

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LOPEZ MATEOS”

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.

***“DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCION PARA
ALIMENTADORES DE 23 KV EN BASE
A LA CALIDAD DE LA ENERGIA”***

**TRABAJO TERMINAL
QUE PARA TENER EL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTAN:

**PABLO JOSUÉ LAGUNES MONTALVO
EZEQUIEL JOAQUÍN LOZADA GUADALUPE**

ASESORES:

**ING. RAIBEL UREÑA OLIVARES
ING. CÉSAR DAVID RAMÍREZ ORTIZ**

México, D.F. Noviembre 2007



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN
DEBERA(N) DESARROLLAR

INGENIERO ELECTRICISTA
CURRICULAR
C. PABLO JOSUÉ LAGUNES MONTALVO
C. EZEQUIEL J. LOZADA GUADALUPE

**“DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES DE 23 kV EN
BASE A CALIDAD DE LA ENERGÍA”**

REGULAR PARÁMETROS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN.

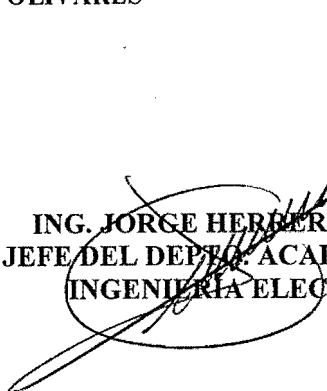
- ❖ ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO
- ❖ COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

MÉXICO D. F., A 30 DE JUNIO DE 2008.

ASESORES


ING. RAIBEL UREÑA OLIVARES


ING. CESAR DAVID RAMÍREZ ORTÍZ


ING. JORGE HERRERA AYA
JEFE DEL DEPTO. ACADÉMICO
INGENIERÍA ELECTRICA


JEFATURA DE
INGENIERIA ELECTRICA

ÍNDICE

ÍNDICE	I
INTRODUCCIÓN	II
JUSTIFICACIÓN	III
OBJETIVOS	IV
HIPÓTESIS	IV
CAPITULO 1 GENERALIDADES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS Y LA CALIDAD DE LA ENERGÍA	
1.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS	2
1.1.1 GENERACIÓN	2
1.1.2 TRANSFORMACIÓN	5
1.1.3 TRANSMISIÓN	6
1.1.4 DISTRIBUCIÓN	6
1.2 CALIDAD DE LA ENERGÍA	6
1.2.1 VARIACIONES DE TENSIÓN DE LARGA DURACIÓN	7
1.2.2 SOBRETENSIÓN	8
1.2.3 CAÍDAS DE TENSIÓN	8
1.2.4 VARIACIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN	8
1.2.5 INTERRUPCIÓN	9
1.2.6 DEPRESIÓN DE TENSIÓN	9
1.2.7 INCREMENTO DE TENSIÓN	9
1.2.8 FLUCTUACIONES DE TENSIÓN	9
1.2.9 VARIACIONES DE FRECUENCIA DEL SISTEMA	10
1.3 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIALES	10
1.3.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN COMERCIALES	11
1.3.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN URBANOS Y RESIDENCIALES	11
1.4 TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	12
1.5 ESTRUCTURAS DE MEDIANA TENSIÓN	12
1.5.1 ESTRUCTURA RADIAL	12
1.5.2 ESTRUCTURA EN ANILLO ABIERTO	15
1.5.3 ESTRUCTURA EN ANILLO CERRADO	15
1.5.4 ESTRUCTURA EN MALLAS	16



1.5.5	ESTRUCTURA EN DOBLE DERIVACIÓN	17
1.5.6	ESTRUCTURA EN DERIVACIÓN MÚLTIPLE	18
1.5.7	ESTRUCTURA DE ALIMENTADORES SELECTIVOS	19
CAPITULO 2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN		
2.1.1	TRANSDUCTORES	22
2.1.2	SENSORES	23
2.1.3	BATERÍAS	23
2.1.4	INTERRUPTORES	23
2.2	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	24
2.2.1	FUSIBLES	24
2.2.2	RESTAURADORES	24
2.2.3	SECCIONALIZADORES	27
2.2.4	RELEVADORES	30
2.3	PRINCIPIOS DE PROTECCIÓN POR RELEVADORES	30
2.3.1	NATURALEZA Y CAUSA DE LAS FALLAS	30
2.3.2	CONSECUENCIA DE LAS FALLAS	31
2.3.3	ESTADÍSTICAS DE LAS FALLAS	31
2.3.4	ZONAS DE PROTECCIÓN	32
2.3.5	CUALIDADES ESENCIALES DE LA PROTECCIÓN	32
2.3.5.1	CONFIABILIDAD	33
2.3.5.2	SELECTIVIDAD	33
2.3.5.3	RAPIDEZ DE OPERACIÓN	33
2.3.5.4	DISCRIMINACIÓN	34
2.3.6	TERMINOLOGÍA BÁSICA	34
2.4	PRINCIPIO DE OPERACIÓN Y CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS RELEVADORES	36
2.4.1	RELEVADORES ELECTROMECAÑICOS	37
2.5	TIPOS DE PROTECCIÓN POR RELEVADORES	39
2.5.1	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	40
2.5.2	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	41
2.5.3	PROTECCIÓN DIFERENCIAL	41
2.5.4	PROTECCIÓN DE DISTANCIA	42
2.5.5	PROTECCIÓN PILOTO	42



CAPITULO 3 PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES DE 23kV

3.1 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO	47
3.1.1 SISTEMAS POR UNIDAD	47
3.1.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS	48
3.1.3 CALCULO DE CORTO CIRCUITO	50
3.1.3.1 TEORÍA BÁSICA	50
3.1.3.2 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO	53
3.1.3.3 DIAGRAMAS DE SECUENCIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	53
3.1.4 TIPOS DE FALLA	53
3.1.5 FALLA TRIFÁSICA	54
3.1.6 FALLA DE FASE A TIERRA CON RESISTENCIA	56
3.2 COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	59
3.2.1 RELEVADOR-RELEVADOR	61
3.2.2 RELEVADOR-RESTAURADOR	62
3.2.3 RELEVADOR-FUSIBLE	64
3.2.4 RELEVADOR-SECCIONALIZADOR	66
3.2.5 RELEVADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE	68
3.2.6 RESTAURADOR-RESTAURADOR	69

CAPITULO 4 DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

4.1 GENERALIDADES DEL RELEVADOR SEL-351	71
4.1.1 Elementos De Sobre Corriente Instantáneos/Tiempo Definido	71
4.1.2 Elementos de sobre corriente fase-fase instantáneos/tiempo definido	71
4.1.3 Elementos de sobre corriente residual instantáneos/tiempo definido	71
4.1.4 Elementos de frecuencia	71
4.1.5 Elementos de caída de tensión (sag), subida de tensión (swell) e Interrupciones	72
4.2 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE PROPIETARIO	72
4.3 CORRIDAS DE CORTO CIRCUITO	75
4.3.1 OBTENCIÓN DE DATOS DEL ALIMENTADOR COA-22	75
4.3.2 CALCULO DE REACTANCIAS DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE FALLA Y CAMBIO DE BASE	78
4.3.3 DETERMINACIÓN DE AJUSTES PARA EL SEL-351	80



4.4 AJUSTES DEL RELEVADOR	83
4.4.1 PANTALLA DE PROTECCIÓN INSTANTÁNEA DE SOBRECORRIENTE (50P) DE FASE	84
4.4.2 PANTALLA DE PROTECCIÓN INSTANTÁNEA DE SOBRECORRIENTE (50N) EN EL NEUTRO	85
4.4.3 PANTALLA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO (51P) DE FASE	85
4.4.4 PANTALLA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO (51N) DEL NEUTRO	86
4.4.5 PANTALLA DE PROTECCIÓN POR VARIACIONES DE TENSIÓN DE FASE	87
4.4.6 PANTALLA DE PROTECCIÓN PARA VARIACIONES DE FRECUENCIA	87
4.4.7 PANTALLA DEL RECIERRE	88
4.4.8 PANTALLA DE CAÍDAS, SUBIDAS E INTERRUPTIONES DE TENSION	89
4.5 SIMULACIÓN	90
4.5.1 SIMULACIÓN DE FALLA TRIFÁSICA	90
4.5.2 SIMULACIÓN DE FALLA MONOFÁSICA	94
4.5.3 SIMULACIÓN DE VARIACIONES DE TENSIÓN Y FRECUENCIA	98
CONCLUSIONES	101
ÍNDICE DE FIGURAS	120
ÍNDICE DE TABLAS	122
GLOSARIO DE TÉRMINOS	123
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	125



ANEXOS

ANEXO 1. HOJA DE CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO	103
ANEXO 2. CURVA DEL SEL-351 U1	106
ANEXO 3. CURVA DEL SEL-351 U2	107
ANEXO 4. CURVA DEL SEL-351 U3	108
ANEXO 5. CURVA DEL SEL-351 U4	109
ANEXO 6. CURVA DEL SEL-351 U5	110
ANEXO 7. PROGRAMA REALIZADO EN “MATLAB”	111
ANEXO 8. ARREGLO DE LA SUBESTACIÓN COAPA	113
ANEXO 9. PLANOS DEL ALIMENTADOR COA – 22	114
ANEXO 10. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO	115



INTRODUCCIÓN

EN LA ACTUALIDAD EN MÉXICO LA CALIDAD DE LA ENERGÍA (C. E.) NO ES MUY BUENA, POR LO QUE EXISTEN FALLAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y ESTO ES PERJUDICIAL PARA TODOS LOS APARATOS ELÉCTRICOS.

ENTRE LOS DISTURBIOS DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA TENEMOS:

- ARMÓNICOS.
- VARIACIONES DE TENSIÓN.
- FORMA DE ONDA.
- BREVES INTERRUPCIONES.

EN ESTE TRABAJO PROPONEMOS OCUPAR UN RELEVADOR MICROPROCESADO MARCA SEL, MODELO 351, PARA PROTEGER LOS ALIMENTADORES, YA QUE ESTE RELEVADOR SE PUEDE PROGRAMAR PARA PROTEGER ESTOS POR NIVELES BAJOS O ALTOS DE FRECUENCIA, O NIVELES BAJOS O ALTOS DE TENSIÓN Y POR SOBRECORRIENTES, QUE ES SU FUNCIÓN PRINCIPAL.

LOS CONCEPTOS ANTES MENCIONADOS COMO LA FRECUENCIA Y LA TENSIÓN, SON DE MUCHA IMPORTANCIA, YA QUE SI NO SE CONTROLA QUE ESTÉN EN LOS RANGOS ADECUADOS, PUEDEN SER REALMENTE MUY DAÑINOS PARA LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y TODO LO QUE ESTE CONECTADO A ÉSTE.

ACTUALMENTE EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN SE ENCUENTRA PROTEGIDO POR DIFERENTES RELEVADORES QUE CUMPLEN UNA FUNCIÓN ESPECÍFICA, YA SEA PARA PROTEGER SOBRECORRIENTES, OTRO PARA PROTEGER SOBRETENSIONES Y UNO MAS PARA PROTEGER LAS VARIACIONES DE FRECUENCIA; POR LO QUE EN ESTE TRABAJO SE PROPONE UTILIZAR SOLAMENTE UN RELEVADOR PARA PROTEGER DE ESTAS FALLAS AL SISTEMA ELÉCTRICO.



JUSTIFICACIÓN

ESTE TRABAJO SE REALIZÓ CON EL FIN DE MEJORAR LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, YA QUE ALGUNOS DE LOS PARÁMETROS QUE RIGEN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA SON LAS VARIACIONES DE TENSIÓN Y FRECUENCIA LAS CUALES NO PUEDEN SER ELIMINADAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERO SI PUEDEN CONTROLARSE MEDIANTE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN ADECUADA PARA EVITAR DAÑO A LOS EQUIPOS DE LOS USUARIOS YA SEAN DE TIPO RESIDENCIAL, COMERCIAL O INDUSTRIAL.

SE DISEÑO UN SISTEMA DE PROTECCIONES PARA ALIMENTADORES DE 23KV, CONSIDERANDO QUE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA DEBE SER CONTROLADA EN EL ÚLTIMO PUNTO DE CONEXIÓN DEL USUARIO Y EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA. CONSIDERANDO TODO LO MENCIONADO ANTERIORMENTE SE ELIGIÓ UN RELEVADOR MICROPROCESADO SEL-351 YA QUE ESTE BRINDA UNA PROTECCIÓN INTEGRAL TOMANDO EN CUENTA QUE CUENTA CON LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA LOS PARÁMETROS QUE SON REQUERIDOS EN NUESTRO TRABAJO.



OBJETIVO GENERAL.

DISEÑAR UN SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA MEJORAR LA CALIDAD DE LA ENERGÍA Y EVITAR DISTURBIOS EN LA RED POR FRECUENCIA Y VARIACIONES DE TENSIÓN.

OBJETIVOS PARTICULARES.

- PROTEGER AL USUARIO DE VARIACIONES DE TENSIÓN Y FRECUENCIA.
- BRINDAR PROTECCIÓN EN CONDICIONES DE FALLA COMO SON LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO
- PROPONER UNA NUEVA FORMA DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES DE 23KV.
- REDUCIR DAÑOS A LOS EQUIPOS QUE CONFORMAN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

HIPÓTESIS

DURANTE EL DESARROLLO SE DEMOSTRARA LA RESPUESTA QUE BRINDA EL SISTEMA DE PROTECCIÓN EN CONDICIONES DE FALLA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN YA QUE NUESTRA META ES LA MEJORA DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA PARA EL CONSUMIDOR Y ADEMÁS BRINDAR UNA PROTECCIÓN CONFIABLE AL EQUIPO PRINCIPAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (TRANSFORMADOR)



Capítulo I

Generalidades de los
sistemas eléctricos y la
calidad de la energía

En este capítulo se tratarán las generalidades de los sistemas eléctricos desde la generación de la energía eléctrica hasta su distribución así como los principios que estudia la calidad de la energía ya que es un tema muy importante en la actualidad.

A continuación se desarrollarán algunos conceptos que se consideran básicos para la mejor comprensión del tema a desarrollar.

1.1 Sistemas eléctricos

Es un conjunto de elementos interconectados como son generadores, transformadores, líneas de transmisión y usuarios.

El objetivo principal de estos es entregar a los usuarios un servicio continuo y de calidad en la energía eléctrica.

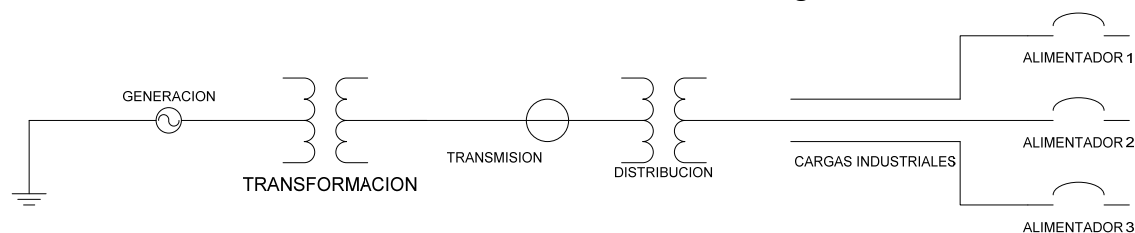


Figura 1.1 Esquema de un sistema eléctrico

1.1.1 Generación

La generación de energía eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad se realiza en centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nucleares.

Al cierre del mes de marzo de 2007, la CFE contó con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 48,259.59* Megawatts (MW), de los cuales: 10,321.90 MW son de productores independientes (termoeléctricas); 10,669.98 MW son de hidroeléctricas; 22,257.86 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE; 2,600.00 MW a carboeléctricas; 959.50 MW a termoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoelectrica, y 85.48 MW a la eoloeléctrica. [2]

Como se mencionó anteriormente dentro de la generación existen varias fuentes de generación de energía eléctrica que a continuación se muestran:



1.1.1a Termoeléctricas

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- Vapor

Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.

- Turbogás

Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.

- Combustión Interna

Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.

- Ciclo Combinado

Combinación de las tecnologías de turbogás y vapor. Constan de una o más turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Otra clasificación de las centrales termoeléctricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

- Vapor (combustóleo, gas natural y diesel)
- Carboeléctrica (carbón)
- Dual (combustóleo y carbón)
- Geotermoeléctrica (vapor extraído del subsuelo)
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido)



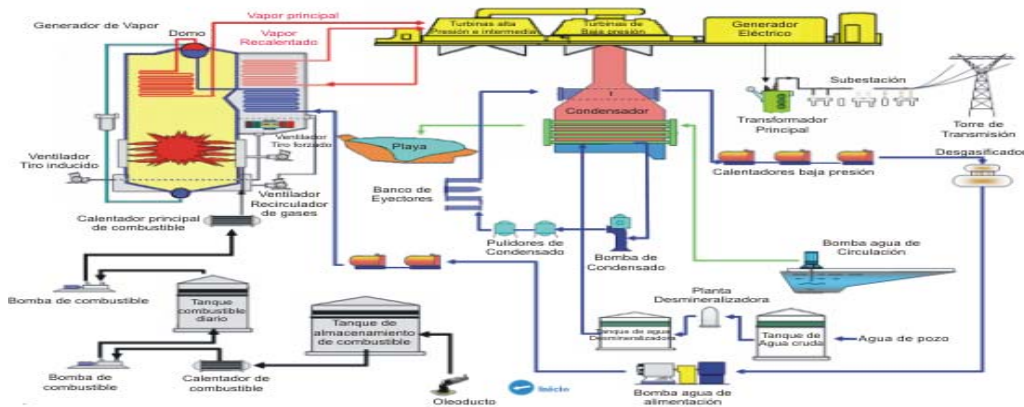


Figura 1.2 Planta Termoeléctrica

1.1.1b Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica. [2]

Una característica importante es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión. [2]

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales:

1. Por su tipo de embalse
2. Por la altura de la caída del agua.



1.1.1c Eolo eléctricas

Este tipo de central convierte la energía del viento en energía eléctrica, mediante una aeroturbina que hace girar un generador. La energía eólica está basada en aprovechar un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal. La cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que muestra la importancia de este factor. [2]

Los aerogeneradores aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 metros por segundo. Con velocidades inferiores a 5 metros por segundo, el aerogenerador no funciona y por encima del límite superior debe pararse, para evitar daños a los equipos. [2]

La Central de La Venta se localiza en el sitio del mismo nombre, a unos 30 kilómetros al noroeste de la ciudad de Juchitán, Oaxaca. Fue la primera planta eólica integrada a la red en México y en América Latina, con una capacidad instalada de 84.875 MW, y consta de 105 aerogeneradores, ya que a partir del 05 de Enero de 2007 entraron en operación comercial 98 nuevas unidades generadoras. [2]

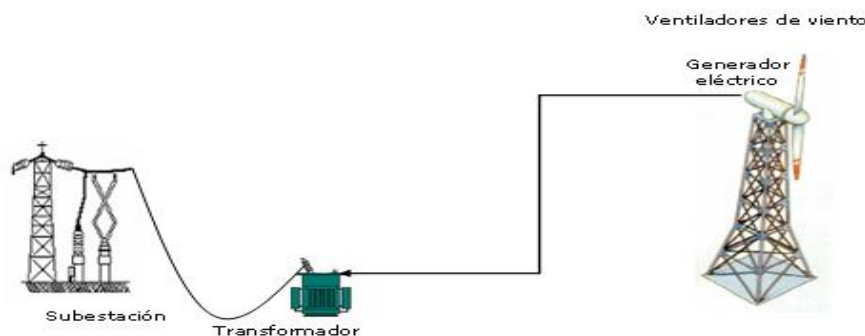


Figura 1.3 Esquema de una planta Eolo eléctrica

1.1.2 Transformación

La transformación es el proceso que permite, utilizando subestaciones eléctricas, cambiar las características de la electricidad (voltaje y corriente) para facilitar su transmisión y distribución. Ésta ha crecido en paralelo al desarrollo de la red de transmisión y distribución, contando a diciembre del año 2006 con 178,029 MVA, de los cuales 76.86% corresponde a subestaciones de transmisión y el restante 23.14% a subestaciones de distribución. [2]



1.1.3 Transmisión

Para conducir la electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, CFE cuenta con las redes de transmisión y de distribución, integradas por las líneas de conducción de alta, media y baja tensión.[2]

1.1.4 Distribución

La red de distribución está integrada por las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilo volts (kV); así como, las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión. [2]

1.2 Calidad de la energía

La calidad de la energía es un concepto que indica el grado de pureza de la energía eléctrica, pureza medida según los siguientes parámetros de la señal de voltaje en cualquier instante de tiempo: continua, senoidal, frecuencia y amplitud constante. [6]

El término calidad de la energía se ha convertido en uno de los conceptos más sonados en la industria eléctrica desde finales de los 1980s. El concepto refiere a una multitud de disturbios individuales de los sistemas eléctricos de potencia. Los disturbios que caen dentro de esta multitud no son necesariamente nuevos, lo que es nuevo es que los ingenieros están ahora intentando manejar estos problemas de una manera global y no como problemas individuales. [6]

La energía eléctrica es un producto y, como cualquier otro producto, debe satisfacer unos requisitos de calidad adecuados. Para que un equipo funcione correctamente, es preciso que se le suministre energía eléctrica a una tensión que esté dentro de un determinado intervalo alrededor del valor nominal. Una importante parte de los equipos que se utilizan actualmente, especialmente los dispositivos electrónicos y ordenadores, requieren una buena calidad de la energía (PQ). Sin embargo, con frecuencia, estos mismos equipos causan una distorsión en la tensión que alimenta a la instalación, debido a sus características no lineales, es decir producen una corriente no senoidal con una tensión de entrada senoidal. Por lo tanto, mantener una Calidad de la Energía satisfactoria es una responsabilidad conjunta del proveedor y del usuario de la electricidad. [1]



Desde el punto de vista del usuario, lo importante es la calidad de la energía disponible para sus equipos. El correcto funcionamiento de dichos equipos exige que el nivel de las perturbaciones electromagnéticas que lleguen a ellos se mantenga por debajo de ciertos límites. Los equipos se pueden ver afectados por perturbaciones que procedan del suministro o de otros equipos presentes en la instalación, así como los propios equipos pueden afectar a la calidad del suministro. [1]

La definición de la calidad de la energía es muy amplia. Pero finalmente es un problema que concierne al consumidor y el punto de vista del consumidor toma entonces importancia, luego entonces; se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de tensión suministrada al usuario. Además le concierne la estabilidad de la tensión, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. [6]

A las compañías suministradoras también les preocupa el aspecto económico de la calidad de la energía. Lograr las expectativas del consumidor y mantener la confianza del mismo es una gran motivación. Con la gran competencia entre las compañías suministradoras existente, es más importante que nunca. La pérdida de un consumidor frente a otra compañía suministradora puede tener un impacto financiero bastante significativo en la compañía suministradora. [6]

Los consumidores residenciales típicamente no sufren de pérdidas financieras directas o de incapacidad de obtener un beneficio como resultado de muchos problemas de calidad de la energía, pero ellos pueden ser una potente fuerza cuando perciben que la compañía suministradora les está brindando un servicio pobre. [6]

1.2.1 Variaciones de tensión de larga duración.

Las variaciones de larga duración abarcan desviaciones root-mean-square (rms) a frecuencia del sistema por tiempos hasta mayores de 1 minuto. El estándar ANSI C84.1 especifica la tolerancia del voltaje de estado estable en un sistema eléctrico. Una variación de voltaje es considerada como de larga duración cuando los límites establecidos por el ANSI son excedidos por más de 1 minuto. [6]

Variaciones de larga duración pueden ser cualquiera de las dos sobretensiones o caídas de tensión (overvoltage ó undervoltage). Sobretensión y caídas de tensión generalmente no son el resultado de fallas del sistema, pero son causados por variaciones de carga del sistema, así como por las operaciones de cierre y/o apertura en el sistema. Tales variaciones son típicamente desplegadas como un conjunto de voltaje rms contra tiempo. [6]



1.2.2 Sobretensión (Overvoltage).

Una sobretensión es un incremento en el voltaje rms de más del 110% del valor nominal con una duración de más de 1 minuto. Las sobretensiones son usualmente el resultado de cierre y/o apertura de cargas (apagado de grandes cargas, o la energización de un banco de capacitores). La sobretensión resulta porque el sistema en cualquiera de estas dos situaciones puede ser muy débil para la regulación de voltaje. El incorrecto uso de taps sobre los transformadores puede también ser resultado de sobretensión. [6]

1.2.3 Caídas de tensión (Undervoltage).

Una caída de tensión es un decremento en el voltaje rms de menos del 90% de su valor nominal con una duración mayor a 1 minuto. Caídas de tensión son el resultado de los eventos que son el contrario de los eventos que causan sobretensión.

La energización de una carga, el apagado o desenergización de un banco de capacitores, pueden causar una caída de tensión. Una carga excesiva de los circuitos puede también ser resultado de caídas de tensión. [6]

1.2.4 Variaciones de tensión de corta duración.

Esta categoría abarca la categoría IEC de dips voltaje e interrupciones cortas. Cada tipo de variaciones puede ser designada como instantáneas, momentáneas, ó temporales, dependiendo de la duración. [6]

Variaciones de tensión de corta duración son causadas por condiciones de falla. La energización de grandes cargas que requieren una alta corriente de arranque, o cargas intermitentes con conexiones eléctricas flojas. Dependiendo de la localización de la falla y de las condiciones del sistema, la falla puede causar temporalmente cualquiera de las dos baja tensión (sag), o dilatación de tensión (swell), o pérdida completa de tensión (interruption). [6]

La condición de falla puede ser cerrada vía remoto desde el punto de interés. En ambos casos, el impacto sobre la tensión durante la condición actual de la falla es de una variación de corta duración hasta que los sistemas de protección operan para liberar la falla. [6]



1.2.5 Interrupción.

Una interrupción ocurre cuando el suministro de tensión decrece a menos de 0.1 pu por un periodo de tiempo no mayor de 1 minuto. La interrupción puede ser el resultado de fallas en el sistema eléctrico, fallas en el equipo, ó funcionamientos defectuosos de control. La interrupción es medida por la duración desde que la magnitud de tensión es menor que 10% del nominal. La duración de una interrupción debido a una falla es determinada por el tiempo de operación de los sistemas de protección de la compañía de suministro.

1.2.6 Depresión de tensión

Un sag es un decremento entre 0.1 y 0.9 pu de la tensión rms con una duración desde 0.5 ciclos hasta 1 minuto. El término sag se ha usado por bastantes años para describir un decremento de tensión de corta duración. Aunque el término no ha sido formalmente definido, este ha ido incrementando su aceptación y ha sido utilizado por compañías de suministro, fabricantes, y por último los usuarios. [6]

La definición por parte del IEC para este fenómeno es dip. Los dos términos son considerados intercambiables, pero el termino sag a sido el sinónimo preferido en la comunidad de calidad de la energía en América y dip en Europa. [6]

1.2.7 Incremento de tensión (Swell).

Un swell es definido como un incremento de entre 1.1 y 1.8 pu la tensión rms con una duración de 0.5 ciclos hasta 1 minuto. Como los sags, los swells son usualmente asociados con las condiciones de falla en el sistema, pero estos no son tan comunes como los sags de tensión. Una razón para que un swell pueda ocurrir es cuando hay tensión temporal debido a una falla entre fases o falla de fase a tierra.

Los swell también pueden ser ocasionados por la apertura y/o cierre de grandes cargas o por la energización de grandes bancos de capacitores.

1.2.8 Fluctuaciones de tensión (Parpadeo o Flickers).

Las fluctuaciones de tensión son variaciones sistemáticas de la tensión o series de cambios de tensión, la magnitud permisible de estas fluctuaciones no debe de excederse de los rangos de tensiones especificados por el ANSI C84.1-1982 de 0.9 hasta 1.1 pu.



Las cargas grandes presentan variaciones rápidas en la magnitud de la corriente, pueden causar estas variaciones de tensión que son a menudo referidos como flicker (parpadeo). El término flicker es derivado del impacto de la fluctuación de la tensión sobre lámparas tal que su impacto es percibido por el ojo humano como un parpadeo. Para ser técnicamente más correcto, fluctuaciones de tensión es un fenómeno electromagnético mientras que un flicker es un resultado no deseado de la fluctuación de tensión en algunas cargas. Sin embargo, los dos términos son a menudo asociados en los estándares. [6]

1.2.9 Variaciones de frecuencia del sistema.

Las variaciones de frecuencia del sistema son definidas como la desviación de la frecuencia fundamental del sistema que es especificada como valor nominal (50 ó 60 Hz).

La frecuencia del sistema es directamente relacionada para la velocidad de rotación de los generadores que suministran la energía al sistema. Estas son variaciones en la frecuencia producidas por el desbalance dinámico entre cargas y cambios de generación.

Existen cambios en la frecuencia que son aceptados dentro de ciertos límites para la operación normal en estado estable, estos cambios de frecuencia pueden ser provocados por un gran bloque de carga que ha sido desconectada, o una fuente grande de generación que se desconectó.

En las modernas interconexiones de sistemas eléctricos son raras las variaciones de frecuencia, debido a que cuentan con sofisticado equipo de control de generación.

1.3 Sistemas de distribución industriales

Estos sistemas representan grandes consumidores de energía eléctrica como plantas petroquímicas de acero, de papel y otros procesos industriales similares. Estos sistemas aunque son de distribución, deben ser alimentados por tensiones mas elevadas a las usuales. Con frecuencia el consumo de energía de estas industrias equivale al de una pequeña ciudad, generando ellas mismas, en algunas ocasiones, parte de la energía que consumen por medio de sus procesos.



La red de alimentación y la estructura de la misma deberán tomar en cuenta las posibilidades o no de su interconexión con la red o sistema de potencia ya que esto determinará la confiabilidad del consumidor que en este caso es muy importante debido al alto costo que significa una interrupción de energía.

Dentro de las diferentes industrias existe una gran variedad de tipos de carga y por tanto del grado de confiabilidad que cada una de ellas requiere así es muy importante el papel de la ingeniería de distribución en este caso, ya que solo esta podrá ayudar a definir el tipo de alimentación su estructura, su tensión y en consecuencia el grado de confiabilidad que le consumidor requiera. [3]

1.3.1 Sistemas de distribución comerciales

Estos elementos son los que se desarrollan para grandes complejos comerciales o municipales como rascacielos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos marítimos, etc. Este tipo de sistema posee sus propias características por el tipo de demanda de energía que tiene con respecto a la seguridad tanto de las personas como de los inmuebles. En estos casos se cuenta con generación local en forma de plantas generadoras de emergencia, mismas que son parte importante en el diseño del sistema de alimentación en este tipo de servicios. [3]

1.3.2 Sistemas de distribución urbanos y residenciales

Estos sistemas por lo general son también responsabilidad directa de las compañías suministradoras de energía eléctrica, y consisten en la mayoría de los casos en grandes redes de cables subterráneos o aéreos desarrollados en zonas densamente pobladas. En grandes centros urbanos las cargas con frecuencia son considerables, aunque nunca comparables con las cargas industriales.

Por otra parte en zonas residenciales las cargas son ligeras y sus curvas de carga muy diferentes a las zonas urbanas comerciales o mixtas; por tanto las estructuras de alimentación para estas zonas son distintas y los criterios con los que se debe diseñar son exclusivos para este tipo de cargas. [3]



1.4 Tipos de sistemas de distribución

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. La estructura de la red de distribución que se adopte tanto en mediana como baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como:

- Densidad
- Tipos de Carga
 1. Residencial
 2. Comercial
 3. Industrial
 4. Mixta

1.5 Estructuras de Mediana Tensión

En forma generalizada es posible enumerar las diferentes estructuras de mediana tensión que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución como sigue:

- ✚ Estructura Radial: Aérea, mixta y subterránea
- ✚ Estructura en anillos: Abierto, cerrado
- ✚ Estructura en mallas
- ✚ Estructura en doble derivación
- ✚ Estructura en derivación múltiple
- ✚ Estructura de alimentadores selectivos

1.5.1 Estructura Radial

La estructura radial es la que más se emplea, aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente; su sencillez de operación y bajo costo la hacen muy útil en muchos casos.

Esta estructura se emplea en los tres tipos de construcción que existen

- Red aérea
- Red mixta
- Red subterránea



Red aérea

Este tipo de construcción se caracteriza por su sencillez y economía razón por la cual su empleo esta muy generalizado. Se adapta principalmente para:

Los elementos principales en esta red se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla que se emplea para los alimentadores primarios es del tipo arbolar; consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales. [3]

En este tipo de red esta muy generalizado el empleo de seccionadores, restauradores y fusibles, como protección del alimentador para eliminar la salida de todo el circuito cuando hay fallas transitorias. [3]

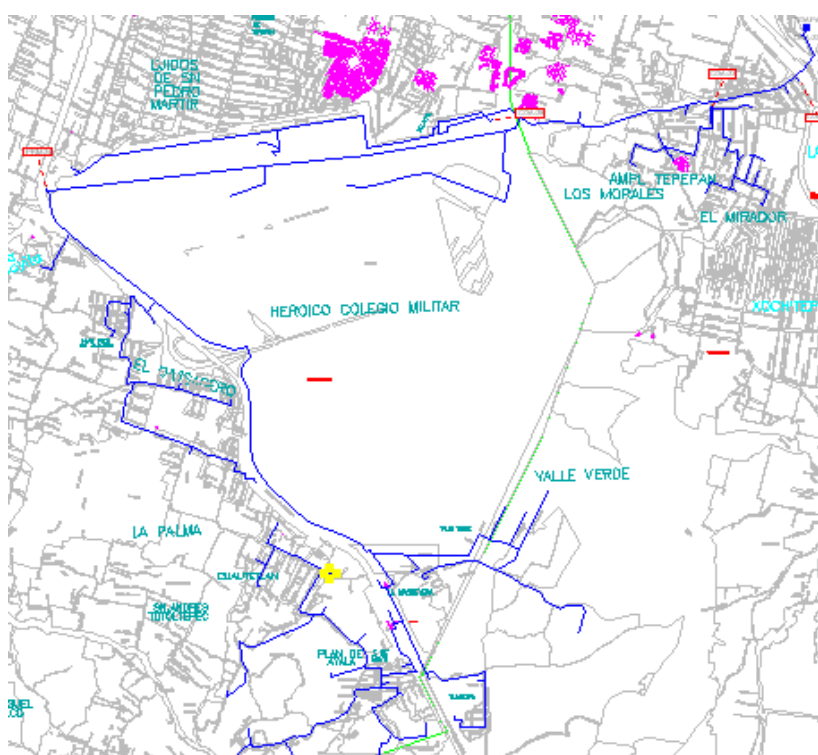


Figura 1.4 Red de Distribución aérea



Red mixta

Es muy parecida a la red aérea; difiere de esta solo en que sus alimentadores secundarios en vez de instalarse en los postes se instalan directamente enterrados.

Esta red tiene la ventaja de que se elimina gran cantidad de conductores aéreos, favoreciendo con esto la estética del conjunto y disminuyendo notablemente el número de fallas en la red secundaria con lo que aumenta por consecuencia la confiabilidad del sistema. [3]

Red subterránea

Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma radiante de la SE y con cables transversales que ligan a las troncales: La sección de cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y para los ramales.

Las redes subterráneas han visto favorecida su expansión en las zonas urbanas de alta densidad de carga debido a las ventajas que presentan ante las redes aéreas. Las principales son la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al medio.

Naturalmente este aumento de confiabilidad y en la estética forma parte del incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de redes. [3]

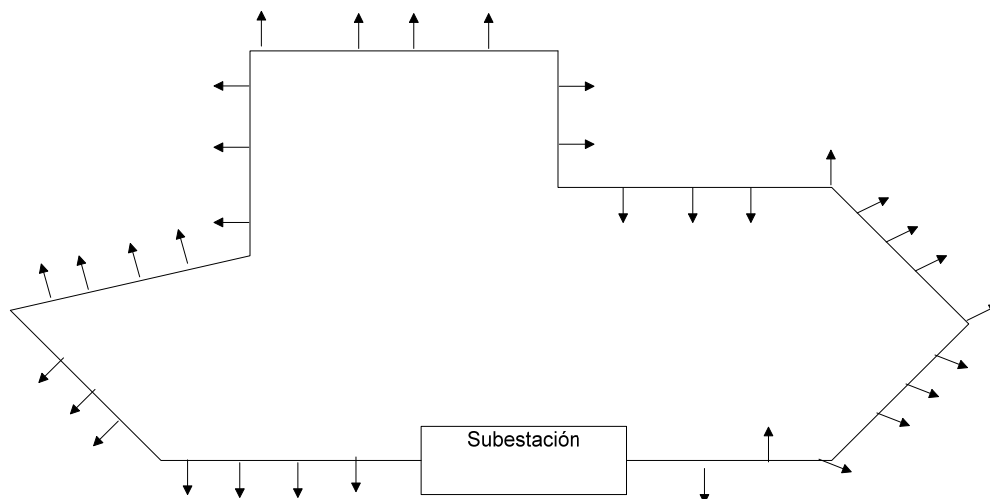


Figura 1.5 Red de distribución subterránea

1.5.2 Estructuras en anillo abierto

Este tipo de esquema se constituye a base de bucles de igual sección derivados de la subestación fuente. Las subestaciones de distribución quedan alimentadas en seccionamiento exclusivamente

Las redes en anillo normalmente operan abiertas en un punto por lo general es el punto medio, razón por la cual se les conoce como redes en anillo abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado para proceder a la reparación siguiendo una serie de maniobras con los elementos de desconexión instalados a lo largo de la subtroncal. [3]

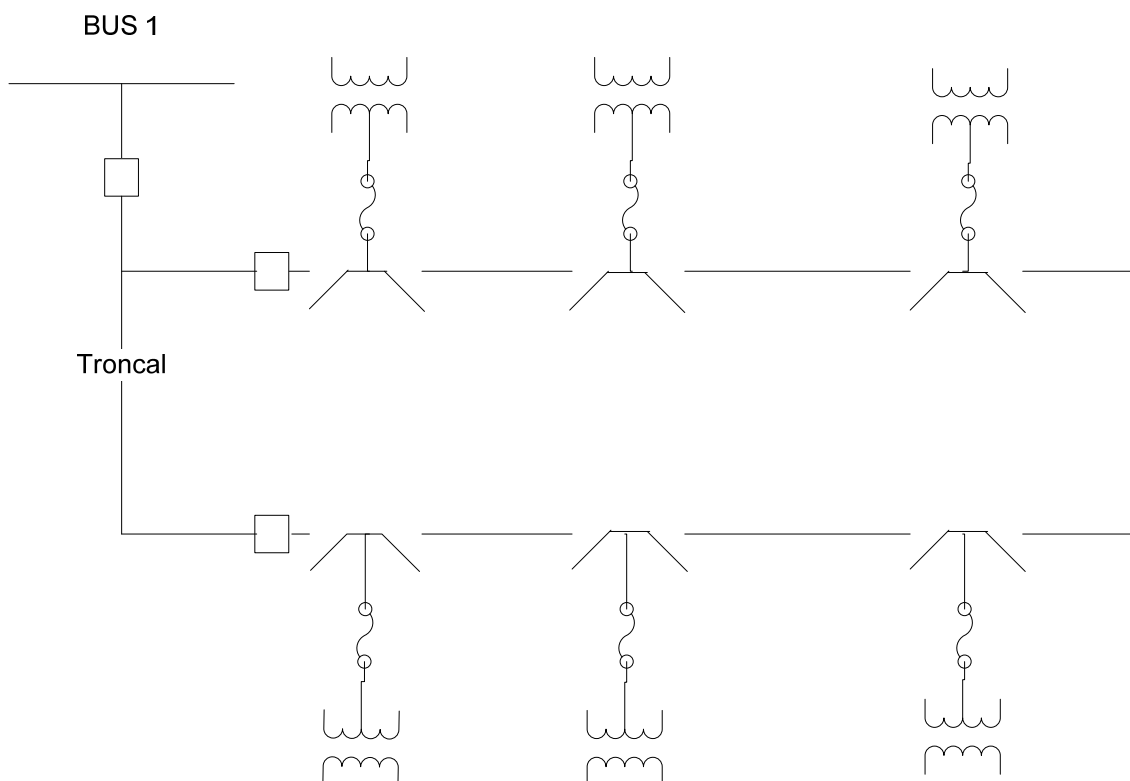


Figura 1.6 Estructura en Anillo abierto

1.5.3 Estructuras en anillo cerrado

El esquema de esta estructura es semejante a la anterior y varía únicamente en que no existe un punto normalmente abierto. Esta estructura tiene gran aplicación en zonas amplias; se desarrolla en cable subterráneo por la facilidad que se tiene de incrementar la capacidad instalada paulatinamente sin afectar la estructura fundamental de la red. [3]



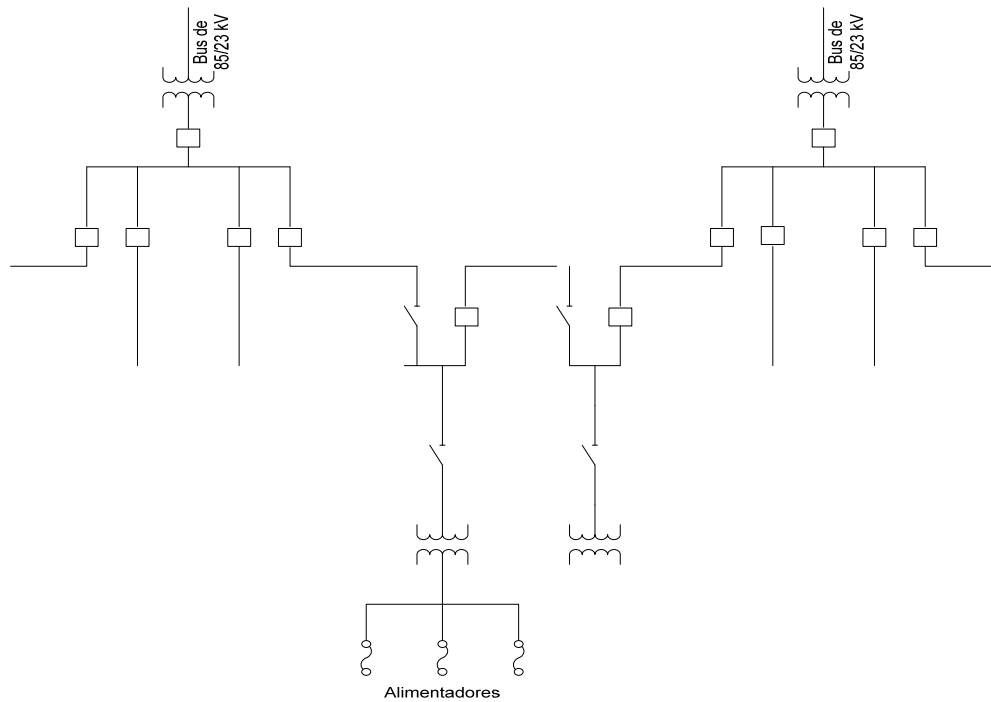


Figura 1.7 Estructura en Anillo cerrado

1.5.4 Estructura en mallas

En esta estructura las subestaciones de distribución están conectadas en seccionamiento y junto con el cable constituyen anillos de igual sección. Estos anillos operan en forma radial para lo cual se opera normalmente abierto uno de los medios de seccionamiento, interruptor o cuchillas, en la subestación que queda aproximadamente a la mitad. Existen ligas entre anillos para asegurar una alimentación de emergencia. [3]

Esta estructura es recomendable en zonas de crecimiento acelerado y de cargas no puntuales debido a sus características de posibilidad de expansión y reparto de carga. [3]



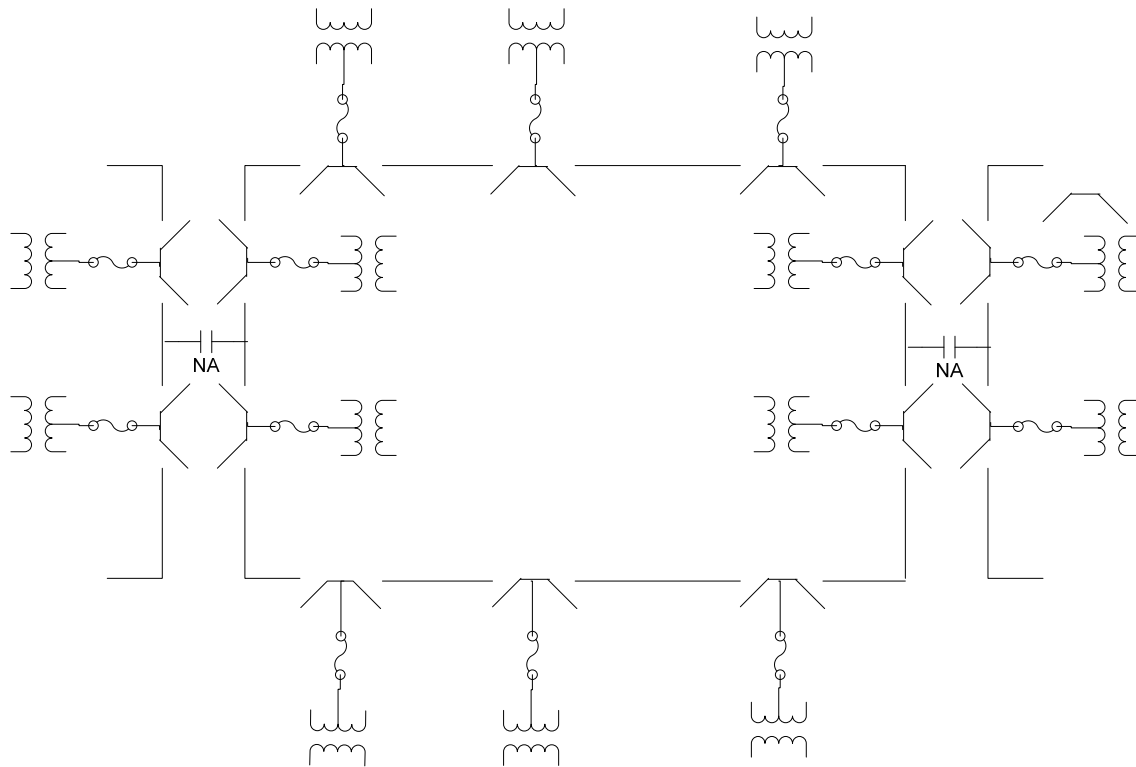


Figura 1.8 Estructura en mallas

1.5.5 Estructura en doble derivación

La disposición de los cables en el caso de esta estructura se hace por pares siendo las secciones uniformes para los troncales y menores para las derivaciones a la subestación y servicios, los cuales quedan alimentados en derivación. Es una estructura que resulta conveniente en zonas concentradas de carga.

La aplicación más específica puede ser en zonas industriales, comerciales o turísticas de configuración extendida en las que se tiene necesidad de doble alimentación para asegurar una elevada continuidad y que presenten características de carga y geometría concentradas.

La operación de este tipo de estructura se hace con base en un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación. [3]

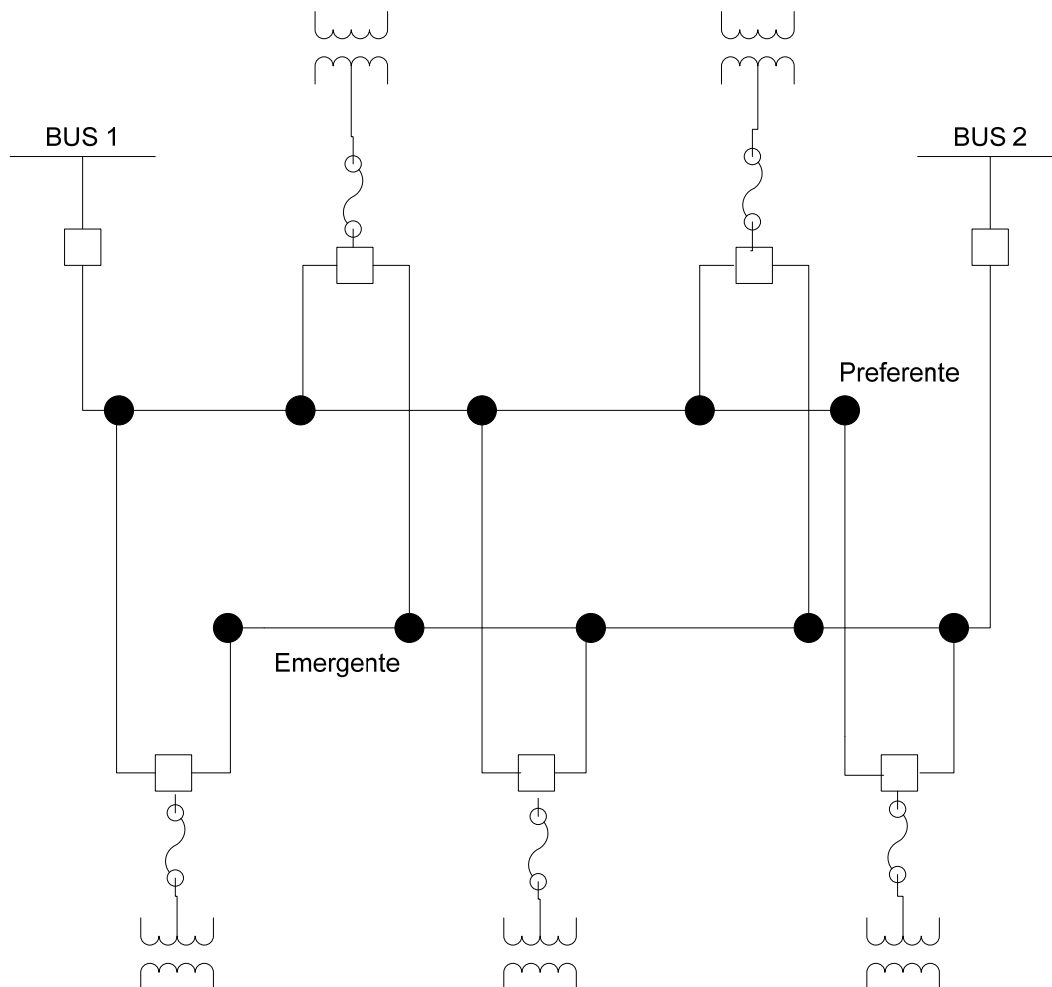


Figura 1.9 Estructura en doble derivación

1.5.6 Estructura en derivación múltiple

Esta red se constituye por un número determinado de alimentadores que contribuyen simultáneamente a la alimentación de la carga. En realidad estas redes son una variación de las redes en derivación doble ya que siguen el mismo principio, solo que este tipo de red permite alimentar un área mas amplia debido al mayor número de alimentadores. Esta red se debe diseñar dejando un margen de capacidad de reserva en los alimentadores de mediana tensión, de tal manera que al quedar fuera de servicio uno de ellos la carga se reparte a los restantes por medio de transferencia automática. [3]

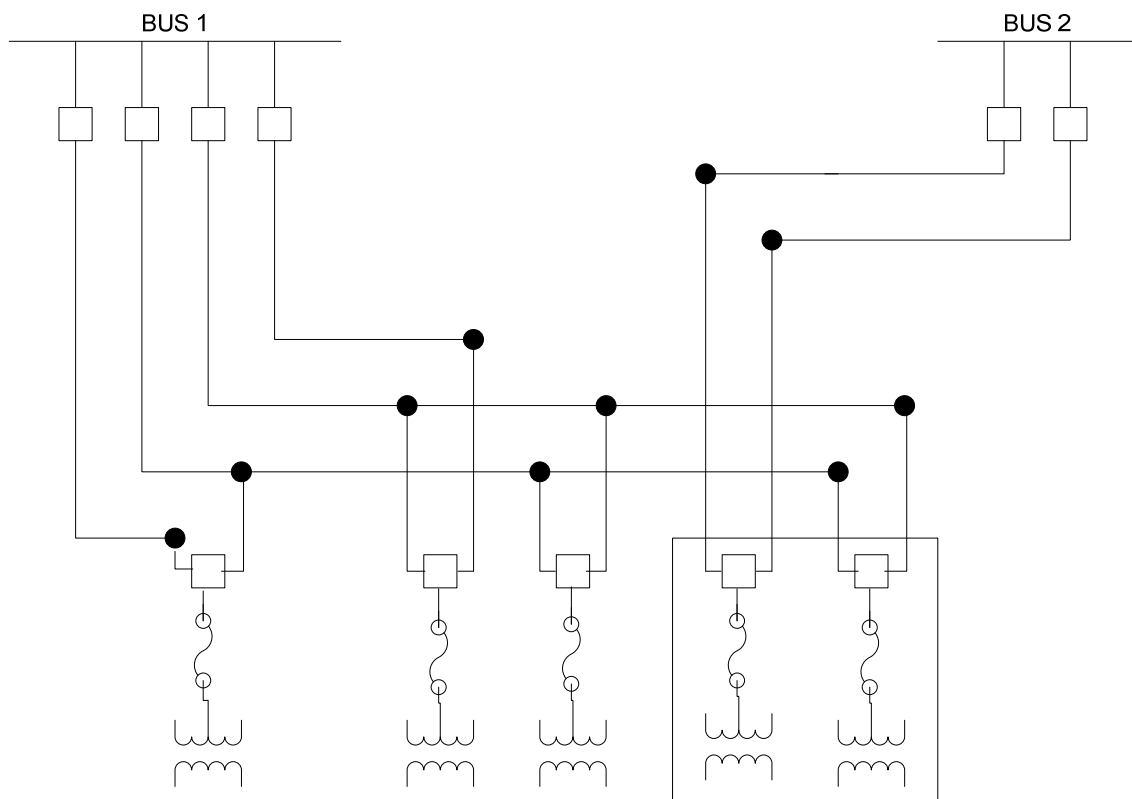


Figura 1.10 Estructura en derivación múltiple

1.5.7 Estructura de alimentadores selectivos

Esta red se constituye por cables troncales que salen preferentemente de subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar; de ésta troncales se derivan cables ramales de menor sección que van de una troncal a otra enlazándolas, siguiendo el principio de la doble alimentación. Las subestaciones o transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que quedan conectados en seccionamiento. [3]

La protección de esta red consiste en interruptores que se instalan en la subestación de potencia a la salida de cada alimentador troncal y fusibles tipo limitador para la carga en cada uno de ellos. Cuando ocurre una falla en la troncal o subtroncal los dispositivos de seccionamiento permiten efectuar estos movimientos de carga, transfiriendo las subestaciones al alimentador troncal adyacente. [3]

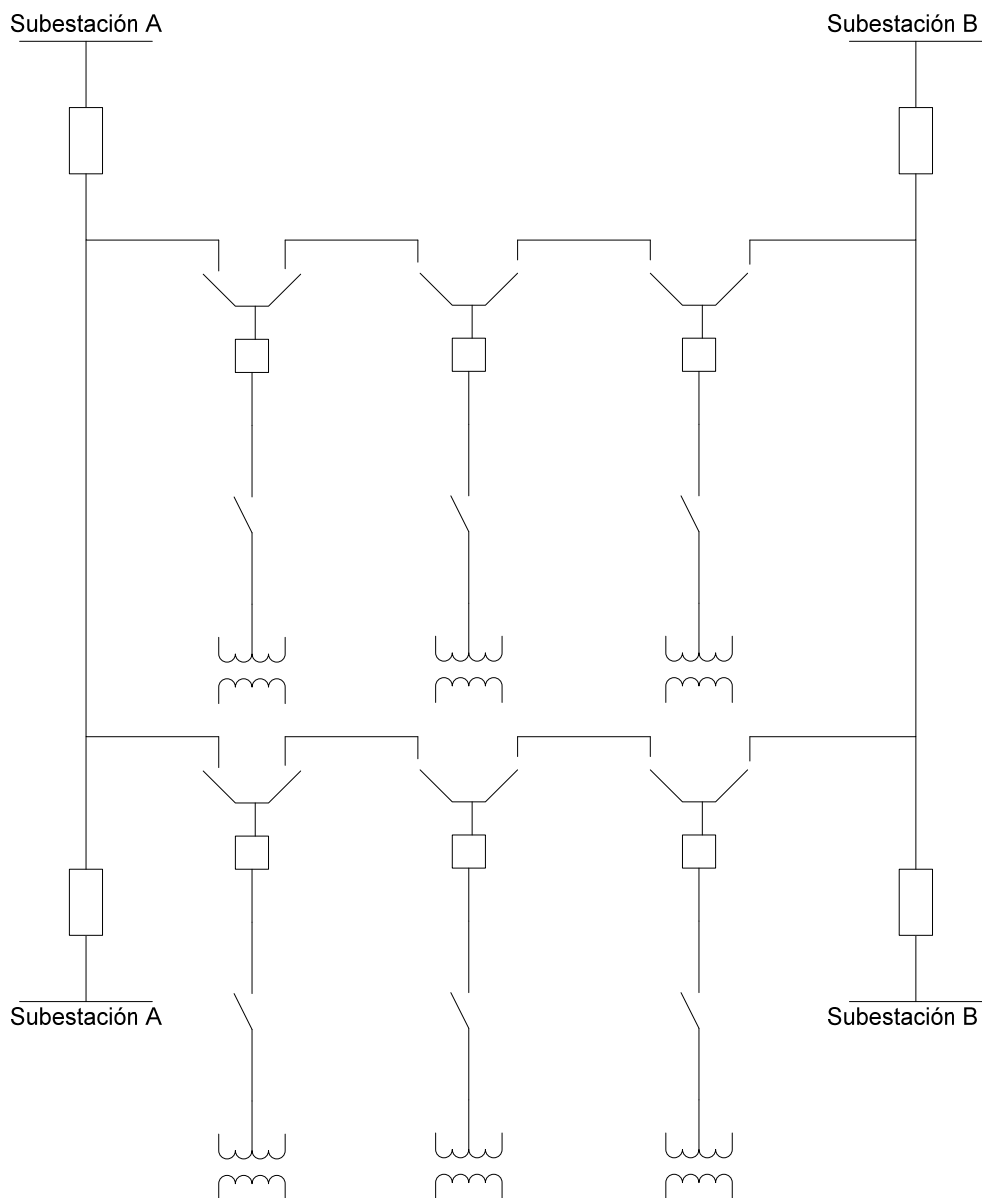


Figura 1.11 Estructura de alimentadores selectivos

Capítulo II

Sistemas

De

Protección

En este capítulo se tratará todo lo que concierne a sistemas de protección así como la terminología básica, dispositivos con los que se cuenta, su principio de funcionamiento, además de hacer énfasis en los sistemas de protección por relevadores, su coordinación con otros dispositivos de protección, y como es que son empleados para la protección de alimentadores.

2.1 Sistema de protección

Un sistema de protección tiene como función principal detectar cuando sucede un cortocircuito y aislar rápidamente del sistema de potencia al elemento en cual ocurrió la falla, para disminuir el daño en el mismo equipo y las interrupciones del servicio. Un sistema de protección está formado por el siguiente equipo [4]:

- ❖ transductores
- ❖ sensores
- ❖ baterías
- ❖ interruptores

2.1.1 Transductores

Un transductor es un dispositivo que su entrada es una variable cualquiera de un sistema y que produce una salida con valor proporcional al de la entrada, de acuerdo a una regla específica de conversión. En la mayor parte de los casos, el valor de la salida es directamente proporcional al valor de la entrada. En la protección sistemas eléctricos de potencia a los transductores se les conoce como transformadores de instrumento que a su vez pueden ser:

- ❖ Transformadores de corriente
- ❖ Transformadores de potencial

Transformadores de corriente (TC's).- La función de los transformadores de corriente es proporcionar aislamiento de la tensión del sistema potencia y suministrar una corriente secundaria, de valor normalizado, para alimentar a los relevadores de protección. [4]

Transformadores de potencial (TP's).- Los transformadores de potencial tienen como función reducir la tensión nominal del sistema de potencia a una tensión secundaria para alimentar a los relevadores de protección con tensión de valor normalizado. [4]



2.1.2 Sensores

Los sensores detectan un cambio de estado de un sistema. En los sistemas eléctricos se les conoce como relevadores.

Un relevador de protección es un dispositivo que es energizado por una señal de tensión, corriente o por ambas, a través de los transformadores de instrumento. Cuando la señal excede un valor predeterminado el relevador opera mandando una señal para la desconexión de la parte del sistema donde ocurrió la condición anormal. [4]

2.1.3 Baterías

Las baterías son el equipo que, en un sistema de protección, tienen la función de proporcionar alimentación al circuito de disparo, enviando a través de los contactos de los relevadores la señal de disparo a la bobina de los interruptores. La alimentación al circuito de disparo se prefiere de corriente directa en vez de corriente alterna debido a que esta alimentación puede no ser de la adecuada magnitud durante un cortocircuito; por ejemplo, cuando ocurre una falla trifásica puede resultar una tensión de corriente alterna igual a cero para la alimentación de los servicios, por lo que en estas circunstancias la potencia requerida para el disparo no puede ser obtenida del sistema de corriente alterna, con lo cual fallaría el disparo. [4]

2.1.4 Interruptores

El interruptor es el equipo que recibe la señal de disparo de los relevadores de protección, para desenergizar a un elemento que está en cortocircuito, de tal manera que al quedar este elemento aislado, el resto del sistema puede continuar en operación normal.

Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la máxima corriente de cortocircuito, que circule a través de ellos y adicionalmente interrumpir esta corriente. Este equipo además de desconectar a un elemento del sistema en cortocircuito, tiene la función de cerrar o abrir un circuito de potencia en condiciones normales de operación o en vacío. [4]



2.2 Elementos de protección

A continuación se mencionaran los elementos mas usados para la protección de sistemas eléctricos así como donde son empleados

2.2.1 Fusibles

Puede ser definido como un dispositivo de protección que opera cuando una sobrecorriente pasa por él y pone en peligro los equipos o instalaciones del sistema, pudiendo deberse esta sobrecorriente a sobrecargas o cortocircuito. Por tanto las funciones de los fusibles serán fundamentalmente aislar la porción del circuito en disturbio del resto del alimentador sin falla e impedir el daño de los equipos instalados en el mismo. [3]

Un fusible esta diseñado para fundirse en un tiempo especificado para una determinada corriente: estas características de operación o curvas tiempo-corriente están representadas por dos curvas fundamentales:

- Curva mínima de fusión (mínimo tiempo de fusión)
- Curva máxima de fusión (máximo tiempo de despeje)

La selección adecuada de un fusible debe considerar:

- Proteger a los equipos del circuito bajo cualquier condición de sobrecorriente que los pueda dañar
- En las condiciones normales de operación el fusible no debe operar
- Si dos o mas fusibles se encuentran instalados en serie y se presentara una falla únicamente deberá operar el que se encuentre mas cercano a este punto

2.2.2 Restauradores

El restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito, 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 funciones:

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

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

FALLAS EXPERIMENTADAS	RECIERRE EXITOSO	PORCENTAJE DEL TOTAL
896	PRIMERO	88.7%
46	SEGUNDO	4.5%
13	TERCERO	1.3%
5	QUEDA ABIERTO	5.5%
960	-----	100%

Tabla 1 Estadística de libramiento de fallas.

El análisis de esta tabla indica que el 88.7% de todas las fallas que ocurrieron en el sistema durante el periodo de estudio fueron despejadas por la primera secuencia de apertura-recierre, ésto nos indica que el restaurador eliminó 896 interrupciones permanentes de servicio, que hubieran ocurrido si los circuitos hubieran estado protegidos con fusibles.

Después de 3 secuencias de apertura-recierre, otro 5.8% de todas las fallas fueron despejadas, haciendo un total de 94.5% o 955 cortes, el restante 5.5% de la cantidad total de fallas puede suponerse que han sido de naturaleza permanente y requieren la asistencia del personal técnico para su corrección.

Por lo anterior, el restaurador automático de circuito ha demostrado ser el dispositivo ideal para eliminar virtualmente, cortes de energía prolongados en los sistemas de distribución, debido a fallas temporales o condiciones de sobrecarga transitorias.

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 sensor una corriente superior a sus 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.



Los restauradores tienen un dispositivo para apertura por falla a tierra, con excepción de los de pequeña capacidad, estos dispositivos generalmente tienen una sensibilidad de 5 amperes.

Otra 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.

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.

Tipos de restauradores.

Los restauradores automáticos de distribución pueden clasificarse:

- 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.

Selección y ubicación.

La primera decisión importante que debe tomarse al aplicar los restauradores, es determinar las ubicaciones físicas apropiadas.

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 al alimentador en puntos seccionadores lógicos, para limitar cualquier retiro de servicio al menor segmento práctico del sistema.[7]



Idealmente, el origen de cada ramal de longitud suficiente como para representar riesgos de falla, deben considerarse como punto de seccionalización, así mismo la facilidad de acceso a ciertas secciones de la línea, es determinante para la ubicación real. [7]

Luego de tomar las decisiones preliminares de ubicación física, 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 debe 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.

2.2.3 Seccionalizadores

Aunque un seccionalizador no es un dispositivo de protección, dadas sus especiales características operativas, lo hacen ser una excelente alternativa para resolver varios problemas que con referencia a la selectividad de un sistema de protecciones, frecuentemente llegan a presentarse durante el desarrollo de un estudio de coordinación de protecciones. Al carecer de una característica de operación tiempo-corriente, como el resto de los dispositivos de protección, el seccionalizador simplifica un estudio de coordinación de protecciones, ofreciendo amplias posibilidades de aplicación con reducidas limitaciones.

Construcción.

El seccionalizador automático es un dispositivo de características similares a las del restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas de serie o electrónico sensibles a las corrientes de falla, secciona bajo condiciones pre-establecidas el tramo de línea fallado.



Generalmente los seccionalizadores son usados en serie con restauradores o interruptores de circuito con recierre, para proveer puntos de seccionalización automática. Normalmente un seccionalizador tiene los siguientes componentes:

- Boquillas.
- Tanque.
- Mecanismo de operación.
- Bobina serie.
- Mando de accionamiento.
- Gabinete de control.
- Contactos.
- Dieléctrico (Aceite o Hexafluoruro de azufre).
- Transformadores de corriente.

Por la forma de control, los seccionalizadores pueden ser del tipo bobina serie (hidráulicos ó secos) y electrónicos.

Los del tipo seco son monofásicos, y pueden tener capacidades en 14.4 kV hasta 140 amperes.

Los de control hidráulico pueden ser monofásicos o trifásicos. Para 14.4 kV llegan a fabricarse con capacidades hasta de 200 amperes.

En los seccionalizadores tipo electrónico, la corriente que fluye por el mecanismo de operación es transmitida por los transformadores de corriente tipo dona; existiendo modelos monofásicos y trifásicos.

Principio de operación.

El seccionalizador, opera cuando se han completado un número de “conteos” pre-establecidos. Para que un “conteo” sea realizado, es necesario cumplir con dos condiciones:

- 1.- Circulación previa de una sobrecorriente igual o mayor a la corriente mínima de operación o conteo.
- 2.- Que dicha sobrecorriente haya sido interrumpida.



Al cumplirse estas dos condiciones y completar sus conteos de ajuste, el seccionalizador abre sus contactos cuando la línea está desenergizada.

Esto permite prever puntos de seccionamiento automática a bajo costo, ya que estos dispositivos no cuentan con capacidad interruptiva para las corrientes de falla, ni curvas características de operación tiempo-corriente; aunque si disponen de cierta capacidad de maniobra para operar con corrientes de carga, menores a su capacidad nominal.

La cantidad de recuentos puede ser ajustada de 1 a 3 generalmente. Durante, fallas temporales, donde el número de veces que la sobrecorriente es interrumpida, es menor al número de conteos del seccionalizador, el mecanismo de conteo se repone lentamente a su posición original, “olvidando” de esta manera los recuentos.[7]

En seccionalizadores con control hidráulico el tiempo de reposición es de aproximadamente un minuto y para los de control electrónico este tiempo es seleccionable.

Factores que se utilizan en la selección e instalación de seccionalizadores.

En la selección e instalación de los seccionalizadores automáticos de línea, deben considerarse los siguientes factores:

Tensión del sistema.- El seccionalizador debe tener una tensión nominal igual o mayor a la del sistema.

Corriente de carga.- La corriente nominal del seccionalizador debe ser mayor que la corriente de carga.

Corriente mínima de operación.- Con el fin de tener la magnitud adecuada de la corriente para llevar a cabo el conteo, la corriente mínima de operación del seccionalizador debe ser menor o igual al 80% de la corriente mínima de disparo del restaurador de respaldo.

Número de conteos.- El número de conteos del seccionalizador debe ser uno menos que el número de recierres del restaurador de respaldo. Para seccionadores conectados en cascada (serie), el número de conteos del seccionalizador que se instala “adelante” tendrá un conteo menos que el antecesor.

Facilidad de acceso y maniobras.- Los seccionalizadores se instalan en postes, deben ser instalados en lugares que permitan facilidades de acceso y maniobras con pértiga para la operación de apertura manual y/o reposición. [7]



2.2.4 Relevadores

Los relevadores son los dispositivos que sirven para sensar o detectar las condiciones de operación de la red y ordenar el cierre o apertura de los interruptores como estos últimos se consideran en general dentro del equipo de las subestaciones dado su tamaño, costo y valores nominales.

Desde el punto de vista de distribución estos dispositivos se pueden clasificar como relevadores de sobrecorriente y de recierre. En general todos los relevadores de sobre corriente son del tipo electromecánico aunque en la actualidad se han desarrollado del tipo estado sólido y se inicia su aplicación en sistemas de distribución. [3]

2.3 Principios de Protección por relevadores

Los relevadores de protección y los sistemas de relevadores detectan condiciones anormales tales como fallas en los circuitos eléctricos y en forma automática los interruptores funcionan para aislar con la mayor rapidez el material defectuoso del sistema. [5]

Esto limita el daño al lugar en el que se localiza la falla e impide que sus efectos se propaguen al sistema. La función de los relevadores de protección acoplados a los interruptores consiste pues en prevenir las consecuencias de las fallas

El interruptor debe poder interrumpir tanto las corrientes normales como las corrientes de falla. También el relevador de protección tiene que reconocer una condición anormal en el sistema de potencia y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad y así evitar al máximo la perturbación en la operación normal.

2.3.1 Naturaleza y causas de las fallas

Una falla es simplemente una condición anormal que ocasiona una reducción de la resistencia de aislamiento básico ya sea entre los conductores de las fases, los conductores de las fases y la tierra o entre cualquiera de las mallas a tierra que rodeen a los conductores.

Es inevitable que en una red tan grande como lo es un sistema de potencia constituido por generadores, interruptores, transformadores, circuitos de transmisión y de distribución, no ocurra alguna falla. [5]



2.3.2 Consecuencias de las fallas

El tipo de falla más común es el cortocircuito el cual puede ocasionar cualquiera de las siguientes fallas:

Gran reducción de la tensión de la línea en una parte importante del sistema. Esto conduce a la interrupción del suministro eléctrico a los consumidores y puede ocasionar fugas en la producción

1. Daños a los elementos eléctricos del sistema.
2. Daños a otros aparatos del sistema debido a sobrecalentamiento y a fuerzas mecánicas anormales.
3. Perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico, que incluso pueden ocasionar un paro completo del sistema eléctrico de potencia.
4. Considerable reducción en el voltaje de los alimentadores en buen estado conectados al sistema que está fallando.

2.3.3 Estadísticas de las fallas

Es conveniente tener un registro de las fallas que ocurren en los sistemas ya que estas brindan información importante cuando se diseña o se instala el sistema de protección a continuación se muestra una tabla con los diferentes tipos de fallas [5]

Equipo	%Total
Líneas de energía	50
Cables	10
Interruptores	15
Transformadores	12
Transformadores de corriente y de potencial	2
Equipo de control	3
Otros	8

Tabla 2 Estadísticas de fallas

Es interesante observar que las fallas que ocurren en las líneas de energía aérea constituyen casi la mitad del número total de fallas. Por lo tanto es conveniente analizar la naturaleza de las fallas de dichas líneas.

En un sistema trifásico la falla del aislamiento entre una de las fases y tierra es conocida como falla de línea a tierra o falla monofásica. La falla del aislamiento entre dos cualesquiera de las fases es conocida como falla línea a línea, la falla del aislamiento entre dos fases y tierra es conocida como doble falla de línea a tierra y a la falla del aislamiento entre las tres fases se le conoce como falla trifásica. [5]





Figura 2.1 Tipos de fallas en sistemas eléctricos

2.3.4 Zonas de protección

La zona de protección es parte de un sistema de potencia resguardada por una cierta protección y por lo general contiene uno o como máximo dos elementos del sistema. Las zonas se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección la siguiente figura muestra una disposición típica de zonas de protección traslapadas. [5]

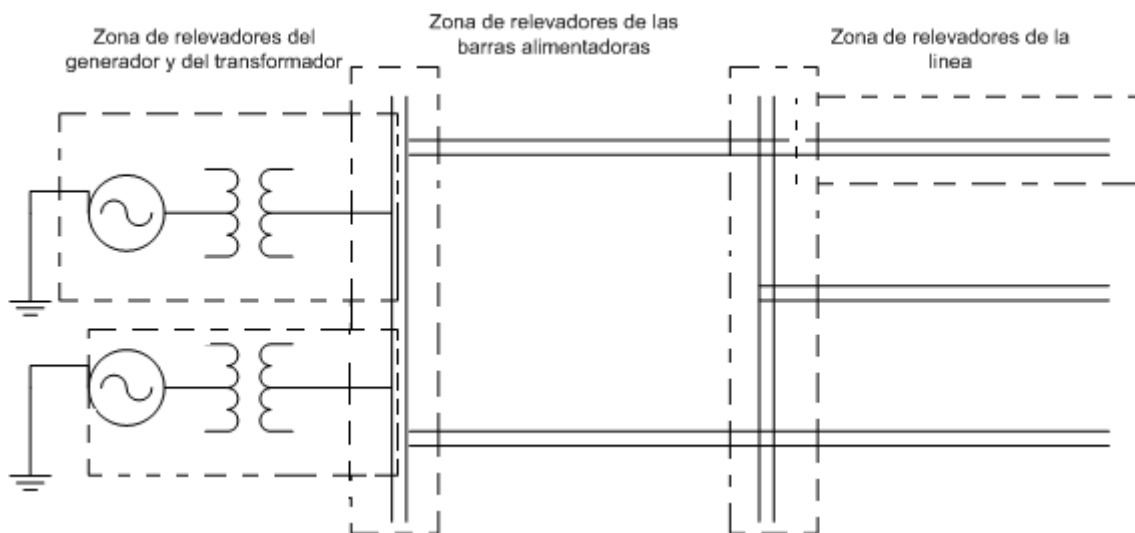


Figura 2.2 Zonas de Protección Traslapadas

2.3.5 Cualidades esenciales de la protección

Todo sistema de protección que aislé un elemento en condición de falla debe llenar cuatro requisitos básicos: 1) confiabilidad, 2) selectividad 3) rapidez de operación y 4) discriminación. [5]



2.3.5.1 Confiabilidad

Es un término cualitativo, cuantitativamente puede expresarse como la probabilidad de falla. La falla puede ocurrir por el sistema de protección sino que también puede deberse a defectos en los disyuntores. Por lo tanto todo componente y circuitos relacionados con la eliminación de una falla deben considerarse como fuentes potenciales de falla. Las fallas pueden reducirse calculando mediante diseños inherentemente confiables respaldados por un mantenimiento regular y completo. Al considerar la confiabilidad no debe omitirse la calidad del personal porque las equivocaciones de éste se cuentan entre las causas más frecuentes de falla. Algunas de las características de diseño y manufactura que hacen que los relevadores sean inherentemente confiables son: altas presiones de contacto, alojamientos o cajas a prueba de polvo, juntas bien ajustadas y bobinas impregnadas.

Las estadísticas indican que el orden de los elementos en los que es más probable que ocurra alguna falla es el siguiente: relevadores, disyuntores, conductores, transformadores de corriente, transformadores de potencial y baterías. [5]

2.3.5.2 Selectividad

Ésta es la propiedad por medio de la cual solo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condición de falla, quedando intactas las restantes secciones en buen estado. La selectividad es absoluta si la protección responde solo a las fallas que ocurren dentro de su propia zona y relativamente se obtiene graduando los ajustes de las protecciones de las diversas zonas que pueden responder a una falla dada.

Los sistemas de protección que en principio son absolutamente selectivos se conocen como sistemas unitarios. Los sistemas en que la selectividad es relativa son los sistemas unitarios. Ejemplos de los primeros son la protección diferencial y la protección contra fugas en el armazón y de los segundos, la protección graduada con respecto al tiempo y la protección a distancia. [5]

2.3.5.3 Rapidez de operación

Se requiere que los relevadores de protección sean de acción por las siguientes razones

- a) No debe rebasarse el tiempo crítico de eliminación.
- b) Los aparatos eléctricos pueden dañarse si se les hace soportar corrientes de falla durante un tiempo prolongado.



- c) Una falla persistente hace bajar la tensión y ocasiona el arrastre o lento avance y la consiguiente sobrecarga en las transmisiones industriales.

Mientras más breve sea el tiempo en que persiste una falla mas carga podrá transmitirse entre puntos dados del sistema de potencia sin que haya perdida sincrónica.

2.3.5.4 Discriminación

La protección e ser lo bastante sensitiva como para operar confiablemente en condiciones mínimas de falla si esta ocurre dentro de su propia zona y debe permanecer estable bajo carga máxima o persistentes condiciones de falla.

Un relevador debe poder diferenciar una falla de una sobrecarga, en el caso de los transformadores la llegada violenta de corriente magnetizante puede ser comparable a la corriente de falla de 5 a 7 veces la corriente a carga total y el relevador no debe operar con tales corrientes. Esta discriminación entre las fallas y las sobrecorrientes puede ser una característica inherente del relevador o bien puede lograrse conectando dispositivos auxiliares como el relevador de tensión mínima. [5]

2.3.6 Terminología básica

A continuación se definen algunos de los términos y expresiones importantes que se emplean en el estudio de los relevadores y los disyuntores de protección.

Relevador de protección.-Un dispositivo eléctrico diseñado para aislar una parte de una instalación eléctrica o para operar una señal de alarma en el caso de condición anormal de falla.

Unidad o elemento.-Una unidad relevadora auto contenida que junto con una o mas unidades relevadoras realiza una compleja función de relevación por ejemplo una unidad direccional combinada con una unidad de sobrecorriente da un relevador direccional de sobrecorriente.

Cantidad energizadora.-La cantidad eléctrica es decir la corriente o la tensión solos o en combinación con otras cantidades eléctricas que se requiere para el funcionamiento del relevador.

Cantidad característica.-La cantidad para cuya respuesta esta diseñado el relevador; por ejemplo, la corriente en un relevador de sobrecorriente; la impedancia en un relevador de impedancia, el ángulo de fase en un relevador direccional.



Ajuste.-El valor real de la cantidad energizadora o de la característica para la cual está diseñado el relevador al operar en determinadas condiciones.

Consumo de energía.-La energía consumida por los circuitos del relevador cuando la corriente o la tensión son los nominales. Se expresa en volt-amperes para c.a. y en watts para c.d.

Restablecimiento.-Se dice que un relevador se restablece cuando se mueve de la posición de interrupción (off) a la posición de contacto (on). Al valor de la cantidad característica arriba de la cual ocurre este cambio se le conoce como valor de restablecimiento.

Disparo o soltar carga.-Se dice que un relevador se dispara o suelta carga cuando se mueve de la posición de contacto (on) a la posición de interrupción (off). Al valor de la cantidad característica debajo de la cual ocurre este cambio, se le conoce como el valor de disparo o el de soltar la carga.

Tiempo de operación.-El tiempo que transcurre entre el instante de aplicación de una cantidad característica igual al valor de disparo y el instante en el que el relevador opera sus contactos.

Tiempo de restablecimiento.-El tiempo que toma el relevador operado para regresar a su posición original como resultado de un cambio súbito específico de la cantidad característica; este tiempo se mide desde el instante en que ocurre el cambio.

Tiempo de sobredisparo.-El tiempo durante el cual se disipa la energía de operación almacenada, después de que la cantidad característica ha sido restaurada súbitamente a partir de un valor específico hasta el valor que tenía la posición inicial del relevador.

Ángulo característico.-El ángulo de fase al cual se declara el funcionamiento del relevador.

Características en estado uniforme.-El lugar geométrico del restablecimiento cuando se traza en forma gráfica. En algunos relevadores coinciden las dos curvas y se convierten en el lugar geométrico del par de torsión en equilibrio o nulo.

Relevador de refuerzo.-Relevador que se energiza por los contactos del relevador principal y por medio de sus contactos en paralelo con los del principal lo releva de su servicio de conducción de corriente. Ordinariamente los contactos de sellado son de mayor capacidad de corriente que los del relevador principal.



Relevador de sellado.-Similar al relevador de refuerzo excepto que conectado para permanecer trabajando hasta que su circuito de bobinas sea interrumpido por un interruptor del disyuntor

Relevadores Primarios.-Los que están conectados directamente al circuito protegido

Relevadores secundarios.-Los conectados al circuito protegido mediante transformadores de corriente y de potencial.

Relevadores auxiliares.-Los relevadores que operan en respuesta a la apertura o al cierre de su circuito de operación para ayudar a otro relevador en la ejecución de su función. El relevador auxiliar puede ser instantáneo o puede tener un atraso de tiempo y operar dentro de amplios límites de la cantidad característica.

Relevador de respaldo.-Un relevador que opera generalmente después de un ligero atraso si el relevador normal no opera para disparar el disyuntor. El relevador de respaldo actúa como segunda línea de defensa.

Consistencia.-La exactitud con la cual el relevador puede repetir sus características eléctricas o de tiempo.

Bandera o marca.-Un dispositivo que se usa para indicar la operación de un relevador y generalmente es operado por un resorte o por gravedad.

Alcance.-Limite remoto de la zona de protección provista por el relevador que se emplea en relación con los relevadores de distancia para indicar a que distancia a lo largo de la línea se extiende a zona de disparo del relevador.

Sobrealcance o subalcance.-Errores en la medición del relevador que resultan de una operación errónea o de una falla al operar respectivamente.

Bloqueo.- Condición que impide que se dispare el relevador de protección ya sea debido sus propias características o a un relevador adicional.

2.4 Principios de operación y características constructivas de los relevadores

Son varios los tipos de relevadores que se emplean en la protección de los sistemas de potencia. Normalmente la cantidad que entra en acción es una señal eléctrica aunque a veces se utiliza la presión o la temperatura. Los relevadores de protección del tipo eléctrico pueden clasificarse de diversas maneras.



1. Atendiendo a la función que desempeñan en el esquema de protección los relevadores pueden dividirse en principales auxiliares y de señal.

Los relevadores principales son los elementos protectores que responden a cualquier cambio en la cantidad actuante ya sea la corriente, la tensión, la potencia, etc.

Los relevadores auxiliares son aquellos que están controlados por otros relevadores par efectuar alguna función auxiliar tales como la introducción de un atraso, el aumento del número de contactos, el aumento de las acciones de contacto o interrupción de los contactos de otro relevador, el paso de una señal de un relevador a otro, el disparo de un disyuntor, la energización de una señal de alarma, etc. Los relevadores de señal tienen por función registrar la operación del algún relevador mediante un indicador de bandera y simultáneamente pueden accionar el circuito de una alarma audible. La elección de un relevador de señal depende de la importancia del sistema de interrupción asociado del método de control y del número de indicaciones de alarma que necesite.

2. Atendiendo a la naturaleza de la cantidad actuante a la cual responde el relevador (corriente, tensión, potencia, reactancia, impedancia, frecuencia) y la dirección del cambio al que responde. Tales relevadores se diferencian como sobre y sub relevadores. Los relevadores que responden a la cantidad actual cuando ésta rebasa un valor predeterminado, son los sobre relevadores y si operan cuando el valor de la cantidad actuante desciende debajo de un valor predeterminado se conocen como subrelevador. Por lo tanto un relevador de sobrecorriente es aquel que opera cuando el valor de la corriente rebasa un valor predeterminado y un subrelevador de tensión es aquel que opera cuando la tensión desciende debajo de un cierto nivel en particular
3. Atendiendo a la conexión del elemento sensor los relevadores primarios son aquellos cuyos elementos sensores están conectados directamente en el circuito o elemento que protegen, y los relevadores secundarios son aquellos cuyos elementos sensores están conectados a través de un transformador de corriente o de potencial. Normalmente los relevadores secundarios se emplean en la protección de los sistemas de potencia debido a los altos valores de tensión y de la corriente de línea.



4. Atendiendo al método por medio del cual los relevadores actúan sobre el disyuntor se dividen en relevadores de acción directa que son aquellos cuyo elemento de control actúa mecánicamente para operar un disyuntor y en relevadores de acción indirecta que son aquellos cuyo elemento de control hace la interrupción en la fuente auxiliar de energía que opera el disyuntor.

En términos generales los relevadores para protección eléctrica pueden clasificarse en dos categorías:

- a) Relevadores electromagnéticos
- b) Relevadores estáticos

2.4.1 Relevadores electromecánicos

Hay dos tipos principales de relevadores electromagnéticos

- I. Los de inducción
- II. Los de armadura

2.4.1a Tipo armadura

En este tipo están comprendidos los relevadores de buzo los de armadura articulada los de rayo balanceado y los relevadores polarizados de hierro móvil. Estos relevadores del tipo más simple y responden tanto a c.a. como a c.d. La figura ilustra estos tipos de relevadores

Todos estos relevadores trabajan bajo el mismo principio; el flujo magnético produce una fuerza electromagnética y el flujo magnético es producido por la cantidad operante. La fuerza electromagnética ejercida sobre el elemento móvil es proporcional al cuadrado del flujo existente en el entrehierro o al cuadrado de la corriente. En los relevadores electromagnéticos de c.d. esta fuerza es constante si su valor rebasa la de la fuerza resistente el relevador opera confiablemente.

Los relevadores de armadura articulada se emplean principalmente como relevadores auxiliares por ejemplo como relevadores de disparo o relevadores de tensión y de corriente con c.a. y c.d.

Su consumo de VA es bajo del orden 0.05W con un contacto de entrada, dicho consumo aumenta cuando el número de contactos crece.



La sensibilidad de los relevadores de armadura articulada que operan con c.d. pueden aumentarse agregando un imán permanente.

Este se conoce como relevador polarizado de hierro móvil. Estos relevadores son de construcción más robusta y la mayoría de ellos usan armadura soportadas sobre muelles planos. [5]

2.4.1b Relevadores de inducción

En estos relevadores se produce un par de torsión cuando el flujo alterno reacciona con la corriente inducida en el rotor por otro flujo alterno desplazado en tiempo y espacio pero con la misma frecuencia. Los relevadores de inducción son muy usados para la relevación de protección cuando intervienen cantidades de c.a.

Es posible tener velocidad alta, baja o ajustable y se obtiene diversas formas de las curvas de operación para la relación tiempo/cantidad operante. Dependiendo del tipo de rotor que puede ser de disco o de copa, el relevador se conoce como de inducción de disco o de inducción de copa.

Es posible lograr muchas variaciones con el diseño y la construcción para adecuarlos a las condiciones que se requieran. El disco puede ser de aluminio o de cobre, o bien, un cilindro hueco abierto en un extremo, es decir, en forma de copa.

Normalmente a los contactos del relevador los opera directamente un brazo soportado desde el husillo del rotor pero en algunos tipos de relevadores con atraso, el rotor se mueve a una velocidad relativamente alta y los contactos se mueven mediante engranes. [5]

2.5 Tipos de protección por relevadores

Las protecciones por relevadores según la función que realizan se clasifican genéricamente en:

- sobrecorriente
- direccional
- diferencial
- distancia
- piloto



2.5.1 Protección de sobrecorriente

El relevador de protección de sobrecorriente es el que responde con selectividad relativa a la corriente que circula por el elemento protegido y que opera cuando esa corriente excede un valor preestablecido [4].

Los relevadores de sobrecorriente por su característica de tiempo de operación se clasifican en instantáneos y con retardo de tiempo. Los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo están divididos en relevadores de tiempo definido y relevadores de tiempo inverso [4].

Los relevadores de sobrecorriente con tiempo definido tienen un tiempo de operación constante independientemente de la magnitud de la corriente.

Este tipo de característica se aplica normalmente en donde la magnitud de corriente de cortocircuito no varía para condiciones de generación máxima o mínima, así como para una falla en las barras colectoras locales o remotas [4].

Para los relevadores de sobrecorriente con característica de tiempo inverso, su tiempo de operación es función inversa de la magnitud de corriente, de tal modo que el tiempo decrece conforme aumenta la corriente [4]. Las característica tiempo-corriente de operación de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, de acuerdo a su grado de inversión pueden ser:

- **Tiempo inverso:** generalmente se aplica donde la magnitud de corriente de cortocircuito depende considerablemente de la capacidad de generación en el momento de la falla o por cambios en la configuración del sistema. Este tipo de característica permite una adecuada coordinación en sistemas muy grandes [4]. En la Fig. 2 se indica este tipo de característica

- **Tiempo muy inverso:** es aplicada en las partes del sistema donde la magnitud de la corriente de corto circuito que fluye a través de un relevador determinado, depende principalmente de la localización relativa de la falla con respecto al relevador y depende ligeramente en la capacidad de generación del sistema; asimismo, el tiempo de liberación de la falla es considerablemente importante. Este tipo de característica es adecuada cuando se requiere coordinar con fusibles [4]. La Fig. 2 muestra esta característica.



- **Tiempo extremadamente inverso:** Este tipo de característica se aplica en la parte del sistema donde se debe proporcionar el suficiente tiempo de retardo de operación para la coordinación apropiada con fusibles. Esta característica es la más recomendable en las redes de distribución, porque es la que mejor se puede coordinar con los restauradores y fusibles de un mismo circuito [4].

2.5.2 Protección de sobrecorriente direccional

La protección de sobrecorriente direccional es aquella que responde al valor de la corriente de falla y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de su ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida. Esta protección se compone de una unidad de sobrecorriente con selectividad relativa, en combinación con una unidad de medición de dos señales de entrada que responde al sentido de circulación de la potencia aparente y que opera cuando esa potencia fluye hacia el elemento protegido por efecto de un cortocircuito, a esta unidad se le denomina direccional [4].

2.5.3 Protección diferencial

La protección diferencial es uno de los métodos más sensitivos y efectivos para proporcionar protección contra fallas por cortocircuito. La protección diferencial compara la corriente que entra al elemento protegido con la que sale de él. Si las dos corrientes son iguales el elemento está sano, si las corrientes son diferentes el elemento presenta falla. Basándose en esta comparación, la protección diferencial discrimina entre los cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos. Es decir la corriente en la unidad de operación del relevador diferencial es proporcional a la diferencia vectorial entre la corriente que entra y la que sale del elemento protegido y si la corriente diferencial excede el valor de la corriente de arranque, el relevador opera [4].

En los extremos del elemento protegido se instalan transformadores de corriente con iguales relaciones de transformación, los secundarios de los TC's se interconectan y entre los conductores de unión se conecta un relevador de sobrecorriente [4].



2.5.4 Protección de distancia

Un relevador de distancia responde a la relación de tensión medida entre corriente medida, dada por la siguiente expresión:

$$z = \frac{V}{I}$$

La impedancia Z medida por el relevador, también conocida como impedancia aparente, es la distancia a lo largo del elemento protegido, o sea, está impedancia es proporcional a la distancia eléctrica desde el sitio donde se localiza el relevador hasta el punto en donde se presenta la falla, por lo que el relevador es conocido como relevador de distancia.

Al ocurrir un cortocircuito la corriente aumenta y la tensión disminuye, por lo que la impedancia aparente Z , o medida por el relevador, tiende a disminuir y si esta llega a ser menor que la impedancia de operación o característica r Z del relevador de distancia, éste opera [4].

Los relevadores de distancia se conectan a los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial.

Por lo que además de la impedancia Z aparente o medida por el relevador tenemos la impedancia p Z , que es la impedancia medida por el relevador referida al primario de los transformadores de instrumento y está determinada por

$$Z_p = \frac{V_p}{I_p}$$

Donde I_p y V_p son la corriente y tensión medidas por el relevador referidas al lado primario de los transformadores de instrumento. [4]

2.5.5 Protección piloto

La protección piloto utiliza relevadores de protección en ambas terminales de la línea de transmisión y un canal de comunicación entre ellas, para lograr disparos simultáneos de alta velocidad en los interruptores de ambos extremos de la línea protegida.

Los relevadores de este tipo de protección determinan si una falla es interna o externa a la línea protegida y el canal de comunicaciones, llamado piloto, se usa para transportar esta información entre ambas terminales de la línea.



La ubicación de la falla es indicada por la presencia o ausencia de la señal piloto. Si la presencia de una señal bloquea el disparo, indicando una falla externa, recibe el nombre de protección piloto de bloqueo. Si la presencia de una señal es requerida para causar disparo, indicando falla interna se le llama protección piloto de disparo. [4]



Capítulo III

Protección

de

Alimentadores de 23KV

Para los alimentadores de distribución la protección de sobrecorriente es la más adecuada por ser económica y sencilla. Además los relevadores no necesitan ser del tipo direccional, debido a que los alimentadores únicamente tienen un punto de alimentación, por lo que no necesitan una fuente de polarización. [4]

La protección de sobrecorriente para los alimentadores de distribución se hace únicamente con dos relevadores para prever fallas entre fases, conectados en las fases A y C de la estrella formada por los secundarios de los TC's asignados para esta protección, y un relevador para las fallas de fase a tierra conectado en el neutro de la misma estrella. Se prefiere tener un relevador separado para la protección contra fallas de fase a tierra independiente porque se puede ajustar para proporcionar una protección más rápida y sensible que la que pueden proporcionar los relevadores de fase. Por lo que la protección para alimentadores de 23 kV esta formada por los siguientes relevadores:

- Relevador de sobrecorriente con unidad instantánea y de tiempo inverso (50/51) para protección de fallas entre fases. La unidad instantánea (50) se utiliza para la protección del alimentador contra fallas francas entre fases de alta magnitud y cercanas a la subestación. La unidad de sobrecorriente de tiempo inverso (51) se utiliza para la protección del alimentador de fallas entre fases, cubriendo hasta el extremo remoto a la subestación.

- Relevador de sobrecorriente con unidad instantánea y de tiempo inverso (50/51N) para fallas de fase a tierra. La unidad instantánea (50N) se utiliza para la protección del alimentador contra fallas francas de alta magnitud y cercanas a la subestación. La unidad de sobrecorriente de tiempo inverso (51N) se utiliza para la protección del alimentador de fallas de fase a tierra, cubriendo hasta el extremo remoto a la subestación y para fallas no francas como las provocadas por arcos en aisladores sucios en época de lluvias.

A las unidades de sobrecorriente de tiempo inverso tanto para la protección entre fases (51), como para la protección de fase a tierra (51N), esta asociado el sistema de control automático de recierre que solo se puede utilizar en alimentadores aéreos ya que cuando se produce una falla en un alimentador de cable subterráneo esta es generalmente de carácter permanente y al intentar un recierre solo se consigue dañar más al aislamiento del cable. [4]



Las unidades de sobre corriente de tiempo inverso (51) y (51N) para la protección de los alimentadores se coordinan con los fusibles para la protección de los transformadores de distribución (23000/220-127 V) y con los restauradores de la red de distribución. [4]

En la Fig. 3.1 se muestra el sistema de protección para alimentadores de 23 kv.

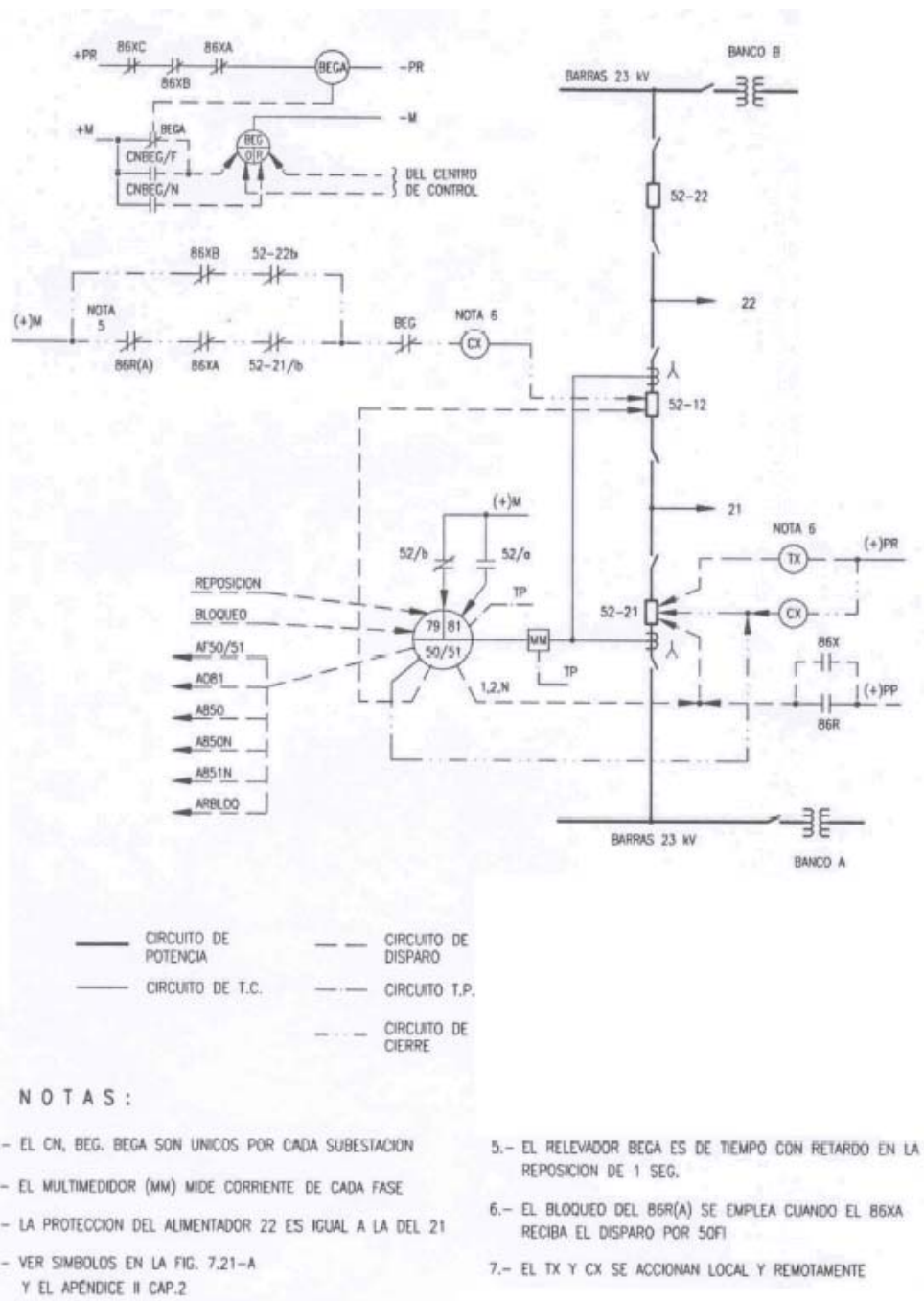


Figura 3.1 Proteccion y medicion en alimentadores de 23KV



3.1 Estudio de Corto Circuito

3.1.1 Sistemas por unidad

Este es el método más conocido y utilizado universalmente. El valor en por unidad es una conversión de la cantidad original a una más pequeña para simplificar los cálculos, en donde la impedancia equivalente del sistema y las impedancias de los demás componentes son convertidas a una base común de MVA.

$$\text{Cantidad p. u.} = \frac{\text{cantidad actual}}{\text{cantidad base}}$$

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

Hay 4 cantidades base en el sistema por unidad: MVA, kV, Ohms y Amperes, están relacionadas de tal forma que al seleccionar 2 de ellas se pueden obtener las otras 2.

Normalmente se seleccionan 100 MVA base, 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.

Los valores que se derivan de las cantidades base trifásica son:

$$\text{Amperes base} = \frac{\text{MVA base} \times 10^3}{\sqrt{3} * \text{kV base}}$$

$$\text{Ohms Base} = \frac{(\text{kV}_{\text{base}})^2}{\text{MVA}_{\text{base}}}$$

En ocasiones prácticamente se prefiere convertir directamente de cantidades en Ohms a Ohms por unidad, esto se logra con la siguiente fórmula:

$$\text{Ohms p.u.} = \frac{\text{Ohms actuales} \times \text{MVA}_{\text{base}}}{(\text{kV}_{\text{base}})^2}$$

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

$$Z_n = Z_v \left(\frac{\text{kV}_v}{\text{kV}_n} \right)^2 \left(\frac{\text{MVA}_n}{\text{MVA}_v} \right)$$



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

3.1.2 Componentes Simétricas

El método de componentes simétricas permite calcular la respuesta a cualquier condición de desbalance en un sistema trifásico descomponiendo al sistema desbalanceado en tres sistemas balanceados, siendo la solución la suma de las respuestas de los tres sistemas balanceados.

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.

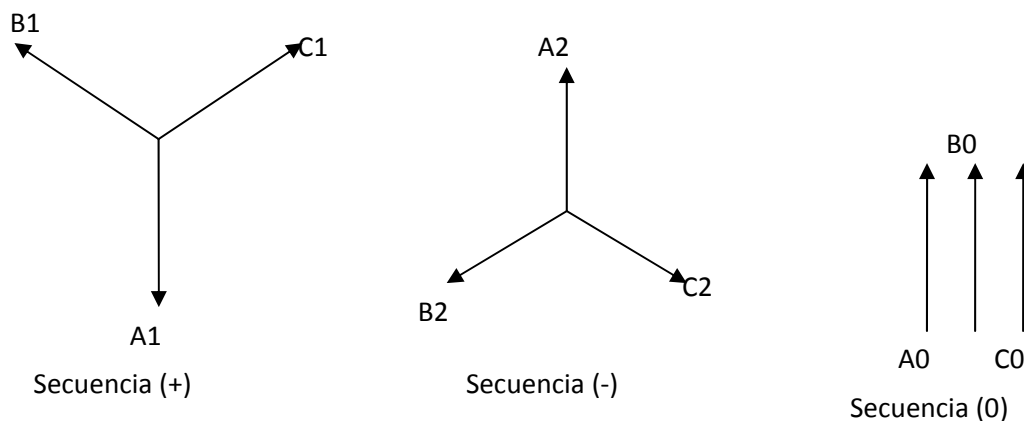


Figura 3.2 Componentes simétricas

Para relacionar los favores entre sí, se utiliza el operador “a”, cuya función es adelantar 120 grados en el tiempo el fasor al que se aplique:

$$\begin{aligned}
 a &= 1\angle 120^\circ \\
 a^2 &= 1\angle 240^\circ \\
 a^3 &= 1\angle 0^\circ \\
 a^4 &= a \\
 a^2 + a + 1 &= 0 \\
 a &= -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}
 \end{aligned}$$



Las expresiones matemáticas de los tres fasores desbalanceados en función de los 3 sistemas balanceados son:

$$V_A = V_0 + V_1 + V_2$$

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

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

Para resolver un sistema desbalanceado por componentes simétricas, se tiene:

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_A + V_B + V_C)$$

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_A + aV_B + a^2V_C)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}(V_A + a^2V_B + aV_C)$$

Relacionando estas cantidades en forma matricial, se introduce la matriz A:

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

La matriz inversa será:

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

Reglas y restricciones.

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 las impedancias de secuencia positiva y negativa son las mismas en los elementos de un sistema (líneas y transformadores), la conversión de la red de secuencia positiva a la red de secuencia negativa se lleva a cabo únicamente omitiendo la fuente de voltaje. El neutro de un sistema trifásico simétrico es el potencial de referencia lógico para determinar las caídas de tensión de secuencia positiva y negativa.



Respecto 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.

3.1.3 Cálculo de corto circuito

Con los estudios de corto circuito se determinan las corrientes de falla, aportaciones y voltajes en los diversos puntos del sistema.

Conocimiento de los valores de falla a través de cualquier elemento del sistema para analizar su comportamiento bajo esas condiciones.

Verificar que es adecuada la capacidad interruptiva de los interruptores, restauradores y cortacircuito.

Selección de capacidades y ajuste de los dispositivos de protección como relevadores, fusibles, restauradores.

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.

3.1.3.1 Teoría Básica

En la figura 3.3 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.

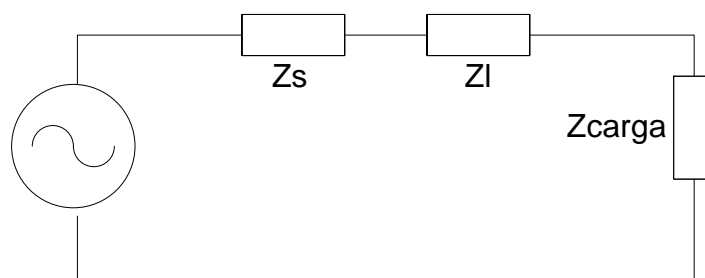


Figura 3.3 Circuito Equivalente en condiciones normales



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

Se puede ver en la fig. 3.4 que lo que limita a la corriente de corto circuito son las impedancias equivalente de la fuente y al impedancia de la línea de alimentación entonces en principio para obtener el valor de la corriente de corto circuito es necesario dividir la tensión que había en el sistema justo antes de la falla entre la impedancia equivalente de Thevenin hasta el punto donde se localiza la falla.

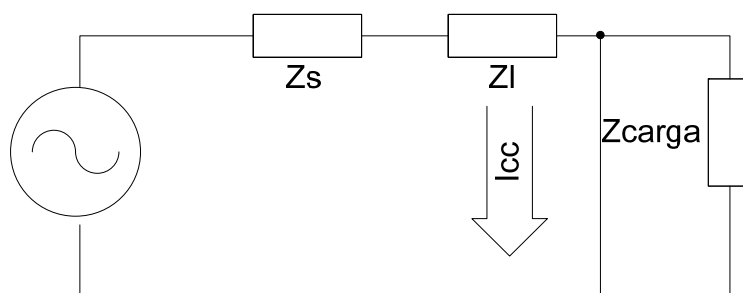


Figura 3.4 Circuito Equivalente al ocurrir una falla

Durante los primeros ciclos de ocurrencia de la falla es necesario considerar el fenómeno transitorio debido a un circuito RL ya que al ocurrir una 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 para reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente.

Como se observa en la fig. 3.5 la gráfica de corriente de corto circuito en los primeros ciclos no es simétrica respecto al eje de tiempo, ésto se presenta cuando el momento de ocurrencia de la falla la onda de tensión no pasa por su valor máximo bajo esta condición siempre el efecto será una onda de corriente con asimetría respecto al eje de tiempo, estrictamente hablando el punto de máxima asimetría depende de la relación X/R de la impedancia equivalente de Thevenin del sistema en el punto de falla.



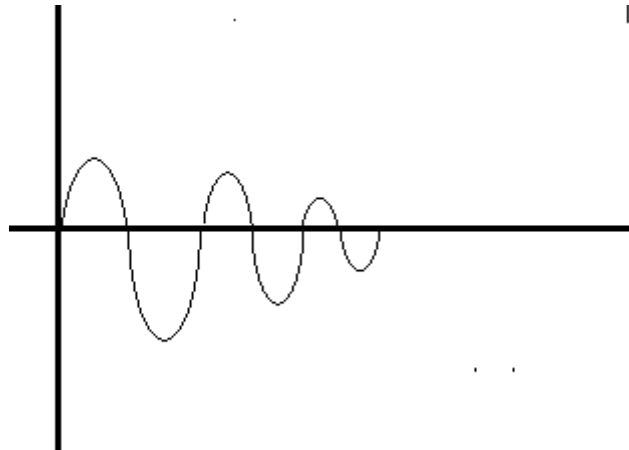


Figura 3.5 Corriente de corto durante los primeros ciclos

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 que los generadores presentan 3 reactancias de acuerdo al tiempo en que se lleve a cabo el análisis.

1. X''_d reactancia subtransitoria
2. X'_d Reactancia transitoria
3. X_s Reactancia síncrona

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 a 3 ciclos o menos.

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

3.1.3.2 Datos requeridos para el estudio de corto circuito

Lo datos que son necesarios para el estudio de corto circuito son los siguientes:

Equivalentes de Thevenin del sistema Generación, Transmisión, Subtransmisión (generalmente en el bus de alta tensión de la subestación). Estos equivalentes deben ser de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero en p.u. 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.

3.1.3.3 Diagramas de secuencia del sistema de distribución

Las impedancias equivalentes de Thevenin en el bus de alta tensión de la subestación.

Las impedancias de transformadores y líneas en el lado de baja en p.u. además de la forma en que están interconectados en las redes de secuencia esto depende del tipo de falla a calcular.

3.1.4 Tipos de falla

Normalmente solo se efectúan estudios de corto circuito para calcular fallas trifásicas y de 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 estaban 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 la que ocurre con mayor frecuencia en cualquier sistema eléctrico.

Las magnitudes de las corrientes que se obtienen en los otros tipos de falla, están comprendidas en el rango entre la falla trifásica y la falla monofásica.

Para determinar como 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 como se muestra en las figuras 3.4 y 3.5. Identificando todas las corrientes, tensiones e impedancias se debe tener especial cuidado en anotar las direcciones y polaridades. Se considera que la carga consiste de impedancias de 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 tensiones 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 las tensiones 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.

3.1.5 Falla trifásica

Paso 1.-

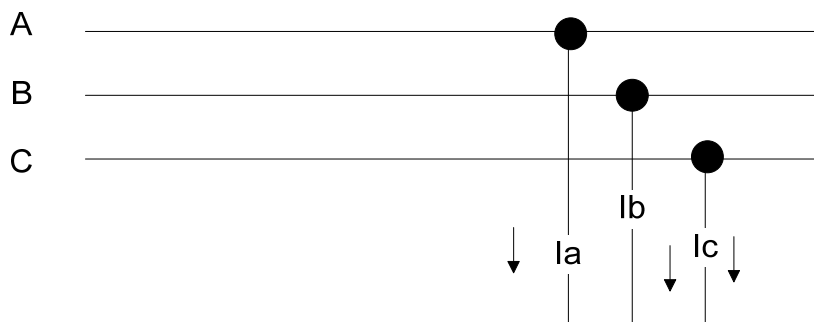


Figura 3.6 Corrientes en el punto de falla trifásica

Paso2

$$[I_{falla}] = [I_a] = [I_b] = [I_c]$$

$$I_b = a^2 I_a$$

$$I_c = a I_a$$

Paso 3

Ecuacion de Transformacion:

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

En forma desarrollada

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuacion

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

Sustituyendo:

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$I_a + a I_b + a^2 I_c = I_a + a^3 I_a + a^3 I_a = 3 I_a$$

$$I_a + a I_b + a^2 I_c = I_a (1 + a + a^2) = 0$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ 3 I_a \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I_0 = 0$$

$$I_2 = 0$$

Por ser una condición balanceada la falla trifásica solo contiene cantidades de secuencia positiva.



3.1.6 Falla de una fase a tierra con resistencia

Paso 1.-

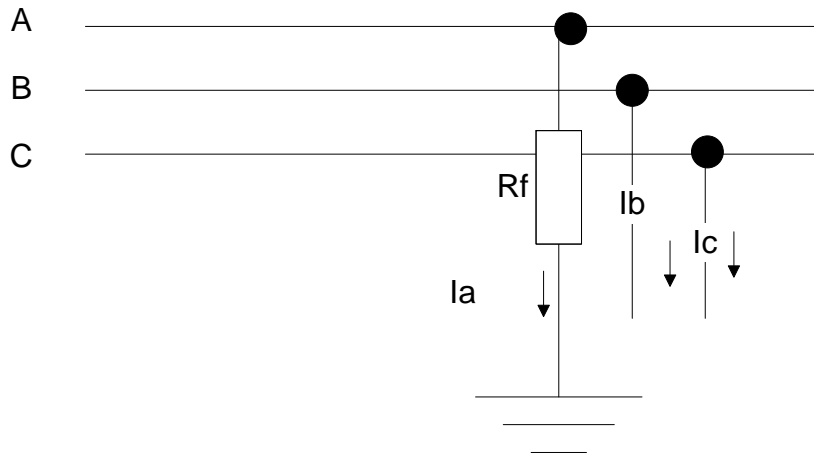


Figura 3.7 Corrientes en el punto de falla monofásica con resistencia

Paso2

$$[I_a] = [I_{falla}]$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$V_a = R_f I_a$$

Paso 3

Ecuacion de Transformacion:

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

En forma desarrollada

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuacion

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$



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 se tiene que:

$$V_a = R_f I_a = 3R_f I_{a1}$$

La ecuación puede expresarse también como:

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

Ésto 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, como se ilustra posteriormente en la figura 3.8 Las corrientes de secuencia serán:

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

suponiendo $V_{th} = 1$ p.u. la corriente de falla de fase a tierra es:

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

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 del dispositivo de protección entonces es necesario considerar la existencia de la resistencia de falla usualmente se considera que esta varia 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).

Consideraciones para los distintos tipos de falla

Para el caso en que se desea efectuar cálculos de corto circuito en los diversos nodos de un circuito de distribución es recomendable entonces obtener el equivalente de Thevenin 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:

Impedancias que intervienen según el tipo de falla

Fallas Trifasicas $Z_{cc3f}=Z_1$

Falla entre dos fases $Z_{\phi\phi}=Z_1+Z_2$

Falla de fase a tierra $Z_{\phi-T}=Z_1+Z_2+Z_0$

Falla de una fase a tierra con resistencia $Z_{\phi-T}=Z_1+Z_2+Z_0+3R_F$



3.2 Coordinación de dispositivos de protección

En los sistemas de distribución actuales la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como “cascada” debido a que la mayoría de estos operan en forma radial.

Cuando dos o mas dispositivos de protección son aplicados en un sistema el dispositivo más cercano a la falla del lado de la alimentación es el dispositivo “protector” y el siguiente mas cercano del lado de la alimentación es el dispositivo de “respaldo”. [3]

El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo funda (fusible) u opere a bloqueo (restaurador). Un ejemplo simple de coordinación se muestra en la fig. 3.8

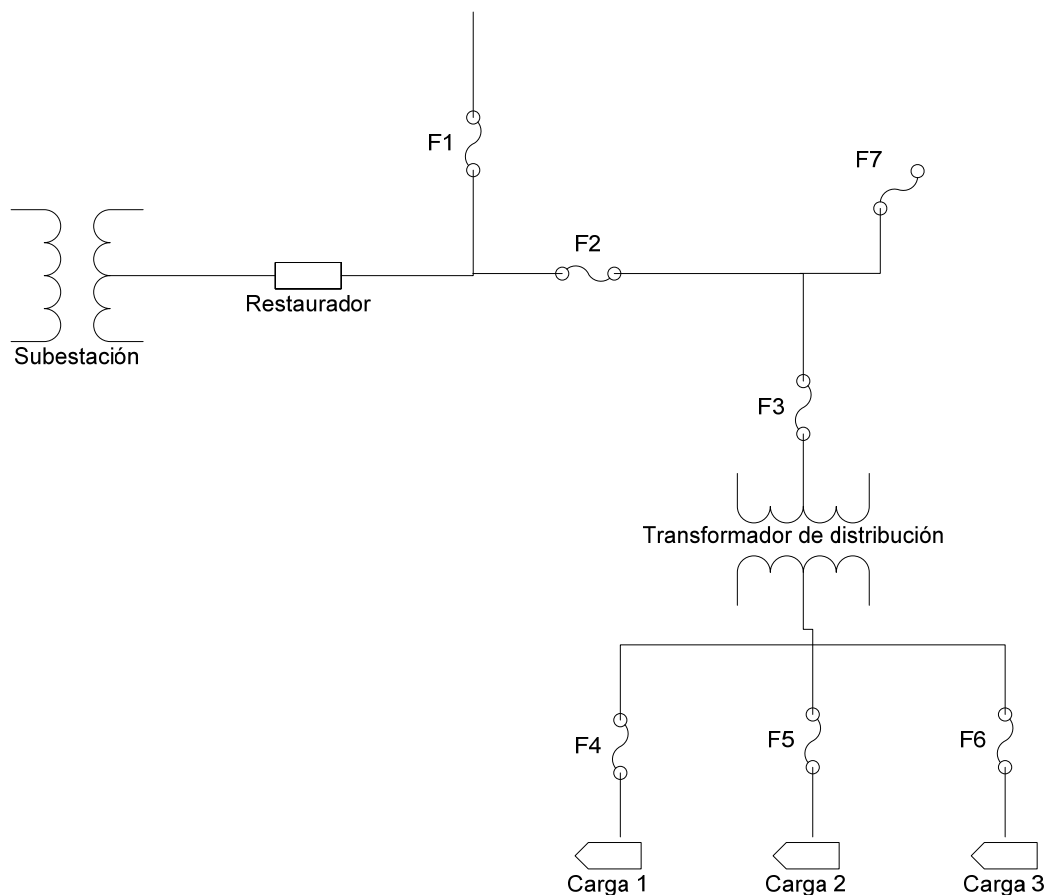


Figura 3.8 Coordinación de Protecciones

Criterios de coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución.

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 de 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).

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 con función de recierre automático (79) que permita recerrar el interruptor cuando este abre por la acción de los relevadores de sobrecorriente para liberar fallas transitorias.

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 programo no ha despejado la falla (generalmente se programan tiempos en un rango de 2.5 a 45 segundos). Si se cuenta con control supervisorio, su función queda condicionado al reglamento y políticas de operación.

Los criterios señalados establecen y recomiendan rangos o márgenes de aplicación; mismos que en función de la experiencia acumulada, el conocimiento particular del sistema en materia de estudio y las posibilidades de los dispositivos de protección, pueden ser modificados y funcionar adecuadamente para una aplicación dada. [7]

Es importante puntualizar que las prácticas y políticas empleadas en cuanto a la protección de sobrecorriente en sistemas de distribución, tienden a variar substancialmente entre las compañías eléctricas. [7]

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.



De esta manera, en su forma presente las citadas prácticas se han convertido en criterios y han conformado en cada empresa una especie de manuales con reglas o "recetas" de aplicación. [7]

En el presente procedimiento se examinan algunas de los criterios y filosofías de la protección de sobrecorriente, comúnmente encontrados y aplicados en la Comisión Federal de Electricidad.

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 más comunes:

- ✓ Relevador - Relevador
- ✓ Relevador - Restaurador
- ✓ Relevador - Fusible
- ✓ Relevador - Seccionalizador
- ✓ Relevador - Seccionalizador - Fusible
- ✓ Restaurador - Restaurador

3.2.1 Relevador-Relevador

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. [7]

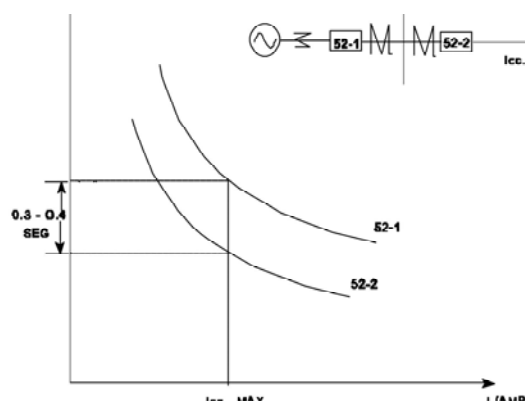


Figura 3.9- Criterio de coordinación relevador-relevador

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 (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. [7]

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 e 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.[7]

3.2.2 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 mas 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 simultaneo 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 originará 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.

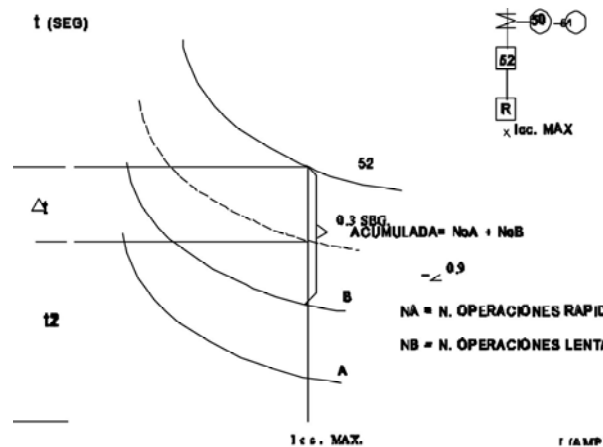


Figura 3.10 Coordinación Relevador-restaurador

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 avanzará nuevamente hacia la punta de cierre entre contactos móvil y fijo, desde la última posición de reposición incompleta.



Por tal motivo es deseable de acuerdo a experiencias, que debe existir una diferencia mínima equivalente al 10 % del tiempo de la curva del relevador, entre ésta 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 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.

3.2.3 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:



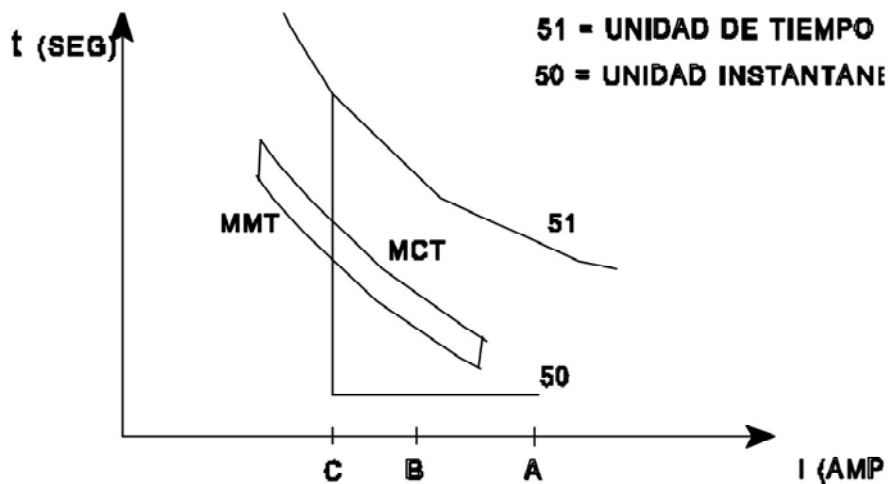


Figura 3.11 Arreglo relevador-fusible

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, mismo 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, reenergizando 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.



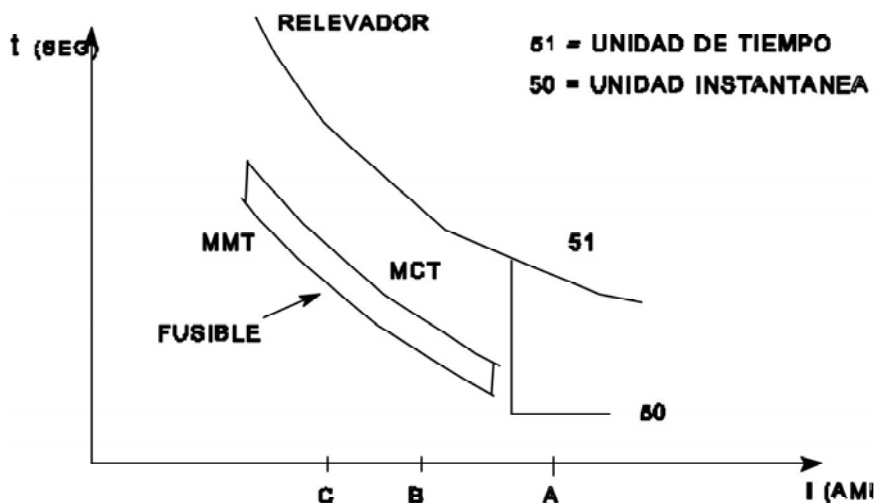


Figura 3.12 Criterio de coordinación relevador-fusible con ajuste selectivo de sobre alcance en la unidad instantánea del relevador

3.2.4 Relevador-Seccionalizador

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, y el seccionalizador como "protección" (equipo de seccionamiento) de un ramal sobre la línea de distribución.

Como se explicó, un seccionalizador cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

El seccionalizador no tiene capacidad interruptiva para corrientes de falla, aunque si tiene la suficiente para abrir el circuito con carga normal. Cuando es debidamente aplicado abrirá la línea cuando ésta se encuentre desenergizada.

Si la corriente que fluye a través del seccionalizador es mayor del 160 % de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionalizador realizará una cuenta, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos quedando abierto, debiéndose reponer manualmente.

Si la falla es transitoria, el seccionalizador se repone a su estado original, por lo que requiere un determinado tiempo (mismo que depende del número de conteos efectuado), el cual para seccionalizadores hidráulicos es de aproximadamente un minuto y para los electrónicos puede ser seleccionable.



Como los seccionalizadores no tienen una característica de operación tiempo-corriente, su coordinación con un relevador, no requiere la aplicación de un criterio donde se definan márgenes de tiempo entre curvas.

De tal forma el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos:

- ✓ Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el seccionizador sea igual o menor al número de recierres ajustados en el relevador.
- ✓ Vigilar que la mínima corriente de falla en la zona de cobertura del seccionizador sea superior al 160 % de la capacidad nominal de su bobina o a su corriente mínima de conteo.
- ✓ Vigilar que cualquier falla dentro de la zona de cobertura del seccionizador, sea detectada por el relevador.
- ✓ Verificar que la curva de donde el seccionizador se encuentre por arriba de la característica tiempo-corriente del relevador, para el valor máximo de corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Por otra parte y para el caso específico donde el seccionizador se encuentre ajustado a un solo conteo, como puede darse en ciertas aplicaciones tales como transiciones aéreo subterráneas donde todas las fallas son de naturaleza permanente, es importante asegurar que no se emplee un ajuste de instantáneo para el primer recierre del interruptor.

Lo anterior en razón de que el tiempo de apertura de algunos seccionizadores puede ser del orden de 30 ciclos hacia arriba, y una re-energización del circuito en alta velocidad podría originar el re-encendido de la corriente de falla a través de los contactos del seccionizador, cuando estos no hayan aún completado su carrera de apertura, con el consiguiente daño al equipo.

Finalmente, es importante destacar que la aplicación de seccionizadores representa una excelente alternativa de solución, para aquellas situaciones donde por las características del sistema de distribución, se complica o dificulta la utilización de otros dispositivos tales como fusibles.



3.2.5 Relevador - Seccionalizador - Fusible

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, el seccionalizador como "protección" (equipo de seccionamiento) de un ramal sobre la línea de distribución y el fusible como protección de un subramal derivado del ramal donde se ubica el seccionalizador.

La utilización de este arreglo es sumamente simple, en razón de que el criterio no da opción a diferentes ajustes tanto del interruptor como del seccionalizador.

Los pasos a seguir para la coordinación entre estos 3 dispositivos están dados por la siguiente secuencia:

- a) El relevador y el fusible se coordinan como fue descrito, con la opción de disparo selectivo de la unidad 50 del relevador.
- b) El relevador de recierre automático debe ajustarse a un mínimo de 3 intentos de recierre, y con una secuencia de operación para el interruptor de un disparo instantáneo (50) y tres disparos retardados (51).
- c) El relevador y el seccionalizador se coordinan como fue descrito, con un ajuste único de 3 conteos para el seccionalizador.

Con tales consideraciones y para una falla de naturaleza permanente en la zona de cobertura del fusible; durante la primera operación del arreglo, el interruptor dispara mediante la unidad instantánea del relevador de sobrecorriente, permitiendo la no operación del fusible (para poder eliminar aproximadamente un 85 % de las fallas de naturaleza transitoria) y el seccionalizador efectuará su primer conteo.

Al recerrar el interruptor en su primer intento, el arreglo de disparo selectivo del mismo impide una nueva operación de la unidad instantánea del relevador de sobrecorriente; originando en esta ocasión la operación del fusible y efectuando el seccionalizador su segundo conteo (ésto debido a que este dispositivo censa la aparición y corte de una sobrecorriente, aunque dicho corte es efectuado no por el dispositivo de respaldo, sino por el fusible delantero).

Al ser eliminada la falla por la operación del fusible, tanto el interruptor como el seccionalizador permanecen cerrados y reponen sus secuencias de operación en razón de no haberse completado sus ciclos de ajuste para bloqueo respectivos.



Cualquier otra selección diferente de ajustes tanto en el interruptor como en el seccionalizador, redundará para fallas de naturaleza permanente en la zona de cobertura del fusible, en operaciones no selectivas del arreglo, tal y como se indica a continuación:

- ✓ Con una secuencia en el interruptor de 2 operaciones instantáneas con 2 retardadas, y un ajuste de 3 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene la fusión del fusible y la apertura del seccionalizador además de dos disparos transitorios del alimentador.
- ✓ Con una secuencia en el interruptor de 2 operaciones instantáneas con 2 retardadas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene solo la apertura del seccionalizador además de dos disparos transitorios del alimentador, sin fusión del fusible.
- ✓ Con una secuencia en el interruptor de 1 operación instantánea con 3 retardadas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene además de la fusión del fusible, la apertura del seccionalizador.

3.2.6 Restaurador-restaurador

Dado que los restauradores están diseñados para operar en una secuencia de hasta cuatro disparos y tres recierres con el objeto de eliminar una falla, para una adecuada coordinación debe existir un retraso en la operación del restaurador A de por lo menos 12 ciclos ya que en un rango menor a este pueden operar simultáneamente y menor de 2 ciclos ambos operaran siempre. [5]

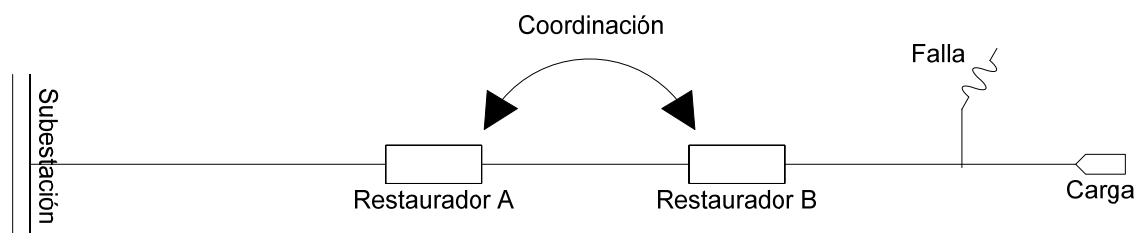


Figura 3.13 Coordinación Restaurador-restaurador



Capítulo IV

Diseño

y

Simulación

4.1 Generalidades del SEL-351

4.1.1 Elementos de sobre corriente instantáneos/tiempo definido

Se dispone de cuatro niveles de elementos de sobre corriente de fase instantáneos/tiempo definido. Asimismo, están disponibles dos elementos adicionales de sobre corriente de fase instantáneos.

Rangos de ajuste

Rango de ajuste de pickup, para ajustes 50P1P a 50P6P:

0.25–100.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 5 A)

0.05–20.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 1 A)

4.1.2 Elementos de sobre corriente fase-fase instantáneos/tiempo definido

Se dispone de cuatro niveles de elementos de sobre corriente fase-fase instantáneos. Los diferentes niveles se habilitan con el ajuste E50P

Rango de ajuste

Rango de ajuste de pickup, para ajustes 50P1P a 50P4P:

1.00–170.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 5 A)

0.20–34.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 1 A)

4.1.3 Elementos de sobre corriente residual instantáneos/tiempo definido

Se dispone de cuatro niveles de elementos de sobre corriente residual instantáneos/tiempo definido. Asimismo, están disponibles dos elementos adicionales de sobre corriente residual instantáneos. Los diferentes niveles se habilitan con el ajuste E50N.

Rangos de ajuste

Rangos de ajuste de pickup, para ajustes 50N1P a 50N6P:

0.25–100.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 5 A)

0.05–20.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 1 A)

4.1.4 Elementos de frecuencia

Se dispone de seis elementos de frecuencia. La cantidad de elementos de frecuencia deseada, se habilita con el ajuste E81



4.1.5 Elementos de caída de tensión (sag), subida de tensión (swell) e Interrupciones

El relé SEL-351-7 posee tres tipos de elementos para detectar disturbios de voltaje. Estos elementos detectan sags, swells e interrupciones. Estos elementos se habilitan y son controlados por los ajustes VINT, VSWELL y VSAG.

Ingrese los ajustes de umbral VSAG, VSWELL y VINT de los elementos VSSI en valores porcentuales, referidos al Voltaje de Referencia de Secuencia Positiva: Vbase.

El uso de valores porcentuales en lugar de límites de voltaje absolutos, permite un mejor funcionamiento de los elementos SSI, en sistemas que poseen rangos de regulación, sin requerir ajustes estacionales de carga o sin la necesidad de efectuar ajustes amplios para acomodarse a la acción de los cambiadores de tap de los transformadores.

4.2 Software propietario ACSELERATOR

Esta es la pantalla del software de comunicación posteriormente se darán las instrucciones para cargar la base de datos del relevador SEL-351

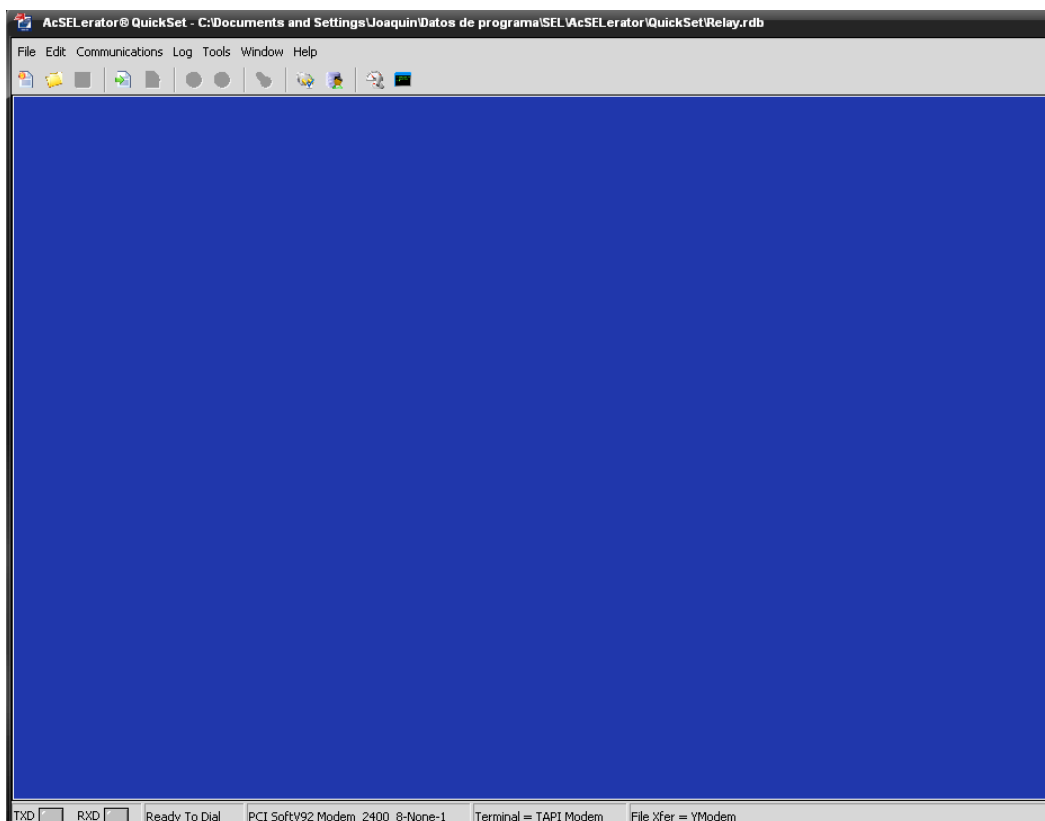


Figura 4.1 AcSElerator pantalla principal

A continuación se da click en el menú file y se selecciona la opción new



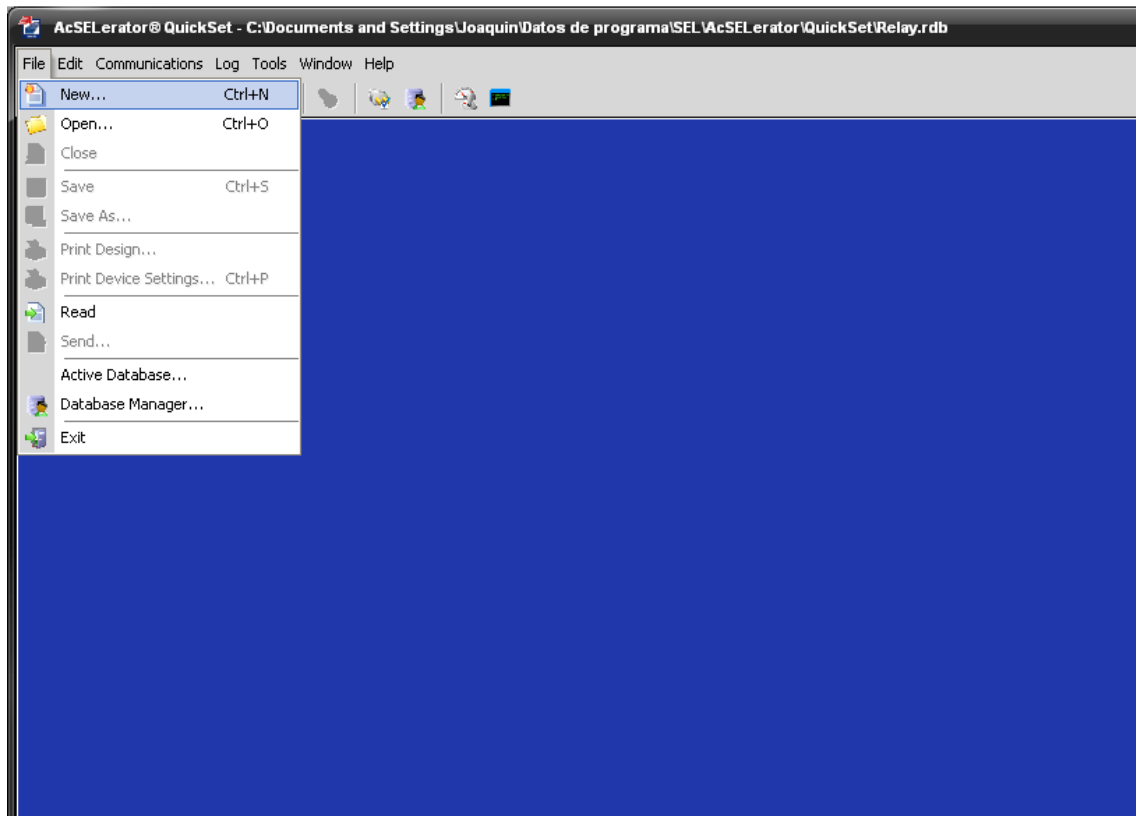


Figura 4.2 Pantalla para cargarla base de datos del SEL-351

En la siguiente pantalla se muestran los diferentes equipos en este caso nuestra elección será SEL-351-7 y veremos la siguiente pantalla

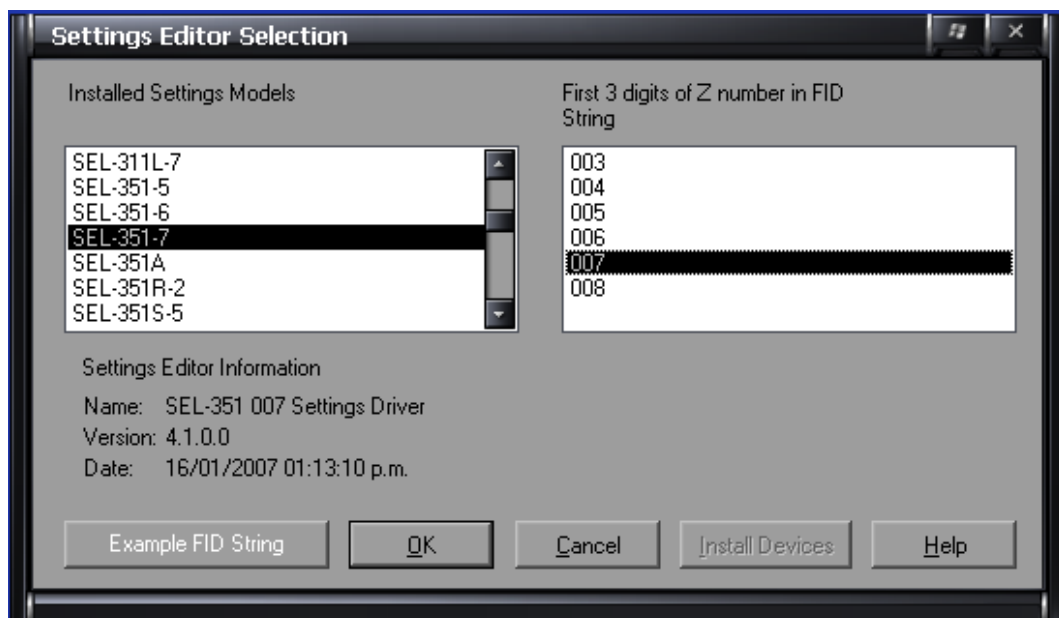


Figura 4.3 Pantalla de Selección de base de datos



En la pantalla mostrada a continuación se dan los ajustes de los transformadores de instrumento TP's y TC's los cuales involucran valores secundarios

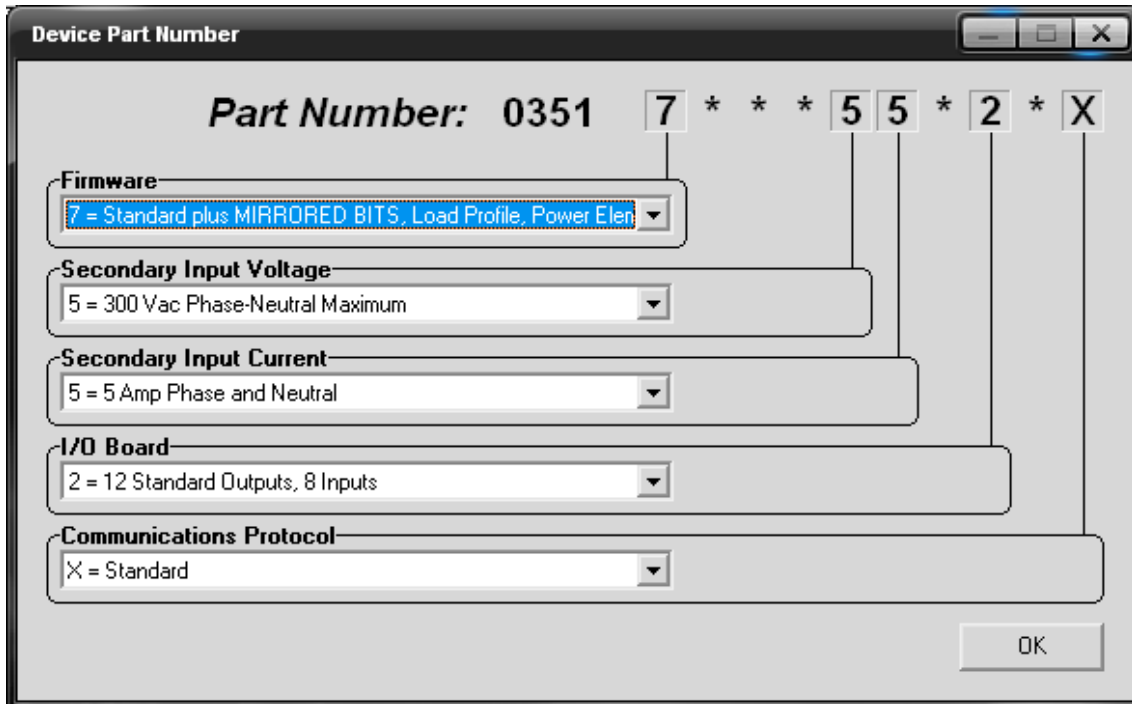


Figura 4.4 Pantalla de ajustes para transformadores de instrumento



4.3 Corridos de Corto Circuito

Los datos que serán presentados adelante se obtuvieron como resultado de un programa implementado en MATLAB con el fin de disminuir los tiempos de estudio además tenemos la ventaja de poder crear un archivo donde se guardan todos los valores de de las corrientes de corto circuito y por otra parte se evita el acarreo de errores por la pérdida de decimales durante el proceso de cálculo.

Cabe mencionar que la implementación del programa no solo queda limitada a nuestro caso de estudio ya que se realizó con la posibilidad de trabajar cualquier alimentador con “n” número de ramales y obtener las corrientes de falla en cada uno de ellos

4.3.1 Obtención de datos del alimentador COA-22

Con todos los pasos antes descritos se tiene ahora una mejor idea de lo que será el sistema de protección así como una mejor comprensión de los elementos que lo conforman, pues ahora bien se dará paso a la fase de ajustes dentro del propio relevador con los datos que se obtendrán durante las siguientes páginas como son las corrientes de corto circuito en los diferentes puntos del alimentador y poder así realizar los ajustes correspondientes a la protección 50/51 tanto de fase como de neutro 50N/51N.

Para la realización del trabajo se decidió usar datos de un alimentador real, siendo nuestra elección el alimentador COA-22 que pertenece a la subestación Coapa, la cual está ubicada al sur del Distrito Federal, su descripción se muestra en el anexo 8.

A continuación se muestra la figura 4.5 y 4.6 indicando la ubicación del alimentador así como su distribución respectivamente.

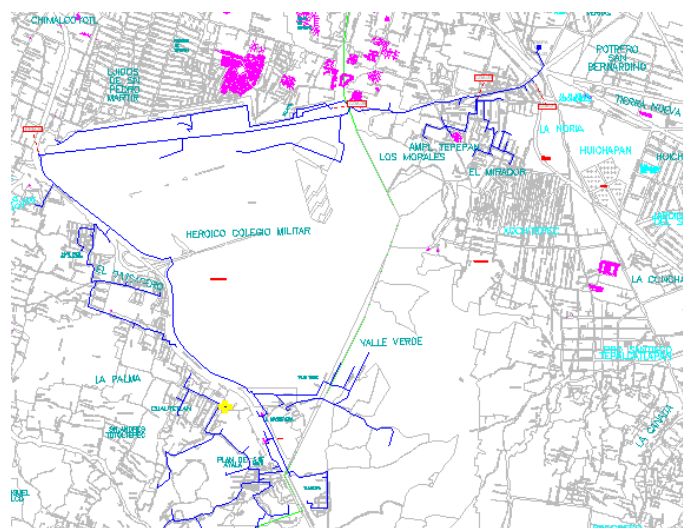


Figura 4.5 Ubicación del COA-22



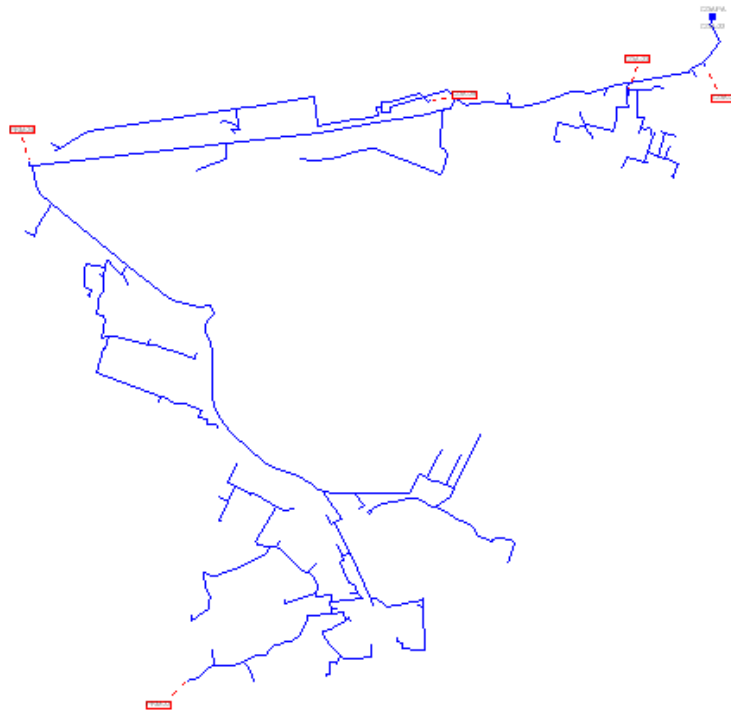


Figura 4.6 Distribución del Alimentador

Algunos de los problemas que se presentaron durante la realización del trabajo fué la obtención de datos del conductor así como la distancia de cada ramal del alimentador. Ya que esto son datos necesarios para realizar los estudios de corto circuito, ya que de la compañía suministradora obtuvimos las capacidades de corto circuito del sistema.

A partir de obtener los planos pudimos determinar el tipo de conductor empleado, así como el número de ramales (anexo 9) con el que cuenta el alimentador todo ésto con el fin de obtener las corrientes de falla en cualquier punto y poder así elegir una coordinación adecuada.

Los datos del conductor fueron obtenidos de catalogo de fabricante de este modo se pudo determinar los valores de resistencia y reactancia que presentará éste a lo largo del ramal.

Con todos los datos obtenidos anteriormente y con la ayuda de una hoja de cálculo pudimos obtener los valores de resistencia y reactancia que presentarán en cada punto del alimentador, a continuación se muestra un ejemplo para mas informacion consulte anexo 1.



Memoria de Cálculo para Corto Circuito					
Conductor	LINNET	ACSR 336.4	CONDUMEX		
Alimentador COA-22			Equipos		
$S_{cc3\phi} =$	8219,2	MVA	T-221		
$S_{cc1\phi} =$	6784,9	MVA	S=	45	MVA
Long Alim=	108,4	Km	%Z=	8	
Resistencia	0,187	Ω/km	Vp=	230	KV
Reactancia	0,28	Ω/km	Vs=	23	KV
Sbase	100	MVA			
Kvbase	23	KV			

Tabla 3 Datos COA-22

Ahora se demostrarán los pasos a seguir para obtener reactancias del sistema en condiciones de falla trifásica y monofásica, además de realizar los cambios de base a los equipos del sistema que lo requieran.



4.3.2 CÁLCULO DE REACTANCIAS DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE FALLA Y CAMBIO DE BASE

Datos del sistema

$$KV_{base}=23KV$$

$$MVA_{base}=100MVA$$

$$Z_{base}=\frac{KV_{base}^2}{MVA_{base}}=\frac{(23KV)^2}{100MVA}$$

$$Z_{base}=5,29\Omega$$

$$I_b=\frac{MVA \times 10^3}{\sqrt{3} \times KV_{base}}=\frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 23}=2510,29A$$

Cambio de base del T-221

$$Z_{p.u.(2)}=Z_{p.u.(1)} \times \left(\frac{KV_{equipo}}{KV_{sistema}} \right) \left(\frac{MVA_{sistema}}{MVA_{equipo}} \right)$$

$$Z_{p.u.(2)}=0,18j \times \left(\frac{23KV}{23KV} \right) \left(\frac{100MVA}{60MVA} \right)$$

$$Z_{p.u.(2)}=0,3j$$

Reactancias del sistema en condiciones de falla

Secuencia (+) y Secuencia (-)

$$X'_{s(p.u.)}=\frac{MVA_{base}}{MVA_{acc3\phi}}=\frac{100}{8219,2}$$

$$X'_{s(p.u.)}=j0,0122$$

Secuencia(0)

$$X'_{s(p.u.)}=\frac{MVA_{base}}{MVA_{acc1\phi}}=\frac{100}{6784,9}$$

$$X'_{s(p.u.)}=j0,0147$$

Cambio de base para el conductor en el ramal 10

$$Distancia=8,6Km$$

$$R=0,187 \frac{\Omega}{Km}$$

$$X_L=0,28 \frac{\Omega}{Km}$$

$$R=0,187 \frac{\Omega}{Km} \times 8,6Km=1,608\Omega$$

$$X_L=j0,28 \frac{\Omega}{Km} \times 8,6Km=j2,408\Omega$$

Cambio a p.u.

$$Z_{p.u.}=\frac{Z_{(\Omega)}}{Z_{base}}=\frac{1,608+j2,408\Omega}{5,29\Omega}$$

$$Z_{p.u.}=0,3040+j0,4552\Omega$$



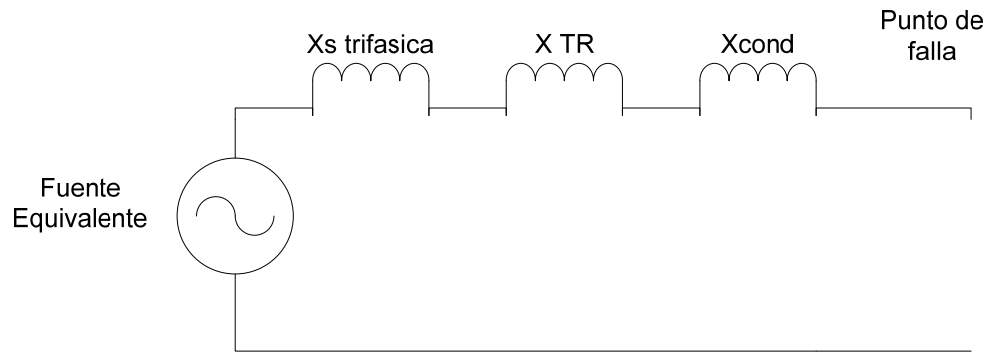


Figura 4.7 Red de secuencia positiva

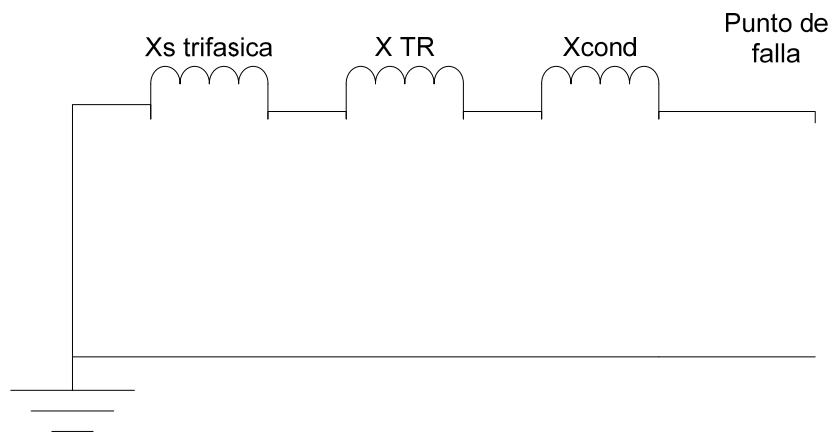


Figura 4.8 Red de secuencia negativa

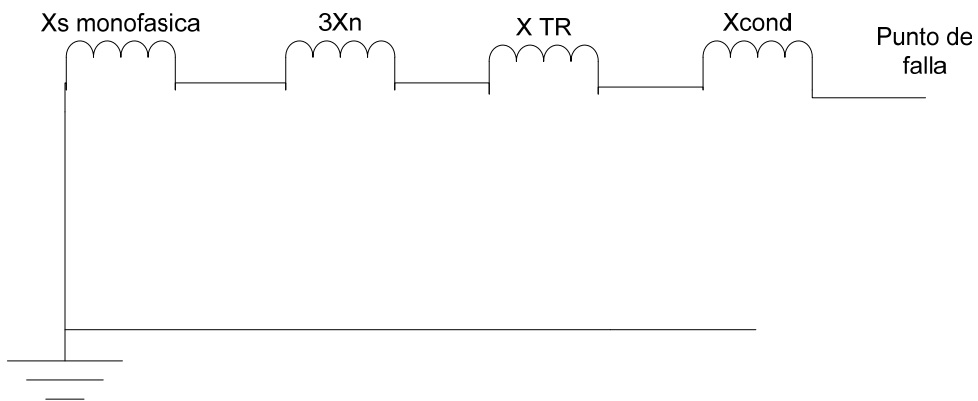


Figura 4.9 Red de secuencia cero



Donde:

Xs.-Reactancia del sistema en condiciones de falla

X TR.-Reactancia del transformador de potencia

Xcond.-Reactancia del conductor empleado en el alimentador

4.3.3 Determinación de ajustes para el SEL-351

Las corrientes de corto circuito empleadas para el ajuste de las protecciones de corriente son tomadas del programa realizado de este modo se simplificó el tiempo de estudio empleado en el sistema.

Datos necesarios

$$I_{cc3\Phi}=2418A$$

$$I_{cc1\Phi}=2416A$$

$$TC\ 600:5$$

Ajustes de la protección 50 de fase

$$I_{op}=\frac{1.2 \times I_{cc3\Phi}}{RTC}$$

$$I_{op}=\frac{1.2 \times (2418A)}{120}$$

$$I_{op}=24.18A$$

Ajustes de la protección 50-N

$$I_{op}=\frac{1.1 \times I_{cc1\Phi}}{RTC}$$

$$I_{op}=\frac{1.1 \times (2416A)}{120}$$

$$I_{op}=22.14A$$



Ajustes de la protección 51 de fase

$$I_{nom} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV}$$

$$I_{nom} = \frac{60 \times 10^3 MVA}{\sqrt{3} \times 23 KV}$$

$$I_{nom_{Linea}} = 1506.17 A$$

Considerando que el sistema esta balanceado

$$I_{fase} = \frac{I_{nom_{Linea}}}{3}$$

$$I_{fase} = \frac{1506.17 A}{3}$$

$$I_{fase} = 502.05 A$$

$$I_{pick\ up} = 1.3 \times I_{nom} = 1.3 (502.05 A)$$

$$I_{pick\ up} = 652.67 A$$

$$I_{op} = I_{cc3\Phi} = 2418 A$$

Cambiando a valores secundarios

$$I_{pick\ up} = \frac{652.67 A}{120} = 5.44 A$$

$$I_{op} = \frac{2418 A}{120} = 20.15 A$$

Multiplo de Tap

$$M = \frac{I_{op}}{I_{pick\ up}} = \frac{20.15 A}{5.44 A} = 3.70$$

Ajustes de la protección 51-N

$$I_{pick\ up} = 1.3 \times I_{nom} = 1.3 (502.05 A)$$

$$I_{pick\ up} = 652.67 A$$

$$I_{op} = I_{cc1\Phi} = 2416 A$$

Cambiando a valores secundarios

$$I_{pick\ up} = \frac{652.67 A}{120} = 5.43 A$$

$$I_{op} = \frac{2416 A}{120} = 20.13 A$$

Multiplo de Tap

$$M = \frac{I_{op}}{I_{pick\ up}} = \frac{20.13 A}{5.43 A} = 3.70$$



Ajustes de la protección para variaciones de tensión 27 y 59 de fase

Se considera un variación del 10% en las tensiones del alimentador por lo cual la protección actuará si se rebasa ésta. Como los ajustes se realizan del lado secundario las tolerancias se darán referidas a este nivel de tensión.

$$V_s = 67 \text{ volts}$$

Ajuste 27

$$V_{\text{ajuste}} = 67V \times 0.9 = 60.3 \text{ volts}$$

Ajuste 59

$$V_{\text{ajuste}} = 67V \times 1.1 = 73.7 \text{ Volts}$$

Ajuste de la protección 81 (Frecuencia)

Este ajuste se realizó tomando las variaciones permitidas de la NOM-001-SEDE-2005 cuyo valor es del 0.5% por tanto se muestran a continuación los ajustes.

Ajuste de la función de recierre (79)

En esta función se realizarán tres recierres en intervalos de 5, 10 y 15 segundos realizando una pequeña conversión ya que el relevador recibe los tiempos de recierre en ciclos. Considerando que el alimentador presenta fallas temporales se usa esta función.

Primer Recierre

$$t = 5 \text{ seg}$$

$$1 \text{ seg} \rightarrow 60 \text{ ciclos}$$

$$5 \text{ seg} \rightarrow X$$

$$X = \frac{5 \text{ seg} \times 60 \text{ ciclos}}{1 \text{ seg}}$$

$$X = 300 \text{ ciclos}$$

Segundo Recierre

$$t = 10 \text{ seg}$$

$$1 \text{ seg} \rightarrow 60 \text{ ciclos}$$

$$10 \text{ seg} \rightarrow X$$

$$X = \frac{10 \text{ seg} \times 60 \text{ ciclos}}{1 \text{ seg}}$$

$$X = 600 \text{ ciclos}$$



Tercer Recierre

$t=15\text{seg}$

1 seg \rightarrow 60 ciclos

15 seg \rightarrow X

$$X = \frac{15\text{seg} \times 60\text{ciclos}}{1\text{seg}}$$

X=900ciclos

4.4 Ajustes generales del relevador

Nombre del alimentador COA-22

Subestación: COAPA

Relaciones de transformación de los TP's y TC's

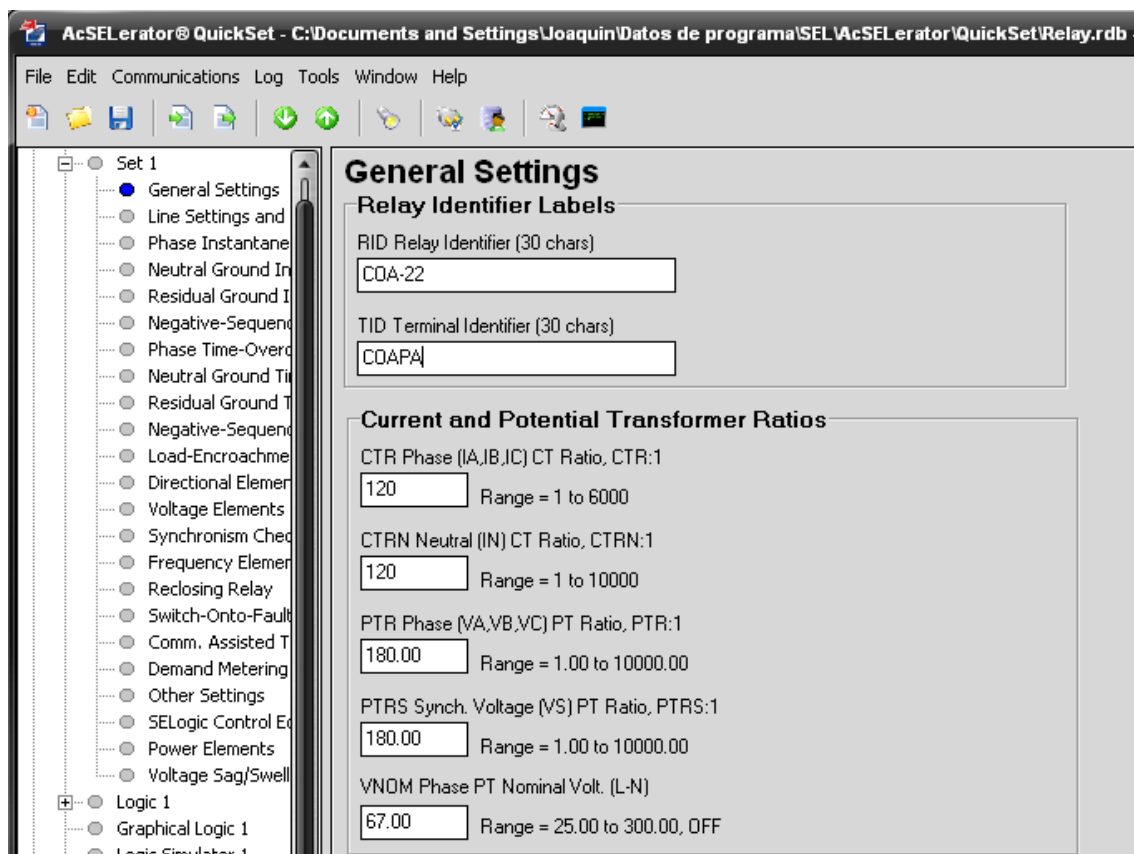


Figura 4.10 Pantalla de relaciones de transformación



4.4.1 Ajustes de protección instantánea de sobre corriente (50P) de fase

1. Dar el número de elementos de sobre corriente que se desean activar.
2. Dar la sobre corriente de fase instantánea.
3. Dar la sobre corriente de fase a fase instantánea.

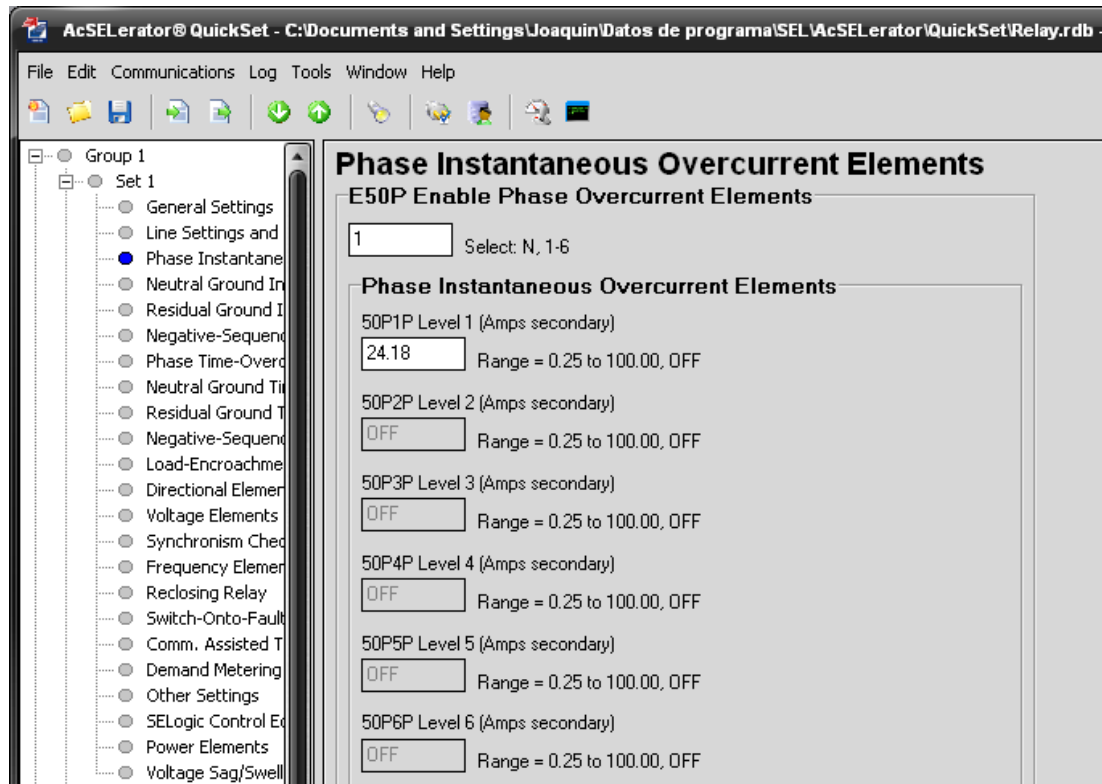


Figura 4.11 Pantalla de elementos de sobre corriente instantánea



4.4.2 Ajustes de protección instantánea de sobre corriente (50N) en el neutro

- I. Número de elementos que se desea activar.
- II. Dar el valor de la sobre corriente en el neutro.

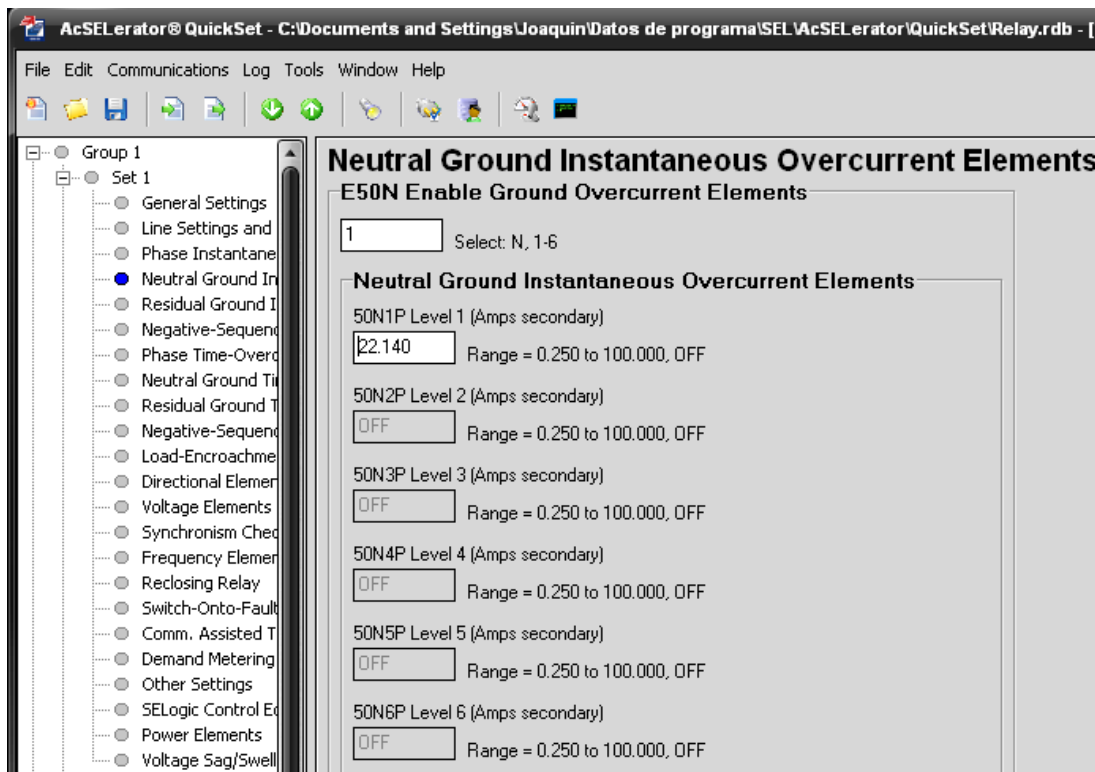


Figura 4.12 Pantalla de elemento de sobrecorriente a tierra

4.4.3 Ajustes de protección de sobre corriente de tiempo inverso (51P) de fase

- I. Número de elementos que se desea activar.
- II. Corriente de pick up.
- III. Tipo de curva (tiempo-corriente).
- IV. Dial de tiempo.
- V. Opción de coordinación con relevadores electromecánicos.
- VI. Corriente de pick up de la Fase A.
- VII. Corriente de pick up de la Fase B.



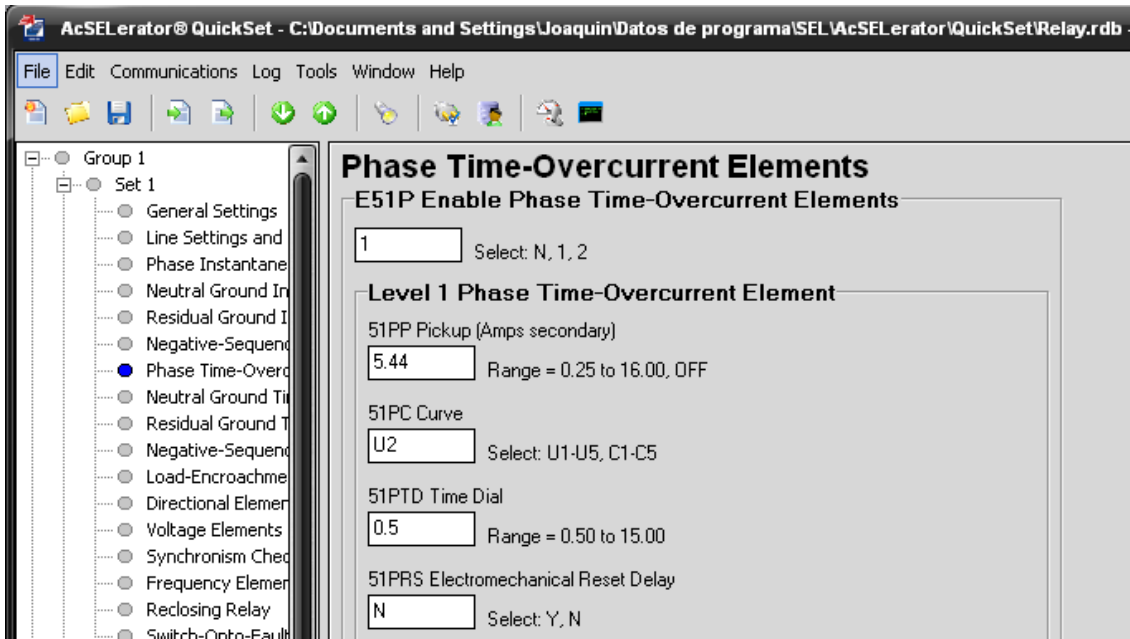


Figura 4.13 Pantalla de elementos de sobrecorriente de tiempo inverso

4.4.4 Ajustes de protección de sobre corriente de tiempo inverso (51N) del neutro

- I. Opción de activar el elemento.
- II. Corriente de pick up.

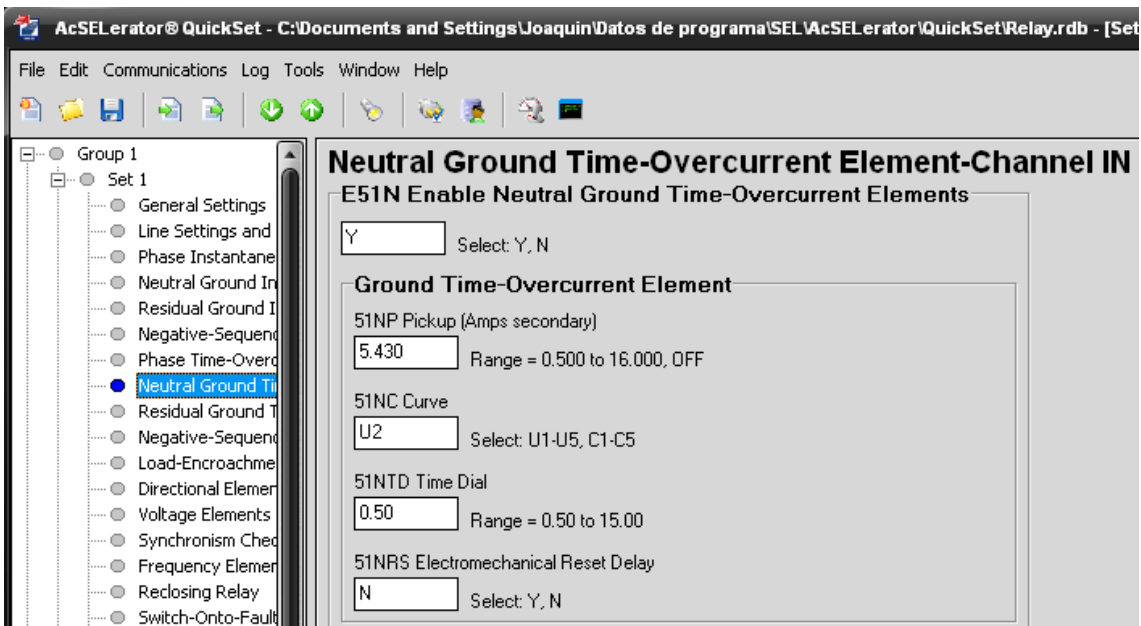


Figura 4.14 Elemento de Tiempo inverso para tierra



4.4.5 Ajustes de protección por variaciones de tensión de fase

- I. Opción de activar los elementos de tensión.
- II. Tensión pick up de fase para baja tensión elemento 27P1P.
- III. Tensión pick up de fase para sobretensión elemento 59P1P.

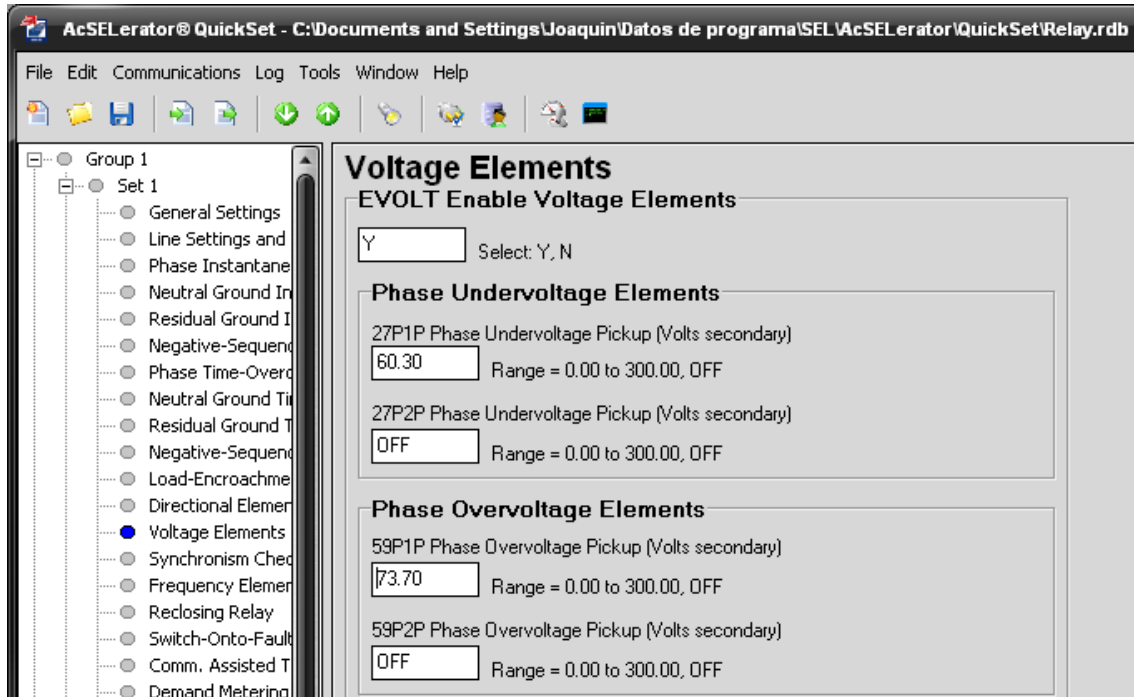


Figura 4.15 Pantalla de elementos de tensión

4.4.6 Ajustes de protección para variaciones de frecuencia

- I. Número de elementos que deseamos activar.
- II. Frecuencia pick up del elemento 81D1P.
- III. Retardo de tiempo en ciclos.
- IV. Frecuencia pick up del elemento 81D2P.
- V. Retardo de tiempo en ciclos.



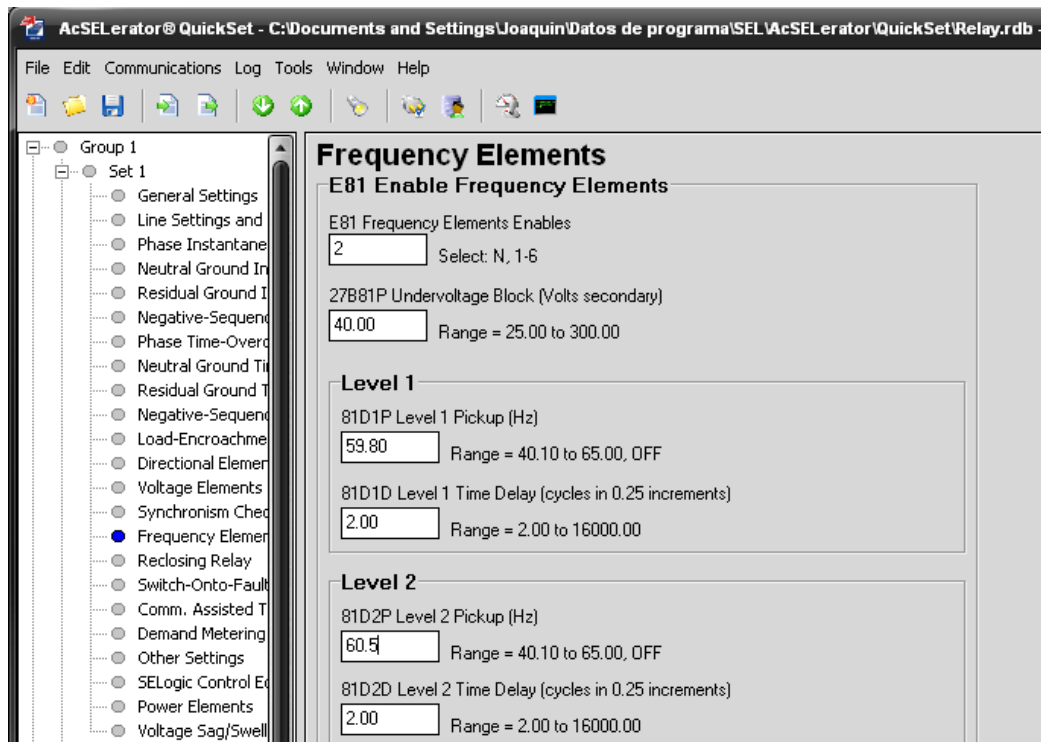


Figura 4.16 Elementos de frecuencia

4.4.7 Ajuste del recierre

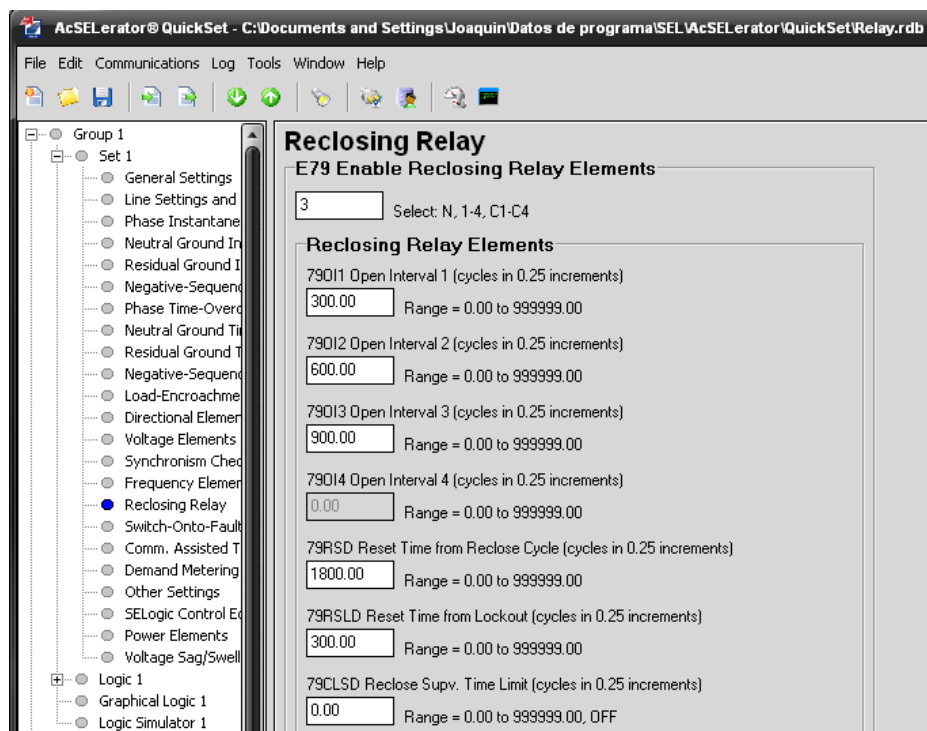


Figura 4.17 Pantalla de Recierre



4.4.8 Ajustes de Caídas, Subidas e interrupciones de tensión

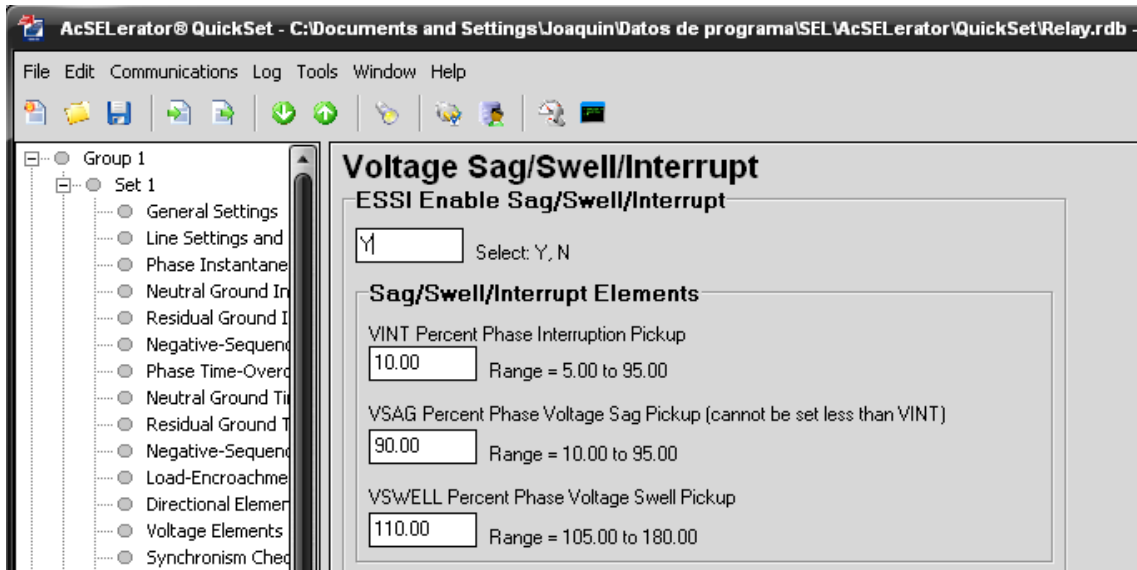


Figura 4.18 Pantalla de elementos de interrupciones y caídas de tensión



4.5 Simulación

En esta etapa del trabajo el objetivo es comprobar la respuesta del sistema de protección en condiciones normales de operación y de falla, dando la oportunidad de verificar si el sistema cumple con los parámetros de diseño.

La simulación se llevará a cabo mediante el equipo de prueba a relevadores de la marca SEL, cuya designación es SEL- AMS (Adaptive Multichannel Source), el cual se encarga de generar señales en bajo nivel e inyectarlas al relevador para comprobar que este actuará en condiciones de falla, además la misma nos proporciona fuentes de CD para alambrar circuitos auxiliares en caso de ser necesario. Además el equipo brinda la opción de obtener el tiempo en que se liberó la falla.

A continuación se muestra la pantalla del software del equipo de prueba SEL-5401 mostrando como se selecciona el equipo a probar y su pantalla de ajuste.

4.5.1 Simulación de falla trifásica

La simulación consistirá en inyectar corrientes al relevador cuya magnitud sea capaz de activar la protección de sobrecorriente tanto instantánea como de tiempo inverso en una condición de falla trifásica y verificar si el equipo cumple con su función. Por lo cual se muestra a continuación la pantalla de simulación de falla así como las oscilografías correspondientes antes y después de la falla.

Función 50

La primera pantalla muestra las condiciones para activar la protección 50P (sobrecorriente instantánea de fase).

$I_{ajuste}=24.18A$

$I_{prueba}=30A$



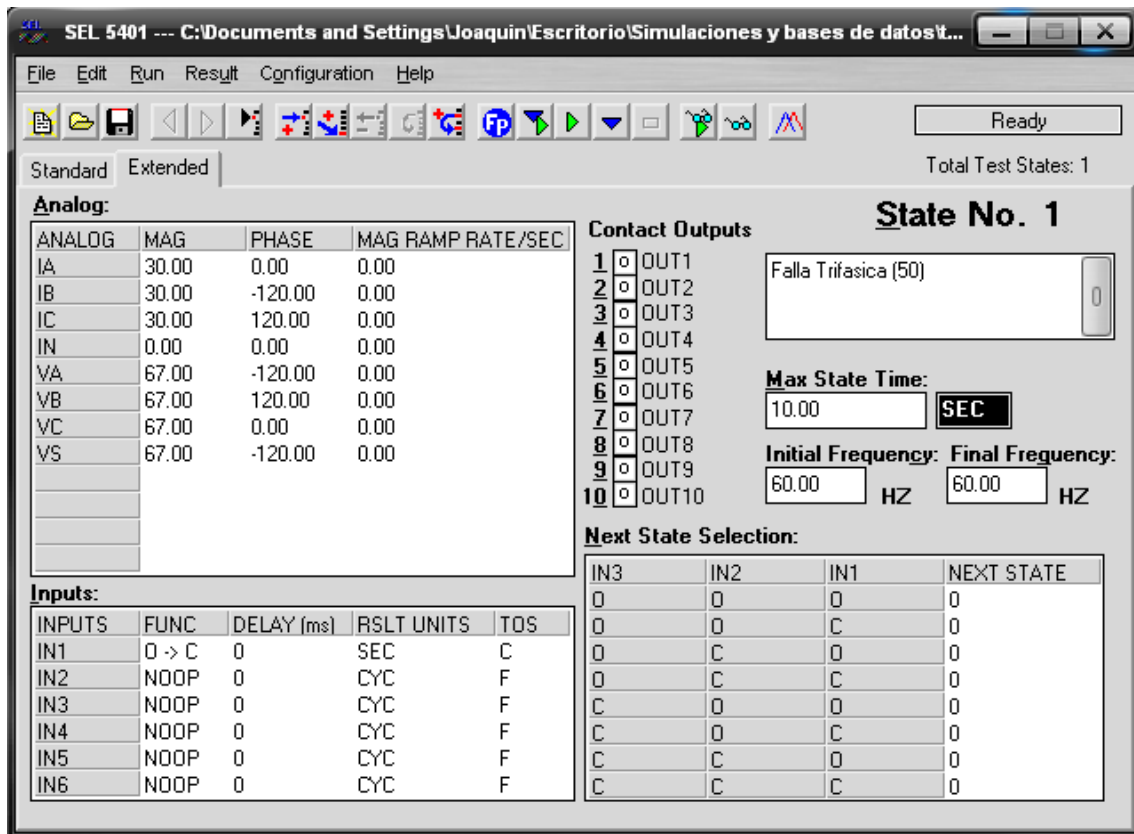


Figura 4.19 Simulación de falla trifásica

Señalización

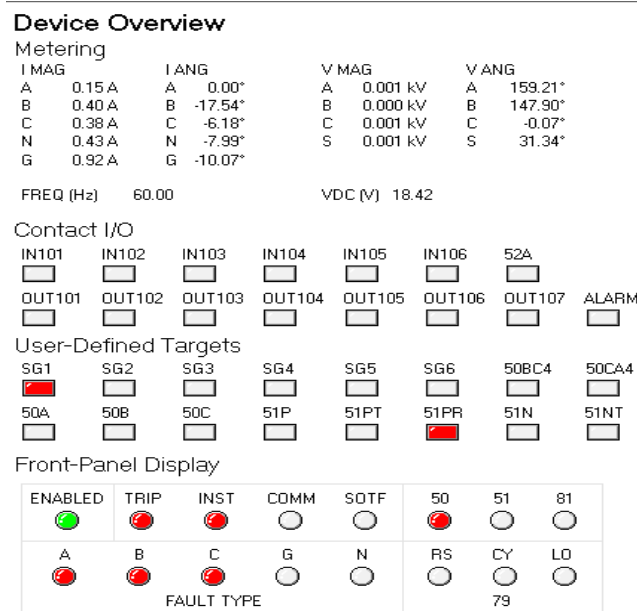


Figura 4.20 Señalización para 50



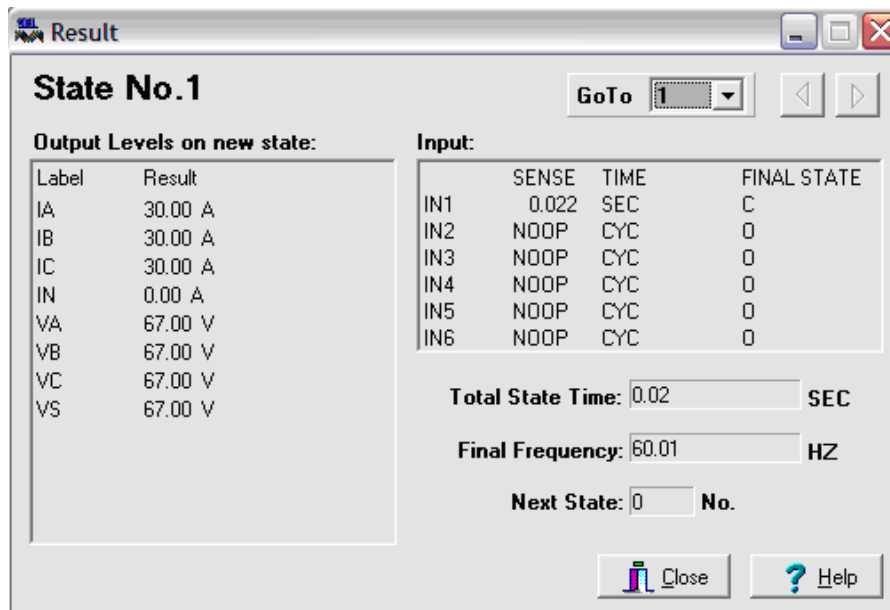


Figura 4.21 Resultados de la simulación de 50

Función 51

La pantalla muestra las condiciones para activar la protección 51P (tiempo inverso de fase), a continuación se muestran los valores para verificar la respuesta

Ajustes del 51 de Fase

$M=3.70$

$t_{operacion}=0.32\text{seg}$

$T.D.=0.5$

$I_{op}=20.15A$

Como podemos observar la corriente de operación tiene un valor de 20.15 para nuestro caso se usará un valor mayor al anterior teniendo los siguientes datos para la simulación.



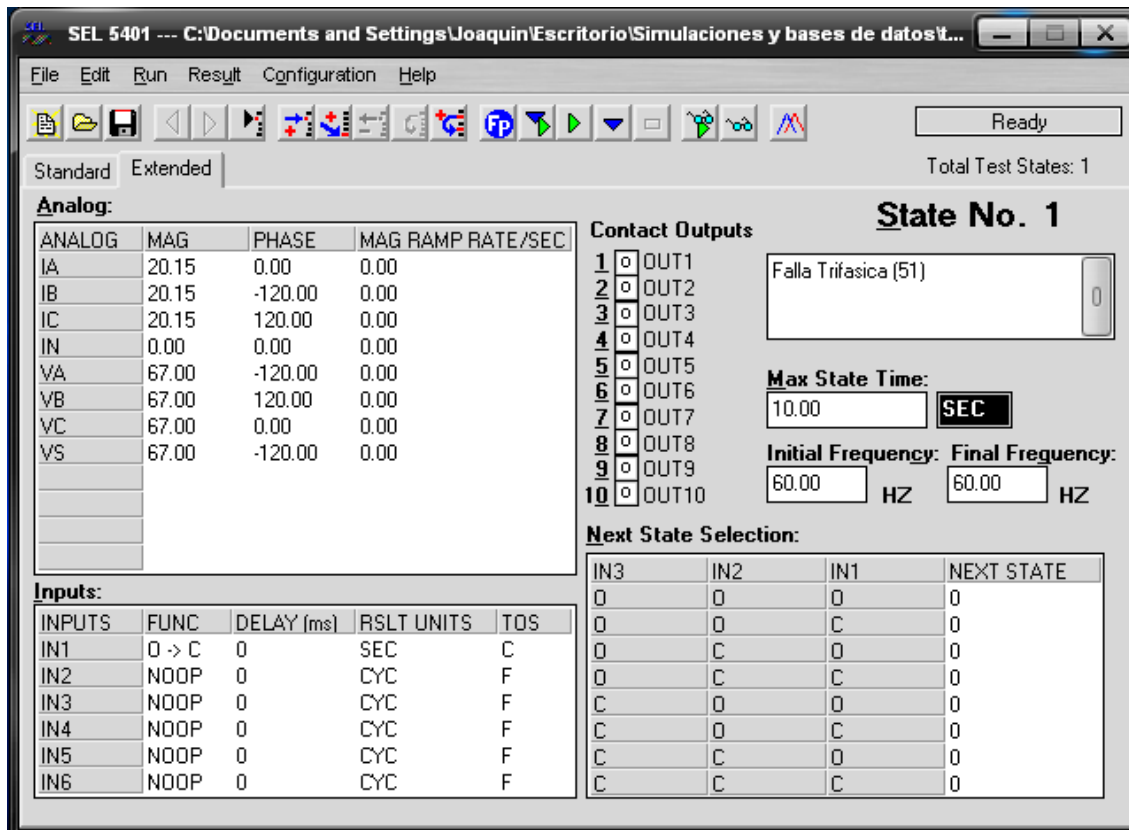


Figura 4.22 Simulación de falla trifásica para protección de tiempo inverso(51)

Señalización

Device Overview

Metering

I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A 0.18 A	A 0.00°	A 0.001 kV	A -161.76°
B 0.39 A	B -17.85°	B 0.000 kV	B 175.04°
C 0.38 A	C -2.12°	C 0.000 kV	C 40.06°
N 0.45 A	N -10.39°	S 0.000 kV	S 26.01°
G 0.94 A	G -8.17°		

FREQ (Hz) 60.00 VDC (V) 18.47

Contact I/O

IN101	IN102	IN103	IN104	IN105	IN106	52A
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
OUT101	OUT102	OUT103	OUT104	OUT105	OUT106	OUT107 ALARM
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

User-Defined Targets

SG1	SG2	SG3	SG4	SG5	SG6	50BC4	50CA4
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
50A	50B	50C	51P	51PT	51PR	51N	51NT
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Front-Panel Display

ENABLED <input checked="" type="checkbox"/>	TRIP <input checked="" type="checkbox"/>	INST <input type="checkbox"/>	COMM <input type="checkbox"/>	SOTF <input type="checkbox"/>	50 <input type="checkbox"/>	51 <input checked="" type="checkbox"/>	81 <input type="checkbox"/>
A <input checked="" type="checkbox"/>	B <input checked="" type="checkbox"/>	C <input checked="" type="checkbox"/>	G <input type="checkbox"/>	N <input type="checkbox"/>	RS <input type="checkbox"/>	CY <input type="checkbox"/>	LO <input type="checkbox"/>
FAULT TYPE						79	

Figura 4.23 Pantalla del relevador para protección 51



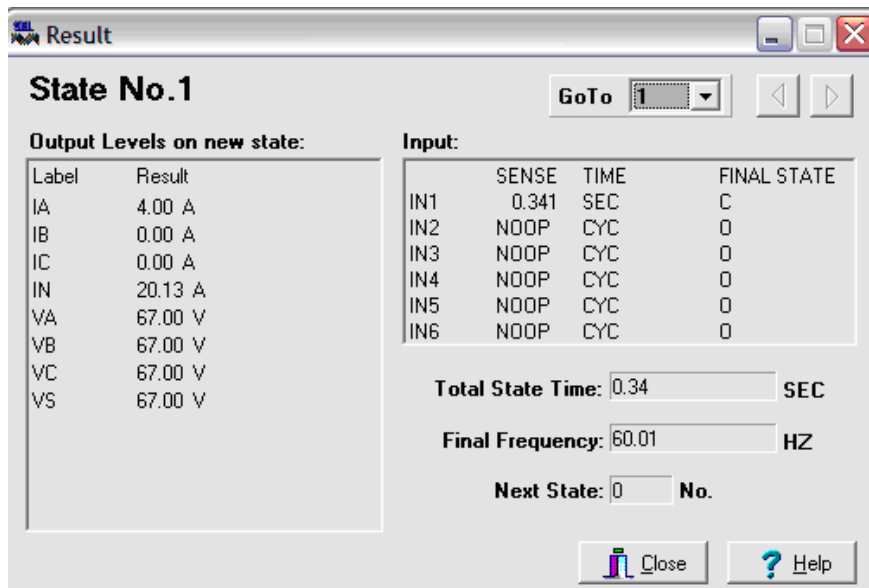


Figura 4.24 Resultados de la simulación del 51

4.5.2 Simulación de falla monofásica

Se darán los parámetros de que representan una falla monofásica en el alimentador de modo que se verifique la respuesta del sistema de protección en este tipo de falla y poder comprobar así que el sistema es adecuado.

Función 50-N

$I_{ajuste} = 20.13 \text{ A}$

$I_{prueba} = 30 \text{ A}$



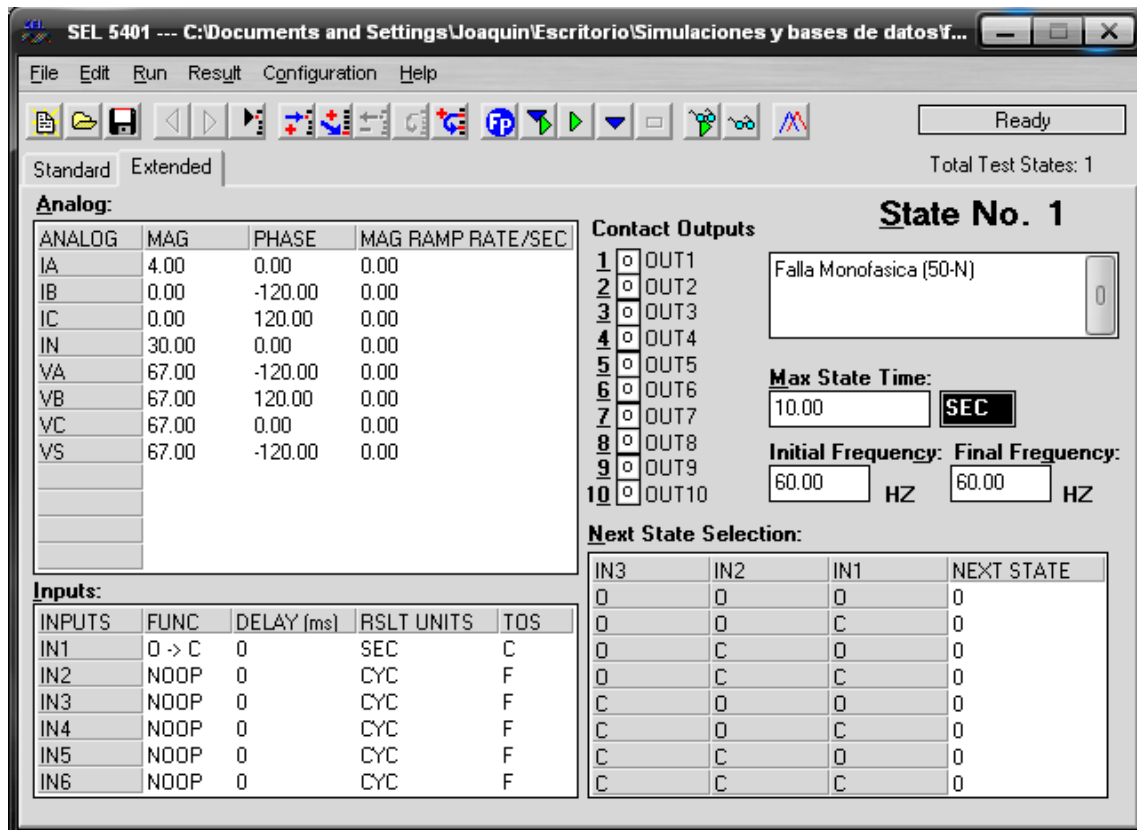


Figura 4.25 Simulación de falla monofásica para protección 50-N

Señalización

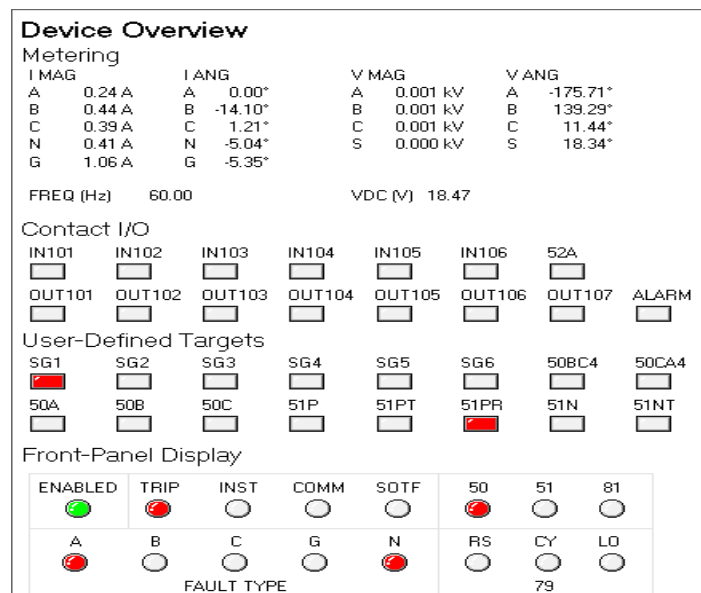


Figura 4.26 Señalización de 50-N



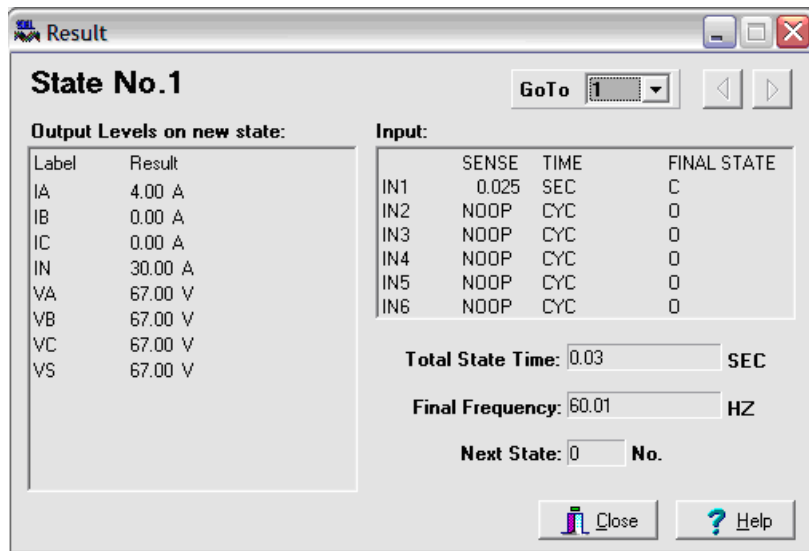


Figura 4.27 Resultados de la simulación del 50-N

Función 51-N

Ajustes del 51 de tierra

$M=3.70$

$t_{operacion}=0.35\text{seg}$

$T.D.=0.5$

$I_{op}=20.13\text{A}$

Como podemos observar la corriente de operación tiene un valor de 20.13 para nuestro caso se usará un valor mayor al anterior teniendo los siguientes datos para la simulación.



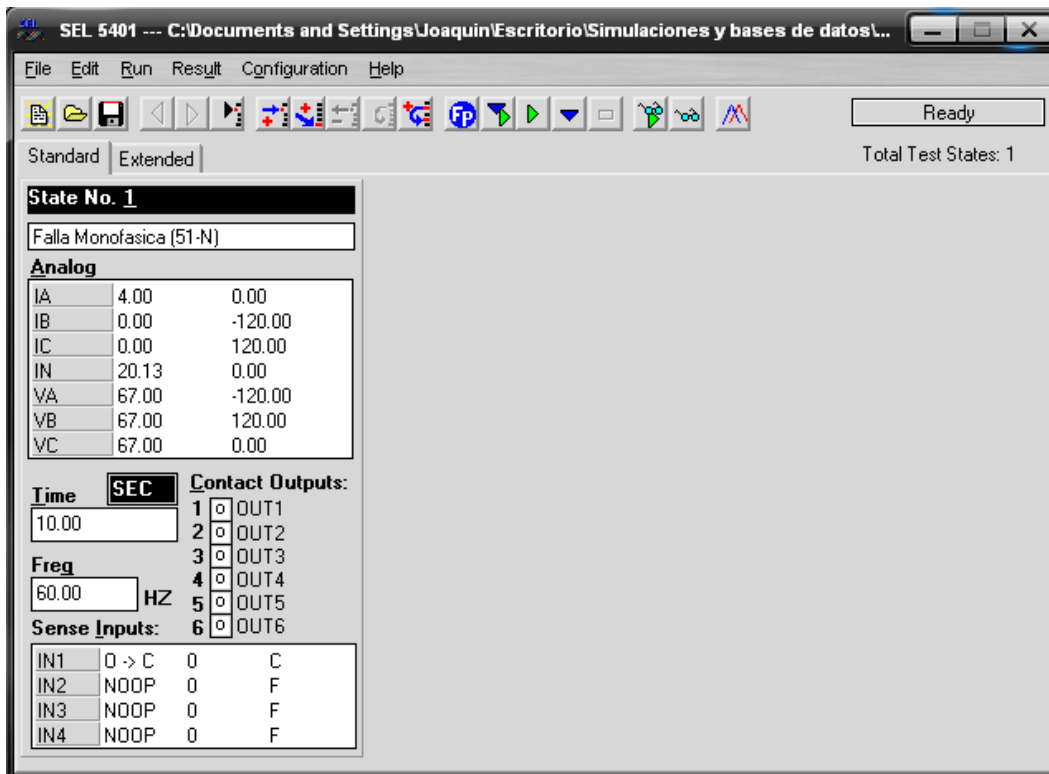


Figura 4.28 Simulación de falla monofásica para protección 51-N

Device Overview

Metering

I MAG		I ANG		V MAG		V ANG	
A	0.18 A	A	0.00°	A	0.001 kV	A	-161.76°
B	0.39 A	B	-17.85°	B	0.000 kV	B	175.04°
C	0.38 A	C	-2.12°	C	0.000 kV	C	40.06°
N	0.45 A	N	-10.39°	S	0.000 kV	S	26.01°
G	0.94 A	G	-8.17°				

FREQ (Hz) 60.00 VDC (V) 18.47

Contact I/O

IN101	IN102	IN103	IN104	IN105	IN106	52A	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
OUT101	OUT102	OUT103	OUT104	OUT105	OUT106	OUT107	ALARM
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

User-Defined Targets

SG1	SG2	SG3	SG4	SG5	SG6	50BC4	50CA4
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
50A	50B	50C	51P	51PT	51PR	51N	51NT
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Front-Panel Display

ENABLED	TRIP	INST	COMM	SOTF	50	51	81
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
A	B	C	G	N	RS	CY	LO
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
FAULT TYPE						79	

Figura 4.29 Señalización del 51-N



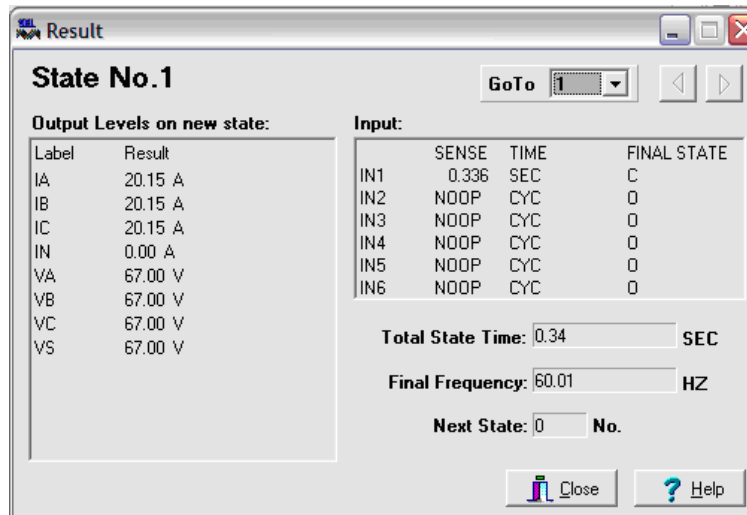


Figura 4.30 Resultados de la simulación del 51-N

4.5.3 Simulación de Variaciones de tensión y frecuencia

Se simularán caídas, subidas e interrupciones de tensión en el alimentador para evaluar la protección 27 y 59 para comprobar que la protección actuará solo en condiciones de variaciones severas protegiendo así las cargas o equipos del sistema de distribución tomando los porcentajes permisibles de la NOM-001-SEDE-2005.

Funciones 27 y 59

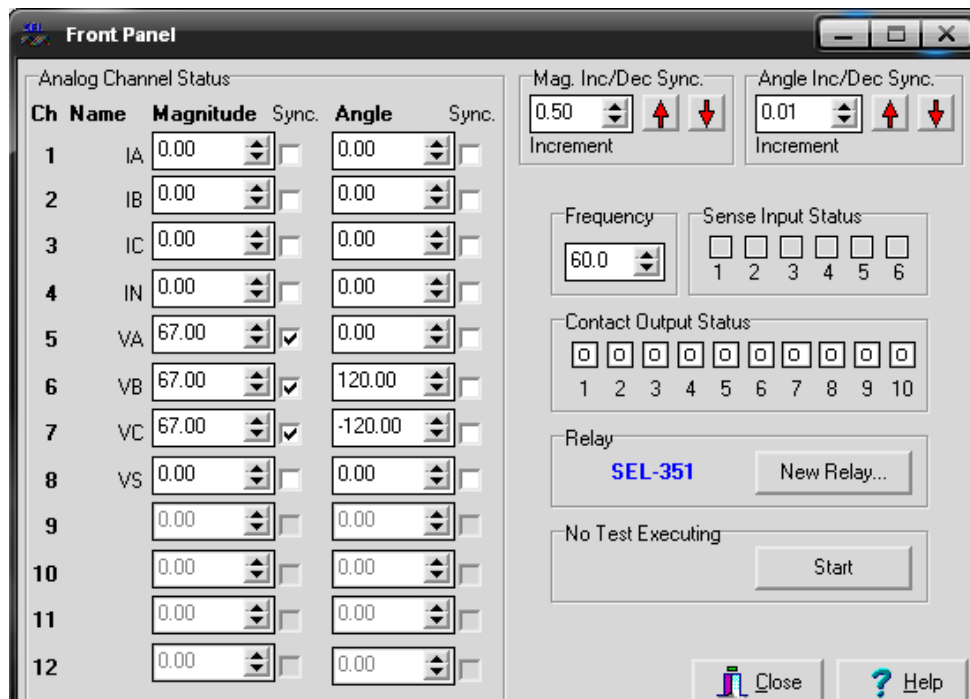


Figura 4.31 Simulación de variación de tensión



Esta prueba se realiza desde el mismo equipo solo que ahora usaremos la simulación de panel frontal para llevar a cabo las variaciones de tensión en el alimentador y verificar la respuesta del equipo.

Función 81

Esta prueba consiste en verificar que la protección por baja o alta frecuencia actúe en dichas condiciones y deje fuera el sistema si es necesario tomando las tolerancias de frecuencia de la NOM-001-SEDE-2005.

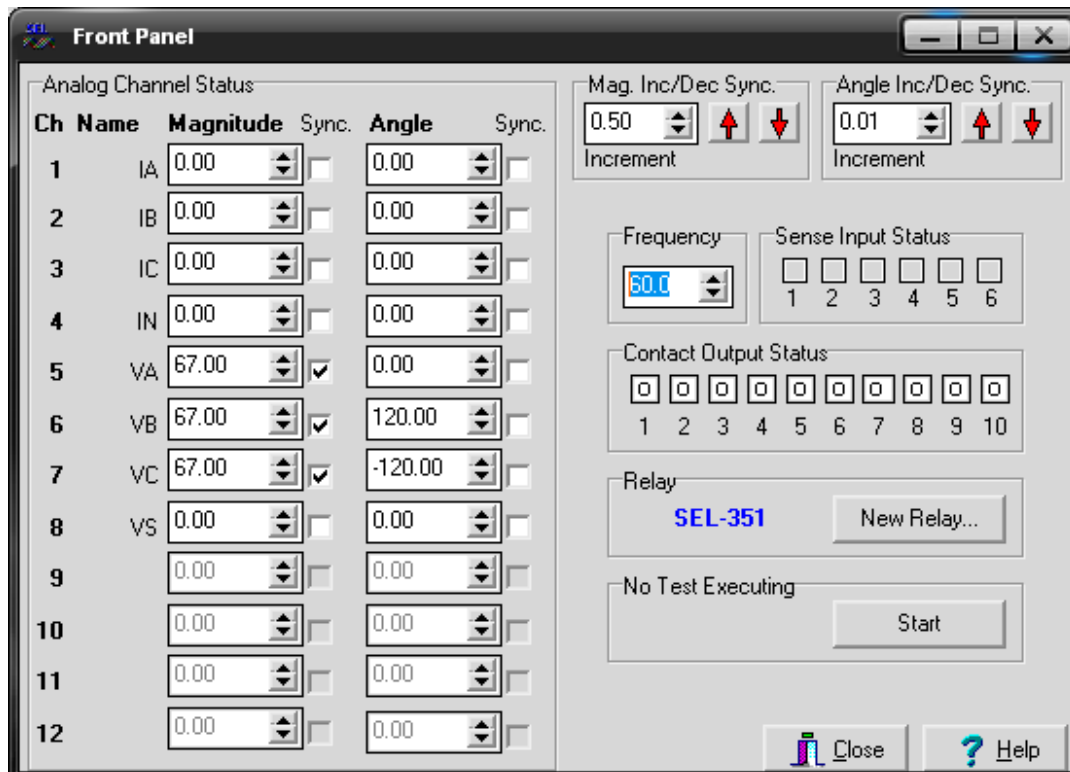


Figura 4.32 Simulación de variaciones de frecuencia



Device Overview

Metering

I MAG		I ANG		V MAG		V ANG	
A	0.18 A	A	0.00°	A	0.001 kV	A	161.51°
B	0.43 A	B	-3.26°	B	0.001 kV	B	-171.92°
C	0.39 A	C	11.85°	C	0.001 kV	C	-0.03°
N	0.38 A	N	9.13°	S	0.000 kV	S	26.52°
G	0.99 A	G	3.21°				

FREQ (Hz) 60.00 VDC (V) 18.47

Contact I/O

IN101	IN102	IN103	IN104	IN105	IN106	52A	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
OUT101	OUT102	OUT103	OUT104	OUT105	OUT106	OUT107	ALARM
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

User-Defined Targets

SG1	SG2	SG3	SG4	SG5	SG6	50BC4	50CA4
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
50A	50B	50C	51P	51PT	51PR	51N	51NT
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Front-Panel Display

ENABLED	TRIP	INST	COMM	SOTF	50	51	81
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
A	B	C	G	N	RS	CY	LO
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
FAULT TYPE					79		

Figura 4.33 Señalización del 81



Conclusiones

Con la realización de este proyecto pudimos comprobar que el sistema de protecciones que se realizó cumple con sus parámetros de diseño. Esto fue determinado por medio de simulaciones en el relevador SEL-351, y la fuente de señales de bajo nivel AMS de la marca SEL. Desgraciadamente no se pudo implementar en el campo debido diferentes circunstancias.

Al realizar las pruebas comprobamos que el relevador manda señal para la apertura del interruptor cuando existen fallas por sobrecorriente, cuando hay bajos o altos niveles de frecuencia; no se cumplió con el objetivo de proteger el alimentador cuando existan bajos o altos niveles de tensión, ya que por diseño del relevador, éste solamente manda una señal de alarma para cuando el alimentador tiene dichas características.

En contraparte se pudieron activar las protecciones por sag (bajo nivel de tensión durante determinado nivel de tiempo), swell (alto nivel de tensión) y el interrupt (interrupción de tensión por determinado tiempo); estos ajustes al igual que los de niveles de tensión no son protecciones, ya que el relevador no manda la señal de apertura, sino que solamente manda señal de alarma pero con esto se pueden tomar acciones correctivas.

Durante la realización de las pruebas nos dimos cuenta que se debe tener mucho cuidado con los ajustes que se le dan al equipo, ya que cualquier parámetro que se cambie nos puede llevar a la operación incorrecta del relevador, siendo que opere cuando no deba de hacerlo o que no opere cuando tenga que hacerlo.



A n e x o s

Anexo 1

Memoria de Calculo para Corto Circuito					
Conductor	LINNET	ACSR 336.4	CONDUMEX		
Alimentador COA-22			Equipos		
Scc3 ϕ =	8219.2 MVA		T-221		
Scc1 ϕ =	6784.9 MVA		S=	45 MVA	
Long Alim=	108.4 km		%Z=	8	
Resistencia	0.187 Ω /km		Vp=	230 KV	
Reactancia	0.28 Ω /km		Vs=	23 KV	
Sbase	100 MVA				
Kvbase	23 KV				
Cambio de Base para el T-221					
Zpu	0.18				Reactancias del Sistema Secuencia (+) y Secuencia (-)
KV equipo	23 KV				X's= 0.0122 Ω
Sbequipo	60 MVA				Reactancia del Sistema Secuencia (0)
KVsistema	23 KV				X's= 0.0147 Ω
Sbsistema	100 MVA				Determinacion de Zbase
Zp.u.(2)=	0.3000				Zb= 5.29 Ω
Xn=	0				Determinacion de la Ibase
Xn(p.u.)=	0.000				Ib= 2510.29 Amperes



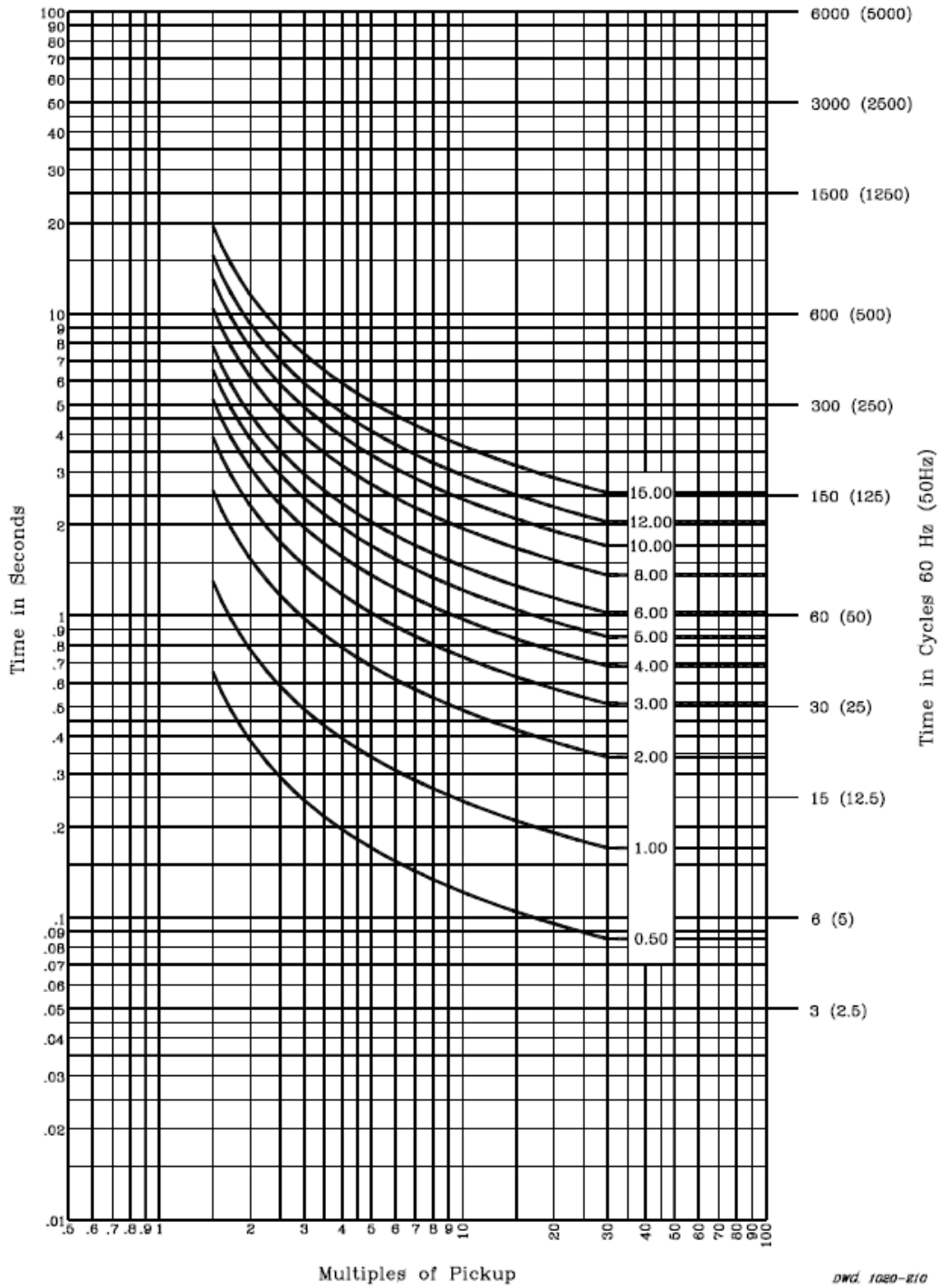
Alimentador	Inicio de Ramal	Distancia en Km	Resistencia Ω	Reactancia Ω	Resistencia pu	Reactancia pu
COA-22	1	0.5	0.0935	0.14	0.0177	0.0265
COA-22	2	1.3	0.2431	0.364	0.0460	0.0688
COA-22	3	2	0.374	0.56	0.0707	0.1059
COA-22	4	2.8	0.5236	0.784	0.0990	0.1482
COA-22	5	3.6	0.6732	1.008	0.1273	0.1905
COA-22	6	4.8	0.8976	1.344	0.1697	0.2541
COA-22	7	5.9	1.1033	1.652	0.2086	0.3123
COA-22	8	7	1.309	1.96	0.2474	0.3705
COA-22	9	7.8	1.4586	2.184	0.2757	0.4129
COA-22	10	8.6	1.6082	2.408	0.3040	0.4552
COA-22	11	9.9	1.8513	2.772	0.3500	0.5240
COA-22	12	10.7	2.0009	2.996	0.3782	0.5664
COA-22	13	12	2.244	3.36	0.4242	0.6352
COA-22	14	13.5	2.5245	3.78	0.4772	0.7146
COA-22	15	14.6	2.7302	4.088	0.5161	0.7728
COA-22	16	15.4	2.8798	4.312	0.5444	0.8151
COA-22	17	16.9	3.1603	4.732	0.5974	0.8945
COA-22	18	17.8	3.3286	4.984	0.6292	0.9422
COA-22	19	18.6	3.4782	5.208	0.6575	0.9845
COA-22	20	19.5	3.6465	5.46	0.6893	1.0321
COA-22	21	21	3.927	5.88	0.7423	1.1115
COA-22	22	22.4	4.1888	6.272	0.7918	1.1856
COA-22	23	22.9	4.2823	6.412	0.8095	1.2121
COA-22	24	23.8	4.4506	6.664	0.8413	1.2597
COA-22	25	24.5	4.5815	6.86	0.8661	1.2968
COA-22	26	25.7	4.8059	7.196	0.9085	1.3603
COA-22	27	26.5	4.9555	7.42	0.9368	1.4026
COA-22	28	28	5.236	7.84	0.9898	1.4820
COA-22	29	29.3	5.4791	8.204	1.0357	1.5509
COA-22	30	30.1	5.6287	8.428	1.0640	1.5932
COA-22	31	30.9	5.7783	8.652	1.0923	1.6355
COA-22	32	32	5.984	8.96	1.1312	1.6938
COA-22	33	33.8	6.3206	9.464	1.1948	1.7890
COA-22	34	34.8	6.5076	9.744	1.2302	1.8420



COA-22	35	35.9	6.7133	10.052	1.2691	1.9002
COA-22	36	36.5	6.8255	10.22	1.2903	1.9319
COA-22	37	37.7	7.0499	10.556	1.3327	1.9955
COA-22	38	38.9	7.2743	10.892	1.3751	2.0590
COA-22	39	39.9	7.4613	11.172	1.4105	2.1119
COA-22	40	41	7.667	11.48	1.4493	2.1701
COA-22	41	42.5	7.9475	11.9	1.5024	2.2495
COA-22	42	43.8	8.1906	12.264	1.5483	2.3183
COA-22	43	45.9	8.5833	12.852	1.6226	2.4295
COA-22	44	46.7	8.7329	13.076	1.6508	2.4718
COA-22	45	47.8	8.9386	13.384	1.6897	2.5301
COA-22	46	48.5	9.0695	13.58	1.7145	2.5671
COA-22	47	49.9	9.3313	13.972	1.7640	2.6412
COA-22	48	52	9.724	14.56	1.8382	2.7524
COA-22	49	53.9	10.0793	15.092	1.9053	2.8529
COA-22	50	55.5	10.3785	15.54	1.9619	2.9376
COA-22	51	57.9	10.8273	16.212	2.0467	3.0647
COA-22	52	60	11.22	16.8	2.1210	3.1758
COA-22	53	62	11.594	17.36	2.1917	3.2817
COA-22	54	64.7	12.0989	18.116	2.2871	3.4246
COA-22	55	70	13.09	19.6	2.4745	3.7051
COA-22	56	74.9	14.0063	20.972	2.6477	3.9645
COA-22	57	79.9	14.9413	22.372	2.8244	4.2291
COA-22	58	84.3	15.7641	23.604	2.9800	4.4620
COA-22	59	87.8	16.4186	24.584	3.1037	4.6473
COA-22	60	91.5	17.1105	25.62	3.2345	4.8431
COA-22	61	93.4	17.4658	26.152	3.3017	4.9437
COA-22	62	96.7	18.0829	27.076	3.4183	5.1183
COA-22	63	98.2	18.3634	27.496	3.4713	5.1977
COA-22	64	100.5	18.7935	28.14	3.5526	5.3195
COA-22	65	103.7	19.3919	29.036	3.6658	5.4888
COA-22	66	105.7	19.7659	29.596	3.7365	5.5947
COA-22	67	107.1	20.0277	29.988	3.7860	5.6688
COA-22	68	108.4	20.2708	30.352	3.8319	5.7376



Anexo 2

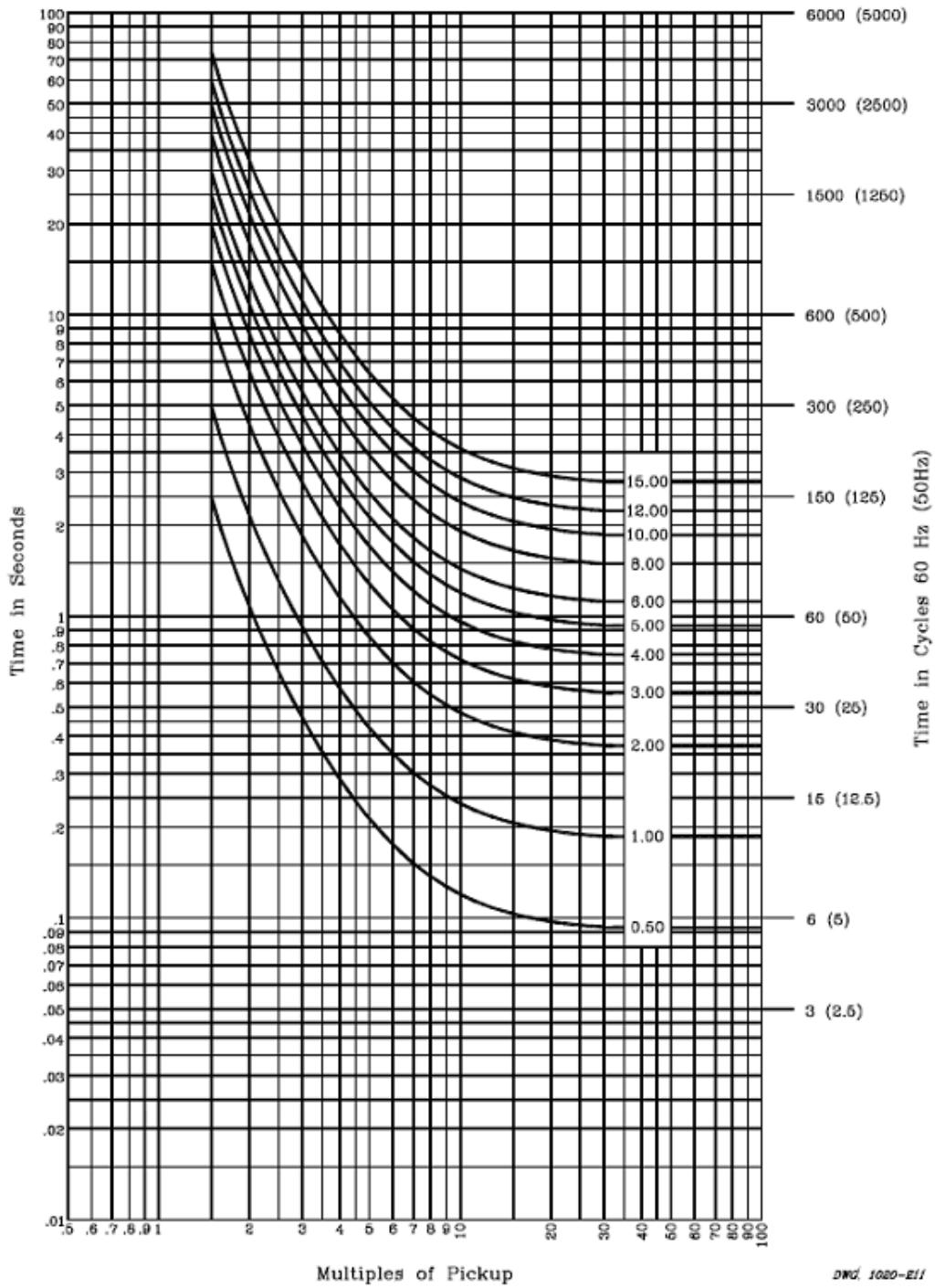


DWG. 1020-R10

Curva U.S. Moderadamente Inversa: U1



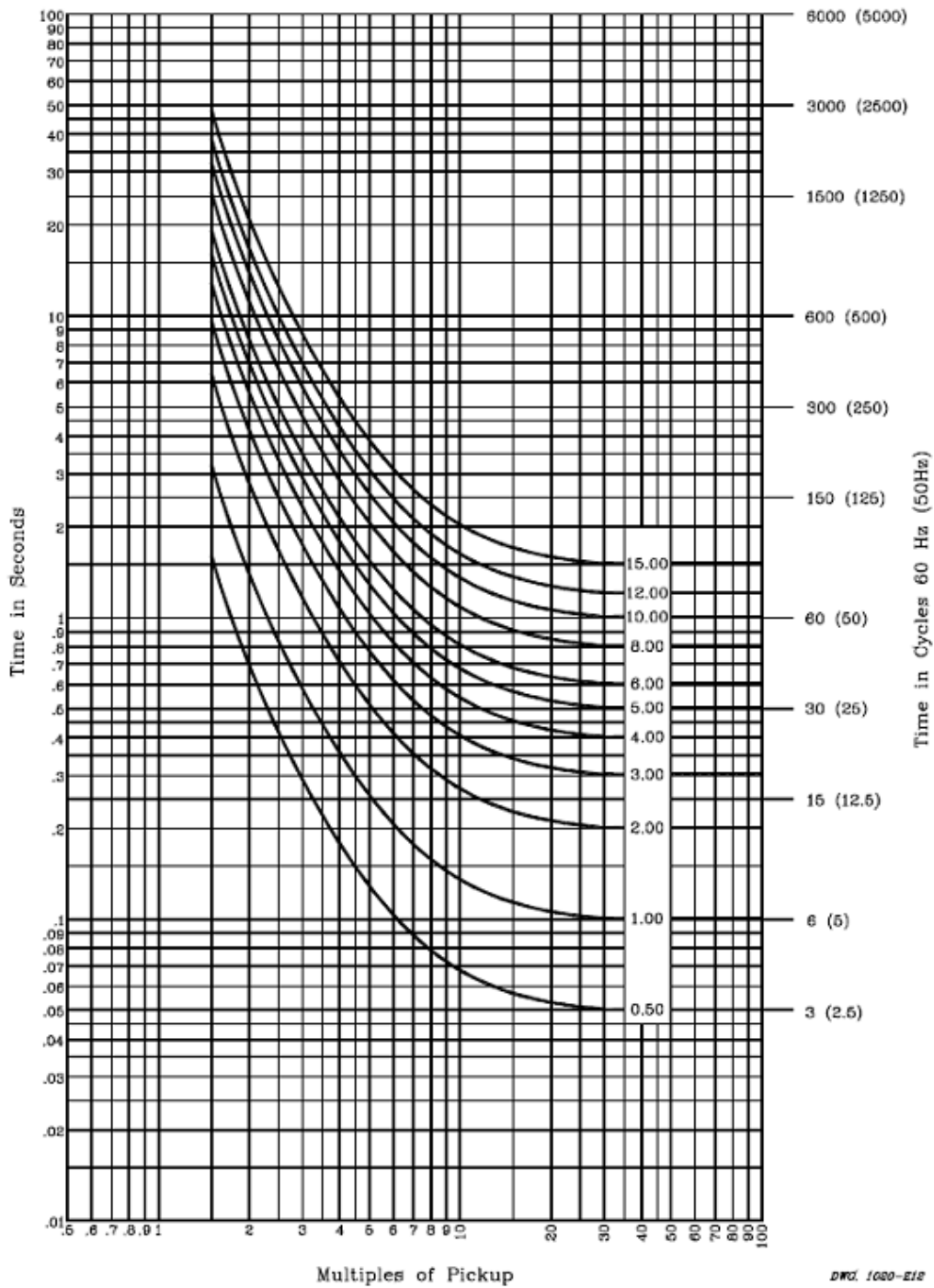
Anexo 3



Curva U.S. Inversa: U2



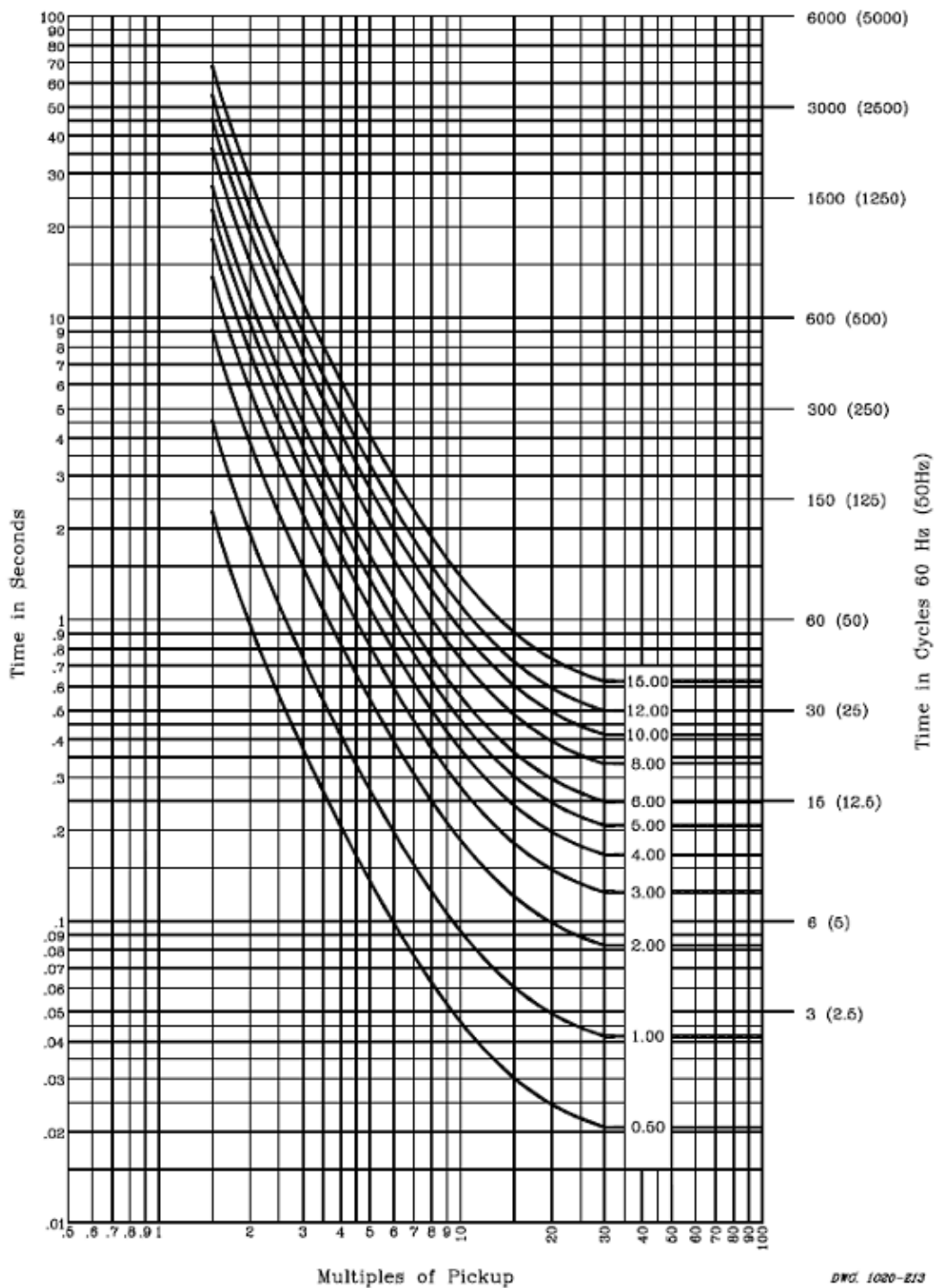
Anexo 4



Curva U.S. Muy Inversa: U3



Anexo 5

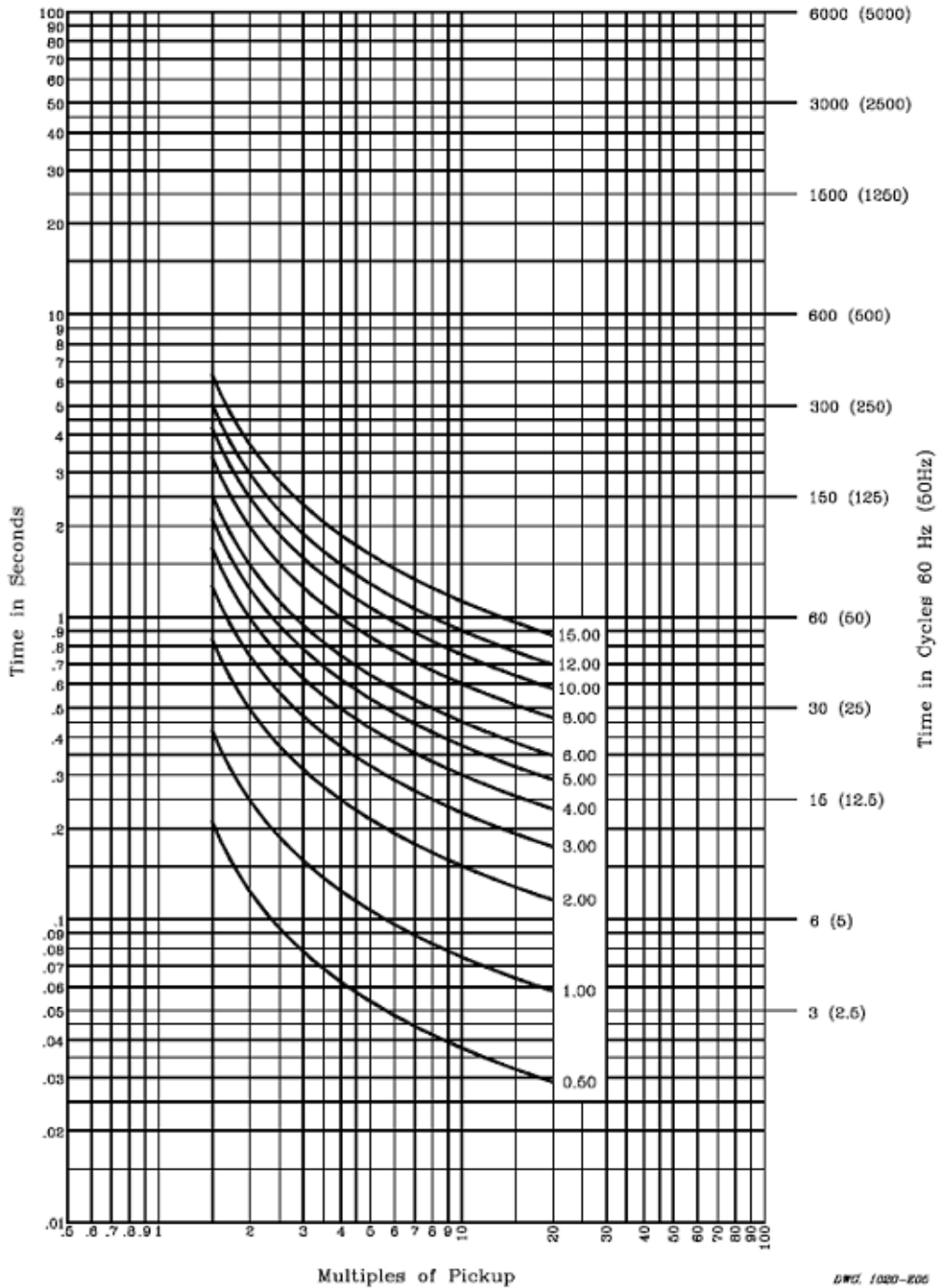


Curva U.S. Extremadamente Inversa: U4

Instituto Politécnico Nacional
Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica



Anexo 6



Curva U.S. Inversa de Tiempo corto: U5



Anexo 7

Programa para Calculo de Corto Circuito en MATLAB

```

clear
clc
disp('Programa para Calculo de Corto Circuito')
xt=input('Reactancia del Transformador de la SE: ');
xs=input('Reactancia del sistema trifásica: ');
xs1=input('Reactancia del sistema monofásica: ');
xn=input('Reactancia de neutro: ');

Xe=xs+xt;
Xe1=xs1+3*xn+xt;

Ib=input('Corriente base: ');
E=input('Tensión de la fuente Equivalente: ');
n=input('Numero de Ramales del Alimentador:');
for i=1:n
    cell(i,1)=input('Impedancia del ramal: ');
    zr(i,1)=cell(i,1);
    cell(i,1)=zr(i,1)+Xe;
    Zth(i,1)=cell(i,1);
end
for i=1:n
    cell(i,1)=E/Zth(i,1);
    lcc(i,1)=cell(i,1);
end
diary estudiocc.txt
disp('Impedancias de Thevenin en los ramales')
disp(Zth);
disp('Corrientes de Corto Circuito Trifásico en P.U. ');
disp(lcc);
disp('Corrientes de Corto Circuito Trifásico en Amperes: ');
Ica=lcc*Ib;
disp(Ica);
diary off

disp('Corto Circuito Monofasico');
for i=1:n
    cell(i,1)=zr(i,1)+Xe1;
    ZO(i,1)=cell(i,1);
    Zthm(i,1)=ZO(i,1)+(2*Zth(i,1));
end
disp('Impedancia de Thevenin en Sec(0)');
disp(ZO);

for i=1:n

```



```
cell(i,1)=(3*E)/Zthm(i,1);  
lcc1(i,1)=cell(i,1);  
end  
diary estudiocc.txt  
disp('Corrientes de Corto Circuito Monofásico en p.u.');
```

```
disp(lcc1);
```

```
Ima=lcc1*Ib;
```

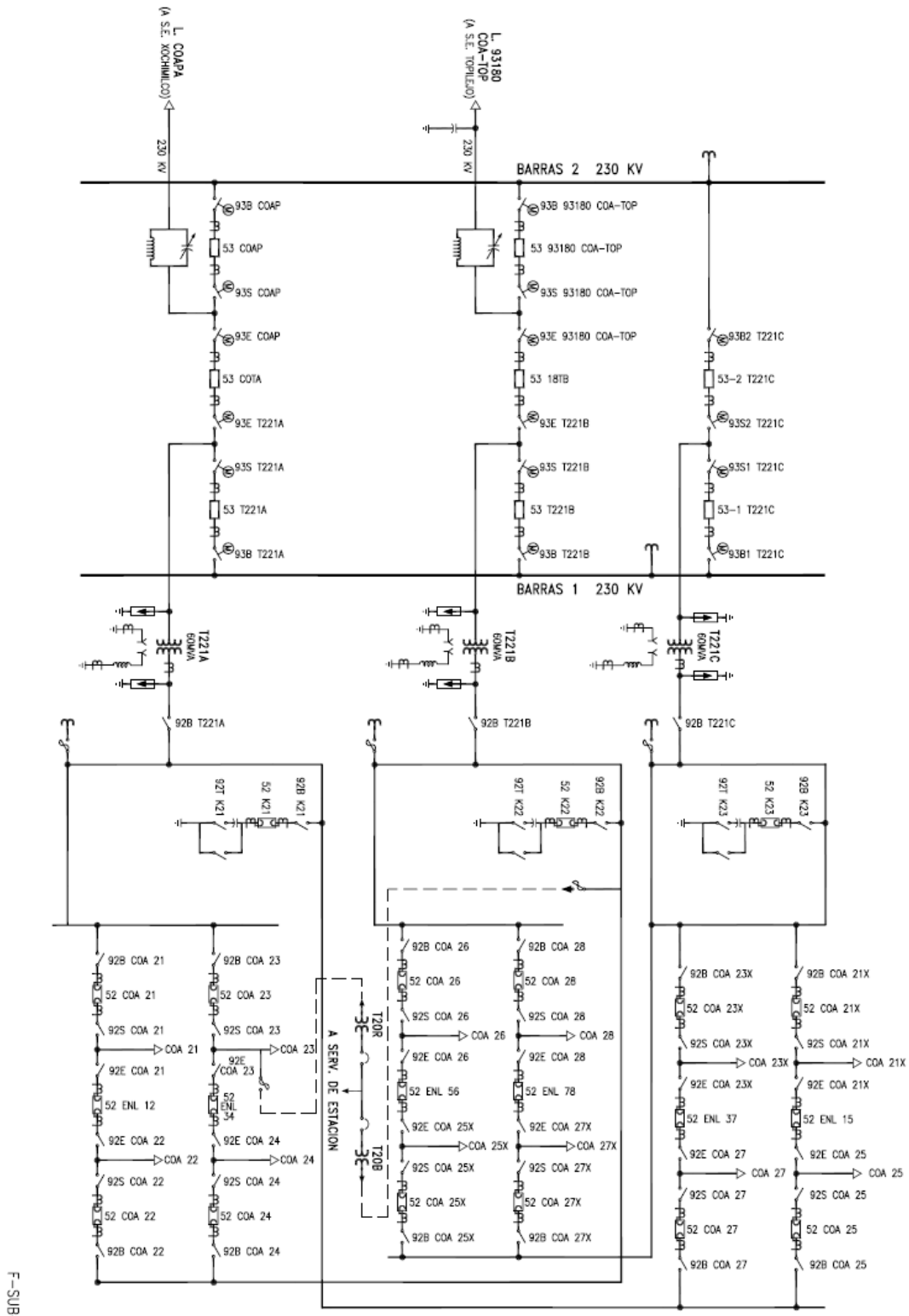
```
disp('Corrientes de Corto Circuito Monofásico en Amperes');
```

```
disp(Ima);
```

```
diary off
```



Anexo 8



Arreglo de la subestación coapa



Anexo 9

Planos del COA-22



Anexo 10

Impedancias de Thevenin en los ramales:

1.	$0.0177 + 0.3387i$	35.	$1.2691 + 2.2124i$
2.	$0.0460 + 0.3810i$	36.	$1.2903 + 2.2441i$
3.	$0.0707 + 0.4181i$	37.	$1.3327 + 2.3077i$
4.	$0.0990 + 0.4604i$	38.	$1.3751 + 2.3712i$
5.	$0.1273 + 0.5027i$	39.	$1.4105 + 2.4241i$
6.	$0.1697 + 0.5663i$	40.	$1.4493 + 2.4823i$
7.	$0.2086 + 0.6245i$	41.	$1.5024 + 2.5617i$
8.	$0.2474 + 0.6827i$	42.	$1.5483 + 2.6305i$
9.	$0.2757 + 0.7251i$	43.	$1.6226 + 2.7417i$
10.	$0.3040 + 0.7674i$	44.	$1.6508 + 2.7840i$
11.	$0.3500 + 0.8362i$	45.	$1.6897 + 2.8423i$
12.	$0.3782 + 0.8786i$	46.	$1.7145 + 2.8793i$
13.	$0.4242 + 0.9474i$	47.	$1.7640 + 2.9534i$
14.	$0.4772 + 1.0268i$	48.	$1.8382 + 3.0646i$
15.	$0.5161 + 1.0850i$	49.	$1.9053 + 3.1651i$
16.	$0.5444 + 1.1273i$	50.	$1.9619 + 3.2498i$
17.	$0.5974 + 1.2067i$	51.	$2.0467 + 3.3769i$
18.	$0.6292 + 1.2544i$	52.	$2.1210 + 3.4880i$
19.	$0.6575 + 1.2967i$	53.	$2.1917 + 3.5939i$
20.	$0.6893 + 1.3443i$	54.	$2.2871 + 3.7368i$
21.	$0.7423 + 1.4237i$	55.	$2.4745 + 4.0173i$
22.	$0.7918 + 1.4978i$	56.	$2.6477 + 4.2767i$
23.	$0.8095 + 1.5243i$	57.	$2.8244 + 4.5413i$
24.	$0.8413 + 1.5719i$	58.	$2.9800 + 4.7742i$
25.	$0.8661 + 1.6090i$	59.	$3.1037 + 4.9595i$
26.	$0.9085 + 1.6725i$	60.	$3.2345 + 5.1553i$
27.	$0.9368 + 1.7148i$	61.	$3.3017 + 5.2559i$
28.	$0.9898 + 1.7942i$	62.	$3.4183 + 5.4305i$
29.	$1.0357 + 1.8631i$	63.	$3.4713 + 5.5099i$
30.	$1.0640 + 1.9054i$	64.	$3.5526 + 5.6317i$
31.	$1.0923 + 1.9477i$	65.	$3.6658 + 5.8010i$
32.	$1.1312 + 2.0060i$	66.	$3.7365 + 5.9069i$
33.	$1.1948 + 2.1012i$	67.	$3.7860 + 5.9810i$
34.	$1.2302 + 2.1542i$	68.	$3.8319 + 6.0498i$



Corrientes de Corto Circuito Trifásico en P.U.

1.	0.1539 - 2.9444i	35.	0.1951 - 0.3401i
2.	0.3123 - 2.5870i	36.	0.1926 - 0.3349i
3.	0.3932 - 2.3253i	37.	0.1877 - 0.3250i
4.	0.4464 - 2.0760i	38.	0.1830 - 0.3156i
5.	0.4734 - 1.8694i	39.	0.1793 - 0.3082i
6.	0.4856 - 1.6203i	40.	0.1754 - 0.3004i
7.	0.4812 - 1.4406i	41.	0.1703 - 0.2905i
8.	0.4692 - 1.2947i	42.	0.1662 - 0.2823i
9.	0.4581 - 1.2049i	43.	0.1599 - 0.2701i
10.	0.4462 - 1.1263i	44.	0.1576 - 0.2658i
11.	0.4259 - 1.0176i	45.	0.1545 - 0.2600i
12.	0.4133 - 0.9602i	46.	0.1527 - 0.2564i
13.	0.3937 - 0.8792i	47.	0.1491 - 0.2496i
14.	0.3722 - 0.8009i	48.	0.1439 - 0.2400i
15.	0.3575 - 0.7516i	49.	0.1396 - 0.2319i
16.	0.3474 - 0.7193i	50.	0.1361 - 0.2255i
17.	0.3295 - 0.6656i	51.	0.1313 - 0.2166i
18.	0.3195 - 0.6369i	52.	0.1273 - 0.2093i
19.	0.3111 - 0.6135i	53.	0.1237 - 0.2028i
20.	0.3020 - 0.5890i	54.	0.1192 - 0.1947i
21.	0.2879 - 0.5523i	55.	0.1112 - 0.1805i
22.	0.2759 - 0.5218i	56.	0.1047 - 0.1690i
23.	0.2718 - 0.5117i	57.	0.0988 - 0.1588i
24.	0.2647 - 0.4945i	58.	0.0941 - 0.1507i
25.	0.2594 - 0.4819i	59.	0.0907 - 0.1449i
26.	0.2508 - 0.4617i	60.	0.0873 - 0.1392i
27.	0.2454 - 0.4491i	61.	0.0857 - 0.1364i
28.	0.2357 - 0.4273i	62.	0.0830 - 0.1319i
29.	0.2279 - 0.4100i	63.	0.0819 - 0.1299i
30.	0.2234 - 0.4001i	64.	0.0801 - 0.1270i
31.	0.2190 - 0.3906i	65.	0.0778 - 0.1232i
32.	0.2133 - 0.3782i	66.	0.0765 - 0.1209i
33.	0.2045 - 0.3596i	67.	0.0756 - 0.1194i
34.	0.1999 - 0.3501i	68.	0.0747 - 0.1180i



**Corrientes de Corto Circuito Trifásico en Amperes:
1.0e+003 ***

1.	0.3863 - 7.3914i	35.	0.4897 - 0.8537i
2.	0.7841 - 6.4940i	36.	0.4834 - 0.8407i
3.	0.9870 - 5.8371i	37.	0.4711 - 0.8157i
4.	1.1206 - 5.2114i	38.	0.4594 - 0.7922i
5.	1.1883 - 4.6927i	39.	0.4501 - 0.7736i
6.	1.2189 - 4.0675i	40.	0.4403 - 0.7542i
7.	1.2079 - 3.6162i	41.	0.4276 - 0.7291i
8.	1.1778 - 3.2502i	42.	0.4172 - 0.7088i
9.	1.1501 - 3.0247i	43.	0.4013 - 0.6781i
10.	1.1201 - 2.8275i	44.	0.3956 - 0.6671i
11.	1.0692 - 2.5545i	45.	0.3879 - 0.6526i
12.	1.0376 - 2.4105i	46.	0.3833 - 0.6436i
13.	0.9883 - 2.2072i	47.	0.3742 - 0.6265i
14.	0.9344 - 2.0105i	48.	0.3613 - 0.6024i
15.	0.8975 - 1.8867i	49.	0.3504 - 0.5822i
16.	0.8720 - 1.8057i	50.	0.3418 - 0.5661i
17.	0.8272 - 1.6708i	51.	0.3295 - 0.5437i
18.	0.8020 - 1.5989i	52.	0.3195 - 0.5254i
19.	0.7809 - 1.5400i	53.	0.3105 - 0.5091i
20.	0.7582 - 1.4786i	54.	0.2991 - 0.4887i
21.	0.7228 - 1.3863i	55.	0.2790 - 0.4530i
22.	0.6925 - 1.3099i	56.	0.2627 - 0.4243i
23.	0.6822 - 1.2846i	57.	0.2479 - 0.3986i
24.	0.6644 - 1.2414i	58.	0.2362 - 0.3784i
25.	0.6511 - 1.2097i	59.	0.2276 - 0.3637i
26.	0.6295 - 1.1590i	60.	0.2192 - 0.3494i
27.	0.6159 - 1.1274i	61.	0.2151 - 0.3425i
28.	0.5918 - 1.0727i	62.	0.2084 - 0.3311i
29.	0.5722 - 1.0293i	63.	0.2055 - 0.3261i
30.	0.5608 - 1.0043i	64.	0.2011 - 0.3189i
31.	0.5499 - 0.9805i	65.	0.1954 - 0.3092i
32.	0.5354 - 0.9495i	66.	0.1920 - 0.3035i
33.	0.5134 - 0.9028i	67.	0.1897 - 0.2996i
34.	0.5018 - 0.8787i	68.	0.1876 - 0.2961i



Corrientes de Corto Circuito Monofásico en P.U.

1. 0.1531 - 2.9372i	35. 0.3887 - 0.8619i
2. 0.2157 - 2.8112i	36. 0.3859 - 0.8511i
3. 0.2616 - 2.7070i	37. 0.3801 - 0.8301i
4. 0.3058 - 2.5948i	38. 0.3745 - 0.8101i
5. 0.3425 - 2.4897i	39. 0.3699 - 0.7942i
6. 0.3857 - 2.3438i	40. 0.3650 - 0.7773i
7. 0.4157 - 2.2222i	41. 0.3584 - 0.7555i
8. 0.4381 - 2.1108i	42. 0.3528 - 0.7375i
9. 0.4507 - 2.0354i	43. 0.3441 - 0.7101i
10. 0.4608 - 1.9648i	44. 0.3408 - 0.7002i
11. 0.4725 - 1.8587i	45. 0.3365 - 0.6870i
12. 0.4772 - 1.7983i	46. 0.3337 - 0.6788i
13. 0.4822 - 1.7074i	47. 0.3284 - 0.6631i
14. 0.4843 - 1.6123i	48. 0.3206 - 0.6408i
15. 0.4839 - 1.5486i	49. 0.3139 - 0.6218i
16. 0.4829 - 1.5051i	50. 0.3084 - 0.6067i
17. 0.4794 - 1.4294i	51. 0.3004 - 0.5853i
18. 0.4766 - 1.3872i	52. 0.2938 - 0.5678i
19. 0.4738 - 1.3517i	53. 0.2877 - 0.5520i
20. 0.4703 - 1.3137i	54. 0.2798 - 0.5321i
21. 0.4638 - 1.2546i	55. 0.2655 - 0.4968i
22. 0.4573 - 1.2039i	56. 0.2534 - 0.4681i
23. 0.4549 - 1.1867i	57. 0.2421 - 0.4420i
24. 0.4504 - 1.1569i	58. 0.2329 - 0.4213i
25. 0.4469 - 1.1347i	59. 0.2261 - 0.4061i
26. 0.4407 - 1.0984i	60. 0.2193 - 0.3913i
27. 0.4366 - 1.0755i	61. 0.2159 - 0.3840i
28. 0.4288 - 1.0349i	62. 0.2103 - 0.3721i
29. 0.4220 - 1.0020i	63. 0.2079 - 0.3669i
30. 0.4179 - 0.9827i	64. 0.2042 - 0.3592i
31. 0.4138 - 0.9641i	65. 0.1993 - 0.3491i
32. 0.4081 - 0.9397i	66. 0.1964 - 0.3430i
33. 0.3991 - 0.9022i	67. 0.1944 - 0.3389i
34. 0.3941 - 0.8825i	68. 0.1926 - 0.3351i



Corrientes de Corto Circuito Monofásico en Amperes

1.0e+003 *

1. 0.3844 - 7.3733i	35. 0.9759 - 2.1636i
2. 0.5415 - 7.0570i	36. 0.9686 - 2.1364i
3. 0.6566 - 6.7953i	37. 0.9542 - 2.0838i
4. 0.7677 - 6.5138i	38. 0.9401 - 2.0336i
5. 0.8598 - 6.2498i	39. 0.9287 - 1.9936i
6. 0.9683 - 5.8837i	40. 0.9162 - 1.9514i
7. 1.0435 - 5.5782i	41. 0.8996 - 1.8964i
8. 1.0997 - 5.2986i	42. 0.8856 - 1.8512i
9. 1.1314 - 5.1095i	43. 0.8637 - 1.7824i
10. 1.1566 - 4.9322i	44. 0.8556 - 1.7576i
11. 1.1861 - 4.6658i	45. 0.8446 - 1.7244i
12. 1.1980 - 4.5142i	46. 0.8378 - 1.7040i
13. 1.2105 - 4.2860i	47. 0.8243 - 1.6645i
14. 1.2156 - 4.0474i	48. 0.8048 - 1.6085i
15. 1.2148 - 3.8874i	49. 0.7879 - 1.5610i
16. 1.2122 - 3.7783i	50. 0.7741 - 1.5230i
17. 1.2035 - 3.5881i	51. 0.7541 - 1.4693i
18. 1.1965 - 3.4822i	52. 0.7374 - 1.4253i
19. 1.1894 - 3.3931i	53. 0.7221 - 1.3858i
20. 1.1806 - 3.2977i	54. 0.7024 - 1.3357i
21. 1.1644 - 3.1495i	55. 0.6664 - 1.2472i
22. 1.1480 - 3.0221i	56. 0.6361 - 1.1750i
23. 1.1419 - 2.9789i	57. 0.6077 - 1.1095i
24. 1.1307 - 2.9042i	58. 0.5847 - 1.0575i
25. 1.1218 - 2.8483i	59. 0.5675 - 1.0195i
26. 1.1064 - 2.7574i	60. 0.5504 - 0.9822i
27. 1.0961 - 2.6998i	61. 0.5420 - 0.9640i
28. 1.0765 - 2.5978i	62. 0.5279 - 0.9341i
29. 1.0594 - 2.5152i	63. 0.5218 - 0.9210i
30. 1.0490 - 2.4669i	64. 0.5126 - 0.9018i
31. 1.0387 - 2.4203i	65. 0.5004 - 0.8762i
32. 1.0245 - 2.3588i	66. 0.4930 - 0.8610i
33. 1.0018 - 2.2647i	67. 0.4880 - 0.8506i
34. 0.9893 - 2.2154i	68. 0.4834 - 0.8412i



ÍNDICE DE FIGURAS

CAPITULO 1

FIGURA 1 ESQUEMA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	2
FIGURA 1.2 PLANTA TERMOELÉCTRICA	4
FIGURA 1.3 PLANTA EOLOELÉCTRICA	5
FIGURA 1.4 RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA	13
FIGURA 1.5 RED DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA	14
FIGURA 1.6 ESTRUCTURA EN ANILLO ABIERTO	15
FIGURA 1.7 ESTRUCTURA EN ANILLO CERRADO	16
FIGURA 1.8 ESTRUCTURA EN MALLAS	17
FIGURA 1.9 ESTRUCTURA EN DOBLE DERIVACIÓN	18
FIGURA 1.10 ESTRUCTURA EN DERIVACIÓN MÚLTIPLE	19
FIGURA 1.11 ESTRUCTURA DE ALIMENTADORES SELECTIVOS	20

CAPITULO 2

FIGURA 2.1 TIPOS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	32
FIGURA 2.2 ZONAS DE PROTECCIÓN TRASLAPADAS	32

CAPITULO 3

FIGURA 3.1 PROTECCIÓN Y MEDICIÓN EN ALIMENTADORES DE 23kV	46
FIGURA 3.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS	48
FIGURA 3.3 CIRCUITO EQUIVALENTE EN CONDICIONES NORMALES	50
FIGURA 3.4 CIRCUITO EQUIVALENTE AL OCURRIR UNA FALLA	51
FIGURA 3.5 CORRIENTE DE CORTO DURANTE LOS PRIMEROS CICLOS	52
FIGURA 3.6 CORRIENTES EN EL PUNTO DE FALLA TRIFÁSICA	54
FIGURA 3.7 CORRIENTES EN EL PUNTO DE FALLA MONOFÁSICA CON RESISTENCIA	56
FIGURA 3.8 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	59



FIGURA 3.9 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR	61
FIGURA 3.10 COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR	63
FIGURA 3.11 ARREGLO RELEVADOR-FUSIBLE	65
FIGURA 3.12 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON AJUSTE SELECTIVO DE SOBRE ALCANCE EN LA UNIDAD INSTANTÁNEA DEL RELEVADOR	66
FIGURA 3.13 COORDINACIÓN RESTAURADOR-RESTAURADOR	69
CAPITULO 4	
FIGURA 4.1 AcSELERATOR PANTALLA PRINCIPAL	72
FIGURA 4.2 PANTALLA PARA CARGARLA BASE DE DATOS DEL SEL-351	73
FIGURA 4.3 PANTALLA DE SELECCIÓN DE BASE DE DATOS	73
FIGURA 4.4 PANTALLA DE AJUSTES PARA TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	74
FIGURA 4.5 UBICACIÓN DEL COA-22	75
FIGURA 4.6 DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR	76
FIGURA 4.7 RED DE SECUENCIA POSITIVA	79
FIGURA 4.8 RED DE SECUENCIA NEGATIVA	79
FIGURA 4.9 RED DE SECUENCIA NEGATIVA	79
FIGURA 4.10 PANTALLA DE RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN	83
FIGURA 4.11 PANTALLA DE ELEMENTOS DE SOBRE CORRIENTE INSTANTÁNEA	84
FIGURA 4.12 PANTALLA DE ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE A TIERRA	85
FIGURA 4.13 PANTALLA DE ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO	86
FIGURA 4.14 ELEMENTO DE TIEMPO INVERSO PARA TIERRA	86
FIGURA 4.15 PANTALLA DE ELEMENTOS DE TENSION	87
FIGURA 4.16 ELEMENTOS DE FRECUENCIA	88
FIGURA 4.17 PANTALLA DE RECIERRE	88
FIGURA 4.18 PANTALLA DE ELEMENTOS DE INTERRUPCIONES Y CAIDAS DE TENSION	89



FIGURA 4.19 SIMULACIÓN DE FALLA TRIFÁSICA	91
FIGURA 4.20 SEÑALIZACIÓN DEL 50	91
FIGURA 4.21 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE 50	92
FIGURA 4.22 SIMULACIÓN DE FALLA TRIFÁSICA PARA PROTECCIÓN DE TIEMPO INVERSO	93
FIGURA 4.23 PANTALLA DEL RELEVADOR PARA PROTECCIÓN 51	93
FIGURA 4.24 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL 51	94
FIGURA 4.25 SIMULACIÓN DE FALLA MONOFÁSICA PARA PROTECCIÓN 50-N	95
FIGURA 4.26 SEÑALIZACIÓN 50-N	95
FIGURA 4.27 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL 50-N	96
FIGURA 4.28 SIMULACIÓN DE FALLA MONOFÁSICA PARA PROTECCIÓN 51-N	97
FIGURA 4.29 SEÑALIZACIÓN 51-N	97
FIGURA 4.30 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL 51-N	98
FIGURA 4.31 SIMULACIÓN DE VARIACIÓN DE TENSIÓN	98
FIGURA 4.32 SIMULACIÓN DE VARIACIONES DE FRECUENCIA	99
FIGURA 4.33 SEÑALIZACIÓN 81	100
ÍNDICE DE TABLAS	
TABLA 1. ESTADÍSTICA DEL LIBRAMIENTO DE FALLAS	25
TABLA 2. ESTADÍSTICA DE FALLAS	31
TABLA 3. DATOS DEL ALIMENTADOR COA – 22	77



GLOSARIO

I.- CORRIENTE EN AMPERES

C.A.-CORRIENTE ALTERNA

CORRIENTE.- PASO DE LA ELECTRICIDAD DE UN PUNTO A OTRO DE UN MEDIO CONDUCTOR CUANDO EXISTE ENTRE AMBOS UNA DIFERENCIA DE POTENCIAL.

F.- FRECUENCIA EN Hz (EN MÉXICO 60 Hz)

S.- POTENCIA APARENTE EN KILO VOLTS AMPERES

P.- POTENCIA ACTIVA EN KILOWATTS

Q.- POTENCIA REACTIVA EN KILO VOLTS AMPERES REACTIVOS

POTENCIA ACTIVA.- PROMEDIO DE LOS VALORES SUCESIVOS POR LOS QUE PASA LA POTENCIA EN UN CIRCUITO DE CORRIENTE ALTERNA QUE SE OBTIENE MULTIPLICANDO LA POTENCIA APARENTE POR EL FACTOR DE POTENCIA (SU UNIDAD ES EL WATT).

POTENCIA APARENTE.- PRODUCTO DE LA TENSIÓN EFICAZ DE LA CORRIENTE EXPRESADO EN VOLTAMPERES.

POTENCIA REACTIVA.- PRODUCTO DE LA POTENCIA APARENTE POR EL SENO DEL ÁNGULO CORRESPONDIENTE AL RETRASO DE LA CORRIENTE CON RESPECTO A LA TENSIÓN.

POTENCIAL.- GRADO DE ELECTRIZACIÓN DE UN CONDUCTOR O CUERPO.

RELEVADOR.- DISPOSITIVO QUE SE INTERPONE EN CIERTOS ÓRGANOS DE MANDO CON OBJETO DE QUE UN IMPULSO ELÉCTRICO BREVE O DE ESCASA INTENSIDAD PERMITA GOBERNAR UN APARATO, REGULAR UNA CORRIENTE ELÉCTRICA MUCHO MÁS FUERTE O EJERCER ALGUNA OTRA ACCIÓN IMPORTANTE EN COMPARACIÓN CON LA QUE REQUIERE EL RELEVADOR.

TENSIÓN.- DIFERENCIA DE POTENCIAL ENTRE DOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS O DOS CUERPOS CARGADOS DE ELECTRICIDAD.

V.- TENSIÓN EN VOLTS

W.- WATTS

27.- RELEVADOR DE BAJO VOLTAJE

50.- RELEVADOR INSTANTÁNEO DE SOBRECORRIENTE



51.- RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO

52.- INTERRUPTOR DE POTENCIA

59.- RELEVADOR DE SOBREVOLTAJE

79.- RELEVADOR DE RECIERRE

81.- RELEVADOR DE FRECUENCIA

TC.- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

TP.- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

P.U. .-VALOR EN POR UNIDAD

VP .-VALOR DE TENSION PRIMARIA

IP .-VALOR DE CORRIENTE PRIMARIA



Referencias Bibliográficas

- [2] Pagina Web de Comisión Federal de Electricidad (www.cfe.org.mx)
- [3] R. Espinosa “ Sistemas de Distribución”, Noriega editores
- [4] Manual de diseño de S.E. de L.F. y C
- [5] B. Ravindranath “Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores”
- [6] “Apuntes de Calidad de la Energía” Academia de utilización
- [7] Especificaciones de Comisión Federal de Electricidad “Manual de procedimiento para coordinación de protecciones de sobre corriente en sistemas de distribución”
- [8] Manual del relevador SEL-351
- [9] NOM-001-SEDE-2005
- [10] CIMEDIST 4.5

