disposición de Hilos de Guarda.
- Impedancia mutua entre hilos de guarda y conductores de fase.
- Resistividad del terreno, ya que la secuencia cero involucra trayectorias de retorno por tierra de las corrientes de desbalance, por lo cual la impedancia de secuencia cero de la línea considera la existencia de un conductor imaginario localizado justo por debajo de los conductores aéreos y enterrado en el piso a una cierta profundidad, la cual dependerá de la resistividad promedio del terreno.

La impedancia de secuencia cero de una línea aérea se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Z_0 = Z_{0a} - \frac{(Z_{0ag})^2}{Z_{0g}} \quad \text{EC. 57.}$$

Donde:

Z_{0a} : Impedancia de secuencia cero propia de los conductores de fase.

Z_{0ag} : Impedancia de secuencia cero mutua entre los conductores de fase y los hilos de guarda

Z_{0g} : Impedancia de secuencia cero propia de los hilos de guarda.

Impedancia de secuencia cero propia de los conductores de fase:

$$Z_{0a} = r_a + r_e + j (X_a + X_e - 2X_d) \quad \text{EC. 58.}$$

Donde:

r_a : Resistencia de secuencia positiva del conductor.

r_e : Resistencia de secuencia cero del conductor en función de la frecuencia.

X_a : Reactancia inductiva propia del conductor

X_e : Reactancia inductiva de secuencia cero en función de la resistividad del terreno y de la frecuencia.

X_d : Reactancia inductiva mutua entre conductores.

Impedancia de secuencia cero propia de los hilos de guarda

$$Z_{0g} = \frac{3}{n} r_{ag} + r_e + j \left[X_e + \frac{3X_{ag}}{n} - \frac{3(n-1)X_d}{n} \right] \Omega/mi \quad \text{EC. 59.}$$

Donde:

r_{ag}, X_{ag} : Resistencia y reactancia inductiva propias del hilo de guarda, (estos valores se toman de las tablas de conductores).

r_e, X_e : Ya definidas para Z_{0a} .

X_d : Reactancia inductiva mutua entre los hilos de guarda.

n : Número de hilos de guarda.

Para líneas con un hilo de guarda:

$$Z_{0g} = 3 r_{ag} + r_e + j(X_e + 3X_{ag}) \quad \text{EC. 60.}$$

Para líneas con dos hilos de guarda:

$$Z_{0g} = \frac{3}{2} r_{ag} + r_e + j \left[X_e + \frac{3X_{ag}}{2} - \frac{3(n-1)X_{dg}}{2} \right] \Omega/mi \quad \text{EC. 61.}$$

Impedancia de secuencia cero mutua entre conductores de fase e hilos de guarda:

$$Z_{0ag} = r_e + j(X_e - 3X_d) \text{ Ohms / mi} \quad \text{EC. 62.}$$

Donde:

r_e, X_e : Ya definidos anteriormente.

X_d : Reactancia de secuencia cero debida al espaciamiento entre los conductores de fase y los hilos de guarda.

$$X_d = 0.2794 \log DMG \quad \text{EC. 63.}$$

$$DMG = \sqrt[3n]{d_{ag1} d_{bg1} d_{cg1} \dots d_{agn} d_{bgn} d_{cgn}} \text{ pies} \quad \text{EC. 64.}$$

3.2.4.5.3 REPRESENTACION EN P.U.

Para representar los elementos de un Sistema de Distribución en por unidad, se sigue la siguiente secuencia:

1. Seleccionar los MVA base.
2. Determinar los voltajes base (Estos son los voltajes nominales de cada uno de los devanados de transformadores, la relación de vueltas de los devanados de los transformadores es lo que nos da el valor del voltaje base en cada uno de los diferentes niveles de voltaje del sistema).
3. Calcular la impedancia base en cada nivel de voltaje del sistema.
4. Calcular los valores en Ohms de las impedancias de secuencia de líneas.
5. Obtener los valores de impedancias de secuencias de líneas en p.u.
6. Calcular la(s) impedancia(s) de transformadores a las bases seleccionadas. Normalmente se utiliza la Impedancia a la capacidad OA.
7. Elaborar los circuitos equivalentes monofásicos del sistema para cada red de secuencia.

3.2.5 CORTO CIRCUITO.

La evaluación de corrientes de corto circuito en las diversas partes del sistema nos permite determinar lo siguiente:

- 1) Conocimiento de los valores de corriente de falla a través de cualquier elemento del sistema para analizar su comportamiento bajo esas condiciones.
- 2) Verificar que es adecuada la capacidad interruptiva de los interruptores, restauradores y cortacircuitos.
- 3) Selección de capacidades y ajuste de los dispositivos de protección como relevadores, fusibles, restauradores.
- 4) Dimensionamiento de los conductores de la red de tierras de la Subestación para minimizar los riesgos del personal, que pudiera estar en contacto con aparatos y equipos conectados a dicha red, durante la ocurrencia de fallas de fase a tierra.

3.2.5.1 TEORÍA BÁSICA.

En la figura 50 se observa el equivalente monofásico de un sistema eléctrico alimentando una carga en condiciones normales. La impedancia de la carga es muy grande comparada con la impedancia equivalente del sistema y de la línea de alimentación, por lo cual la corriente de carga normal es baja (varios cientos de amperes).

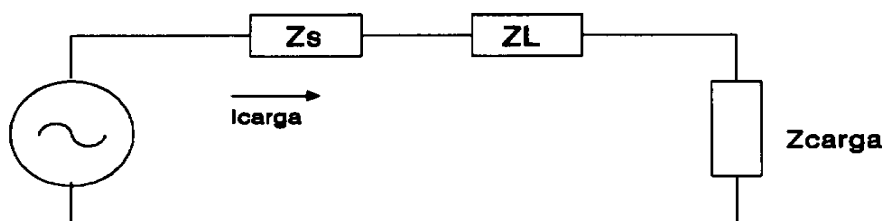


FIGURA 50. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL SISTEMA EN CONDICIONES NORMALES.

Al ocurrir un corto circuito, la impedancia que se le presenta a la fuente cambia a una de magnitud más pequeña comparada con la de carga normal y lo resultante es que la corriente que fluye en estas circunstancias es una corriente elevada (normalmente varios miles de amperes), esta corriente se denomina corriente de corto circuito.

Se puede ver en la figura 50 que lo que limita a la corriente de corto circuito son las impedancias equivalentes de fuente y la impedancia de la línea de alimentación, entonces, en principio, para obtener el valor de la corriente de corto circuito es necesario dividir el voltaje que había en el sistema (justo antes de ocurrir la falla) entre la impedancia equivalente de Thévenin hasta el punto donde se localiza la falla.

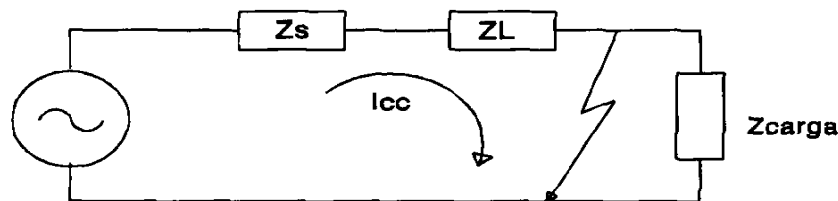


FIGURA 51. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL SISTEMA AL OCURRIR UNA FALLA.

Durante los primeros ciclos de ocurrencia de la falla, es necesario considerar el fenómeno transitorio debido a un circuito RL, ya que al ocurrir la falla, la impedancia cambia de una cuya componente resistiva es mayor que la componente reactiva a otra cuya componente reactiva es mayor que la resistiva.

Esto produce una respuesta de corriente amortiguada en el tiempo, lo cual se traduce en una corriente de magnitud mayor durante varios ciclos (lo que dura el efecto transitorio del circuito RL), para después reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente.

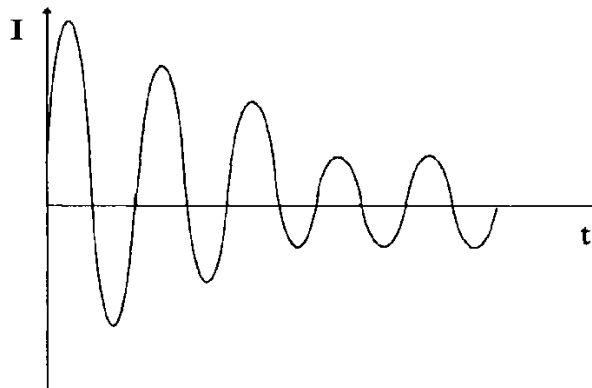


FIGURA 52. GRÁFICA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

Como se observa en la figura 52, la gráfica de la corriente de corto circuito en los primeros ciclos no es simétrica respecto al eje del tiempo, esto se presenta cuando en el momento de ocurrencia de la falla la onda de voltaje no pasa por su valor máximo; bajo esta condición, siempre el efecto será una onda de corriente con asimetría respecto al eje del tiempo, la asimetría será mayor cuando el instante en que ocurre la falla se aleje del pico de la onda de voltaje y se acerque al tiempo en que el voltaje pase por cero, estrictamente hablando, el punto de máxima asimetría depende de la relación X/R de la impedancia equivalente de Thévenin del sistema en el punto de falla.

También se observa que durante los primeros ciclos la corriente tiene una mayor magnitud, esto se debe a que la reactancia de los generadores varía al cambiar las condiciones del circuito que alimenta de impedancia de carga normal a impedancia de falla, esto causa una respuesta dinámica del generador la cual se traduce en el cambio de la magnitud de su reactancia durante los primeros ciclos de ocurrencia de falla.

Es práctica común considerar que los generadores presentan 3 reactancias, de acuerdo al tiempo en que se lleva a cabo el análisis:

- X_d'' Reactancia subtransitoria (Primeros 3 ciclos).
- X_d' Reactancia transitoria (De 3 a 8 ciclos).
- X_s Reactancia síncrona (Más de 8 ciclos).

En resumen, hay que considerar el efecto de asimetría de la corriente de corto circuito para determinar el comportamiento de los dispositivos de protección de alta velocidad que operan en 3 ciclos o menos.

En los estudios de corto circuito se obtienen valores simétricos de corriente, entonces para los primeros ciclos de la falla, la magnitud de la corriente debe afectarse por el factor de asimetría, o bien, elaborar los estudios de corto circuito con las reactancias subtransitorias.

3.2.5.2 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

Conocer los datos que son necesarios para llevar a cabo estudios de corto circuito son:

- Equivalentes de Thévenin del Sistema Generación-Transmisión-Subtransmisión (generalmente en el bus de alta tensión de la Subestación). Estos equivalentes deben ser de secuencia positiva y secuencia cero, en por unidad, quedando a criterio del analista si se utilizan los equivalentes a máxima y mínima generación o solamente los equivalentes a máxima generación, esto en el caso en que no exista una variación sustancial entre ellos.
- Diagramas de secuencia del Sistema de Distribución conteniendo:
 - Las impedancias equivalentes de Thévenin en el bus de alta tensión de la Subestación.
 - Las impedancias de transformador(es) y líneas en el lado de bajo voltaje en por unidad, además, la forma en que están interconectados en las redes de secuencia, esto depende del tipo de falla a calcular.
- Tipo de fallas a calcular. Normalmente, sólo se efectúan estudios de corto circuito para calcular fallas trifásicas y de una fase a tierra. La falla trifásica porque es la que proporciona las corrientes de corto circuito de mayor magnitud en la mayoría de nodos a analizar.

La falla de fase a tierra generalmente es la de menor magnitud, (excepto en los buses donde están conectados transformadores en Y con neutro aterrizado). En ocasiones la magnitud de la corriente de falla de fase a tierra es menor que la corriente de carga normal del circuito, sobre todo cuando se

involucra la existencia de arco; pero también esta falla es que ocurre con mayor frecuencia en cualquier sistema eléctrico.

Las magnitudes de las corrientes que se obtienen en los otros tipos de falla, (falla de fase a fase, falla de dos fases a tierra), están comprendidas en el rango entre la falla trifásica y la falla monofásica.

Para determinar cómo se interconectan las redes de secuencia para distintos tipos de falla, es necesario seguir los siguientes pasos:

1. Dibujar un diagrama trifilar mostrando todas las conexiones de los conductores de fase en el punto de la falla. Identificando todas las corrientes, voltajes e impedancias; se debe tener especial cuidado en anotar las direcciones y polaridades. Se considera que la carga consiste de impedancias balanceadas y que las corrientes de falla fluyen del sistema hacia el punto fallado.
2. Escribir las ecuaciones que relacionan las corrientes en la falla y los voltajes de acuerdo con el tipo de falla a considerar.
3. Efectuar la transformación de corrientes y/o voltajes del sistema a-b-c al sistema 0-1-2 mediante el uso de la matriz de transformación A.
4. Observar las corrientes de secuencia para determinar las conexiones apropiadas de las terminales de las redes de secuencia que satisfagan lo mencionado en el paso 3.
5. Revisar los voltajes de secuencia para determinar la conexión de las terminales restantes de las redes de secuencia, añadiendo impedancias como sea requerido para satisfacer lo mencionado en los puntos 3 y 4.

3.2.5.3 FALLA TRIFÁSICA.

Paso 1

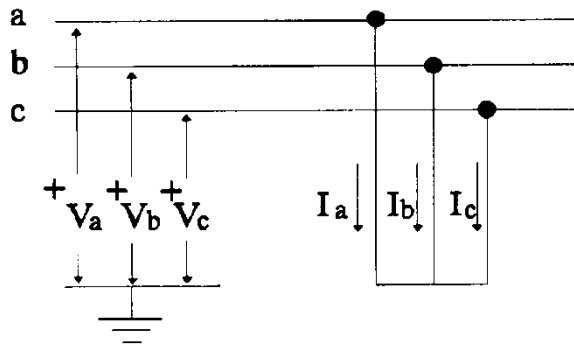


FIGURA 53. VOLTAJES Y CORRIENTES EN EL PUNTO DE FALLA TRIFÁSICA.

Paso 2

$$|I_{falla}| = |I_a| = |I_b| = |I_c| \quad \text{EC. 65.}$$

$$I_b = a^2 I_a \quad \text{EC. 66.}$$

$$I_c = a I_a \quad \text{EC. 67.}$$

Paso 3

Ecuación de Transformación:

$$[I_{012}] = [A]^{-1} \cdot [I_{abc}] \quad \text{EC. 68.}$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad \text{EC. 69.}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a + I_b + I_c \\ I_a + I_b a + I_c a^2 \\ I_a + I_b a^2 + I_c a \end{bmatrix} \quad \text{EC. 70.}$$

Sustituyendo:

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad \text{EC. 71.}$$

$$I_a + a I_b + a^2 I_c = I_a + a^3 I_a + a^3 I_a = 3 I_a \quad \text{EC. 72.}$$

$$I_a + a^2 I_b + a I_c = I_a (1 + a + a^2) = 0 \quad \text{EC. 73.}$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ 3I_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad \text{EC. 74.}$$

Por ser una condición balanceada, la falla trifásica solo contiene cantidades de secuencia positiva, lo cual queda demostrado analíticamente.

3.2.5.4 FALLA DE UNA FASE A TIERRA CON RESISTENCIA.

Paso 1

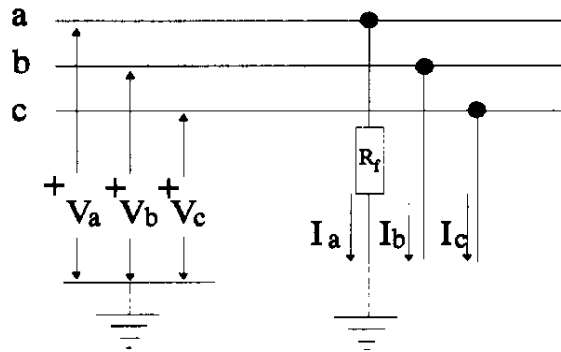


FIGURA 54. VOLTAJES Y CORRIENTES EN EL PUNTO DE FALLA DE FASE A TIERRA A TRAVÉS DE RESISTENCIA

Paso 2

$$I_a = I_{falla} \quad \text{EC. 75.}$$

$$I_b = 0 \quad \text{EC. 76.}$$

$$I_c = 0 \quad \text{EC. 77.}$$

$$V_a = R_f I_a \quad \text{EC. 78.}$$

Paso 3

Ecuación de Transformación:

$$[I_{012}] = [A]^{-1} \cdot [I_{abc}]$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad \text{EC. 79.}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad \text{EC. 80.}$$

Se observa que todas las corrientes de secuencia son iguales, por lo tanto, las redes de secuencia para este tipo de falla deben estar conectadas en serie. También, de la figura se tiene que:

$$V_a = R_f I_a = 3 R_f I_{a1} \quad \text{EC. 82.}$$

La ecuación anterior puede expresarse también como:

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3R_f I_{a1}$$

EC. 83

Esto implica que se tiene que añadir una impedancia externa igual a $3R_f$ en el circuito de las 3 redes de secuencia conectadas en serie. Las corrientes de secuencia serán

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_{TH}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R_f}$$

EC. 84.

Suponiendo $V_{th} = 1.0$ p.u., la corriente de falla de fase a tierra es:

$$I_{falla} = I_a = 3I_0 = \frac{3}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R_f}$$

EC. 85.

Considerar o no la existencia de la resistencia de falla R_f en el cálculo de las corrientes de falla a tierra, depende del uso que se dará a los resultados del estudio de corto circuito en los estudios de coordinación de protecciones.

Si se requiere determinar la sensibilidad (mínima corriente para operar) del dispositivo de protección, entonces es necesario considerar la existencia de la resistencia de falla, usualmente se considera que ésta varía desde 10 hasta 100 Ohms en circuitos de distribución.

Por otro lado, si lo que se requiere es ajustar el tiempo de operación del dispositivo de protección con el fin de coordinarlo con otro, entonces la falla debe considerarse como sólida (sin resistencia de falla).

3.2.5.5 CONSIDERACIONES PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE FALLA.

Para el caso en que se desee efectuar cálculos de corto circuito en los diversos nodos de un circuito de distribución, es recomendable entonces obtener el equivalente de Thévenin en el bus de baja tensión de la Subestación y de ahí partir para la elaboración de diagramas de secuencia, considerando solamente las impedancias de los tramos de línea propios del circuito y las impedancias equivalentes del sistema.

A continuación, se muestran las diversas formas de interconexión de las redes de secuencia para los distintos tipos de falla y las cantidades que intervienen en cada caso.

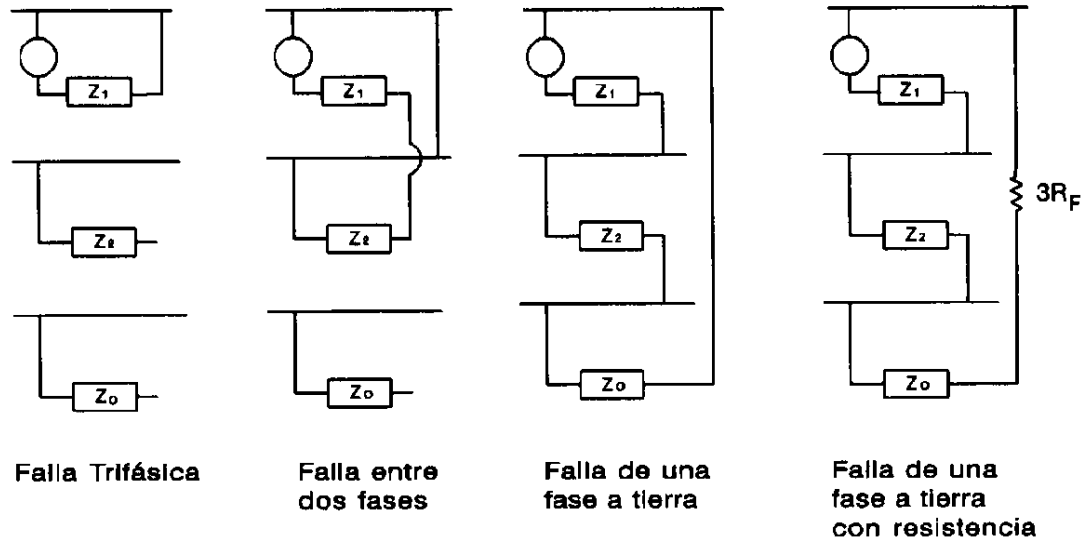


FIGURA 55. INTERCONEXIÓN DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA DISTINTOS TIPOS DE FALLA.

Impedancias que intervienen según el tipo de falla:

- Fallas trifásicas $Z_{3\phi} = Z_1$ **EC. 86.**
- Falla entre dos fases $Z_{2\phi} = Z_1 + Z_2$ **EC. 87**
- Falla de una fase a tierra $Z_{\phi-T} = Z_1 + Z_2 + Z_0$ **EC. 88.**
- Falla de una fase a tierra con R $Z_{\phi-T} = Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 R_f$ **EC. 89.**

3.2.5.5 INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.

Las etapas finales de los estudios de corto circuito involucran la determinación de las magnitudes de corrientes de falla en cada uno de los nodos seleccionados. La interpretación y aplicación de los resultados de estos estudios, en lo que concierne a este Procedimiento, es asegurar la selectividad en la operación de los dispositivos de protección, siendo necesario para ello, llevar a cabo los Estudios de Coordinación de Protecciones.

3.2.6 CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE LA PROTECCIÓN.

La aplicación lógica de un sistema de protección divide al sistema eléctrico en varias zonas, cada una de las cuales requiere en particular de su propio esquema de protección. En todos los casos las características indicadas a continuación son comunes a cualquier criterio óptimo de diseño para lograr un eficiente sistema de protección.

Desde luego que es impráctico el satisfacer completamente la totalidad de estos criterios de manera simultánea, siendo necesario el compromiso el evaluar cada una de las características en base a una comparación de riesgos.

3.2.6.1 CONFIABILIDAD.

La confiabilidad del sistema de protección es su habilidad para no tener operaciones incorrectas y es función de dos componentes: “dependabilidad” y “seguridad”.

Dependabilidad, es la certeza para la operación correcta de la protección en respuesta a un problema del sistema (probabilidad de no tener una falla de operación cuando se le requiere), es decir que corresponde a la correcta operación de una protección para todas las fallas que ocurran dentro de su zona de protección en particular (o sea fallas “internas”).

Seguridad, es la habilidad del sistema para evitar la incorrecta operación con o sin fallas (habilidad para no tener una operación indeseada no requerida), o en otras palabras corresponde a la estabilidad que debe mantener una protección bajo condiciones de “no falla” o ante la presencia de fallas fuera de su zona de protección (o sea fallas “externas”).

Desafortunadamente estos dos aspectos de la confiabilidad tienden a oponerse uno al otro; el incremento de la seguridad produce una reducción de la dependabilidad y viceversa. Sin embargo, generalmente los sistemas modernos de protección son altamente confiables y proveen un compromiso práctico entre seguridad y dependabilidad. La supervisión continua ha hecho posible mediante técnicas numéricas, mejoras importantes en ambos aspectos de “seguridad” y “dependabilidad”.

3.2.6.2 RAPIDEZ.

Un dispositivo de protección que pudiera anticiparse a una falla sería una utopía incluso si estuviera disponible, habría siempre la duda sobre su decisión para determinar con certeza si una falla o problema requiere de un “disparo”.

El desarrollo de dispositivos de protección más rápidos debe siempre ser evaluado en comparación al incremento en la probabilidad de un mayor número de operaciones no deseadas o inexplicables.

El tiempo es un excelente criterio para descartar entre un problema real y uno falso. Aplicando esta característica en particular a un dispositivo de protección, la “alta velocidad” indica que el tiempo usual de operación no excede los 50 milisegundos (3 ciclos). El término “instantáneo” indica que ningún retardo es introducido a propósito en la operación. En la práctica, “alta velocidad” e “instantáneo” son frecuentemente usados de manera indistinta.

3.2.6.3 ECONOMIA.

Un dispositivo de protección que tiene una zona de influencia perfectamente definida, provee una mejor selectividad pero generalmente su costo es mayor. Los dispositivos de protección de alta velocidad ofrecen una mayor continuidad del servicio al reducir los daños provocados por una falla y los riesgos al personal, por tanto tienen un costo inicial mayor.

El más alto desempeño y costo no pueden ser siempre justificados. Consecuentemente, dispositivos de protección de baja y alta velocidad son usados para proteger un sistema eléctrico. Ambos tipos

pueden proporcionar una alta confiabilidad. Por ejemplo, un relevador de protección muestra una consistencia en su operación del 99.5% y un mejor desempeño como protección.

3.2.6.4 SIMPLICIDAD

Como cualquier otra disciplina de la ingeniería, la “simplicidad” en un sistema de protección es siempre la “marca” de un buen diseño. El sistema de protección más simple, sin embargo no es siempre el más económico.

La simplicidad del diseño, mejoran la simplicidad del sistema, si únicamente hay pocos elementos, que pueden representar una mala operación.

3.2.6.5 SELECTIVIDAD

Un sistema de protección es diseñado por zonas, las cuales deben cubrir completamente al sistema eléctrico sin dejar porciones desprotegidas.

Cuando una falla ocurre, se requiere que la protección sea capaz de seleccionar y “disparar” únicamente los dispositivos de desconexión adyacentes a la falla.

Esta propiedad de acción selectiva es también llamada “discriminación” y es lograda generalmente mediante dos métodos:

Esquema de coordinación por tiempo.

Esquemas de protección en zonas adyacentes son ajustados para operar en forma secuencial o con diferentes tiempos, para que durante la ocurrencia de una falla, aunque algunos de ellos respondan al disturbio, únicamente aquellas protecciones adyacentes a la zona de falla completarán su función de disparo. Los otros dispositivos no completarán tal función y posteriormente se restablecerán.

Esquema unitario.

Es posible diseñar sistemas de protección que respondan únicamente a las condiciones de falla ocurridas dentro de una zona claramente definida. Esta “protección unitaria” o “protección restringida” puede ser aplicada a través de todo el sistema eléctrico sin involucrar la coordinación por tiempo, pudiendo ser relativamente rápido en su operación, para cualquier ubicación de falla.

Este tipo de esquema es logrado usualmente por medio de una comparación de aquellas cantidades eléctricas presentes en los límites de la zona a proteger. Ciertos esquemas de protección derivan su propiedad de “restricción”, de la configuración del sistema eléctrico y pueden también ser considerados como “protección unitaria”.

3.3 ZONAS DE PROTECCIÓN.

Para una adecuada aplicación de dispositivos de protección, es necesario considerar los siguientes factores:

- Configuración del sistema
- Impedancias del equipo primario y su conexión
- Tensión del sistema
- Procedimiento y prácticas operativas
- Importancia del elemento del sistema a proteger
- Estudio de cortocircuito
- Análisis de cargas o flujos de potencia
- Conexión, localización y relación de transformadores de corriente y potencial
- Tipo de falla (trifásica, de una fase a tierra, etc.)
- Crecimiento de la carga y del sistema

En base al análisis de cada uno de los factores anteriores se pueden definir las zonas de protección necesarias para cada elemento del sistema de eléctrico.

Las **“Zonas de protección”** se definen como el área de cobertura de un dispositivo de protección, el cual protege uno o más componentes del sistema eléctrico en cualquier situación anormal o falla que se presente.

3.3.1 ZONAS DE PROTECCIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Las Zonas de Protección se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección, la figura muestra el sistema de distribución con las siguientes zonas de protección traslapadas:

- Zona de protección de líneas de subtransmisión (1)
- Zona de protección de barras de alta tensión (2)
- Zona de protección de transformadores de potencia (3)
- Zona de protección de barras y circuito de media tensión (4)
- Zona de protección de circuitos de distribución (5)
- Zona de protección de transformadores de distribución y circuitos secundarios (6)
- Zona de protección de transformadores de distribución, circuitos secundarios y acometidas de baja tensión (7)

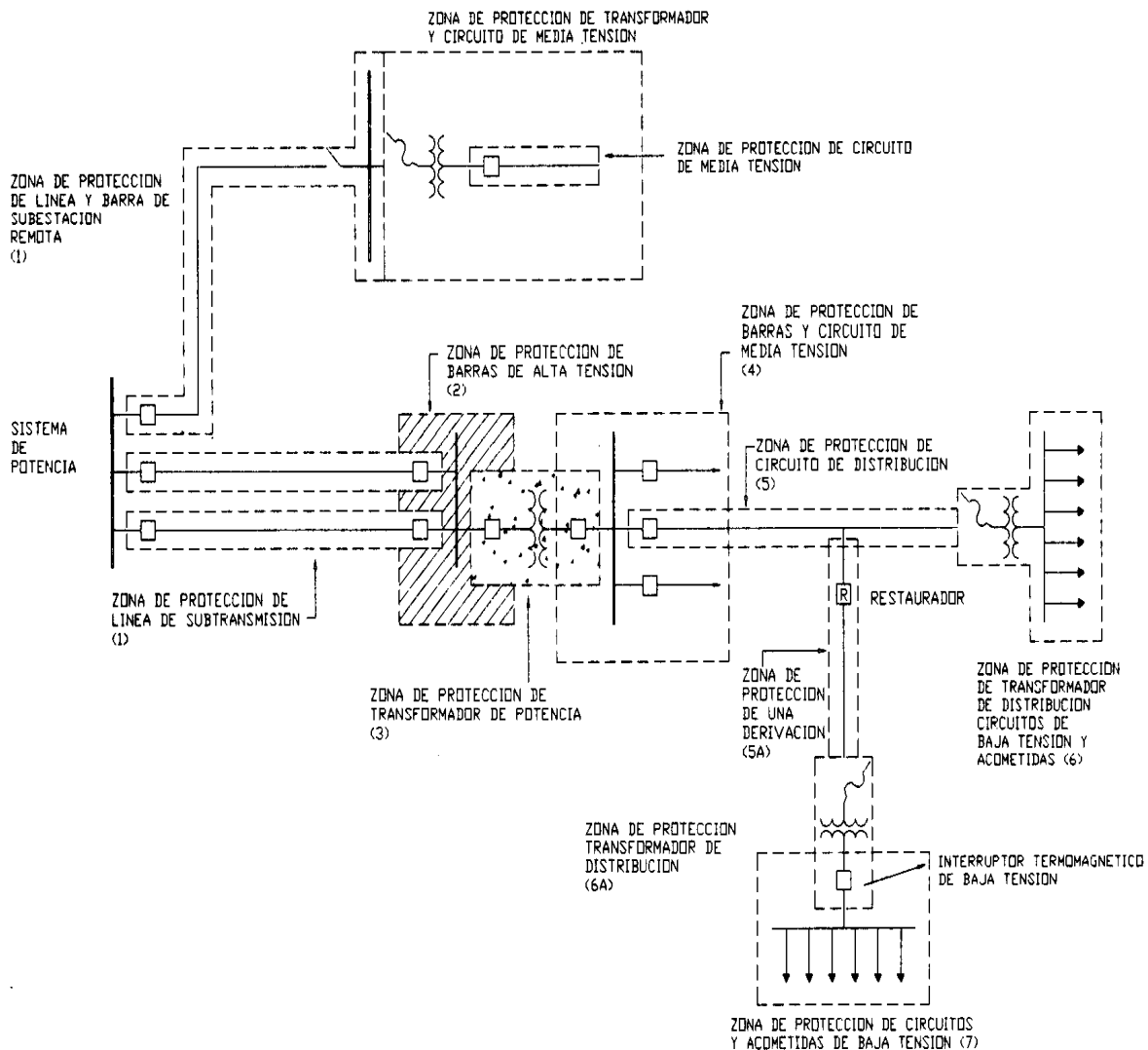


FIGURA 56. ZONAS DE PROTECCIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La figura 56 muestra los equipos de seccionamiento localizados en las interconexiones entre elementos del sistema eléctrico, esta previsión hace posible desconectar solo el elemento fallado, a veces al omitirse un dispositivo de seccionamiento entre dos elementos adyacentes, se tendrá una desconexión de ambos cuando se presente una falla en cualquiera de los dos.

En una zona cada dispositivo de protección realiza una función específica y responde en forma particular a cierto tipo de cambios en las magnitudes eléctricas de un circuito. En los sistemas de distribución y básicamente en circuitos de media y baja tensión, los equipos comúnmente utilizados son dispositivos contra cortocircuito. Estos dispositivos están clasificados en: protección primaria y protección de respaldo.

La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que la protección de respaldo solo actúa cuando falla la protección primaria, por lo general los sistemas de media y baja tensión son

radiales, si bien la tendencia es a manejar sistemas mallados con dispositivos automáticos de seccionamiento, en la actualidad se manejan anillos abiertos con seccionamiento.

3.3.2 LA PROTECCIÓN COMO ELEMENTO DE DISEÑO DE LA TOPOLOGÍA DE UN CIRCUITO.

Esta sección se refiere a los aspectos básicos que sirven como propósito para determinar el análisis de la protección como elemento de diseño y de operación, bajo las siguientes condiciones:

- a) Operación normal. Es el estado que guarda el sistema eléctrico cumpliendo con los requisitos de alimentación de la carga considerando que no existen fallas del equipo o componentes, errores del personal o hechos fortuitos. Los conceptos a considerar para esta condición, son entre otros:
 - Localización de subestaciones.
 - Distribución de la potencia eléctrica a los usuarios.
 - Estudios de las cargas actuales y futuras.
 - Pérdidas eléctricas.
 - Regulación.
 - Mantenimiento.
- b) Operación bajo falla. Es la condición anormal del sistema eléctrico que afecta a los requisitos de alimentación de la carga, al existir fallas del equipo de componentes, errores del personal o hechos fortuitos. Los conceptos más importantes a considerar en esta condición son los siguientes:
 - Evitar la ocurrencia de las fallas eléctricas.
 - Aceptar la presencia de las fallas eléctricas, reduciendo sus efectos.

El diseño moderno de los sistemas eléctricos emplea ambos recursos en diversos grados bajo un análisis de costo/beneficio. Los sistemas son cada vez más seguros y confiables, no es justificable económicamente tratar de impedir todas las fallas.

La función de los dispositivos de protección está relacionada con la reducción de los efectos de las fallas, dando como consecuencia una alta continuidad en el suministro de energía eléctrica y una máxima seguridad a las personas, entorno y equipos.

3.3.3 PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN.

En el diseño de los circuitos de distribución, cuando se considera el concepto de la protección como elemento primordial, permite disminuir los efectos de las fallas, mejorar la continuidad del servicio, afectar al menor número de usuarios, mejorar la operación y preparar la operación automática de la red.

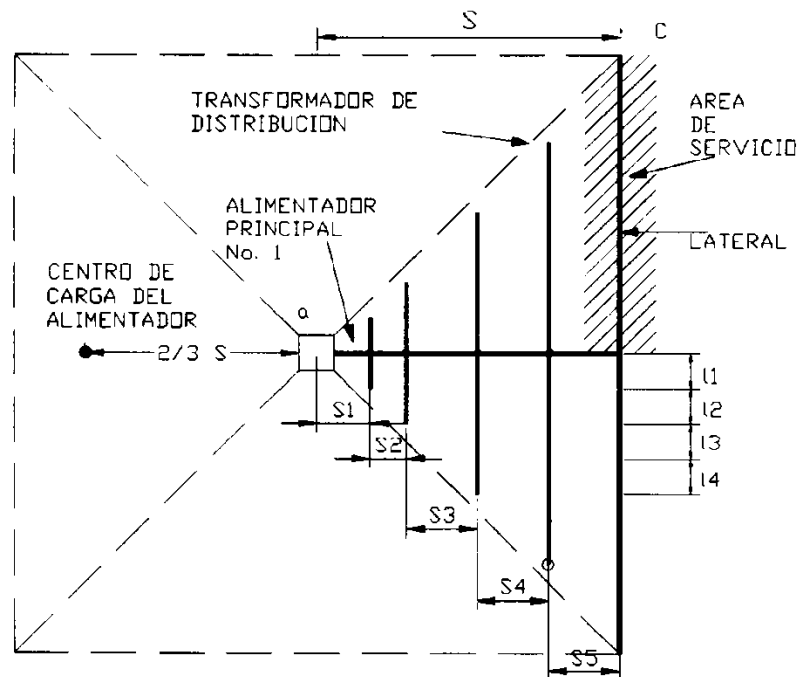
Para optimizar y mejorar los sistemas de protección se basa en tener un modelo de configuración de la red, este modelo dependerá por supuesto de varios factores, los cuales al cumplirse pueden definir en primer término los modelos de protección a utilizar, visualizando en todo momento la

configuración que tendrá la red o circuito a corto y a largo plazo. Estos modelos están basados en figuras geométricas que auxilian a visualizar los efectos y cambios que sufren las áreas de influencia de las Subestaciones.

3.3.4 MODELOS GEOMÉTRICOS PARA ALIMENTADORES Y ÁREAS DE SUBESTACIONES

Las siguientes configuraciones son difíciles de implementar en redes existentes y nuevas, pero es posible adecuar estas trayectorias a un modelo irregular con base a los principios de los modelos originales. El visualizar la forma en que crecerán los circuitos, facilita enormemente la operación de los mismos y por consecuencia mejora la calidad del servicio de energía eléctrica.

Una vez definida la configuración geométrica de las áreas de cada subestación y la trayectoria de los circuitos de media tensión, es posible implementar los arreglos de protección necesarios bajo un criterio definido.



S = DISTANCIA EN METROS L_n = DISTANCIA ENTRE BANCOS
 S_n = DISTANCIA DE RAMALES

FIGURA 57. AREA CUADRILATERA DE SERVICIO DE UNA SUBESTACION PARA CUATRO ALIMENTADORES CON UNA SOLA ALIMENTACION.

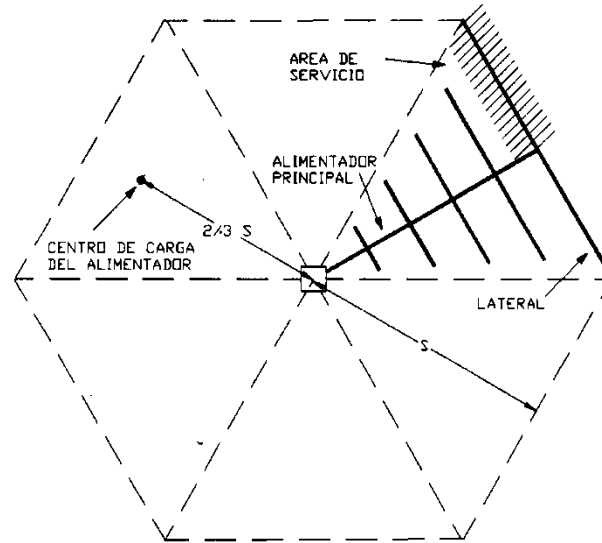


FIGURA 58. AREA HEXAGONAL DE SERVICIO DE UNA SUBESTACION CON SEIS ALIMENTADORES Y UNA ALIMENTACION PRINCIPAL.

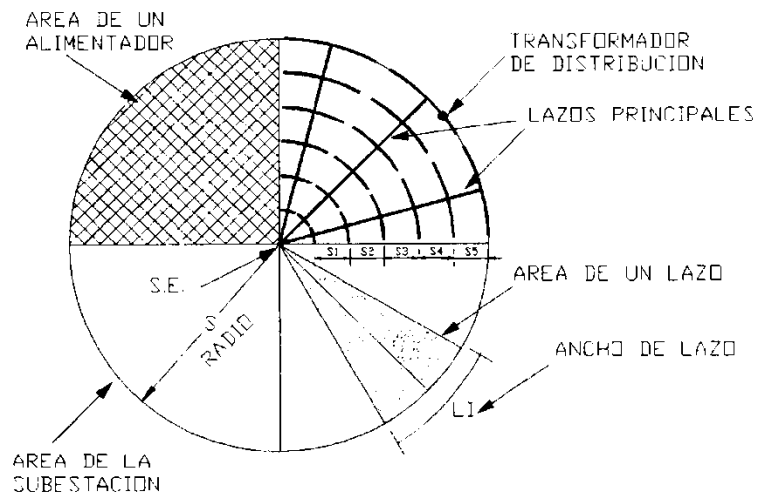


FIGURA 59. ÁREA CIRCULAR DE SERVICIO DE UNA SUBESTACIÓN CON CUATRO ALIMENTADORES Y VARIOS LAZOS PRINCIPALES.

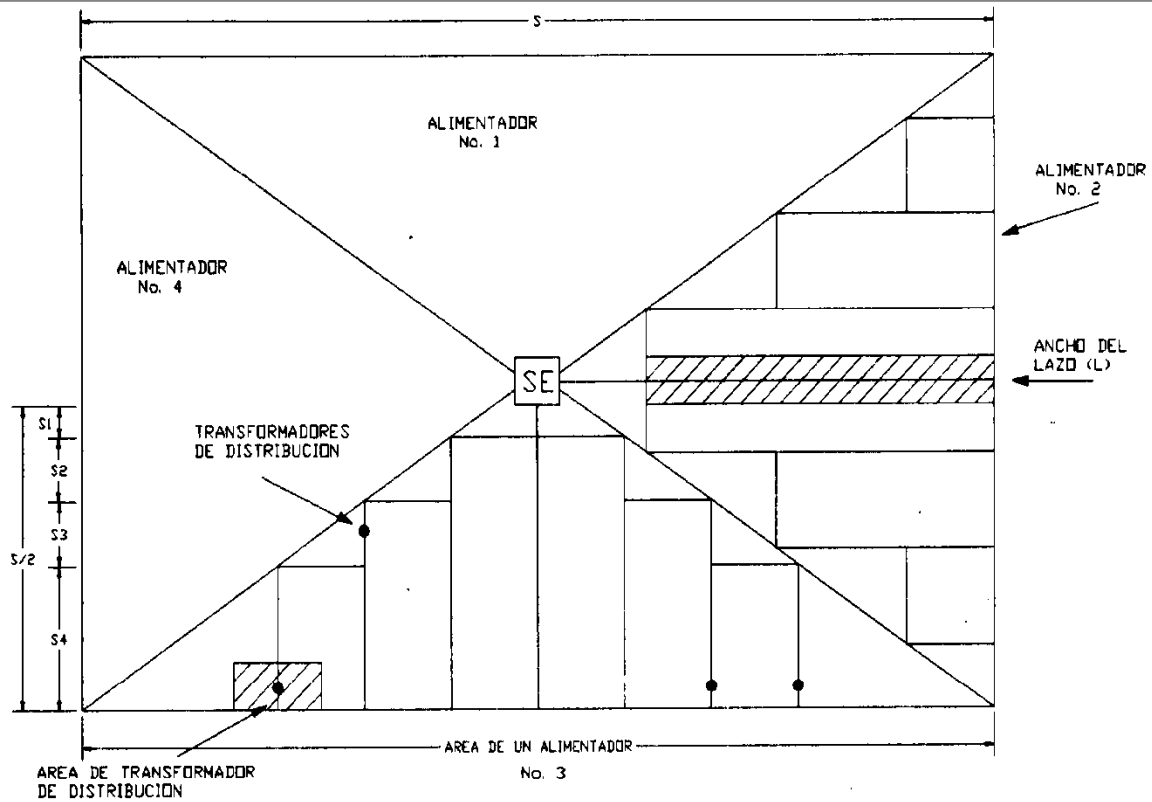


FIGURA 60. ÁREA RECTANGULAR DE SERVICIO DE UNA SUBESTACIÓN CON CUATRO ALIMENTADORES Y VARIOS LAZOS PRINCIPALES.

Pasos a seguir para obtener el éxito en la prevención de las fallas y disminuir sus efectos en los circuitos de media tensión:

- Definir el prototipo de configuración geométrica de las áreas de cada subestación.
- Definir las trayectorias de cada circuito y enlaces necesarios para su establecimiento en base al modelo seleccionado.
- Implementar los esquemas de protección en base a los diseños anteriores.
- Definir los criterios de protección para ramales que no se integran al esquema seleccionado.
- Controlar equipos en forma remota.
- Automatización de la red.

CAPÍTULO IV

ELEMENTOS DE PROTECCIONES

Los dispositivos de protección tienen la finalidad de mantener tanto la seguridad de los equipos e instalaciones, como de las personas que se encuentran en su entorno, garantizando la continuidad en el suministro de la energía eléctrica.

Un sistema de protección se establece bajo la circunstancia de la existencia de fallas o disturbios originados por agentes internos o externos al sistema, y su objetivo no es evitar tales fenómenos, sino minimizar sus efectos sobre el sistema.

La adecuada selección y coordinación de los dispositivos de protección, es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema de protección y por consecuencia para la operación confiable del sistema eléctrico.

4.1 FUSIBLE.

Tomando en consideración la tensión de diseño los fusibles están clasificados según la (IEEE) en fusibles para baja tensión de 125 a 2300 volts y fusibles para alta tensión de 2300 a 161,000 volts, esta última categoría incluye a los fusibles con rango de tensión intermedia, a su vez estos fusibles están subdivididos en fusibles para distribución y fusibles de potencia.

4.1.1 CONSTRUCCIÓN.

La parte que sirve como elemento de protección para la desconexión del corto circuito es el elemento fusible, el cual se construye de una determinada sección transversal hecha de una aleación metálica, este se funde al paso de una magnitud de corriente superior para la que fue diseñado.

Para fusibles de un solo elemento es común usar aleaciones a partir de estaño, cobre o plata, existiendo diversas opiniones sobre las propiedades relativas de estos materiales.

Algunos fabricantes sostienen que el elemento de baja temperatura de fusión previene de daño al tubo protector que rodea al elemento y al mismo portafusible en sobrecargas y que el mejor material consecuentemente para los fusibles de un solo elemento es el estaño puro.

Los fusibles de un solo elemento pueden subdividirse básicamente en dos clases:

Aquellos que tienen baja temperatura de fusión, tal como los de estaño, elemento que funde a 232°C; y los que tienen alta temperatura de fusión como la plata o cobre, que funden respectivamente a 960 °C y 1080 °C.

Con curvas idénticas tiempo-corriente, un elemento fusible de estaño puede llevar mayor cantidad de corriente continuamente, dentro de la elevación de temperatura permisible, que los elementos fusibles de plata o cobre. La fibra en el interior del tubo portafusible se seca y llega a ser quebradiza a una temperatura de 70°C, iniciándose su carbonización a los 275 °C.

En fusibles con elementos dobles, las funciones eléctricas y mecánicas de las partes, están relacionadas de tal manera que la elección del material, se determina por el tipo de curva que se desee obtener.

Este tipo de fusibles incorpora dos elementos en serie. Un extremo usualmente de cobre estañado, se une por medio de una soldadura.

En sobrecargas, la soldadura funde a un valor predeterminado tiempo-corriente provocando la separación de los elementos fusibles. En cortocircuitos e impulsos transitorios el elemento fusible funde antes que la soldadura.

Con el punto de fusión de 185 °C, este tipo de fusibles ofrece la ventaja del elemento de baja temperatura en sobrecargas.

De acuerdo a la norma ANSI C37.100-1972 los cortacircuitos fusibles son identificados por las características siguientes:

- Tensión de operación.
- Tensión máxima de diseño.
- Nivel básico de impulso.
- Frecuencia de operación.
- Corriente nominal.
- Capacidad interruptiva.

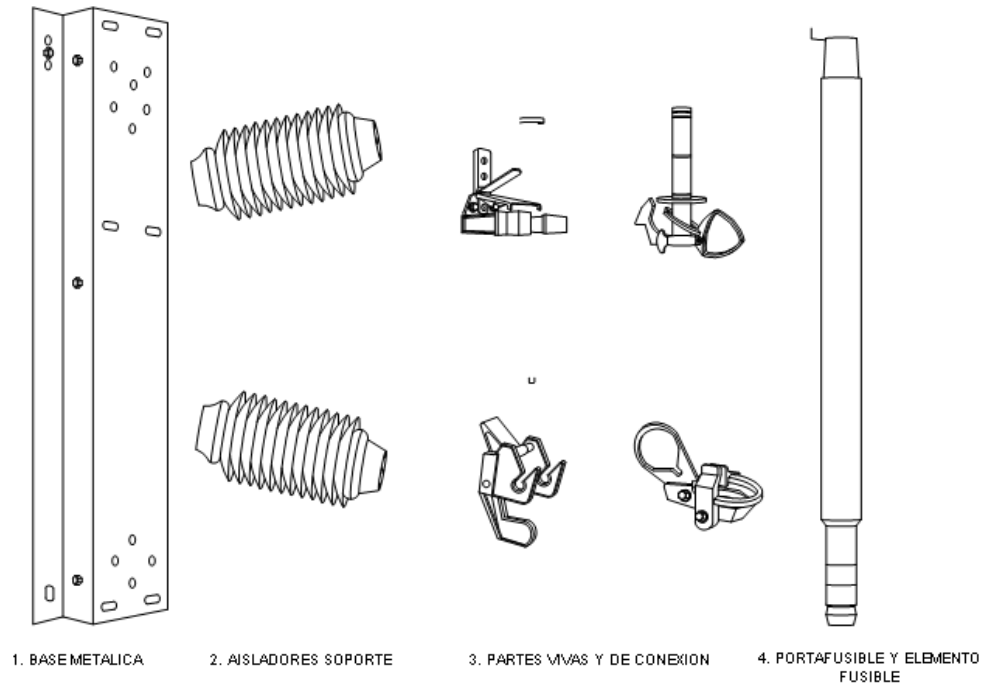


FIGURA 61. DESPIECE DE UN CORTACIRCUITO FUSIBLE.

4.1.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobrecorrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en el tiempo es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente que se le aplique. Todos los fabricantes de fusibles proporcionan dos curvas características de operación, una de ellas grafica el "tiempo mínimo de fusión" (MMT) y la otra el "tiempo máximo de limpieza", ver figura 62 de acuerdo a las normas ANSI C37.41-1981 y su complemento ANSI C37.46-1981.

La curva del tiempo mínimo de fusión o MMT (minimum melting time) es la representación gráfica para el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla. Usualmente los fabricantes trazan esta curva, considerando una temperatura ambiente de 25°C y operando el fusible sin carga inicial.

La curva del tiempo máximo de limpieza o MCT (total clearing time) es la representación gráfica para el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que este se extingue totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla. Esta curva al igual que la (MMT) se gráfica a 25°C y sin carga inicial.

Los fabricantes ofrecen una amplia gama de curvas características de operación las cuales tienen diversas denominaciones tales como "K", "T", "153-1", "119-1", etc.

En la figura se muestran a manera de ilustración las características MMT y MCT para un fusible de potencia de 50 amperes, velocidad lenta (SMD-2B, curvas 119-1 y 119-1-9, S&C).

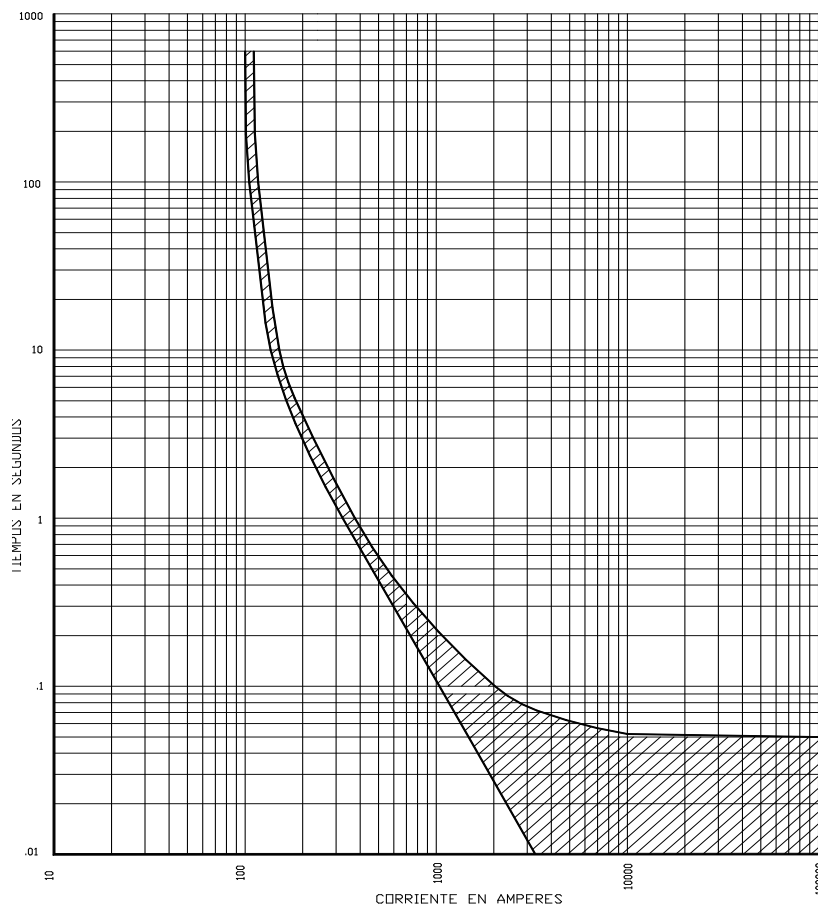


FIGURA 62. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN MMT Y MCT PARA UN FUSIBLE.

4.1.3 TIPOS DE FUSIBLES.

Por sus características constructivas y de operación, en la actualidad existe una amplia diversidad de fusibles, mismos que dependiendo de la aplicación específica de que se trate, satisfacen en mayor o menor medida los requerimientos técnicos.

4.1.3.1 FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN.

Para este tipo de elementos fusibles las normas ANSI C37.43 definen las siguientes curvas características de operación:

Tipo "N". Fue el primer intento de estandarización de las características de los elementos fusibles, el estándar dictaba que deberían llevar el 100 % de la corriente nominal continuamente y deberían fundirse a no menos del 230% de la corriente nominal en 5 minutos.

Tipos "K" y "T". Corresponden a los tipos rápidos y lentos respectivamente.

Para los cortacircuitos de distribución que utilizan fusibles tipo expulsión se tienen normalizados los valores máximos de la corriente de interrupción, indicados en la siguiente tabla 19.

TABLA 19. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA DE INTERRUPCIÓN PARA CORTACIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.

TENSION (KV)	CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN (AMP)
4.8	12,500
7.2	12,500
14.4	10,000
25.0	8,000

4.1.3.2 FUSIBLES DE TRIPLE DISPARO.

Al momento que pasa una corriente mayor a la mínima de operación y fundirse el primer elemento fusible, operará abriendo el primer portafusible y cerrando en ese momento el siguiente cortacircuito fusible, en caso de persistir la sobrecorriente operará en forma similar al anterior conectando el siguiente cortacircuito fusible con la carga.

Este dispositivo se usa como una solución económica de protección en ramales de gran longitud y de características de carga generalmente rurales, aprovechando el hecho de que las fallas de mayor incidencia son del tipo de una fase a tierra y además de que entre el 85% al 90% de éstas son de naturaleza transitoria, es decir que se tiene una alta probabilidad de que en la operación del primer cortacircuito fusible ya se haya liberado la causa de la falla conectando con éxito la carga.

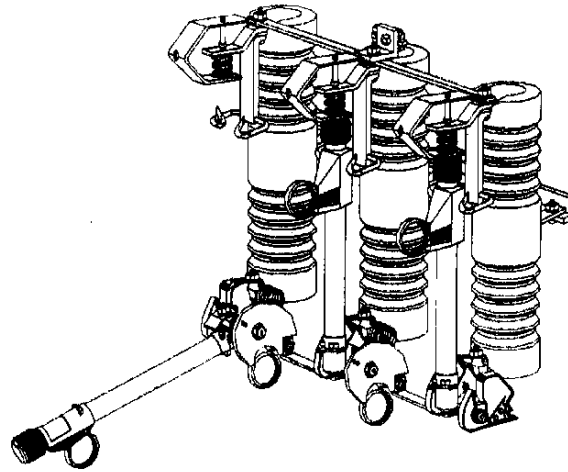


FIGURA 63. CORTACIRCUITO FUSIBLE DE TRES DISPAROS.

4.1.3.3 FUSIBLES DE VACÍO.

Estos fusibles son llamados así porque el elemento fusible está encerrado en una cámara al vacío, cuenta con una cámara de arqueo, un escudo o pantalla y un aislamiento cerámico.

Para bajas corrientes de falla estos fusibles necesitan algunos ciclos para lograr el quemado del elemento fusible. Para altas corrientes el elemento instantáneamente se vaporiza y forma un arco eléctrico mantenido por el plasma, la diferencia de presión comparada con el vacío acelera la vaporización del metal y la extinción del arco.

Estos fusibles pueden operar en interiores y bajo aceite dado que no son del tipo de expulsión, la máxima corriente de interrupción es de 12 000 amperes.

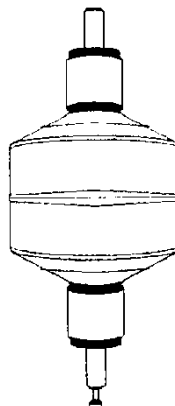


FIGURA 64. FUSIBLE DE VACÍO

4.1.3.4 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

Estos fusibles son básicamente de no expulsión, limitan la energía disponible cuando ocurre un cortocircuito, esto permite que se reduzcan considerablemente los daños en el equipo protegido. Hay tres tipos básicos disponibles:

1. De respaldo o rango parcial, el cual debe ser usado en conjunto con uno de expulsión o algún otro dispositivo de protección y solamente es capaz de interrumpir corrientes superiores a un nivel especificado típicamente 500 amperes.
2. De propósito general, el cual está diseñado para interrumpir todas las corrientes de falla. Para una corriente de bajo valor, el tiempo de operación es retardado y para corrientes de falla opera en un tiempo muy rápido del orden de un cuarto de ciclo.
3. De rango completo, el cual interrumpe cualquier corriente que en forma continua se presente arriba de la corriente nominal.

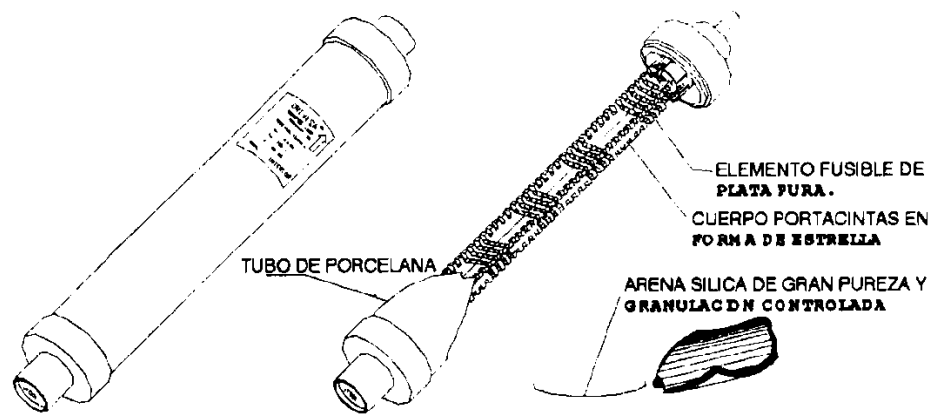


FIGURA 65. PORTAFUSIBLE Y FUSIBLE DEL TIPO LIMITADOR DE CORRIENTE.

4.1.3.5 FUSIBLES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

Para que el Hexafluoruro de Azufre (SF_6) sea un medio eficaz en la extinción del arco se requiere que esté a una presión mayor que la atmosférica, es decir que sus propiedades dieléctricas y extintoras del arco eléctrico varían en razón directamente proporcional a la presión a que se encuentra contenido.

Es por esto que aumentando la presión se pueden reducir las distancias entre partes expuestas a una diferencia de potencial, esto hace que se puedan reducir en dimensiones las cámaras de interrupción consiguiendo con esto una reducción en el tamaño de los equipos eléctricos.

Estos fusibles son empleados en las redes de distribución subterránea, dado que son para uso en interiores y del tipo limitador de corriente, actualmente se construyen para operar a 15.5, 27 y 38 KV de tensión de diseño y con capacidades de 200 o 600 amperes nominales, para 15.5 y 27 KV tienen un rango de 20 KA de capacidad interruptiva y para 38 KV tienen un rango de 13.5 KA de interrupción.

4.1.3.6 FUSIBLES DE POTENCIA.

Son diseñados para instalarse en subestaciones, líneas de distribución y subtransmisión, en donde los requerimientos de capacidad interruptiva son altos.

Existen portafusibles que pueden reutilizarse después que se fundió el elemento fusible en este caso se dice que únicamente lo que se reemplaza es el elemento de relleno que contiene el fusible y hay portafusibles que una vez operados tienen que ser reemplazados completamente.

Básicamente los fusibles de potencia por su construcción son del tipo expulsión y de ácido bórico. Presentan las características siguientes:

- Para iguales dimensiones de la cámara de interrupción de los portafusibles el ácido bórico puede interrumpir circuitos con una tensión nominal más alta.
- Un valor mayor de corriente, cubre un rango total de interrupción desde la corriente mínima de fusión hasta la corriente de interrupción máxima de diseño.
- Obliga a que se forme un arco de menor energía.
- Reduce la emisión de gases y flama.

El gas liberado por el ácido bórico no es combustible y es altamente desionizante, esto reduce grandemente la flama del arco, como resultado de esto hay una trayectoria más limpia de los gases previniendo el re-encendido del arco eléctrico y con esto reduciendo las distancias requeridas para interrumpir la corriente.

La principal característica por la que se usa el ácido bórico, es que al exponerse al calor del arco libera un vapor que produce una sobrepresión en la cámara de extinción y eleva la rigidez dieléctrica en el canal establecido por el arco y condensándose rápidamente en pequeñas gotas, las cuales tienen una acción refrigerante.



FIGURA 66. FUSIBLE DE POTENCIA.

TABLA 20. RANGOS DE INTERRUPCIÓN PARA FUSIBLES DE POTENCIA DEL TIPO DE EXPULSIÓN.

TENSIÓN NOMINAL KV	CORRIENTE PERMANENTE MÁXIMA AMPERES	MÁXIMA CAPACIDAD INTERRUPTIVA TRIFASICA SIMÉTRICA MVA
7,2	100, 200, 300 Y 400	162
14,4	100, 200, 300 Y 400	406
23	100, 200, 300 Y 400	785

34,5	100, 200, 300 Y 400	1174
46	100, 200, 300 Y 400	1988
69	100, 200, 300 Y 400	2350
115	100 Y 200	3110
138	100 Y 200	2980
161	100 Y 200	3480

TABLA 21. RANGOS DE INTERRUCCIÓN DE FUSIBLES DE POTENCIA EN ÁCIDO BÓRICO, EN LOS CUALES SE REEMPLAZA TODO EL PORTAFUSIBLE.

TENSIÓN NOMINAL EN (KV)	CORRIENTE CONTINUA MÁXIMA (AMPERES)	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MÁXIMA EN MVA SIMÉTRICOS
34.5	100, 200 Y 300	2000
46.0	100, 200 Y 300	2500
69.0	100, 200 Y 300	2000
115.0	100 Y 250	2000
138.0	100 Y 250	2000

TABLA 22. RANGOS DE INTERRUCCIÓN DE FUSIBLES DE POTENCIA EN ÁCIDO BÓRICO, EN LOS CUALES SE REEMPLAZA EL "RELLENO" O UNIDAD FUSIBLE

TENSIÓN NOMINAL EN (KV)	CORRIENTE CONTINUA MÁXIMA (A)	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MÁXIMA EN MVA SIMÉTRICOS
2.4	200, 400 Y 720	155
4.16	200, 400 Y 720	270
7.2	200, 400 Y 720	325
14.4	200, 400 Y 720	620
23.0	200 Y 300	750
34.5	200 Y 300	1000

TABLA 23. CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE FUSIBLES DE POTENCIA DEL TIPO LIMITADOR DE CORRIENTE.

TENSIÓN NOMINAL EN (KV)	CORRIENTE MÁXIMA CONTINUA EN AMPERES	CAPACIDAD INTERRUPTIVA MÁXIMA EN MVA SIMÉTRICOS
2.4	100, 200 Y 450	DE 155 A 210
4.8	100, 200, 300 Y 400	310
7.2	100 Y 200	620
14.4	50, 100, 175 Y 200	DE 780 A 2950
23.0	50 Y 100	DE 750 A 1740
34.5	40 Y 80	DE 750 A 2600

4.1.4 SELECCIÓN DE FUSIBLES.

El primer paso consiste en seleccionar el tipo de fusible requerido según la aplicación y necesidades del elemento del sistema a proteger.

Atendiendo a la aplicación debe considerarse si se requiere un fusible para operar en interiores o exteriores.

En base a las características eléctricas requeridas para la operación se deben considerar los siguientes parámetros.

1. Tensión nominal. El valor de tensión de operación normal deberá ser igual o menor a la tensión de diseño del fusible y el fusible no deberá operar a una tensión mayor al voltaje máximo de diseño.
2. Corriente nominal. es el valor eficaz (RMS) de la corriente que puede circular por el fusible en régimen estacionario y en forma continua en el que se deberán considerar:
 - a) La corriente normal de la carga máxima que se puede presentar, la cual deberá circular por el fusible sin que éste sufra ningún daño en sus características, todos los fusibles pueden llevar continuamente la corriente nominal de diseño con una temperatura ambiente que no exceda los 40° C.
 - b) La corriente transitoria de "inrush" de los transformadores, que es la corriente de magnetización del núcleo de los transformadores, es de corta duración (aproximadamente 0.1 seg.) y dependiendo de la capacidad del transformador tiene un valor de 8 a 12 veces la corriente nominal, esto en la coordinación de protecciones es conocido como punto "inrush", y este punto no debe rebasar a la curva tiempo-corriente de operación del fusible.

- c) Sobrecargas normales repetitivas como arranque de motores.
3. Capacidad interruptiva. El rango de interrupción relaciona el valor máximo de la corriente eficaz (RMS) simétrica que circula durante la primera mitad del ciclo después de iniciada la falla, este rango puede expresarse en las formas siguientes:
- a) La corriente máxima rms simétrica.
 - b) La corriente máxima rms asimétrica.
 - c) El equivalente en KVA trifásicos simétricos.

La corriente máxima rms simétrica es la más ampliamente utilizada porque es la que proporcionan los estudios de cortocircuito, la corriente máxima asimétrica representa la máxima corriente que el fusible puede interrumpir y es 1.6 veces la corriente máxima simétrica para fusibles, los KVA trifásicos o MVA de capacidad interruptiva se usan básicamente como referencia de comparación con las capacidades interruptivas de interruptores.

4.1.5 SELECCIÓN DE LA CURVA DE OPERACIÓN.

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobrecorrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en duración de tiempo es inversamente proporcional a la cantidad de corriente que se le aplique.

La curva del tiempo mínimo de fusión o MMT (minimum melting time) gráfica el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción del paso de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla.

La curva del tiempo máximo de limpieza o MCT (total clearing time) gráfica el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que se extingue el arco totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla. Esta curva al igual que la (MMT) se gráfica a 25° C y sin carga inicial, según las normas ANSI C37.41-1981 y su complemento la norma ANSI C37.46-1981.

En la elección de la curva de operación se debe seleccionar la curva que además de dar un rango adecuado para coordinar en tiempo al valor de falla de cortocircuito trifásico y monofásico en el punto de instalación a aquella que siga lo más paralelamente posible a la curva de operación o curva característica de daño del dispositivo protegido o del dispositivo de protección siguiente en el sentido de circulación de la corriente de falla, a fin de que coordine en tiempo para el mayor rango posible de magnitudes de corriente de falla.

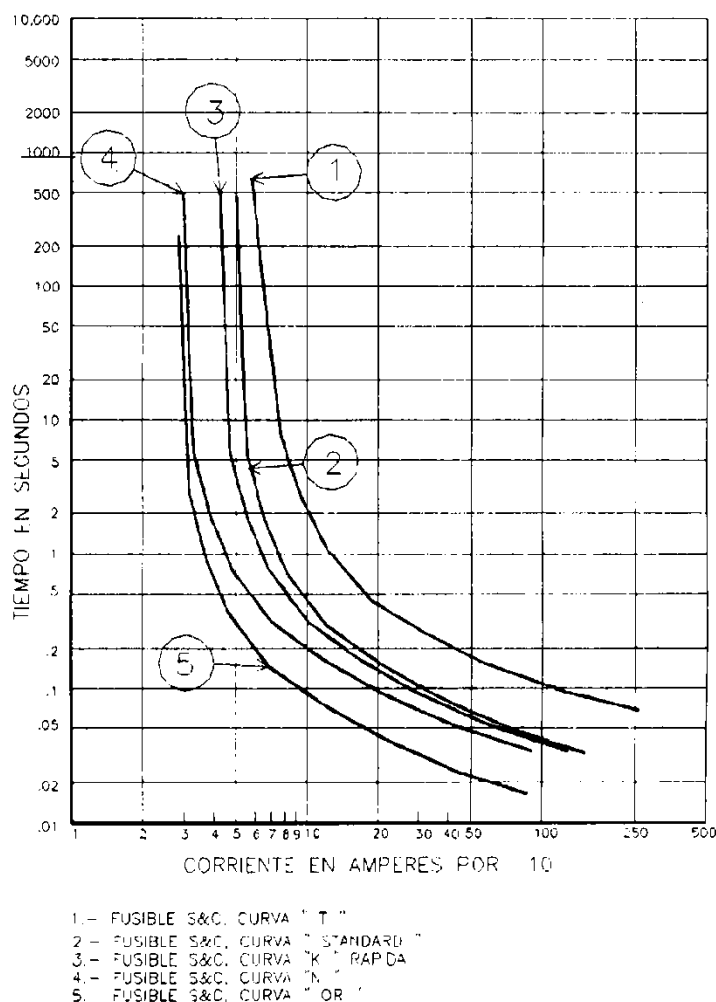


FIGURA 67. CURVAS CARACTERISTICAS "MCT" PARA DIFERENTES TIPOS DE FUSIBLES.

4.2 RESTAURADORES.

EL restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito debidas a la eventualidad de una falla, así como efectuar recierres automáticamente re-energizando el circuito. Después de una secuencia de operación de disparo-recierre y en caso de persistir la falla, nuevamente abrirá, recerrando por segunda ocasión. Esta secuencia de operación podrá llevarse a cabo, dependiendo del ajuste, hasta tres veces antes de la apertura y bloqueo final. La secuencia de operación realiza dos importantes funciones:

- Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.
- Discrimina las fallas temporales de las permanentes.

Estudios de sistemas de distribución aérea en el mundo han establecido que hasta el 95% de todos los corto-circuitos o fallas son de naturaleza temporal, con una duración de unos cuantos ciclos. Las causas típicas de estas fallas temporales son:

- Conductores barridos que se tocan por el viento.
- Descargas atmosféricas sobre el aislamiento.
- Aves, reptiles o animales pequeños que contactan entre una línea energizada y una parte conectada a tierra.
- Ramas de árboles que tocan o son barridos por el viento sobre las líneas energizadas.
- Sobrecorrientes por re-energización de cargas.

Sobre la base de estas estadísticas y observaciones puede reconocerse fácilmente la necesidad de disponer de un equipo con la función de "apertura y recierre automático".

Es decir, si al desconectar la línea, la falla es despejada, el recierre después de unos pocos ciclos será exitoso, debido a que la causa de la falla ha desaparecido. (Al tratarse desde luego de una falla de naturaleza temporal); naturalmente la función de "apertura-recierre" debe ser efectuada automáticamente.

La tabla 24 muestra una estadística real de fallas para un período de un año en un sistema típico de distribución protegido por restaurador.

TABLA 24. ESTADÍSTICA DE LIBRAMIENTO DE FALLAS.

RECIERRE EXITOSO	PORCENTAJE DEL TOTAL
PRIMERO	88.7 %
SEGUNDO	4.5 %
TERCERO	1.3 %
QUEDA ABIERTO	5.5 %
-----	100 %

El análisis de esta tabla indica que el 88.7% de todas las fallas que ocurrieron en el sistema durante el período de estudio fueron despejadas por la primera secuencia de apertura-recierre, se ahorraron una gran cantidad de fusibles.

4.2.1 CONSTRUCCIÓN.

En un restaurador automático, sus contactos de interrupción monofásicos o trifásicos, están contenidos en un tanque con aceite como medio de aislamiento su apariencia se asemeja a un

pequeño interruptor en aceite y puede ser conectado directamente a la línea sobre postes, crucetas, plataformas o instalado en una estructura en la subestación.

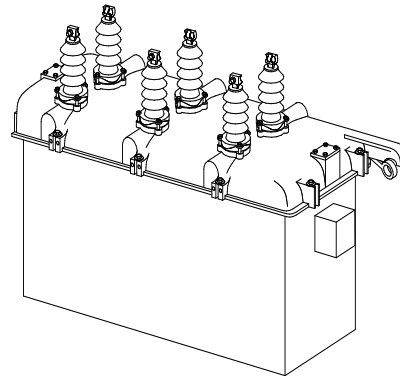


FIGURA 68. RESTAURADOR TRIFÁSICO.

4.2.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

La detección de fallas se realiza generalmente por bobinas colocadas en serie con la línea, alojadas en el interior del tanque del restaurador.

Estas bobinas serie al sensar una corriente superior a su capacidad de disparo, actúan sobre el mecanismo abriendo el restaurador, para el cierre se utilizan principalmente las siguientes formas, por medio de resortes que se cargan por la acción de apertura, bobina de potencial que utiliza la tensión de línea de lado fuente del equipo y mediante motor para la carga de un mecanismo.

En algunos diseños la detección de fallas se realiza por medio de transformadores de corriente tipo boquilla, y a través de circuitos electrónicos se provee la señal de disparo y el pestillo de apertura es accionado por una pequeña bobina alimentada por una batería, la cual es continuamente cargada por la corriente de la línea.

Fuentes de energía externas son requeridas solamente para la operación remota de algunos accesorios especiales.

Los restauradores cuentan también con un dispositivo para apertura por falla a tierra, con excepción de los de pequeña capacidad, estos dispositivos de falla a tierra generalmente tienen una sensibilidad de 5 amperes.

La ventaja de los restauradores es que cuenta con la característica de poder operar con diferentes curvas de tiempo-corriente dentro de una misma secuencia de operación, seleccionables.

Al detectar una falla dispara en pocos ciclos, este disparo rápido minimiza la probabilidad de cualquier daño en un sistema. Luego recerrará en 1 o 2 segundos, lo que significa una mínima interrupción del servicio.

Después de 1, 2 o posiblemente 3 de estas operaciones rápidas, el restaurador automáticamente cambia a una operación de disparo lento.

La combinación de las operaciones rápidas y lentas permite la adecuada coordinación con otros dispositivos de protección.

Otra característica del restaurador es la reposición automática, si un restaurador es ajustado, para quedar abierto después de su 4ª operación de apertura, pero la falla ha sido despejada después de la 1ª, 2ª o 3ª operación, el restaurador se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar a cabo otras operaciones, en el caso de que la falla sea permanente será necesario cerrarlo manualmente.

4.2.3 CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIA DE OPERACIÓN.

Los restauradores cuentan con curvas características de tiempo-corriente del tipo definido e inverso.

La curva característica definida, significa que el tiempo de operación es independiente a la magnitud de la corriente de falla, es decir que para cualquier nivel de falla opera en el tiempo seleccionado.

Para la curva característica inversa, el tiempo de eliminación varía dependiendo de la magnitud de la corriente de falla, y puede haber distintas demoras, por ejemplo la curva "C" tiene más demora que la curva "B".

Las curvas empleadas normalmente en los restauradores se muestran en la figura y corresponden para dicha gráfica a:

Curva A. curva rápida.

Curva B. curva lenta.

Curva C. curva muy lenta.

Con respecto a la secuencia de operación el restaurador puede ajustarse para abrir 2, 3, o 4 veces antes de la apertura definitiva.

Además el restaurador puede modificarse para proveer todas las operaciones rápidas, todas las operaciones demoradas o cualquier combinación de operaciones rápidas seguidas por demoradas.

Sin embargo en todos los casos de operaciones rápidas, si las hay, ocurren primero seguidas de las demoradas, hasta llegar a la cantidad seleccionada de operaciones para la apertura definitiva.

Por ejemplo para una secuencia 2A-2B, significa que el restaurador efectuara 2 operaciones rápidas con su curva "A" y dos operaciones lentas con su curva "B" y luego queda abierto.

De la misma manera se pueden seleccionar 1A-3B, 3A-1B, 0A-4B, según la conveniencia para coordinar con otros dispositivos de protección de la red.

Las secuencias señaladas corresponden a un ajuste de 4 operaciones, siendo factible también, el poder disponer de ajustes con 3, 2 o incluso 1 operaciones; con las correspondientes combinaciones de curvas rápidas y/o lentas.

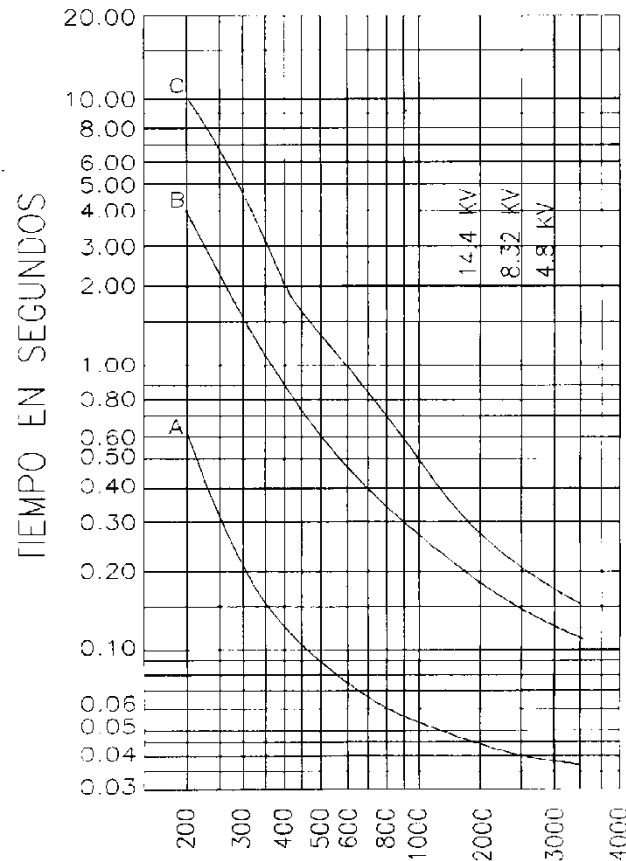


FIGURA 69. GRÁFICA TÍPICA DE TIEMPO-CORRIENTE PARA RESTAURADOR DE 100 AMPERES EN LA CUAL SE MUESTRAN LAS CURVAS "A", "B" Y "C".

4.2.4 TIPOS DE RESTAURADORES.

Los restauradores automáticos de distribución pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Por el número de fases: Trifásicos y Monofásicos
- Por el medio de interrupción: Aceite, Vacío y SF₆.
- Por el medio aislante: Aceite y SF₆
- Por el tipo de control: Mecánico, hidráulico, electrónico y microprocesado.

Existen varios tipos de restauradores que combinan los diferentes medios de aislamiento, medios de interrupción de corriente y funciones de control, los cuales se describen a continuación.

4.2.4.1 RESTAURADORES DE CONTROL HIDRÁULICO CON INTERRUPCIÓN EN VACÍO.

Para este tipo de restauradores, el aceite no está implicado en el proceso de interrupción de corriente por lo que su mantenimiento es mínimo ya que el aceite no se contamina, una cámara al vacío sellada es empleada y toda la interrupción tiene lugar dentro de esa cámara, la cual cuenta con contactos planos uno de ellos estacionario y el otro móvil, el movimiento del contacto dentro de la cámara al vacío es realizado empleando un fuelle entre el contacto móvil y la carcasa de la cámara de vacío, el fuelle también mantiene el vacío dentro de la carcasa. Un detalle de este tipo de equipo puede observarse en la figura

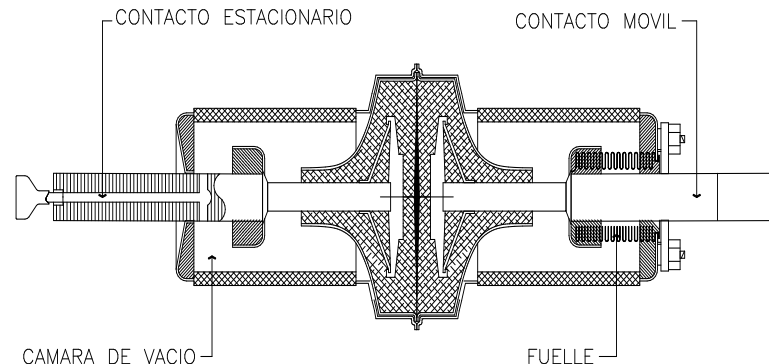


FIGURA 70. VISTA DEL CORTE DE LA CÁMARA DE UN RESTAURADOR DE VACÍO.

Las principales ventajas de los restauradores con cámaras interruptivas en vacío son: larga duración, menor mantenimiento, poco peso, carencia de ruido y ninguna generación de gas durante la interrupción de corriente, el corto recorrido del contacto permite la interrupción de la corriente de falla a una velocidad de 1 o 2 ciclos.

4.2.4.2 RESTAURADORES DE CONTROL MICROPROCESADO EN SF₆.

Las cámaras interruptivas en el restaurador de SF₆, operan bajo el principio usado en el diseño de motores eléctricos figura 36, donde un conductor suspendido en un campo electromagnético experimenta una fuerza en la dirección de la densidad de flujo más débil, definida como la regla de Fleming de corriente, flujo y movimiento.

En el reconectador, el arco se inicia con la separación de los contactos móviles tipo cuchillas; el origen del arco en el extremo del contacto fijo, rápidamente se transfiere, por efecto de las fuerzas electromagnéticas al anillo metálico dentro de la bobina interruptora, trayendo a este dentro del circuito eléctrico.

Una vez que el campo electromagnético producido por la corriente en la bobina está en el circuito, se encontrará en ángulo recto con la columna de arco causando que este gire a muy alta velocidad dentro del anillo-bobina, bajo la regla de Fleming. Esta alta velocidad de rotación lleva al arco a contacto íntimo con SF₆ frío el cual extrae la energía de la columna de arco y lo lleva a su extinción en el primer cero de corriente disponible.

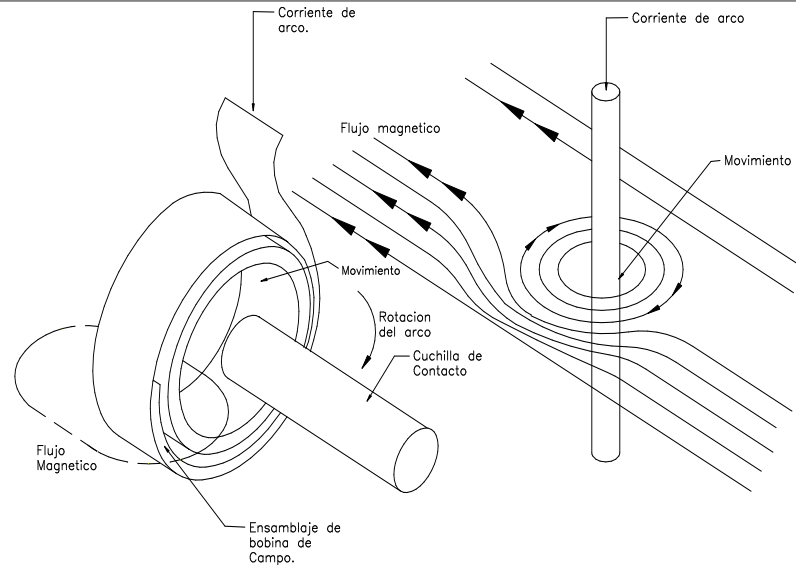


FIGURA 71. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN EN SF₆.

Mecanismo de cierre.

Este mecanismo es del tipo solenoide de alta tensión, de un solo tiempo para cerrar. Este cierre se lleva a cabo al ser conectado el solenoide entre dos fases de la red primaria.

Durante el cierre también se almacena energía en un resorte para una subsecuente operación de apertura. La energía almacenada en los resortes de apertura es contenida por un gatillo, el cual es liberado por un pequeño solenoide cuando la unidad debe abrir por orden del microprocesador de control.

Módulo de control.

Este es un relé electrónico controlado por microprocesador el cual lleva una función similar a la que hacían las bobinas serie en los restauradores en aceite en cuanto a las características temporizadas, pero sin la desventaja de los cambios debido a las variaciones de temperatura.

El ajuste del número de operaciones para disparo definitivo, la selección de estas operaciones como disparos instantáneos y/o temporizados y la selección de las curvas de operación requeridas, son simples ajustes en el relé.

4.2.4.3 RESTAURADORES CON CONTROL HIDRÁULICO.

Este tipo de restauradores ha sido el más ampliamente utilizado, habiendo diferentes sistemas de control, mismos que son descritos a continuación:

4.2.4.3.1 SISTEMA CON CONTROL HIDRÁULICO SIMPLE.

Este restaurador utiliza el mismo aceite para la interrupción de corriente, el aislamiento de las partes energizadas a tierra, el recuento y temporización del corte y operación de recierre.

Operación de disparo rápido (curva "A").

Ocurre cuando una corriente superior al 200% de la capacidad de corriente nominal de la bobina solenoide fluye a través de la misma, el émbolo es tirado hacia abajo en la bobina, abriendo los contactos del restaurador y operando el mecanismo hidráulico.

En la primera operación del restaurador la mayor parte del aceite desplazado por el émbolo es eliminado libremente a través del orificio de escape. Esto se conoce como la operación rápida.

Esta operación "rápida" o "curva A" es la operación más rápida mecánicamente posible con cada tipo particular de restaurador, teniendo una característica inversa de tiempo- corriente.

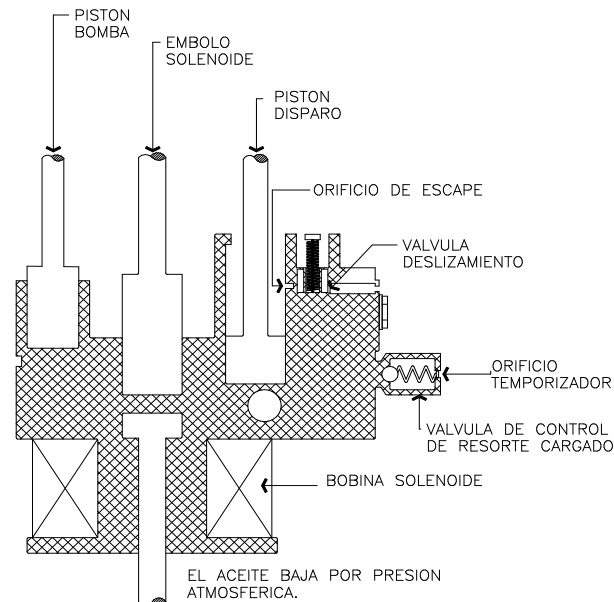


FIGURA 72. CORTE DEL MECANISMO HIDRÁULICO DE UN RESTAURADOR

Operación de recierre

Con la interrupción de circulación de corriente se desenergiza la bobina solenoide y los resortes operativos aplican fuerza al émbolo para volverlo a su posición inicial y también para cerrar los contactos del restaurador, el intervalo de recierre es determinado por el tiempo requerido para que el émbolo se eleve y para que el aceite retorne al espacio dentro de la bobina solenoide, este flujo de aceite es controlado por un orificio en la válvula corrediza, que ha vuelto a su posición original y cerrado el orificio de escape y el de temporización. Este lento flujo de aceite retrasa el retorno del émbolo y retarda el cierre de los contactos, aproximadamente 2 segundos.

Operación de disparo retardado (curva "B").

Si la falla sigue existiendo después del segundo disparo y recierre, la bobina solenoide llevara nuevamente el émbolo hacia abajo o el aceite es nuevamente desplazado en la cámara debajo de la válvula corrediza, elevando esta última, pero el aceite no puede fluir más a través del orificio de escape porque el pistón de disparo lo está cambiando.

Por lo tanto el aceite debe fluir a través del orificio de temporización, por lo que esto retarda el movimiento hacia abajo del émbolo y demora la apertura de los contactos, en fallas de alta corriente, que producen mayor fuerza magnética sobre el émbolo y mayor presión en la cámara de la válvula corrediza, una válvula de control de alta corriente cargada al resorte, provee una salida adicional de aceite para obtener la característica deseada de tiempo corriente.

Si la falla persiste, cuando los contactos cierran después de la primera interrupción, el restaurador dispara y cierra de manera similar. Si el restaurador está programado para realizar dos operaciones rápidas y dos lentas, como es lo más común.

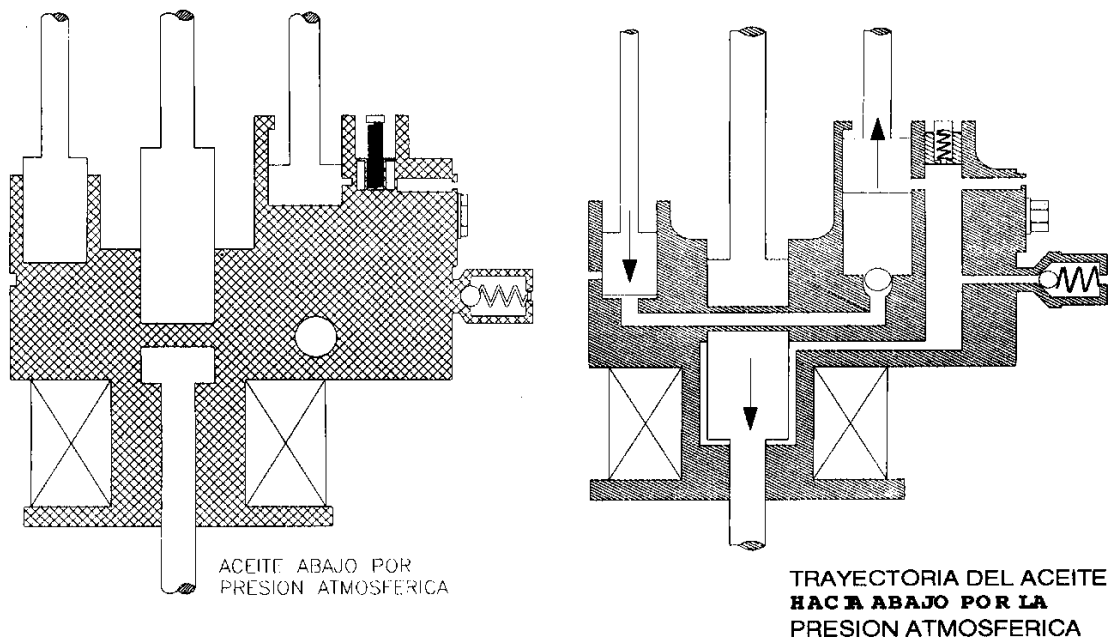


FIGURA 73. POSICIÓN DEL MECANISMO HIDRÁULICO EN EL PROCESO DE OPERACIÓN RETARDADA.

4.2.4.3.2 SISTEMA CON CONTROL HIDRÁULICO DOBLE

Con este sistema el restaurador usa un tipo de aceite para la interrupción de corriente, el aislamiento de las partes energizadas y las operaciones de conteo y recierre, pero un fluido diferente se usa para la temporización de las operaciones retardadas.

Para fijar las curvas características retardadas, se usa un fluido especial hidráulico con una viscosidad relativamente constante dentro de la escala normal de temperatura de operación, estas unidades hidráulicas selladas permiten elegir dos curvas retardadas

Los restauradores con control hidráulico doble operan similarmente a los de control hidráulico simple, anteriormente descritos.

4.2.4.4 RESTAURADORES CON CONTROL ELECTRÓNICO.

En lugar de bombas y pistones usados en el control hidráulico, el control electrónico consiste en circuitos impresos que usan componentes estáticos.

Las corrientes de falla, son detectadas por tres transformadores de corriente colocados internamente a la salida de las terminales del restaurador, la salida de los TC's es transmitida a la red de disparo mínimo de fase o tierra, por intermedio de los resistores de corte mínimo, transformadores de aislamiento y circuitos rectificadores.

La temporización a lo largo de las curvas características seleccionadas, comienza cuando la corriente a través de los circuitos de detección de nivel de corte mínimo excede un nivel específico, los valores reales de disparo mínimo en términos de corriente de línea están ubicados en cartuchos de resistencia.

Después del primer intervalo de recierre otra señal es enviada al dispositivo de recierre en el restaurador para cerrar los contactos y probar la línea, si la falla persiste, una segunda operación de disparo tiene lugar, seguida de una segunda operación de recierre, el restaurador opera hasta 4 veces antes de abrir permanentemente.

4.2.5 SELECCIÓN Y UBICACIÓN.

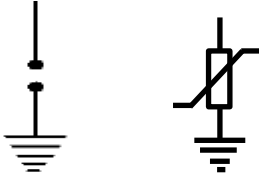
Una de las ubicaciones obvias es la fuente de energía del alimentador. En esta forma, el alimentador queda aislado para el caso de una falla permanente, luego dependiendo de las condiciones individuales de cada sistema, otros restauradores adicionales pueden ubicarse en serie en el alimentador en puntos seccionadores lógicos, para limitar cualquier retiro de servicio al menor segmento práctico del sistema.

Deben considerarse los siguientes factores para la instalación:

1. La tensión del sistema no debe de exceder la tensión de diseño del restaurador.
2. La capacidad nominal de corriente deber ser igual o mayor que la corriente de carga máxima.
3. La capacidad interruptiva debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima en el punto de instalación.
4. La mínima corriente de corte seleccionada debe permitir que el restaurador cubra toda la zona de protección deseada.
5. Las curvas de tiempo corriente y las secuencias de operación seleccionadas deben permitir la coordinación con otros dispositivos de protección en ambos lados del restaurador.

4.3 APARTARRAYOS

Símbolo



El apartarrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de tipo atmosférico. Se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra.

Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos:

Los más empleados son los conocidos como “apartarrayos tipo autovalvular” y “apartarrayos de resistencia variable”.

El apartarrayos tipo autovalvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variable cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones, ya que representa una gran seguridad de operación.

El apartarrayos de resistencia variable funda su principio de operación en el principio general, es decir, con dos explosores, y se conecta en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en el sistema de distribución.

La tensión a que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del apartarrayos.

Cada apartarrayos se encuentra normalmente abierto y se encuentra calibrado para que a partir de cierta tensión entre línea y tierra se cierre automáticamente y filtre los frentes de onda. Esto se hace con un circuito de resistencia variable, con tensión, de los elementos dependiendo de la naturaleza de éstos. Al desaparecer la sobretensión el apartarrayos vuelve a la posición de abierto.

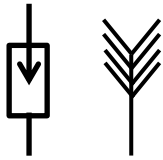
La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

Las ondas que normalmente se presentan son de 1.5 a $1\mu\text{s}$ (Tiempo de frente de onda). La función del apartarrayos es cortar su valor máximo de onda (aplanar la onda). Drena el sobrevoltaje a tierra.

Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para mayor seguridad a las instalaciones contra las cargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión

4.4 PARA RAYOS

Símbolo



Es un instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo ionizando el aire para excitar, llamar y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a las personas y la destrucción a las instalaciones eléctricas y equipos. Debe ser la adecuada a las instalaciones.

Durante el proceso de la tormenta se generan campos eléctricos de alta tensión entre nube y tierra. Las cargas se concentran en las puntas más predominantes a partir de una magnitud del campo eléctrico. Alrededor de la punta o electrodo aparece la ionización natural o efecto corona, resultado de la transferencia de energía. Este fenómeno es el principio de excitación para trazar un canal conductor que facilitará la descarga del fenómeno rayo.

En función de la transferencia o intercambio de cargas, se pueden apreciar, en la punta del pararrayos, chispas diminutas en forma de luz, ruido audible a frito, radiofrecuencia, vibraciones del conductor (efecto corona).

Todos los pararrayos que acaban en una o varias puntas tienen como principio la excitación y captación del rayo. Su principio es el de Benjamín Franklin.

Están formados por electrodos de acero o de materiales similares acabados en una punta. Incorporan un sistema electrónico que genera un avance teórico del trazador; otros incorporan un sistema piezoeléctrico que genera un efecto similar. Los dos sistemas se caracterizan por anticiparse en el tiempo en la captura del rayo, una vez que se produce la carga del dispositivo electrónico de excitación (cebador).

El cabezal está unido a una toma de tierra eléctrica, por medio un cable de cobre conductor. La toma de tierra se construye mediante picas de metal que hacen las funciones de electrodos en referencia al terreno o mediante placas de metal conductoras también enterradas.

4.5 SISTEMA DE TIERRAS

Símbolo



“Tierra (sistema de tierra). Una conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por medio de la cual un circuito eléctrico o equipo se conecta a la masa de la tierra o a algún cuerpo conductor de dimensiones relativamente grandes que cumple la misma función que la masa de la tierra”.

La puesta a tierra por resistencia es de uso más común, porque permite limitar la corriente de falla y amortiguar los sobrevoltajes transitorios, eligiendo el valor correcto de resistencia. En principio se usó resistencias líquidas.

Ahora es más común el uso de resistores del tipo cerámico. Estos requieren menos espacio, tienen costos de mantención significativamente menores y luego del paso de la corriente de falla se enfrían más rápidamente que las resistencias líquidas.

El sistema de puesta a tierra se diseña normalmente para cumplir dos funciones de seguridad. La primera es establecer conexiones equipotenciales. Toda estructura metálica conductiva expuesta que puede ser tocada por una persona, se conecta a través de conductores de conexión eléctrica. La mayoría de los equipos eléctricos se aloja en el interior de cubiertas metálicas y si un conductor energizado llega a entrar en contacto con éstas, la cubierta también quedará temporalmente energizada.

Si una persona está en contacto simultáneamente con dos piezas diferentes de una estructura metálica expuesta, el conductor de conexión eléctrica debiera garantizar que la persona no reciba un choque eléctrico, haciendo que la diferencia de potencial entre los equipos sea insuficiente para que esto ocurra. El mismo principio se aplica en el interior de las subestaciones eléctricas, industrias y casas.

La segunda función de un sistema de puesta a tierra es garantizar que, en el evento de una falla a tierra, toda corriente de falla que se origine, pueda retornar a la fuente de una forma controlada. Por una forma controlada se entiende que la trayectoria de retorno está predeterminada, de tal modo que no ocurra daño al equipo o lesión a las personas. La conexión a tierra no es de capacidad infinita e impedancia nula. Sin embargo, la impedancia del sistema de tierra debiera ser lo bastante baja de modo que pueda fluir suficiente corriente de falla a tierra para que operen correctamente los dispositivos de protección, los cuales a su vez provocarán la operación de interruptores o fusibles para interrumpir el flujo de corriente.

El cobre es el material más ampliamente utilizado para estos sistemas de puesta a tierra. Sus propiedades muy bien probadas y ensayadas, de relativamente baja resistencia eléctrica, maleabilidad y buena resistencia a la corrosión.

Las razones que más frecuentemente se citan para tener un sistema aterrizado, son:

- Proporcionar una impedancia suficientemente baja para facilitar la operación satisfactoria de las protecciones en condiciones de falla.
- Asegurar que seres vivos presentes en la vecindad de las subestaciones no queden expuestos a potenciales inseguros, en régimen permanente o en condiciones de falla.
- Mantener los voltajes del sistema dentro de límites razonables bajo condiciones de falla (tales como descarga atmosférica, ondas de maniobra o contacto inadvertido con sistemas de voltaje mayor), y asegurar que no se excedan los voltajes de ruptura dieléctrica de las aislaciones.
- En transformadores de potencia puede usarse aislación graduada.
- Limitar el voltaje a tierra sobre materiales conductivos que circundan conductores o equipos eléctricos.
- Estabilizar los voltajes fase a tierra en líneas eléctricas bajo condiciones de régimen permanente, por ejemplo, disipando cargas electrostáticas que se han generado debido a nubes, polvo, aguanieve, etc.
- Una forma de monitorear la aislación del sistema de suministro de potencia.
- Para eliminar fallas a tierra con arco eléctrico persistente.
- Para asegurar que una falla que se desarrolla entre los enrollados de alto y bajo voltaje de un transformador pueda ser manejada por la protección primaria.
- Proporcionar una trayectoria alternativa para las corrientes inducidas y de tal modo minimizar el “ruido” eléctrico en cables
- Proporcionar una plataforma equipotencial sobre la cual pueda operar equipo electrónico.

4.6 RELEVADORES

Los relevadores de protección son dispositivos que identifican condiciones anormales de operación del sistema. Estos son ajustados para operar bajo condiciones de falla, abriendo o cerrando contactos propios o de sus auxiliares, para desconectar automáticamente los interruptores asociados al equipo fallado. Los relevadores proporcionan una indicación de su operación mediante banderas o señales luminosas.

Los relevadores auxiliares se utilizan para disparar bloquear el cierre de algún(os) interruptor(es) y otras funciones de control y alarma.

En la figura 74 se representa en forma elemental un esquema de protección de sobrecorriente. El relevador recibe en su bobina de operación "B" la señal de corriente secundaria " I_s " del transformador de corriente "TC". Esta corriente es proporcional a la corriente primaria " I_p ". Cuando la

corriente que sensa el relevador, " I_s " es mayor al valor de arranque (puesta en operación, "pick-up"), su contacto "C" puede cerrarse en un tiempo instantáneo o retardado, y energizar la bobina de disparo "BD" del interruptor de potencia "52", para abrir y aislar del sistema la zona afectada. El contacto auxiliar (normalmente abierto) "52a", es utilizado para desenergizar la bobina de disparo una vez que éste ha ocurrido. El banco de baterías "BB" proporciona la energía confiable para abrir el interruptor.

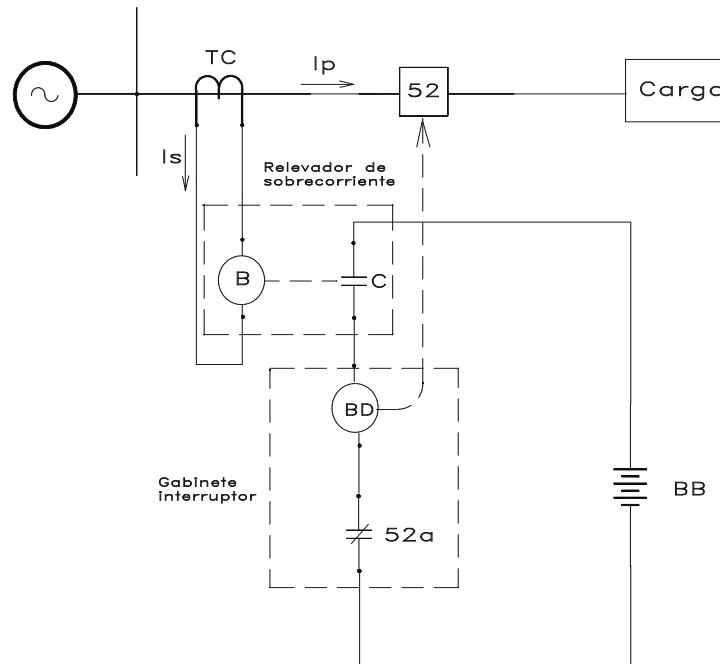


FIGURA 74. ESQUEMA ELEMENTAL DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

4.6.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Por sus características de construcción los relevadores de sobrecorriente se pueden clasificar como:

- Relevadores electromecánicos.
- Relevadores estáticos.
- Relevadores digitales o microprocesados.

Por sus características de tiempo de operación pueden ser:

- Relevadores de sobrecorriente instantáneo. Número ANSI 50.
- Relevadores de tiempo. Número ANSI 51.

Por sus características de tiempo-corriente, pueden ser:

- Tiempo definido.
- Tiempo inverso.
- Tiempo muy inverso.
- Tiempo extremadamente inverso.

Por sus características de rango de corriente y forma de conexión, pueden ser:

- Relevadores de sobrecorriente de fase.
- Relevadores de sobrecorriente de neutro.
- Relevadores trifásicos.

En la mayoría de los tableros de protección, control y medición construidos hasta 1980, se encuentran operando relevadores de sobrecorriente del tipo electromecánico (monofásicos). Con el avance de la tecnología se ha incrementado la producción de relevadores de estado sólido ó microprocesado, lográndose una reducción considerable en el espacio empleado en los tableros, así como incrementar sus funciones.

La similitud en las características de tiempo-corriente de los relevadores electromecánicos y microprocesados, hace posible coordinar los tiempos de operación entre relevadores electromecánicos y microprocesados o viceversa.

Relevador de Sobrecorriente Instantáneo (50).

Es un relevador con "respuesta instantánea" para un valor pre-determinado de corriente. Su tiempo de respuesta u operación es menor a 3 ciclos (0.05 segundos).

Relevador de Sobrecorriente con Retardo de Tiempo (51).

Es un relevador con una "respuesta retardada" la cual se ajusta a una curva característica de tiempo-corriente definida o inversa que funciona cuando la corriente en el circuito excede de un valor pre-determinado.

Se conoce como tiempo inverso a la característica de tiempo-corriente en que a mayor corriente, menor es el tiempo de "respuesta" del relevador; y consecuentemente a menor corriente, mayor será el tiempo de operación del relevador. Es decir, existe una relación de inversidad entre el comportamiento de ambos parámetros.

4.6.2 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ELECTROMECAÁNICO.

Por su principio de funcionamiento se clasifican en:

- Atracción electromagnética.

- Inducción electromagnética.

Relevador de atracción electromagnética.

Se utiliza básicamente en la construcción de relevadores de sobrecorriente instantáneos. Generalmente es un electroimán cuya bobina es alimentada por un transformador de corriente. El émbolo construido de material ferromagnético, es atraído por el flujo en el entrehierro o mantenido en reposo (restricción) por la acción de un resorte o gravedad, como lo indica la figura 75.

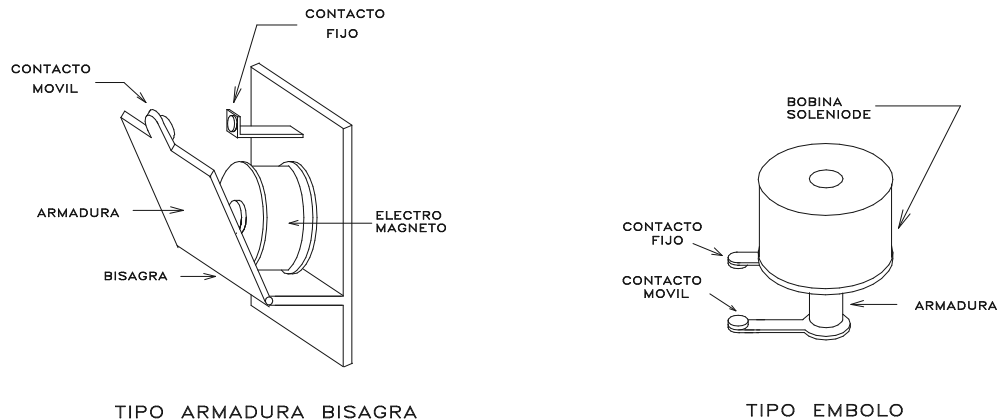


FIGURA 75. RELEVADORES DE ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

La fuerza de atracción del elemento móvil, es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro. La fuerza actuante total puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$F = K_1 I^2 - K_2 \quad \text{EC. 90.}$$

Donde:

F = Fuerza neta (operación).

K_1 = Constante de conversión de la fuerza.

I^2 = Valor eficaz de la corriente al cuadrado.

K_2 = fuerza de la retención (reposición).

El contacto normalmente abierto N.A. que cierra durante la puesta en operación (pick-up) del relevador es utilizado para el control de apertura o disparo de uno o varios interruptores. En los relevadores de sobrecorriente instantáneo (50), existe un tornillo de ajuste alojado en la parte superior.

Variando la separación o altura del entrehierro se modifica la fuerza actuante. La operación del relevador se identifica por medio de una bandera coloreada, cuyo color depende de la marca del fabricante.

Relevador de inducción electromagnética

El relevador de sobrecorriente de inducción electromagnética es un motor de inducción de fase auxiliar con contactos. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, que es un disco de material no magnético conductor de corriente, por la interacción de los flujos electromagnéticos con las corrientes parásitas (de Eddy) que se inducen en el rotor por estos flujos.

Los relevadores más utilizados tienen la estructura del tipo watthorímetro. El rotor que es un disco, en su flecha se encuentra alojado un contacto móvil, en el armazón del relevador se localiza el contacto fijo. La mayor o menor separación de los contactos se obtienen ajustando el ó la palanca y por consiguiente el tiempo de operación de los relevadores.

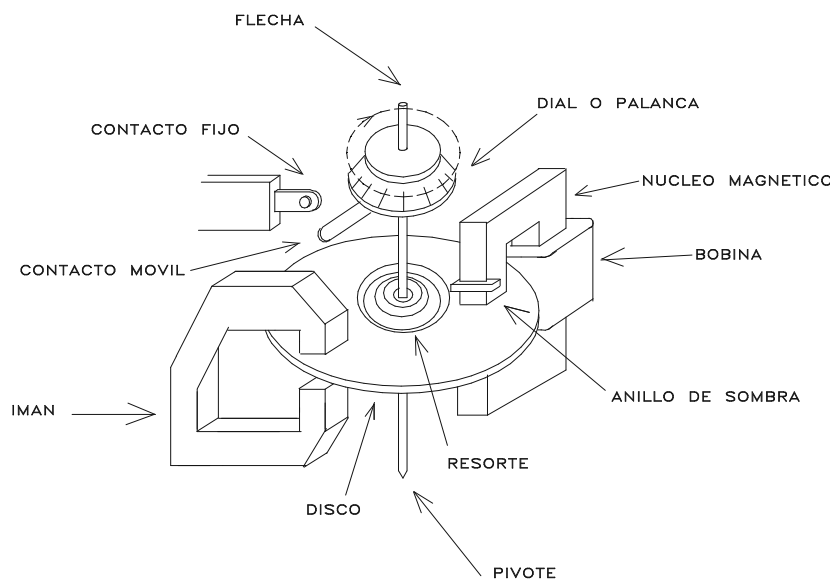


FIGURA 76. RELEVADOR DE INDUCCION ELECTROMAGNETICA

Un resorte en forma de espiral, cuyos extremos se encuentran, fijados a la flecha o disco y a una sección estática del relevador, proporciona al disco un par de reposición o antagónico. Cuando el par de reposición del disco es ligeramente menor al par producido por la corriente que alimenta al relevador, el disco se "arranca". Al valor de ésta corriente expresada en amperes es conocido como el "pick-up" del relevador.

Por otra parte este tipo de relevadores tienen disponible un rango de taps o derivaciones de la bobina de corriente. La regleta de Taps alojada en la parte superior del relevador, tiene un número determinado de orificios con rosca. Uno para cada derivación de la bobina que es conectada al TC.

Por medio de un tornillo se selecciona el tap del relevador, y el valor de éste representa la corriente mínima de operación. Es decir, el tap seleccionado corresponde a la corriente secundaria capaz de "arrancar" al relevador.

La corriente primaria de arranque es el producto de:

$$I_{pick-up} = Tap \times RTC$$

EC. 91.

Dónde:

$I_{pick-up}$: Corriente primaria de arranque

RTC: Relación de transformación de corrientes.

Tap: Ajuste de corriente secundaria del relevador.

Aunque la mayoría de los relevadores dispone de un amplio rango de Taps, se recomienda hasta donde sea posible no ajustar al relevador en un tap mayor de 5 amperes, en razón de proteger el circuito secundario del TC, al prevenir su saturación evitando la circulación de corrientes superiores a la nominal secundaria durante periodos prolongados de tiempo. De esta manera el TC queda protegido por el propio relevador.

Montado sobre el eje del disco se encuentra el contacto móvil. En la parte superior del eje, se tiene fijado un dial numerado de 0 a 10 (dependiendo del fabricante la numeración también puede ser de 0 a 11, o de 0 a 1.0).

La posición del dial determina la separación entre los contactos (fijo y móvil) del relevador. A este ajuste se le conoce como "PALANCA" y permite establecer un juego de curvas tiempo-corriente similares.

Los ajustes de tiempo y corriente pueden ser determinados en las gráficas tiempo-múltiplo tap (corriente). Estas gráficas son familias de curvas proporcionados por el fabricante del relevador, indican el tiempo requerido en cerrar sus contactos para cada posición del dial, cuando la corriente es referida como múltiplo del tap seleccionado.

El múltiplo de Tap es obtenido de la siguiente relación

$$M_{Tap} = \frac{I/RTC}{Tap\ relevador}$$

EC. 92.

I= Corriente primaria o de falla en amperes

RTC= Relación de transformación del TC en P.U.

Tap= Derivación de ajuste de corriente del relevador en amperes.

Resumiendo los dos últimos incisos, se puede generalizar al relevador de sobrecorriente electromecánico como un relevador monofásico, alojado en una caja con tapa transparente y desmontable. En el interior se aloja una unidad de sobrecorriente instantánea (50) o una unidad de sobrecorriente de tiempo (51) o ambas unidades (50/51) con características de tiempo-corriente propias del relevador que no pueden ser modificadas. La unidad o unidades operadas son señalizadas por medio de banderas.

4.6.3 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ESTÁTICO.

Los primeros diseños de relevadores estáticos se desarrollaron en la década de los 70's, fueron basados en la alta confiabilidad del transistor planar de silicio, esto marcó el inicio para el desarrollo de los circuitos integrados, compuertas digitales y circuitos lógicos; le siguieron circuitos digitales y más tarde memorias y microprocesadores.

Con estos componentes se mejoraron las características de velocidad, sensibilidad, inmunidad a vibraciones, reducción en sus dimensiones y libre de mantenimiento

Las funciones de estos relevadores son semejantes a las obtenidas con los del tipo electromecánico, a pesar de que los relevadores estáticos carecen de partes móviles, la terminología relativa al ajuste y operación es similar a la empleada en los relevadores electromecánicos.

Los relevadores de sobrecorriente utilizan los siguientes circuitos básicos:

- Rectificador, cuya función es convertir una entrada de corriente alterna en una señal de voltaje, capaz de ser medida y comparada.
- Detector de nivel, el cual compara una entrada analógica con un nivel prefijado, el cual responde con una salida analógica cuando este nivel es excedido.
- Temporizadores para demorar a manera constante o proporcional la entrada analógica de corriente.

Cada uno de estos circuitos, configuran una parte de los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, ilustrado en el diagrama de bloques de la figura 77.

La corriente alterna que alimenta el relevador es convertida en voltaje de C.D. por medio de un transformador de corriente, un puente rectificador y una resistencia de carga conectada en paralelo, este voltaje es comparado con un nivel prefijado en el detector de nivel No. 1, el cual genera un pulso al temporizador cuando el nivel es excedido.

El temporizador responde a un tiempo (en segundos). En el caso de relevadores de tiempo, es proporcional a la magnitud de la corriente de entrada. Para este caso, un circuito de forma es requerido.

Generalmente el temporizador carga un capacitor, de manera que al alcanzar al valor prefijado en el detector de nivel No. 2, se genera un pulso de salida. Los pulsos para la operación del elemento instantáneo son obtenidos por medio del detector de nivel No. 3. El cual opera al pasar por alto al temporizador.

Diodos emisores de luz (led's) son utilizados para abanderar la operación de los relevadores, los cuales están normalmente apagados. Se iluminan cuando uno de los valores de ajuste (pick-up) es superado. Pulsando el botón "Reset" se normalizan.

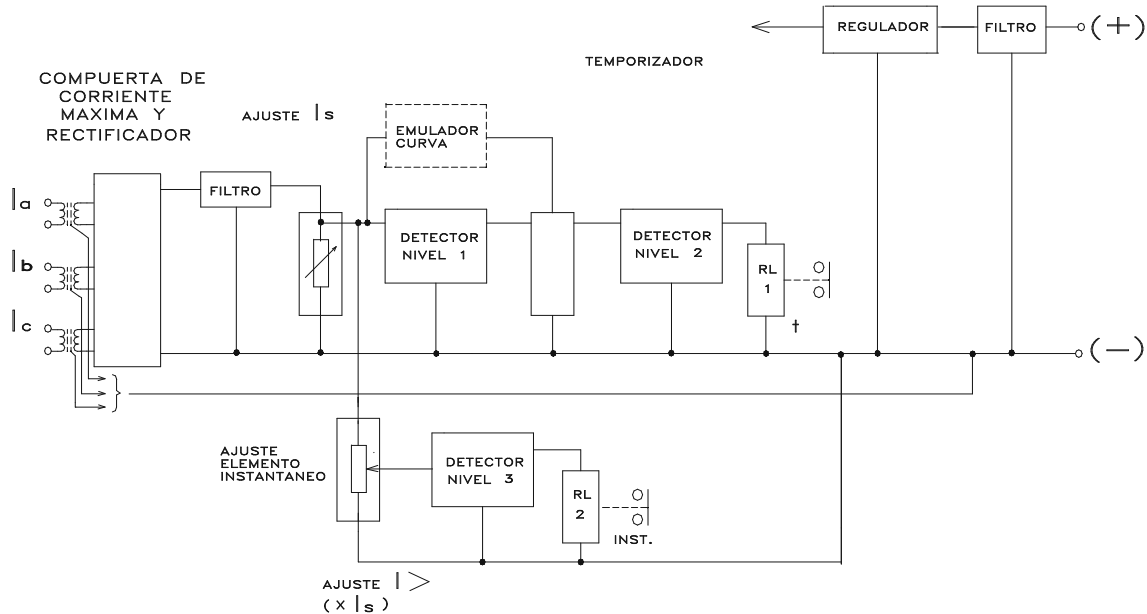


FIGURA 77. RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ESTÁTICO TRIFÁSICO INSTANTÁNEO (50) Y DE TIEMPO (51).

4.6.4 RELEVADOR NÚMÉRICO O MICROPROCESADO.

Con la aplicación de microprocesadores se han desarrollado relevadores que además de cumplir con las funciones de protección, efectúan otras adicionales como son; medición, registro de eventos, localización de fallas y oscilografía.

Lo anterior se realiza mediante el muestreo y manipulación de los parámetros eléctricos, los cuales son utilizados en forma numérica para resolver cada uno de los algoritmos que calcula el microprocesador para cumplir con las tareas anteriormente descritas.

Estos relevadores son trifásicos y en un solo módulo están contenidas las unidades de fase y de neutro, reduciendo considerablemente sus dimensiones y el espacio ocupado por ellos en los tableros de control, medición y protección.

Los relevadores microprocesados están constituidos básicamente de la siguiente manera:

- Unidades de entrada analógicas: las señales analógicas como son la corriente y la tensión eléctrica son proporcionadas por los TC's y TP's respectivamente, ya con vertidas a niveles medibles, con cada relación de transformación que se necesite para el lugar que se utilice.
- Unidades de entrada digitales: estas señales lo proporcionan los estados de los permisos del interruptor como; nivel de aceite, estado del resorte, estado de los contactos, presión, temperatura, etc. así como el estado de los contactos permisivos de los dispositivos de protección, internas del banco (transformador de potencia)

- Filtro pasa bajas. Se utiliza para suprimir los risos, armónicos que tienen la frecuencia ya que esta puede alterar el desfase de los ángulos de las corrientes y afectar las mediciones y las protecciones.
- Fuente de alimentación. Es una entrada donde se energiza el relevador para que funcione, esta puede ser: con V_{CA} o V_{CD} dependiendo del fabricante. Por lo regular se utiliza $125 V_{CD}$, ya que cuando se llega a ir la energía en la subestación los relevadores se quedan respaldados por el banco de baterías.
- Microprocesador para funciones de protección. En las funciones de protección se puede realizar los ajustes como pick up, las curvas, el tap, etc. así las condiciones en las cuales deben operar los relés, además es donde se realizan las funciones de control mediante compuertas lógicas, diagramas gráficos, o programación ensamblada dependiendo del fabricante.
- Microprocesador para funciones de medición. Se encarga de medir y proporcionar información de las corrientes y potencial que circulan por cada fase, también muestra cual es la potencia suministrada por el sistema.
- Memoria RAM. Cuando ocurren eventos anormales a los planteados se guardan como registro de eventos. Estos eventos se pueden indicar mediante led's (banderas).
- Memoria EEPROM. Esta parte se utiliza para grabar ajustes de programación; protección, medición, control, comunicación y alarmas.
- Unidades de salida. Por medio de estas salidas se manda la señal para que accione los circuitos de potencia del interruptor como el circuito de disparo y cierre. También emite la señal para activar alarmas a otros equipos conectados físicamente.
- Puertos de comunicación. Los puertos de comunicación se utilizan para enlazarse con otros equipos, por medio de los puertos puede enviar y recibir información como señales de alarma y control. La comunicación debe ser mediante protocolos compatibles además de cumplir requisitos que especifique el fabricante.
- Display y teclado. En el display muestra los eventos o estado en que se encuentra el dispositivo a operar, así como los parámetros de las mediciones. El teclado se utiliza para manipular al relevador sin necesidad de un software.
- Leds para señalización de banderas y piloto de encendido. Estas banderas indican el estado del relé y los eventos que han ocurrido.
- Unidad de autodiagnóstico y monitoreo. Los relevadores pueden detectar algunos tipos de anomalías en ellos como bajo voltaje en su alimentación, el estado del interruptor.

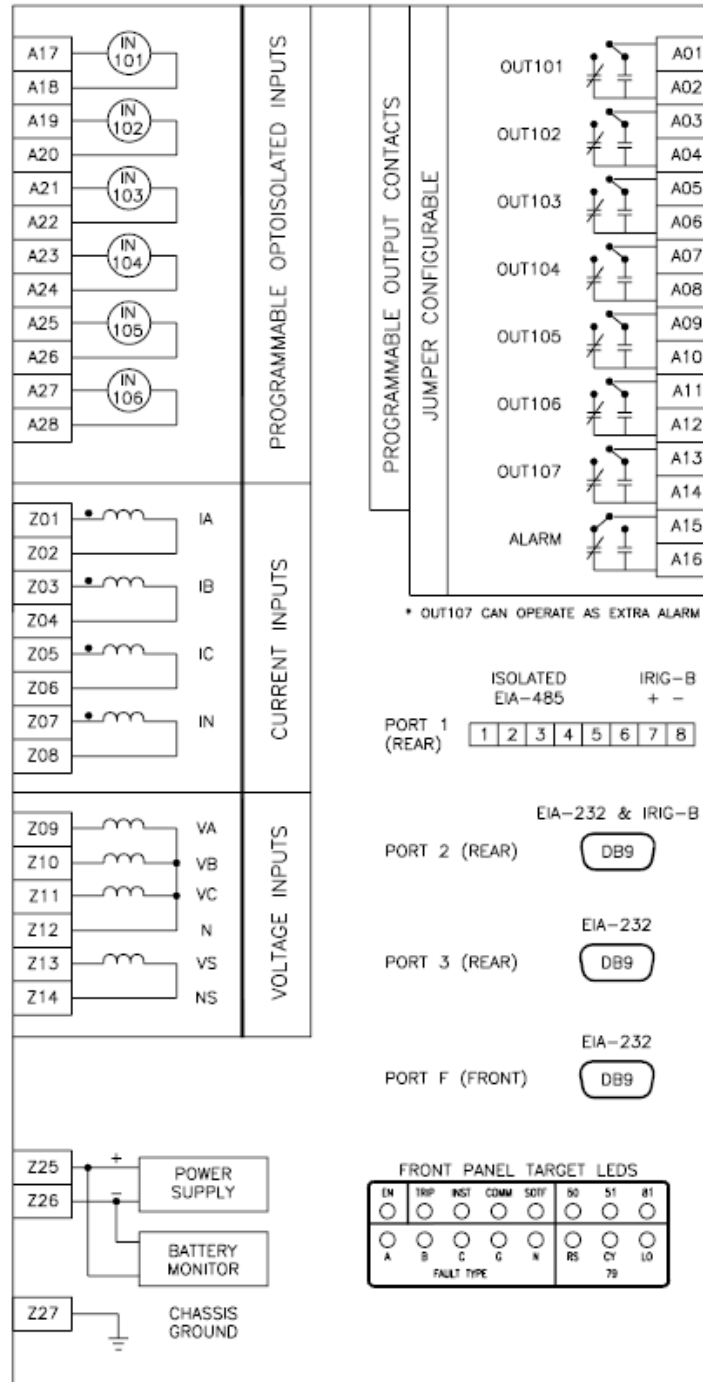


FIGURA 78. RELEVADOR DIGITAL MARCA SEL.

4.6.4.1 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

NUMERO ANSI

DISPOSITIVO

21 Relevador de distancia. Relevador que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito aumenta o disminuya más allá de determinados límites.

25 Relevador de sincronismo. Dispositivo que funciona cuando dos circuitos de corriente alterna, están dentro de los límites deseados de frecuencia, fase y tensión, para permitir la conexión en paralelo de los dos circuitos.

26 Relevador térmico en instrumentos. Dispositivo que funciona cuando la temperatura del campo en derivación o del devanado amortiguador de una máquina, de una resistencia limitadora o desviadora de corriente o la de un líquido y otro medio excede de un valor determinado.

27 Relevador de bajo voltaje. Relevador que funciona cuando la tensión cae por debajo de un valor determinado.

49 Relevador térmico de generador o transformador. Relevador que funciona cuando la temperatura del inducido de una máquina de corriente alterna o el inducido u otro devanado o elemento bajo carga de una máquina de corriente continua, convertidor, rectificador o transformador, excede un valor determinado.

50 Relevador de sobrecorriente instantáneo.- Relevador que funciona instantáneamente al alcanzar la corriente un valor excesivo o si la corriente aumenta con demasiada rapidez, la cual es señal de que ha habido una falla en el aparato o en el circuito protegido.

51 Relevador de sobrecorriente de corriente alterna con tiempo de retardo.- Relevador de acción retardada que funciona cuando la corriente alterna de un circuito excede de un valor determinado. El retraso puede variar en función inversa a la intensidad de la corriente o puede ser en función de tiempo definido.

52 Interruptor de corriente alterna. Dispositivo utilizado para cerrar o abrir un circuito de corriente alterna bajo condiciones normales o para abrir el circuito bajo condiciones de emergencia o de cortocircuito.

59 Relevador de sobretensión. Relevador que funciona cuando el valor del voltaje excede de un valor determinado.

63 Relevador de flujo, nivel o presión de gases o líquidos. Relevador que funciona a varios valores dados de la presión, flujo o nivel de un líquido o de un gas, o a un régimen de variación determinado de dichas magnitudes.

64 Relevador de protección de falla a tierra. Relevador que funciona si falla el aislamiento a tierra de una máquina, transformador u otro aparato o si se produce un arco a tierra en una máquina de corriente continua.

NOTA: Esta función se asigna solamente a los relevadores que detectan el paso de corriente a tierra a través de la carcasa, cubierta o armazón de una máquina o de un aparato, o detecta una fuga a tierra en un devanado o circuito con neutro normalmente aislado. Esta clasificación se aplica a los dispositivos conectados al circuito secundario o al neutro del secundario de uno o más transformadores de corriente, conectado en el circuito principal de un sistema con neutro conectado a tierra.

67 Relevador direccional de sobrecorriente de corriente alterna. Relevador que funciona a un valor determinado de sobrecorriente con una dirección determinada.

79 Relevador de recierre. Relevador que controla el cierre o recierre automático de un interruptor de un circuito, normalmente en respuesta a las condiciones de carga del circuito.

81 Relevador de frecuencia. Relevador que funciona a un valor determinado de la frecuencia, que puede ser mayor, menor o igual a la frecuencia normal, o cuando la frecuencia varía a una velocidad dada.

86 Relevador de bloqueo sostenido. Relevador accionado eléctricamente y de reposición eléctrica o manual, o dispositivo que funciona para desconectar y mantener desconectado un equipo cualquiera después de producirse condiciones anormales.

87 Relevador de protección diferencial. Relevador de protección que funciona bajo una diferencia porcentual o ángulo de fase y otra diferencia cuantitativa de dos corrientes o de otras magnitudes eléctricas.

Cada relé cuenta con una lógica de control (comparadores, temporizadores, compuertas lógicas según sea el caso), y para activarlos solo es necesario teclear la nomenclatura del o los relés que se desean activar. Por ejemplo: 51F, 51NT, 51G, 79N, 87T, 81NT, 63T, 63P, etc. cada una de estas nomenclaturas las da el fabricante.

4.6.4.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS

La siguiente información describe las curvas temporizadas para los distintos ajustes de tipo de curva y dial de tiempo de los elementos de sobrecorriente. Las curvas temporizadas de relés de sobrecorriente corresponden a “IEEE C37.112-1996 IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays”.

t_p = tiempo de operación en segundos

t_r = emulación de reposición tipo disco de inducción, en segundos (si se ha seleccionado ajuste de reposición electromecánica)

TD = Ajuste del dial de tiempos

M = corriente aplicada, en múltiplos de la corriente de operación (pickup) [para tiempo de operación (t_p), $M > 1$; para tiempo de reposición (t_r), $M \leq 1$].

**Curva U.S. Moderadamente Inversa: U1**

$$tp = TD*(0.0226 + 0.0104/(M^{0.02}-1))$$

$$tr = TD*(1.08/(1-M^2))$$

Curva U.S. Inversa: U2

$$tp = TD*(0.180 + 5.95/(M^2-1))$$

$$tr = TD*(5.95/(1-M^2))$$

Curva U.S. Muy Inversa: U3

$$tp = TD*(0.0963 + 3.88/(M^2-1))$$

$$tr = TD*(3.88/(1-M^2))$$

Curva U.S. Extremadamente Inversa: U4

$$tp = TD*(0.0352 + 5.67/(M^2-1))$$

$$tr = TD*(5.67/(1-M^2))$$

Curva U.S. Inversa de Tiempo corto: U5

$$tp = TD*(0.00262 + 0.00342/(M^{0.02}-1))$$

$$tr = TD*(0.323/(1-M^2))$$

Curva I.E.C. Clase A (Standard Inversa): C1

$$tp = TD*(0.14/(M^{0.02}-1))$$

$$tr = TD*(13.5/(1-M^2))$$

Curva I.E.C. Clase B (Muy Inversa): C2

$$tp = TD*(13.5/(M-1))$$

$$tr = TD*(47.3/(1-M^2))$$

Curva I.E.C. Clase C (Extremadamente Inversa): C3

$$tp = TD*(80.0/(M^2-1))$$

$$tr = TD*(80.0/(1-M^2))$$

Curva I.E.C. Inversa de Tiempo largo: C4

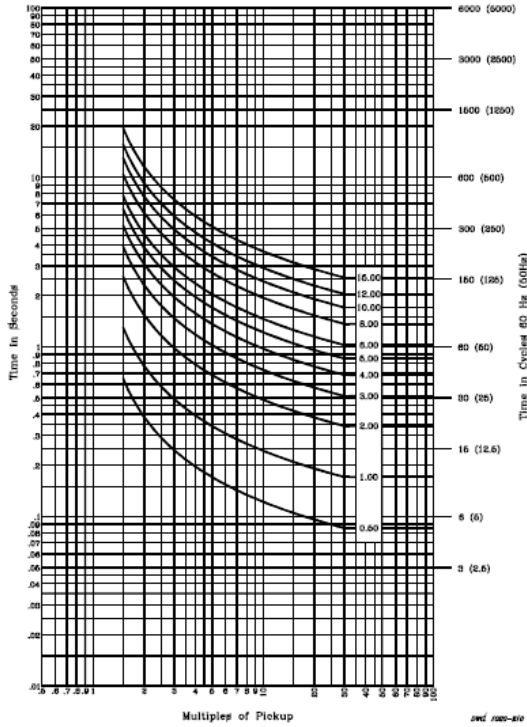
$$tp = TD*(120.0/(M-1))$$

$$tr = TD*(120.0/(1-M))$$

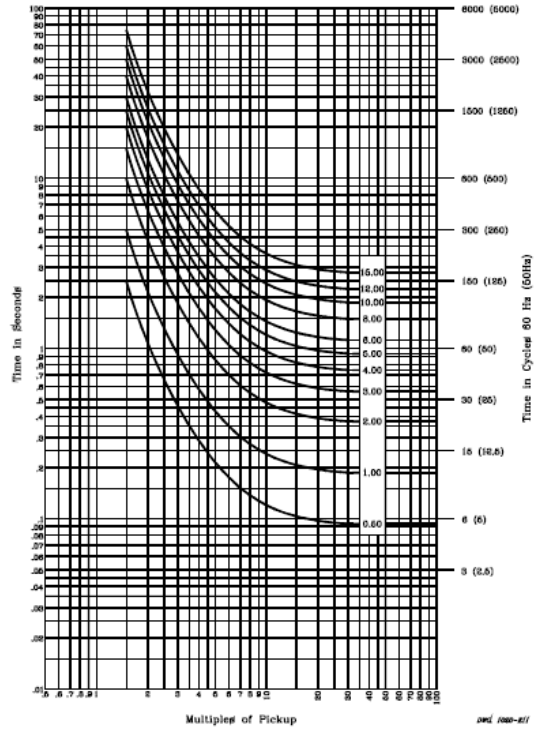
Curva I.E.C. Inversa de Tiempo corto: C5

$$tp = TD*(0.05/(M^{0.04}-1))$$

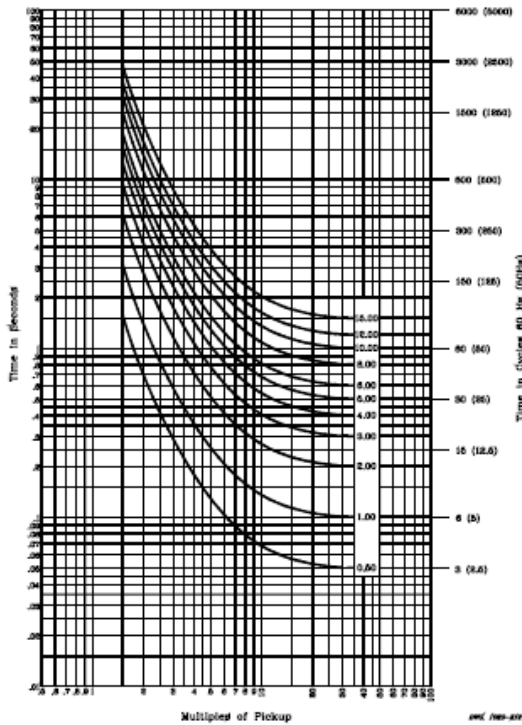
$$tr = TD*(4.85/(1-M^2))$$



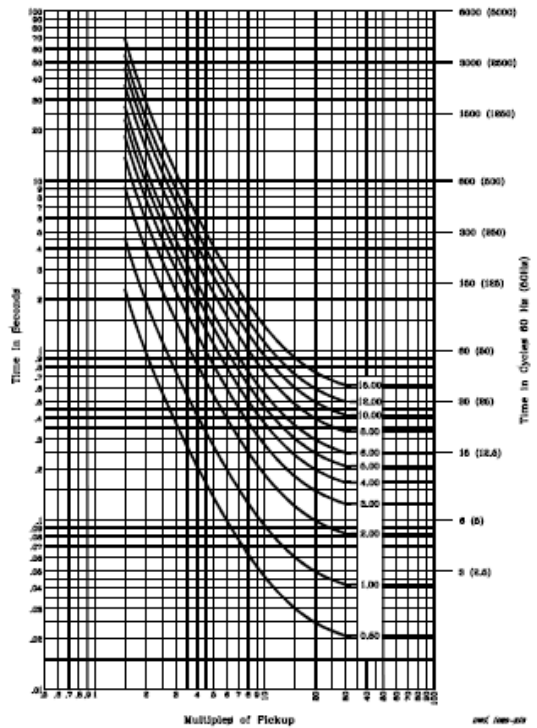
Curva U.S. Moderadamente Inversa: U1



Curva U.S. Inversa: U2



Curva U.S. Muy Inversa: U3



Curva U.S. Extremadamente Inversa: U4

FIGURA 79. CURVAS DE TIEMPO DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR SEL 351 A.

Nota: Para el relevador 51 entre fases la corriente de corto circuito I_{CC} se considera 20 veces la I_{CMax} , la corriente instantánea pick up I_{pu} es 2 veces la corriente de carga máxima. Para el relevador 51 de neutro la corriente I_{pu} se considera 0.3 a 0.7 veces la corriente de carga máxima.

$I_{pu}=2I_{CMax}$ para el lado primario del TC (tap)

Tap del relevador= I_{pu}/RTC

Múltiplo del tap= $M = \frac{I_{CC}}{I_{pu}}$

EC. 93.

RTC es la relación de transformación del TC, es muy importante la adecuada selección RTC para poder ajustar lo mejor posible el relevador de protección.

4.6.4.3 ELEMENTOS DE PROGRAMACIÓN.

Conceptos generales de programación.

Antes de iniciar con el proceso de programación, es conveniente tener claro algunos conceptos preliminares respecto a la organización de los programas en la memoria del procesador.

Por otro lado, también es importante reconocer las diferentes representaciones de los lenguajes de programación, así como, su denominación en marcas de reconocidas.

Programa, programación y lenguajes de programación.

Desde el punto de vista del Procesador, un programa es un conjunto de instrucciones o proposiciones bien definidas que le dicen lo que tiene que hacer. Cada instrucción le indica:

- qué operación realizará a continuación.
- de dónde obtendrá los datos que necesita para realizarla.
- dónde guardará los resultados de la operación.

Un programa, son las especificaciones de un conjunto de operaciones que debe llevar a cabo el computador para lograr resolver una determinada tarea.

Un programa se escribe en un lenguaje de programación, estos lenguajes permiten simplificar la creación de programas debido a su fácil descripción de las instrucciones que ha de ejecutar el procesador; en algunos casos, agrupando varias instrucciones y dando un solo nombre al conjunto, de tal forma que la lista de operaciones se reduce considerablemente, resultando fácil la comprensión y resolución de programas. También varios cientos de instrucciones simples se pueden expresar con una lista de unas cuantas líneas.

Clasificación de los programas.

Parte del programa lo escriben los usuarios para ejecutar tareas que deseamos automatizar, pero además existen otros programas ya escritos que permiten procesar los programas del usuario.

Programas del sistema.

Existen cierto número de otros programas que proporcionan servicios vitales a los programas del usuario, esto es, realizan funciones operativas internas del controlador; estos programas, incluyendo los traductores de lenguaje reciben la denominación colectiva de programas del sistema o software del sistema.

Estos programas están almacenados en memoria EPROM dentro de la CPU, por lo tanto no se pierden ni alteran en caso de pérdida de alimentación al equipo. El usuario No tiene acceso a ellos.

Programas de aplicación del usuario.

Es el conjunto de instrucciones o proposiciones que programa el usuario, con el fin de resolver tareas de automatización específica. Para ello, el usuario escribe el programa de acuerdo a la representación del lenguaje de programación que mejor se adapte a su trabajo, en todo caso, tenga un mejor dominio. Es importante señalar, que algunos fabricantes no emplean todos los tipos de representaciones de los lenguajes de programación, no obstante, el usuario tendrá que adaptarse a la representación que se disponga.

Representación de las cantidades binarias.

Dado que el **relevador μP** recibe la información proveniente del proceso ya sea en forma discreta o análoga, donde la información se almacena en forma de una agrupación binaria, es preciso por lo tanto, disponer de un medio de representación que facilite su manejo y mejore la capacidad de procesamiento.

Para ello se emplean con mayor frecuencia tres tipos de representación para la información, éstos son: bit, byte y palabra, en algunos casos se utilizan la doble palabra.

Bit.

El bit es la unidad elemental de información donde sólo puede tomar dos valores un "1" o un "0", es decir, un bit es suficiente para representar una señal binaria.

Byte.

El byte es una unidad compuesta por una agrupación ordenada de 8 bits, es decir, ocho dígitos binarios. Los bits se agrupan de derecha a izquierda tomando como número de bit del 0 al 7.

En un byte se puede representar el estado de hasta ocho señales binarias, puede usarse para almacenar un número cuya magnitud como máximo sería:

Número máximo de un byte = $1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1 = 2^8 - 1 = 255$

Palabra

Para obtener mayor capacidad de procesamiento a veces se agrupan los bytes formando lo que se denomina las palabras.

La palabra es una unidad mayor compuesta de 16 bits = 2 bytes. Los bits de una palabra se agrupan de derecha a izquierda tomando como número de bit del 0 al 15.

En una palabra se pueden representar hasta 16 señales binarias, puede usarse para almacenar un número cuya magnitud como máximo sería

Número máximo en una Palabra = $2^{16} - 1 = 65535$

4.6.4.2.1 Comandos para la programación y ajuste de las protecciones del Relevador SEL.

Los comandos de la tabla 25 son los que se utilizan en el relevador SEL, estos permiten hacer los ajustes en la programación de la protección y control de los relevadores que deben actuar para librar la fallas.

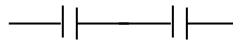
TABLA 25. RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR 351 A.

NIVEL DE ACCESO	CURSOR	COMANDO DEL PUERTO SERIAL	DESCRIPCIÓN DEL COMANDO
0		ACC	Ir al nivel de acceso 1
1		BAC	Ir al nivel de acceso B
1		2AC	ir al nivel de acceso 2
1		BRE	información del monitor del interruptor
1		COM	estadísticas de comunicación
1		DAT	ver/cambiar fecha
1		EVE	reportes de evento
1		GRO	muestra número del grupo activo
1		HIS	historial de eventos
1		IRI	sincronizar con IRIG-B
1		LDP	reportes de perfil de carga
1		MET	información de medición
1		QUI	volver a nivel de acceso 0
1		SER	registrador secuencial de eventos
1		SHO	mostrar/ver ajustes
1		SSI	interrupciones de voltaje
1		STA	Edo. autocomprobación del relé
1		TAR	despliegue del estado de los elementos del relé
1		TIM	ver/cambiar hora
1		TRI	disparar un reporte de evento
B		BRE n	reponer desgaste de interruptor

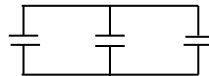
B		CLO	cerrar interruptor
B		GRO n	cambiar grupo de ajuste activo
B		OPE	abrir interruptor
B		PUL	pulsar contacto de salida
2		CON	controlar bit remoto
2		COP	copiar grupo de ajustes
2		LOO	bucle de nuevo
2		PAS	cambiar contraseña
2		SET	cambiar ajustes
2		VER	mostrar configuraciones

4.6.4.2.2 COMPUERTAS LÓGICAS Y EQUIVALENCIA EN CONTACTOS FÍSICOS.

AND (multiplicador) contactos en serie

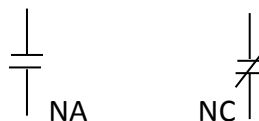


OR (sumador) contactos en paralelo



NOT se utiliza para negar las compuertas lógicas

Los contactos físicos pueden ser: normalmente abierto (NA) o normalmente cerrado (NC).



Cuando se energiza las bobinas los contactos cambian de estado.

4.6.4.3 ALARMAS.

Las alarmas son las indicaciones del relevador para mostrarnos los eventos ocurridos en el transcurso de alguna de sus operaciones. Pueden ser diversas alarmas ya que depende del equipo al que este protegiendo ya sea el banco o las líneas, por ejemplo:

TABLA 27. ALARMAS DE PROTECCIÓN.

#	ANALOGICOS	#	DIGITALES	CONTROLES
0	Corriente Ia	0	Hay Eventos	Leer el sig. Evento
1	Corriente Ib	1	Abierto	Apertura y cierre
2	Corriente Ic	2	Recierre bloqueado	Bloquear recierre
3	Voltaje Va	3	FVCD Cierre/Disparo	
4	Voltaje Vb	4	Baja presión de compresor	

5	Voltaje Vc	5	Baja Presion SF6	
6	MW	6	Opero Prot. 21 L	
7	MVAR	7	Opero Prot. 67	
8	Tipo de Falla	8	F VCD Prot. 21L, 67	
9	Localización de la Falla	9	Problemas int.	
10	Corriente de Falla	10	Bloqueo protec. 81	
11	Hora del Evento MSB		Opero 87	
12	Hora del Evento MMSB			
13	Hora del Evento LSB			

Las alarmas analógicas por lo regular son las indicaciones de la medición de la señal que proporcionan los TC's y TP,s. Así como pueden indicar corrientes, potenciales, potencia activa, potencia reactiva. Dependiendo de las características que se active al relevador nos indica las alarmas.

Para las alarmas digitales muestra las señales del estado de los permisivos que indican el estado del interruptor como abierto, cerrado, baja presión de aceite o gas dependiendo del interruptor, del transformador o cuchillas según sea el caso. Además indican las protecciones que operaron del relevador por ejemplo: 50, 51, 79, 81, 67.

Para las alarmas de control se indica si el interruptor está abierto, bloqueado o cerrado.

4.6.4.2.4 COMUNICACIÓN.

Para que el relevador pueda ser controlado por medio de otros equipos como la unidad terminal remota UTR o la unidad terminal maestra UTM se debe contar con un protocolo de comunicación para que estos puedan enlazarse por ejemplo el protocolo DNP 3.0 actualmente es una de los más usados por los relevadores SEL tiene asignado ciertas variables en las cuales se activan en el relevador para que la UTR y UTM puedan leer los eventos que tiene el relevador y así poder tomar las decisiones en las cuales se desea que opere el sistema de protecciones. Estas variables dependen del mapeo de las alarmas para poder tener un orden y no ejecutar algún mando equivoco.

Protocolos de comunicación

Distributed Port Switch (LMD) y Distributed Network Protocol (DNP3) son protocolos de comunicación que se utilizan además del Protocolo ASCII y otros más para poder realizar distintas operaciones local y remotamente al relé.



4.6.4.3 EQUIPO ASOCIADO A LOS RELEVADORES.

Los relevadores al operar, actúan sobre un interruptor de potencia o sobre un relevador auxiliar y éste sobre el interruptor. Por otra parte, su corriente de operación es recibida a través de los transformadores de corriente.

Es decir, no existe una conexión directa entre éste dispositivo de protección y el sistema o equipo eléctrico al cual protege, de ahí su alta precisión al trabajar con magnitudes de baja tensión.

Así entonces, el principal equipo asociado a un esquema de relevadores de sobrecorriente es:

- a) Interruptor de potencia
- b) Transformadores de corriente
- c) Transformadores de potencial



CAPÍTULO V

COORDINACION Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES

La coordinación de protecciones es una de las tareas esenciales para tener una adecuada protección, esto da las pautas para saber cuándo debe operar cada equipo de protección. Debido a que varía el nivel de la falla dependiendo del punto de donde ocurrió dicha falla. Conforme más alejado sea el punto de falla, el nivel de cortocircuito disminuye.

5.1 ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

El estudio de Coordinación de Protecciones en un Sistema de Distribución consiste esencialmente de un estudio ordenado tiempo-corriente de todos los dispositivos de protección en serie, desde la carga hasta la Subestación de Distribución.

En este estudio se comparan los tiempos de operación de los diversos dispositivos de protección para ciertos niveles de corriente que pueden circular a través de ellos en algunos tipos de falla.

El objetivo de un estudio de coordinación de protecciones es determinar las características, capacidad y ajustes de los dispositivos de protección por sobrecorriente del sistema para optimizar su funcionamiento, aumentando de esta manera la confiabilidad del sistema.

5.1.1 PASOS PARA EFECTUAR ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

1. Elaboración del diagrama unifilar.
2. Recopilación de datos.
3. Obtención de impedancias en p.u.
4. Obtención de la corriente de corto circuito en puntos de interés.
5. Estudio de la coordinación de protecciones.
6. Selección y ajuste de dispositivos de protecciones.

5.1.2 PRINCIPIOS BÁSICOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Todos los dispositivos de protección por sobrecorriente tienen una característica de operación determinada por una curva tiempo-corriente (TCC = Time Current Curve), en esta característica el tiempo de respuesta del dispositivo a la corriente que circula por él guardan una relación inversa, esto es, que a mayor corriente, se tendrá menor tiempo de operación y, a menor corriente, mayor tiempo de respuesta. Los fusibles, relevadores de sobrecorriente y restauradores tienen este tipo de curvas características.

Estas curvas siempre son proporcionadas por el fabricante, y en algunos equipos de reciente manufactura, es posible obtener varios tipos de característica, y aún diseñar una curva especial.

Existen dos formas básicas de llevar a cabo la coordinación de Protecciones por sobrecorriente en cualquier tipo de sistemas:

5.1.2.1 COORDINACIÓN POR MAGNITUD DE CORRIENTE.

Esta se lleva a cabo cuando existe una diferencia significativa en los valores de corriente de corto circuito entre los diversos puntos donde se encuentran ubicados los dispositivos de protección, ta que los más cercanos al lado fuente estarán sujetos a la circulación de una corriente mayor que los que están más lejos. Lo cual permite seleccionar la operación ordenada de los dispositivos dependiendo del valor de la corriente.

La siguiente figura muestra un sistema en donde existe una diferencia entre los valores de corriente de corto circuito para las fallas F1, F2 y F3.

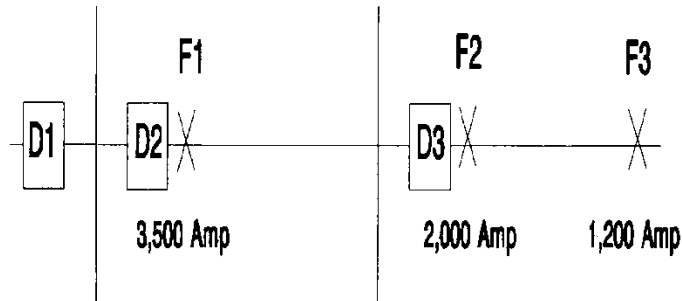


FIGURA 80. NIVELES DE FALLA EN UN SISTEMA RADIAL.

Condición de operación de un dispositivo

Para que un dispositivo opere, su corriente de ajuste debe ser menor o igual que la corriente de falla.

5.1.2.1.1 CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LA CORRIENTE DE OPERACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN D1, D2 y D3.

- D3 debe operar para librar las fallas F2 y F3.
- D2 no debe operar para las fallas F2 y F3.
- D2 debe operar para librar la falla F1.
- D1 no debe operar para ninguna falla. En virtud de que está ubicado en el mismo bus que el dispositivo D2.

De acuerdo con estos criterios, el ajuste de la corriente de disparo de los dispositivos será el siguiente:

I_{D1} = Bloqueado

I_{D2} = 2,600 Amp.

I_{D3} = 1,000 Amp.

Caso 1. Falla en F1

$I_{D2} < I_{F1}$ (2,600 < 3,500)

Dispositivo D2 opera

Dispositivo D3 no opera por encontrarse ubicado más delante de la falla.

Caso 2. Falla en F2.

$$I_{D2} > I_{F2} \quad (2,600 > 2,000)$$

Dispositivo D2 no opera debido a que el valor de falla no es suficiente para accionarlo.

$$I_{D3} < I_{F2} \quad (1,000 < 2,000)$$

Dispositivo D3 opera.

Caso 3. Falla en F3

$$I_{D2} > I_{F3} \quad (2,600 > 1,200)$$

Dispositivo D2 no opera debido a que el valor de falla no es suficiente para accionarlo.

$$I_{D3} < I_{F3} \quad (1,000 < 1,200)$$

Dispositivo D3 opera.

5.1.2.2 COORDINACIÓN POR TIEMPO.

Esta se utiliza principalmente donde se tienen dos dispositivos de protección cercanos y no existe una diferencia de corriente de corto circuito entre ambos, para lograr la coordinación para una falla local el tiempo de operación del dispositivo que está del lado carga en el circuito debe tener un tiempo de operación más corto que el dispositivo de protección ubicado en el lado de la fuente.

Generalmente se toma como base la corriente de corto circuito en el dispositivo del lado carga para hacer la comparación o ajuste de los tiempos respectivos de operación.

Considerando el sistema ilustrado en la figura, la coordinación por tiempo entre los dispositivos D1, D2 y D3 se lleva a cabo de la manera siguiente:

5.1.2.2.1 CRITERIOS PARA EL AJUSTE DEL TIEMPO DE OPERACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN D2, D2 Y D3.

- D3 debe operar para librar las fallas F2 y F3 en un tiempo corto.
- D2 debe detectar la falla F2, pero con un tiempo de operación mayor que el de D3.
- D2 debe operar para librar la falla F1 en un tiempo corto.
- D1 debe detectar la falla F1, pero con un tiempo mayor que el de D2.

De acuerdo con estos criterios, el ajuste del tiempo de operación de los dispositivos será el siguiente:

D3: Por ser el más alejado de la fuente debe ser ajustado para operar instantáneamente para falla F2, aproximadamente 0.1 segundo.

D2: Su tiempo de operación debe ser ajustado para operar en $t = 0.1 + 0.3 \text{ s} = 0.4 \text{ s}$. Para falla F2. Al tiempo 0.3 segundos se le denomina “tiempo de coordinación” entre D3 y D2. Además, D2 debe operar instantáneamente para la falla F1.

D1: Su tiempo de operación debe ser ajustado a $t = 0.3$ segundos después que el tiempo de D2 para operar en la falla F1.

Caso 1. Falla en F1.

$$t_{D2} < t_{D1} \quad (0.1 < 0.4)$$

Dispositivo D2 opera antes que D1

Dispositivo D3 no opera por encontrarse ubicado más delante de la falla.

Caso 2.- Falla en F2

$$t_{D2} > t_{D3} \quad (0.4 > 0.1)$$

Dispositivo D3 opera antes que D2.

Caso 3. Falla en F3

$$t_{D2} \gg t_{D3}$$

D3 opera antes que D2.

En los estudios de Coordinación de Protecciones se hace uso de la combinación de los dos tipos de coordinación, ésta combinación dependerá de factores como:

Tipo de dispositivos a coordinar, ubicación física de los mismos, diferencias entre los niveles de corrientes de corto circuito en cada uno de ellos, etc.

Para llevar a cabo la comparación en los tiempos de operación de los dispositivos, se elaboran gráficas en escala log-log, en donde se pueden observar las curvas características de operación (TCC) de cada uno de los dispositivos involucrados en cada caso, verificándose que no exista ningún cruzamiento entre ellas y que los márgenes en los tiempos de operación sean los marcados en los criterios previamente establecidos.

Así mismo, se verifica que la curva de los dispositivos de protección esté por debajo (en la escala del tiempo) de la curva de daño de los equipos, principalmente de transformadores.

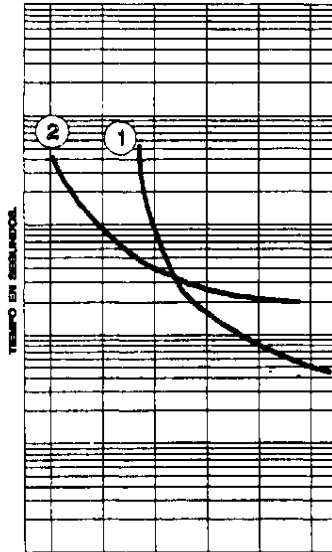
Se elaboran dos tipos de gráficas:

1. Una para fallas trifásicas en donde se grafican las características de operación de los dispositivos que protegen para fallas entre fases.

2. Otra para fallas de fase a tierra donde se deben graficar, tanto las características de operación de los dispositivos que protegen fallas de fase a tierra, como las características de operación de los dispositivos para protección de fallas entre fases, ya que la corriente de falla de fase a tierra también pasa por estos dispositivos y es posible que en alguna circunstancia operen simultáneamente o antes que los dispositivos de fase a tierra.

A este respecto, es recomendable graficar una curva característica t-i por cada dispositivo, mostrando únicamente las porciones donde la protección de fase o de tierra es más rápida y omitiendo el resto (Efecto Combinado Fase-Tierra).

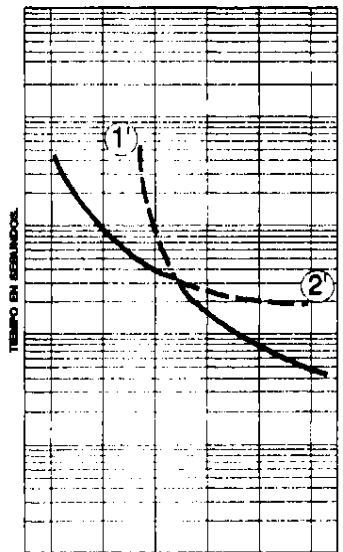
Lo anterior permite una graficación más clara y por tanto un análisis más sencillo del estudio de coordinación. Como un ejemplo de esto, en la figura se ilustra de manera simplificada este proceso.



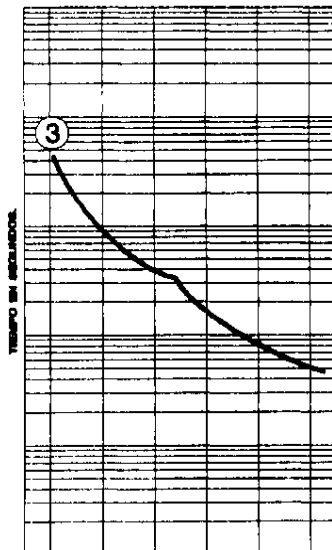
CORRIENTE DE FALLA A TIERRA EN AMPERES.

1o. PASO: SE GRAFICAN LAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE LAS PROTECCIONES DE FASE Y DE TIERRA (1 y 2), PARA CADA DISPOSITIVO DE PROTECCION.

2o. PASO: SE IDENTIFICAN LAS PORCIONES MAS LENTAS (1' y 2') DE CADA DISPOSITIVO DE PROTECCION, A PARTIR DEL PUNTO DE INTERSECCION ENTRE AMBAS. SI NO EXISTE TAL PUNTO, BASTA CON TRAZAR UNA LINEA VERTICAL A PARTIR DEL VALOR MINIMO DE CORRIENTE CORRESPONDIENTE A LA CURVA MAS RAPIDA, HASTA CORTAR A LA CURVA MAS LENTA; IDENTIFICANDO POSTERIORMENTE LAS PORCIONES MAS LENTAS DE CADA UNA DE LAS PROTECCIONES.



CORRIENTE DE FALLA A TIERRA EN AMPERES.



CORRIENTE DE FALLA A TIERRA EN AMPERES.

3er. PASO: SE ELIMINAN LAS PORCIONES IDENTIFICADAS COMO MAS LENTAS DE CADA UNA DE LAS PROTECCIONES MOSTRANDOSE UNICAMENTE LA CARACTERISTICA COMBINADA TIEMPO-CORRIENTE (3) PARA FALLAS A TIERRA DE CADA DISPOSITIVO DE PROTECCION.

FIGURA 81. GRAFICACIÓN DEL EFECTO COMBINADO FASE-TIERRA PARA LA INTERPRETACIÓN DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, EN UNA FALLA DE FASE A TIERRA.

5.1.3 INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Los resultados de un estudio de coordinación de protecciones nos indican si con los ajustes y características proporcionados de los dispositivos se tendrá una adecuada selectividad en su operación para las corrientes de corto circuito que se consideraron en los puntos de interés.

En caso de que en los estudios se visualice que no existe la adecuada operación de estos dispositivos, se tendrán que tomar acciones como: cambio de ajustes, cambio de dispositivos (tipo o característica), u otra, según el caso de estudio.

5.2 CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Con los conceptos y herramientas descritas anteriormente, se dispone ya de algunos de los elementos necesarios para la realización de un estudio de coordinación de protecciones.

Se describen además los esquemas de protección más utilizados por CFE en subestaciones de distribución.

5.2.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

La finalidad de proteger un sistema contra corto circuitos, es minimizar los efectos de las fallas sobre los elementos del sistema, desconectando selectivamente la parte fallada con la rapidez adecuada. Estos aspectos se analizan al realizar un estudio de coordinación protecciones, mismo que conduce a la adecuada selección de los dispositivos y sus ajustes, con el objeto de distinguir entre condiciones normales y anormales de falla (corrientes mínima de falla y máxima de carga principalmente), logrando para cada dispositivo una operación en el tiempo preciso y permitiendo realizar selectivamente las funciones de protección primaria y respaldo.

En las subestaciones de distribución, el equipo principal a proteger está representado por el transformador de potencia, por lo que en función de su capacidad e importancia se han establecido diferentes arreglos o esquemas de protección. Para el caso de CFE existe desde 1993 una normalización en tal sentido (especificación CFE-G0000-62), aunque dado el gran número de instalaciones existentes pueden encontrarse algunas variantes a los dos arreglos básicos contemplados en el documento señalado.

De acuerdo a la especificación CFE-G0000-62, el esquema de protección para un transformador de potencia, está definido por la capacidad del equipo, existiendo dos categorías:

- Transformadores de potencia mayores de 10 MVA
- Transformadores de potencia menores de 10 MVA

Otros elementos a proteger desde una subestación de distribución son las líneas de subtransmisión con tensiones de 69 KV a 138 KV, y los alimentadores de circuitos de distribución con tensiones de 13.2 KV a 34.5 KV.

Para el caso de las líneas de subtransmisión y de acuerdo a la normativa vigente en CFE (especificación CFE-G0000-65), el esquema de protección está definido por la longitud de la línea, habiendo fundamentalmente dos arreglos:

- ▶ Líneas de subtransmisión menores de 10 kilómetros (Protección Diferencial de línea 87L y Protección Direccional de Sobrecorriente a tierra 67N)
- ▶ Líneas de subtransmisión mayores de 10 kilómetros (Protección de Distancia 21 y Protección Direccional de Sobrecorriente a tierra 67N)

En lo que respecta a los alimentadores de distribución, desde el punto de vista de esquemas de protección se tienen básicamente dos opciones, mismas que dependen principalmente del tamaño y tipo de la subestación:

- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones de áreas rurales con capacidades instaladas inferiores a los 5 MVA (Restauradores automáticos con protección contra sobrecorrientes de fallas entre fases y de fase a tierra).
- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones con capacidades instaladas mayores a 5 MVA (Protección de sobrecorriente 50F/51F - 50N/51N, y función de recierre automático 79).

5.2.1.1 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MAYORES DE 10 MVA.

Los transformadores mayores de 10 MVA, disponen del esquema de protección más completo con dispositivos de detección interna y externa.

Entre los primeros sobresale la protección BUCHHOLZ que detecta el flujo de gases originados por fallas incipientes dentro del transformador.

En la detección externa destaca la protección diferencial, misma que por su gran velocidad y selectividad despeja fallas tanto del transformador como de aquellos componentes o equipos que se encuentren dentro de la zona diferencial, que se halla delimitada por la ubicación de los transformadores de corriente.

La protección de respaldo está conformada mediante relevadores de sobrecorriente, y debe coordinarse con la protección de los alimentadores de distribución. Sus funciones son proteger al transformador contra fallas en las barras de baja tensión y contra fallas externas en caso de fallar la

protección de los alimentadores. Adicionalmente protege al transformador contra condiciones de sobrecarga de cierta magnitud y duración, que pueden provocar sobrecalentamiento en el equipo reduciendo su vida útil.

Para la protección de respaldo de fase de los transformadores mayores de 10 MVA, es común seleccionar relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso; y para la protección contra fallas de línea a tierra pueden utilizarse relevadores de tiempo inverso o de tiempo definido, los cuales por sus características tiempo-corriente permiten superar el problema de coordinación con los dispositivos de disparo a tierra de los restauradores instalados en los circuitos de distribución.

El relevador 5INT para detectar fallas a tierra, debe conectarse del TC de neutro del transformador de potencia ya que, al circular la corriente de falla directamente por el neutro de transformador, su monitoreo a través de este TC da una mejor sensibilidad que la obtenida en la conexión residual de una estrella. La función de este relevador es despejar las fallas en la barra de baja tensión y respaldar la operación de los relevadores 5IN de los alimentadores.

Al disponerse de un interruptor en alta tensión, se recomienda que este relevador actúe sobre el mismo para eliminar las fallas de fase a tierra del devanado de baja tensión del transformador.

Los relevadores que se encuentran instalados en el lado de baja tensión deben ser temporizados, por lo que normalmente no disponen o se deshabilita su unidad instantánea (50). Lo anterior en razón de que siendo la barra de baja tensión y la salida de los alimentadores, el mismo punto eléctrico (con los mismos niveles de falla); las unidades instantáneas de esta protección operarían simultáneamente con los relevadores del alimentador para fallas dentro del rango de alcance de los elementos instantáneos sobre la red de distribución, no existiendo por tal razón coordinación.

Sin embargo con el desarrollo tecnológico actual, es posible que los relevadores del transformador dispongan de unidades instantáneas, que pueden operar selectivamente, solo para aquellas fallas ubicadas en las barras, aprovechando las amplias posibilidades de comunicación y procesamiento de información disponibles. Cabe señalar que la protección de respaldo puede tener variantes dependiendo del tipo de relevadores utilizados o de la filosofía de protecciones empleada para su diseño. Entre dichas variantes, se pueden citar las siguientes:

- ▶ Protección de sobrecorriente de fase y neutro únicamente en el lado de Baja Tensión del transformador.
- ▶ Protección de sobrecorriente de fase únicamente en el lado de Alta Tensión del transformador y de neutro en el lado de Baja tensión del transformador.
- ▶ Protección de sobrecorriente de fase en el lado de Alta Tensión del transformador, y de neutro más fase y neutro residual en el lado de Baja tensión del transformador.

Adicionalmente, el transformador de potencia cuenta con los siguientes dispositivos internos, mismos que pueden cumplir con las funciones de protección, supervisión o alarma dependiendo del requerimiento establecido:

- Indicador y relevador de nivel de líquido o aceite aislante (No. ANSI 71Q)

- Válvula y relevador de sobrepresión (No. ANSI 63P)
- Indicador y relevador térmico de líquido o aceite aislante (No. ANSI 26Q)
- Relevador e indicador térmico de sobrecarga del devanado (No. ANSI 49T)

5.2.1.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA MENORES DE 10 MVA.

Los transformadores menores de 10 MVA, para la detección de fallas internas no cuentan con la protección diferencial y solo disponen de fusibles de potencia en el lado primario para tal función, coordinados con los relevadores de sobrecorriente de fase y tierra para fallas en las barras de baja tensión y respaldo de los alimentadores.

Las subestaciones que emplean este esquema de protección son aquellas en las cuales por la capacidad de sus transformadores no se justifica técnica ni económicamente, el empleo de un interruptor de potencia en el lado de alta tensión.

Para la protección externa del transformador se emplean los mismos fusibles de potencia en el lado de alta tensión y relevadores de sobrecorriente en el lado de baja tensión.

En este arreglo los fusibles de potencia son los que realmente protegen al transformador y lo aíslan en caso de falla, además de respaldar la función de los relevadores del interruptor de baja tensión.

Se utilizan fusibles de potencia preferentemente de velocidad lenta (velocidades rápidas dificultan la coordinación con las protecciones delanteras) y se pueden seleccionar relevadores de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso para una correcta coordinación con la característica tiempo-corriente del fusible.

Para la protección contra fallas de línea a tierra se utilizan relevadores de tiempo inverso o de tiempo definido, los cuales por su característica menos inversa permiten superar el problema de coordinación con los dispositivos de disparo a tierra de los restauradores instalados sobre las líneas de distribución.

Los relevadores de sobrecorriente de fase operan sobre el interruptor de banco de baja tensión protegiendo al transformador contra sobrecargas sostenidas y evitando que operen los fusibles de potencia cuyo costo es elevado y su tiempo de reposición es considerable. Otra de sus funciones es respaldar la operación de los relevadores de fase de los circuitos, para el caso en que estos no operen con falla en el alimentador primario.

El relevador 5INT para detectar fallas a tierra, debe conectarse del T.C. de neutro del transformador de potencia ya que, al circular la corriente de falla directamente por el neutro de transformador, su monitoreo a través de este T.C. da una mejor sensibilidad que la obtenida en la conexión residual de una estrella.

La función de este relevador es despejar las fallas en las barras de baja tensión y respaldar la operación de los relevadores 5IN de los alimentadores. Las fallas a tierra en el devanado de baja tensión del transformador son despejadas únicamente por los fusibles de potencia, pero con una reducción en su sensibilidad (58 %), por el efecto de la conexión delta-estrella.

Los relevadores que se encuentran asociados para operar sobre el interruptor de banco de baja tensión deben ser temporizados, por lo que normalmente se deshabilita su unidad instantánea (50) ya que siendo la barra y la salida de los alimentadores el mismo punto eléctrico, estos operarían simultáneamente con los relevadores del alimentador para fallas para el rango de alcance de los elementos instantáneos sobre la red de distribución, no existiendo coordinación.

Adicionalmente, el transformador de potencia puede contar con los mismos dispositivos internos señalados en el inciso anterior, que pueden cumplir con las funciones de protección, supervisión o alarma dependiendo del requerimiento establecido, aunque con las limitaciones derivadas de la ausencia de un interruptor de potencia en el lado de Alta Tensión.

Los relevadores para protección interna del transformador, al no contar con equipo de desconexión en alta tensión pierden su utilidad, estos dispositivos pueden aprovecharse si la Subestación cuenta con control supervisorio que permita monitorear las señales de alarma por condiciones anormales en el transformador.

Para subestaciones que están dentro de este rango de capacidades el relevador 63P algunas veces es substituido por un dispositivo de desfogue tipo "cuello de ganso" obturado por un vidrio que se rompe a una presión crítica, permitiendo la salida de gases provocados por falla interna. Ocasionalmente se tienen transformadores de potencia en estas capacidades que cuentan con tanque conservador y poseen también el relevador de flujo y presencia de gases (Buchholz).

5.2.1.3 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES DE CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN.

Pueden distinguirse tres tipos básicos de alimentadores primarios:

- a) Tipo rural. Con dos tipos de carga, la que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por pequeños motores (bombas, molinos, pequeñas industrias), y alumbrado y la que alimenta grandes sistemas de bombeo.
- b) Tipo urbano. Aquel que tiene carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias.
- c) Tipo Industrial. Urbano o Rural que se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes motores.

Los alimentadores primarios generalmente operan en forma radial y en el caso de existir anillos, estos están normalmente abiertos operando como circuitos radiales alimentando la carga de diferentes subestaciones.

La forma más usual de protección para las fallas que se presentan en el alimentador primario es la de sobrecorriente, a través de:

- ▶ Restauradores hidráulicos, electrónicos o microprocesados en subestaciones rurales pequeñas con niveles de falla menores.
- ▶ Interruptores de potencia asociados a esquemas conformados por tres relevadores de fase alimentados a través de igual número de TC's cuyos secundarios se conectan en estrella y un relevador residual que como su nombre lo indica se conecta al neutro común de la estrella formada (o relevadores trifásicos con unidades de neutro integradas), en subestaciones urbanas o con circuitos del tipo industrial y niveles de falla considerables.

Para el caso de restauradores, debe disponerse además de los dispositivos detectores de fase, de accesorios que permitan la operación en fallas a tierra.

El esquema a base de relevadores, cuenta siempre con unidades de sobrecorriente de disparo instantáneo (50). También debe disponer para líneas aéreas, de un relevador o función de recierre automático (79) que permita recerrar el interruptor cuando este abre por la acción de los relevadores de sobrecorriente para liberar fallas transitoria, que son las que se presentan en un gran porcentaje en los sistemas de distribución aéreos.

Si una falla es permanente, el relevador de recierre (79) tiene la habilidad para dejar al interruptor boqueado y abierto si después de un número pre-determinado de operaciones para las que se programó no ha despejado la falla (generalmente se programan tiempos en un rango de 2.5 a 45 segundos).

Existen diversas curvas características de operación para relevadores de sobrecorriente como ya se vio anteriormente, considerándose que la curva extremadamente inversa es la más adecuada para una buena coordinación con fusibles, que la curva muy inversa es la más adecuada para la coordinación con restauradores, y que las curvas inversa y de tiempo definido lo son para coordinar con varios de los dispositivos de disparo a tierra de restauradores.

La operación de la unidad de sobrecorriente de disparo instantáneo, dependerá de si el siguiente dispositivo de protección sobre el alimentador es un fusible o un restaurador. Si el siguiente dispositivo es un fusible se puede optar entre:

- Ajustar la unidad instantánea (50) para detectar fallas en la zona de protección de los fusibles, para la primera operación de la protección; y después bloquear su operación por medio de contactos auxiliares del relevador de recierre con el fin de que si la falla no es librada durante esta primera ocasión, opere la unidad temporizada (51) dando tiempo a que el fusible se quemé.
- Ajustar la unidad instantánea (50) de manera que no detecte fallas en la localización del fusible y ajustar la unidad temporizada de forma tal que permita que se funda el fusible.

Dentro de los diagramas unifilares de subestaciones mostrados en las figuras pueden encontrarse esquemas de protección como los descritos.

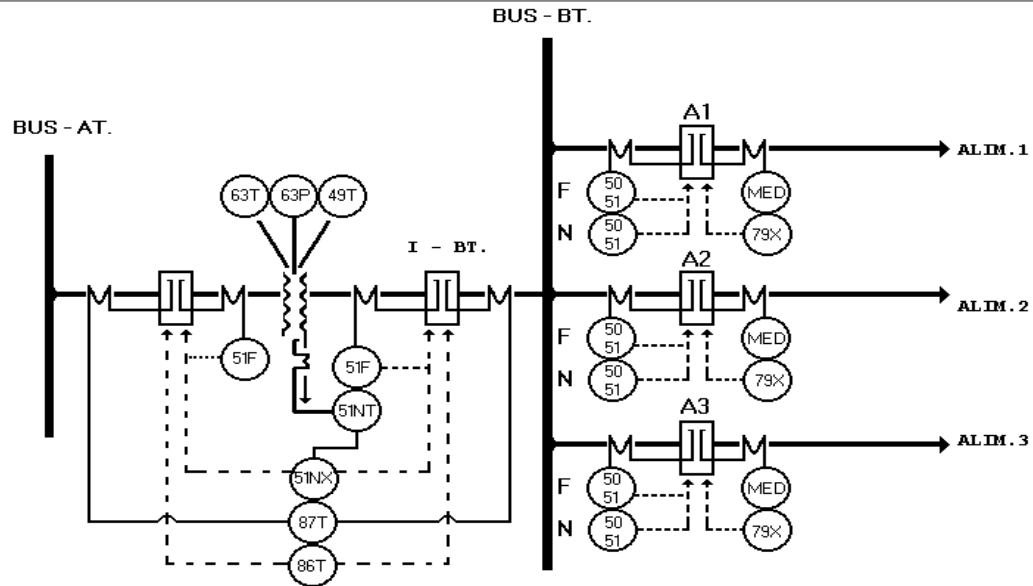


FIGURA 82. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA UNA SUBSTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CON UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA MAYOR DE 10 MVA E INTERRUPTORES DE CIRCUITO.

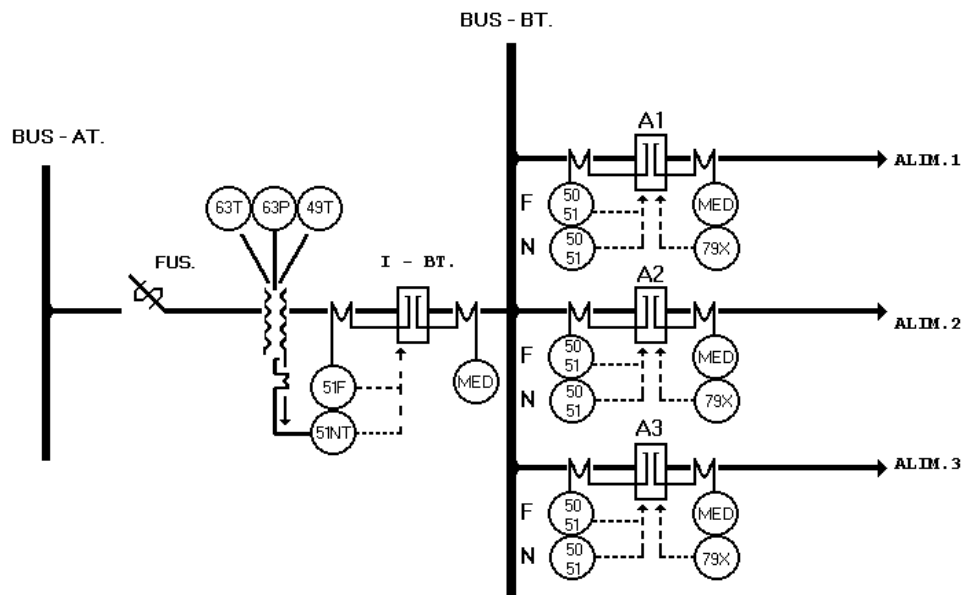


FIGURA 83. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA UNA SUBSTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CON UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA MENOR DE 10 MVA E INTERRUPTORES DE CIRCUITO.

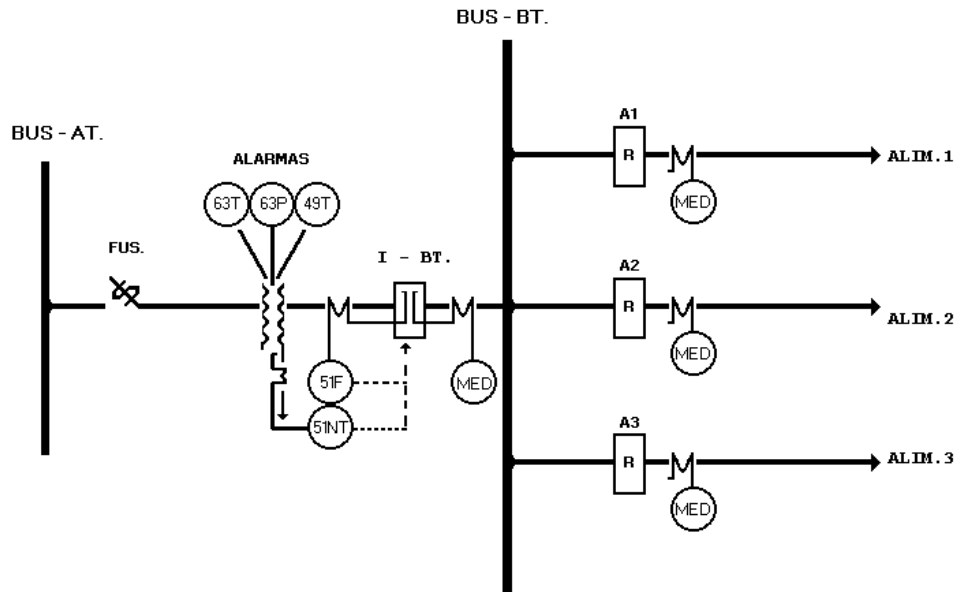


FIGURA 84. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCIÓN CON UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA MENOR DE 10 MVA Y RESTAURADORES DE CIRCUITO.

5.2.2 CONSIDERACIONES DE APLICACIÓN EN LA SELECCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.

Durante el proceso de diseño y selección de los esquemas de protección para un sistema eléctrico, intervienen además de los factores técnicos de aplicación, algunos otros que sin ser puramente técnicos, influyen sobremanera para la decisión final.

Un aspecto que cada vez ha venido cobrando una mayor importancia, es el factor económico, que sin embargo puede ser sometido mediante los razonamientos técnicos basados en análisis de costo-beneficio.

Posteriormente se haría necesario evaluar los beneficios técnicos resultantes para justificar económicamente la factibilidad de la solución propuesta.

Bajo tal planteamiento, en la figura se muestran los evidentes beneficios derivados de aplicar un esquema de protección como el recomendado para una subestación con transformador de potencia mayor de 10 MVA, en comparación con otros esquemas que contemplan relativas ventajas económicas o aplicación de criterios utilizados tradicionalmente durante el pasado, pero que han permanecido vigentes por diversas circunstancias.

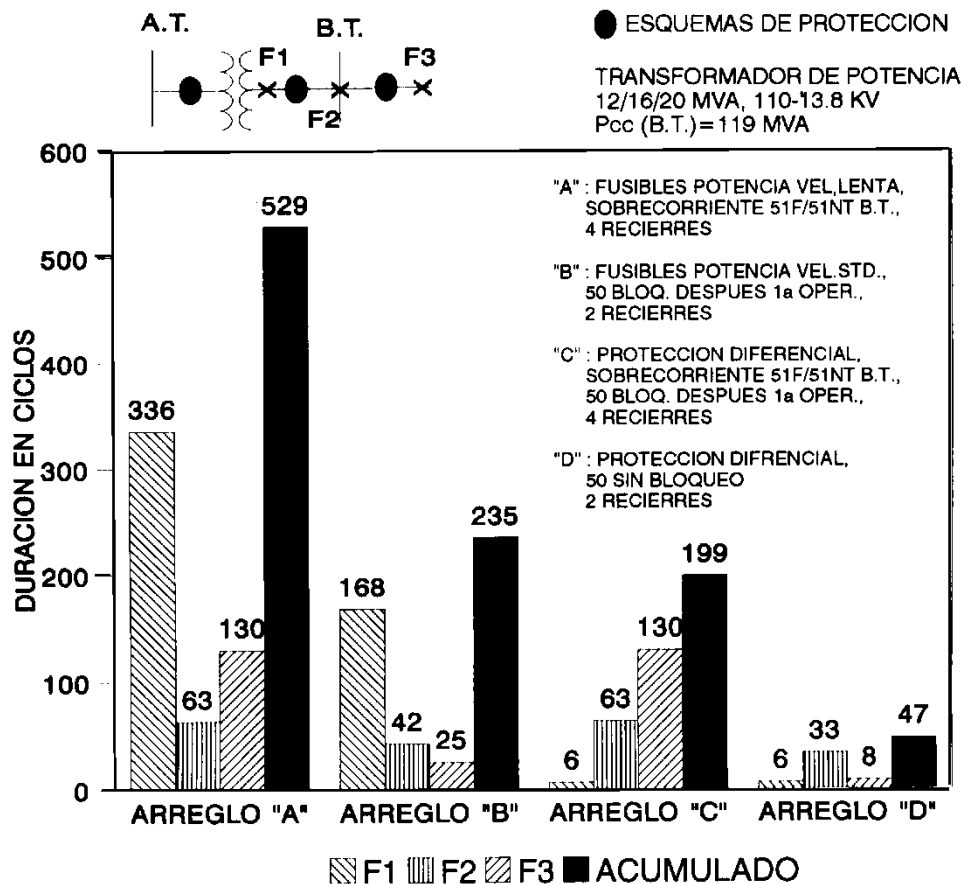


FIGURA 85. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.

Duración acumulada de cortocircuitos para un transformador de potencia en una subestación de distribución con diferentes arreglos de protección.

La figura 85 compara los esfuerzos a que se ve sometido un transformador de potencia con diferentes esquemas de protección, para un ciclo de 3 fallas presentadas en diversas localidades, pero con prácticamente la misma magnitud de 4,979 A:

- Una falla **F1** en las terminales secundarias del transformador de potencia.
- Una falla **F2** en las barras de Baja Tensión.
- Una falla **F3** de naturaleza permanente en la salida del alimentador de distribución.

Para cada arreglo de protecciones, se muestra el tiempo en que cada una de las fallas es liberada por el esquema correspondiente, obteniéndose al final el tiempo acumulado respectivo, mismo que es proporcional al esfuerzo equivalente soportado por el transformador de potencia.

Los arreglos cuyos costos iniciales son menores, representan tiempos acumulados de 529 y 235 ciclos respectivamente, en comparación con los 199 y 47 ciclos correspondientes en arreglos con esquemas como los recomendados.

Cabe resaltar la diferencia existente entre los arreglos "A" con "B" y "C" con "D" respectivamente, al reducirse los esfuerzos resultantes con solo la aplicación de diferentes criterios de ajuste sobre esquemas de protección similares.

La justificación para seleccionar el arreglo recomendado sobre el arreglo más económico, debe plantearse sobre aspectos técnicos que demuestren los beneficios obtenidos, tales como:

- Una mayor vida útil del transformador de potencia.
- Menores costos por mantenimiento al transformador de potencia.
- Mayor disponibilidad del transformador de potencia.
- Menores tiempos y costos de reposición por operación de la protección primaria del transformador de potencia.
- Posibilidades de telecontrol, monitoreo y automatización.

5.2.3 CRITERIOS BÁSICOS DE AJUSTE PARA LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

A continuación se describen algunos de los criterios de aplicación en CFE, para cada una de las protecciones de sobrecorriente que conforman los esquemas de protección señalados con anterioridad.

5.2.3.1 PROTECCIÓN EN ALTA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.

Para la protección del transformador de potencia es necesario considerar su curva de sobrecarga normalizada (ANSI), la cual fija un límite de seguridad a partir del cual se establecen lineamientos generales para el ajuste de su protección.

Se recomienda proteger al transformador en el lado de Alta Tensión, mediante relevadores de sobrecorriente de fase 51F o fusibles de potencia según corresponda, contra sobrecargas a partir del 200% de su capacidad en OA para equipos con clase de enfriamiento OA/FA1/FA2, y desde el 150% de su capacidad en OA para equipos con clase de enfriamiento OA/FA.

Estas protecciones deben tomar en cuenta la corriente de magnetización (inrush) que se presenta al energizar un transformador, y que puede alcanzar valores hasta de 12 veces la corriente nominal en OA en un intervalo de tiempo de 0.1 seg., debiendo prevenirse por tanto la operación en falso de la protección instalada en el lado de Alta Tensión, sea está a base de relevadores o de fusibles de potencia.

De manera similar sucede con el efecto de carga fría, que es el resultado de la combinación de cargas conectadas en el circuito y que al momento de energizar el transformador pueden presentarse, debiendo la protección permanecer inmune a su presencia. La experiencia ha determinado que dicho efecto puede alcanzar (dependiendo de la naturaleza de las cargas conectadas al sistema) magnitudes de 2 a 6 veces la corriente nominal en OA del transformador durante períodos hasta de 1 segundo.

La protección en Alta Tensión del Transformador, debe protegerlo contra fallas externas, especialmente si ocurren en las barras colectoras del lado de Baja Tensión.

Este tipo de fallas externas pueden causar daños al transformador si no se liberan rápidamente, pues le provocan esfuerzos térmicos y mecánicos muy severos; al presentarse esta condición, la protección debe operar y librar al transformador en tiempos alrededor de 1.0 segundo, evitando por otra parte alcanzar la curva de daño del transformador protegido.

5.2.3.2 PROTECCIÓN DE NEUTRO EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.

Se considera conveniente proteger contra cargas desbalanceadas para un valor alrededor del 30% de la capacidad nominal en OA utilizando un relevador de sobrecorriente 51NT de respaldo conectado al TC del neutro del transformador.

Este relevador debido a que no se ve afectado con la corriente de carga, es posible ajustarlo a un valor de entre el 10 y el 70% de esta, dependiendo del grado de desbalance del sistema.

La protección de neutro en Baja Tensión del Transformador, debe protegerlo contra algunas fallas internas a tierra como las ocurridas en ciertas porciones del devanado secundario y contra fallas externas a tierra, especialmente si ocurren en las barras colectoras del lado de Baja Tensión.

Este tipo de fallas pueden causar daños al transformador si no se liberan rápidamente, pues le provocan esfuerzos térmicos y mecánicos muy severos; al presentarse esta condición, la protección debe operar y librar al transformador en tiempos alrededor de 1.5 segundos o más si la protección de fase tiene la suficiente sensibilidad para despejar las fallas a tierra en tiempos de aproximadamente 1.0 segundo, evitando por otra parte alcanzar la curva de daño del transformador protegido.

5.2.3.3 PROTECCIÓN EN BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.

Los relevadores de sobrecorriente de fase del interruptor de banco en baja tensión deben ajustarse para un pick-up máximo del 200% de la capacidad nominal OA del transformador.

En las subestaciones que utilizan este arreglo de protección además de otro en Alta Tensión, debe establecerse la coordinación entre ambas. En tal caso los tiempos para fallas en barras de Baja Tensión para la protección del lado primario pueden incrementarse al adquirir la función de respaldo de la protección instalada en el lado secundario.

De manera particular para instalaciones con arreglos en ambos lados del transformador, el elemento 51N con conexión residual en el lado de Baja Tensión puede ajustarse a un valor entre el 10% y el 50% de la corriente nominal del transformador sin que este sea superior al ajuste dado al 51NT.

Cuando únicamente se dispone de un solo arreglo en Baja Tensión, puede considerarse que se trata de una instalación del tipo rural con transformadores de capacidades menores de 7.5 MVA.

Para tales subestaciones puede establecerse que no se justifica económicamente el empleo de interruptor de potencia en alta tensión, utilizándose fusibles de potencia en el primario e interruptor de potencia en baja tensión para proteger al transformador contra fallas en la barra de baja tensión, y como respaldo de los alimentadores, para evitar fusión de fusible por fallas externas ajenas al transformador.

Para los alimentadores generalmente se emplean restauradores ya que por la carga que se alimenta y el bajo nivel de falla no se justifica económicamente el uso de interruptores de potencia.

5.2.3.4 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.

Los alimentadores de distribución en subestaciones con transformadores mayores a 7 MVA, generalmente cuentan con interruptores de potencia, asociados con relevadores de protección por sobrecorriente (50F/51F, 50N/51N).

Los relevadores de sobrecorriente de fase se deben ajustar a una corriente de arranque (pick-up) que permita llevar una determinada sobrecarga para efectos de crecimiento, acciones de operación y mantenimiento, atención de situaciones emergentes, etc.; como por ejemplo un 200% de la corriente de carga máxima (se recomienda en la mayoría de los casos que este margen nunca sea menor al 150%).

Debe cuidarse por otra parte que la corriente secundaria en régimen permanente no sea mayor a 5 Amperes y a la vez que la corriente secundaria de falla máxima no sobrepase los 100 Amperes secundarios. Con esto pueden evitarse situaciones de daño o saturación en los transformadores de corriente, así como mal funcionamiento de la protección debido a señales de corriente con alta saturación.

Para la selección de ajustes de las unidades 51 de fase de cada alimentador deben considerarse los siguientes aspectos:

- Mayor que la carga máxima del circuito, considerando tanto condiciones normales como de emergencia (enlaces con circuitos de la misma subestación o de otras).
- Menor que la capacidad de conducción (ampacidad) del conductor de la línea troncal.

En lo relativo a la selección de ajustes de los elementos 51 de neutro o residuales, debe tomarse en cuenta lo siguiente:

- Mayor que el máximo desbalance existente debido a condiciones de cargas no balanceadas, que sin embargo por la naturaleza del sistema puede considerarse como una condición "normal" o "tolerable de operación.
- Menor al 30 % del ajuste de la protección de fase, para disponer de una adecuada sensibilidad para la detección de fallas con baja magnitud, mismas que en muchas ocasiones pueden ser incluso menores o comparables a las corrientes de carga.

Con referencia al criterio que puede aplicarse para el ajuste de las unidades 50 a efecto de asegurar que no sobrealcancen a las protecciones delanteras, se estima que ajustes que cubran máximo el 80 % de la longitud existente entre la subestacion y el dispositivo de protección más cercano sobre la línea. Sin embargo si dicha distancia es muy cercana puede presentarse el sobrealcance entre protecciones adyacentes.

Por tal razón se ha determinado una distancia mínima entre ambos dispositivos para justificar el empleo de unidades instantáneas y que en términos de niveles de falla establece que se requiere de al menos un valor de 1.6 entre el valor de falla del primer dispositivo con respecto al valor de falla del segundo dispositivo. Si esta relación mínima no se cumple, se recomienda bloquear la unidad instantánea.

Lo anterior se deduce de la siguiente ecuación:

$$N = \frac{K_s(1-K_i)+1}{K_i} \quad \text{EC. 94.}$$

Donde :

N = Distancia en p.u. del tramo protegido

K_i = 1.3 (Para instantáneas del tipo IIT, SC, IT.)

K_s = Z_s / Z₁

Z_s = Impedancia del sistema.

Z₁ = Impedancia del alimentador.

5.2.3.5 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

A diferencia de las subestaciones donde prácticamente la totalidad de las fallas son de naturaleza permanente, en las redes de distribución un alto porcentaje de los disturbios que se presentan son de naturaleza transitoria.

Las excepciones a este comportamiento son las redes de distribución subterránea, donde la totalidad de las fallas son de naturaleza permanente.

Bajo estas premisas y considerando las características de los equipos de protección utilizados en sistemas de distribución, puede establecerse que existen fundamentalmente dos tipos de dispositivos de protección para sistemas de distribución, en función de la naturaleza de una falla.

5.3 LA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES Y TRANSITORIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Si la red está sujeta únicamente a fallas de naturaleza permanente como es el caso de circuitos, redes o transiciones subterráneas, basta con ubicar por cada elemento identificable (troncal, ramales, subrramales, etc.), un dispositivo de protección contra fallas permanentes a través de un fusible ajustado a "1 conteo".

Si la red estuviera sujeta únicamente a fallas de naturaleza transitoria, bastaría con ubicar estratégicamente en función de sus zonas de protección, un interruptor o restaurador al inicio del alimentador y tantos restauradores como fuera necesario para cubrir la totalidad del circuito.

Sin embargo en las redes de distribución aéreas, aun aquellas construidas con las más altas especificaciones técnicas de calidad y con una atención adecuada en cuanto a su operación y mantenimiento se refiere, no puede asegurarse bajo ninguna circunstancia que estarán ajenas a una falla de naturaleza permanente, dadas sus características de vulnerabilidad hacia agentes externos al sistema.

Por tal motivo, la aplicación de un sistema de protección en una línea o red aérea de distribución, debe contemplar dispositivos para protegerla tanto contra fallas de naturaleza transitoria, como contra fallas de naturaleza permanente.

Lo anterior implica que deben coexistir de manera coordinada ambos tipos de dispositivos, siendo precisamente mediante la adecuada aplicación de los criterios de coordinación desarrollados, que puede lograrse una óptima selectividad del sistema de protecciones, de manera tal que en función de la naturaleza de cada falla presentada, puedan tenerse operaciones únicamente de los dispositivos correspondientes, logrando cumplir con el principal objetivo definido por la filosofía de protecciones:

"Máxima Seguridad del Sistema y Máxima Continuidad en el Suministro"

5.3.1 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES.

Son aquellos que por sus características de operación, requieren ser reemplazados o restablecidos para re-energizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a una falla.

Este tipo de dispositivos reaccionan desconectando del sistema la porción dañada independientemente de que la falla haya sido de naturaleza transitoria o permanente.

Es decir, su operación implica una interrupción considerable en el suministro de energía eléctrica, cuya duración dependerá de la localización y reparación de la falla así como del reemplazo o restablecimiento del dispositivo de protección.

El fusible es un equipo común en estos casos.

5.3.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS TRANSITORIAS.

Son aquellos que por sus características de operación, disponen de la función de auto-restablecimiento o recierre automático y no requieren ser reemplazados o restablecidos para re-energizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a una falla de naturaleza transitoria.

Este tipo de dispositivos reaccionan desconectando momentáneamente del sistema la porción dañada e independientemente de que la falla haya sido de naturaleza transitoria o permanente re-energizan el elemento protegido. Dependiendo del ajuste seleccionado, puede disponerse de varios ciclos de conexión-desconexión.

Su operación implica una interrupción momentánea (en caso de fallas de naturaleza transitoria) en el suministro de energía eléctrica, cuya duración dependerá del tiempo de recierre. Si la falla es de naturaleza permanente el dispositivo al completar su secuencia de operación ajustada, abre y queda bloqueado, dejando aislado del sistema el elemento fallado hasta en tanto se proceda a la reparación de la falla.

Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente restauradores e interruptores con relevadores de protección y recierre automático.

5.4 CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

En el transcurso de los últimos años, se han venido desarrollando una serie de criterios para la coordinación entre diversos equipos de protección contra sobrecorriente.

Dichos criterios son producto del análisis de las características particulares de operación de cada uno de los dispositivos y de cómo deben interactuar esas características entre dos o más dispositivos adyacentes.

Los criterios establecen las reglas para definir la coordinación adecuada entre dichos dispositivos.

Es importante puntualizar que los criterios señalados establecen y recomiendan rangos o márgenes de aplicación; mismos que en función de la experiencia acumulada, el conocimiento particular del sistema materia del estudio y las posibilidades de los dispositivos de protección, pueden ser modificados y funcionar adecuadamente para una aplicación dada.

Las prácticas y políticas empleadas en cuanto a la protección de sobrecorriente en sistemas de distribución, tienden a variar substancialmente entre las compañías eléctricas.

La mayoría de dichas prácticas están basadas en muchos años de experiencia y son el resultado de análisis realizados por expertos en la materia durante el pasado.

Como tales, varias de las razones o filosofías originalmente asociadas con dichas prácticas, se han ido perdiendo en el olvido, aun y cuando los criterios producto de las mismas permanecen vigentes y son defendidos rigurosamente hoy en día, no obstante el continuo cambio del entorno tecnológico.

La protección de sobrecorriente de un sistema de distribución es considerablemente diferente de la existente en otras partes del sistema eléctrico. A diferencia de los sistemas de transmisión y subtransmisión, el sistema de distribución es normalmente diseñado con una configuración radial.

Así como en los sistemas de transmisión generalmente las funciones de protección se efectúan a través de interruptores asociados con varios tipos de relevadores, en los sistemas de distribución dichas funciones son efectuadas por una gran variedad de dispositivos tales como interruptores, circuit switchers, desconectores de operación con carga, fusibles, relevadores de sobrecorriente, restauradores.

Así entonces, a continuación se describen en función de las diferentes combinaciones posibles entre pares de dispositivos, los siguientes criterios de coordinación de protecciones de sobrecorriente para aplicación en sistemas de distribución:

- Relevador - Relevador
- Relevador - Restaurador
- Relevador - Fusible

Cabe aclarar que en lo sucesivo y como mera simplificación, cuando alguno de los criterios descritos involucre a una protección a base de relevadores, se identificara como RELEVADOR, término que en la práctica incluye tanto al propio dispositivo como a otros equipos primarios asociados tales como el interruptor de potencia y los transformadores de instrumento.

5.4.1 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en A.T.-protección de banco en B.T. y protección de banco-protección de alimentador).

También puede presentarse en líneas de subtransmisión radiales o líneas de 34.5 KV que van alimentando varias subestaciones escalonadas en arreglos de los conocidos como "en cascada" y cuyos alimentadores de enlace poseen relevadores de sobrecorriente.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

El criterio anterior se ilustra gráficamente en la figura 86.

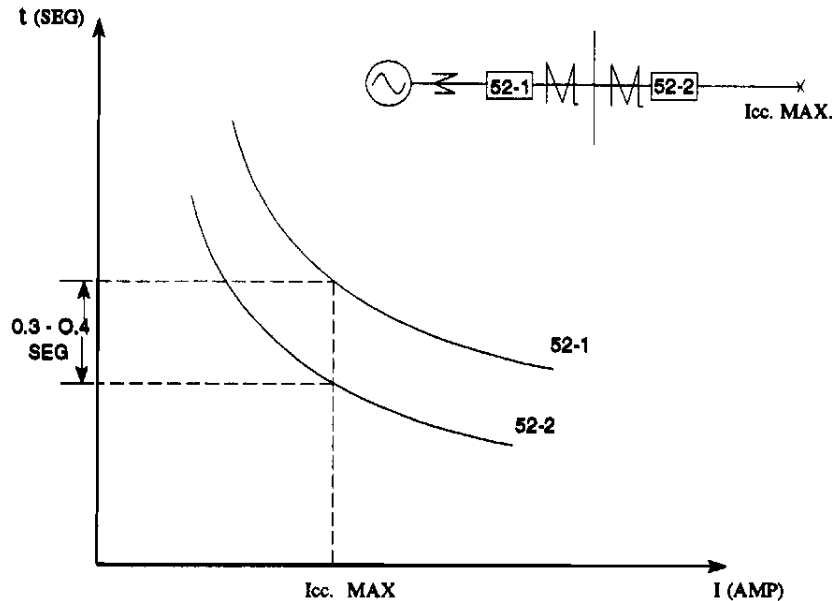


FIGURA 86. CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR.

Se recomienda seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario o delantero con una inversidad similar a la del dispositivo de respaldo (inversa-inversa, muy inversa-muy inversa, extremadamente inversa-extremadamente inversa, etc.), lográndose mantener con esto una separación uniforme entre ambas curvas al ser sus trayectorias prácticamente paralelas.

Si se desea asegurar la no ocurrencia de disparos en falso de la protección de respaldo, sobre todo para márgenes de coordinación muy estrechos de 0.3 segundos o incluso menores, es práctica común seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario con una mayor inversidad que la del dispositivo de respaldo (inversa-muy inversa, inversa-extremadamente inversa, muy inversa-extremadamente inversa, etc.); con esto las curvas de ambas protecciones tienden a separarse en valores de falla con mayor magnitud, y aunque sus trayectorias parecen aproximarse en corrientes menores, los márgenes de separación llegan a ser del orden de segundos, en razón de la propia conformación log-log del plano coordinado tiempo-corriente.

De manera contraria a lo anteriormente señalado, un estudio de coordinación se verá seriamente comprometido, si la característica tiempo-corriente del dispositivo primario es seleccionada con una inversidad menor que la del dispositivo de respaldo, en razón del acercamiento de curvas para altos valores de falla.

5.4.2 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo puede presentarse generalmente de dos maneras dentro de un sistema de distribución:

- Entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en B.T. protección de alimentador).
- Entre dispositivos instalados en ubicaciones remotas (protección de alimentador-protección sobre la línea de distribución).

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

Desde luego que el criterio se hace más crítico cuando se trata de la primera aplicación, en razón de que no pueden admitirse bajo ninguna circunstancia disparos simultáneos de ambos dispositivos, ya que el equipo de respaldo (relevador) además de ser la protección general de la subestación, carece de la función de recierre automático, por lo que una operación del mismo representa una interrupción prolongada de todos los alimentadores asociados a la barra de B.T. de la instalación.

Caso contrario para la segunda aplicación, donde para ciertas aplicaciones, podría permitirse un disparo simultáneo durante la última operación del restaurador.

Tal flexibilidad es posible en virtud de que el dispositivo de respaldo en esta ocasión corresponde al alimentador de distribución y al disponer de la función de recierre automático, no originara una interrupción prolongada sobre la totalidad del circuito.

Cabe señalar que cuando se trata de relevadores del tipo electromecánico debe cumplirse además que el tiempo de la curva "acumulada" del restaurador no debe exceder del 0.9 p.u. el tiempo de la característica de operación del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

El criterio anterior se ilustra gráficamente en la figura, explicándose posteriormente la razón por la que es necesario considerar un efecto acumulativo en la característica tiempo-corriente "lenta" del restaurador.

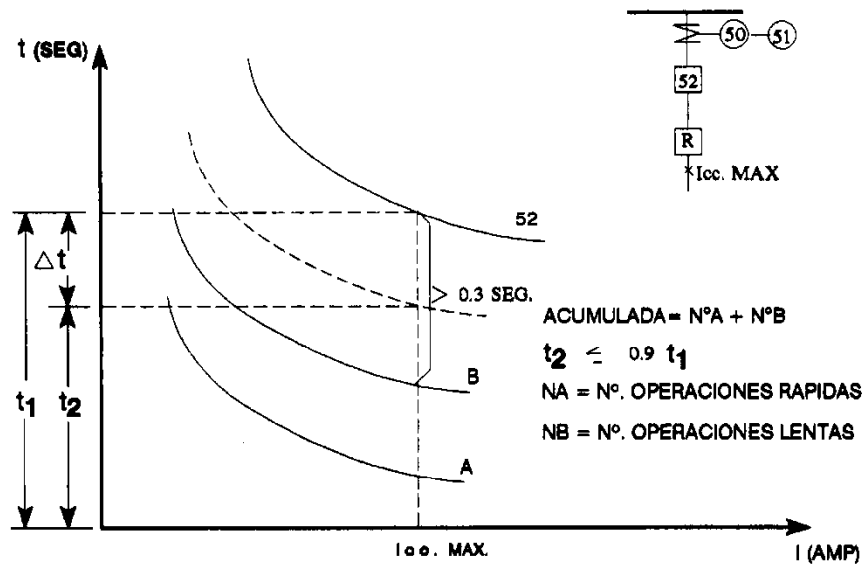


FIGURA 87. CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.

NOTA: LA CURVA ACUMULADA SOLO SE CONSIDERA PARA COORDINACIÓN CON RELEVADORES ELECTROMECAÑICOS.

Para el caso de relevadores electromecánicos de sobrecorriente, en un estudio de coordinación de protecciones con un restaurador, es necesario efectuar un análisis particular considerando lo siguiente:

- a) Un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después de que su relevador de sobrecorriente asociado opera.
- b) El tiempo de reposición (regreso del disco a su posición inicial) para un relevador electromecánico es considerablemente largo y si la corriente de falla vuelve a presentarse antes de que el relevador se haya repuesto completamente, el disco de este avanzara nuevamente hacia el punto de cierre entre contactos móvil y fijo, desde la última posición de reposición incompleta.

Para un par relevador-restaurador con las siguientes características:

- RELEVADOR: Ajustado en dial 5 con un tiempo de operación para una falla adelante del restaurador de 0.6 segundos y con un tiempo de 30 segundos para reponerse totalmente.
- RESTAURADOR: Ajustado a una secuencia de operación 2A-2C, con un intervalo de recierre de 2 segundos y tiempos de despeje de una falla adelante del mismo de 0.035 segundos para la curva A y de 0.3 segundos para la curva C.

Al producirse una falla de naturaleza permanente adelante del restaurador, operara este en su curva A despejando la falla. Por su parte el relevador asociado al interruptor iniciara su carrera durante

0.035 segundos (que es el tiempo de la curva A del restaurador), avanzando un cierto porcentaje de su carrera total de acuerdo a la siguiente ecuación:

Avance del contacto móvil después del primer disparo del restaurador.

$$\frac{0.035}{0.6} \times 100 = 5.8\%$$

A continuación y después que el restaurador abrió para liberar la falla durante 2 segundos (correspondiente a su tiempo de recierre), el relevador del interruptor se repondrá, regresando otro cierto porcentaje de su carrera total de acuerdo a la siguiente ecuación:

Regreso del contacto móvil durante el tiempo del primer recierre del restaurador.

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7\%$$

Lo cual significa que el tiempo de recierre del restaurador permite una reposición completa del relevador para la operación de secuencia rápida del restaurador.

De manera similar será el comportamiento del relevador para la segunda operación del restaurador, al ser esta también en su curva A.

Sin embargo cuando el restaurador libera la falla ahora mediante su curva C, el relevador iniciara su carrera durante 0.3 segundos (que es el tiempo de la curva C del restaurador), avanzando en esta ocasión un mayor porcentaje de su carrera total de acuerdo a la siguiente ecuación:

Avance del contacto móvil después del tercer disparo del restaurador.

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

A continuación el relevador se repondrá durante los dos segundos del tiempo correspondiente al tercero y último recierre del restaurador, de acuerdo a la siguiente expresión:

Regreso del contacto móvil durante el tiempo del tercer recierre del restaurador.

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7\%$$

Estando por consiguiente la posición del contacto móvil, definida por la siguiente expresión:

Avance neto del contacto móvil durante el tiempo del tercer recierre del restaurador.

$$50\% - 6.7\% = 43.3\%$$

Al realizar el restaurador su último recierre y despejar nuevamente la falla con su curva C, el relevador tendrá el mismo comportamiento que para el anterior disparo, es decir un avance del disco de:

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

Por lo que a partir del despeje definitivo de la falla permanente por parte del restaurador, el avance acumulado del disco del relevador estará determinado por:

Avance acumulado del contacto móvil después del último disparo del restaurador.

$$50\% + 43.3\% = 93.3\%$$

En este momento al abrir el restaurador definitivamente por falla permanente, impide que el interruptor dispare también, es decir que la secuencia de operación del restaurador no produce un efecto acumulativo tal que pueda originar la operación del relevador, existiendo tanto una adecuada coordinación.

Aunque lo anterior podría considerarse totalmente cierto, durante dicho análisis no se han tomado en cuenta aspectos reales como la inercia del disco, los márgenes de tolerancia y precisión existentes para todos los parámetros manejados, etc., además de considerar que el mantenimiento de los restauradores no siempre es el adecuado.

Por tal motivo es deseable de acuerdo a experiencias, pruebas y mediciones realizadas en tal sentido, que para evitar un disparo por parte del relevador, el avance del disco no exceda del 90 % de su carrera total.

Entonces y con referencia al ejemplo planteado, cabría señalar que aun y cuando el margen de coordinación existente de 0.3 segundos entre la curva lenta del restaurador y la característica del relevador, no puede asegurarse una total coordinación, debido a la posibilidad de disparo por "sobreviaje" del relevador durante la última operación del restaurador.

Como puede observarse, el realizar este tipo de análisis para cada caso de estudio, representa un mayor tiempo, aun y cuando en la mayoría de los casos la información real no está disponible, siendo necesario efectuar pruebas y mediciones para obtenerla.

Es por esta razón que el criterio se ha simplificado mediante la sustitución de dicho análisis por el concepto de "curva acumulada del restaurador", que no es más que la representación gráfica de la suma de las características tiempo-corriente de cada una de las operaciones de disparo correspondientes a la secuencia de operación seleccionada para el restaurador.

Resumiendo lo anterior, debe existir una diferencia mínima equivalente al 10 % del tiempo de la curva del relevador, entre esta y la curva acumulada del restaurador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos, que en otras palabras significa que el porcentaje total de avance del relevador para el ciclo completo de operaciones del restaurador debe ser como máximo el 90 % del recorrido completo.

Lo anterior independientemente del margen de coordinación de 0.3-0.4 segundos, que debe existir entre la curva lenta del restaurador y la característica del relevador.

Para el caso de contar con un relevador estático y/o digital no se requiere la coordinación con la curva acumulada del restaurador, ya que la reposición de este tipo de dispositivos es prácticamente instantánea, debiéndose respetar únicamente el tiempo de separación entre curvas de 0.3-0.4 segundos entre ambas protecciones para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

5.4.3 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, y el fusible como protección de un ramal sobre la línea de distribución.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de cuando menos 0.3 segundos entre la curva MCT del fusible y la característica del relevador para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

En base a las características del sistema de distribución, y tomando como base el arreglo mostrado en la figura es posible realizar la coordinación de protecciones de diferentes maneras observando las siguientes consideraciones:

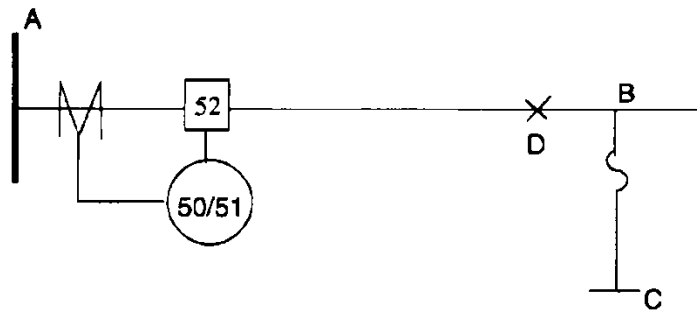


FIGURA 88. ARREGLO RELEVADOR-FUSIBLE.

Si el ramal B-C es muy importante, puede en primera instancia utilizarse un restaurador. Sin embargo, si por diversas razones no se justifica el empleo de tal dispositivo se recomienda aplicar el siguiente criterio, que se ilustra en la figura.

Con la operación selectiva de la unidad instantánea del relevador de sobrecorriente, para cualquier falla en ese ramal, el primer disparo lo efectúa el propio relevador, re-energizando el circuito a través del relevador de recierre o de la función de recierre.

Posteriormente al cerrar el interruptor y mediante un arreglo en el circuito de control del esquema (para relevadores electromecánicos o estáticos) o por programación (para relevadores microprocesados), es inhibida o bloqueada la acción de la unidad instantánea del relevador, de tal forma que si la falla persiste, se fundirá el fusible debido al margen de coordinación de 0.3 segundos mantenido entre su característica MCT y la característica de la unidad 51 del relevador.

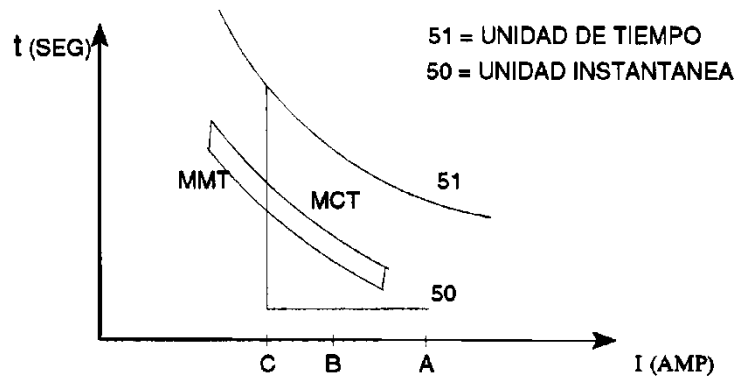


FIGURA 89. CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON AJUSTE SELECTIVO DE SOBREALCANCE EN LA UNIDAD INSTANTÁNEA DEL RELEVADOR.

Dentro de las ventajas puede citarse que como aproximadamente el 85 % de las fallas son de naturaleza transitoria, estas pueden ser eliminadas durante el primer disparo del interruptor, siendo muy posible que por medio del recierre del interruptor quede todo normalizado y no sea necesaria la reposición de un fusible operado por una falla de naturaleza transitoria.

Con este arreglo se tiene el inconveniente de que independientemente de la ubicación de la falla, se tendrán disparos selectivos de la unidad instantánea determinados por la secuencia establecida.

Así de esta manera, si una falla de naturaleza permanente ocurriese a la salida del alimentador de distribución, únicamente sería despejada en alta velocidad durante el primer disparo del interruptor, correspondiendo el resto de los libramientos a las operaciones demoradas de la unidad de tiempo (51). Lo anterior representa obviamente mayores esfuerzos al transformador de potencia de la subestación, con los consiguientes efectos sobre la vida útil del mismo.

Como una alternativa a la anterior opción del arreglo relevador-fusible, puede pensarse en recortar el ajuste de la unidad instantánea del relevador, aumentando el ajuste de su corriente de operación, para que bajo ninguna condición detecte fallas en la zona de cobertura del fusible, es decir estableciendo la conveniencia de insensibilizar la operación por instantáneo en el relevador para todos los ramales con fusibles. Además se hace necesario eliminar el arreglo selectivo de operación de la unidad instantánea, mencionado anteriormente, con lo cual la acción de la unidad 50, solo será función de la magnitud y por lo tanto de la ubicación de la falla. Si se justifica el empleo de tal alternativa se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la figura 90.

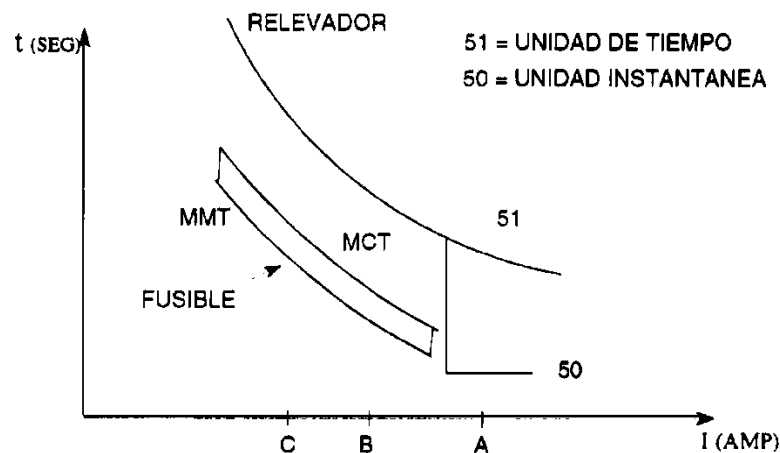


FIGURA 90. CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON AJUSTE DE ALCANCE RECORTADO EN LA UNIDAD INSTANTÁNEA DEL RELEVADOR.

Para fallas entre B-C se funde el fusible sin afectar todo el circuito. El margen de coordinación entre la característica tiempo-corriente de la unidad 51 y la curva MCT del fusible se fija generalmente entre 0.3 - 0.4 segundos.

Una variante de esta alternativa, se presenta cuando el ramal protegido por el fusible, se encuentra demasiado cerca de la subestación, situación bajo la cual se hace prácticamente imposible recortar el alcance de la unidad instantánea, existiendo siempre la posibilidad de librar fallas dentro de la zona de protección del fusible, en alta velocidad desde la subestación.

Para estos casos la única solución para el par relevador-fusible, en donde por razones de continuidad del servicio, no se desea utilizar el arreglo de disparo selectivo de la unidad instantánea, es bloquear la operación de dicha unidad; lo que redundará en mayores esfuerzos sobre el transformador, cuando se presenten fallas de naturaleza permanente en la cercanía de la subestación y sobre la línea troncal del circuito.

Si se justifica el empleo de tal variante se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la figura 91, donde de manera similar al anterior, para fallas entre B-C se funde el fusible sin afectar al resto del circuito. De igual forma el margen de coordinación entre la característica tiempo-corriente de la unidad 51 y la curva MCT del fusible se fija entre 0.3 y 0.4 segundos.

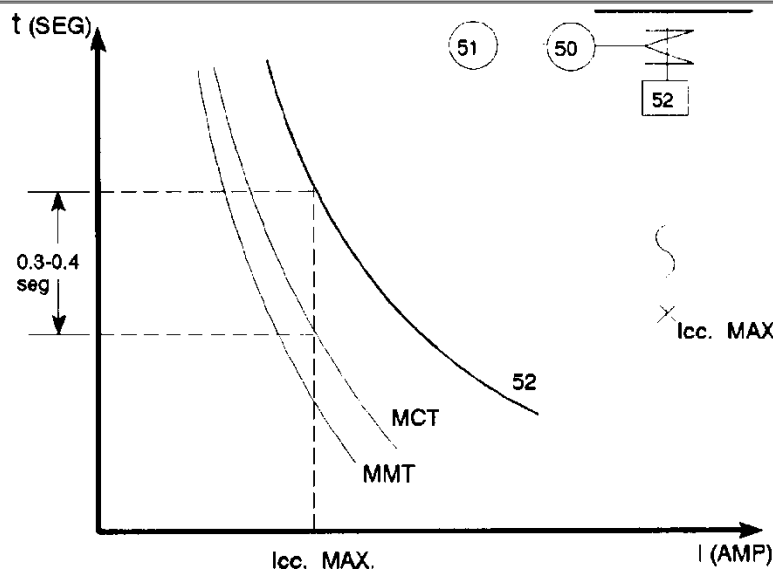


FIGURA 91. CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON UNIDAD INSTANTÁNEA DEL RELEVADOR BLOQUEADA.

Cabe señalar que podría considerarse y con plena justificación que respecto a estas dos últimas alternativas, no se cumple cabalmente con todo lo establecido y relacionado con la filosofía de protecciones, al no estar cubierta la zona de protección del fusible, contra la ocurrencia de fallas de naturaleza transitoria. Tal aspecto puede ser resuelto (con las limitaciones del caso) si en el ramal o ramales son instalados fusibles de triple disparo.

5.4.4 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en A.T.-protección de banco en B.T.). Dichas instalaciones son generalmente del tipo rural o suburbano, alimentadas de sistemas de subtransmisión y con transformadores de potencia cuya capacidad no excede de 10 MVA, para los cuales los fusibles deben ser del tipo potencia.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación del 25 % del tiempo de la característica MMT del fusible, entre esta y la curva característica tiempo-corriente del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. Con dicho margen se pretende no solo que el fusible no opere, sino que el calentamiento transitorio a que se ve sometido no provoque siquiera alguna modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

En otras palabras, si se define a t_2 como el tiempo mínimo de fusión del fusible de potencia para la falla de referencia y a t_1 como el tiempo de operación del relevador para la misma falla, el criterio puede ser escrito como:

$$t_1 \leq 0.75 * t_2$$

EC. 95

Una recomendación que facilita sobremanera un estudio de coordinación cuando se aplica este criterio, es seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario o delantero con una

inversidad similar a la del dispositivo de respaldo (en este caso, extremadamente inversa-extremadamente inversa), lográndose mantener con esto una separación uniforme entre ambas curvas al ser sus trayectorias prácticamente paralelas.

De manera contraria a lo anteriormente señalado, un estudio de coordinación se verá comprometido, si la característica tiempo-corriente del dispositivo primario es seleccionada con una inversidad menor que la del dispositivo de respaldo, en razón del acercamiento de curvas para altos valores de falla.

Al respecto, los relevadores de nueva tecnología ofrecen una amplia variedad para la selección de diferentes características de operación tiempo-corriente.

Para el caso de los fusibles de potencia, la mayoría de los fabricantes disponen de algunas alternativas en cuanto a la velocidad de operación se refiere; por ejemplo velocidad "standard" o rápida, velocidad "slow" o lenta y velocidad "very slow" o muy lenta.

El criterio anterior se ilustra gráficamente en la figura 92.

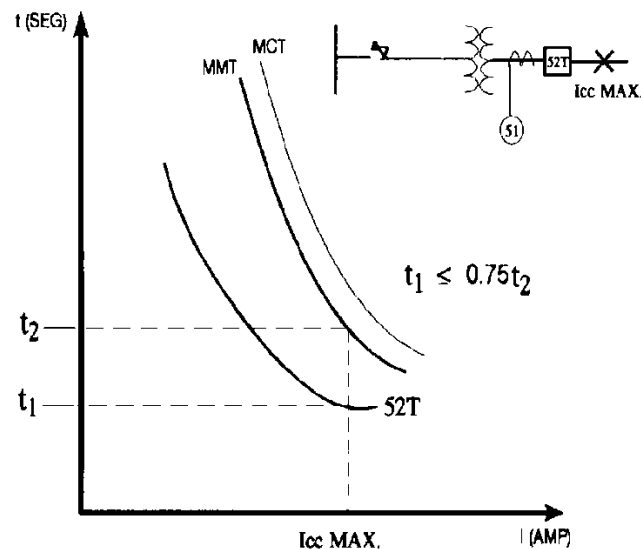


FIGURA 92. CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR.

Por otra parte, si se requiere asegurar al máximo posible, la no ocurrencia de operaciones en falso del fusible de potencia por fallas después del interruptor de banco en B.T., se recomienda que la aplicación del criterio se haga sobre una curva MMT del fusible de potencia, modificada por los factores de corrección por temperatura ambiente " K_T " y por corriente de "pre-falla" " K_P ".

La finalidad de dichos factores, es desplazar verticalmente sobre el eje coordenado del tiempo a la curva MMT del fusible, adicionando de esta forma un margen extra de coordinación.

Dicho desplazamiento puede ser hacia abajo cuando el entorno del fusible representa mayor severidad de operación para el fusible (temperatura ambiente alta y/o cierto nivel de sobrecarga en el transformador de potencia); o hacia arriba cuando el entorno del fusible ayuda a mantener sus características debajo de las condiciones standard de diseño (temperatura ambiente baja y/o transformador de potencia con capacidad sobrada).

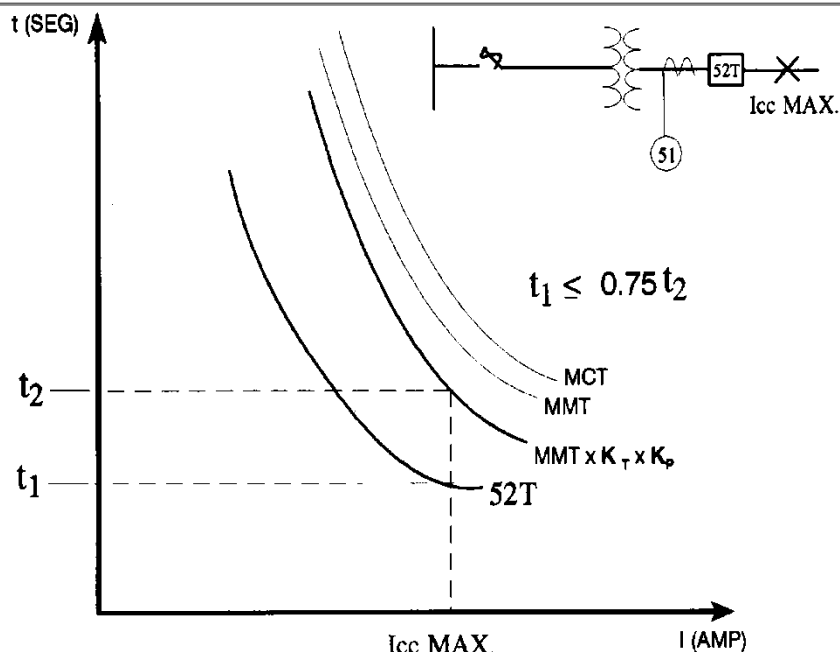


FIGURA 93. CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR, APLICANDO FACTORES DE CORRECCIÓN.

Estableciendo una metodología para la aplicación de este criterio, se tiene lo siguiente:

1. Se selecciona la mínima capacidad del fusible en función de la capacidad del transformador, considerando tanto condiciones normales de operación, como de sobrecarga por emergencia.
2. Se define la velocidad más apropiada para la característica de operación del fusible, tomando en cuenta para la componente MCT los tiempos requeridos de operación tanto para falla en A.T. como para falla en B.T. Dicha característica debe verificarse además en su componente MMT, para las condiciones de "inrush" y "carga fría".
3. Si las condiciones del entorno así lo requieren, se modifica la curva MMT mediante la aplicación de los factores de corrección respectivos.
4. Se define la característica de operación tiempo-corriente del relevador, en función de los requerimientos de coordinación del sistema.
5. Finalmente, se seleccionan los ajustes del relevador para cumplir con el rango de coordinación establecido por el criterio para este arreglo.

Es importante puntualizar que dada la conexión delta-estrella de los transformadores de potencia empleados en Subestaciones de Distribución, la aplicación del criterio se limita a la comparación de las características tiempo-corriente del fusible con la de los relevadores de fase (51F) para fallas trifásicas en la barra de B.T.

Cabe señalar que al estar los dos dispositivos de protección instalados en niveles de tensión diferentes, es necesario para realizar el estudio de coordinación de protecciones respectivo, definir una tensión base. Por tal razón, las características tiempo-corriente de uno de los equipos

(generalmente el fusible de potencia) deben ser referidas a dicha tensión base, con el objeto de poder efectuar el análisis comparativo correspondiente.

5.5 DESARROLLO DE GUÍAS Y RECOMENDACIONES PARA LA APLICACIÓN Y AJUSTE DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

No se pretende en este procedimiento fijar o establecer de manera unilateral la aplicación de estas guías y recomendaciones, en materia de protecciones eléctricas no existen las soluciones "únicas" o "definitivas", sino aquellas que basadas en una plataforma de principios teóricos y prácticos básicos.

5.5.1 GUIA BÁSICA PARA INSTALACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

La instalación y aplicación de estos equipos se basa en cada uno de los siguientes criterios:

Fusible de potencia en 115 KV.

- Para proteger los transformadores de potencia iguales o menores de 7.5/9.375 MVA de toda subestación conectada a 115 KV. Se empleará siempre y cuando la instalación no forme parte de un anillo.

Interruptor con relevador de sobrecorriente.

- Como interruptor de banco en transformadores de 10/12.5 MVA o mayores en el lado de alta tensión.
- Como interruptor de banco en el lado de baja tensión en transformadores de 5 MVA o mayores.
- En alimentadores de circuitos de distribución urbanos. El ajuste de relevadores de fase en los circuitos de distribución debe ser limitado por los factores siguientes, y no por la carga:
 1. Capacidad del conductor.
 2. Capacidad de la Subestación.
 3. Capacidad de Interruptores, de Cuchillas Monopolares y de Operación en Grupo.
- En circuitos con más de 150 A de carga.
- Como amarre de buses.
- En toda subestación normalizada.
- En casos especiales se analiza su empleo.

Restaurador.

- Como protección de banco en los transformadores de 34.5/13.8 kv. en el lado de alta tensión.
- En todas las subestaciones rurales como protección de los alimentadores para los circuitos de distribución.
- En ramales con carga mayor de 15 Amp.
- En ramales con longitudes mayores de 15 Km.
- Para proteger poblaciones importantes de áreas rurales.
- En condiciones especiales por tipo de terreno o áreas conflictivas.
- Los restauradores deben de ser respaldados por unos relevadores de característica muy inversa o inversa.
- Siempre que se seleccione un restaurador con bobina serie se debe de tomar muy en cuenta el nivel de corto circuito que soporta tanto el equipo como la bobina.
- Los restauradores que tengan disparo a tierra deben de contar con el dispositivo exterior para su bloqueo, ya que para ser "by-passeados" debe de bloquearse el mismo.

Fusible de potencia en líneas y redes de distribución.

- En todas las derivaciones de los clientes en 34.5 KV, hasta 50 Amperes fusible SMU-20.
- En todo transformador instalado sobre las líneas y redes de 34.5 KV.
- En todos los servicios propios de las subestaciones de C.F.E. tanto de 13.8 KV como de 34.5 KV.
- En todas las transferencias automáticas y anillado de circuitos.

Cuchilla fusible de triple disparo.

- En ramales con longitudes de 3 a 15 Km.
- En ramales con cargas de 5 a 15 A.
- En condiciones especiales por tipo de terreno o áreas conflictivas.

Cortacircuito fusible.

- En ramales con más de 3 bancos.
- En ramales con longitudes de hasta 3 Km.
- En ramales con cargas de hasta 5 A.



CAPÍTULO VI

UN CASO PRÁCTICO

En este caso, en específico desarrollaremos los cálculos, del cual se hará el estudio de corto circuito para poder determinar: los ajustes del relevador de protecciones, el control, así como la coordinación de relevador - relevador en la Subestación de Distribución de la Planta de Generación Hidroeléctrica la Venta, Guerrero.

6.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.

Los datos que consideraremos se toman de la placa de datos del Banco T6.

Datos del transformador T6

$$S_{3\phi}=12\text{MVA} \quad V_{PL}= 69\text{KV} \quad V_{SL}= 13.8 \text{ KV} \quad Z= 8 \%$$

Formulas

$$S = V \cdot I \quad \text{EC. 8.} \quad S = P + jQ \quad \text{EC. 9.} \quad P = V \cdot I \cos \emptyset \quad \text{EC. 10.}$$

$$Q = V \cdot I \sin \emptyset \quad \text{EC. 11.}$$

Despejando EC. 8.

$$I_{PL} = \frac{12 \times 10^6 \text{VA}}{\sqrt{3} \cdot 69 \times 10^3 \text{V}} = 100.41 \text{ A}$$

$$I_{P\emptyset} = \frac{I_{PN}}{\sqrt{3}} = 58 \text{ A}$$

$$V_{P\emptyset} = V_{PN}$$

$$I_{SL} = \frac{12 \times 10^6 \text{VA}}{\sqrt{3} \cdot 13.8 \times 10^3 \text{V}} = 502.04 \text{ A}$$

$$I_{S\emptyset} = I_{SN}$$

$$V_{S\emptyset} = \frac{V_{SN}}{\sqrt{3}} = 7967 \text{ V}$$

Considerando para estudios de planificación en el sistema, el factor de potencia es de **F.P.= 0.95**

$$P_{3\emptyset} = \sqrt{3} \cdot (69 \times 10^3 \text{V}) \cdot (100.41 \text{A}) \cos 18.19 = 11.4 \text{ MW}$$

$$Q_{3\emptyset} = \sqrt{3} \cdot (69 \times 10^3 \text{V}) \cdot (100.41 \text{A}) \sin 18.19 = 3.747 \text{ MVAR}$$

6.2 DIAGRAMAS UNIFILARES.

Los diagramas unifilares nos ayudaran a visualizar mejor el sistema que deseamos analizar.

En la figura 94 se muestra el diagrama unifilar del sistema que se va analizar, del lado izquierdo se ve el Sistema de Generación de la Planta Hidroeléctrica la Venta, los Generadores con su respectivo Banco, y del lado derecho tenemos el Banco de la Subestación de Distribución que es en lo que nos enfocaremos para hacer el análisis, para ajustar los parámetros y programar el control del relevador para que actúe adecuadamente para librar la falla.

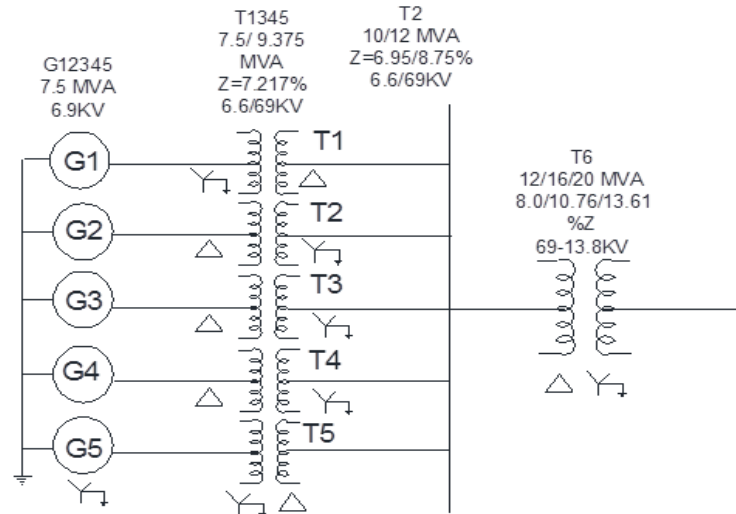


FIGURA 94 . DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA LA VENTADEL SISTEMA GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

La siguiente figura 95 es el circuito eléctrico del sistema de Generación y Distribución del cual se estudiara para determinar la Z_{TH} del sistema y así poder analizar el nivel de corto circuito.

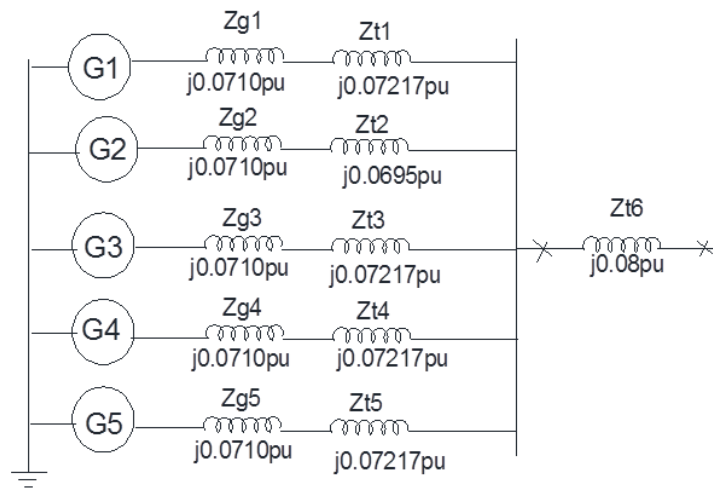


FIGURA 95. DIAGRAMA ELÉCTRICO DE LA PLANTA LA VENTA, SISTEMA GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

Los datos de los Bancos T1, T2, T3, T4 y T5 son tomados de la placa de datos. Los datos de los generadores se tomaron como referencia debido a que se desconocía por el personal de la planta y en la placa de datos no se acento por parte del fabricante.

6.3 CÁLCULO PARA OBTENER LA IMPEDANCIA DEL SISTEMA.

Para obtener Z_{SIST} es necesario unifilar a una sola potencia base como se mencionó en el capítulo III en sistemas p.u. La Potencia base es 100MVA.

De la ecuación

$$Z_n = Z_V \left(\frac{KV_V}{KV_n} \right)^2 \left(\frac{MVA_n}{MVA_V} \right) \quad \text{EC. 50.}$$

$$Z_{G1} = 0.071 \left(\frac{6.9}{6.6} \right)^2 \left(\frac{100}{7.5} \right) = 1.03468 \text{ p.u.}$$

$$Z_{T1} = 0.07217 \left(\frac{6.6}{6.6} \right)^2 \left(\frac{100}{7.5} \right) = 0.96227 \text{ p.u.}$$

$$Z_{T2} = 0.0695 \left(\frac{6.6}{6.6} \right)^2 \left(\frac{100}{10} \right) = 0.695 \text{ p.u.}$$

Las reactancias de los generadores son iguales

$$Z_{G1} = Z_{G2} = Z_{G3} = Z_{G4} = Z_{G5}$$

Las reactancias de los generadores son iguales a excepción de Z_{T2} :

$$Z_{T1} = Z_{T3} = Z_{T4} = Z_{T5}$$

La ecuación resultante para la impedancia del sistema es:

$$Z_{SIST} = \frac{1}{\frac{4}{(Z_{G1}+Z_{T1})} + \frac{1}{(Z_{G2}+Z_{T2})}}$$

Sustituyendo valores:

$$Z_{SIST} = \frac{1}{\frac{4}{(1.03468+0.96227)} + \frac{1}{(1.03468+0.695)}} = 0.38742 \text{ p.u.}$$

$$Z_{SIST12} = 0.38742 \left(\frac{13.8}{13.8} \right)^2 \left(\frac{12}{100} \right) = 0.04649 \text{ p.u.}$$

6.4 CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO.

Como resultado tenemos el circuito equivalente de la red que analizaremos en las distintas secuencias positiva, negativa y cero:

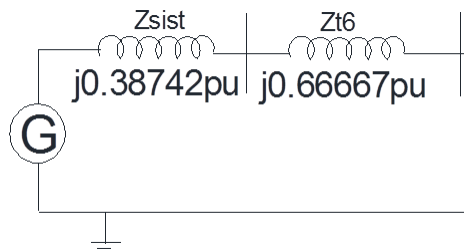


FIGURA 96. SECUENCIA POSITIVA.



FIGURA 97. SECUENCIA NEGATIVA.

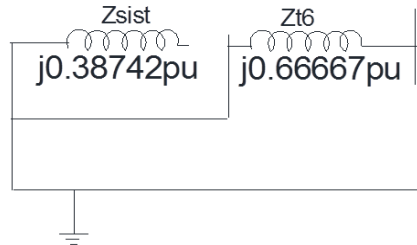


FIGURA 98. SECUENCIA CERO.

Las figuras anteriores 96, 97 y 98 los circuitos equivalentes del sistema que nos ayudaran a determinar el nivel de corto circuito, no es necesario calcular la secuencia cero del sistema en este caso, debido a la conexión del T6. El cálculo lo haremos principalmente en el bus de 13.8 KV del Banco T6, donde se consideró como bus infinito. El factor de asimetría de nivel de corto circuito o factor de corriente continua se toma de 1.6.

$$I_{CC} = \frac{V_{TH}}{Z_{TH}} = \frac{1}{j0.38742 + j0.66667} = 0.94869$$

$$I_{CC3\phi} = I_N \cdot I_{CC}$$

$$I_{base} = \frac{100 \times 10^6 VA}{\sqrt{3} \cdot 69 \times 10^3 V} = 836.74 A$$

$$I_{CC3\phi} = 836.74 A (0.94869) = 793.81 A$$

Considerando el factor de asimetría de 1.6 o de corriente continua.

$$I_{CC3\phi} = 836.74 A (0.94869) (1.6) = 1270 A$$

$$I_{base} = \frac{100 \times 10^6 VA}{\sqrt{3} \cdot 13.8 \times 10^3 V} = 4183.69 A$$

$$I_{CC3\phi} = 4183.69 A (0.94869) = 3969.02 A$$

$$I_{CC3\phi} = 4183.69 A (0.94869) (1.6) = 6350.43 A \text{ Con factor.}$$

Si consideramos el nivel máximo de corto circuito, solo tomaríamos en cuenta la impedancia propia del transformador sin tomar en cuenta la impedancia del sistema.

$$I_{CC} = \frac{V_{TH}}{Z_{TH}} = \frac{1}{j0.08 p.u.} = -j12.5$$

$$I_{CC3\phi} = 100.41 A(12.5) = 1255A \text{ Sin factor.}$$

$$I_{CC3\phi} = 100.41A(12.5)(1.6) = 2008.2A \text{ Con factor.}$$

$$I_{CC3\phi} = 502.04 A(12.5) = 6275A \text{ Sin factor.}$$

$$I_{CC3\phi} = 502.04 A(12.5)(1.6) = 10040.87A \text{ Con factor.}$$

Para el cálculo de corto circuito de fase a tierra se considera lo siguiente:

$$I_{CC\phi} = \frac{3}{2Z_1+Z_0} = \frac{3}{2(1.05409)+j0.66667 \text{ p.u.}} = \frac{3}{2.77485} = -j1.08114$$

$$I_{CC\phi T} = 836.74 A(1.08114) = 904.63 A$$

Si no tomamos en cuenta la impedancia del sistema Z_{SIST} tendremos los resultados siguientes:

$$I_{CC\phi} = \frac{3}{Z_2+Z_1+Z_0} = \frac{3}{3*j0.66667 \text{ p.u.}} = -j1.5$$

$$I_{CC\phi T} = 4183.69A(1.5) = 6275.5 A$$

6.5 CÁLCULO DE LAS CURVAS DE DAÑO DEL T6 EN SU CAPACIDAD OA.

En seguida calcularemos los puntos para conocer la curva de daño del transformador mecánica y térmica. La cual servirá para hacer los ajustes en el relevador y coordinar las protecciones 51. Como se observa el T6 es un Transformador de categoría tres. Estos cálculos los realizaremos del lado de B.T.

Curva mecánica

De la tabla de fórmulas para calcular la los puntos de la curva de daño del Transformador tenemos los siguientes resultados.

Para el punto 1 se tiene $T= 2s$, $I_N= 502.04 A$, $Z_T= 0.08 \text{ p.u}$

$$I = \frac{I_N}{Z_T} = \frac{502.04}{0.08} = 6275.5 A/p.u.$$

Para el punto 2 se tiene $T= 8s$, $I_N= 502.04 A$, $Z_T= 0.08 \text{ p.u.}$, $Z_{SIST}=0.04649 \text{ p.u.}$

$$I = \frac{I_N}{Z_T+Z_S} \times 0.5 = \frac{502.04}{0.08+0.04649} \times 0.5 = 1984.5 A/p.u.$$

Para el punto 3 se tiene, $I_N= 502.04 A$, $Z_T= 0.08 \text{ p.u.}$, $Z_{SIST}=0.04649 \text{ p.u.}$

$$T = 5000 \times (Z_T + Z_S)^2 = (5000)(0.08 + 0.04649)^2 = 80s$$

$$I = \frac{I_N}{Z_T + Z_S} \times 0.5 = \frac{502.04}{0.08 + 0.04649} \times 0.5 = 1984.5 \text{ A/p. u.}$$

Para el punto 4 se tiene $T = 50\text{s}$, $I_N = 502.04 \text{ A}$

$$I = I_N \times 5 = 502.4 \text{ A} \times 5 = 2510.2 \text{ A}$$

Si para el punto 3 no se considerara la Z_{SIST} , $T = 32\text{s}$ y $I = 3137.75$, la I es la misma en el punto 2.

Para la **curva de daño térmica** tenemos lo siguiente:

$$T = 60, I = I_N \times 4.5 = 2259.18 \text{ A}$$

$$T = 300, I = I_N \times 3 = 1506.12 \text{ A}$$

$$T = 1800, I = I_N \times 2 = 1004.08 \text{ A}$$

TABLA 28. PUNTOS DE CURVA DEL TRANSFORMADOR T6.

punto	I	T
I	6275.5	2
II	1984.5	8
III	1984.5	80
Curva de daño		
I	6275.5	2
II	3137.75	8
III	3137.75	32
IV	2510.2	50
Curva Térmica		
II	2259.18	60
III	1506.12	300
IV	1004.08	1800

Corriente de magnetización, su duración se considera típicamente de 0.1 segundos.

$$I = I_N \times 10 = (502.04)(10) = 5020.4 \text{ A min.}$$

$$I = I_N \times 12 = (502.04)(12) = 6024.48 \text{ A max.}$$

De la figura 13 donde se encuentra la fórmula:

$$K = I^2 t = 12.5^2 * (2) = 312.5$$

6.6 CURVAS DE PROTECCIÓN DEL RELEVADOR CON RETARDO DE TIEMPO 51.

Enseguida haremos los cálculos para las curvas del relevador 51F y 51N para proteger al transformador T6 de sobrecorriente con retardo de tiempo.

De las curvas inversas T-I del relevador:

Curva U.S. Moderadamente Inversa: U1

$$t_p = TD * (0.0226 + 0.0104 / (M^{0.02} - 1))$$

$$t_r = TD * (1.08 / (1 - M^2))$$

Con los nuevos criterios de coordinación se utiliza la curva muy inversa U3 aunque los cálculos los haremos con la curva moderadamente inversa U1 ya que es el ajuste real que se ha hecho en la subestación de distribución la Venta (VEN).

Curva U.S. Muy Inversa: U3

$$t_p = TD * (0.0963 + 3.88 / (M^2 - 1))$$

$$t_r = TD * (3.88 / (1 - M^2))$$

6.6.1 CÁLCULO DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES EN EL RELEVADOR MICROPROCESADO.

1. Ajuste del 51F

Para comenzar con la coordinación de las protecciones se consideran los siguientes datos:

Para el lado de 69KV; 100.41 A y para 13.8KV; 502.04 A

Para $I_{CARGA} = 100.41A$ del lado de A.T. interruptor 62060. Se selecciona el TC con relación de transformación 20 veces la corriente nominal para que no se sature y de erróneamente los datos y pueda dañar el relevador μP , $RTC = 200/5 = 40$; soporta 20 veces 200 A de lado de alta tensión y 20 veces 5 A del relevador.

Para $I_{CARGA} = 502.04A$ del lado B.T. interruptor 42060. $RTC = 1200/5 = 240$.

Tomando en cuenta la relación de transformación del T6.

En A.T. $I_{ccmax} = 1255 A$ en B.T. $I_{ccmax} = 6275.5 A$

De la fórmula EC. 93.

$I_{pu} = 2I_{CMax}$ para el lado primario del TC (tap)

Tap del relevador = I_{pu} / RTC

$$M = \frac{I_{CC}}{I_{pu}}$$

a) Para A.T.

El tiempo lo consideramos en un segundo, $T_p=1s$

$$I_{PICK-UP} = Tap_P = 2(100.41) = 200.82A$$

$$Tap_S = \frac{200.82}{40} = 5.02 \approx 5$$

$$M = \frac{1255}{200.82} = 6.25$$

$$TD = \frac{1}{0.0226 + \frac{0.0104}{6.25^{0.02-1}}} = 3.32$$

$$tp_{6.25} = 3.32 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{6.25^{0.02-1}} \right) = 1s$$

$$tp_4 = 3.32 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{4^{0.02-1}} \right) = 1.3s$$

$$tp_2 = 3.32 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{2^{0.02-1}} \right) = 2.54s$$

$$tp_{1.5} = 3.32 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{1.5^{0.02-1}} \right) = 4.32s$$

$$tp_8 = 3.32 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{8^{0.02-1}} \right) = 0.89s$$

$$tp_{10} = 3.32 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{10^{0.02-1}} \right) = 0.81s$$

$$tp_{12} = 3.32 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{12^{0.02-1}} \right) = 0.75s$$

$$I_{CC} = 4(200.82) = 803.28A$$

$$I_{CC} = 2(200.82) = 401.64A$$

$$I_{CC} = 1.5(200.82) = 301.23A$$

$$I_{CC} = 8(200.82) = 1606.56A$$

$$I_{CC} = 10(200.82) = 2008.2A$$

$$I_{CC} = 12(200.82) = 2409.84A$$

TABLA 29. RESULTADO DE CALCULOS DE LA CURVA 51F DEL LADO DE A.T. DEL BANCO T6.

	62060	
lcc [A]	M	Tp [s]
301.23	1.5	4.32
401.64	2	2.54
803.28	4	1.3
1255	6.25	1
1606.56	8	0.89
2008.2	10	0.81

b) Para B.T.

$$I_{PICK-UP} = Tap_P = 2(502.04) = 1004.08A$$

$$Tap_S = \frac{1004.8}{240} = 4.18$$

$$M = \frac{6275.5}{1004.08} = 6.25$$

El tiempo lo consideramos 1 segundo menos 0.4 , $T_p = 0.6s$, debido a que las protecciones deben ser de 0.3 o 0.4s una de otra.

$$TD = \frac{0.6}{0.0226 + \frac{0.0104}{6.25^{0.02-1}}} = 1.999 \approx 2$$

Cálculo de tiempo.

$$tp_{6.25} = 2 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{6.25^{0.02-1}} \right) = 0.6s$$

$$tp_4 = 2 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{4^{0.02-1}} \right) = 0.79s$$

$$tp_8 = 2 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{8^{0.02-1}} \right) = 0.54s$$

$$tp_2 = 2 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{2^{0.02-1}} \right) = 1.54s$$

$$tp_{10} = 2 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{10^{0.02-1}} \right) = 0.49s$$

$$tp_{1.5} = 2 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{1.5^{0.02-1}} \right) = 2.6s$$

TABLA 30. RESULTADO DE CALCULOS DE LA CURVA 51F DEL LADO DE B.T. DEL BANCO T6.

	42060	
icc [A]	M	T_p [s]
1506.12	1.5	2.60
2008.16	2	1.54
4016.32	4	0.79
6275.5	6.25	0.6
8032.64	8	0.54
10040.8	10	0.49

En la figura 99 se muestra la gráfica de la curva de daño del T6, la curva de daño del T6 tomando en cuenta la impedancia Z_{SIST} . Además las curvas del relevador para los interruptores 62060 que es a 1s, la afectamos por la relación de transformación, y 42060 que es a 0.6s, a estas dos curvas se les llama par de coordinación.

La curva del 62060 es la curva del lado del bus de 69KV multiplicado por la relación de transformación referido al lado del bus de 13.8 KV y ajustada a un segundo, mientras que la curva del 42060 esta ajustada a 0.6 s.

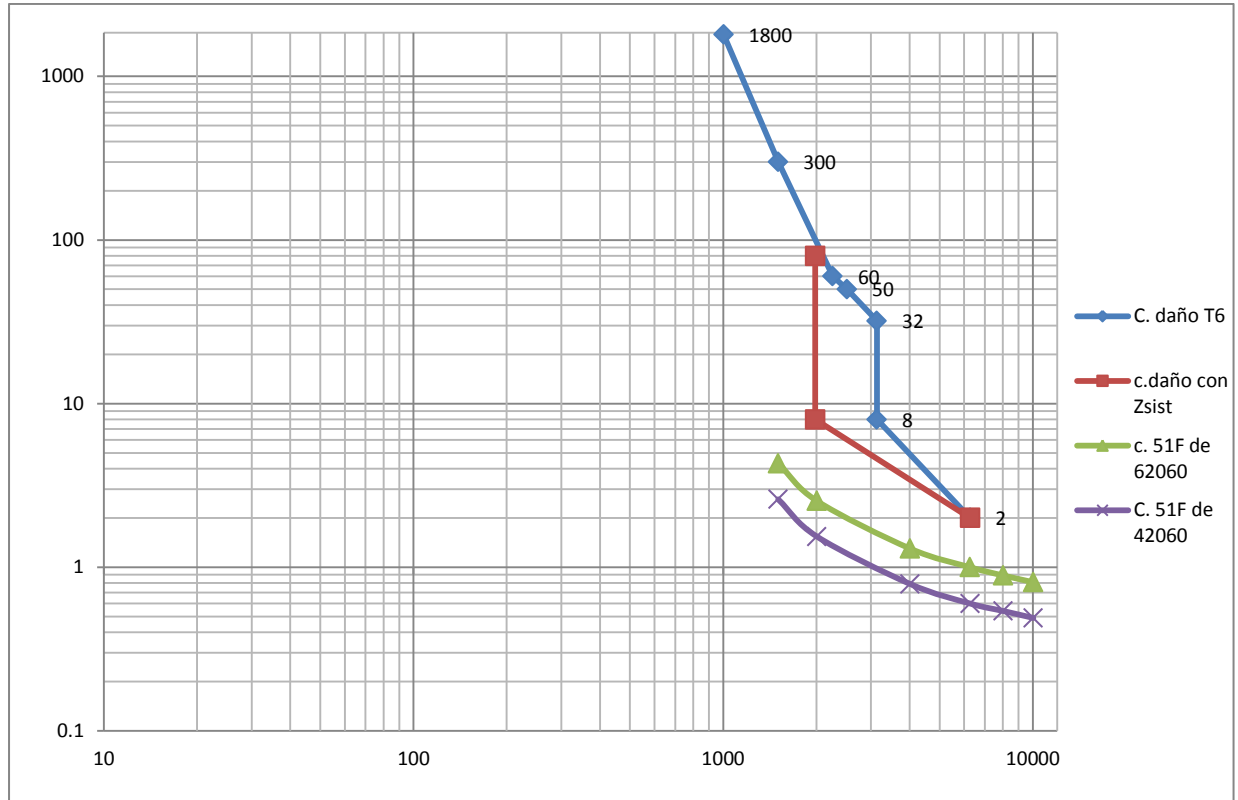


FIGURA 99. GRAFICA DE COORDINACIÓN DE LAS CURVAS DE PROTECCIONES 51F.

2. Para el 51NT

$$RTC = \frac{400}{5} = 80$$

$$I_{PICK-UP} = Tap_P = 0.3(502.04) = 150.61A$$

$$Tap_S = \frac{150.61}{80} = 1.88$$

$$M = \frac{6275.5}{150.61} = 41.67$$

Para la curva del 51NT se considera a 1s como en el lado de A.T. del transformador y para el 51N se considera 0.6 s y se toma de los TC's del lado de B.T.

$$TD = \frac{1}{0.0226 + \frac{0.0104}{41.67^{0.02-1}}} = 6.37$$

Calculo de los tiempos.

$$tp_{30} = 6.37 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{30^{0.02-1}}\right) = 1.08s$$

$$tp_{1.5} = 6.37 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{1.5^{0.02-1}}\right) = 8.28s$$

$$tp_{10} = 6.37 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{10^{0.02-1}}\right) = 1.54s$$

$$tp_{50} = 3.82 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{50^{0.02-1}} \right) = 0.95s$$

$$tp_{70} = 3.82 * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{70^{0.02-1}} \right) = 0.89s$$

TABLA 31. RESULTADO DE CÁLCULOS DE LA CURVA 51NT DEL LADO DE B.T. DEL BANCO T6.

42060		51NT	51N
Icc [A]	M	Tp [s]	Tp [s]
225.92	1.5	8.28	4.97
1506.1	10	1.54	0.93
4518.3	30	1.08	0.65
6275.5	41.67	1	0.6
7530.5	50	0.95	0.57
10542.7	70	0.89	0.53

En las figura 100 se muestra la imagen de la curva de daño del transformador y las curvas que se encuentran por de bajo de las 2 primeras curvas son las curva de los elementos 51NT que tomamos del neutro del propio transformador y 51N que se toma de la conexión de los TC's, estos elementos activarán los contactos para que el interruptor haga el disparo para liberar la falla de neutro o falla a tierra. En los cálculos se tomo el 30% de la corriente nominal en su capacidad AO del T6.

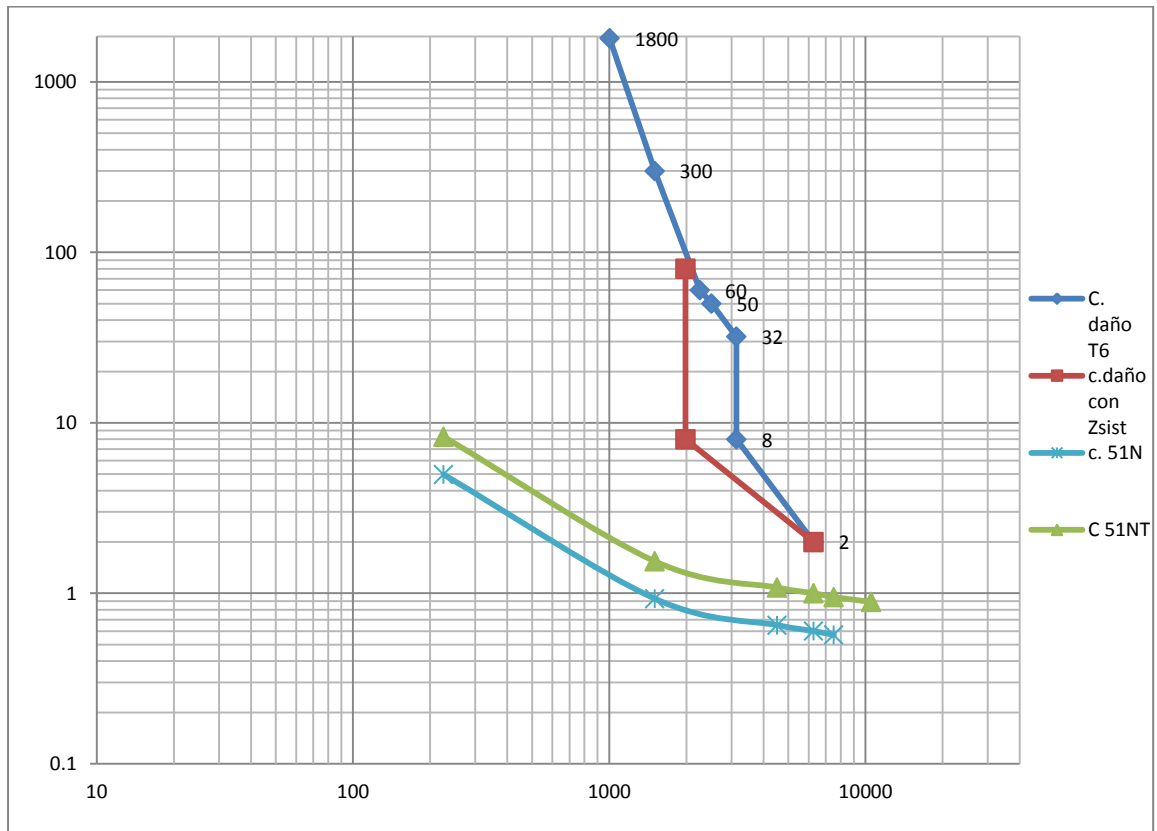


FIGURA 100. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES 51N y 51NT DEL TRANSFORMADOR T6.

En la figura 101 se ven las curvas de la protección del relevador 51F y 51N. La cual muestra que ante una falla de neutro la protección 51NT actúa mucho antes que las protecciones 51F. Las protecciones del elemento 51F actúan en secuencia positiva y la 51NT actúa en secuencia cero.

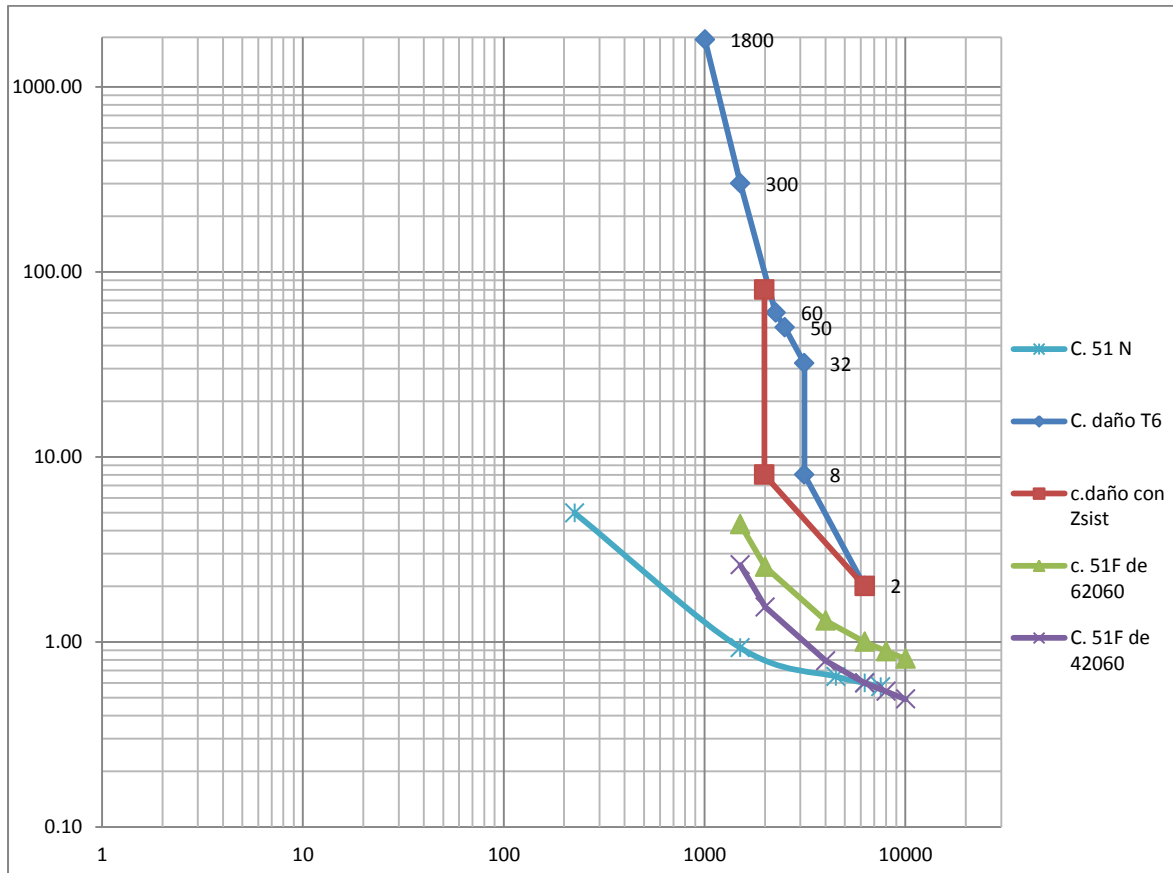


FIGURA 101. COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN 51F y 51N DEL TRANSFORMADOR T6.

6.7 ESQUEMAS DE PROTECCIONES.

En la figura 102 se muestra el diagrama trifilar del esquema de protecciones. Una de las configuraciones en que se pueden conectar los TC's y TP's con su relación de transformación RTC y RTP que utilizaremos para ajustar al relevador, en este caso particular se utilizan 3 relevadores μP , dos son el modelo SEL 351A (FB y FC) y uno el SEL 387A (FD).

Además las nomenclaturas de los dispositivos eléctricos como el interruptor de potencia de lado de A.T. 62060 y B.T 42060 del Banco T6 y sus respectivas cuchillas de desconexión, 62061,62069 y 42069,42061. También la de los buses de 69 KV y 13.8 KV.

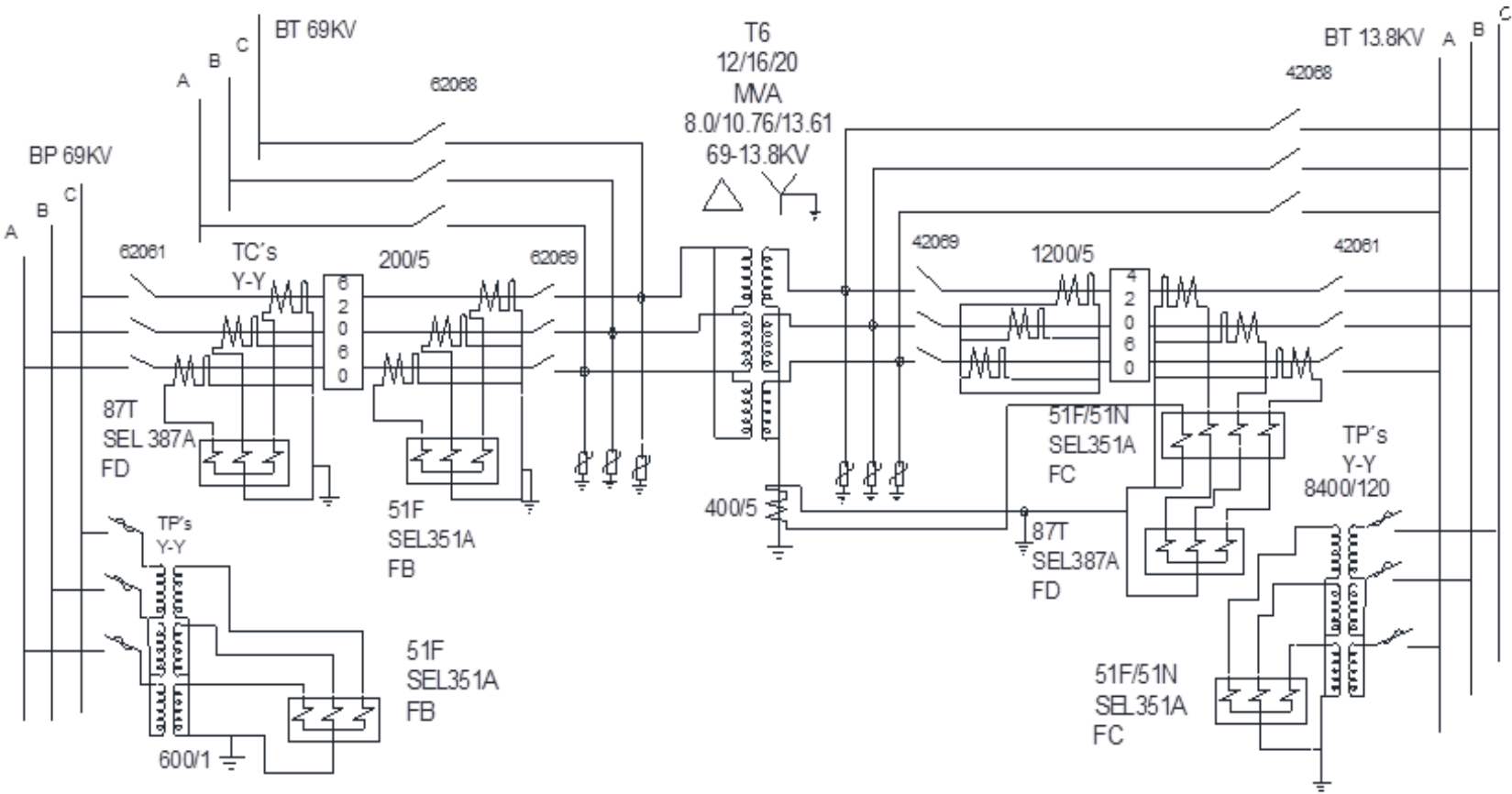


FIGURA 102. DIAGRAMA TRIFILAR DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES.

En figura 103 se distinguen algunos de los elementos mas importantes que protegen al transformador de la subestación.

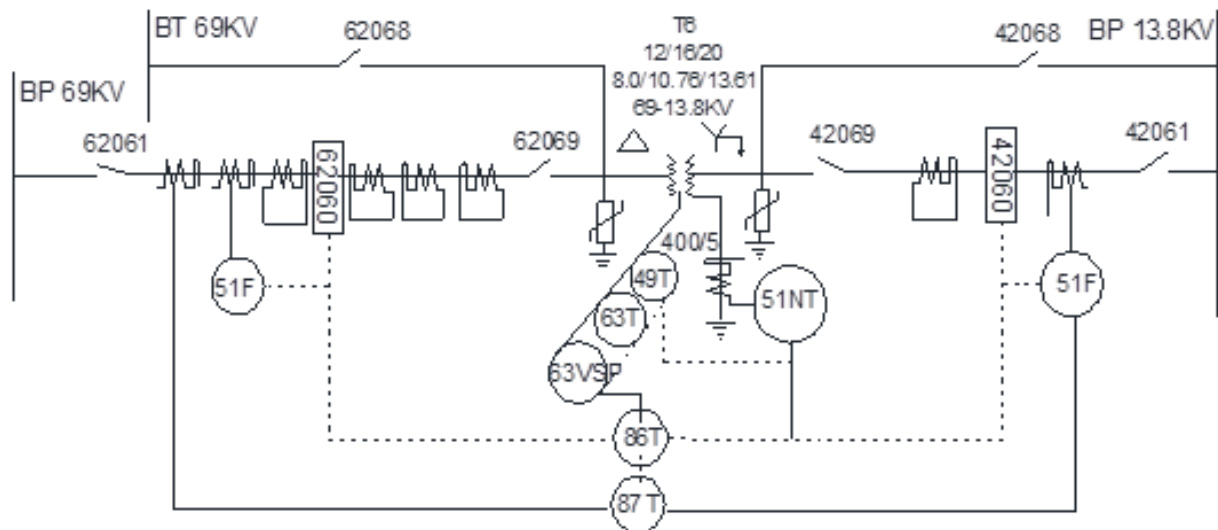


FIGURA 103. DIAGRAMA UNIFILAR DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES.

Actualmente se hicieron modificaciones en abril de 2011 CFE División Centro-Sur en los relevadores 63P, 49T y 26Q.

El relevador de sobre presión 63P se deshabilito.

El relevador de temperatura de devanados (49) se ajustan a 70°C (se activa primer grupo de ventiladores), 75°C (se activa segundo grupo de ventiladores), 80°C (primera alarma) y 90°C (segunda alarma).

Para el de temperatura de aceite (26) del transformador es 80°C (alarma) y 90°C (disparo).

Aquí estos criterios no se tomaran en cuenta.

6.8 AJUSTES EN EL RELEVADOR MICROPROCESADO.

Antes de comenzar con los ajustes y programación del control en los relés debemos conocer lo que se tiene que ajustar, por tal motivo se hacen los cálculos para seleccionar los TC's y TP's, así como las curvas del elemento 51 de fase y neutro para proteger al T6.

En el relevador SEL 387 se activa el elemento de corriente diferencial 87 que es uno de los principales como protección del Banco, también se activan en el control las protecciones propias del Transformador de Potencia como: el relevador de temperatura de devanados 49T y el relevador de temperatura del aceite 26Q, así como el relevador de sobre presión 63P y la Buchholz.



S1V1 =IN103
S1V1PU = 0.000 S1V1DO = 300.000
S1V2 =IN104
S1V2PU = 0.000 S1V2DO = 300.000
S1V3 =IN105 + RB1
S1V3PU = 10.000 S1V3DO = 10.000
S1V4 =!S1V3T * (87R + 87U)
S1V4PU = 0.000 S1V4DO = 30.000
S1SLT1 =S1V1
S1RLT1 =TRGTR
S1SLT2 =S1V2
S1RLT2 =TRGTR

S2V1 =IN105
S2V2 =IN103
S2V3 =IN104
S2V4 =DC1 * !DC2 + DC3 * !DC4
S3V1 =!NOTALM

TR1 =IN103 + IN104
TR2 =IN103 + IN104
TR3 =!(S1V3T + RB1) * (87R + 87U)
ULTR1 =!87R + !87U
ULTR2 =!87R + !87U
ULTR3 =!87R + !87U
52A1 =IN101
52A2 =IN102
CL1 =CC1 + LB4
CL2 =CC2
ULCL1 =TRIP1 + TRIP3
ULCL2 =TRIP2 + TRIP3
ER =/87R + /87U + IN101 + IN103 + IN105
OUT101 =TRIP1
OUT102 =TRIP2
OUT103 =TRIP3
OUT104 =TRIP3
OUT105 =TRIP1 + TRIP2
OUT106 =S1V3T
OUT107 =TRIP3

En esta parte se hace referencia al mapeo que se utilizó para comunicarse con la UTR y con las alarmas que indiquen cual es la falla.

=>>DNP

Analog Inputs = 201 203 204 205 206 207 208 216 217 218

Binary Inputs = 1619 317 263 250 249 241 248

En el relevador 351A FB de la figura 105 se activan los elementos de sobre corriente de tiempo 51 de fase, 51 de neutro, el elemento de frecuencia 81(en CFE se activa sólo el de baja frecuencia para subestaciones de distribución), el elemento direccional de corriente 67, de sobre tensión 59, de falta de V_{CD} o V_{CA} 27, etc.

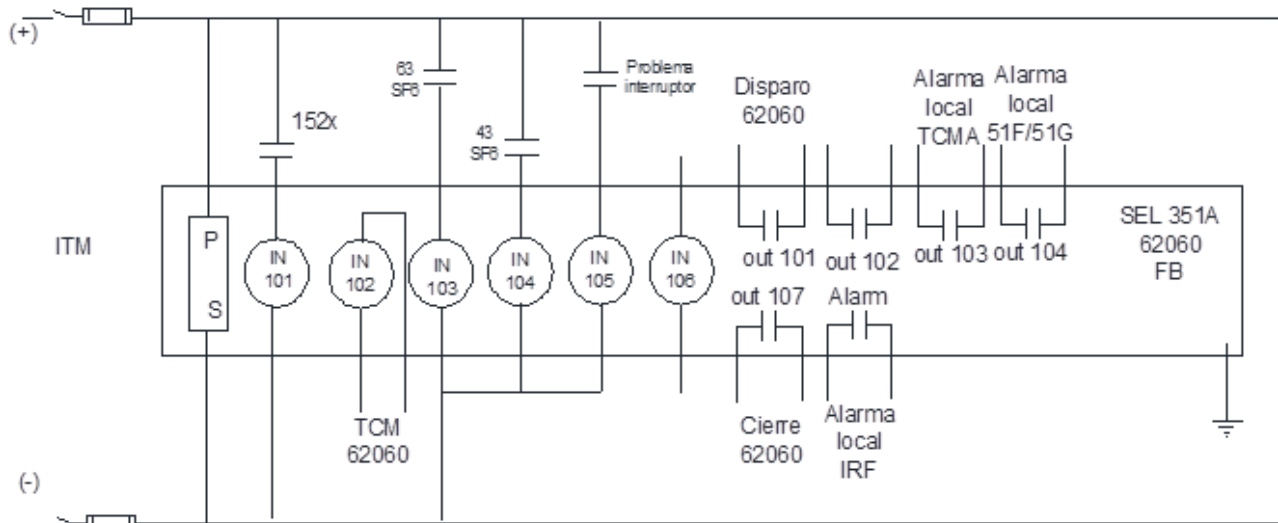


FIGURA 105. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE PROTECCIÓN SEL 351A 62060 FB.

En el primer bloque se muestra la relación de transformación de los TC's y TP's que se encuentran en el interruptor 62060 del lado de A.T. del Banco.

En el segundo bloque se configura el tipo de curva del elemento 51, en este caso se eligió la curva U1, pero las recomendaciones es que en los transformadores se utilice la curva U3, los datos para la curva U3 son los mismos por ejemplo; el nivel de corto circuito y el tiempo TP de 1 segundo y 0.6s. También las relaciones de transformación de los transformadores de corriente y potencial. Además se activan otros elementos con el bit 1, así como los ciclos en que estos emitirán las alarmas que el operador necesita visualizar.

==>>SHO

Group Settings:

RID =51F/59/81O VEN-62060 TID =S.E. LA VENTA
 CTR = 40 CTRN = 1
 PTR = 600.00 PTRS = 1.00 VNOM = 67.00
 Z1MAG = 2.14 Z1ANG = 68.86 Z0MAG = 6.38 Z0ANG = 72.47
 LL = 4.84

51PP = 4.00 51PC = U1 51PTD = 3.00 51PRS = N
 27P1P = OFF 27P2P = OFF 59P1P = 73.03 59P2P = 86.31
 59N1P = OFF 59N2P = OFF 59QP = 150.00
 59V1P = OFF 27SP = OFF 59S1P = OFF 59S2P = OFF
 27PP = OFF 59PP = 126.00



27B81P= 25.00 81D1P = 65.00 81D1D = 30.00
DMTC = 5
PDEMP = 3.50 NDEMP = 1.500 GDEMP = 1.50 QDEMP = 1.50
TDURD = 9.00 CFD = 60.00 3POD = 1.50 50LP = 0.25

Este bloque esta referido a las ecuaciones lógicas de la entrada y salida de las señales del relevador en este caso a los circuitos de apertura y cierre del int. 62060, así como a los permisivos con los que cuenta el transformador y los del propio interruptor de potencia.

SELogic Control Equations:

TR =51PT + (81D1T * SV3T) + LB3

TRSOTF=0

ULTR =!(51P + 51G)

52A =IN101

CL =CC + LB4 + SV13T

ULCL =TRIP

79DTL =OC + !IN101 + LB3

79DLS =79LO

79STL =TRIP

SV1 =TRIP

SV2 =!IN101 * IN102 + IN101 * !IN102

SV3 =59A1 + 59B1 + 59C1 + 59A2 + 59B2 +
59C2 + 59AB + 59BC + 59CA

SV4 =IN104

SV5 =IN105 + SV2T

SV6 =IN103

SV7 =(SV7 + SV3T + 81D1T) * !TRGTR

SV8 =!52A

SV9 =DCLO + ALARM

SV10 =59A1 + 59B1 + 59C1

SV11 =IN106

SV12 =OC

SV13 =CC

SV14 =51PT

OUT101=51PT + (81D1T * SV3T) + SV12T

OUT103=SV2T

OUT104=51PT + (SV3T * 81D1T)

OUT106=51PT

OUT107=CLOSE

DP1 =IN101

DP2 =SV2T

DP3 =SV7

DP4 =SV4T

DP5 =SV5T

DP6 =SV6T

ER =/51P + /51G + /IN104 + /IN105 + /IN106
+ SV2T + SV3T + 81D1T

FAULT =51P + 51G

BSYNCH=52A

BKMON =TRIP

Mapeo de comunicación para la UTR y las alarmas

=>>>DNP

Analogs = 0 2 4 8 10 12 31 35 105 106 107 111 112 113

Binaries = 1023 240 249 260 242 258 241 151 232 243

La figura 106 muestra los permisos que dan el estado del interruptor de potencia al relevador para que el relé haga la acción adecuada de cierre del circuito mientras no halla anomalías en el transformador o en el propio interruptor. A demás de este circuito se toman los estados de los permisos para hacer las lógicas que se programaran en el relevador μP , para hacer el cierre del interruptor 62060.

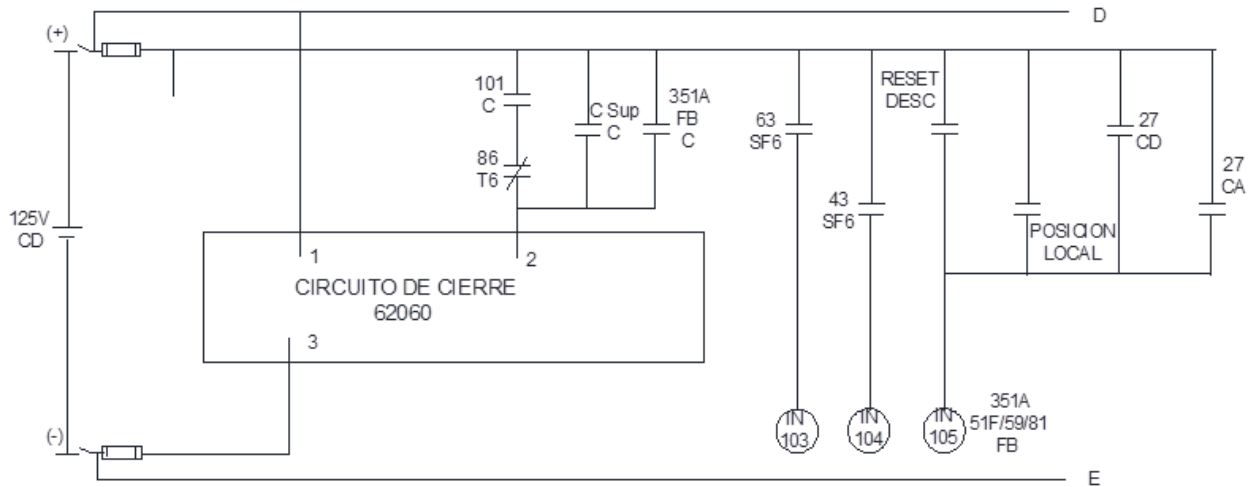


FIGURA 106. CIRCUITO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR 62060.

Las siguientes figuras 107 y 108 muestran las conexiones y estados de los permisos para programar las lógicas de disparo en el relevador μP .

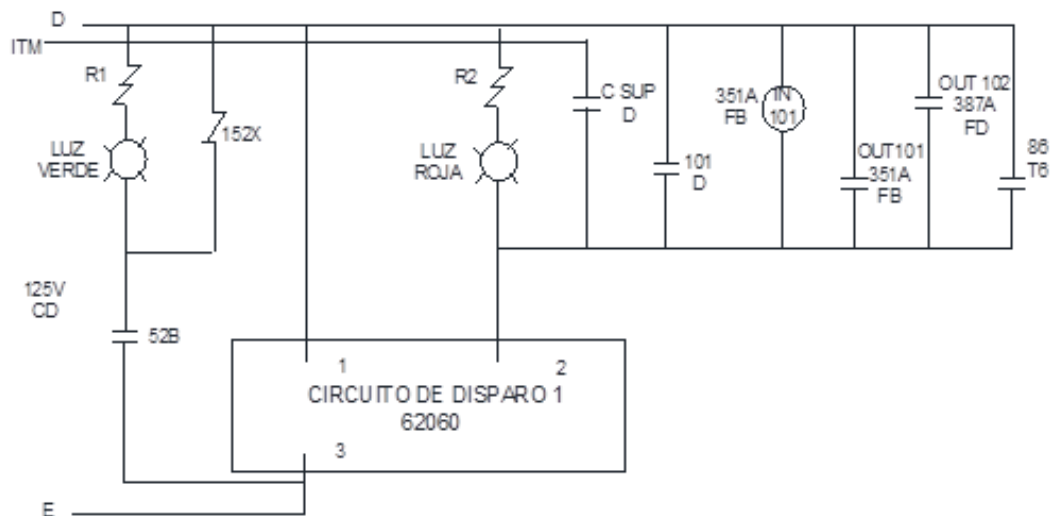


FIGURA 107. CIRCUITO DISPARO 1 DEL INTERRUPTOR 62060.

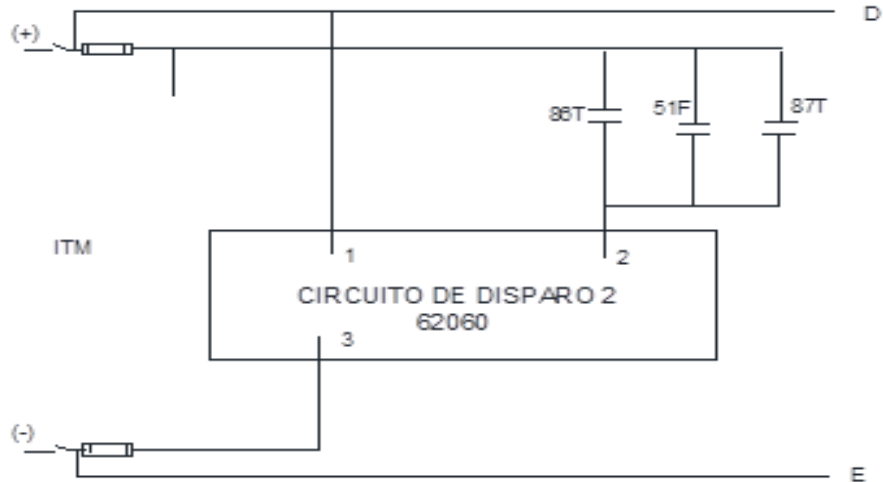


FIGURA 108. CIRCUITO DISPARO 2 DEL INTERRUPTOR 62060.

En la figura 109 se muestra el esquema de protección del relevador 351 A con nomenclatura FC, las entradas tienen las señales que los permisivos indican el estado del interruptor (abierto o cerrado), así como falta de gas SF₆, falta de V_{AC} y V_{CD}. También los permisivos del propio Transformador por ejemplo: los indicadores de temperatura 26 y 49.

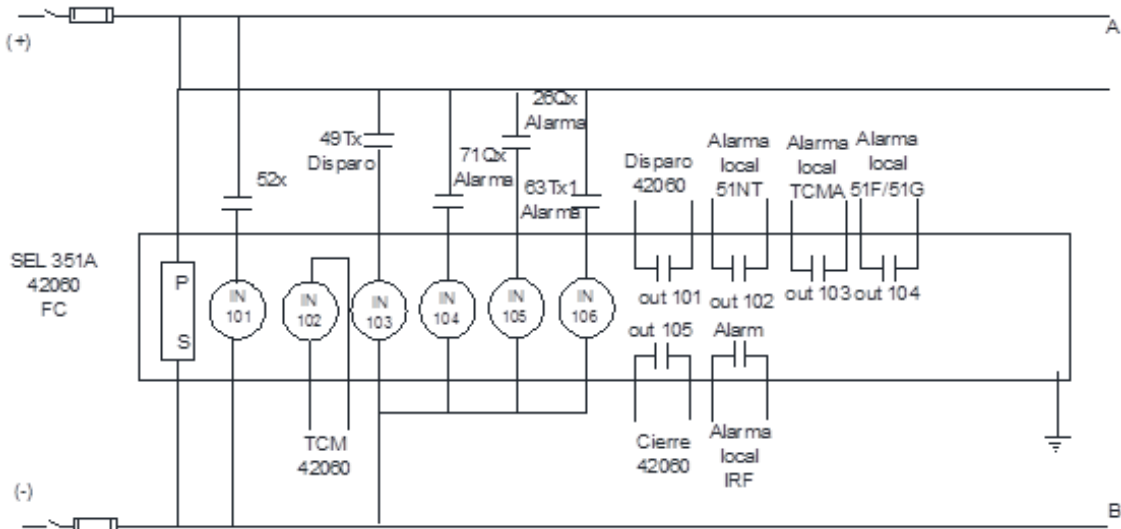


FIGURA 109. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE PROTECCIÓN 42060.

En los bloques siguientes se configuran los RTC, RTCN y RTP. Así como las curvas de protección del elemento 51, la palanca TD y el tiempo tp.

=>>SHO

Group Settings:

RID =51F/51G 42060,51NT T6 TID =SE. LA VENTA
 CTR = 240 CTRN = 80 PTR = 70.00 PTRS = 70.00
 Z1MAG = 4.28 Z1ANG = 68.86
 Z0MAG = 12.76 Z0ANG = 72.47 LL = 4.84



51PP = 3.30 51PC = U1 51PTD = 2.12
51NP = 4.000 51NC = U1 51NTD = 4.40
51GP = 1.00 51GC = U1 51GTD = 3.50
DMTC = 15
PDEMP = 4.00 NDEMP = 3.000 GDEMP = 0.90 QDEMP = 1.50
TDURD = 9.00 CFD = 30.00 3POD = 10.00 50LP = 0.25

Bloque de asignación de variables y ecuaciones lógicas de los permisos y de las ecuaciones del cierre y disparo 42060.

```
=>>>SHO L
SELogic Control Equations:
TR =51PT + 51NT + 51GT + IN103
TRSOTF=0
ULTR =!IN101
52A =IN101
CL =CC + LB4 + SV11T
ULCL =TRIP
SV1 =TRIP
SV2 =!(IN101 + IN102)
SV3 =IN101 * IN102
SV4 =!(SV2 + SV3)
SV5 =/IN104
SV6 =/IN105
SV7 =/IN106
SV8 =/IN103
SV9 =0
SV10 =OC
SV11 =CC
SV12 =!52A
SV13 =51NT

OUT101=TRIP + OC + SV10T
OUT102=51NT
OUT103=SV4T
OUT104=51GT + 51PT
OUT105=CLOSE
OUT106=51NT
OUT107=0
DP1 =IN101
DP2 =SV4T
DP5 =SV5T
DP6 =SV6T
DP7 =SV7T
DP8 =SV8T
ER =51P + 51N + 51G + SV4T + IN104 + IN105 +
IN106
FAULT =51P + 51G
BSYNCH=0
CLMON =0
BKMON =TRIP
E32IV =1
```

Bloque de mapeo para indicaciones de alarmas y señales de la UTR.

```
=>>>DNP
Analog = 0 2 4 8 10 12 31 35 105 106 107 111 112 113
Binaries = 1023 252 260 44 232 261 259 255 240 243 242 241
```

Las figuras siguientes 110 y 111 muestran los circuitos de cierre y disparo del interruptor 42060 del cual se toma para hacer las lógicas para la programación en el relevador μP .

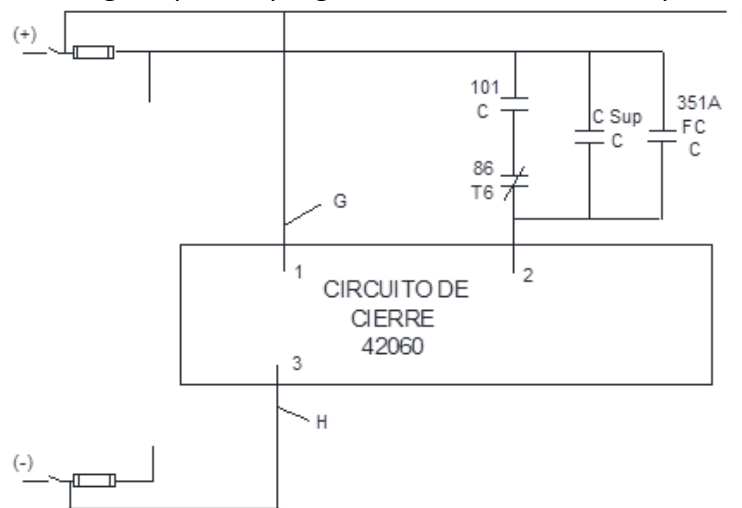


FIGURA 110. CIRCUITO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR 42060.

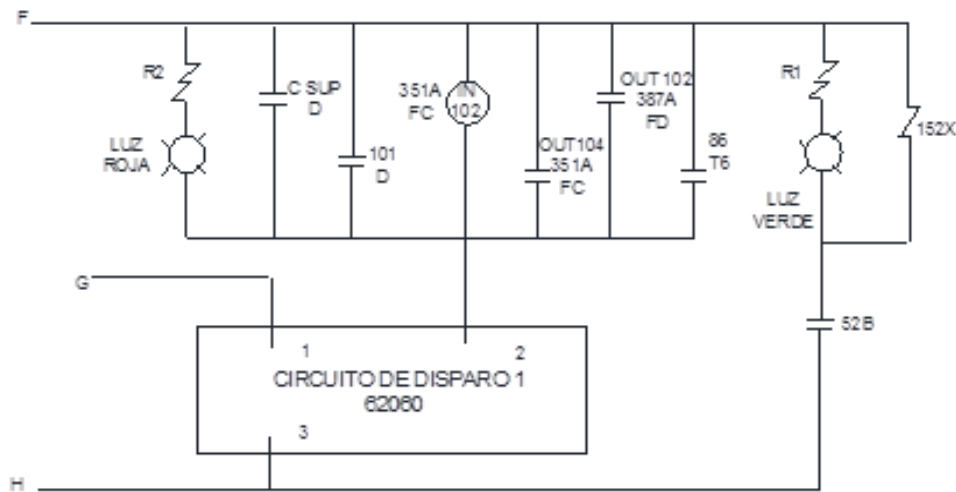


FIGURA 111. CIRCUITO DE DISPARO DEL INTERRUPTOR 42060.

La luz roja en el circuito indica que el interruptor está cerrado y la luz verde que está abierto.

Los circuitos de cierre y disparo dependen del fabricante. También depende del tipo de interruptor.

CONCLUSIONES

Siempre se debe tener en cuenta los conceptos eléctricos, corriente y tensión, ya que muchas veces esta confusión puede causar daños leves o graves a los equipos y/o al personal e incluso la muerte. Esto se da principalmente en los transformadores de corriente y potencial.

Los principales elementos en una subestación de distribución son las líneas, el transformador de Potencia y los alimentadores. Sin embargo esto sólo es idealmente, ya que en caso de fallas o mantenimiento de estos equipos no son suficientes, por tanto se necesitan de otros equipos para su buen funcionamiento como los equipos de protección, medición y control. Además de equipos secundarios como los TC's y TP's, cuchillas. Así como el interruptor de potencia que también es uno de los elementos más importantes, ya que por medio de estos se puede dar mantenimiento a los equipos de la subestación sin que esta pierda continuidad en el sistema.

También debemos hacer el estudio de las fallas ya que es lo que más interesa en el sistema de protecciones, debido a que cuando el sistema funciona normalmente no pensamos en las protecciones.

Las nomenclaturas son de suma importancia en protecciones, ya que por medio de estas nomenclaturas se puede identificar los equipos, para no cometer fallas causadas por error humano.

En el control del cierre y disparo se debe tener siempre el manual del fabricante para conocer los permisivos de cada interruptor o restaurador que se instale, para hacer una lógica adecuada y así no cambiarlas por error.

Para hacer un adecuado ajuste de las protecciones, es necesario conocer el equipo que se desea proteger, el nivel máximo de corto circuito, además la impedancia de todos los elementos que se involucran en el sistema y así hacer una adecuada coordinación.

En la coordinación de las protecciones se debe seleccionar adecuadamente la curva de protección del elemento 50 y 51 principalmente, puesto que una mala selección de las curvas puede indicar falsas alarmas constantemente que sería en el mejor de los casos, pero en caso de que nunca llegaran a activarse los equipos se dañarían, lo que puede ocasionar muchos accidentes.

Las protecciones varían según el equipo que se desea proteger por ejemplo el Transformador de Potencia es el equipo que más se protege en una subestación de distribución. También varía según la configuración del sistema.

Durante la elaboración de este trabajo hubo muchas modificaciones en los criterios de protección por parte de CFE en la División Centro-Sur, debido a nuevos equipos y a la ampliación del Sistema Eléctrico Nacional. Por lo tanto siempre debemos actualizar nuestros datos del sistema y los conocimientos acerca de las nuevas tecnologías relacionadas con las protecciones, las cuales son cada vez más poderosas, como el relevador microprocesado.



BIBLIOGRAFÍA

COORDINACIÓN DE REDES DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

Comisión Federal de electricidad

Julio 2010

FUNDAMENTOS DE CIRCUITOS ELÉCTRICOS

Sadiku

3ra Edición

SEL-351A DISTRIBUTION PROTECTION SYSTEM
INSTRUCTION MANUAL 2002 11 06
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
Pullman, Wa Usa 99163-5603

SEL-387A DISTRIBUTION PROTECTION SYSTEM
INSTRUCTION MANUAL 2006
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES

C. Rusell Mason

Editorial Continental, S.A.

Octava Impresión 1980

ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA

Comisión Federal de Electricidad

Primera Edición 1981

INGENIERÍA DE CONTROL MODERNA

Katsuhiko Ogata

(3ra Edición)



ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

William D. Stevenson

2a ed. 1985 McGraw Hill

ANALYSIS OF FAULTED POWER SYSTEMS

Paul M. Anderson, Power Math Associates, Inc.

IEEE PRESS Power Systems Engineering, Series Editor.

CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO, CORRIENTES Y VOLTAJES.

Componentes simétricas.

Silent Sentinels Book, 1949.

MANUAL FALLA EN SISTEMAS DE POTENCIA

Ing. Juan Méndez Moreno.

UNAM

SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Procobre, Primera edición 1999.

www.procobre.org