



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“FILOSOFÍA DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN CON RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351”

**TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTAN:

**MALDONADO RODRÍGUEZ RICARDO ÁNGEL
SÁNCHEZ MARTÍNEZ ALFREDO**

DIRECTOR DE TESIS: ING. ALFREDO CUENCA ROMERO

CD. UNIVERSITARIA, MÉXICO D. F., 2008

AGRADECIMIENTOS.

A Dios:

Por darme la vida y dicha de sentir y disfrutar cada una de las cosas que me rodean.

A mis padres, Laura y Ángel:

Porque siempre lo han dado todo por mí. Por sus esfuerzos y desvelos. Por ser padres y amigos al mismo tiempo. Por su cariño, apoyo y esfuerzo para lograr formar un ingeniero. Para ambos, muchas gracias.

A mis hermanas, Eugenia y Maricruz:

Por su inmensa compañía y su amistad. Por todo su amor y apoyo, gracias.

A mi profesor Alfredo Cuenca Romero:

Por el tiempo dedicado a este trabajo. Por su apoyo dentro y fuera de esta tesis.

A mi compañero Alfredo Sánchez Martínez:

Por el esfuerzo para culminar este trabajo. Por su amistad.

A mis amigos:

Por compartir conmigo un pequeño trozo de sus vidas. Por todas y cada una de nuestras valiosas conversaciones.

A la UNAM, por el orgullo que se siente tener la dicha de pertenecer a ella. Gracias a la mejor y más grande Universidad.

Ricardo Ángel Maldonado Rodríguez

AGRADECIMIENTOS.

Alfredo y Enedina:
Porque son mis padres, y siempre me han apoyado en todo.

Yolanda:
Abuela querida.

Elías y Ernesto:
Mis hermanos, siempre es bueno tener un par.

Carina:
Siempre has estado ahí.

A mis amigos:
Gracias a ustedes la vida es divertida.

Alfredo Cuenca Romero:
Gracias por tener paciencia con nosotros y apoyarnos en este trabajo.

Ricardo:
Compañero incondicional para realizar este trabajo.

UNAM:
Gracias por todo lo que me has dado.

Alfredo Sánchez Martínez

DEDICATORIAS.

A mi familia, Laura, Ángel, Eugenia y Maricruz:
Porque con nada podré devolverle todo lo que han hecho por mí.

A mis amigos.

Para todos aquellos, cuya humildad les permita consultar este trabajo y gastar en ello un poco de su valioso tiempo.

Ricardo Ángel Maldonado Rodríguez

DEDICATORIAS.

A mi Familia, por su apoyo incondicional.

A mis amigos.

A ti.

Alfredo Sánchez Martínez

ÍNDICE.

PRÓLOGO.	1
---------------	---

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN CON RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351..... 4

1.1 INTRODUCCIÓN.	5
1.2 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA PROTECCIÓN.	6
1.2.1 CONFIABILIDAD.....	6
1.2.2 RAPIDEZ.....	7
1.2.3 SENSIBILIDAD.....	7
1.2.4 SELECTIVIDAD.....	8
1.2.5 ECONOMÍA.....	8
1.2.6 FLEXIBILIDAD.....	8
1.2.7 SIMPLICIDAD.....	8
1.2.8 FACILIDAD DE PRUEBAS.....	8
1.2.9 MODULARIDAD.....	9
1.2.10 MANTENIMIENTO.....	9
1.2.11 CONSUMO REDUCIDO.....	9
1.3 OBJETIVO DE LA PROTECCIÓN.....	9
1.4 DEFINICIÓN DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN.....	10
1.5 PARÁMETROS QUE UTILIZAN LOS RELEVADORES.....	10
1.6 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	10
1.6.1 CONCEPTOS BÁSICOS.....	10
1.6.2 CLASIFICACIÓN.....	12
1.6.2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RURAL.....	12
1.6.2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN URBANOS Y RESIDENCIALES.....	12
1.6.2.3 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIALES.....	12
1.6.2.4 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN COMERCIALES.....	12
1.6.3 ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES.....	13
1.6.3.1 ESTRUCTURA RADIAL.....	14
1.6.3.2 ESTRUCTURA EN ANILLO.....	14
1.6.4 TIPOS DE CONSTRUCCIÓN.....	18
1.6.4.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN AÉREA.....	18
1.6.4.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.....	18
1.7 RELEVADORES DIGITALES MULTIFUNCIÓN.....	20
1.8 RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.....	24

CAPÍTULO 2: DIAGRAMAS ESQUEMÁTICOS Y LÓGICOS DE PROTECCIÓN..... 27

2.1 INTRODUCCIÓN.....	28
2.2 DIAGRAMAS ESQUEMÁTICOS DE PROTECCIÓN.....	28
2.3 TIPOS DE PROTECCIÓN.....	31
2.4 TIEMPOS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES.....	31
2.5 FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES.....	32
2.5.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	32
2.5.1.1 PROTECCIONES PRIMARIAS.....	32

2.5.1.2	PROTECCIONES DE RESPALDO.....	34
2.5.2	ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN DE 23 kV.....	35
2.5.2.1	PROTECCIONES PRIMARIAS.....	35
2.5.2.2	PROTECCIONES DE RESPALDO.....	36
2.5.2.3	RELEVADORES DE RECIERRE AUTOMÁTICO (79).....	37
2.5.2.4	RELEVADOR DE BAJA FRECUENCIA (81).....	37
2.6	DIAGRAMAS LÓGICOS DE PROTECCIÓN.....	38
2.6.1	TERMINOLOGÍA.....	38
2.6.2	FUNCIÓN AND.....	38
2.6.3	FUNCIÓN OR.....	40
2.6.4	FUNCIÓN INVERSOR O NOT.....	42
2.6.5	FUNCIÓN NAND.....	43
2.6.6	FUNCIÓN NOR.....	45
2.6.7	FUNCIÓN OR EXCLUSIVA O XOR.....	47
2.6.8	FUNCIÓN NOR EXCLUSIVA O XNOR.....	50
2.6.9	FUNCIÓN BUFFER.....	51
2.6.10	FUNCIÓN COMPARADOR.....	51
2.6.11	FUNCIÓN LÓGICA AND CON ENTRADA INVERSA.....	52
2.6.12	FLANCO DE BAJADA.....	52
2.6.13	TEMPORIZADOR DE ACTIVACIÓN POR FLANCO.....	53
2.6.14	ACTIVACIÓN TEMPORIZADA Y/O DESACTIVACIÓN TEMPORIZADA.....	54
2.6.15	BIESTABLE SET/RESET.....	54
2.6.16	BANDERA DE ENTRADA.....	55

CAPÍTULO 3: APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA..... 58

3.1	INTRODUCCIÓN.....	59
3.2	APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE UN ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN AÉREO.....	61
3.3	APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	65
3.4	APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	70

CAPÍTULO 4: FUNCIONES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351..... 75

4.1	INTRODUCCIÓN.....	76
4.2	FUNCIONES DE PROTECCIÓN.....	79
4.2.1	ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE FASES.....	79
4.2.2	ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE FASES (OPCIÓN DE CONTROL DIRECCIONAL).....	82
4.2.3	ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE TIERRA RESIDUAL.....	87
4.2.4	ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE FASES (51PT).....	89
4.2.4.1	OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR DE CONTROL DE TORQUE.....	91
4.2.5	ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE TIERRA RESIDUAL (51GT).....	105
4.3	ELEMENTOS DE FRECUENCIA.....	107
4.3.1	ELEMENTOS DE SOBRE FRECUENCIA.....	107
4.3.2	ELEMENTOS DE BAJA FRECUENCIA.....	108
4.4	MEDICIÓN Y MONITOREO.....	113
4.5	PERFIL DE CARGA.....	113
4.6	REPORTE DE EVENTOS Y REGISTRO SECUENCIAL.....	114
4.7	ALARMA DE LÍMITE DE DEMANDA DE CORRIENTE.....	114
4.8	SOFTWARE DE LÓGICA Y AJUSTES DEL RELEVADOR.....	115

4.9	MONITOREO DEL DESGASTE DEL CONTACTO DEL INTERRUPTOR DEL CIRCUITO.....	115
4.10	MONITOREO DE LA BATERÍA DE LA SUBESTACIÓN.	116
4.11	LOCALIZADOR DE FALLAS.....	116
4.12	LÓGICA DE CONTROL E INTEGRACIÓN.....	116
4.13	ESTABLECIMIENTO DE COMUNICACIONES LOCALES Y REMOTAS EFICIENTES.....	117

CAPÍTULO 5: AJUSTES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351..... 119

5.1	INTRODUCCIÓN.....	120
5.2	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE AJUSTES.....	120
5.2.1	RECOPIACIÓN DE DATOS.....	122
5.2.1.1	TIPOS DE CANTIDADES.....	122
5.2.1.2	FUENTES DE DATOS.....	122
5.2.1.3	ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE DATOS.....	123
5.2.1.4	ACTUALIZACIONES.....	123
5.2.1.5	DATOS NECESARIOS POR LOS CÁLCULOS Y ESTUDIOS REQUERIDOS EN LA PROTECCIÓN, DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	123
5.2.2	MODELO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	125
5.2.2.1	REPRESENTACIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	125
5.2.2.2	COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	125
5.2.2.3	MÉTODO POR UNIDAD.....	126
5.2.2.4	MODELOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA.....	126
5.2.2.4.1	MODELO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	127
5.2.2.4.2	MODELO DE LÍNEAS AÉREAS.....	128
5.2.2.4.3	MODELO DE CABLES SUBTERRÁNEOS.....	128
5.2.3	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	129
5.2.4	ESTUDIO DE CÁLCULO DE AJUSTES.....	129
5.2.5	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	130
5.3	AJUSTES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.....	132
5.3.1	GRUPOS DE AJUSTES MÚLTIPLES.....	132
5.3.2	COMANDOS SET DEL PUERTO SERIE.....	133
5.3.3	AJUSTES DIVERSOS.....	134
5.3.3.2	RELACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y POTENCIAL.....	134
5.3.3.3	AJUSTES DE LA LÍNEA.....	135
5.3.3.4	AJUSTES DE HABILITACIÓN.....	135
5.3.3.5	AJUSTES DE PARÁMETROS DEL SISTEMA.....	136
5.3.3.6	HOJAS DE AJUSTE.....	136
5.4	DESARROLLO DE UN CASO PRÁCTICO.....	142
5.4.1	ELABORACIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR.....	142
5.4.2	SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE 230/23 kV.....	144
5.4.2.1	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INSTALADA Y FIRME.....	144
5.4.2.2	CARGA CONECTADA.....	144
5.4.2.3	TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	144
5.4.2.4	CÁLCULO DE LAS IMPEDANCIAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	145
5.4.2.5	REACTOR LIMITADOR DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	147
5.4.2.6	ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.....	148
5.4.2.6.1	ALIMENTADOR 27 (CASO EN ESTUDIO).....	148
5.4.3	ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.....	159
5.4.4	DESARROLLO DEL ESTUDIO DE CÁLCULO DE AJUSTES DEL RELEVADOR SEL-351..	162
5.4.4.1	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE FASES (50P1P) Y (51PP).....	164
5.4.4.1.1	AJUSTES DEL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE FASES (50P1P).....	164
5.4.4.1.2	AJUSTE DEL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE FASES (51PP).....	165
5.4.4.2	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA RESIDUAL (50G1P) Y (51GP).....	168
5.4.4.2.1	AJUSTE DE ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE TIERRA RESIDUAL (50G1P).....	168
5.4.4.2.2	AJUSTE DEL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE TIERRA RESIDUAL.....	168

(51GP).....	169
5.4.4.2.3 RELEVADOR DE RECIERRE (79).....	172
5.4.4.3.1 AJUSTE DEL RECIERRE DEL RELEVADOR (79OI1, 79OI2 y 79OI3).....	172
5.4.4.4. RELEVADOR DE BAJA FRECUENCIA (81).....	173
5.4.4.4.1 AJUSTE DEL RELEVADOR DE BAJA FRECUENCIA (89).....	173
5.4.4.5 HOJAS DE AJUSTE DEL RELEVADOR SEL-351.....	173
<u>CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</u>	179
6.1 CONCLUSIONES.....	180
6.2 RECOMENDACIONES.....	181
APÉNDICES	182
<u>APÉNDICE A: NÚMEROS ANSI Y FUNCIÓN DE DISPOSITIVOS.</u>	183
<u>APÉNDICE B: HOJA TÉCNICA DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.</u>	187
B.1 ESPECIFICACIONES GENERALES.....	187
<i>B.1.1 ESPECIFICACIONES DE PROCESAMIENTO.</i>	193
<i>B.1.2 RANGOS DE OPERACIÓN Y EXACTITUD DE ELEMENTOS DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.</i>	193
<i>B.1.3 DIAGRAMAS Y MODELOS GENERALES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.</i>	199
<u>APÉNDICE C: COMANDOS DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.</u>	205
GLOSARIO DE TÉRMINOS.	211
REFERENCIAS.	218
R.1 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	218
R.2 REFERENCIAS ELECTRÓNICAS.....	219

PRÓLOGO.

Sin lugar a dudas, la correcta protección de los sistemas eléctricos de potencia en especial la de los sistemas de distribución, en la actualidad es indispensable y muy necesaria. La humanidad alrededor del mundo, basa en gran medida el uso de la electricidad en todos sus procesos cotidianos, desde un complejo proceso automatizado para la producción en serie de algún artículo diverso, hasta la simple forma de divertirse viendo televisión. Esta marcada dependencia que la humanidad posee con la energía eléctrica hace indispensable y necesario un correcto sistema de protecciones con lo cual se garantice siempre un confiable suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Un sistema de distribución es un conjunto de elementos interconectados cuya función primordial es proveer de energía eléctrica a los usuarios; la cual debe estar adecuada a sus necesidades de voltaje, corriente y frecuencia.

Debido a la compleja configuración que posee y al gran número de cargas con las que se encuentra interconectado, un sistema de distribución es el elemento más susceptible a fallar o a tener disturbios externos o internos que provoquen una discontinuidad en el suministro del servicio de energía eléctrica dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's).

Por otra parte un sistema de protección tiene como finalidad primordial, mantener la seguridad de los equipos, instalaciones y personal dentro del entorno en el cual se encuentra, garantizando siempre la continuidad del suministro de energía eléctrica a los centros de consumo.

Los sistemas de protección están principalmente constituidos por dispositivos llamados relevadores, cuyo objetivo no es evitar las fallas o disturbios originados por agentes externos o internos al sistema, sino más bien disminuir el efecto no deseado que provocan en el SEP.

En la actualidad existen grandes desarrollos en diversas áreas de la electrónica, principalmente en el campo de la optoelectrónica y en la microelectrónica digital. La primera ha provisto canales de comunicación, como la fibra óptica mucho más eficientes entre los SEP's. La microelectrónica digital, por otra parte ha permitido disponer de microprocesadores y microcontroladores que permiten en un pequeño espacio desarrollar dispositivos digitales con características y funciones más apegadas a lograr un confiable desempeño en el campo de las protecciones de los Sistemas Eléctricos. Estos avances han permitido la aparición de Relevadores Digitales Multifunción como es el caso del relevador en aplicación SEL-351, cuyas características y funciones permiten proveer al sistema de herramientas para una confiable y buena protección.

El uso y aplicación de este relevador esta muy difundido en las empresas de suministro de energía eléctrica y usuarios del sector industrial, esto es debido a la gran selectividad de curvas, rangos amplios de las unidades instantáneas y de tiempo, tiempos de operación más rápidos, posibilidad de autodiagnóstico y localizador de fallas, funciones de medición, multifunciones en un solo relevador, facilidad para la automatización y control con sistemas inteligentes, tamaño reducido y bajo costo.

En años recientes se han presentado aumentos significativos en el número de cargas que producen efectos no deseados sobre las redes eléctricas; aumento en el número de usuarios que sobrecargan al sistema de distribución por conectarse o “colgarse” sin la planeación adecuada en la distribución de carga; igualmente que un incremento en la utilización de cargas sensibles llamadas cargas electrónicas. Todo esto da como resultado una mayor demanda en las quejas que los usuarios realizan hacia la empresa suministradora del servicio de energía eléctrica.

Es importante en la actualidad que un sistema de distribución este protegido, además es de vital importancia que el relevador digital multifunción posea todas las características que puedan ayudar a proteger, monitorear, medir y controlar al sistema eléctrico de distribución; con lo cual se garantice la confiable entrega de energía eléctrica a los usuarios.

Por todo lo anterior, el siguiente trabajo de tesis es una herramienta necesaria para el ingeniero de protecciones que pone en práctica los principios básicos de la filosofía de protecciones; donde se persigue el aporte de conocimientos a los estudiantes y profesores involucrados en la especialidad de la Ingeniería de protecciones, además proporciona las herramientas básicas necesarias para lograr una mejor comprensión en la operación y funcionamiento de los sistemas de protección.

En el capítulo 1, se proporciona la base para entender las características de diseño de un sistema de distribución, así como los componentes y elementos demandados para proveer al sistema de distribución de un confiable y funcional sistema de protecciones. Además, se introduce por primera vez el término Relevador Digital Multifunción en nuestro caso particular, el SEL-351.

En el capítulo 2 se dan a conocer los principales diagramas esquemáticos de protección utilizados por los Ingenieros Eléctricos de protecciones para lograr así un mejor entendimiento y control del sistema eléctrico a proteger. También se emplean los diagramas lógicos los cuales representan una útil herramienta para facilitar la interpretación de los diagramas a base de relevadores digitales multifunción ya que representan las secuencias de operación por más complicados que estas sean.

En el capítulo 3 se presenta la principal aplicación del Relevador Digital Multifunción SEL-351, como protección de sobrecorriente en un alimentador de distribución de 23 kV. Hay que señalar que debido a su característica de multifunción este relevador se puede aplicar a otros elementos del sistema eléctrico como transformadores de potencia y líneas de transmisión.

En el capítulo 4, se muestran las funciones principales del relevador digital multifunción SEL-351 necesarias para lograr una buena protección dentro del sistema de distribución. Las Principales funciones y características de este relevador son: diversas protecciones, monitoreo, medición y control del sistema eléctrico de distribución, autodiagnóstico, reportes de eventos y localizador de fallas.

En el capítulo 5, se realiza un análisis a los criterios utilizados para el cálculo de ajustes y coordinación de protecciones en los sistemas de distribución con el fin de utilizarlos en los propios ajustes del relevador digital multifunción SEL-351. También se muestran los principales ajustes de dicho relevador como son: comandos, habilitación de ajustes, parámetros del sistema y hojas de ajustes.

Posteriormente en el capítulo 6 se presentan las conclusiones obtenidas en el desarrollo de este trabajo.

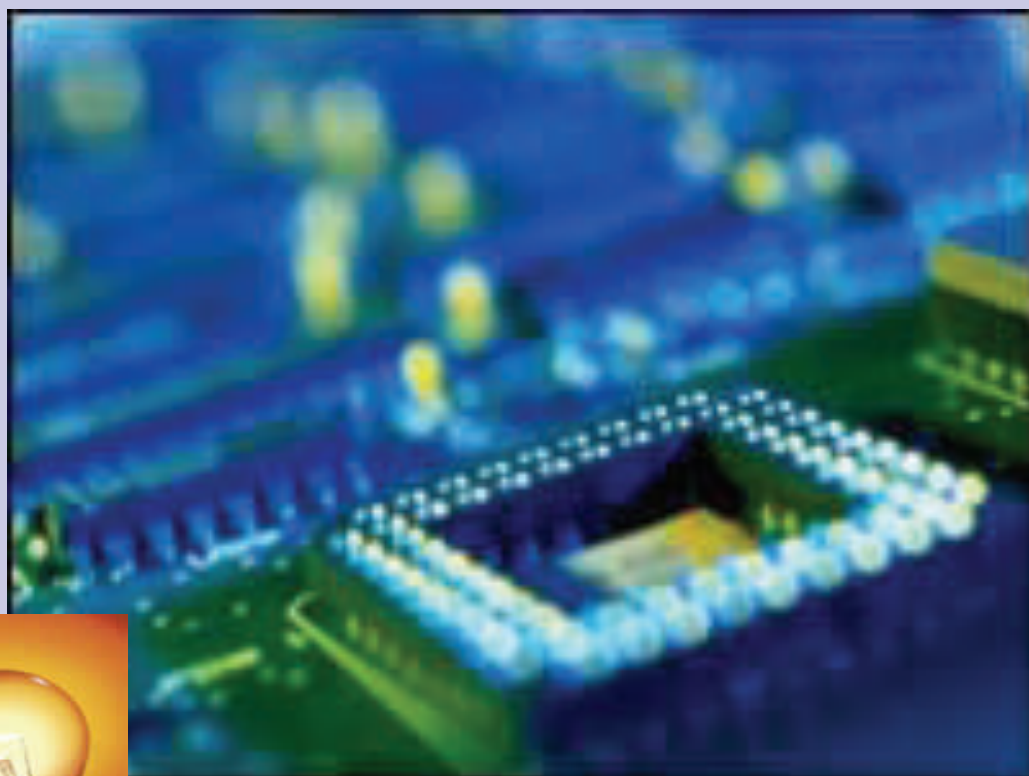
Como documentación adicional, se anexan hojas técnicas del relevador digital multifunción, así como nomenclatura numérica para describir a los diversos relevadores utilizados en los sistemas de protección.

Adicionalmente, se muestra el glosario de términos, cuyo objetivo es brindar al lector una fuente de información básica, en la cual, puede disipar dudas sobre los términos técnicos empleados en la presente tesis.

Finalmente se presentan las referencias bibliográficas y electrónicas utilizadas como fuente de información.



CAPÍTULO 1:



**INTRODUCCIÓN A LA
FILOSOFÍA DE PROTECCIONES
EN ALIMENTADORES DE
DISTRIBUCIÓN CON RELEVADOR
DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.**

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN A LA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN CON RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

1.1 INTRODUCCIÓN.

La protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) nació en el siglo pasado, conjuntamente con los propios sistemas. En aquel entonces se utilizaban protecciones de sobrecorriente mediante el uso de fusibles o relevadores electromecánicos de acción directa muy rudimentarios. El enorme desarrollo alcanzado en esta área hasta el momento actual, ha estado condicionado fundamentalmente por dos factores: el desarrollo continuo de los SEP's y el de sus elementos que han determinado la necesidad de protecciones con características cada vez mejores; el desarrollo de la electromecánica y la electrónica han aportado la base constructiva suficiente para satisfacer la necesidad. Los logros de las técnicas de análisis de sistemas eléctricos de potencia, en computación, comunicaciones, control automático y, más recientemente, en procesamiento digital de señales e inteligencia artificial, han sido también elementos importantes en el desarrollo de la tecnología de protección.

En los últimos años, se ha manifestado una tendencia al retraso en el desarrollo de las redes de transmisión y distribución con respecto a la generación, lo que ha obligado a operar a los SEP's en condiciones que rebasan los límites de seguridad establecidos. Ello ha sido un factor importante en el desarrollo de nuevas concepciones y principios en la protección de los SEP's modernos.

Para nuestro tema en estudio, por definición un alimentador de distribución es el medio que permite que la energía eléctrica sea entregada a los centros de consumo una vez que ésta ha sido generada en las centrales o plantas eléctricas.

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

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

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

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

En la actualidad existe un desarrollo acelerado de la microelectrónica y la optoelectrónica; la primera ha permitido disponer de microcontroladores, procesadores digitales de señales y circuitos integrados diseñados a la medida, con bajo costo y consumo de potencia reducido, lo que ha sido una base importante para el desarrollo de los relevadores y sistemas digitales de protección actuales. La optoelectrónica ha puesto al alcance de los especialistas la tecnología de la fibra óptica, que ha dado un impulso considerado a las comunicaciones en los SEP's y está impactando también en los transductores de corriente y potencial.

1.2 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA PROTECCIÓN.

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

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

1.2.1 CONFIABILIDAD.

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

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

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

Un sistema de protección debe comportarse correctamente bajo cualquier condición tanto del sistema eléctrico como del entorno. La dependabilidad puede ser verificada relativamente de manera fácil en el laboratorio o durante la instalación mediante pruebas de simulación de condiciones de falla.

Por otra parte la seguridad es mucho más difícil de verificar. Una prueba real de la seguridad de un sistema tendría que medir la respuesta del mismo a prácticamente una infinita variedad de problemas y disturbios potenciales que pueden presentarse tanto en el sistema eléctrico como en su entorno.

1.2.2 RAPIDEZ.

El tiempo entre la aparición de la perturbación y la actuación del relevador debe ser mínimo. Esto a su vez nos lleva a:

- Minimización de daños en el equipo fallado y,
- Garantía de suministro de energía eléctrica al resto del sistema

El desarrollo de dispositivos de protección más rápidos, debe ser evaluado en comparación al incremento en la probabilidad de un mayor número de operaciones no deseadas o inexplicables, como consecuencia puede disminuir la confiabilidad.

1.2.3 SENSIBILIDAD.

El relevador debe ser lo suficientemente sensible, como para operar en las situaciones de falla mínima que puedan presentarse en la parte del sistema eléctrico encomendada.

1.2.4 SELECTIVIDAD.

La selectividad de un relevador de protección es la facultad para reconocer fielmente una falla dentro de la zona que tiene encomendada y posteriormente, disparar el interruptor o interruptores necesarios para liberar la falla.

1.2.5 ECONOMÍA.

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

1.2.6 FLEXIBILIDAD.

La flexibilidad es la capacidad de adaptación de un relevador, a las condiciones del sistema eléctrico a proteger.

1.2.7 SIMPLICIDAD.

Como cualquier otra disciplina de la ingeniería, la simplicidad en un sistema de protección es siempre la “marca” de un buen diseño. El sistema de protección más simple, no siempre es el más económico. A su vez la simplicidad de un sistema aumenta la confiabilidad, sencillamente porque el número de elementos que puede fallar es mucho menor.

1.2.8 FACILIDAD DE PRUEBAS.

Las protecciones deben tener incluidos elementos que faciliten y permitan las pruebas, así como funciones de autodiagnóstico para el caso de los relevadores multifunción.

1.2.9 MODULARIDAD.

El diseño modular de protecciones, facilita la sustitución y reparación de elementos defectuosos o averiados.

1.2.10 MANTENIMIENTO.

El mantenimiento periódico de un relevador debe ser mínimo.

1.2.11 CONSUMO REDUCIDO.

El relevador debe tener un consumo de energía propio muy pequeño, para así garantizar una buena optimización de las baterías y minimizar el calentamiento propio.

1.3 OBJETIVO DE LA PROTECCIÓN.

El principal objetivo de todo sistema de protección es el de prevenir daños de mayores consecuencias al equipo y a los circuitos secundarios, prever accidentes al público y al personal operativo, así como evitar interrupciones de energía eléctrica a los usuarios.

El objetivo principal de la protección de un sistema de distribución es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que ha sufrido una falla o régimen anormal de operación, con el objeto de reducir los daños de ese elemento y evitar que afecte la operación normal del resto del alimentador. Un segundo objetivo es dar información sobre el tipo y localización de la falla o régimen anormal que ha ocurrido, con el objeto de facilitar al personal de servicio su rápida eliminación. El objetivo de estos sistemas, a su vez, es actuar sobre los interruptores para desconectar el equipo que produce la perturbación del sistema lo más rápido posible.

1.4 DEFINICIÓN DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN.

Son equipos electromecánicos, electrónicos o digitales multifunción que analizan los parámetros de la red para detectar perturbaciones en la misma y que actúan sobre los interruptores para proteger la red eléctrica.

1.5 PARÁMETROS QUE UTILIZAN LOS RELEVADORES.

Los parámetros usuales que se emplean para detectar una condición de falla, son las corrientes y las tensiones que están presentes en la alimentación de los elementos a proteger o en las zonas donde se producen las perturbaciones.

La información necesaria para detectar la falla la recibe el relevador en forma de corrientes y tensiones a través de los transformadores de corriente y potencial instalados en los tramos de la instalación a proteger.

1.6 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

1.6.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

Los SEP`s están constituidos básicamente por tres grandes grupos:

- a) Sistemas de Generación
- b) Sistemas de Transmisión
- c) Sistemas de Distribución.

Los sistemas de distribución a diferencia de los sistemas de generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los usuarios de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos sus aspectos.

El sistema de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función principal transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia, o en algunos casos de las fuentes de generación a los lugares de utilización, este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos, como son tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases y continuidad.

Los sistemas eléctricos de distribución comprenden principalmente seis partes:

- a) Líneas de transmisión
- b) Subestaciones de distribución.
- c) Alimentadores de distribución
- d) Transformadores de distribución.
- e) Circuitos de baja tensión.
- f) Acometidas.

- **Líneas de transmisión.** Circuitos de conducción de energía eléctrica a distancia que alimentan e interconectan las subestaciones de distribución; los niveles de tensión utilizados son: 85, 115, 230 kV.
- **Subestaciones de distribución.** Conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los alimentadores de distribución.
- **Alimentadores de distribución.** Circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución; los niveles de tensión utilizados van desde 23 hasta 34.5 kV.
- **Transformadores de distribución.** Equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión a la tensión de utilización de los usuarios.
- **Circuitos de baja tensión.** Circuitos que emanan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será entregada a los usuarios.
- **Acometidas.** Circuitos que interconectan al usuario con los sistemas de distribución.

1.6.2 CLASIFICACIÓN.

1.6.2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RURAL.

Esta área de la distribución es la que tiene la densidad de carga más baja de las mencionadas y por ello requiere soluciones especiales que incluyan tanto las estructuras como los equipos. Las grandes distancias y las cargas tan pequeñas representan un costo de kW-h muy elevado, por lo que es preferible generar la energía localmente, al menos al inicio de las redes.

1.6.2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN URBANOS Y RESIDENCIALES.

En grandes centros urbanos las cargas con frecuencia son considerables, aunque nunca comparables con las cargas industriales. En zonas residenciales las cargas son ligeras y sus curvas de carga muy diferentes a las zonas urbanas comerciales o mixtas.

1.6.2.3 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIALES.

Estos sistemas representan grandes consumidores de energía eléctrica, como plantas petroquímicas, de acero, de papel y otros procesos industriales similares, los cuales se caracterizan por consumir grandes cantidades de energía.

1.6.2.4 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN COMERCIALES.

Estos sistemas son los que se desarrollan para grandes complejos comerciales o municipales como rascacielos, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos marítimos, etc.

De acuerdo a la clasificación mencionada anteriormente, para cada uno de los usuarios correspondientes a la clasificación que pertenezca, son altamente dependientes de la disponibilidad del servicio de energía eléctrica. Por ejemplo, el usuario residencial se verá afectado al no poder utilizar sus aparatos de primera necesidad como son el refrigerador, lavadora, calefacción, etc.; en un centro comercial habrá pérdidas de ventas y serios problemas con la gente si la interrupción ocurre en día de muchas compras, el cuidado de los pacientes será afectado en los hospitales; el industrial tendrá problemas con sus procesos de fabricación o manufactura.

Por lo anterior, resulta obvio que una interrupción del servicio, representa una pérdida fuerte en las economías de los usuarios y como consecuencia una mala imagen para la compañía suministradora. Esta es una razón suficiente para que sea considerado desde la etapa de diseño un estudio técnico-económico en el que se contemple la aplicación correcta de la filosofía de protecciones, así como la propuesta de equipos confiables, seguros y económicos.

1.6.3 ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES.

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

- Tipos de cargas (rural, residencial, industrial o comercial)
- Localización geográfica de la carga
- Área de expansión de la carga
- Continuidad del servicio
- Densidad de población

En forma general las estructuras fundamentales que más se emplean en los sistemas de distribución son:

- Radial
- Anillo
- Malla
- Doble derivación
- Derivación múltiple
- Alimentadores selectivos

Para propósito de nuestro tema en estudio, hacemos referencia únicamente a dos tipos básicos de estructuras; radial y anillo.

1.6.3.1 ESTRUCTURA RADIAL.

Es la estructura que más se emplea en los sistemas de distribución, aunque su continuidad se encuentra limitada en una sola fuente, su sencillez de operación y bajo costo la hacen indispensable en muchos casos.

Por definición, un sistema de operación en forma radial es aquel en que el flujo de energía eléctrica tiene una sola trayectoria, de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en él, produce interrupción en el suministro de energía eléctrica, ver figura 1.6.3.1.1.

1.6.3.2 ESTRUCTURA EN ANILLO.

Se constituye a base de bucles de igual sección, derivados de las subestaciones fuente.

Las redes en anillo normalmente operan abiertas en un punto, que 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 de los elementos de desconexión instalados a lo largo de la sub-troncal.

Esta estructura es recomendable en zonas con densidades de carga entre 5 y 15 MVA / km² y en donde el aumento de carga es nulo o muy pequeño, de tal manera que se pueda absorber fácilmente con la estructura inicial, sin que sea necesario realizar trabajos para modificar la configuración de la red, ver figuras 1.6.3.2.1 y 1.6.3.2.2.

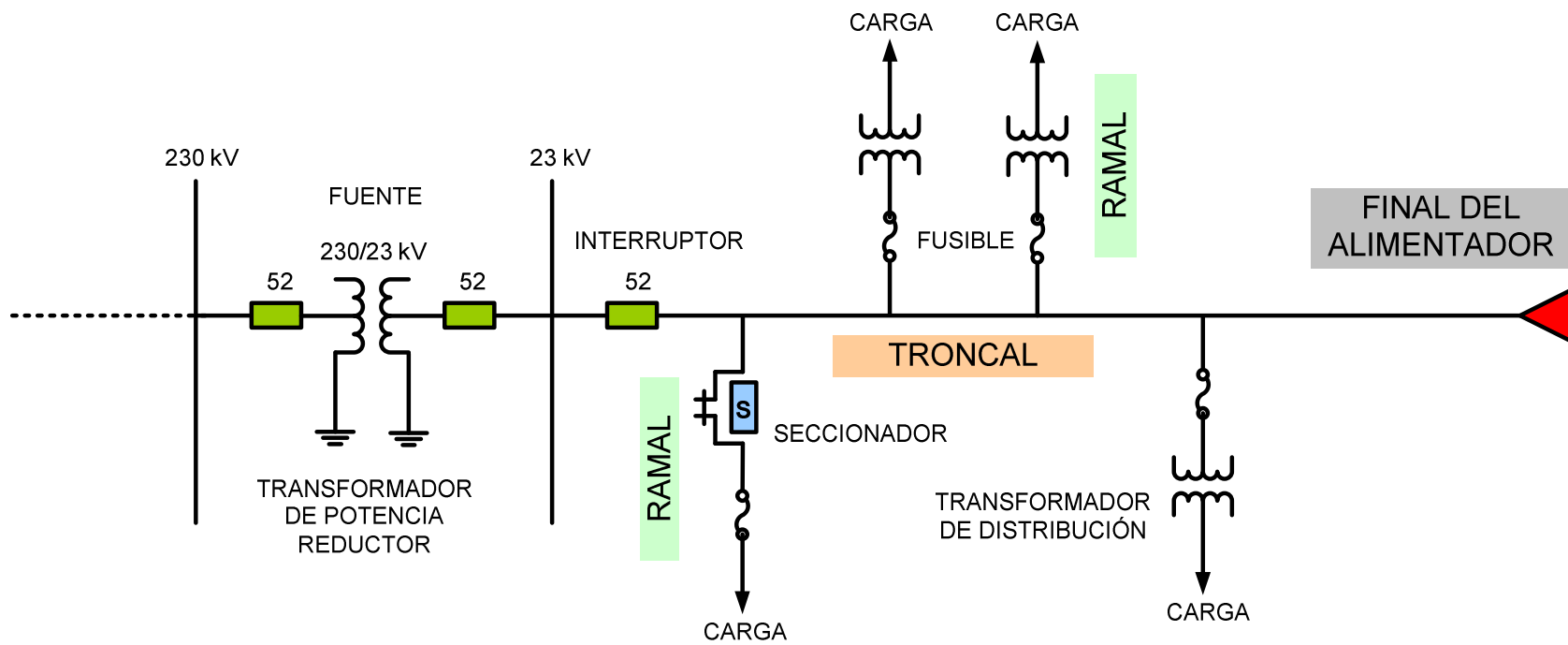


Figura 1.6.3.1.1: Sistema de distribución con estructura radial.

INTRODUCCIÓN A LA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN CON RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

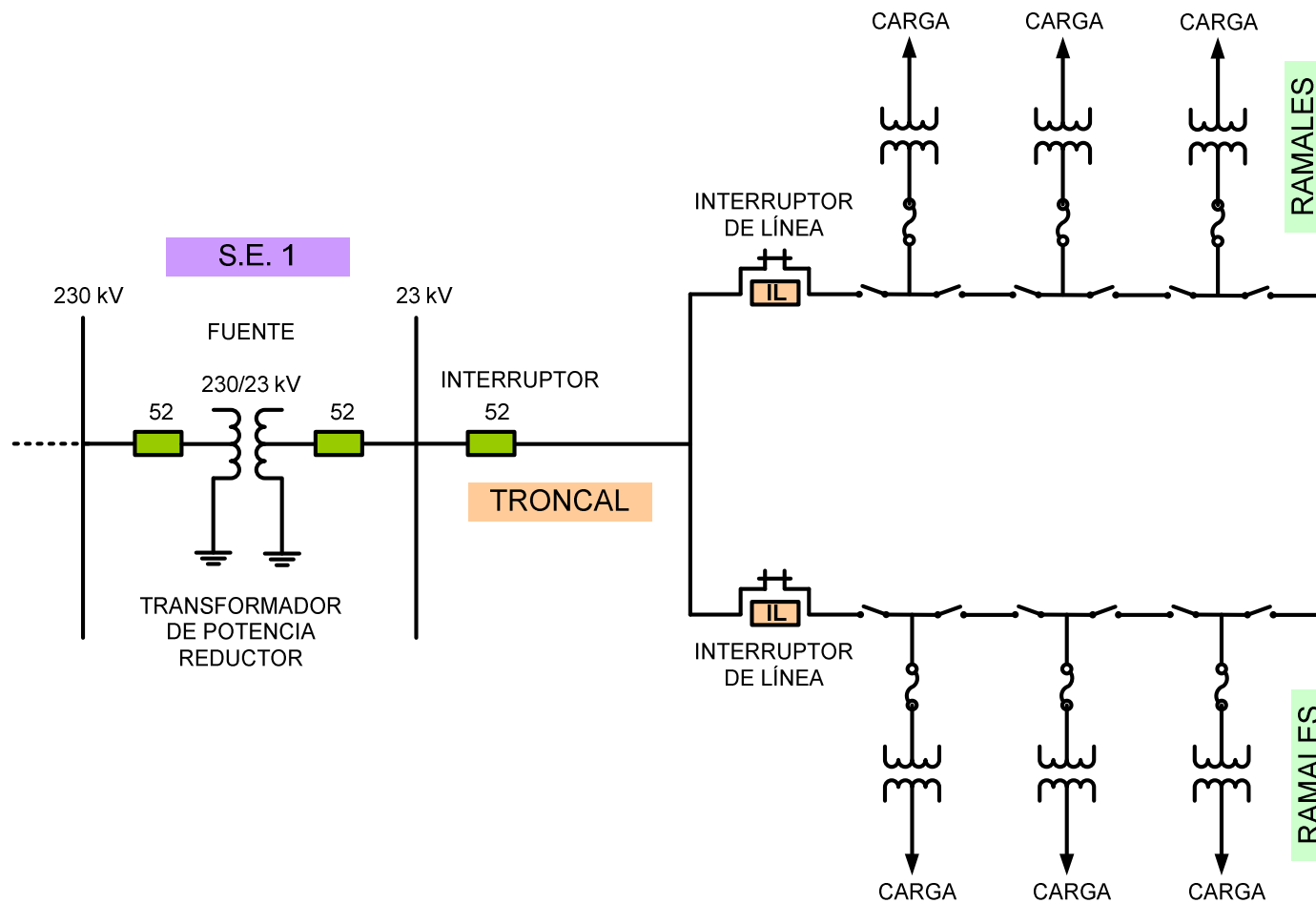


Figura 1.6.3.2.1: Sistema de distribución con estructura en anillo con una fuente de alimentación.

INTRODUCCIÓN A LA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN CON RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

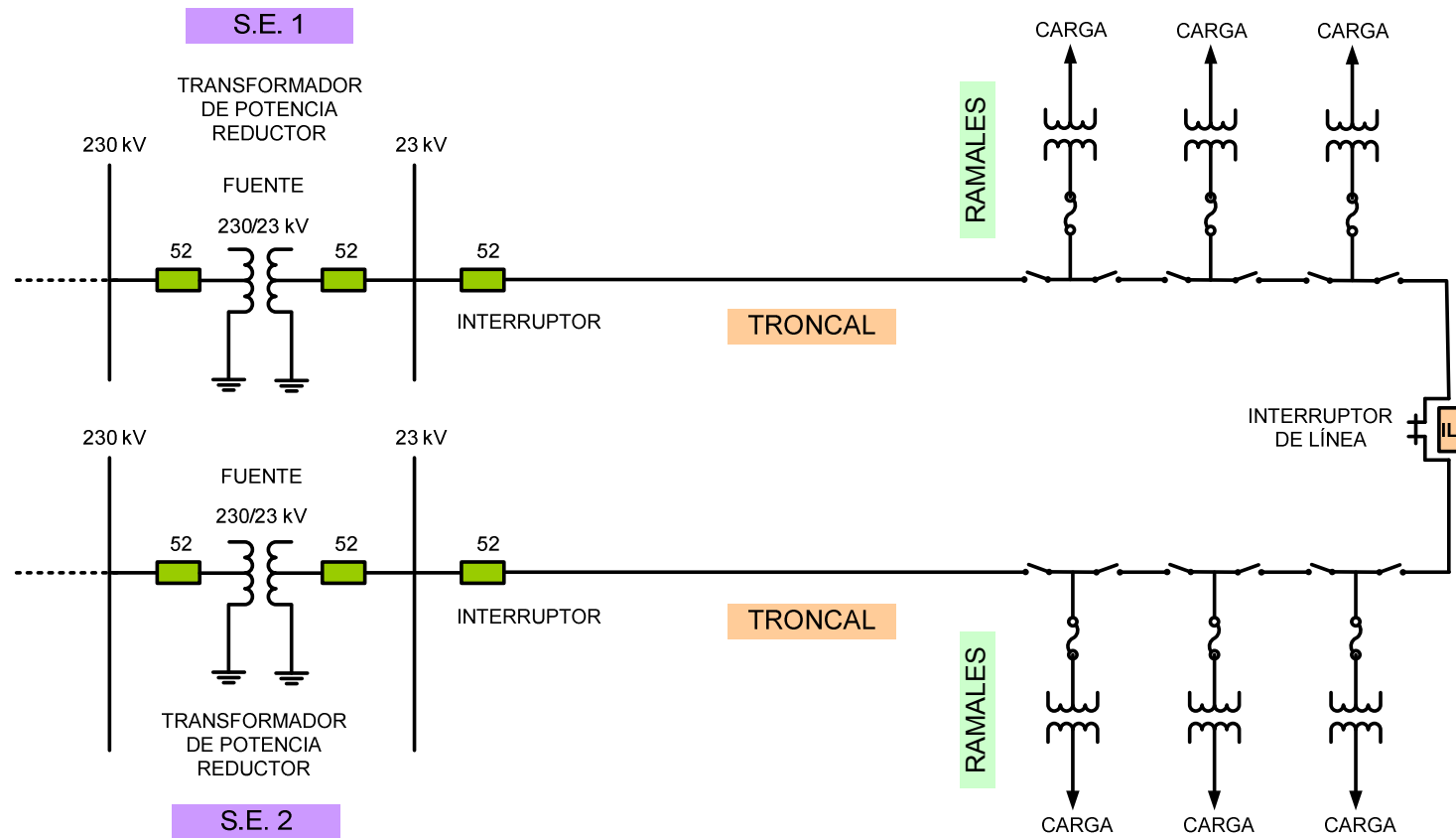


Figura 1.6.3.2.2: Sistema de distribución con estructura en anillo con dos fuentes de alimentación.

1.6.4 TIPOS DE CONSTRUCCIÓN.

1.6.4.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN AÉREA.

El sistema de distribución aérea se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado. Se adapta principalmente para zonas con carga residencial, comercial e industrial baja. Los elementos principales de esta red (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.) se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla que se emplea para los alimentadores primarios es del tipo “arbolar” que consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales. También en este tipo de distribución está muy generalizado el empleo de seccionadores, restauradores y fusibles, como protección del alimentador, para evitar la salida de todo el circuito cuando hay fallas transitorias, las cuales representan un gran porcentaje del total de fallas.

Fallas en redes aéreas.

Las estadísticas indican que alrededor del 95% de las fallas en los sistemas aéreos son transitorias, provocadas principalmente por las causas siguientes:

- Sobretensión por descargas atmosféricas sobre aisladores.
- Contaminación ambiental.
- Caída de: ramas de árbol, papalotes, antenas o láminas.
- Animales que “puentean” alguna superficie conectada a tierra con los conductores o conductores entre sí.
- Caída de postes por choques de automóviles.
- Acercamiento de conductores por efecto del viento.
- Errores humanos por olvido de las tierras.
- Conductor o conductores abiertos.
- Sobrecarga en los alimentadores.
- Vandalismo

1.6.4.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.

La distribución subterránea de energía eléctrica se ha ido desarrollando cada vez con mayor intensidad, tanto en la evolución de los materiales empleados para su construcción, como en las técnicas y sistemas utilizados en su diseño.

El objetivo que se persigue al construir una red subterránea es variable en cada caso de aplicación, pero los motivos más importantes de esta decisión consisten en:

- a) Buscar una mayor continuidad en el servicio, evitando interrupciones motivadas por: contaminación, fenómenos atmosféricos y choques de vehículos sobre los postes de una línea aérea.
- b) Evitar la saturación de las instalaciones aéreas, que por el índice elevado de densidad de carga, originan congestión de postes con el montaje de transformadores en un gran número y conductores aéreos de calibres demasiado gruesos para soportarse en postes de una red común.
- c) Otra causa fundamental que está aunada a la anterior, aún cuando no necesariamente, consiste en buscar una mejor apariencia al evitarse tener postes y conductores aéreos que contaminen el ambiente superficial, por una vista antiestética y peligrosa, independientemente de la dificultad que se presenta con árboles y edificios que obstruyen a la red aérea.

Las redes subterráneas, han visto favorecida su expansión de manera primordial en centros urbanos de alta densidad de carga, debido a las ventajas que presentan ante los sistemas aéreos. Naturalmente, el aumento de la confiabilidad y la estética, forman parte del incremento en el costo de las instalaciones y la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de sistemas.

Fallas en redes subterráneas.

Los principales motivos de fallas que se presentan en los sistemas subterráneos de distribución son:

- Reducción o pérdida del aislamiento debido principalmente a humedad.
- Daños físicos del aislamiento debido a esfuerzos mecánicos.
- Esfuerzos eléctricos de sobretensión a que se somete el aislamiento, provocado por voltajes transitorios.
- Envejecimiento del aislamiento, producido principalmente por sobrecarga permanente o de corta duración, creado por transitorios eléctricos de cortocircuito.

1.7 RELEVADORES DIGITALES MULTIFUNCIÓN.

Actualmente la técnica de protección digital esta ya consolidada, y es una área de investigación activa por parte de institutos de investigación, universidades, compañías productoras de equipos y empresas de servicio eléctrico.

Los relevadores y sistemas digitales de protección tienen ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos. Estas ventajas son:

- a) El costo de los relevadores digitales es ya comparable con el de los analógicos, en algunos casos es menor, y su tendencia es a decrecer.
- b) Los relevadores digitales tienen capacidad de autodiagnóstico, lo que los hace más confiables que los analógicos.
- c) Estos relevadores son totalmente compatibles con la tecnología digital que se esta introduciendo en las subestaciones.
- d) Tienen una gran flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como las de medición, control y supervisión.
- e) Tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema.
- f) Pueden constituir la base de una protección adaptativa, cuyos parámetros de operación cambian automáticamente con las condiciones del sistema.

En la figura 1.7.1, se presenta el diagrama de bloques general de un relevador digital. Al relevador se aplican señales analógicas provenientes de los transductores primarios de corriente y potencial, y señales discretas que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y otros relevadores.

Esas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relevador.

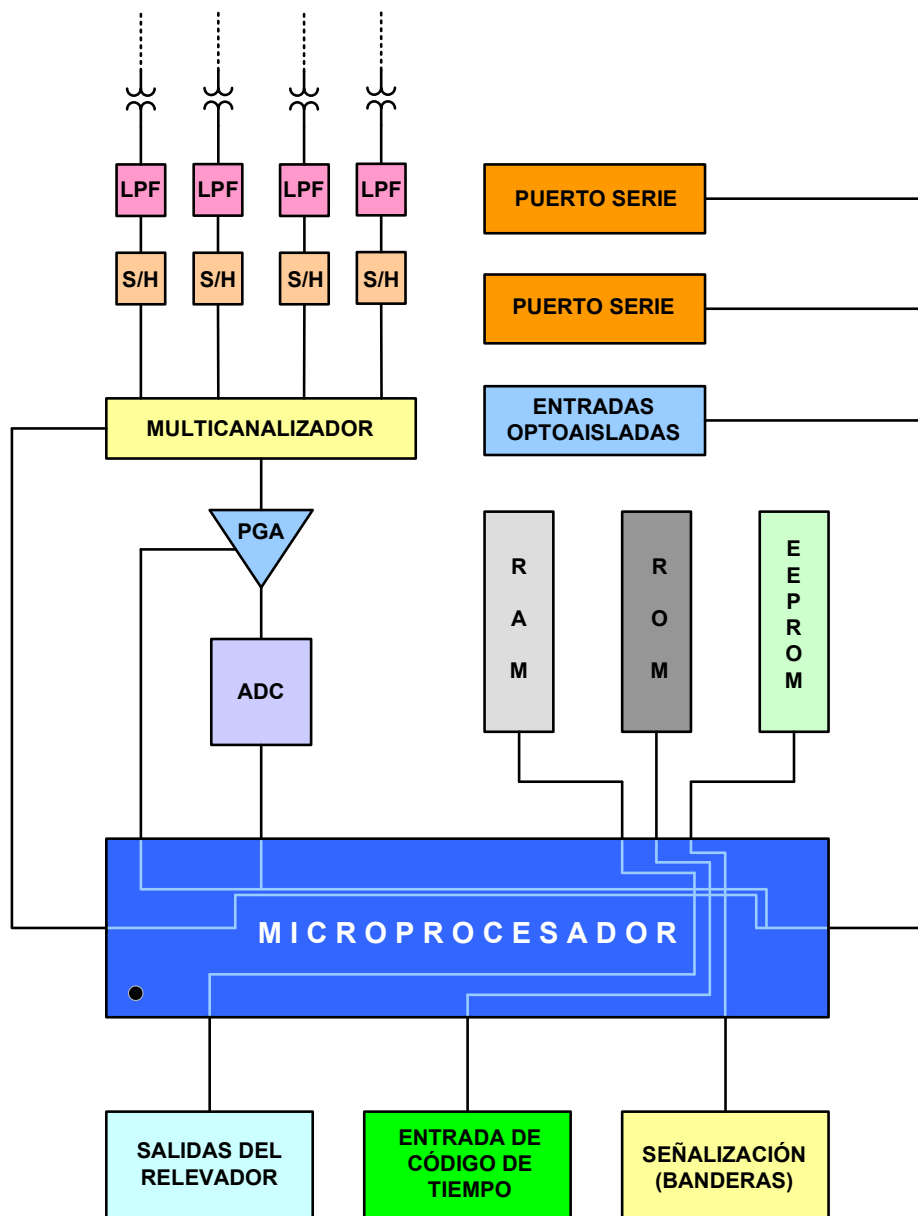
Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de conversión analógico-digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora.

Las señales discretas de salida del relevador reciben procesamiento en el sub-sistema de salidas discretas, que generalmente incluye relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlo de salidas de tipo contacto.

El relevador realiza también la función de señalización de su operación (banderas) y de su estado funcional mediante dispositivos de señalización (generalmente del tipo lumínico) visibles en su exterior.

La mayoría de los relevadores digitales dispone también de capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipo serial y paralelo.

En la figura 1.7.2, se muestra un diagrama equivalente al diagrama de bloques representado en la figura 1.7.1, donde se representa los componentes que posee un relevador digital multifunción.



LPF: FILTRO PASO BAJAS
S/H: AMPLIFICADOR DE MUESTRA SOSTENIDA
PGA: AMPLIFICADOR DE GANANCIA PROGRAMABLE
ADC: CONVERTIDOR ANALÓGICO DIGITAL
RAM: MEMORIA DE ACCESO ALEATORIO
ROM: MEMORIA DE ACCESO EXCLUSIVO
EEPROM: MEMORIA DE SOLO LECTURA ELÉCTRICAMENTE BORRABLE

Figura 1.7.1: Diagrama de bloques de un relevador digital multifunción.

INTRODUCCIÓN A LA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN CON RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

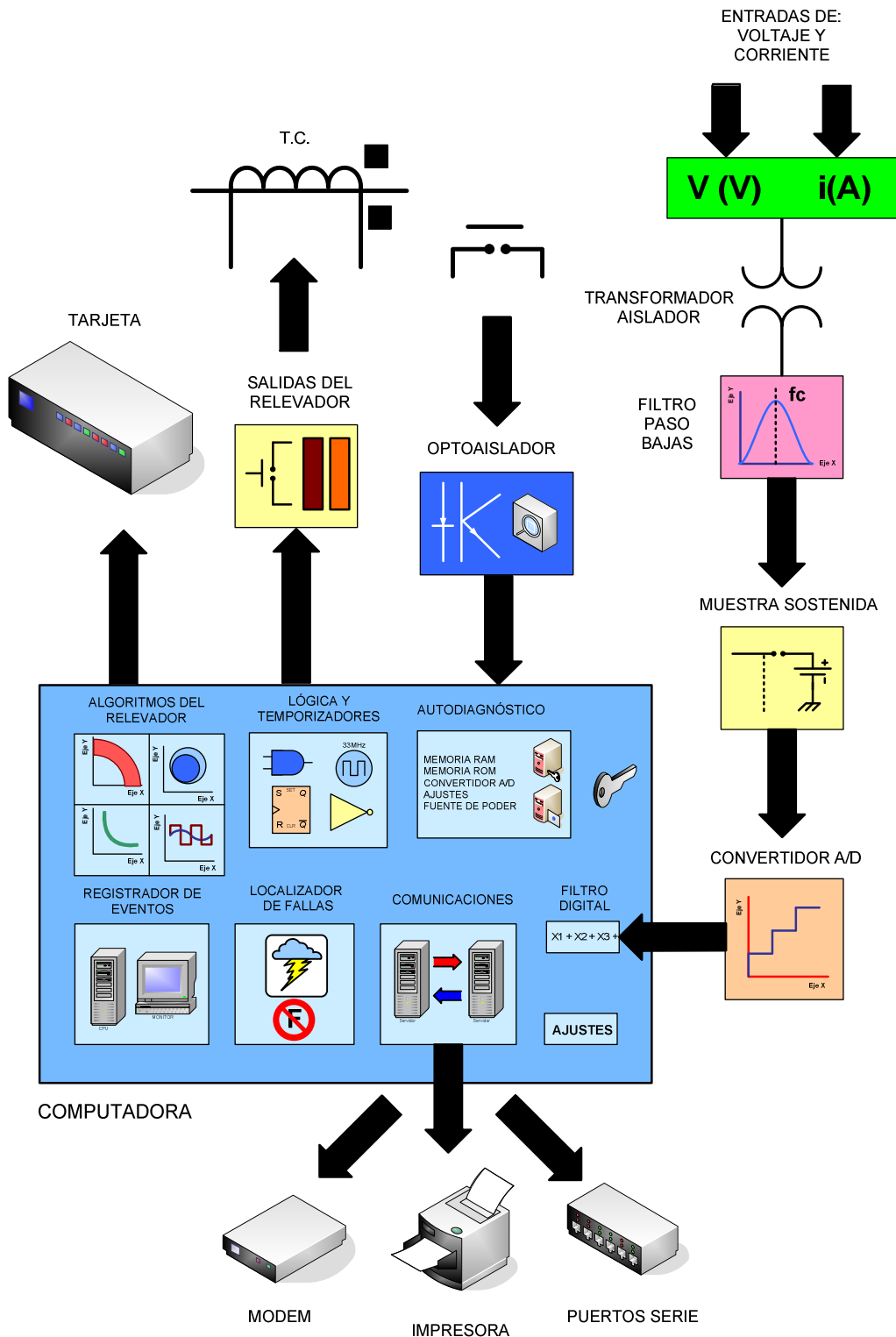


Figura 1.7.2: Diagrama de componentes de un relevador digital multifunción.

1.8 RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

El relevador SEL-351 ofrece un amplio rango de características que cubren por completo las necesidades de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Las características principales en orden de importancia del relevador SEL-351 son las siguientes:

- Diversas funciones de protección
- Programación de recierre
- Software para ajuste del propio relevador
- Monitoreo
- Medición
- Localizador de fallas
- Lógica de control e integración
- Entradas de voltaje y corriente
- Verificador de sincronismo
- Registrador de fallas y eventos



Figura 1.8.1: Relevador digital multifunción SEL-351.

En la figura 1.8.2, se muestran las funciones de protección de un relevador digital multifunción SEL-351.

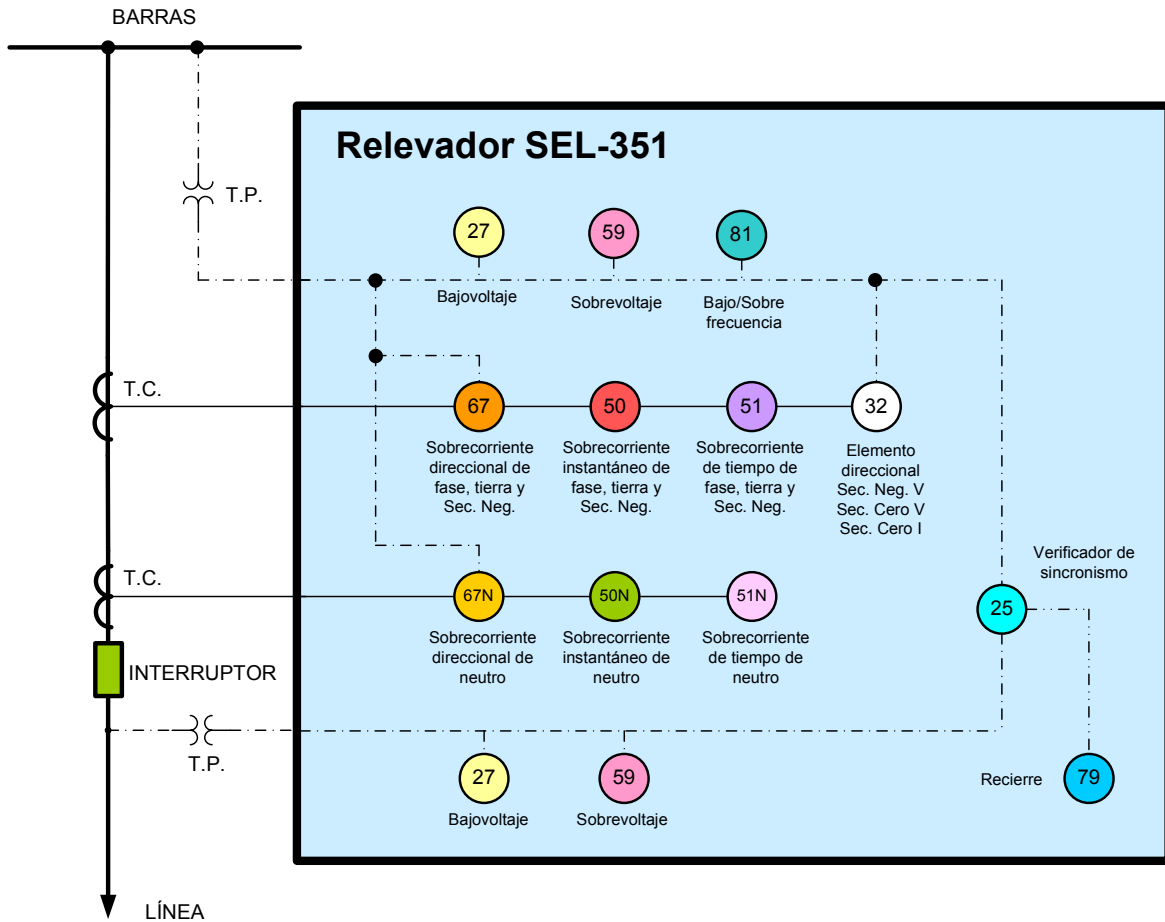


Figura 1.8.2: Diagrama de funciones de protección del relevador digital multifunción SEL-351.

Para mayor facilidad en el entendimiento y comprensión de los diagramas esquemáticos de protección en los que intervengan relevadores digitales multifunción SEL-351, se utilizará una nueva forma de representar dicho relevador dentro de un diagrama esquemático de protección, la cual es simple y sencilla. En la figura 1.8.3, se muestra una vista del relevador digital multifunción SEL-351 dentro de un diagrama esquemático de protección de un alimentador de distribución.

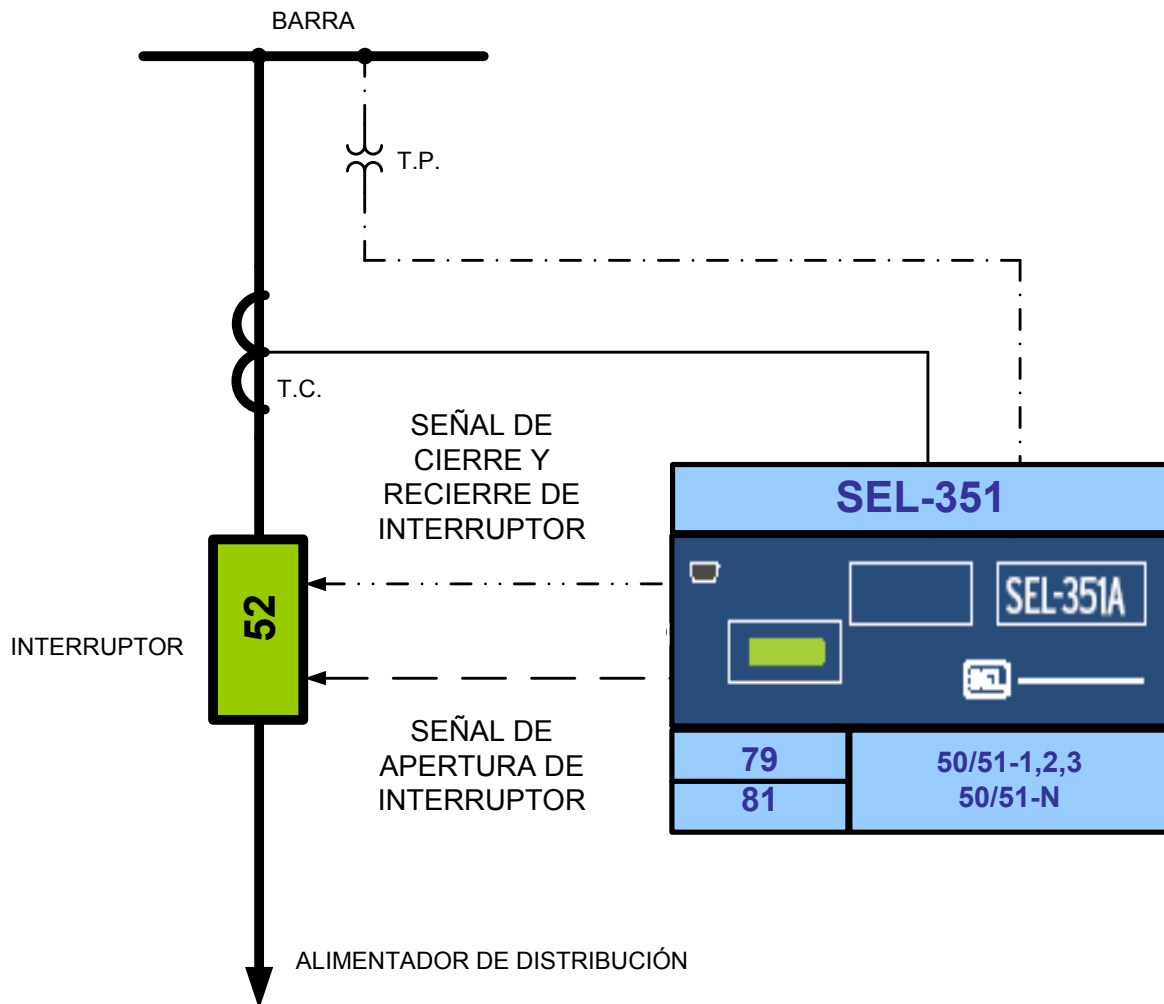
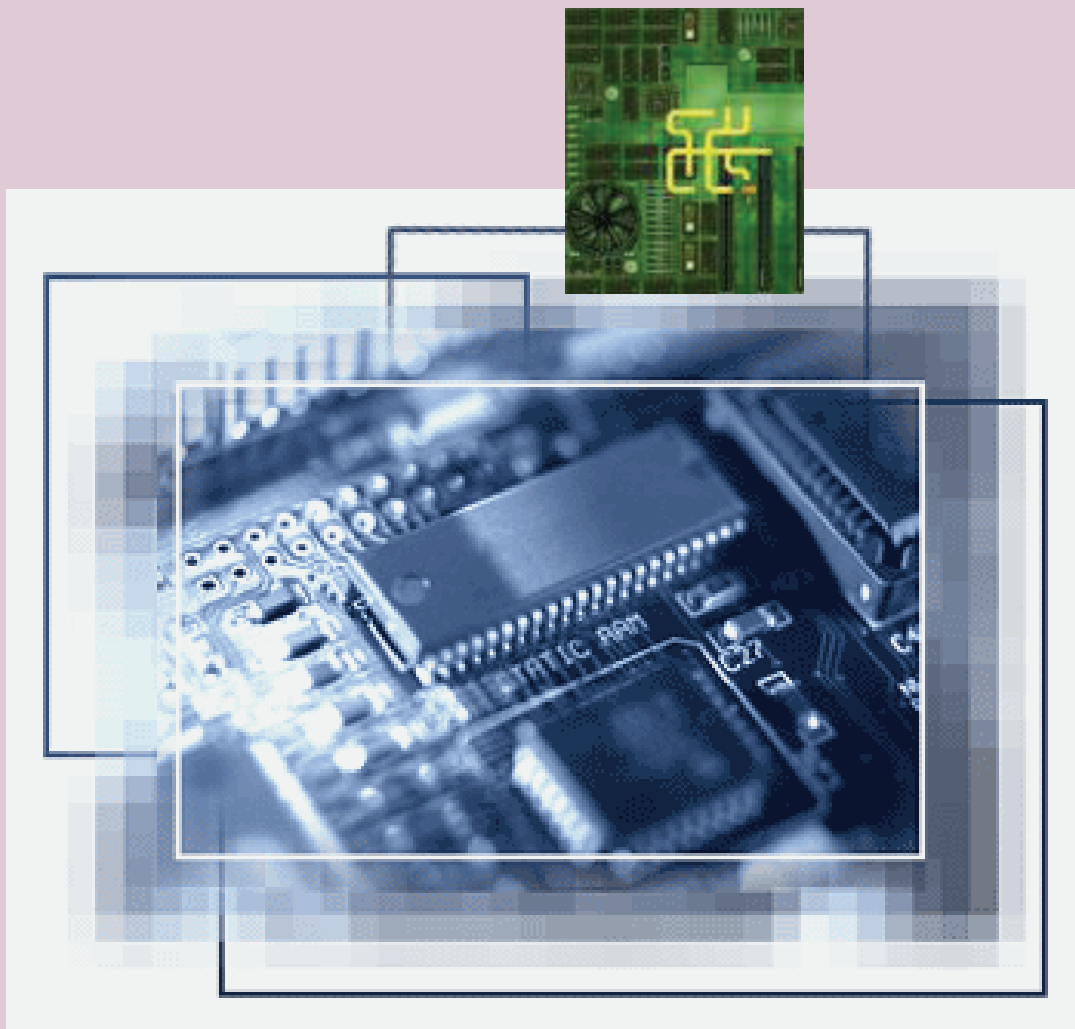


Figura 1.8.3: Vista del relevador digital multifunción SEL-351 dentro de un diagrama esquemático de protección de un alimentador de distribución.



CAPÍTULO 2:



**DIAGRAMAS ESQUEMÁTICOS
Y LÓGICOS DE PROTECCIÓN.**

CAPÍTULO 2:

DIAGRAMAS ESQUEMÁTICOS Y LÓGICOS DE PROTECCIÓN.

2.1 INTRODUCCIÓN.

El presente capítulo tiene como finalidad, dar a conocer los principales diagramas esquemáticos de protección que se utilizan en las subestaciones eléctricas de distribución y que están basados en relevadores y dispositivos que han sido seleccionados, tomando en cuenta los factores determinantes que los sistemas eléctricos imponen, siendo éstos: Alta complejidad en las redes, pequeños márgenes de estabilidad y alta confiabilidad en la continuidad del servicio.

Para una mejor comprensión y simplificación de las operaciones que se efectúan en el control y protección de las subestaciones eléctricas de distribución, el empleo de los diagramas lógicos representa una útil herramienta para interpretación de los diagramas a base de relevadores digitales multifunción, debido a que mediante el empleo de unas cuantas operaciones básicas, se pueden representar las secuencias de operación de todos los equipos y aún de los esquemas, por más complicados que éstos sean.

Es importante mencionar que al presentar los esquemas en esta forma, existe un mayor entendimiento con los fabricantes de relevadores digitales multifunción, ya que la nomenclatura esta normalizada internacionalmente, lográndose ahorros en ingeniería y reducción en los tiempos de fabricación.

2.2 DIAGRAMAS ESQUEMÁTICOS DE PROTECCIÓN.

Son aquellos diagramas que muestran en forma sencilla, mediante símbolos, el funcionamiento lógico de los esquemas de protección, sin considerar la localización de sus componentes.

Por otro lado, se define a la protección como el conjunto de aparatos y elementos puestos al servicio de un sistema eléctrico de distribución los cuales mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, aislando las partes del sistema que han fallado.

Conociendo las características de operación de cada relevador es fácil de integrar un esquema de protección, teniendo en consideración las características de diseño de la protección.

Para representar el trazado de un diagrama esquemático de protección utilizamos la simbología siguiente:

—————	CIRCUITO DE POTENCIA
—————	CIRCUITO DE CORRIENTE PROVENIENTE DE LOS T.C.
- - - - -	CIRCUITO DE POTENCIAL PROVENIENTE DE LOS T.P.
— — — —	SEÑAL DE APERTURA DE INTERRUPTOR
- · - · - · - · - ·	SEÑAL DE CIERRE Y RECIERRE DE INTERRUPTOR
.....	SEÑAL DE ALARMA

A continuación se traza el diagrama unifilar del sistema eléctrico a utilizar. Dentro de una serie de símbolos circulares y rectangulares se escribe la nomenclatura y número de dispositivo (de acuerdo a la norma ANSI/IEEE) de los relevadores seleccionados para las protecciones primaria y de respaldo, así como también relevadores auxiliares de apertura y cierre de interruptores.

El diagrama esquemático de protección que utilizaremos para nuestro caso en estudio es el siguiente:

- Diagrama esquemático de protección de un transformador de potencia de 60 MVA, 230/23 kV y alimentadores de 23 kV con arreglo de doble anillo, ver figura 2.2.1.

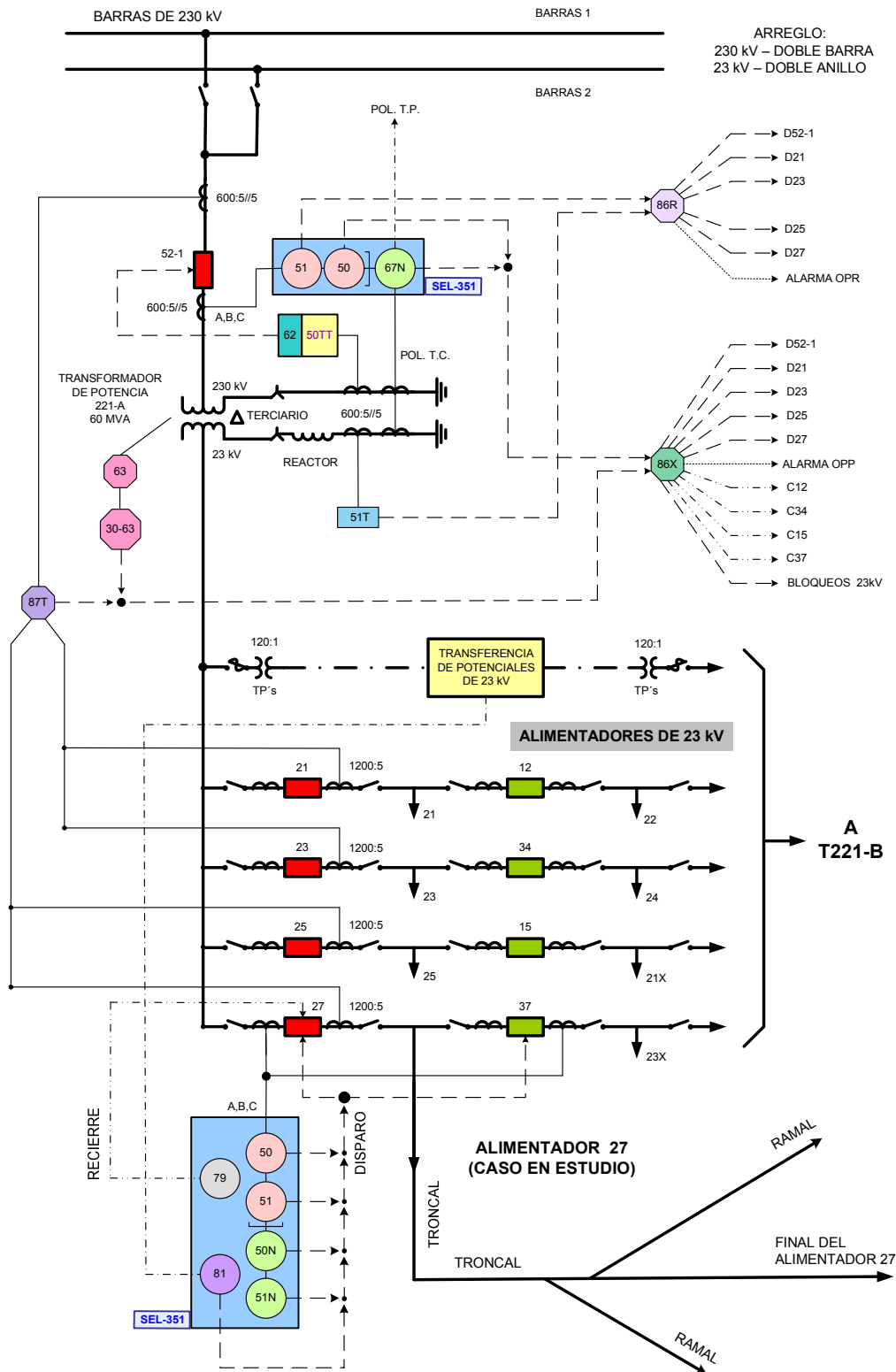


Figura 2.2.1: Diagrama Esquemático de protecciones de un transformador de potencia de 60 MVA, 230/23 kV y alimentadores de 23 kV con arreglo de doble anillo.

2.3 TIPOS DE PROTECCIÓN.

El criterio más general para la protección con relevadores consiste en utilizar esquemas de protección que deberán actuar lo más independiente posible. Estos esquemas son llamados:

- a) Esquema de protección primaria
- b) Esquema de protección de respaldo

La protección primaria, es la defensa que actúa en primera instancia para librar una falla en un sistema eléctrico de distribución, es rápida y selectiva, está diseñada para desconectar la mínima porción del sistema, separando solamente el elemento que ha fallado, ya que los interruptores están normalmente localizados en las interconexiones de los distintos elementos del sistema.

La protección de respaldo, se energiza y arranca al mismo tiempo que la primaria, y como es más lenta, sólo operará en caso de que la primaria no responda, o este fuera de servicio. Este tipo de protección opera mediante componentes independientes de las utilizadas en la protección primaria, de manera que no pueden ser afectadas por las mismas causas que produjeron la falla en dicha protección.

Aunque los esquemas de protección primaria y de respaldo operen correctamente, sus interruptores correspondientes, pueden fallar al pretender librar una falla debido a un mal funcionamiento de éstos, lo cual se puede deber a:

- a) Falla en su alimentación de corriente directa
- b) Falla del circuito de disparo
- c) Falla del mecanismo de operación
- d) Falla del propio interruptor

2.4 TIEMPOS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES.

Desde el punto de vista de la rapidez de operación, los relevadores se pueden agrupar en los siguientes tipos:

- a) Relevador tipo instantáneo. Se considera dentro de este tipo a los relevadores que operan en tiempos menores de 0.1 segundos.
- b) Relevador tipo de alta velocidad. Son los que operan en menos de 0.05 segundos.
- c) Relevador tipo con retardo de tiempo. Son los que tienen mecanismos de tiempo de ajuste variable.

2.5 FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES.

Para ejemplificar en forma breve el funcionamiento de los esquemas de protección, nos valdremos del diagrama esquemático de protección de la figura 2.5.1.

2.5.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

2.5.1.1 PROTECCIONES PRIMARIAS.

a) Protección diferencial (87-T).

Esta protección destaca por su gran velocidad y selectividad, detecta fallas entre fases y de fase a tierra en el transformador de potencia y en componentes o equipos que se encuentren dentro de la zona diferencial, que está delimitada por la ubicación de los transformadores de corriente de 230 y 23 kV.

Cuando se presenta una falla dentro de la zona de la protección diferencial, ésta es detectada por el relevador 87-T que al operar manda señal de corriente directa al relevador auxiliar 86-X y éste a su vez manda señales de apertura y cierre de interruptores de la siguiente forma:

■ Señal de apertura:

La señal de apertura llega a los interruptores 52-1, 21, 23, 25 y 27, quedando fuera de servicio el transformador de potencia.

■ Señal de cierre:

La señal de cierre llega a los interruptores de enlace 12, 34, 15 y 37 respectivamente con la finalidad de no interrumpir los servicios de los alimentadores 21, 23, 25 y 27 quedando conectados estos alimentadores por el transformador de potencia 221-B.

El relevador auxiliar 86-X también envía alarma remota de “operó protección primaria” y bloqueos en el lado de 23 kV.

b) Protección Buchholz (63).

Esta protección tiene un dispositivo de detección interna, que detecta el flujo de gases originados por fallas incipientes dentro del transformador.

Al existir una falla interna en el transformador de potencia, ésta es detectada por el relevador 63, y a través del relevador auxiliar detector de corriente 30-63, energiza al relevador auxiliar de disparo 86-X, el cual envía señales de apertura y cierre a los interruptores correspondientes, además de alarma y bloqueos en 23 kV.

c) Protección direccional de sobrecorriente de tierra (67-N).

Esta protección funciona para detectar fallas de fase a tierra y de dos fases a tierra en el lado de 230 kV del transformador de potencia.

Esta función de sobrecorriente direccional de tierra 67-N, forma parte de un relevador digital multifunción, en conjunto con las funciones de sobrecorriente de fases, instantánea y de tiempo (50/51-A, B, C).

Para lograr una adecuada operación de los relevadores direccionales de sobrecorriente de tierra, se requiere por un lado la detección de la magnitud de corriente y por otro la dirección de la corriente de falla. Por lo que es necesario establecer una cantidad de referencia, para determinar la dirección de la corriente de falla a tierra en el punto donde se encuentra ubicado el relevador, de tal manera que el relevador pueda determinar si la falla esta dentro del transformador de potencia o en la zona de protección, operando correctamente, o si la falla se encuentra ubicada en dirección opuesta o fuera de la zona de protección, y en este caso el relevador no opera. Esta cantidad de referencia se conoce como polarización, la cual puede ser de la forma siguiente:

- Corriente de secuencia cero
- Voltaje de secuencia cero
- Corriente de secuencia cero y voltaje de secuencia cero

Por lo tanto al existir una falla a tierra, dentro de la zona que corresponde, ésta será detectada por el relevador 67-N quien a su vez energiza el relevador auxiliar 86-X, y éste al operar realiza idénticas operaciones que en los incisos anteriores.

d) Protección de sobrecorriente de fases con unidad instantánea (50-A, B, C).

Esta protección forma parte de un relevador digital multifunción, que funciona para detectar fallas bifásicas y trifásicas en el lado de 230 kV del transformador de potencia.

El alcance de ésta protección cubre aproximadamente hasta el 50% de la impedancia primaria del transformador de potencia.

Al ocurrir una falla entre fases en la zona de protección, es detectada por los relevadores (50-A, B o C) y envía señal de operación al relevador 86-X efectuando las mismas operaciones anteriores.

2.5.1.2 PROTECCIONES DE RESPALDO.

a) Protección de sobrecorriente de fases con unidad de tiempo (51-A, B, C).

Esta integrada al relevador digital multifunción y se utiliza como protección de respaldo, cuando se tiene sobrecargas o fallas de cortocircuito entre fases en el transformador, o cuando se presentan fallas entre fases en las barras de 23 kV o en los alimentadores de distribución de 23 kV.

Cuando ocurre una falla entre fases en un alimentador de 23 kV, y no funciona la protección del alimentador, la falla se refleja hasta el lado de alta tensión operando la protección de sobrecorriente de tiempo del transformador de potencia.

Si este tipo de falla en el alimentador es de baja intensidad, opera la unidad de tiempo 51-A, B o C del lado de 230 kV, éste a su vez opera al relevador auxiliar 86-R, enviando señal de apertura a los interruptores 52-1, 21, 23, 25 y 27 dejando fuera de servicio al transformador de potencia, en este caso no hay señal de cierre a los interruptores de enlace, debido a que no se sabe con precisión donde esta localizada la falla.

b) Protección de sobrecorriente de tierra del neutro del lado de 230 kV (50 TT).

Se conecta en el neutro del lado de la estrella de 230 kV del transformador de potencia, a través de un transformador de corriente de relación 600:5//5.

Esta compuesto por un relevador de sobrecorriente de tiempo definido (50 TT) y un relevador auxiliar de tiempo (62).

La función principal de este relevador es la siguiente:

1. Funciona como respaldo de las protecciones propias del transformador de potencia (87-T, 63 y 67-N) cuando ocurran fallas internas de una o dos fases a tierra.
2. Debe funcionar como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes a las barras de alta tensión, así como de la protección diferencial de barras y de la protección diferencial del transformador de potencia, cuando ocurran fallas externas de una o dos fases a tierra.

Al operar el 50 TT energiza al relevador de tiempo 62, y éste manda señal de apertura únicamente al interruptor 52-1 del lado de 230 kV.

c) Protección de sobrecorriente de tierra del neutro del lado de 23 kV (51 T).

El relevador de sobrecorriente de tierra con unidad de tiempo (51 T), está conectado en el neutro del lado de 23 kV del transformador de potencia a través de un transformador de corriente de relación 600:5//5 A y funciona como protección de respaldo, cuando se tiene una falla de una o dos fases a tierra en las barras de 23 kV o en el alimentador de distribución, este relevador también cumple la función para detectar desbalances de cargas del orden de 10 al 30 % de la corriente nominal.

Al ocurrir una falla de fase a tierra en la zona de protección establecida, el relevador (51 T) envía una señal de corriente directa al relevador auxiliar (86-R), y éste manda señal de apertura al interruptor de alta tensión (52-1) y a los interruptores propios de los alimentadores 21, 23, 25 y 27.

2.5.2 ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN DE 23 kV.

Para realizar la descripción del funcionamiento de las protecciones de un alimentador de distribución de 23 kV, nos apoyaremos en el diagrama esquemático de protecciones de la figura 2.2.1, en el cual tenemos como caso en estudio el alimentador 27, que pertenece al transformador de potencia 221-A.

El alimentador 27, principia a partir de las barras de 23 kV, se conecta con las cuchillas seccionadoras, transformadores de corriente e interruptor (27), y sale de la subestación a través de una trayectoria principal o “troncal”, de la cual se derivan trayectorias secundarias o “ramales”. El esquema de protección del alimentador (27) esta integrado en un relevador digital multifunción y cuenta con las funciones siguientes: sobrecorriente de fases (50/51-A, B, C), sobrecorriente de fase a tierra (50/51-N), recierre automático (79) y tiro de carga por baja frecuencia (81).

2.5.2.1 PROTECCIONES PRIMARIAS.

a) Protección de sobrecorriente de fases con unidad instantánea (50-A, B, C).

El compromiso de éstas unidades, es que deben operar en forma instantánea y en un tiempo mínimo, para fallas bifásicas y trifásicas que ocurran dentro de la zona de protección, que comprende hasta el 60% de distancia del primer elemento de seccionamiento del alimentador, con la finalidad de coordinar con dicho elemento y además; que las protecciones actúen rápidamente para fallas cercanas a las barras de 23 kV, porque es donde se tiene más alta la corriente de cortocircuito.

Cuando se presenta una falla dentro de esta zona, es detectada por los relevadores (50-A, B ó C) y al operar, envían una señal de apertura al interruptor propio del alimentador (interruptor 27).

b) Protección de sobrecorriente de fase a tierra con unidad instantánea (50-N).

El compromiso de estas unidades, es que deben operar en forma instantánea y en un tiempo mínimo, para fallas de dos fases a tierra y de fase a tierra que ocurran dentro de la zona de protección, que está comprendida dentro del mismo criterio que las unidades instantáneas de fase.

Cuando operan los elementos instantáneos, de fases o de fase a tierra, se bloquea automáticamente el recierre, para evitar que por los devanados secundarios del transformador de potencia circule varias veces y durante un intervalo pequeño la corriente de cortocircuito; ya que esto puede ocasionar que se dañe el propio transformador.

2.5.2.2 PROTECCIONES DE RESPALDO.

a) Protección de sobrecorriente de fases con unidad de tiempo (51-A, B, C).

El compromiso de estas unidades, es que deben operar con un retardo de tiempo, para sobrecargas mayores a la carga máxima del alimentador, considerando condiciones normales de operación y de emergencia (enlaces con alimentadores de la misma subestación o de otras), además debe operar para fallas trifásicas o bifásicas que ocurran a lo largo de toda la trayectoria del alimentador.

Cuando ocurre una falla en cualquier parte del alimentador, es detectada por los relevadores (51-A, B ó C) y al operar envían una señal de apertura al interruptor propio del alimentador (interruptor 27).

b) Protección de sobrecorriente de fase a tierra con unidad de tiempo (51-N).

El compromiso de esta unidad, es que debe operar con un retardo de tiempo, para desbalances debidos a condiciones de carga no balanceadas, y para fallas de fase a tierra que ocurran a lo largo de la trayectoria del alimentador.

Para el caso de que el alimentador de distribución sea una línea aérea y se presente una falla transitoria de fases o de fase a tierra; entra en funcionamiento el recierre automático, que permite recerrar el interruptor cuando éste abre por la acción de los relevadores de sobrecorriente de tiempo de fases y fase a tierra.

2.5.2.3 RELEVADORES DE RECIERRE AUTOMÁTICO (79).

Este relevador tiene la misión de discriminar las fallas que son temporales y las que son permanentes, para reestablecer el servicio en el alimentador.

Cuando la corriente de falla de fase o de fase a tierra es mayor que su valor mínimo programado de disparo, el control del relevador inicia la secuencia programada de operaciones de disparo y recierre del interruptor 27.

Si la falla es temporal, el control del relevador cesa de enviar operaciones al interruptor después de un recierre exitoso y el control se reposiciona al inicio de su secuencia de trabajo. Si la falla es permanente, el control del relevador ejecuta la secuencia completa de ordenes (tres recierres) emitidas al interruptor 27 y bloquea éste último dejándolo abierto. Una vez bloqueado, es necesario reestablecer el control del relevador al inicio de su secuencia de operación para recerrar nuevamente al interruptor.

2.5.2.4 RELEVADOR DE BAJA FRECUENCIA (81).

Esta protección se utiliza previendo la posibilidad, que en el sistema de potencia, ocurran fallas parciales de generación en momentos de carga pico, originando que la frecuencia del sistema descienda.

Para evitar que las plantas generadoras restantes se sobrecarguen y ocurra una desconexión en cascada que origine un apagón general, se desconectan grupos de alimentadores en bloque, utilizando tres pasos.

El primer paso desconecta en forma instantánea los alimentadores con carga residencial. Si persiste la baja frecuencia, 15 segundos después se desconecta el segundo grupo, que alimenta la zona comercial, y en el caso de que la frecuencia no se estabilice, 30 segundos después se desconecta el tercer grupo que comprende zonas industriales y hospitales.

El último paso produce un apagón general en los alimentadores de distribución de 23 kV, pero deja el resto del sistema de potencia interconectado, de tal manera que una vez detectada la anomalía y corregida, los alimentadores vuelven a reconectarse rápidamente.

El funcionamiento de esta protección tiene la particularidad de que al operar la protección por baja frecuencia, además de disparar los interruptores de los alimentadores correspondientes, quedan bloqueados automáticamente todos los recierres, hasta que se restablezcan, una vez que desaparece la emergencia.

2.6 DIAGRAMAS LÓGICOS DE PROTECCIÓN.

2.6.1 TERMINOLOGÍA.

La terminología de la lógica de control se compone de unas cuantas palabras, *AND*, *OR*, *INVERSOR*, *NAND*, *NOR*, *XOR*, y *XNOR*, así como también el uso de *temporizadores* y circuitos lógicos como son los *flip-flops*.

La lógica de control representa las posibilidades de un sistema en el que hasta las condiciones más complicadas e inimaginables pueden ser resueltas mediante el uso de esquemas de bloques o elementos representativos de funciones básicas elementales convenientemente interconectadas. Cada una de las palabras que constituyen éste lenguaje, representan un bloque o elemento básico llamado función lógica o elemento lógico.

Los símbolos de las funciones lógicas son una representación gráfica que ayuda a visualizar las relaciones lógicas existentes en un diagrama lógico.

El álgebra de Boole es una forma de lógica simbólica que muestra como operan las funciones lógicas. Una expresión booleana es un método de mostrar que ocurre en un circuito lógico.

Cabe mencionar que la lógica digital es un proceso racional para adoptar sencillas decisiones de “verdadero” o “falso” basadas en las reglas del álgebra de Boole. El término “verdadero” puede estar representado por un estado alto, es decir un “1”, mientras que el término “falso” por un estado bajo o “0”.

Una tabla de verdad es una representación de estados en donde la salida depende de las entradas, representándose por valores “1” para el caso “verdadero” y “0” para el estado “falso”.

2.6.2 FUNCIÓN AND.

Para comprender el significado de esta palabra, es necesario recordar que todos los elementos lógicos tienen entradas múltiples y sólo una salida normal.

El circuito eléctrico de la figura 2.6.2.1, es una representación equivalente de la función *AND*. Examinando de cerca el circuito, notamos que la lámpara encenderá solo si ambos interruptores se cierran o se activan simultáneamente. Si uno de los interruptores esta abierto el circuito se interrumpe y la lámpara no se enciende. Todas las posibles combinaciones para los interruptores A y B, se muestran en la tabla 2.6.2.3 La tabla de verdad de la figura 2.6.2.4 muestra que la salida C esta habilitada (encendida) solamente cuando ambas entradas se encuentran cerradas.

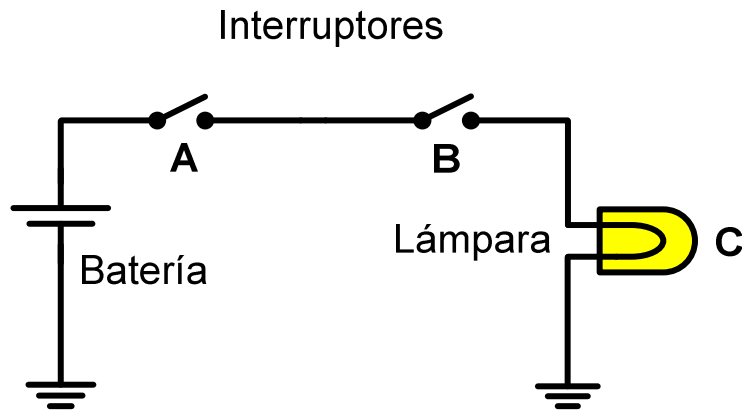


Figura 2.6.2.1: Circuito equivalente de la función lógica AND.

Consideremos el símbolo lógico de la figura 2.6.2.2 en la que se representa la forma usual de la función *AND*.

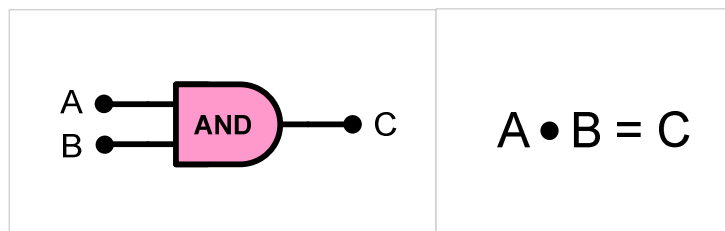


Figura 2.6.2.2: Símbolo de la función lógica AND.

La condición para que el elemento *AND* proporcione una señal de salida, es que debe estar aplicada simultáneamente una señal a cada entrada, es decir debe haber una señal presente en A y B para que C aparezca en la salida. Obsérvese que la pérdida o falta de cualquier de las señales de entrada, supondrá la supresión de la señal de salida.

La expresión booleana correspondiente a la función *AND* es:

$$A \bullet B = C$$

La expresión booleana se lee A *AND* B igual a la salida C. El punto (•) significa la función lógica *AND* en álgebra booleana, y no la operación de multiplicar en el álgebra regular.

Respecto a lo anterior, es de importancia secundaria la naturaleza de las señales de entrada y de salida, así como el procedimiento con el cuál realiza su función el elemento lógico, lo que realmente se pretende es aprender a leer y entender el lenguaje en forma de símbolos.

Interruptor A (entrada)	Interruptor B (entrada)	Luz de la lámpara C (salida)
Abierto	Abierto	Apagada
Abierto	Cerrado	Apagada
Cerrado	Abierto	Apagada
Cerrado	Cerrado	Encendida

Figura 2.6.2.3: Tabla de estados de la función lógica *AND*.

A	B	C
0	0	0
0	1	0
1	0	0
1	1	1

Figura 2.6.2.4: Tabla de verdad de la función lógica *AND*.

2.6.3 FUNCIÓN *OR*.

El circuito eléctrico de la figura 2.6.3.1, nos da una idea del funcionamiento equivalente del elemento lógico *OR*, en el cuál los interruptores han sido conectados en paralelo. El encendido de la lámpara se producirá si se cierra cualquiera de los dos interruptores o ambos. Todas las posibles combinaciones se muestran en la tabla de verdad de la figura 2.6.3.4.

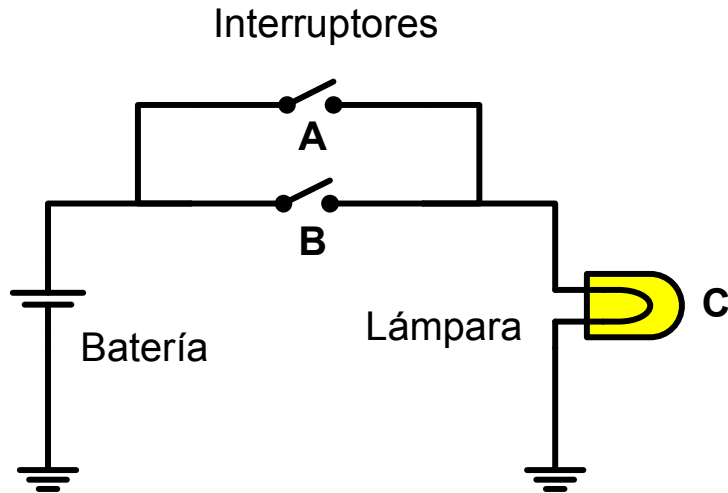


Figura 2.6.3.1: Circuito equivalente de la función lógica *OR*.

La forma común del símbolo lógico *OR* esta representada en la figura 2.6.3.2. La condición para que el elemento lógico *OR* proporcione una señal de salida, es que se aplique una señal a una o más de sus entradas; es decir, aparecerá una señal en C, si es aplicada una señal en A, o en B, o bien a una combinación de ellas.

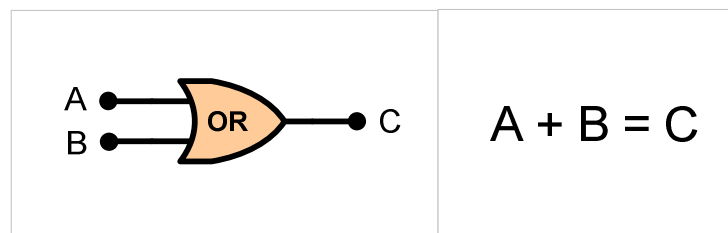


Figura 2.6.3.2: Símbolo de la función lógica *OR*.

Utilizando la convención de representar la condición de cerrado o encendido por un “1” y la de abierto o apagado por un “0” se obtiene la tabla de verdad.

La expresión booleana abreviada para esta función lógica *OR* es:

$$A + B = C .$$

Observar que el símbolo (+) significa *OR* en álgebra booleana.

En el caso de que las funciones lógicas sean multivariables, la expresión booleana deberá contemplarlas en su análisis al igual que la tabla de verdad.

Interruptor A (entrada)	Interruptor B (entrada)	Luz de la lámpara C (salida)
Abierto	Abierto	Apagada
Abierto	Cerrado	Encendida
Cerrado	Abierto	Encendida
Cerrado	Cerrado	Encendida

Figura 2.6.3.3: Tabla de estados de la función lógica *OR*.

A	B	C
0	0	0
0	1	1
1	0	1
1	1	1

Figura 2.6.3.4: Tabla de verdad de la función lógica *OR*.

2.6.4 FUNCIÓN *INVERSOR* O *NOT*.

La función inversora posee una entrada y una salida como se muestra en la figura 2.6.4.1. Su función es producir una salida inversa o contraria a su entrada, es decir convertir unos a ceros y ceros a unos. La tabla de verdad de la figura 2.6.4.3, resume su funcionamiento.

El símbolo *INVERSOR* está representado en la figura 2.6.4.1. El requisito de un *INVERSOR*, es que exista una señal de salida cuando y solo cuando no lo exista en su entrada.

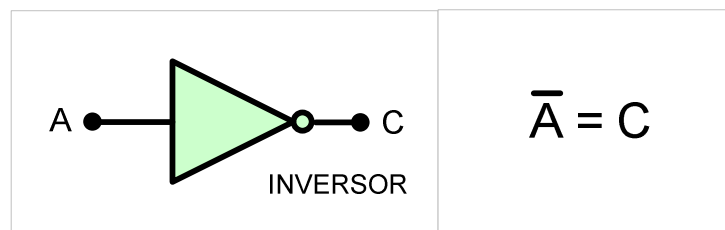


Figura 2.6.4.1: Símbolo de la función lógica *NOT* o *INVERSOR*.

La expresión booleana para la inversión es:

$$\bar{A} = C$$

Esta expresión indica que A es igual a la salida no A. Un símbolo alternativo para la función *INVERSOR* se muestra en la figura 2.6.4.2. En la figura 2.6.4.2 se observa claramente que el inversor “O” puede estar antes de la salida (lo que hace indicar que la entrada estará invertida) o en la parte final después de la salida (lo que supone que la salida se invertirá). Cabe mencionar que el símbolo elemental para la *inversión* solamente es el círculo “O” pintado, para este caso en color verde, que se combina con un *BUFFER* para finalmente formar la función lógica llamada *INVERSOR*.

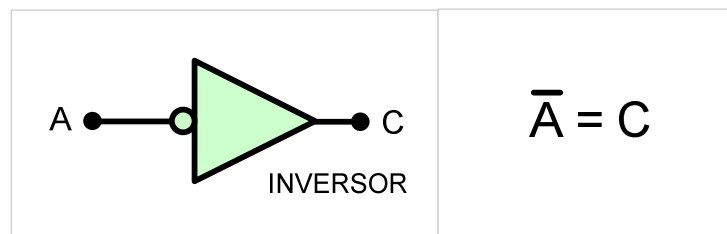


Figura 2.6.4.2: Símbolo alternativo de la función lógica *NOT* o *INVERSOR*.

El circuito inversor puede estar en la parte de entrada o salida del símbolo triangular llamado *BUFFER*.

A	C
0	1
1	0

Figura 2.6.4.3: Tabla de verdad de la función lógica *INVERSOR* o *NOT*.

2.6.5 FUNCIÓN NAND.

El circuito eléctrico de la figura 2.6.5.1 es un circuito equivalente del funcionamiento del elemento lógico *NAND*. Debido a que los interruptores A y B están en serie entre si y en paralelo con la lámpara, ésta última se apagará solamente cuando ambos interruptores estén cerrados y permanecerá encendida mientras cualquiera de ellos este abierto.

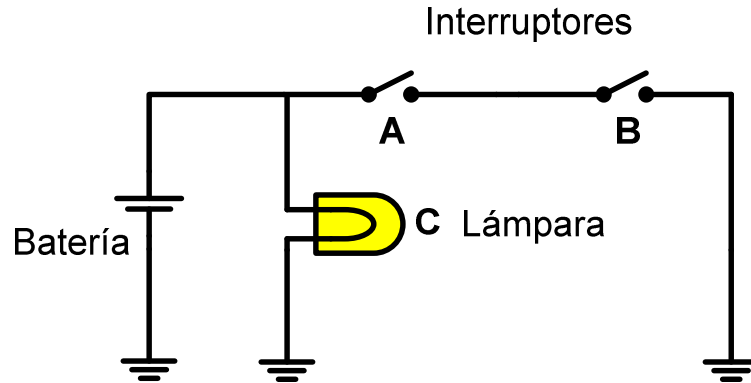


Figura 2.6.5.1: Circuito equivalente de la función lógica *NAND*.

La función lógica *NAND* es un dispositivo lógico que opera exactamente contraria a, una compuerta *AND*, entregando una salida baja cuando todas sus entradas son altas y una salida alta mientras existan por lo menos un bajo a cualquiera de ellas.

En la función lógica *NAND* existirá señal de salida cuando alguna o todas las entradas reciban señal. Para que desaparezca la señal de salida, es necesario que todas las entradas reciban señal.

El símbolo de la función lógica *NAND* se muestra en la figura 2.6.5.2.

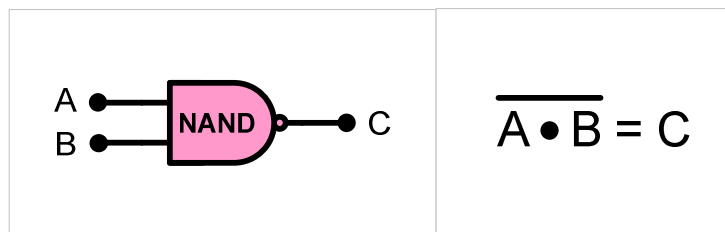


Figura 2.6.5.2: Símbolo de la función lógica *NAND*.

Observar que el símbolo *NAND* es el símbolo *AND* con un pequeño círculo a la salida, llamado *INVERSOR*. La tabla de verdad de la figura 2.6.5.4 describe la operación exacta de la función lógica *NAND*. Observe como sus salidas son las inversas de las salidas de la compuerta *AND*.

Interruptor A (entrada)	Interruptor B (entrada)	Luz de la lámpara C (salida)
Abierto	Abierto	Encendida
Abierto	Cerrado	Encendida
Cerrado	Abierto	Encendida
Cerrado	Cerrado	Apagada

Figura 2.6.5.3: Tabla de estados de la función lógica *NAND*.

A	B	C
0	0	1
0	1	1
1	0	1
1	1	0

Figura 2.6.5.4: Tabla de verdad de la función lógica *NAND*.

2.6.6 FUNCIÓN *NOR*.

Podemos decir que este elemento lógico opera en forma exactamente opuesta a la función *OR*, entregando una salida alta cuando todas sus entradas son bajas y una salida baja cuando existe por lo menos un alto en cualquiera de ellas.

La operación de la función *NOR* es análoga a la del circuito eléctrico mostrado en la figura 2.6.6.1, con los interruptores A y B que representa las señales de entrada y la lámpara C que representa la salida. Debido a que los interruptores A y B están en paralelo entre sí y con la lámpara C, ésta última solo enciende cuando ambos interruptores están abiertos y permanece apagada mientras cualquiera de ellos, o ambos estén cerrados.

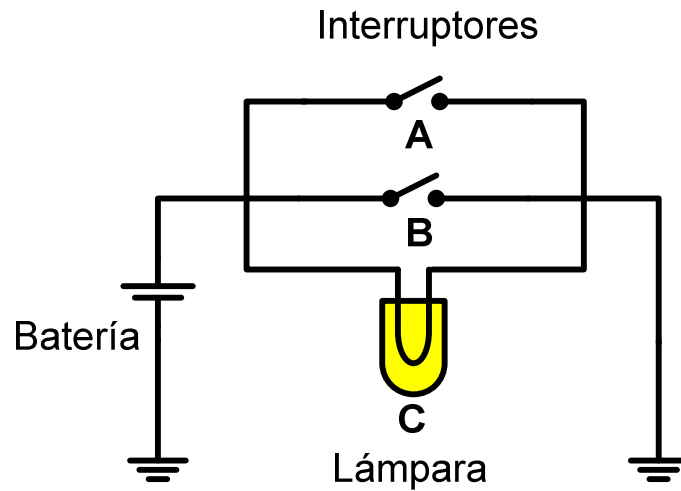


Figura 2.6.6.1: Circuito equivalente de la función lógica *NOR*.

La expresión booleana de la función *NOR* es:

$$\overline{A + B} = C$$

Observar que se ha añadido un pequeño círculo inversor al símbolo *OR* para formar el símbolo *NOR*.

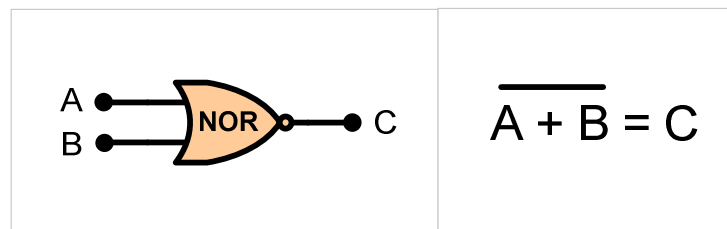


Figura 2.6.6.2: Símbolo de la función lógica *NOR*.

La tabla de verdad de la figura 2.6.6.4 detalla la operación de la función *NOR*.

Interruptor A (entrada)	Interruptor B (entrada)	Luz de la lámpara C (salida)
Abierto	Abierto	Encendida
Abierto	Cerrado	Apagada
Cerrado	Abierto	Apagada
Cerrado	Cerrado	Apagada

Figura 2.6.6.3: Tabla de estados de la función lógica *NOR*.

A	B	C
0	0	1
0	1	0
1	0	0
1	1	0

Figura 2.6.6.4: Tabla de verdad de la función lógica *NOR*.

2.6.7 FUNCIÓN OR EXCLUSIVA O XOR.

La tabla de verdad de la figura 2.6.7.4 muestra que es similar a la tabla de verdad de la función *OR*, excepto que cuando ambas entradas son “1” la función *XOR* genera un “0”.

En el circuito eléctrico de la función lógica *XOR*, mostrado en la figura 2.6.7.1, los interruptores A y B están acoplados mecánicamente a los interruptores \bar{A} y \bar{B} de modo que cuando A se cierra entonces \bar{A} se abre y viceversa, lo mismo puede decirse del interruptor B con respecto al \bar{B} .

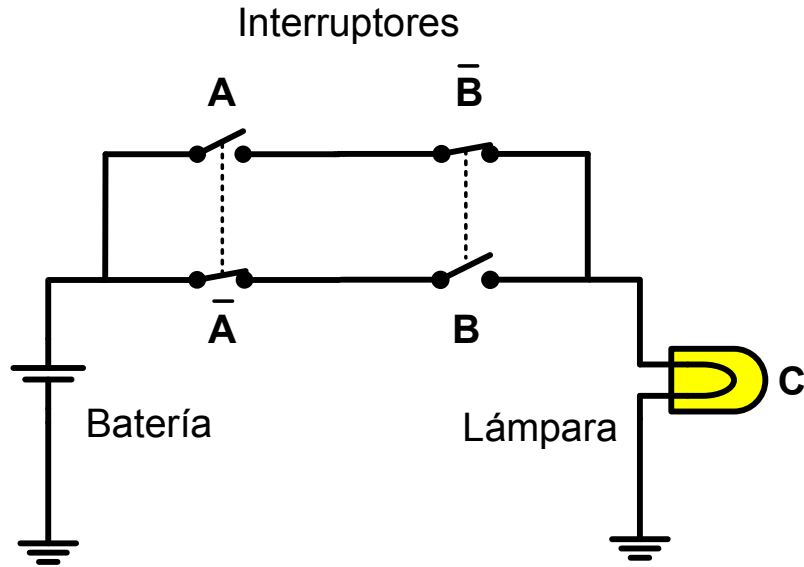


Figura 2.6.7.1: Circuito equivalente de la función lógica *XOR*.

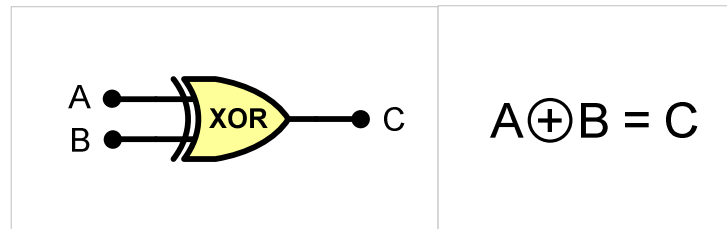


Figura 2.6.7.2: Símbolo de la función lógica *XOR*.

La expresión booleana para la función lógica *XOR* es:

$$A \cdot \bar{B} + \bar{A} \cdot B = C$$

A partir de ésta expresión puede construirse un circuito lógico usando solamente las compuertas *OR* y *AND* e *INVERSORES*. Tal circuito lógico se muestra en la figura 2.6.7.5.

Interruptor A (entrada)	Interruptor B (entrada)	Luz de la lámpara C (salida)
Abierto	Abierto	Apagada
Abierto	Cerrado	Encendida
Cerrado	Abierto	Encendida
Cerrado	Cerrado	Apagada

Figura 2.6.7.3: Tabla de estados de la función lógica XOR.

A	B	C
0	0	0
0	1	1
1	0	1
1	1	0

Figura 2.6.7.4: Tabla de verdad de la función lógica XOR.

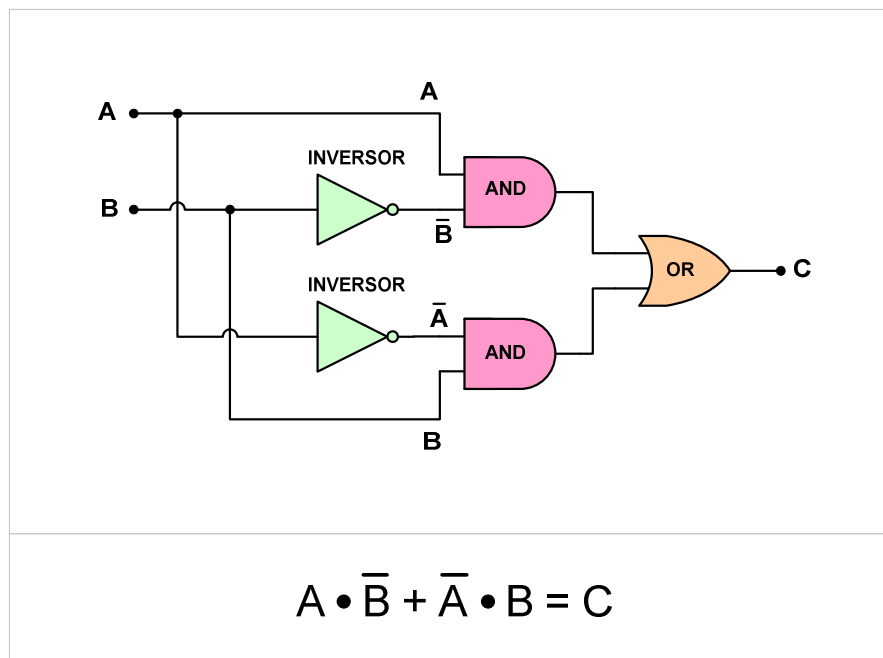


Figura 2.6.7.5: Circuito lógico que realiza la función XOR.

2.6.8 FUNCIÓN NOR EXCLUSIVA O XNOR.

Una función lógica *XNOR* opera en forma exactamente opuesta al elemento lógico *XOR*, entregando una salida baja cuando una de sus entradas es baja y la otra alta y una salida alta cuando sus entradas son ambas altas o ambas bajas.

El símbolo de la función lógica *XNOR* se muestra en la figura 2.6.8.1, mientras que la tabla de verdad de dicha función, aparece en la figura 2.6.8.3.

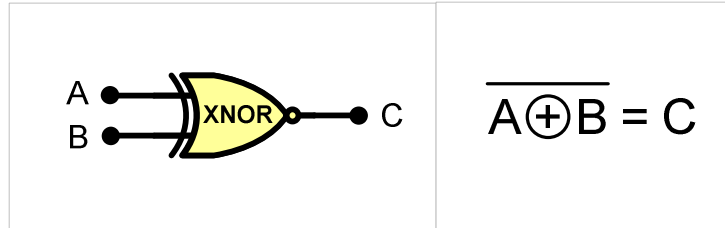


Figura 2.6.8.1: Símbolo de la función lógica *XNOR*.

Interruptor A (entrada)	Interruptor B (entrada)	Luz de la lámpara C (salida)
Abierto	Abierto	Encendida
Abierto	Cerrado	Apagada
Cerrado	Abierto	Apagada
Cerrado	Cerrado	Encendida

Figura 2.6.8.2: Tabla de estados de la función lógica *XNOR*.

A	B	C
0	0	1
0	1	0
1	0	0
1	1	1

Figura 2.6.8.3: Tabla de verdad de la función lógica *XNOR*.

2.6.9 FUNCIÓN *BUFFER*.

El símbolo elemental también está representado en la figura 2.6.9.1. La función del elemento *BUFFER*, es la de obtener una señal de salida, después de un tiempo dado de haber existido su entrada.

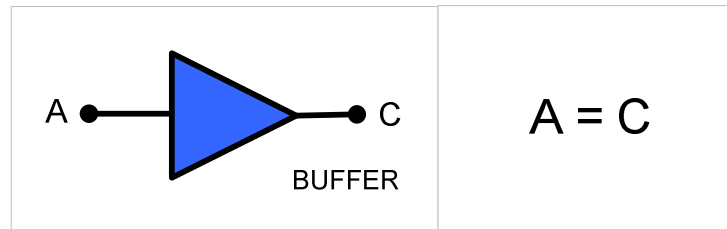


Figura 2.6.9.1: Símbolo de la función lógica *BUFFER*.

La tabla de verdad de la función lógica *BUFFER* es:

A	C
0	0
1	1

Figura 2.6.9.2: Tabla de verdad de la función lógica *BUFFER*.

2.6.10 FUNCIÓN *COMPARADOR*.

En la función lógica *COMPARADOR*, la entrada A se compara con la entrada B. Si la entrada A es mayor que la entrada B, la salida C se activa. El símbolo de la función *COMPARADOR* se muestra en la figura 2.6.10.1.

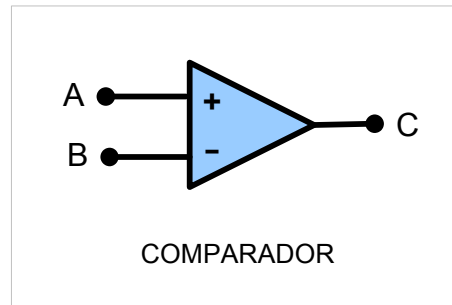


Figura 2.6.10.1: Símbolo de la función lógica *COMPARADOR*.

2.6.11 FUNCIÓN LÓGICA AND CON ENTRADA INVERSA.

Si la entrada A está activada y la entrada B está desactivada, la salida C se activa. El inversor “O” invierte cualquier entrada o salida de cualquier puerta lógica. El símbolo elemental para ésta compuerta lógica aparece en la figura 2.6.11.1, en el cual se puede observar que es la combinación de los elementos lógicos *INVERSOR* en una de sus entradas (la entrada B) y el elemento lógico *AND*.

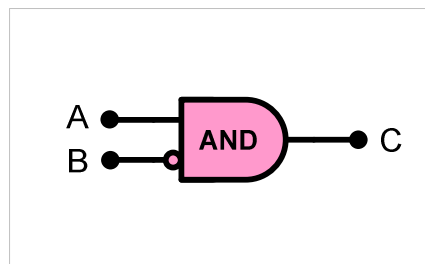


Figura 2.6.11.1: Símbolo de la función lógica AND CON ENTRADA INVERTIDA.

2.6.12 FLANCO DE BAJADA.

En la figura 2.6.12.1, se ilustra el símbolo correspondiente al *FLANCO DE BAJADA*. Dicha figura, hace referencia a la activación de la señal B mediante el flanco de bajada que viene de una señal de reloj. También se sabe que si el flanco de bajada activa la señal B, el flanco de subida desactivará la señal A.

Cabe señalar que una señal de reloj es normalmente una señal proveniente de un contador, de forma cuadrada, con un ciclo de trabajo del 50%, es decir que el tiempo que tarda en permanecer en un estado alto o “1” lógico, es el mismo tiempo en que permanece en el estado bajo o “0” lógico.

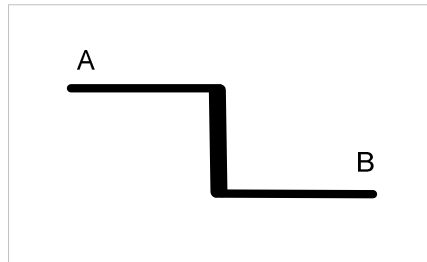


Figura 2.6.12.1: Símbolo correspondiente al *FLANCO DE BAJADA*.

2.6.13 TEMPORIZADOR DE ACTIVACIÓN POR FLANCO.

La figura 2.6.13.1 muestra el símbolo elemental del *TEMPORIZADOR DE ACTIVACIÓN POR FLANCO*. La función principal que realiza dicho temporizador es la siguiente:

- ☑ El flanco de subida de A arranca el temporizador. La salida B se activará un tiempo X tras el tiempo de activación de A. B permanecerá activada durante el tiempo Y. Si Y es cero, B estará activada durante un ciclo de procesamiento únicamente.

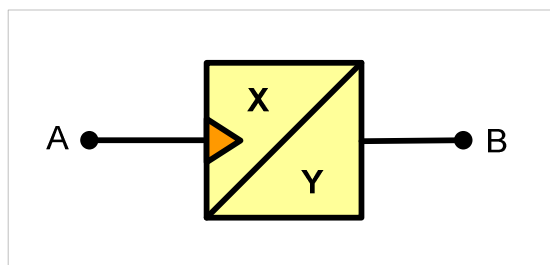


Figura 2.6.13.1: Símbolo correspondiente al *TEMPORIZADOR DE ACTIVACIÓN POR FLANCO*.

2.6.14 ACTIVACIÓN TEMPORIZADA Y/O DESACTIVACIÓN TEMPORIZADA.

El símbolo de la *ACTIVACIÓN TEMPORIZADA Y/O DESACTIVACIÓN TEMPORIZADA*, se muestra en la figura 2.6.14.1. La función que realiza éste elemento lógico es:

- ☑ X es el valor de la activación temporizada. Y es el valor de la desactivación temporizada. B se activa un tiempo X tras la activación de A; B no se activará si A no permanece activada durante un tiempo X. Si X es cero, B se activará cuando se active A. Si Y es cero, B se desactivará cuando lo haga A.

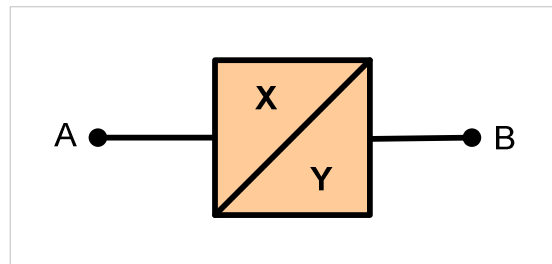


Figura 2.6.14.1: Símbolo correspondiente a la *ACTIVACIÓN TEMPORIZADA Y/O DESACTIVACIÓN TEMPORIZADA*.

2.6.15 BIESTABLE SET/RESET.

La entrada S activa la salida Q, hasta que se active la entrada R. La salida Q se desactiva o inicializa cuando R se activa. El símbolo del *BIESTABLE SET/RESET* se muestra en la figura 2.6.15.1.

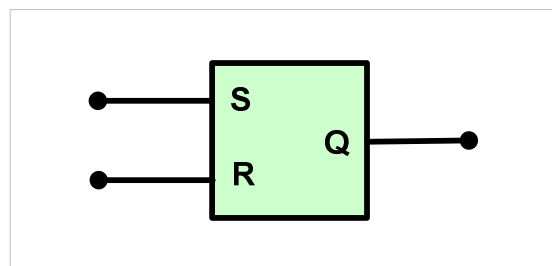


Figura 2.6.15.1: Símbolo correspondiente al *BIESTABLE SET/RESET*.

2.6.16 BANDERA DE ENTRADA.

El símbolo elemental de la *BANDERA DE ENTRADA* aparece en la figura 2.6.16.1. Dicha figura nos indica que la entrada A proviene de otra lógica.

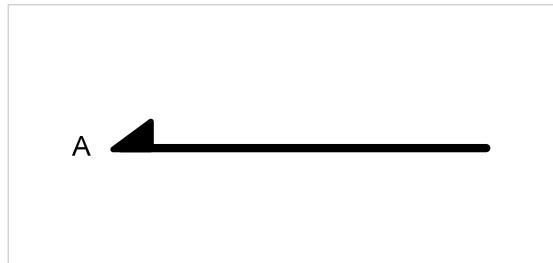

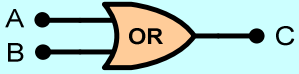
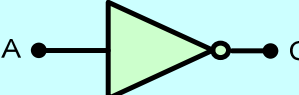




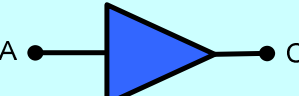
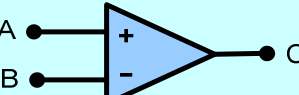


Figura 2.6.16. 1: Símbolo correspondiente a la *BANDERA DE ENTRADA*.

En la tabla 2.6 se resumen las funciones, así como los símbolos elementales de los elementos lógicos descritos anteriormente.

NOMBRE	SÍMBOLO	FUNCIÓN
AND		Ambas entradas A y B deben estar activadas para que la salida C se active.
OR		La salida C se activa si cualquiera de las dos entradas A o B, están activadas.
INVERSOR o NOT	 <p>INVERSOR</p>	La salida C se activa si y solo si la entrada A no esta activada. La salida C se desactiva si y solo si la entrada A esta activada.
NAND		Si la entrada A y/o la entrada B están desactivadas, la salida C se activa.
NOR		La salida C se activa si ninguna de las dos entradas A o B están activadas.
XOR		La salida C se activa si A o B están activadas. Si A y B están en el mismo estado C está desactivada.
XNOR		La salida C se desactiva si A o B están desactivadas. Si A y B están en el mismo estado C está activada.
BUFFER	 <p>BUFFER</p>	La salida C se activa después de un tiempo T que aparece la entrada A. La salida C y la entrada A son la misma señal. Cabe mencionar que ésta función lógica solamente retarda la aparición de la salida C cuando ya se activó la entrada A.
COMPARADOR	 <p>COMPARADOR</p>	La entrada A se compara con la entrada B. La salida C se activa si A es mayor que B.


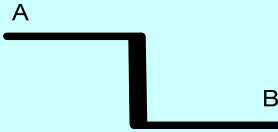
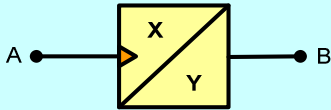
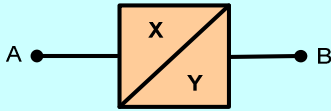
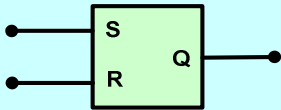
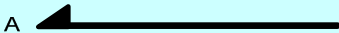
NOMBRE	SÍMBOLO	FUNCIÓN
AND CON ENTRADA INVERTIDA		Si la entrada A está activada y la entrada B está desactivada, la salida C se activa. El inversor "0" invierte cualquier entrada o salida de cualquier puerta lógica.
FLANCO DE BAJADA		B se activa con el flanco de bajada (desactivación) de la entrada A.
TEMPORIZADOR DE ACTIVACIÓN POR FLANCO		El flanco de subida de A arranca el temporizador. La salida B se activará un tiempo X tras el tiempo de activación de A. B permanecerá activada durante el tiempo Y. Si Y es cero, B estará activada durante un ciclo de procesamiento únicamente. La entrada A es ignorada mientras los temporizadores cuentan.
ACTIVACIÓN TEMPORIZADA Y/O DESACTIVACIÓN TEMPORIZADA		X es el valor de la activación temporizada. Y es el valor de la desactivación temporizada. B se activa un tiempo X tras la activación de A; B no se activará si A no permanece activada durante un tiempo X. Si X es cero, B se activará cuando se active A. Si Y es cero, B se desactivará cuando lo haga A.
BIESTABLE SET/RESET		La entrada S activa la salida Q hasta que se active la entrada R. La salida Q se desactiva o inicializa cuando R se activa.
BANDERA DE ENTRADA		La entrada A proviene de otra lógica

Tabla 2.6: Leyenda de símbolos lógicos.



CAPÍTULO 3:



**APLICACIONES DEL
RELEVADOR SEL-351 COMO
PROTECCIÓN DE RESPALDO DE
UN SISTEMA ELÉCTRICO DE
POTENCIA .**

CAPÍTULO 3:

APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

3.1 INTRODUCCIÓN.

En el presente capítulo, cabe señalar que la intención principal es la aplicación del relevador SEL-351 como protección de sobrecorriente en un alimentador de distribución de 23 kV. Sin embargo, para tener un panorama más completo, del uso y aplicación de este relevador y debido a sus características multifuncionales, es recomendable mencionar las aplicaciones más frecuentes como protección de respaldo de sobrecorriente en algunos elementos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, como son:

- Alimentadores de distribución
- Transformadores de potencia
- Líneas de transmisión

La protección de sobrecorriente resulta ser la más simple y económica, la más difícil de aplicar sobre todo para el caso de líneas cortas y la que más rápido requiere reajustarse, en la medida que cambia la configuración del sistema de distribución o transmisión.

El uso y aplicación de este relevador esta muy difundido en las empresas de suministro de energía eléctrica (CFE y LyFC) y clientes tipo industrial, esto es debido a la gran selectividad de curvas, rangos amplios de las unidades instantáneas y de tiempo, tiempos de operación más rápidos, posibilidad de autodiagnóstico y localizador de fallas, funciones de medición, multifunciones en un solo relevador, facilidad para la automatización y control con sistemas inteligentes, tamaño reducido y bajo costo.

En la figura 3.1.1 se muestran algunas aplicaciones del relevador digital multifunción SEL-351 como protección de respaldo de un sistema eléctrico de potencia, resaltando principalmente las aplicaciones para un alimentador de distribución de 23 kV.

**APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351
COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.**

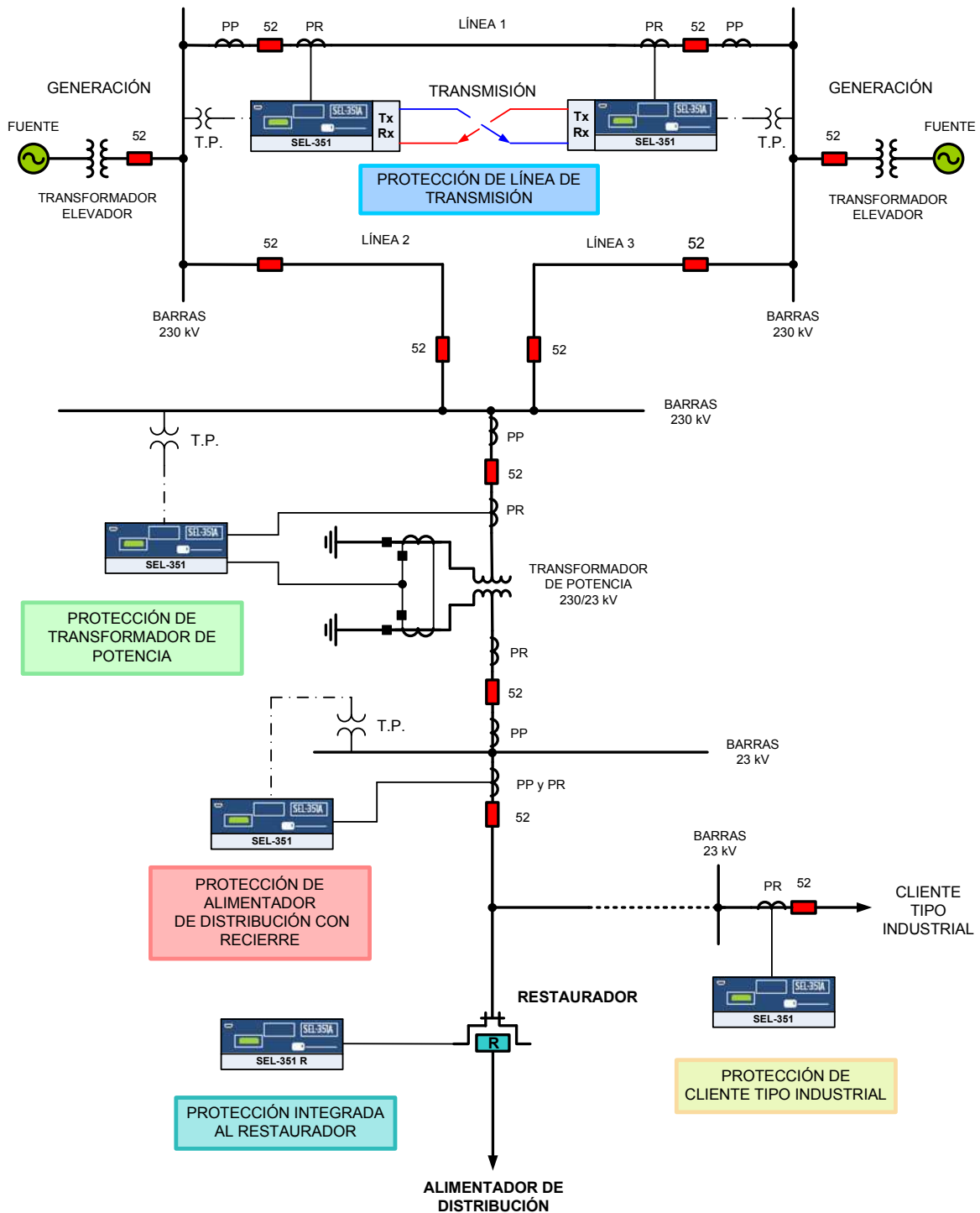


Figura 3.1.1: Aplicaciones del relevador digital multifunción SEL-351 como protección de respaldo de un Sistema Eléctrico de Potencia.

3.2 APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE UN ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN AÉREO.

Las actividades humanas de la sociedad moderna, dependen cada vez más de una mejor calidad y continuidad en el servicio de suministro de la energía eléctrica, sin embargo, las estadísticas indican que en el sistema de distribución aéreo se tiene el mayor índice de contingencias, por tal razón las protecciones de los alimentadores de distribución revisten primordial importancia en cuanto a su rapidez, selectividad, confiabilidad y economía, para que en caso de la presencia de una contingencia se deje fuera de servicio la sección fallada, para evitar daños de mayores consecuencias a los equipos aledaños y de esta manera se proporcione la continuidad de servicio al resto de los usuarios.

Por lo anterior, resulta obvio que una interrupción del servicio, representa una pérdida fuerte en la economía de los usuarios y como consecuencia una mala imagen para la compañía suministradora, aparte de las pérdidas económicas. Esta es la razón suficiente para que sea considerado desde la etapa de diseño un estudio técnico-económico en el que se contemple la aplicación correcta de la filosofía de protecciones, así como la propuesta de equipos confiables, seguros y económicos. Además, es necesario considerar por lo menos cinco principios básicos de las características de las protecciones, como son:

- **Sensibilidad:** Que el dispositivo sea lo suficientemente sensible para detectar la falla, lo antes posible.
- **Selectividad:** Que el dispositivo sea capaz de detectar la falla en su zona de operación, antes de que lo vea el dispositivo de respaldo, para:
 - Mantener la continuidad de servicio
 - Dejar fuera de servicio únicamente la sección con falla
 - Prevenir daños de mayores consecuencias a los equipos aledaños
 - Reducir el número de fallas permanentes
 - Reducir el tiempo para localizar la falla
 - Reducir al máximo las situaciones peligrosas para el personal y demás seres vivientes.
- **Confiabilidad:** Que el dispositivo no efectúe operaciones falsas por condiciones de falla o transitorios en otros circuitos que no le atañen.
- **Rapidez:** Que el dispositivo actúe en el menor tiempo posible y consecuentemente se tengan daños mínimos en el equipo fallado.
- **Economía:** Que el dispositivo contribuya a proporcionar el mejor servicio económicamente posible, sin descuidar los beneficios que representa dicha inversión.

APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

Como una ilustración a los conceptos señalados anteriormente, en la figura 3.2.1 se muestra el proceso seguido para la conformación de un sistema de protecciones, mediante la aplicación de diferentes relevadores de protección SEL-351 en un alimentador de distribución aéreo de gran longitud.

En dicha figura se muestra el diagrama esquemático de protecciones de una subestación de distribución, integrada por dos transformadores de potencia conectados en un arreglo de doble barra en 230 kV y doble anillo en 23 kV, con ocho alimentadores de distribución.

El alimentador de distribución aéreo utilizado como ejemplo, es el alimentador 27 e inicia a partir de las barras de 23 kV, continua a lo largo de una trayectoria principal o “troncal”, de la cual se derivan trayectorias secundarias o “ramales”.

En la subestación, a través de las barras de 23 kV del transformador de potencia 221-A, están conectados los devanados primarios de los transformadores de corriente tipo *bushing* (intercalados en las boquillas del interruptor 27), con relación 600:5A, y por medio del devanado secundario suministran una corriente nominal de 5 A de corriente alterna al relevador digital multifunción SEL-351, para establecer una zona o cobertura de protección a lo largo de todo el alimentador, ver figura 3.2.1.

En la troncal, a una distancia entre 5 y 10 kilómetros de la subestación, esta instalado un restaurador con control a base del relevador digital multifunción SEL-351R, para detectar fallas al final del alimentador y evitar que salga fuera de servicio todo el alimentador, con una falla después del restaurador.

En un ramal, derivado de la troncal principal la aplicación del relevador SEL-351 en un cliente tipo industrial como protección de las instalaciones eléctricas de la industria, es un factor muy importante que se relaciona con el diseño, construcción y operación de este tipo de instalaciones, y esta orientado hacia la reducción de fallas y el incremento en la seguridad del suministro de la energía eléctrica a los equipos, aparatos y en general, las áreas de uso del servicio eléctrico. En otros ramales a lo largo del alimentador se muestran transformadores de distribución (protegidos por fusibles) con cargas asociadas y conectadas a sus circuitos secundarios.

En resumen, conocidas las características de multifunción y las diversas funciones de protección con que cuenta el relevador digital multifunción SEL-351, sus aplicaciones principales dentro de un sistema de distribución aéreo son las siguientes:

- En la ***subestación***; como protección de un alimentador de distribución aéreo.
- En la ***troncal***; como protección integrada al restaurador con control microprocesado.
- En un ***ramal***; como protección de un cliente tipo industrial.

En la figura 3.2.2 se muestra el diagrama trifilar de conexiones de corrientes, voltajes; control y señalización del relevador SEL-351 aplicado como protección de un alimentador de distribución aéreo.

**APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351
COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.**

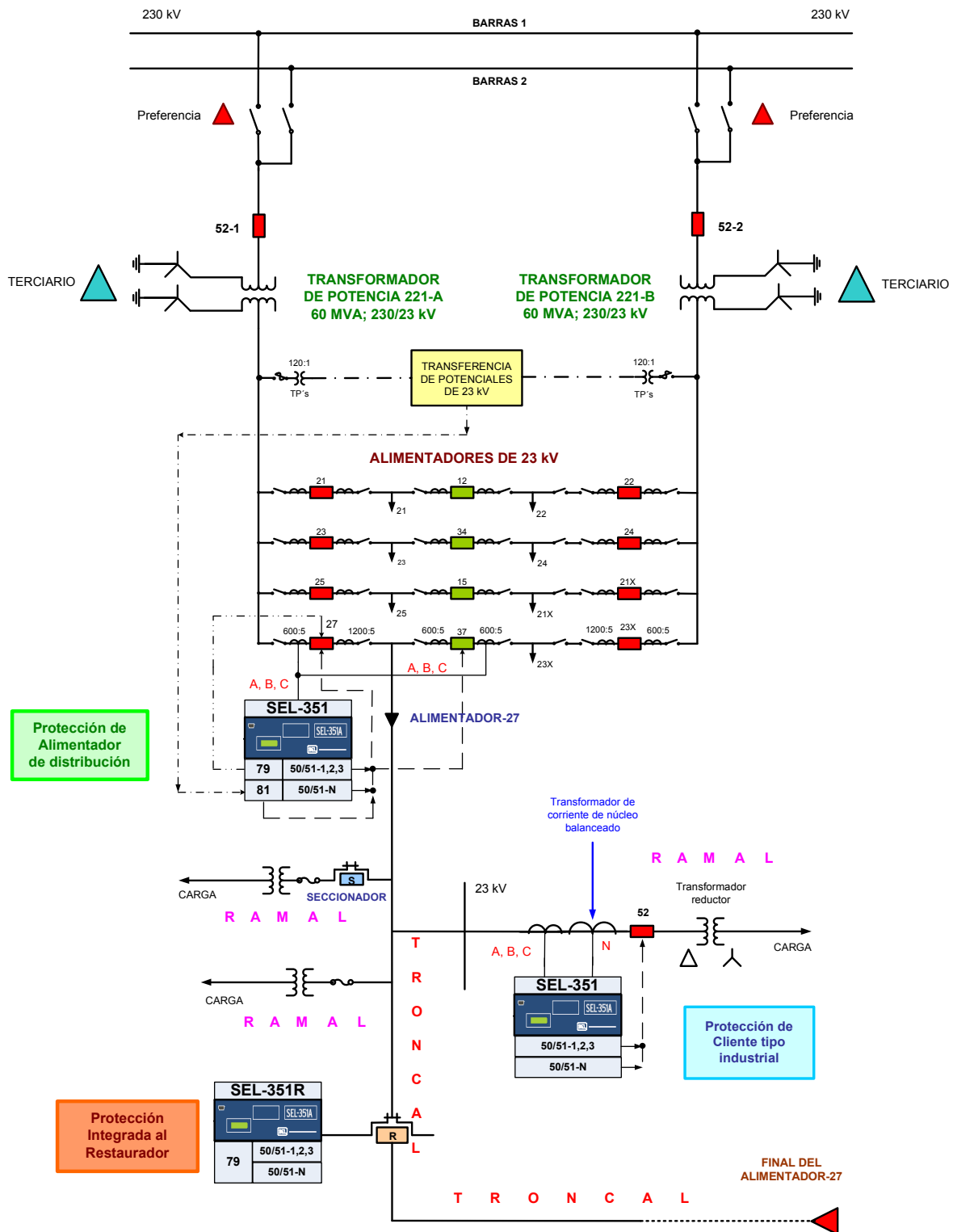


Figura 3.2.1: Aplicaciones del relevador digital multifunción SEL-351 como protección de un sistema de distribución.

**APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351
COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.**

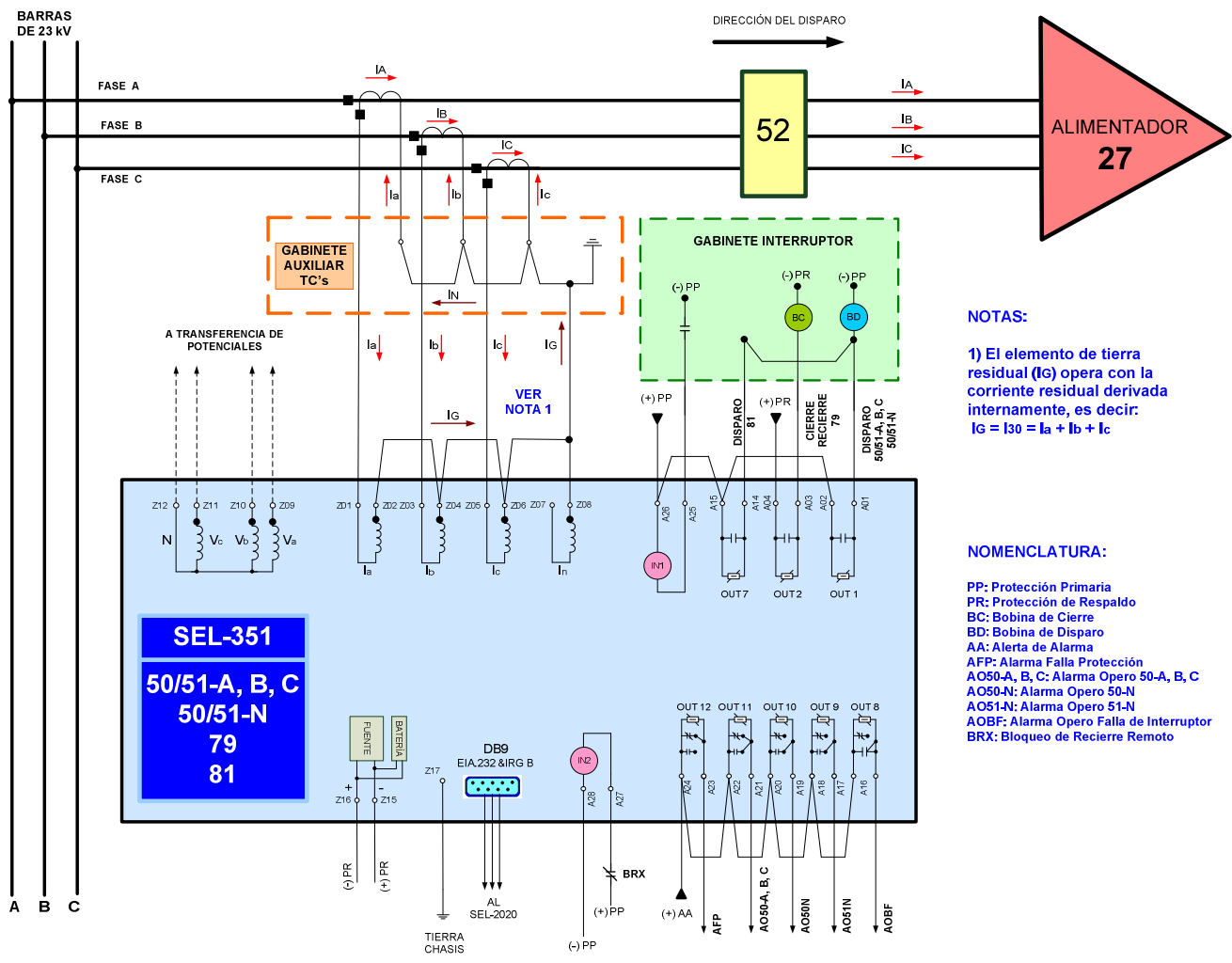


Figura 3.2.2: Diagrama trifilar de corrientes, voltajes, control y señalización del relevador SEL-351 aplicado a un alimentador de distribución aéreo.

3.3 APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Los transformadores sin duda, son elementos vitales dentro de un sistema eléctrico de potencia, ya que ellos transfieren la energía eléctrica a los usuarios de manera acondicionada según sean sus requerimientos.

Los tipos fundamentales de fallas en transformadores son:

- Cortocircuitos entre fases o de fases a tierra en los devanados o en las terminales del transformador.
- Cortocircuitos entre vueltas del devanado de una fase.

Entre los regímenes anormales de operación están las sobrecorrientes debidas a sobrecargas o cortocircuitos externos, y los sobrevoltajes. La protección de respaldo debe desconectar al transformador en caso de cortocircuito externo.

Como protección de respaldo de un transformador de potencia, se utiliza la protección de sobrecorriente para fallas externas. Las unidades son del tipo de sobrecorriente instantáneo y de tiempo inverso (50/51-A, B, C).

La protección de sobrecorriente es una buena alternativa en transformadores de capacidades relativamente pequeñas (menores de unos 5 a 10 MVA), en que no se justifica económicamente la protección diferencial.

La protección de sobrecorriente, por ser de selectividad relativa, responde también a las fallas externas al transformador, de modo que realiza la doble función de protección primaria y de respaldo contra fallas externas.

Como protección primaria debe operar en un tiempo pequeño para fallas internas, y como protección de respaldo debe tener retardo de tiempo para coordinar con las protecciones de las líneas que salen del transformador. Adicionalmente debe proteger al transformador contra el posible daño térmico o mecánico para fallas externas, por lo que su característica tiempo-corriente debe coordinar con la curva de daño del transformador; los relevadores de sobrecorriente brindan una mejor protección, pues permiten utilizar un elemento instantáneo y otro con retardo de tiempo. Este último es recomendable que sea de tiempo inverso para facilitar la coordinación con los demás dispositivos y con la curva de daño del transformador.

En casos de que el transformador este conectado a más de una fuente de generación (en sus distintos niveles de voltaje), debe ser necesario añadir direccionalidad a la protección de sobrecorriente para garantizar su selectividad para fallas externas.

APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

Cuando el neutro del transformador de potencia se conecta a tierra, en forma directa o a través de un reactor, se utiliza una protección de sobrecorriente de tierra, de tipo direccional (67-N), polarizada con corriente de secuencia cero y voltaje de secuencia cero.

En las figuras 3.3.1 y 3.3.2, se muestra al relevador digital multifunción SEL-351 como protección de un transformador de potencia.

En la figura 3.3.3, se muestra el diagrama trifilar de conexiones tanto de corrientes y voltajes, como de control y señalización del relevador digital multifunción SEL-351 aplicado como protección de un transformador de potencia. En esta figura el voltaje es requerido para los elementos de voltaje, elementos direccionales de voltaje polarizado, localización de fallas, medición (por ejemplo: Voltajes, MW, MVAR, etc.).

**APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351
COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.**

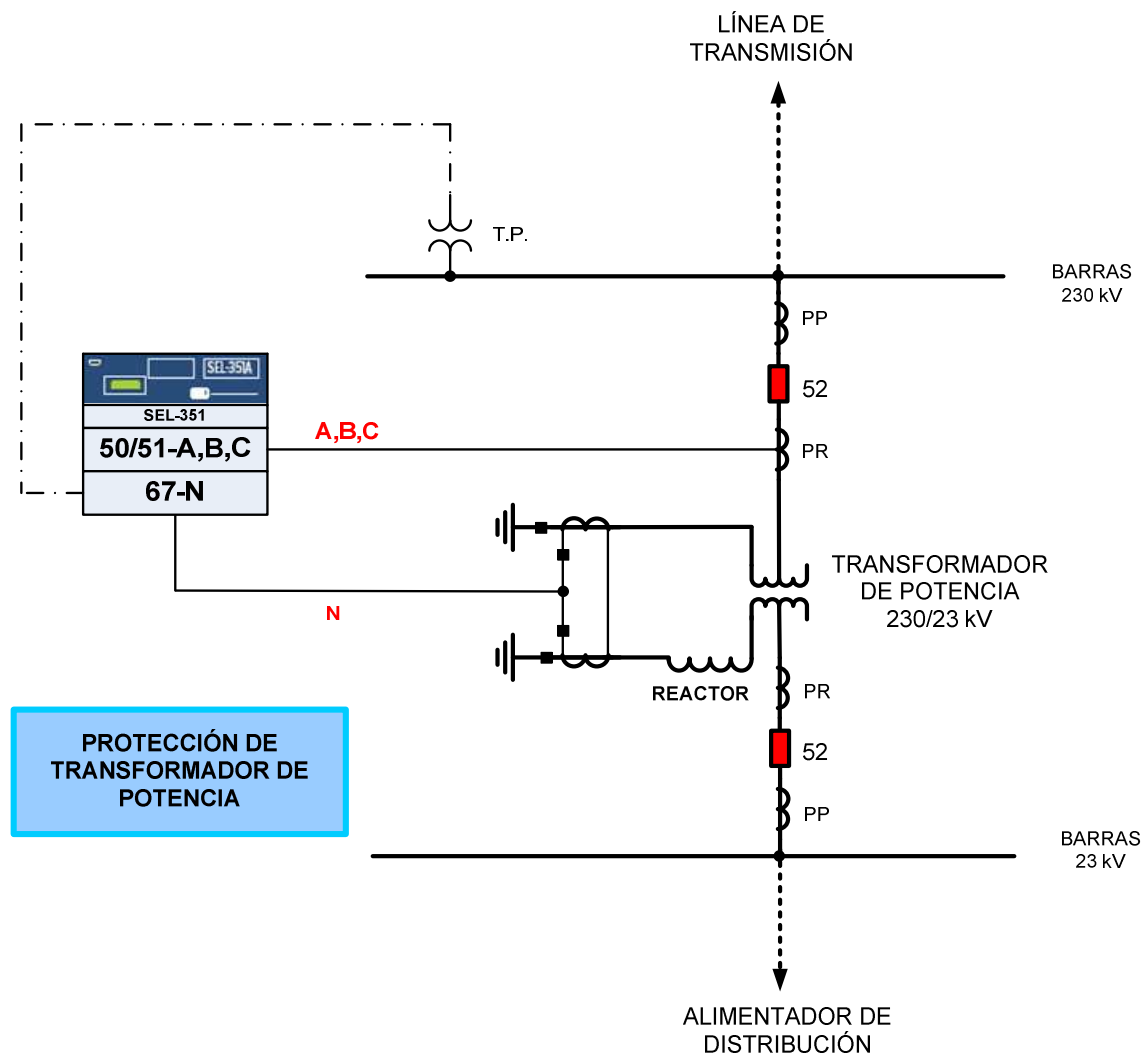


Figura 3.3.1: Aplicación del relevador digital multifunción SEL-351 como protección de respaldo de un transformador de potencia.

**APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351
COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.**

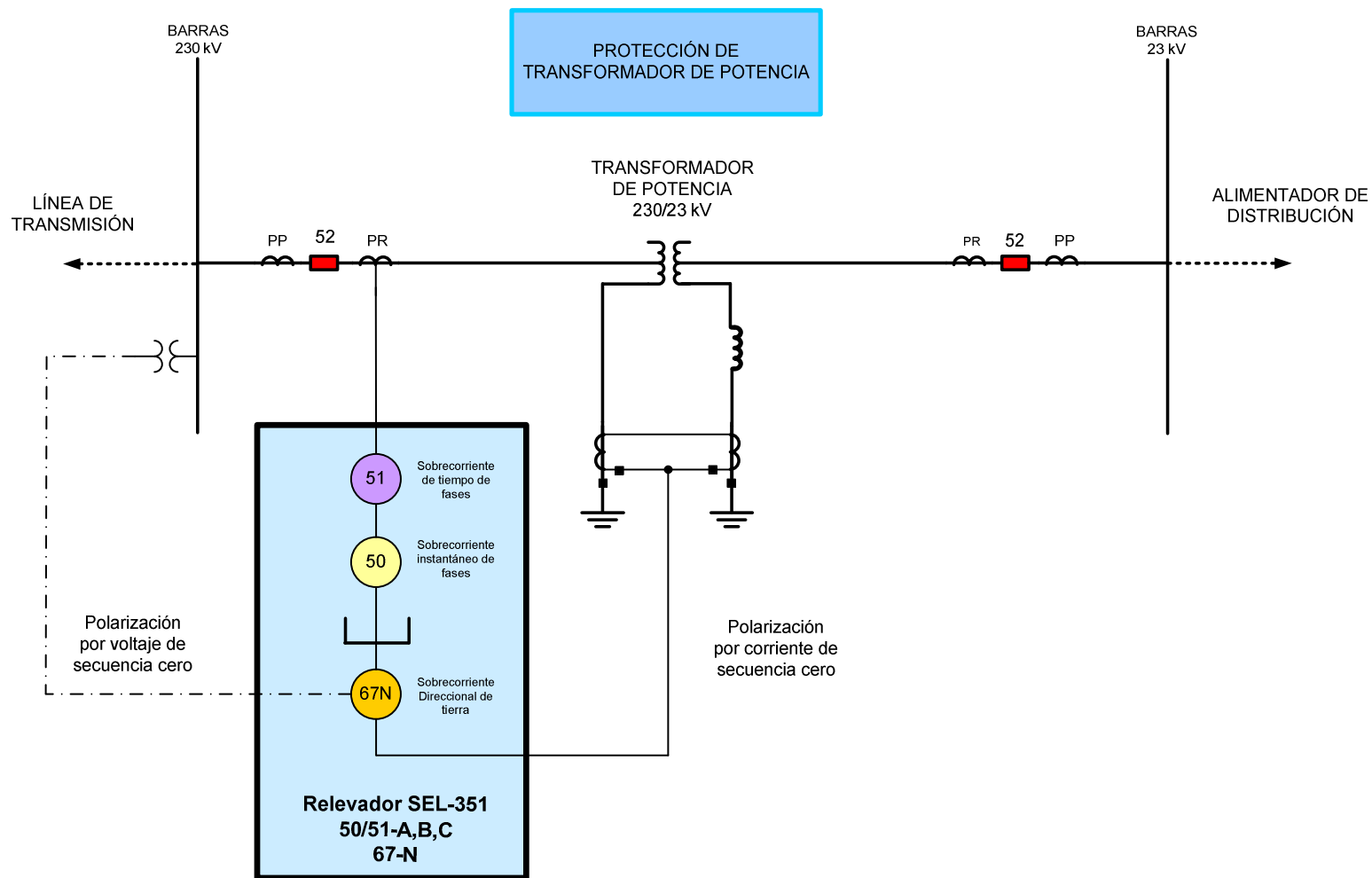


Figura 3.3.2: Aplicación del relevador digital multifunción SEL-351 como protección de respaldo de un transformador de potencia.

**APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351
COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.**

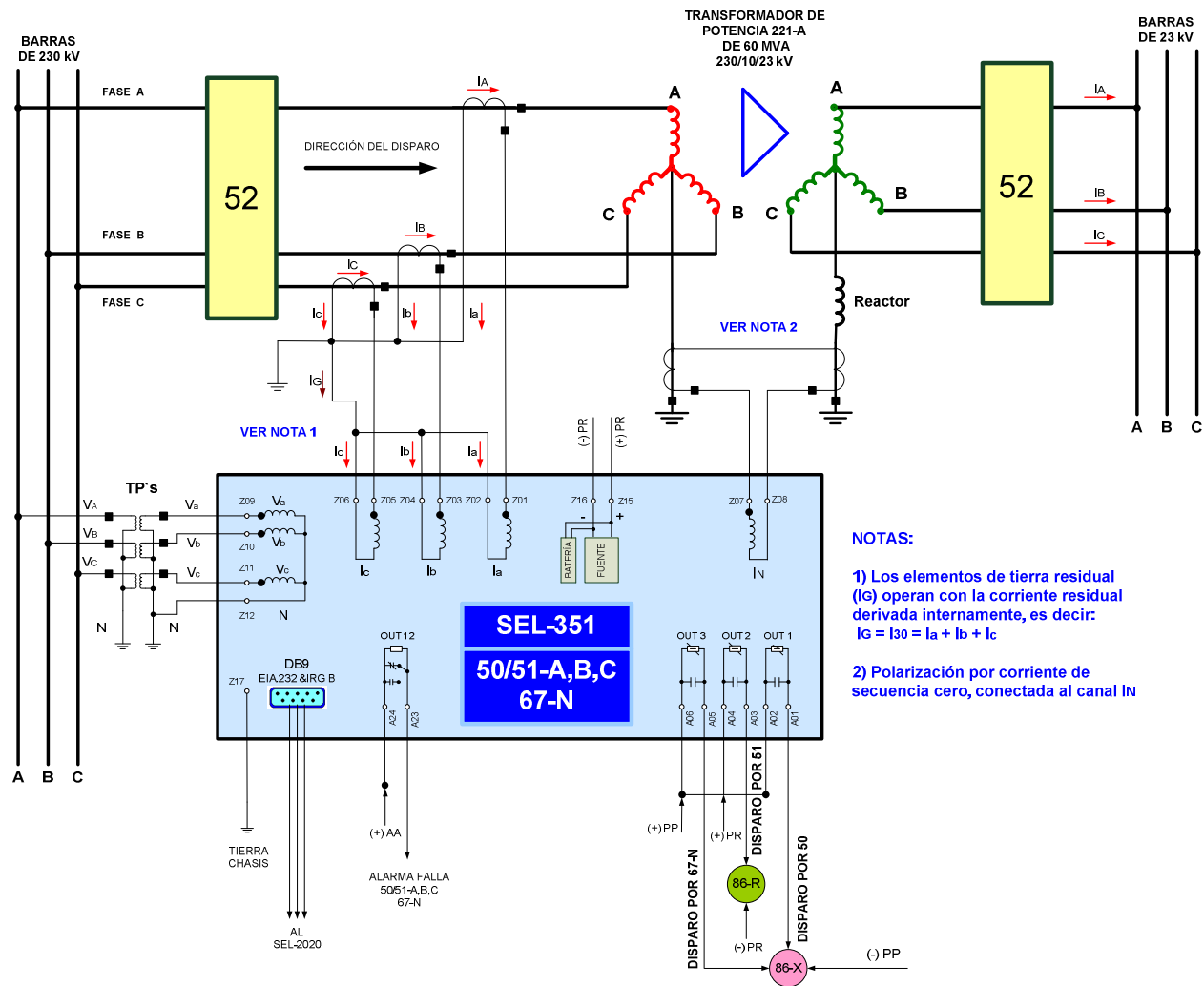


Figura 3.3.3: Diagrama Trifilar de corrientes, voltajes, control y señalización del relevador SEL-351 aplicado a un transformador de potencia.

3.4 APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Las líneas de transmisión que transportan energía eléctrica de una fuente de generación a la carga (llamada usuarios), juegan un papel muy importante dentro de los sistemas eléctricos de potencia, las cuales se encuentran expuestas a un número considerable de contingencias, por lo que resulta necesario proveerlas de protecciones primarias y de respaldo, con el propósito de librar únicamente el elemento fallado y evitar daños de mayores consecuencias.






De acuerdo al nivel de tensión que se utiliza en México, las líneas se clasifican comúnmente, en la siguiente forma:

- Distribución: 2.4 - 34.5 kV
- Subtransmisión: 69 - 115 kV
- Transmisión: 115 - 400 kV

Dentro de las protecciones de respaldo para una línea, se encuentran los relevadores direccionales de sobrecorriente (67-A, B, C y 67-N).

La protección de respaldo para dicho elemento, esta formada por tres unidades de sobrecorriente direccional de fases (67-A, B, C) con unidades instantáneas, y unidades de tiempo, las cuales detectan fallas entre fases. Una cuarta unidad con las mismas unidades instantáneas y de tiempo, operan para fallas de fase a tierra (67-N). Todas estas unidades están integradas al relevador digital multifunción SEL-351. Para líneas con longitudes cortas y medianas conectadas en anillo, no se utilizan las unidades instantáneas por problemas de coordinación de protecciones.

Por otro lado, para la operación correcta de los relevadores direccionales de sobrecorriente de fase a tierra (67-N), se requiere por un lado la detección de la magnitud y por otro la dirección de la corriente de falla; siendo necesario establecer una cantidad de referencia para determinar la dirección de la corriente de falla a tierra en el punto donde se encuentra ubicado el relevador, de tal manera que el relevador pueda determinar si la falla está dentro o fuera de la zona de protección de la línea, operando correctamente si la falla se encuentra ubicada en dirección opuesta o fuera de la zona de protección, en este caso opera. Esta cantidad de referencia se conoce como polarización, la cual puede ser:

-  Corriente de secuencia cero
-  Voltaje de secuencia cero
-  Voltaje de secuencia negativa
-  Corriente de secuencia cero y voltaje de secuencia cero
-  Corriente de secuencia cero y voltaje de secuencia negativa

APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

La utilización de dos cantidades de polarización distintas (polarización dual) resulta ventajosa, lográndose mayor sensibilidad en la operación de los relevadores.

La polarización por corriente de secuencia cero se utiliza en aquellos puntos donde se tiene disponibilidad de neutros de transformadores aterrizados (fuentes de tierra), la polarización de voltajes de secuencia cero se utilizan en aquellos puntos donde no se dispone de fuentes de tierra o donde se desee la polarización dual.

Todas las unidades direccionales utilizadas para la protección de respaldo de una línea, se encuentran polarizadas con potencial de secuencia cero y corriente de secuencia cero. En la figuras 3.4.1 y 3.4.2 se muestra el relevador digital multifunción SEL-351 como protección de respaldo de una línea de transmisión.

En la figura 3.4.1 se observa que los relevadores digitales multifunción SEL-351 instalados en los extremos de la línea de transmisión, incluyen esquemas de disparo que proporcionan unidades de protección adicionales, con ayuda de comunicaciones asistidas.

Los seis esquemas de disparo disponibles en el relevador son:

- Disparo transferido directo (***DTT***)
- Disparo transferido de bajo alcance directo (***DUTT***)
- Disparo transferido de sobre alcance permisivo (***POTT***)
- Disparo transferido de bajo alcance permisivo (***PUTT***)
- Desbloqueo de comparación direccional (***DCUB***)
- Bloqueo de comparación direccional (***DCB***)

En la figura 3.4.3 se muestra el diagrama trifilar de conexiones tanto de corrientes y voltajes, como de control y medición del relevador digital multifunción SEL-351 aplicado como protección de respaldo para una línea.

El canal de voltaje V_s solo se requiere conectar cuando queremos utilizar elementos de verificación de sincronismo y medición de voltaje.

El canal I_n proporciona corriente I_n para los elementos de sobrecorriente de tierra neutral. Separado del canal I_n , los elementos de tierra residual operan con la corriente residual derivada internamente I_g ($I_g = 3I_o = I_a + I_b + I_c$) pero en esta aplicación de conexión residual, los elementos de sobrecorriente de tierra residual y tierra neutral operan de la misma manera porque $I_n = I_g$.

**APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351
COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.**

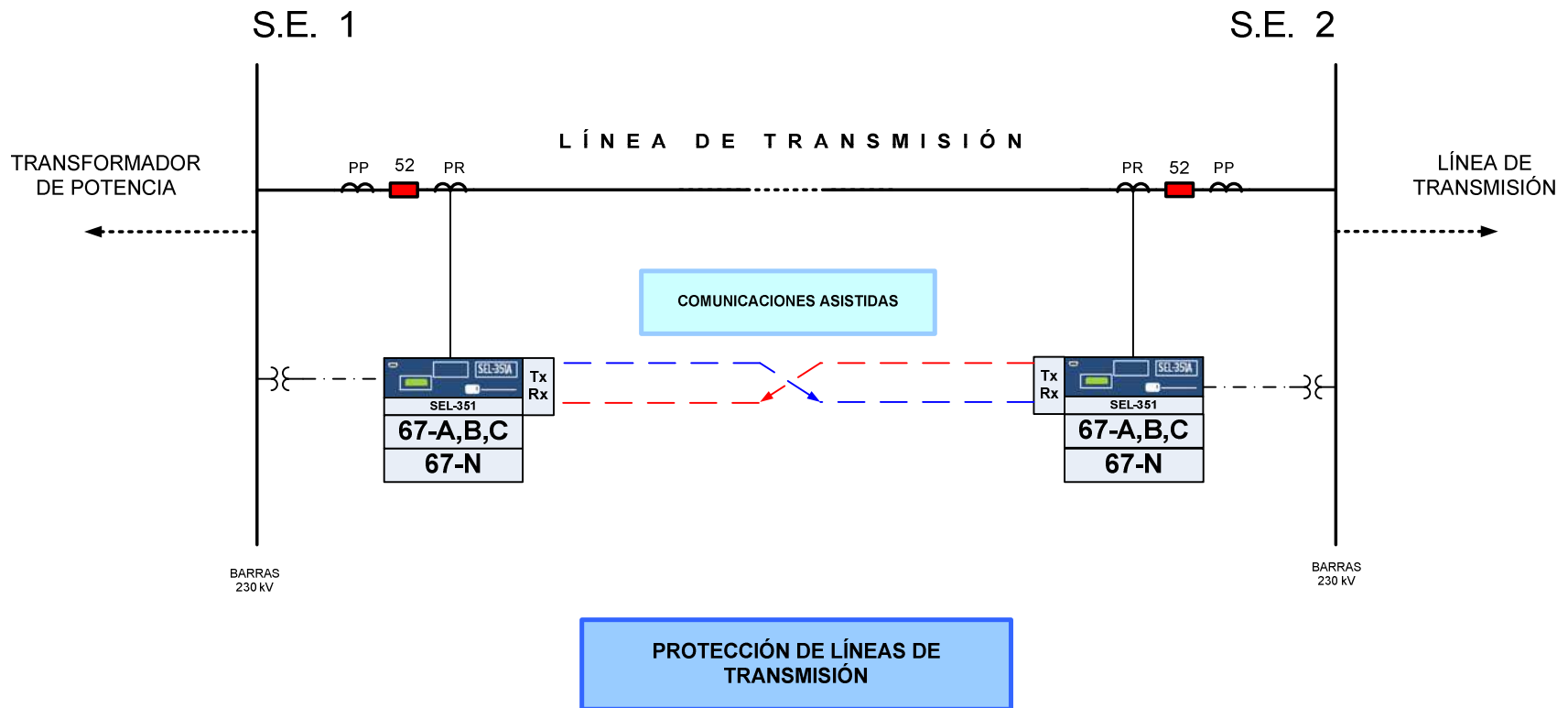


Figura 3.4.1: Aplicación del relevador digital multifunción SEL-351, como protección de respaldo de una línea de transmisión.

APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351 COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

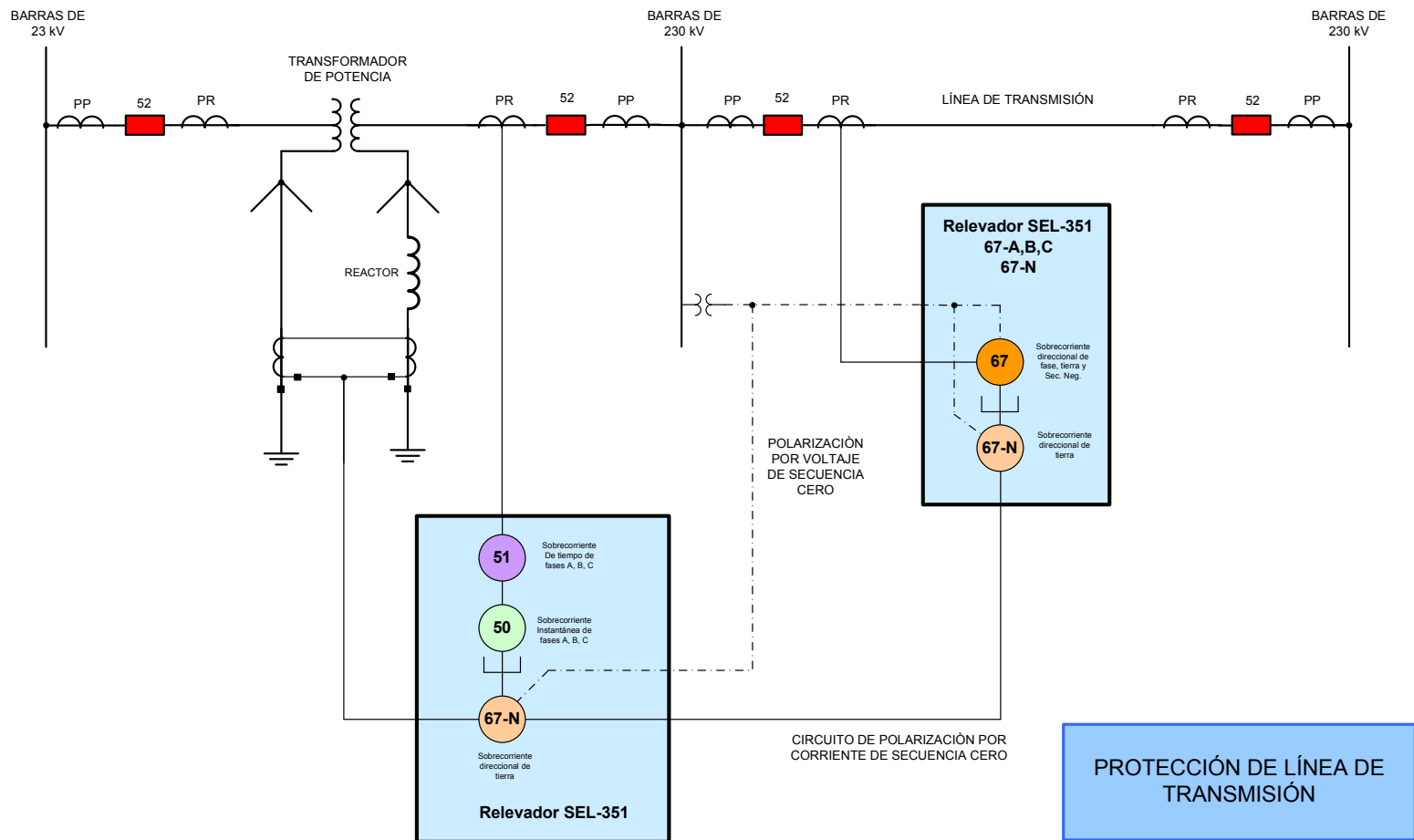


Figura 3.4.2: Aplicación de relevador SEL-351 como protección de respaldo de un transformador de potencia y una línea de transmisión.

**APLICACIONES DEL RELEVADOR SEL-351
COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.**

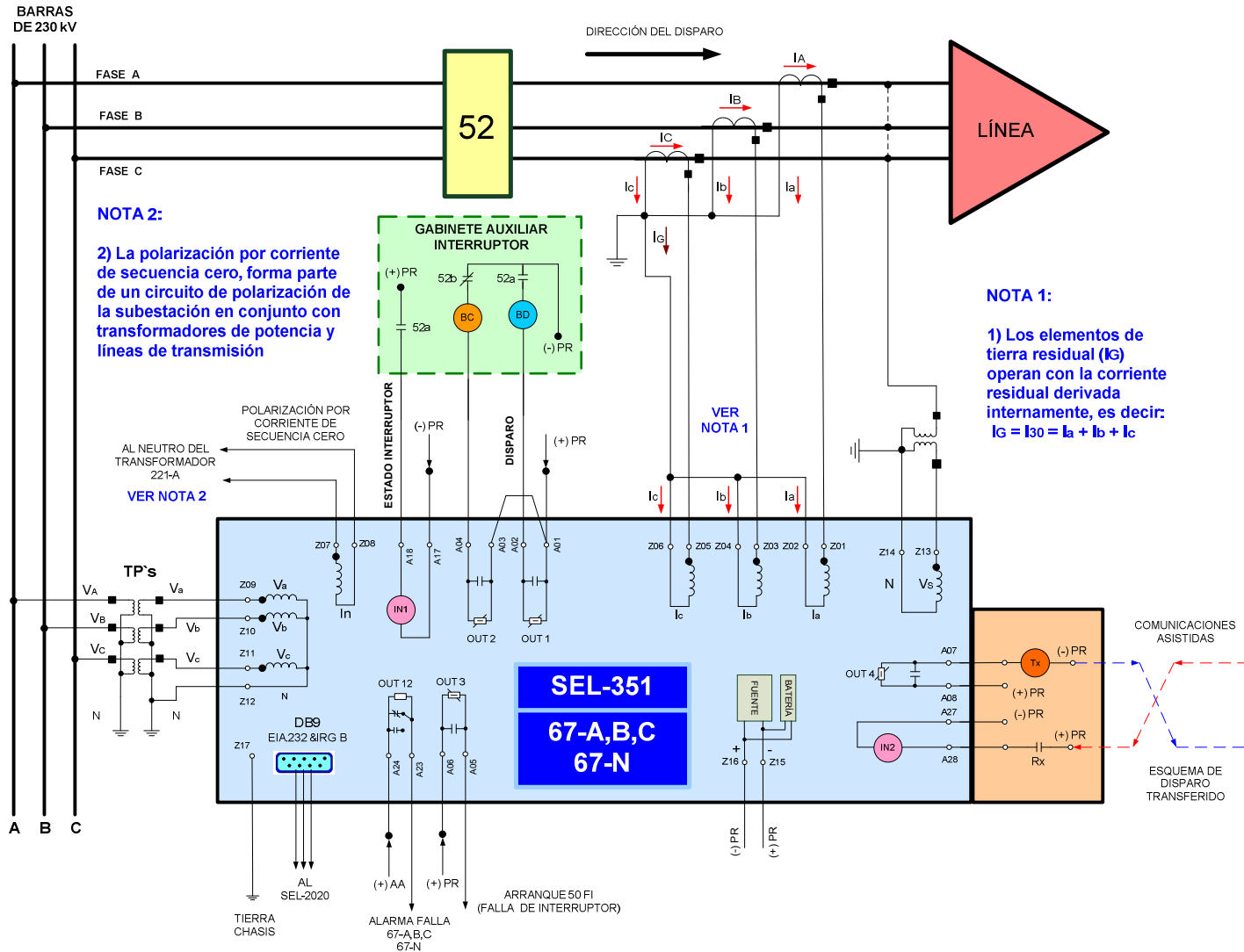
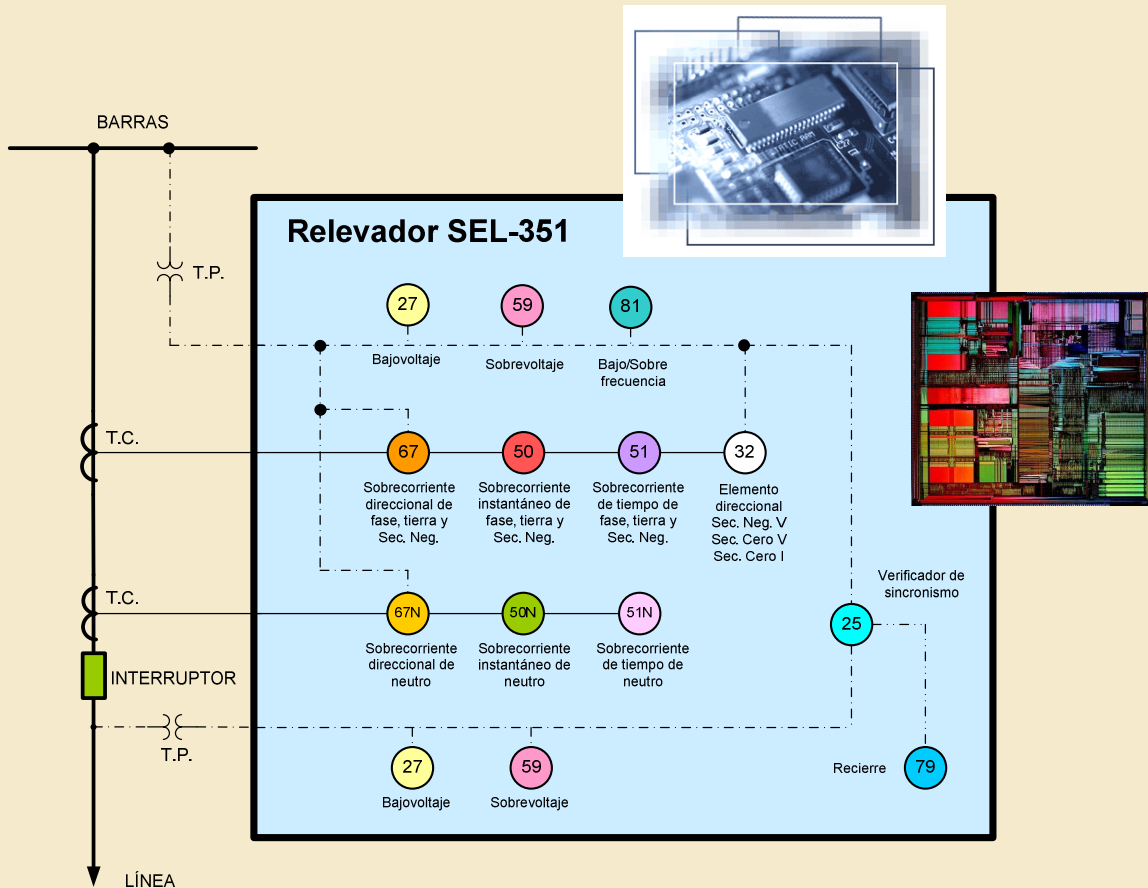


Figura 2. 4.3: Diagrama trifilar de corrientes, voltajes, control y señalización del relevador SEL-351 aplicado a una línea de transmisión.

CAPÍTULO 4:



FUNCIONES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

CAPÍTULO 4:

FUNCIONES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

4.1 INTRODUCCIÓN.

En la actualidad el ingeniero de protecciones debe conocer con gran profundidad el sistema de potencia protegido, así como sus elementos que lo constituyen. Para esto se debe considerar los regimenes extremos de operación que puede ser necesario admitir y las posibilidades que le brinden los sistemas digitales para la protección, medición y control de los sistemas eléctricos de potencia.

El ingeniero moderno de protecciones debe conocer con profundidad los relevadores y sistemas digitales de alta tecnología que los fabricantes ponen a su disposición. Esta tecnología cambia a gran velocidad, por lo que el ingeniero de protecciones debe adaptarse a estos cambios. Ello implica conocimientos de: electrónica digital, técnicas de computación, procesamiento digital de señales, comunicaciones digitales y analógicas, electrónica de potencia, microprocesadores y microcontroladores y por último, calidad de la energía.

En años recientes se han presentado aumentos significativos en el número de cargas que producen efectos no deseados sobre las redes eléctricas; aumento en el número de usuarios que sobrecargan al sistema de distribución por conectarse o “colgarse” sin la planeación adecuada en la distribución de carga; igualmente que un incremento en la utilización de cargas sensibles llamadas cargas electrónicas. Todo esto da como resultado una mayor demanda en las quejas que los usuarios realizan hacia la empresa suministradora del servicio de energía eléctrica.

Es importante en la actualidad que un sistema de distribución este protegido, además es de vital importancia que el relevador digital multifunción posea todas las características que puedan ayudar a proteger, monitorear, medir y controlar al sistema eléctrico de distribución; con lo cual se garantice la confiable entrega de energía eléctrica a los usuarios.

Las características principales que el relevador digital multifunción SEL–351 nos ofrece para resolver la problemática anterior, son las siguientes:

FUNCIONES

- Protección
- Recierre
- Medición
- Monitoreo

LÓGICAS

- Pérdida de Potencial
- Invasión de Carga
- Elemento Direccional
- Disparo
- Señalización
- Cierre
- Control

ENTRADAS

SALIDAS

TEMPORIZADORES

AJUSTES

COMUNICACIONES DEL PUERTO SERIE

COMANDOS

INTERFASE DEL PANEL FRONTAL

REPORTE DE EVENTOS ESTÁNDAR

REGISTRO DE EVENTOS SECUENCIAL

PRUEBA Y CONCILIACIÓN DEL RELEVADOR

En la tabla 4.1.1, se presenta un análisis global de la funciones de protección del relevador SEL–351 aplicadas a los alimentadores de distribución, transformadores de potencia y líneas de transmisión:

FUNCIONES DE PROTECCIÓN				
ELEMENTOS DE:	NO DIRECCIONAL		DIRECCIONAL	
	APLICACIONES		APLICACIONES	
	Alimentadores de distribución	Transformadores de Potencia	Transformadores de Potencia	Líneas de Transmisión
Sobrecorriente Instantánea	✓	✓	✓	✓
De Fases	✓	✓		✓
Monofásica Combinada				✓
Fase – Fase				✓
Tierra Neutral			✓	✓
Tierra Residual	✓		✓	✓
Secuencia Negativa			✓	✓
Sobrecorriente de Tiempo	✓	✓	✓	✓
De Fases	✓	✓		✓
Fase A; Fase B; Fase C				✓
Tierra Neutral			✓	✓
Tierra Residual	✓		✓	✓
Secuencia Negativa			✓	✓
Voltaje				✓
Sobrevoltaje				✓
Bajo voltaje				✓
Verificación de Sincronismo				✓
Frecuencia				✓
Sobre Frecuencia				✓
Baja Frecuencia	✓			✓

Tabla 4.1.1: Funciones de protección del relevador SEL-351 aplicadas a alimentadores de distribución, transformadores de potencia y líneas de transmisión.

4.2 FUNCIONES DE PROTECCIÓN.

El propósito general de este subcapítulo es analizar las funciones básicas aplicadas a los alimentadores de distribución, como protección de sobrecorriente no direccional y su análisis se enfoca a los elementos mostrados en la tabla 4.1.1.

Debido a que los diagramas lógicos del relevador están diseñados para incluir en un solo diagrama las funciones de sobrecorriente normal (no direccional) y direccional, se realiza el análisis y desarrollo de la función de sobrecorriente instantánea de fases con opción de control direccional, aplicada como protección de respaldo para líneas de transmisión.

4.2.1 ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE FASES.

Estos elementos están diseñados para operar sin retraso de tiempo intencional, cuando el valor de la corriente de cortocircuito bifásico o trifásico exceda el valor de ajuste de estos elementos.

■ *Niveles Disponibles:*

Esta unidad está integrada por 6 niveles; 4 niveles son de elementos de sobrecorriente instantánea de fase (Nivel 1 al 4), como se muestra en la figura 4.2.1.1, y 2 niveles adicionales de elementos de sobrecorriente instantánea de fases (Niveles 5 y 6), ver la figura 4.2.1.2, donde se observa que los elementos de sobrecorriente monofásicos no están disponibles, ya que estos niveles funcionan para la corriente de fase máxima.

■ *Rangos de Ajuste:*

-Ajuste del Pick Up (50P1P al 50P6P):

0.25 – 100 A secundarios (Entradas de corriente de fase (I_A , I_B , I_C) para 5 A nominales).

-Ajustes del Temporizador (Tiempo Definido) 67P1D a 67P4D:

0.0 – 16,000 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos.

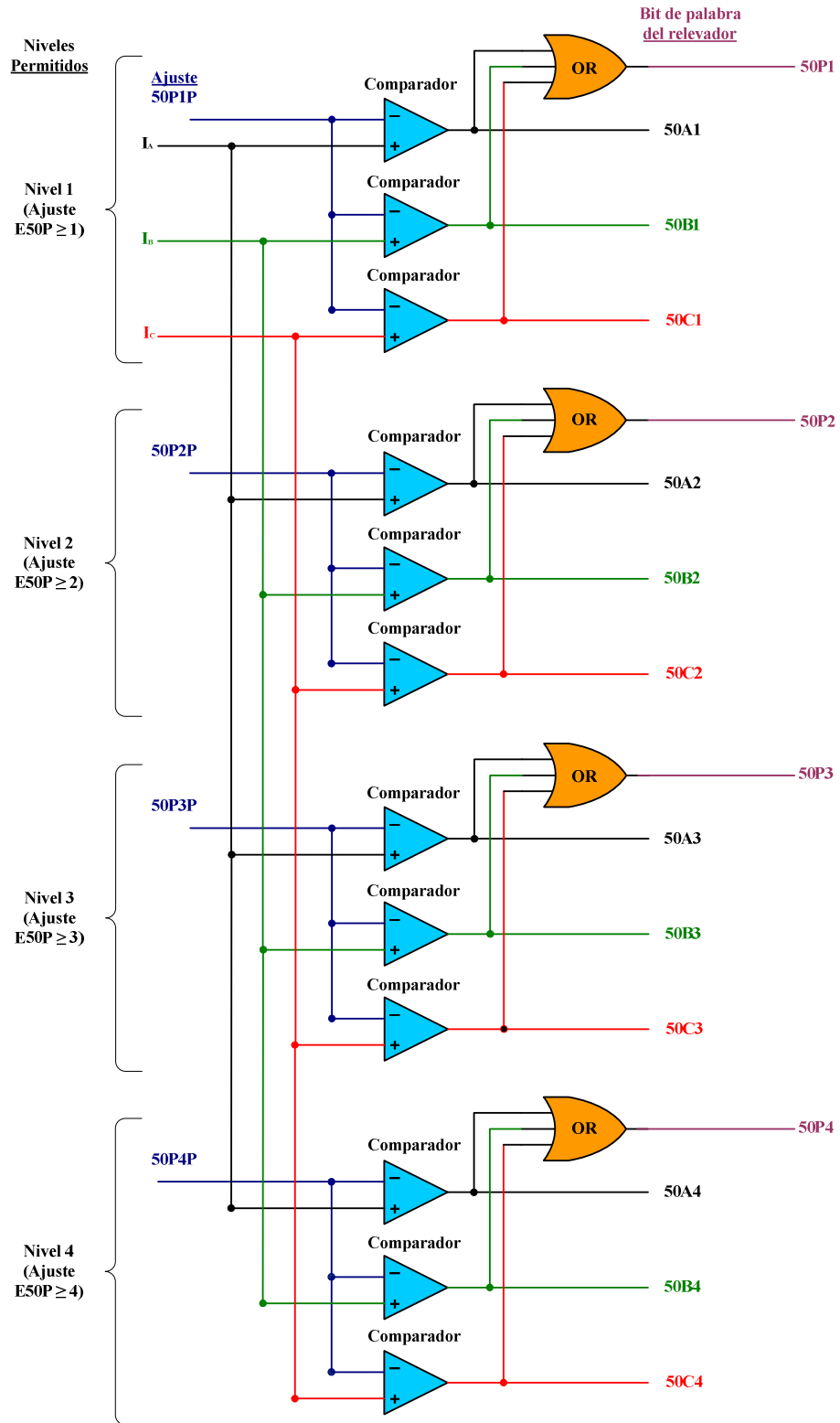


Figura 4.2.1.1 Diagrama lógico de los elementos de sobrecorriente instantánea de fases (Niveles 1 al 4).

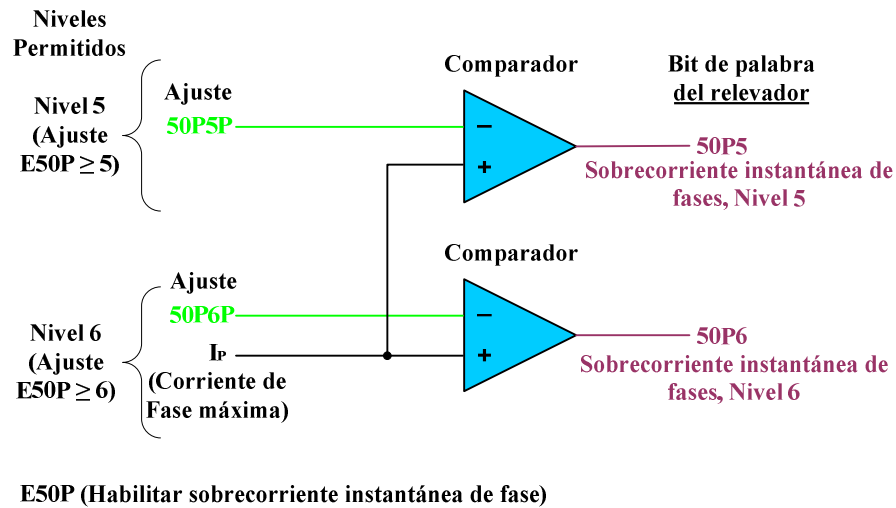


Figura 4.2.1.2 Diagrama lógico de los elementos de sobrecorriente instantánea de fases (Niveles 5 y 6).

■ **Funcionamiento:**

En la figura 4.2.1.1 se observa que las magnitudes de las corrientes de fase individual I_A , I_B , I_C , son comparadas con los ajustes de pick up de los elementos de sobrecorriente instantánea de fases para cada nivel (50P1P al 50P4P).

Como caso ejemplo para el nivel 1, se observa que las salidas lógicas 50A1, 50B1, 50C1 son bits de la Palabra del Relevador (Relay Word) y operan de la siguiente forma:

$$50A1 = 1 \text{ (1 lógico), sí } I_A > \text{ajuste de pick up } 50P1P$$

$$= 0 \text{ (0 lógico), sí } I_A \leq \text{ajuste de pick up } 50P1P$$

$$50B1 = 1 \text{ (1 lógico), sí } I_B > \text{ajuste de pick up } 50P1P$$

$$= 0 \text{ (0 lógico), sí } I_B \leq \text{ajuste de pick up } 50P1P$$

$$50C1 = 1 \text{ (1 lógico), sí } I_C > \text{ajuste de pick up } 50P1P$$

$$= 0 \text{ (0 lógico), sí } I_C \leq \text{ajuste de pick up } 50P1P$$

$50P1 = 1$ (1 lógico) sí 50A1 ó 50B1 ó 50C1 son afirmados

$50P1 = 50A1 * 50B1 * 50C1$

Se recomienda que los ajustes de sobrecorriente instantánea de fases de los niveles 1 al 4 ($50P1P > 50P2P > 50P3P > 50P4P$) sean escalonados, para que los elementos direccionales de sobrecorriente de fases (67P1 al 67P4) desplieguen de manera organizada los reportes de eventos.

4.2.2 ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE FASES (OPCIÓN DE CONTROL DIRECCIONAL).

La protección direccional de sobrecorriente se diferencia de la protección de sobrecorriente normal (no direccional) por ser selectiva, debido a que su operación depende de otros elementos de sobrecorriente instantánea de fases para detectar la magnitud y sentido de la corriente que circula en una u otra dirección en condiciones normales y de falla en el circuito a proteger. Su aplicación principal es como protección de respaldo de las líneas de transmisión.

En el relevador SEL-351, tres elementos están disponibles para proporcionar control direccional a los elementos de sobrecorriente instantánea de fases, y son las siguientes:

- Elemento direccional polarizado por voltaje de secuencia negativa
- Elemento direccional polarizado por voltaje de secuencia positiva
- Control de Torque

El elemento direccional polarizado con voltaje de secuencia negativa opera para fallas desbalanceadas y tiene prioridad sobre el elemento direccional polarizado con voltaje de secuencia positiva que opera por fallas trifásicas.

■ Niveles Disponibles:

Los elementos direccionales de sobrecorriente instantánea de fases están integrados en 4 niveles (Nivel 1 al 4), como se muestra en la figura 4.2.2.1.

Si hacemos referencia a la figura 4.2.1.1 se observa que las salidas lógicas de Bits de Palabra del Relevador de los elementos (50P1, 50P2, 50P3 y 50P4) son las entradas lógicas de los elementos direccionales de sobrecorriente instantánea de fases mostrados en la figura 4.2.2.1.

En esta figura se nota que el elemento del nivel 2, 67P2S (retardo corto direccional de sobrecorriente instantánea de fases) se aplica a los esquemas de Bloqueo de Comparación Direccional (DCB) en líneas de transmisión.

Las opciones de control direccional, correspondientes a los niveles 1 al 4, provienen de la lógica de dirección Adelante/Reversa, para los elementos direccionales de sobrecorriente instantánea de fases (ver figura 4.2.2.2).

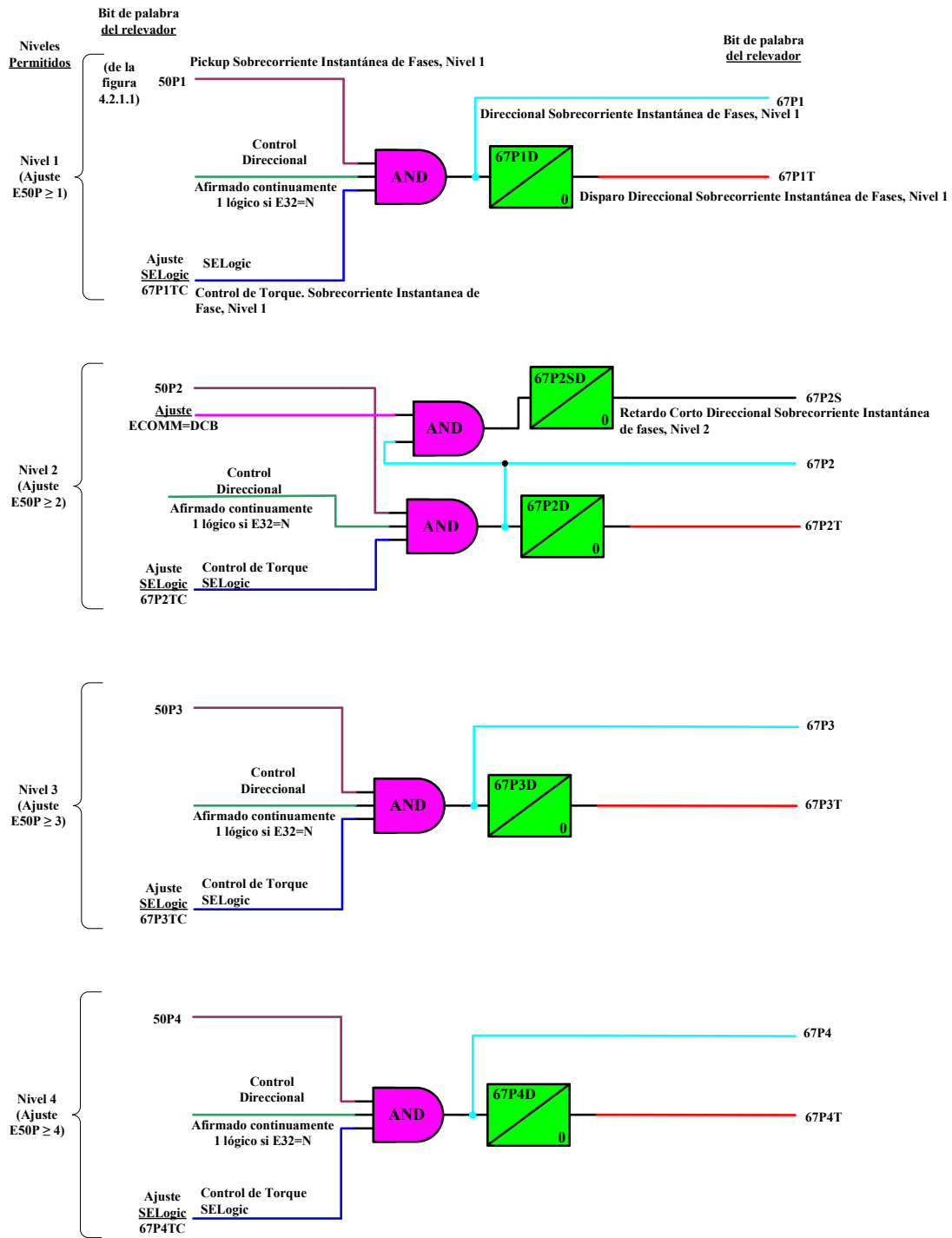


Figura 4.2.2.1: Diagrama lógico de los elementos direccionales de sobrecorriente instantánea de fases (Niveles 1 al 4) (Opción de control direccional).

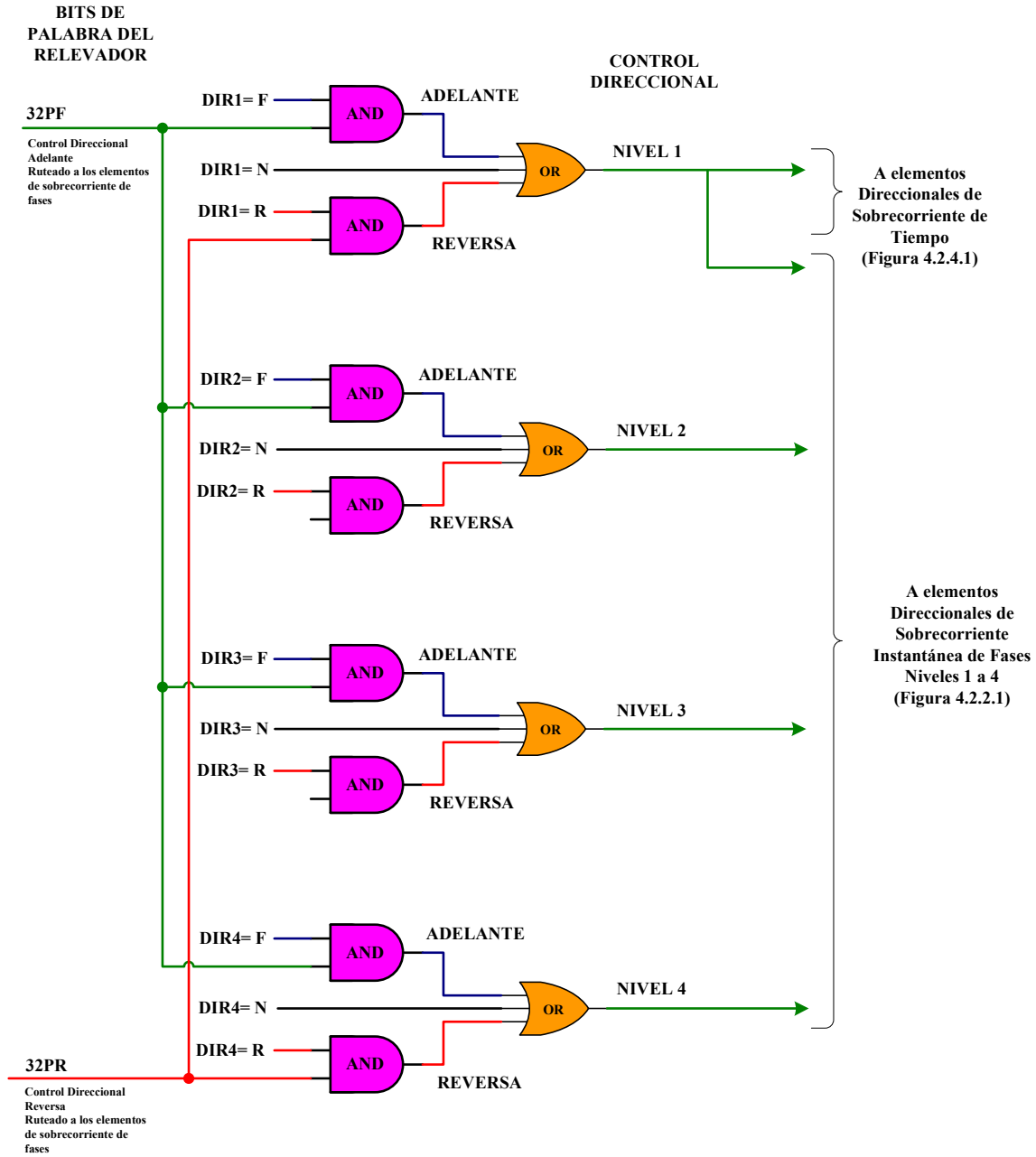


Figura 4.2.2.2: Diagrama de la lógica de dirección Adelante/Reversa de los elementos direccionales de sobrecorriente de fases (Niveles 1 al 4).

■ **Ajustes del Control Direccional:**

El ajuste E32 (habilitar elemento direccional) tiene las elecciones siguientes:

E32 = Y; Habilita control direccional

E32 = AUTO; Habilita control direccional, ajusta y calcula un número específico de ajustes del elemento direccional automáticamente.

E32 = N; Deshabilita control direccional.

Si el control direccional se ajusta con E32 = N, el control direccional es deshabilitado y los ajustes quedan programados como no direccionales en sus cuatro niveles internamente, en la forma siguiente.

$D1R1 = D1R2 = D1R3 = D1R4 = N$

(Elementos de sobrecorriente nivel 1 al 4, no direccionales)

Con los ajustes anteriores, las salidas de control direccional de los cuatro niveles mostrados en las figuras 4.2.2.1 y 4.2.2.2 quedan afirmadas (1 lógico) continuamente.

Como un caso ejemplo, si consideramos las salidas lógicas de los elementos direccionales de sobrecorriente instantánea de fases del Nivel 1 (67P1 y 67P1T) de la misma figura, si el ajuste E32 = N, entonces la entrada de control direccional del Nivel 1, está afirmada a 1 lógico continuamente, por lo que solo el ajuste de Control de Torque de la Ecuación de Control **SELogic** correspondiente (67P1TC) tiene que ser considerado para el control de los elementos direccionales de sobrecorriente instantánea de fases (67P1 y 67P1T).

■ **Ajustes del Control de Torque:**

Los ajustes de Control de Torque de la Ecuación de Control **SELogic** (67P1TC a 67P4TC) para proporcionar control direccional a los elementos direccionales de sobrecorriente instantánea de fases, están agrupados en 4 niveles (Nivel 1 al 4) como se muestra en la figura 4.2.2.1.

Un ejemplo de ajustes del Control de Torque para el nivel 1, se muestra a continuación:

$67P1TC = 0$

Los elementos 67P1 y 67P1T son frustrados y no operacionales, sin reparar en algún otro ajuste.

$67P1TC = 1$

Solo la entrada del control correspondiente, tiene que ser considerada en el control del 67P1 y 67P1T, y si el control direccional está ajustado en E32 = N, los elementos 67P1 y 67P1T están habilitados como no direccionales (quedan como 50P1 y 50P1T).

4.2.3 ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE TIERRA RESIDUAL.

Estos elementos están diseñados para operar en forma instantánea y en un tiempo mínimo, cuando el valor de la corriente de cortocircuito de dos fases a tierra o de fase a tierra exceda el valor de ajuste de estos elementos.

■ *Niveles Disponibles:*

Esta unidad está integrada por 6 niveles; 4 niveles son de elementos de sobrecorriente instantánea de tierra residual (Niveles 1 al 4) además tienen la opción de control direccional y 2 niveles adicionales de elementos de sobrecorriente instantánea de tierra residual (Niveles 5 y 6) sin opción de control direccional.

Los 6 niveles son habilitados con el ajuste E50G como se muestra en las figuras 4.2.3.1 y 4.2.3.2. El elemento del nivel 2, 67G2S de la figura 4.2.3.1 se utiliza en los esquemas de bloqueo de comparación direccional.

■ *Rangos de Ajuste:*

-Ajustes del Pick Up (50G1P al 50G6P)
0.25 – 100 A secundarios (5 A nominales).

-Ajustes del Temporizador (tiempo definido) 67G1D a 67G4D
0.0 – 16,000 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos.

■ *Funcionamiento:*

La operación de los elemento de sobrecorriente instantánea de tierra residual (Niveles 1 al 4) mostrados en la figura 4.2.3.1, es idéntica en su funcionamiento a la de los elementos de sobrecorriente instantánea de fases explicado en el inciso 4.2.1, pero con la variante de que la corriente de tierra residual I_G es igual a:

$$I_G = 3I_0 = I_A + I_B + I_C$$

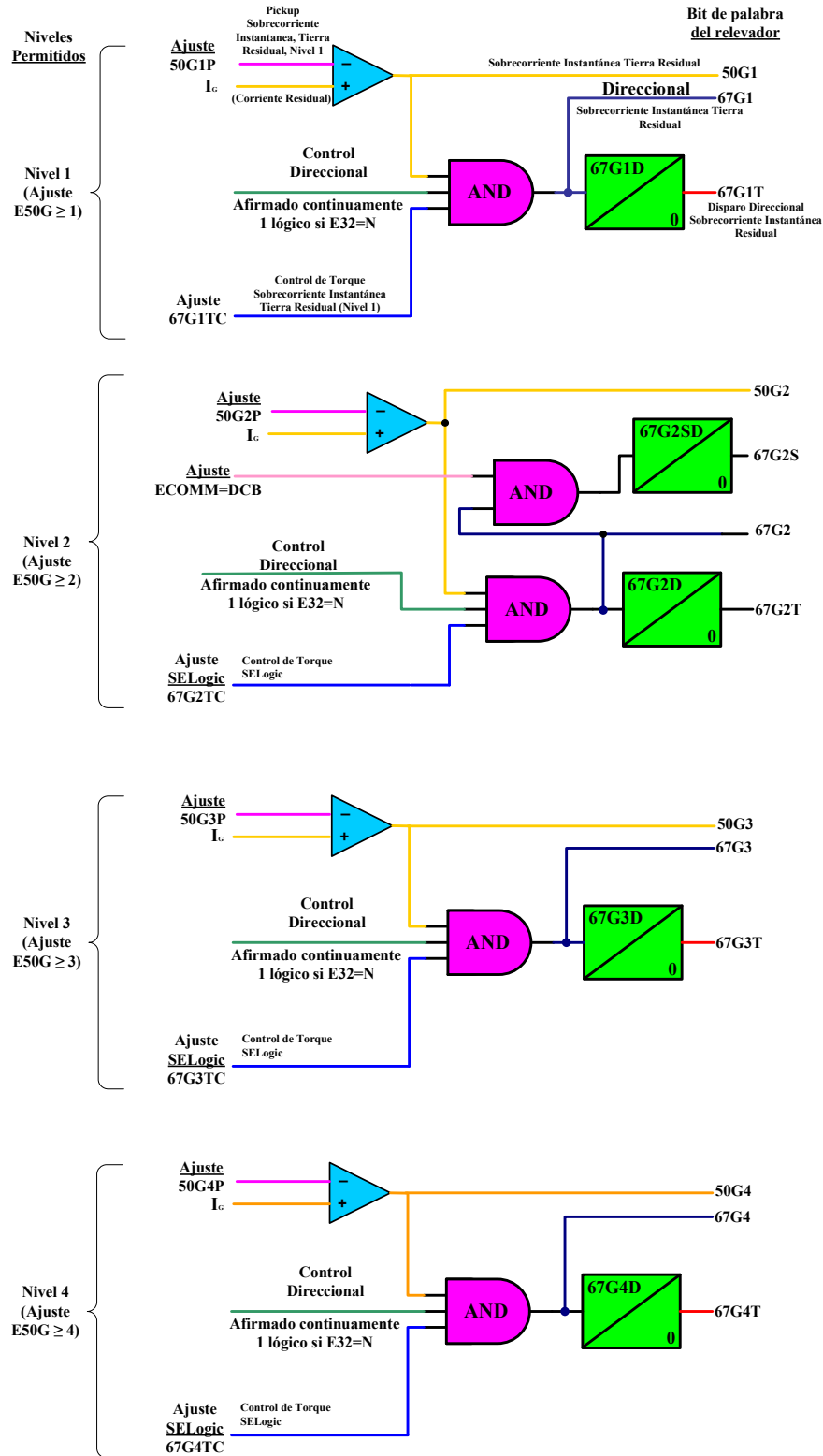


Figura 4.2.3.1: Diagrama lógico de los elementos de sobrecorriente instantáneos de tierra residual (Niveles 1 a 4) (Con opción de control residual).

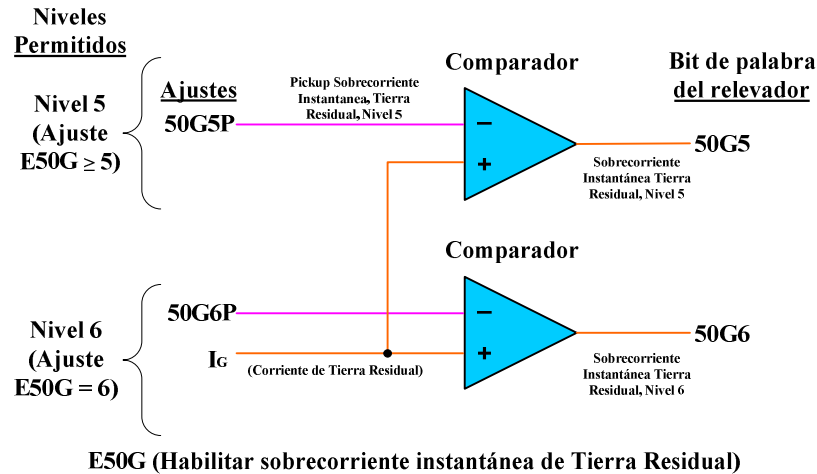


Figura 4.2.3.2: Diagrama lógico de los elementos de sobrecorriente instantánea de tierra residual (Niveles 5 y 6)

4.2.4 ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE FASES (51PT).

Este elemento opera con un retardo de tiempo intencional, para sobrecargas mayores a la carga máxima del alimentador, además debe operar para fallas trifásicas o bifásicas que ocurran a lo largo de la trayectoria del alimentador.

Esta unidad se habilita con el ajuste E51P, como se muestra en la tabla 4.2.4.1. El diagrama lógico del elemento 51PT se muestra en la figura 4.2.4.1, donde se observa que viene integrada la función con opción de control direccional. Los rangos de ajustes de este elemento, son mostrados en la tabla 4.2.4.2.

El resultado de las salidas lógicas en la figura 4.2.4.1, son los Bits de Palabra del Relevador (51P, 51PTy 51PR) y se muestran en la tabla 4.2.4.3.

Elemento de Sobrecorriente De tiempo	Habilitado con el Ajuste	Corriente de Operación	Ver Figura
51PT	E51P = 1 ó 2	I _p , Corrientes máximas de fase A, B y C	4.2.4.1

Tabla 4.2.4.1: Elemento de sobrecorriente de tiempo de fases (51PT)

Ajuste	Definición	Rango
51PP	Pick Up (Valor de Puesta en Trabajo)	0.50 – 16.00 A Secundarios (Entradas de Corriente de fase I _A , I _B , I _C nominal 5 A)
51PC	Tiempo de Curva	U1 – U5 (Curvas US) Ver Figuras 4.2.4.2 a 4.2.4.6 C1 – C5 (Curvas IEC) Ver Figuras 4.2.4.7 a 4.2.4.11
51PTD	Dial de Tiempo	0.50 – 15.00 (Curvas US) Ver Figuras 4.2.4.2 a 4.2.4.6 0.05 – 1.00 (Curvas IEC) Ver Figuras 4.2.4.7 a 4.2.4.11
51PRS	Medición del Tiempo de Restablecimiento Electromecánico	Y, N.
51PTC	Ajuste de Control de Torque (Ecuación de Control <i>SELogic</i>)	

Tabla 4.2.4.2: Ajustes del elemento de sobrecorriente de tiempo de fases (Fase máxima).

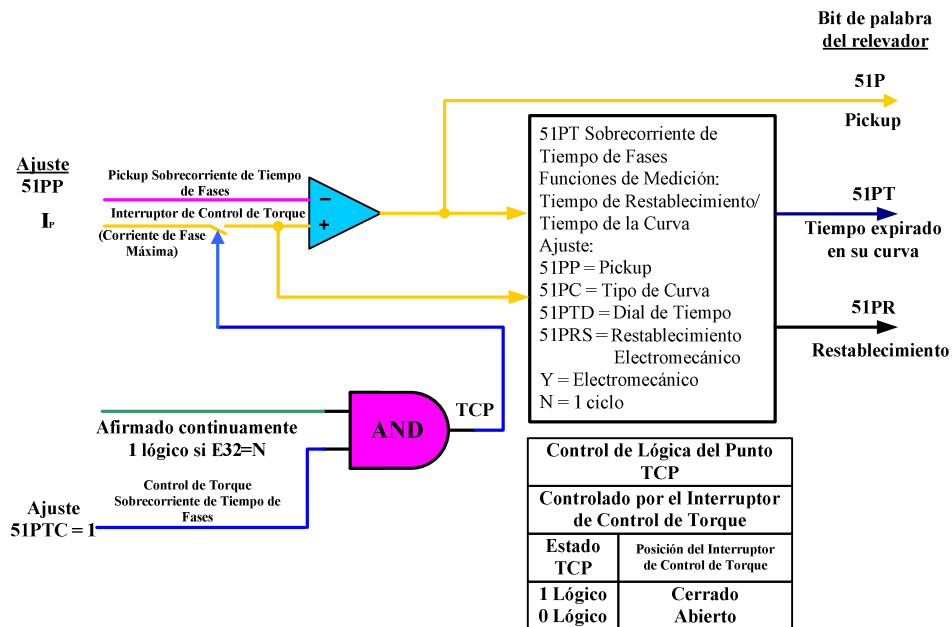


Figura 4.2.4.1: Diagrama lógico del elemento de sobrecorriente de tiempo de fases 51PT. (Con opción de control direccional).

Bit de Palabra del Relevador	Definición / Indicación	Aplicación
51P	Corriente de fase máxima, I_p , es mayor que el ajuste de Pick Up del elemento de sobrecorriente de tiempo de fase 51PP.	Prueba de Pick Up del elemento u otras aplicaciones de control.
51PT	Elemento de sobrecorriente de tiempo de fase esta expirado en su curva.	Disparo y otras aplicaciones de control.
51PR	Elemento de sobrecorriente de tiempo de fase es restablecido completamente.	Prueba de restablecimiento del elemento u otras aplicaciones de control.

Tabla 4.2.4.3: Salidas lógicas del elemento de sobrecorriente de tiempo de fases.

Resultado Salidas Lógicas	Sí	...y 51PT está...
51P = 1 (1 lógico) 51P = 0 (0 lógico)	$I_p > \text{Ajuste 51PP}$ $I_p \leq \text{Ajuste 51PP}$	Medido en tiempo o Expirado en su curva
51PT = 1 (1 lógico) 51PT = 0 (0 lógico) 51PT = 0 (0 lógico)	$I_p > \text{Ajuste 51PP}$ $I_p > \text{Ajuste 51PP}$ $I_p \leq \text{Ajuste 51PP}$	Expirado en su curva Medido en tiempo, pero todavía no expira en su curva.
51PR = 1 (1 lógico) 51PR = 0 (0 lógico) 51PR = 0 (0 lógico)	$I_p \leq \text{Ajuste 51PP}$ $I_p \leq \text{Ajuste 51PP}$ $I_p > \text{Ajuste 51PP}$	Completamente restablecido Medido en tiempo para restablecer (aún no restablece completamente) Medido en tiempo o expirado en su curva

Tabla 4.2.4.4: Resultado de las salidas lógicas del elemento de sobrecorriente de tiempo de fase (Con interruptor de control de torque cerrado).

4.2.4.1 OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR DE CONTROL DE TORQUE.

■ *Interruptor de Control de Torque Abierto:*

Si el interruptor de control de torque esta abierto en la figura 4.2.4.1, la corriente de fase máxima (I_p), no puede fluir a través del comparador ni a las funciones de medición (tiempo de restablecimiento/tiempo de la curva), entonces la corriente de fase máxima (I_p) aparece como una magnitud igual a cero en el comparador. En el comparador aparecen dos magnitudes en la forma siguiente:

$$I_p = 0 < \text{Ajuste de Pick Up } 51PP,$$

dando como resultado que la salida lógica del Bit de Palabra del Relevador (51P) se presenta desafiada a 0 lógico, es decir, $51P = 0$.

La corriente de fase máxima (I_p), también aparece como una magnitud igual a cero ante las funciones de medición (tiempo de restablecimiento/tiempo de la curva), resultando que el Bit de Palabra del Relevador (51PT) también queda desafiado a 0 lógico, es decir $51PT = 0$. El elemento de sobrecorriente de tiempo de fases comienza a medir el tiempo para restablecer el relevador. La salida lógica del Bit de Palabra del Relevador (51PR) afirma a 1 lógico cuando el elemento de sobrecorriente de tiempo de fases es completamente restablecido.

■ *Interrupción de Control de Torque Cerrado:*

El comparador mostrado en la figura 4.2.4.1, compara el ajuste de Pick Up (51PP) con la corriente de fase máxima (I_p), si el interruptor de control de torque está cerrado. La corriente de fase máxima (I_p), también fluye a las funciones de medición (tiempo de restablecimiento/tiempo de la curva). Las salidas lógicas (51P, 51PT y 51PR) de Bits de Palabra del Relevador cuando el interruptor de Control de Torque está cerrado, su resultado es como se muestra en la tabla 4.2.4.4.

■ *Control de la lógica del Punto TCP:*

El funcionamiento de este control se muestra en la figura 4.2.4.1, y tiene una operación idéntica a lo expresado anteriormente, con el interruptor de control de torque, en las posiciones abierto y cerrado.

■ *Ajustes de Control Direccional y Control de Torque:*

Tienen un funcionamiento idéntico que los elementos de sobrecorriente instantánea de fases.

■ **Curvas de Sobrecorriente de tiempo:**

La información siguiente describe el proceso para la curva y los ajustes del dial de tiempo realizados por los elementos de sobrecorriente de tiempo. También se muestran las curvas del relevador de sobrecorriente de tiempo de la Figura 4.2.4.2 a la Figura 4.2.4.11 conforme a la norma *IEEE C37.112-1996: Norma de Ecuaciones Características de Tiempo-Inverso para Relevadores de Sobrecorriente*.

Donde:

t_p = Tiempo de operación en segundos.

t_r = Tiempo de restablecimiento de la emulación del disco de inducción electromecánico en segundos (si el ajuste de restablecimiento electromecánico es realizado).

TD = Ajuste de dial de tiempo.

M = Múltiplos aplicados de corriente de Pick Up [por tiempo de operación (t_p), $M > 1$; para tiempo de reestablecimiento (t_r), $M \leq 1$.]

Curva Moderadamente Inversa U.S.: U1

$$t_p = TD \times \left(0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1} \right)$$

$$t_r = TD \times \frac{1.08}{1 - M^2}$$

Curva Inversa U.S.: U2

$$t_p = TD \times \left(0.180 + \frac{5.95}{M^2 - 1} \right)$$

$$t_r = TD \times \frac{5.95}{1 - M^2}$$

Curva Muy Inversa U.S.: U3

$$t_p = TD \times \left(0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right)$$

$$t_r = TD \times \frac{3.88}{1 - M^2}$$

Curva Extremadamente Inversa U.S.: U4

$$t_p = TD \times \left(0.0352 + \frac{5.67}{M^2 - 1} \right)$$

$$t_r = TD \times \frac{5.67}{1 - M^2}$$

Curva Inversa de Corto-Tiempo U.S.:U5

$$tp = TD \times \left(0.00262 + \frac{0.00342}{M^{0.02} - 1} \right)$$

$$tr = TD \times \frac{0.323}{1 - M^2}$$

Curva Clase A, I.E.C. (Inversa Estándar): C1

$$tp = TD \times \frac{0.14}{M^{0.02} - 1}$$

$$tr = TD \times \frac{13.5}{1 - M^2}$$

Curva Clase B, I.E.C. (Muy Inversa): C2

$$tp = TD \times \frac{13.5}{M - 1}$$

$$tr = TD \times \frac{47.3}{1 - M^2}$$

Curva Clase B, I.E.C. (Extremadamente Inversa): C3

$$tp = TD \times \frac{80.0}{M^2 - 1}$$

$$tr = TD \times \frac{80.0}{1 - M^2}$$

Curva Inversa de Largo-Tiempo U.S.: C4

$$tp = TD \times \frac{120.0}{M - 1}$$

$$tr = TD \times \frac{120.0}{1 - M^2}$$

Curva Inversa de Corto-Tiempo I.E.C.: C1

$$tp = TD \times \frac{0.05}{M^{0.04} - 1}$$

$$tr = TD \times \frac{4.85}{1 - M^2}$$

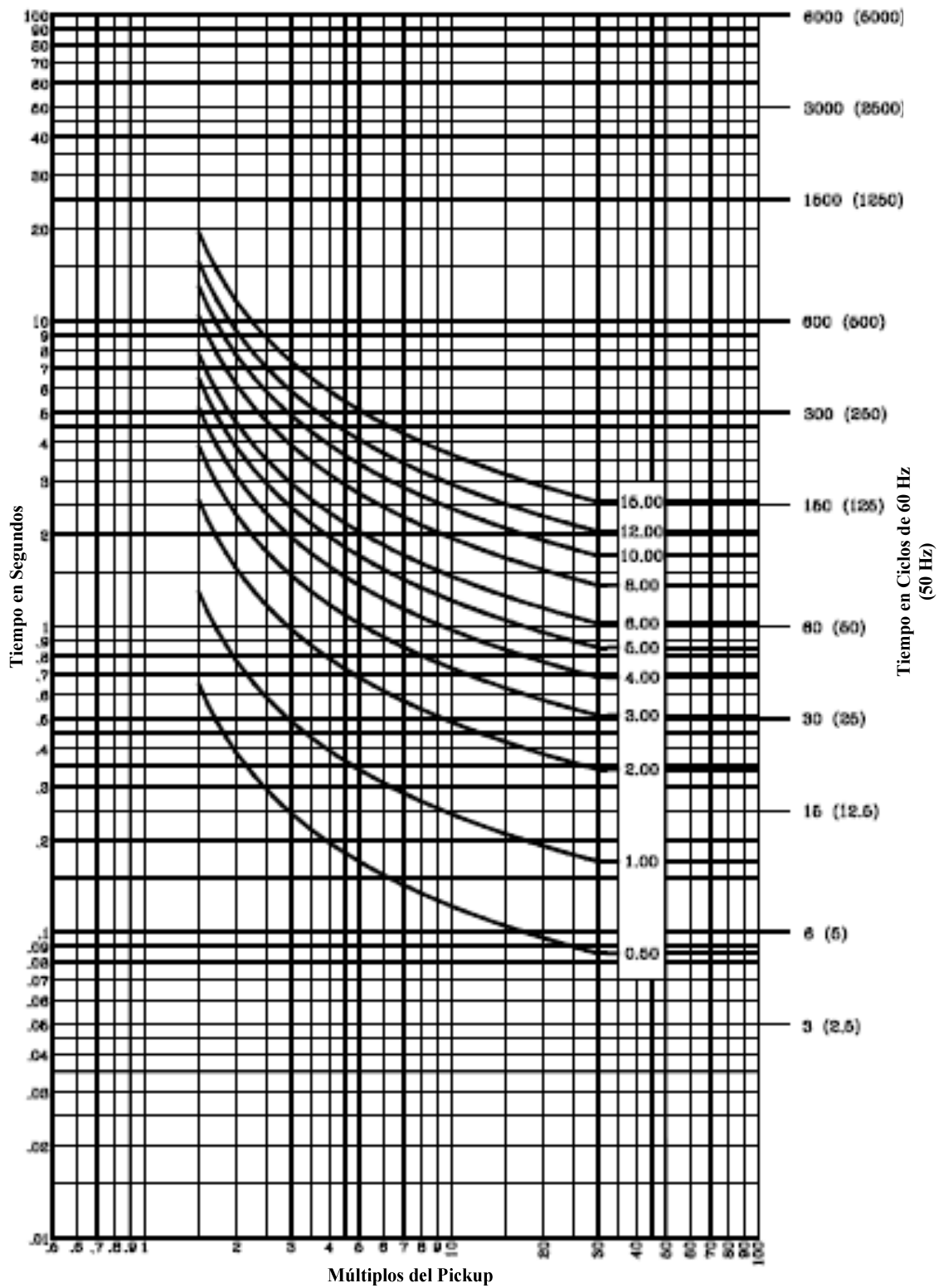


Figura 4.2.4.2: Curva Moderadamente Inversa U.S.: U1

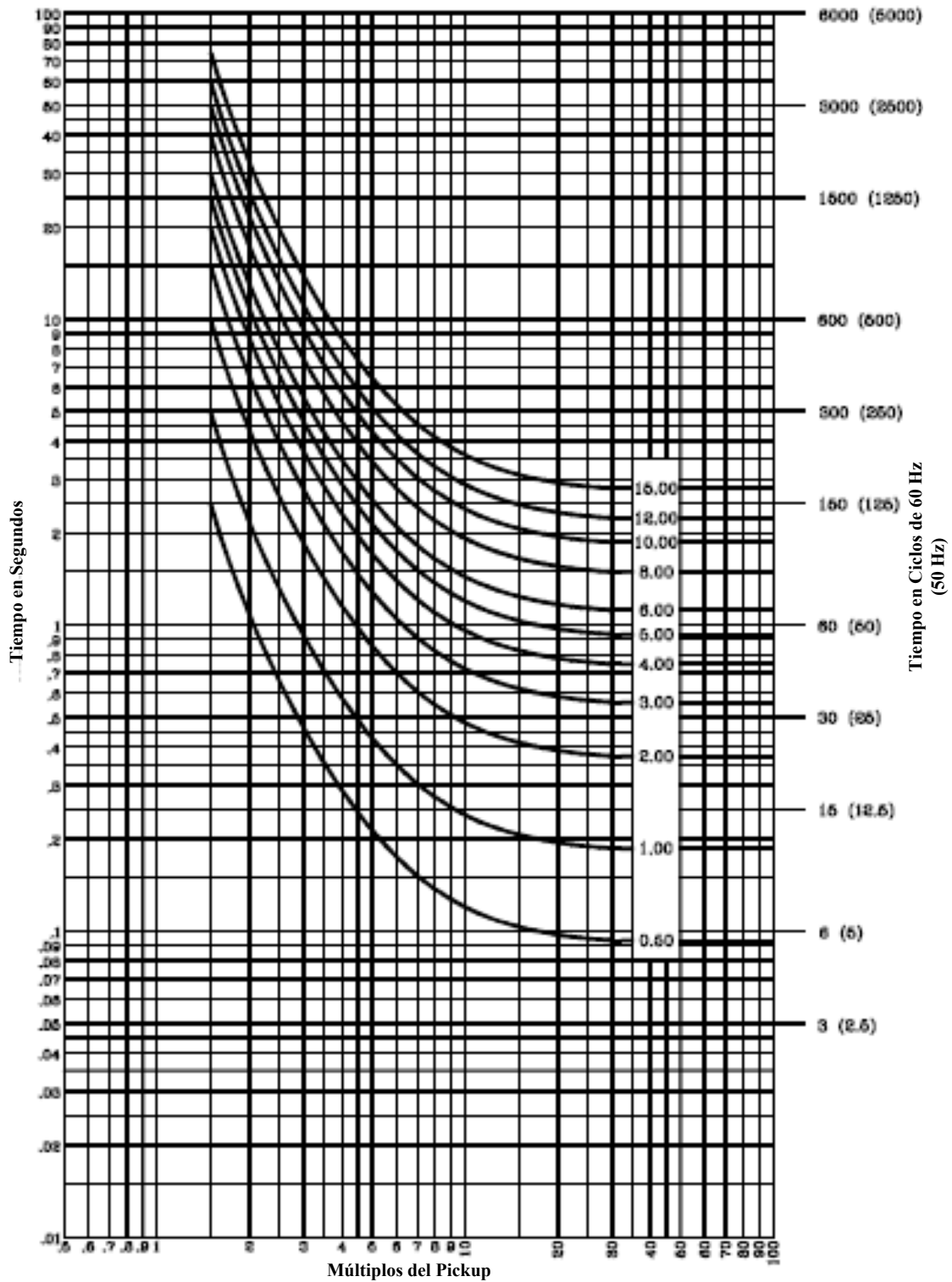


Figura 4.2.4.3: Curva Inversa U.S.: U2

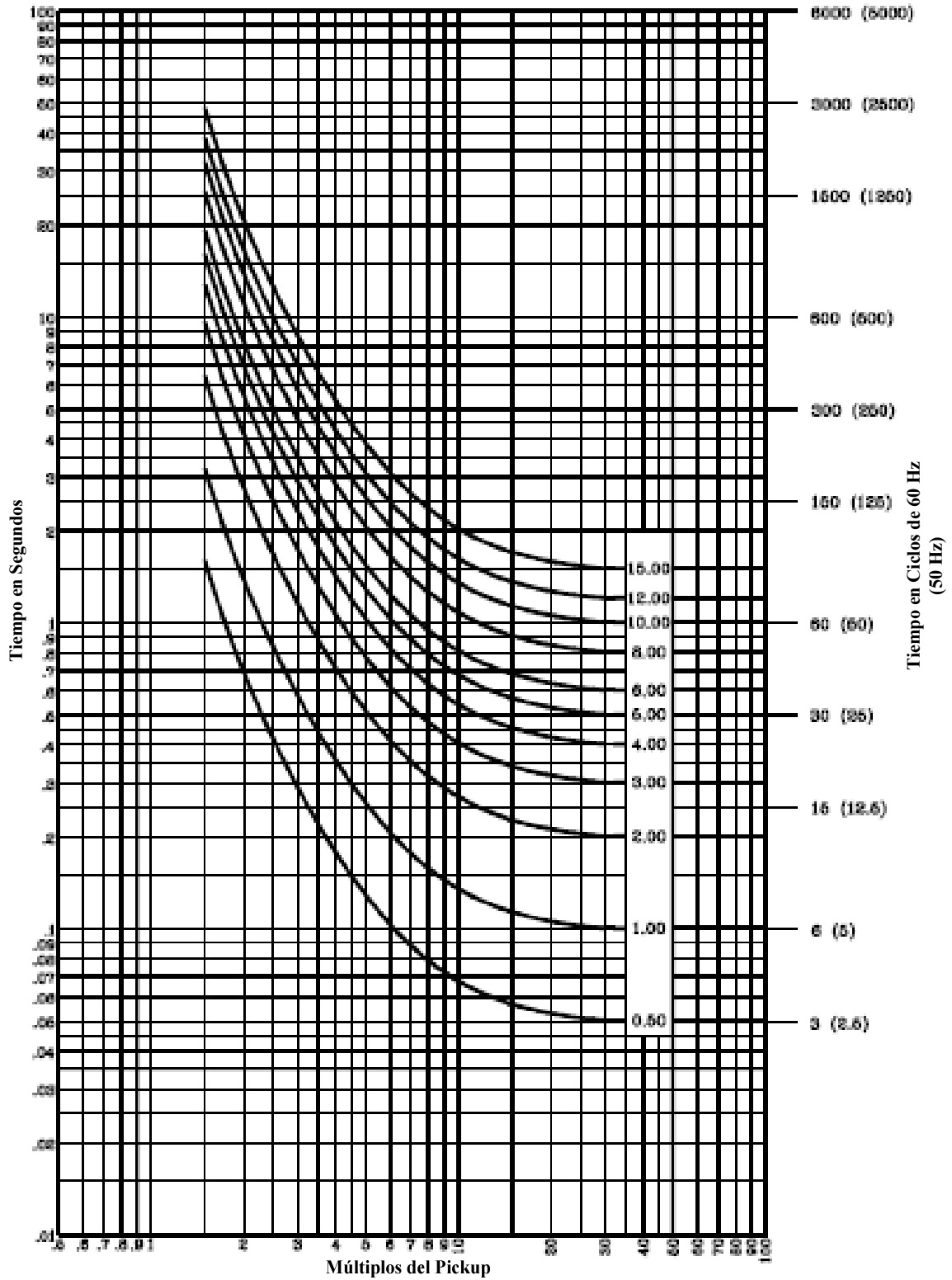


Figura 4.2.4.4: Curva Muy Inversa U.S.: U3

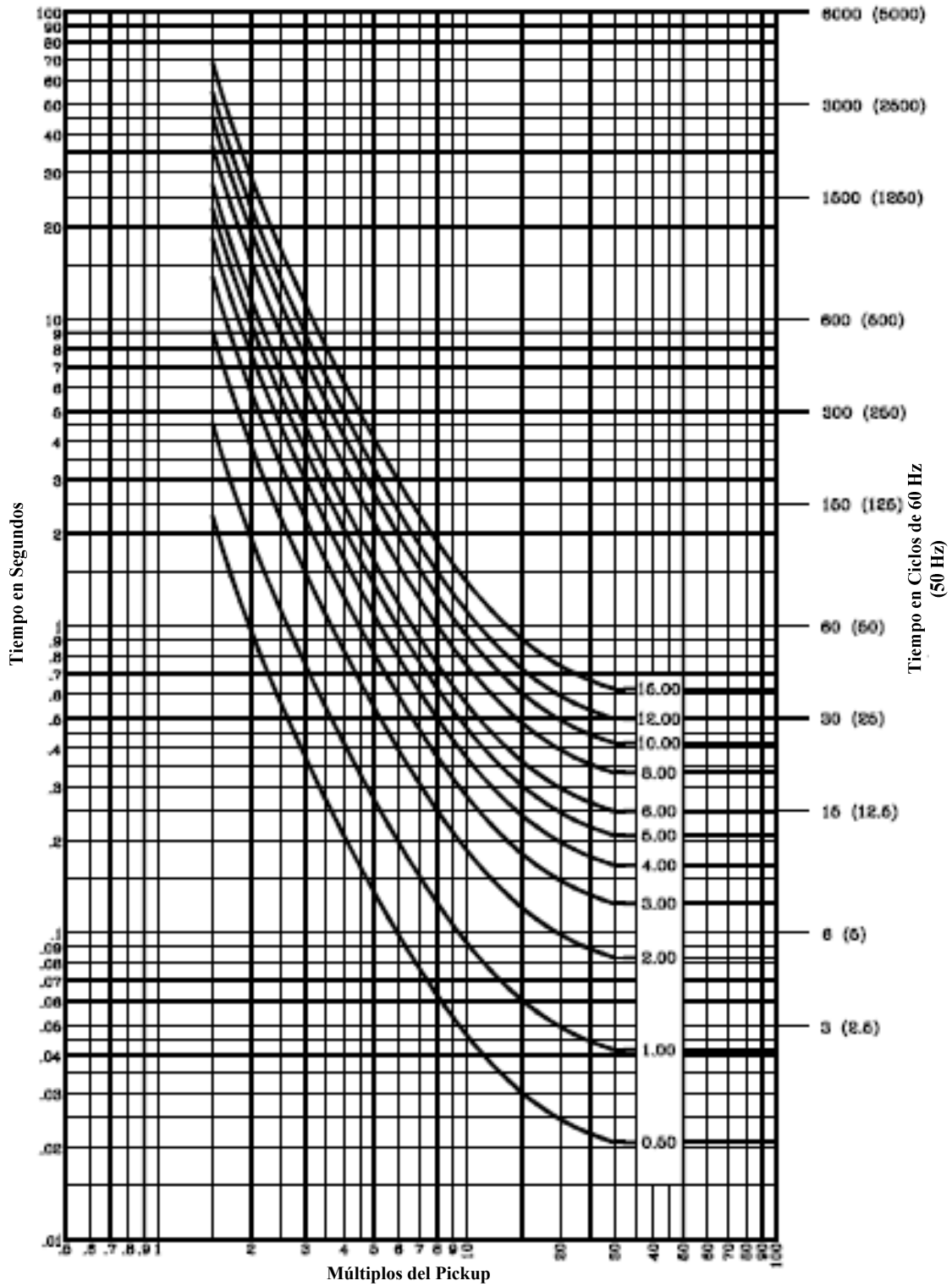


Figura 4.2.4.5: Curva Extremadamente Inversa U.S.: U4

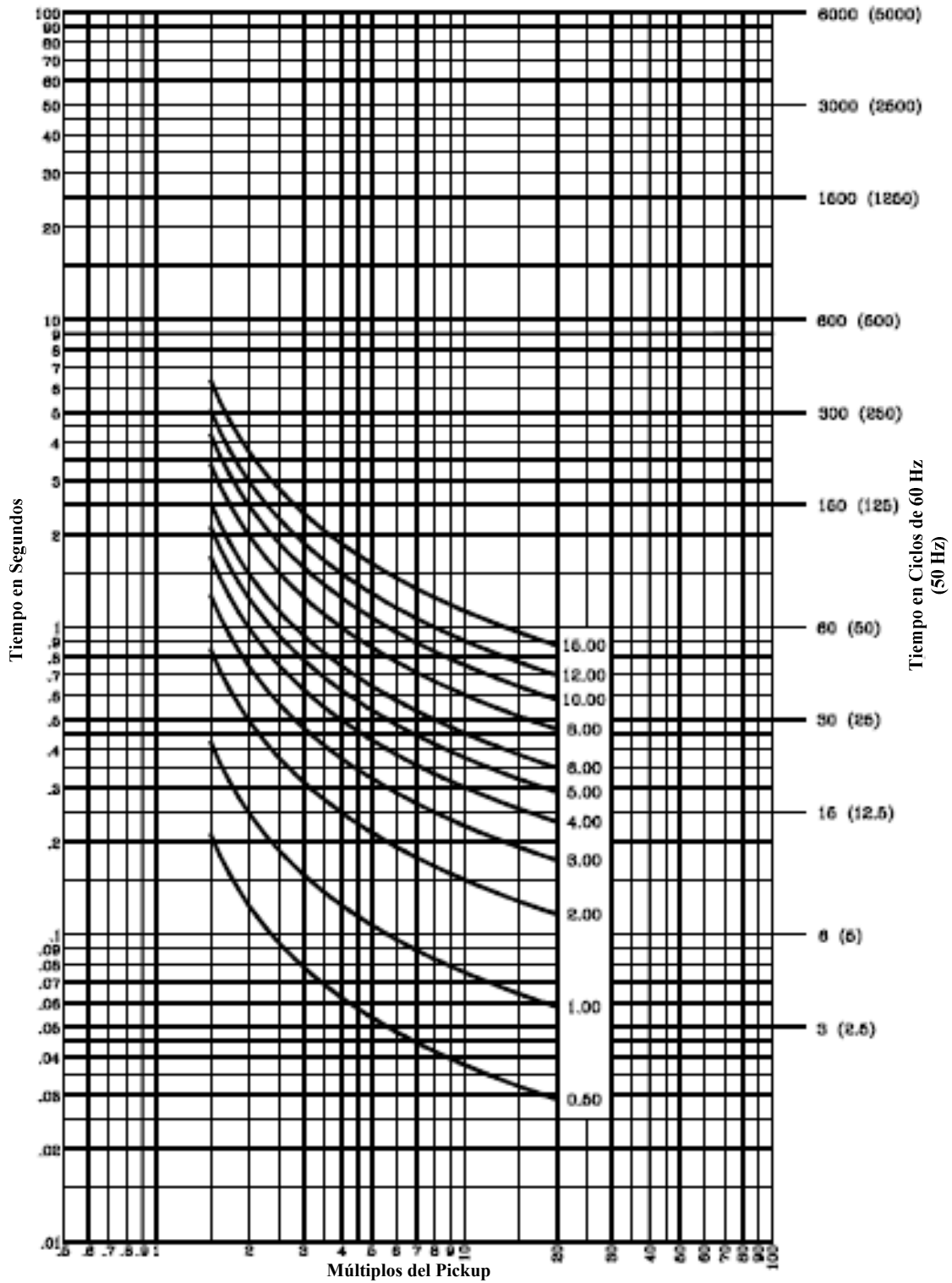


Figura 4.2.4.6: Curva Inversa de Tiempo-Corto U.S.: U5

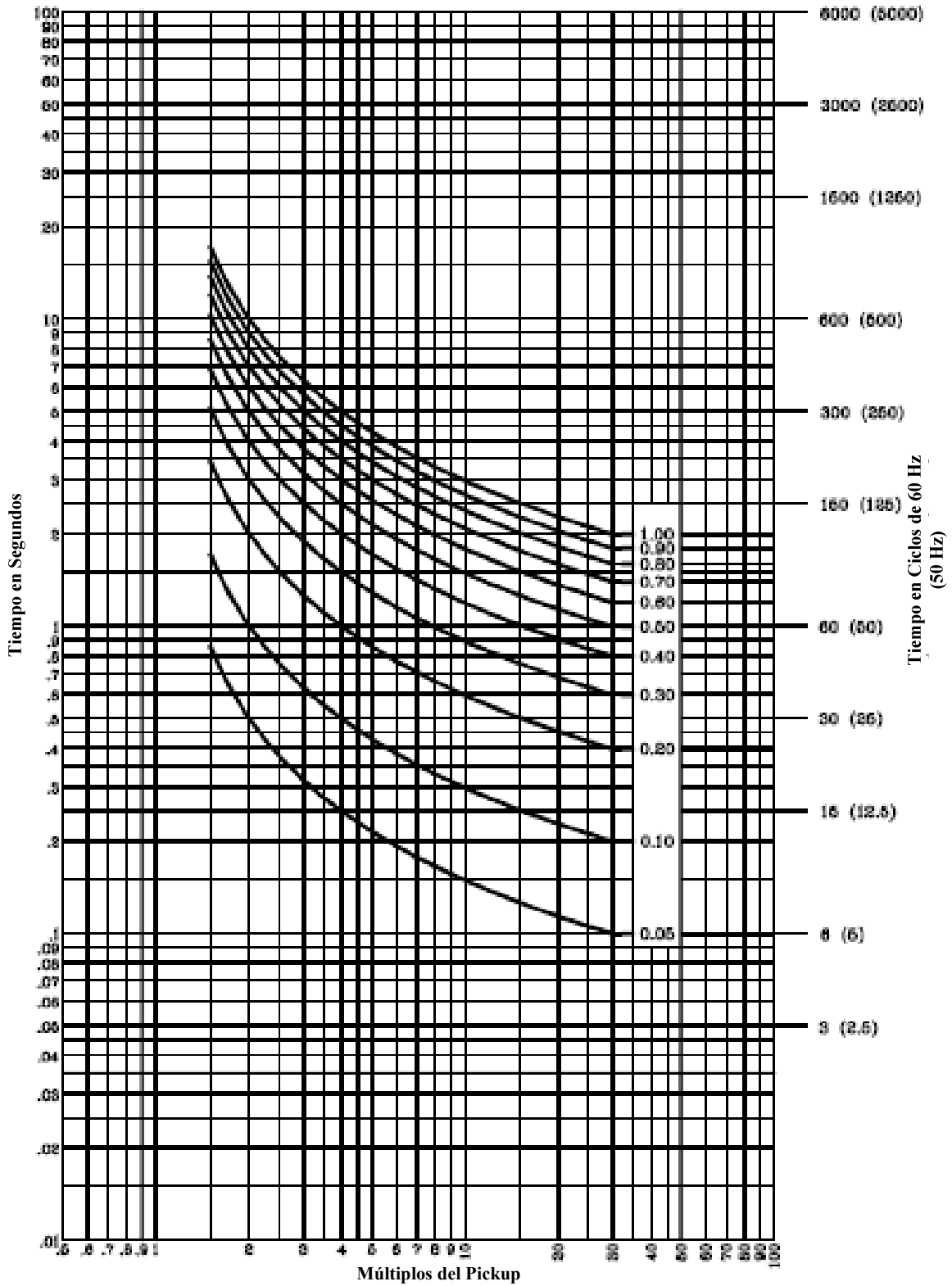


Figura 4.2.4.7: Curva Clase A, I.E.C. (Inversa Estándar): C1

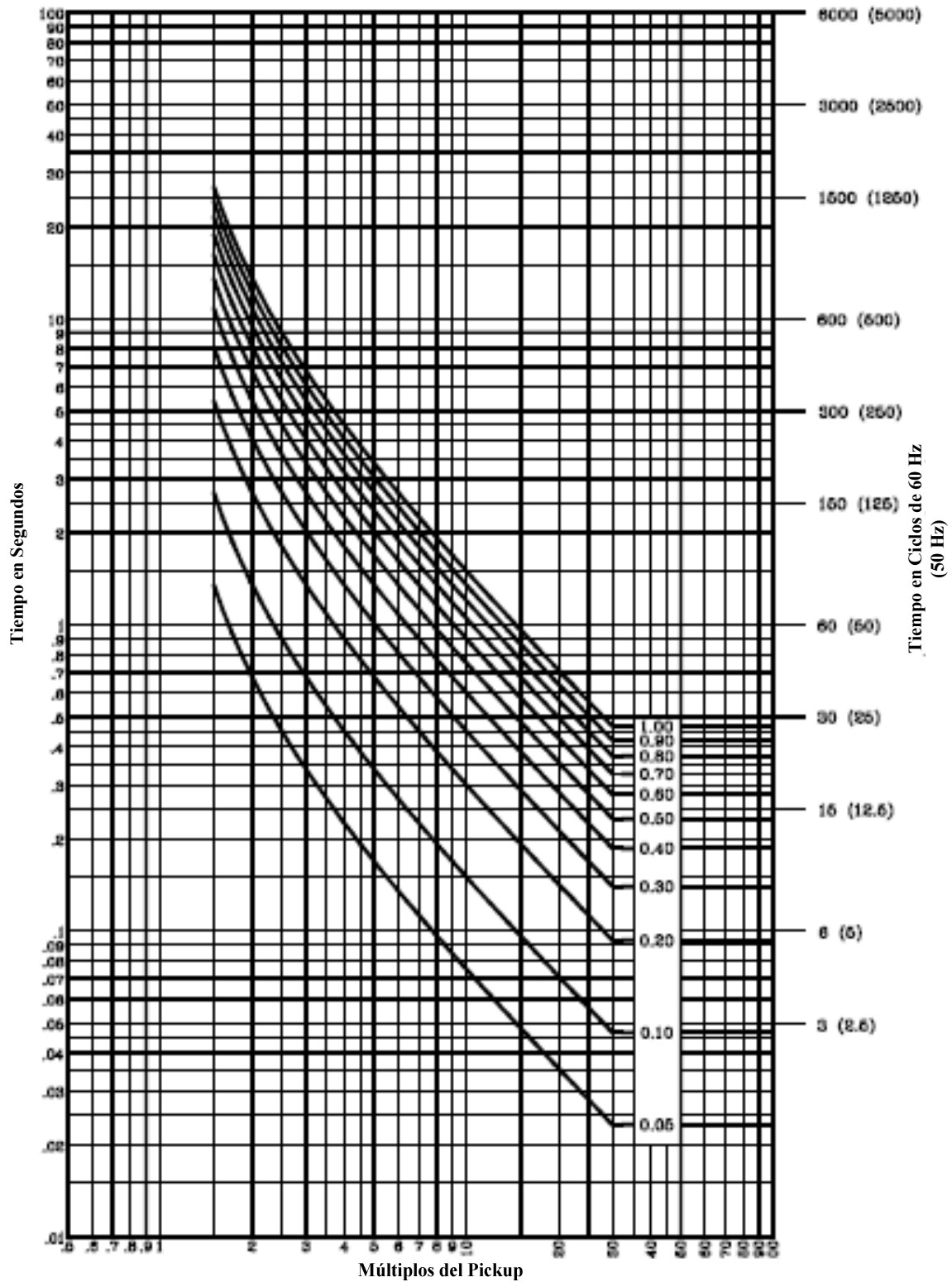


Figura 4.2.4.8: Curva Clase B, I.E.C. (Muy Inversa): C2

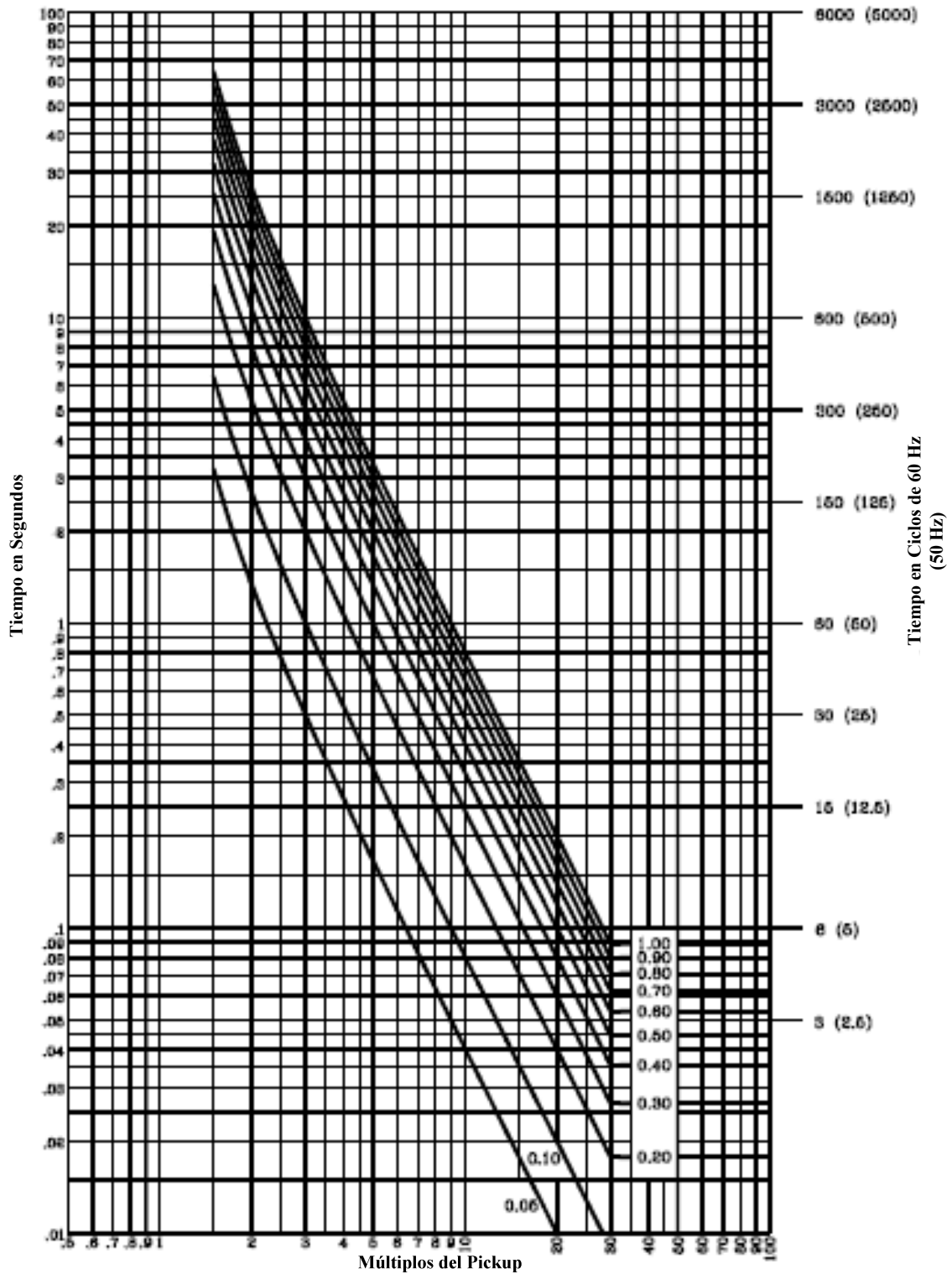


Figura 4.2.4.9: Curva Clase C, I.E.C. (Extremadamente Inversa): C3

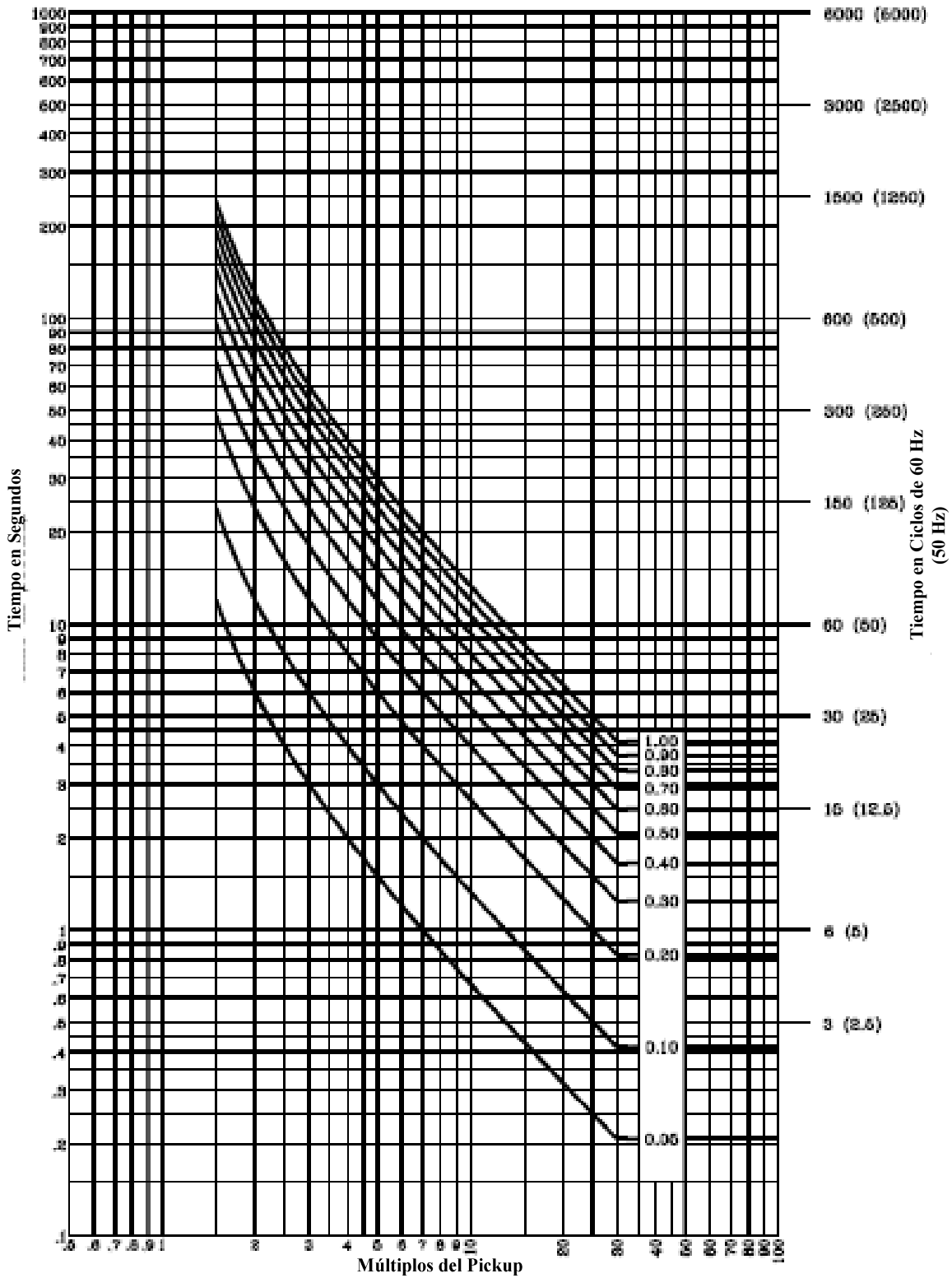


Figura 4.2.4.10: Curva Inversa de Tiempo–Largo I.E.C.: C4

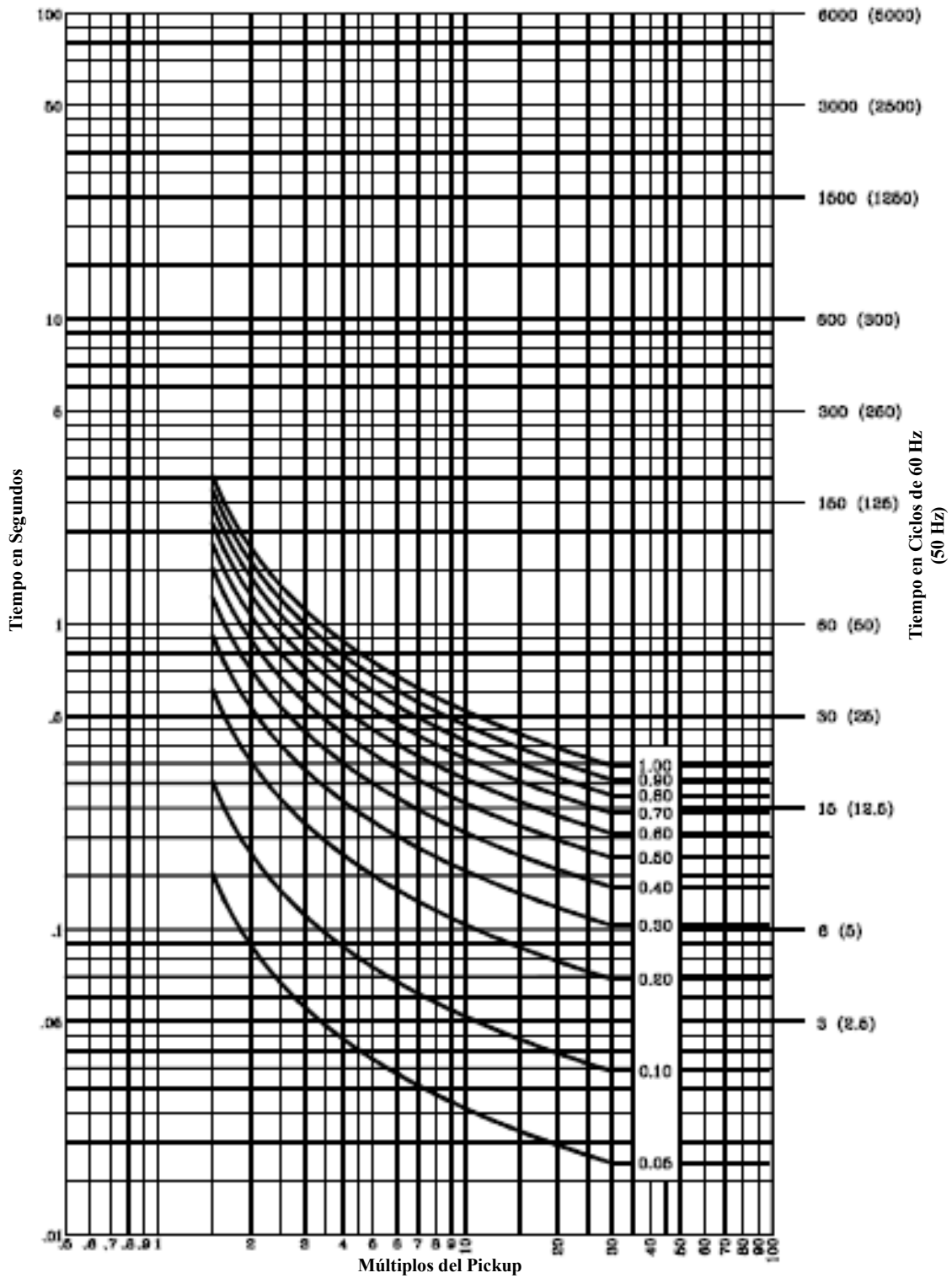


Figura 4.2.4.11: Curva Inversa de Tiempo-Corto I.E.C.: C5

4.2.5 ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE TIERRA RESIDUAL (51GT).

El compromiso de este elemento, es que debe operar con un retardo de tiempo, para desbalances debidos a condiciones de cargas no balanceadas, y para fallas de fase a tierra que ocurran a lo largo de la trayectoria del alimentador. Se habilita con el ajuste E51G como se muestra en la Tabla 4.2.5.1.

El diagrama lógico del elemento 51GT se muestra en la figura 4.2.5.1, donde se ve que también está integrada la función de opción de control direccional. En la tabla 4.2.5.2, se muestran los rangos de ajustes de este elemento.

El elemento de entrada de corriente de tierra residual (I_G) es:

$$I_G = 3I_0 = I_A + I_B + I_C$$

El resultado de las salidas lógicas en la figura 4.2.5.1, son los Bits de Palabra del Relevador (51G, 51GT y 51GR), y su análisis y operación es idéntico al realizado para el elemento 51PT.

Elemento de Sobrecorriente de tiempo	Habilitado con el Ajuste	Corriente de Operación	Ver figura
51GT	E51G = 1 ó 2	I_G , corriente de tierra residual	4.2.5.1

Tabla 4.2.5.1: Elemento de sobrecorriente de tiempo de tierra residual (51GT)

Ajuste	Definición	Rango
51GP	Pick Up (Valor de Puesta en Trabajo)	0.50 – 16.00 A Secundarios (5 A nominales)
51GC	Tipo de Curva	U1 – U5 (Curvas US) Ver Figuras 4.2.4.2 a 4.2.4.6 C1 – C5 (Curvas IEC) Ver Figuras 4.2.4.7 a 4.2.4.11
51GTD	Dial de Tiempo	0.50 – 15.00 (Curvas US) Ver Figuras 4.2.4.2 a 4.2.4.6 0.05 – 1.00 (Curvas IEC) Ver Figuras 4.2.4.7 a 4.2.4.11
51GRS	Medición del Tiempo de Restablecimiento Electromecánico	Y, N.
51GTC	Ajuste de Control de Torque (Ecuación de Control SELogic)	

Tabla 4.2.5.2: Ajustes del elemento de sobrecorriente de tiempo de tierra residual

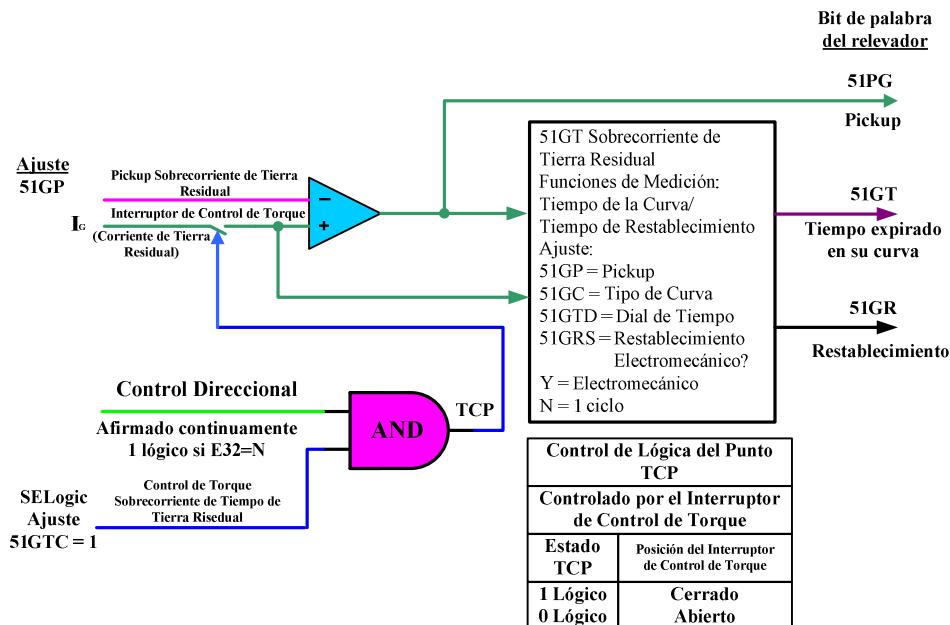


Figura 4.2.5.1: Diagrama lógico del elemento de sobrecorriente de tiempo de tierra residual 51GT (Con opción de control direccional)

4.3 ELEMENTOS DE FRECUENCIA.

Esta unidad tiene 6 elementos de frecuencia disponibles. El número de elementos de frecuencia que se requiera utilizar se habilita en el ajuste $E81 = (N, 1 - 6)$ donde: N es igual a ninguno.

Para prevenir la operación errónea de los elementos de frecuencia se utiliza la lógica de control de bloqueo de bajo voltaje de fase, mostrado en la figura 4.3.1. En esta figura se observa que la salida lógica del Bit de Palabra del Relevador (27B81) es afirmada a (1 lógico) si alguno de los tres voltajes (V_A , V_B o V_C) están por debajo del ajuste de Pick Up del elemento (27B81P), lo que hace que se produzca un bloqueo que evita la operación de los elementos de frecuencia. El diagrama lógico de los elementos de frecuencia (niveles 1 a 6) se muestra en la figura 4.3.2. En la tabla 4.3.1 se indican los ajustes y rangos de los elementos de frecuencia.

4.3.1 ELEMENTOS DE SOBRE FRECUENCIA.

Para ilustrar el funcionamiento de este elemento mostrado en la figura 4.3.2, damos valores a los ajustes siguientes:

NFREQ	=	60 Hz	(La frecuencia nominal del sistema es 60 Hz)
E81	≥	1	(Elemento de frecuencia habilitado, "1")
81D1P	=	61.25	(Pick Up del elemento de frecuencia 1)

Con estos ajustes asignados vemos que:

$$81DP1 \geq NFREQ$$

Por lo tanto la parte correspondiente a la sobre frecuencia de la lógica 1 de los elementos de frecuencia es habilitado, y 81D1 y 81D1T operan como elementos de sobre frecuencia. El elemento 81D1* es utilizado únicamente para prueba.

☑ Operación del elemento de Sobre Frecuencia:

Si utilizamos los ajustes anteriores, y la frecuencia del sistema es menor o igual a 61.25 Hz y 81DP1 = 61.25 Hz, las salidas lógicas del elemento de frecuencia 1 son:

$$\begin{aligned} 81D1 &= 0 && \text{(elemento instantáneo)} \\ 81D1T &= 0 && \text{(elemento con retardo de tiempo)} \end{aligned}$$

Si la frecuencia del sistema es mayor que 61.25 Hz, y 81D1P = 61.25 Hz, las salidas lógicas del elemento de frecuencia 1 son:

$$\begin{aligned} 81D1 &= 1 \text{ lógico} && \text{(elemento instantáneo)} \\ 81D1T &= 1 \text{ lógico} && \text{(elemento con retardo de tiempo)} \end{aligned}$$

El Bit de Palabra del Relevador 81D1T afirma a 1 lógico solo después del retardo de tiempo 81D1D.

4.3.2 ELEMENTOS DE BAJA FRECUENCIA.

Si hacemos referencia a la figura 4.3.2 y damos valores a los ajustes siguientes:

$$\begin{aligned} \text{NFREQ} &= 60 \text{ Hz} && \text{(La frecuencia nominal del sistema es 60 Hz)} \\ \text{E81} &\geq 2 && \text{(Elemento de frecuencia habilitado, "2")} \\ 81D2 &= 59.65 && \text{(Pick Up del elemento de frecuencia 2)} \end{aligned}$$

Con estos ajustes asignados observamos que:

$$81DP2 < \text{NFREQ}$$

Por lo que, la parte correspondiente a la baja frecuencia de la lógica 2 de los elementos de frecuencia es habilitado, y 81D2 y 81D2T operan como elementos de baja frecuencia.

☑ Operación de los elementos de Baja Frecuencia:

Con los ajustes anteriores, si la frecuencia del sistema es menor o igual a 59.65 Hz y 81DP2 = 59.65 Hz, las salidas lógicas del elemento de frecuencia 2 son:

81D2 = 0 lógico (elemento instantáneo)
 81D2T = 0 lógico (elemento con retardo de tiempo)

Si la frecuencia del sistema es menor que 59.65 Hz, y 81D2P = 59.65 Hz, las salidas lógicas del elemento de frecuencia 2 son:

81D2 = 1 lógico (elemento instantáneo)
 81D2T = 1 lógico (elemento con retardo de tiempo)

El Bit de Palabra del Relevador 81D2T afirma a (1 lógico) solo después del retardo de tiempo 81D2D.

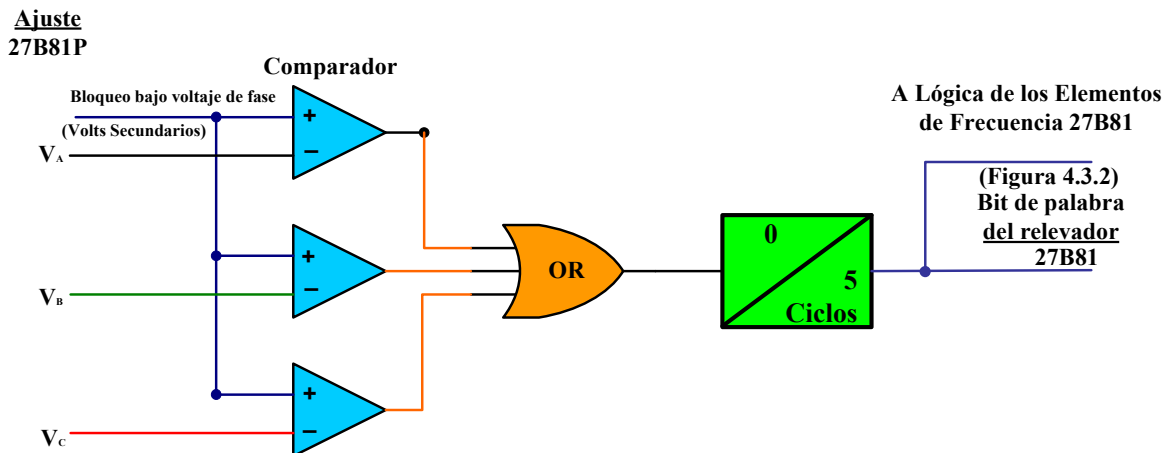


Figura 4.3.1: Diagrama lógico del bloqueo de bajo voltaje de fase para los elementos de frecuencia.

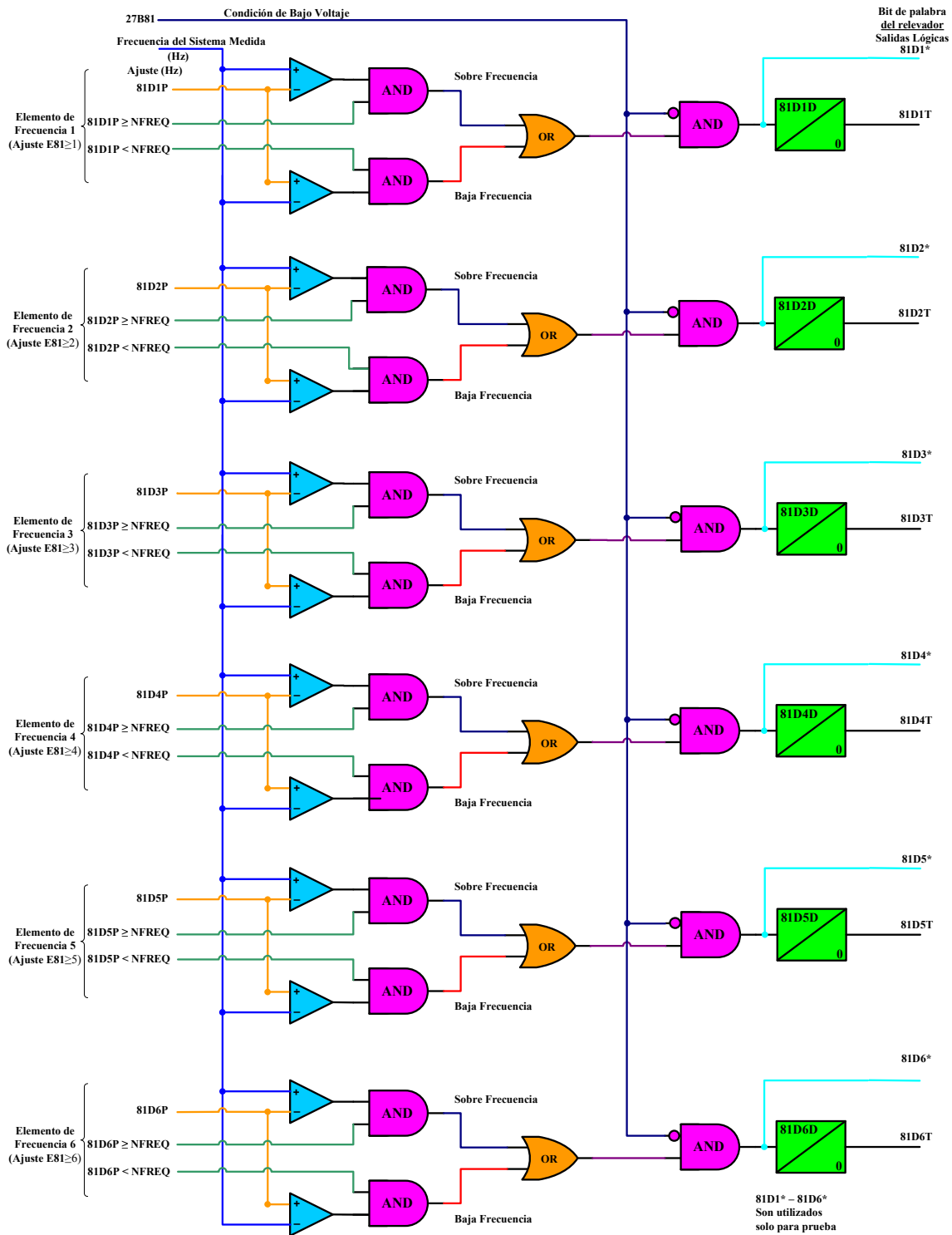


Figura 4.3.2: Diagrama lógico de los elementos de frecuencia (Niveles 1 a 6)

Ajuste	Definición	Rango
27B81P	Bloqueo del elemento de frecuencia de bajo voltaje	20.0 – 150.0 V secundarios
81D1P	Pick Up del elemento 1 de frecuencia	40.10 – 65.00 Hz
81D1D	Retardo de tiempo del elemento 1 de frecuencia	2.00 – 16000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos
81D2P	Pick Up del elemento 2 de frecuencia	40.10 – 65.00 Hz
81D2D	Retardo de tiempo del elemento 2 de frecuencia	2.00 – 16000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos
81D3P	Pick Up del elemento 3 de frecuencia	40.10 – 65.00 Hz
81D3D	Retardo de tiempo del elemento 3 de frecuencia	2.00 – 16000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos
81D4P	Pick Up del elemento 4 de frecuencia	40.10 – 65.00 Hz
81D4D	Retardo de tiempo del elemento 4 de frecuencia	2.00 – 16000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos
81D5P	Pick Up del elemento 5 de frecuencia	40.10 – 65.00 Hz
81D5D	Retardo de tiempo del elemento 5 de frecuencia	2.00 – 16000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos
81D6P	Pick Up del elemento 6 de frecuencia	40.10 – 65.00 Hz
81D6D	Retardo de tiempo del elemento 6 de frecuencia	2.00 – 16000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos

Tabla 4.3.1: Ajustes de los elementos de frecuencia (Niveles 1 a 6).

A continuación en la tabla siguiente se muestra un resumen de los principales Bits de Palabra del Relevador Digital Multifunción SEL-351.

BITS DE PALABRA DEL RELEVADOR SEL - 351											
50A1	50B1	50C1	50A2	50B2	50C2	50A3	50B3	50C3	50A4	50B4	50C4
51P	51PT	51PR	51N	51NT	51NR	51G	51GT	51GR	51Q	51QT	51QR
50P1	50P2	50P3	50P4	50N1	50N2	50N3	50N4	67P1	67P2	67P3	67P4
67N1	67N2	67N3	67N4	67PIT	67P2T	67P3T	67P4T	67N1T	67N2T	67N3T	67N4T
50G1	50G2	50G3	50G4	50Q1	50Q2	50Q3	50Q4	67G1	67G2	67G3	67G4
67Q1	67Q2	67Q3	67Q4	67GIT	67G2T	67G3T	67G4T	67Q1T	67Q2T	67Q3T	67Q4T
50P5	50P6	50N5	50N6	50G5	50G6	50Q5	50Q6	32PF	32PR	32GF	32GR
81D1	81D2	81D3	81D4	81D5	81D6	27B81	50L	81D1T	81D2T	81D3T	81D4T
81D5T	81D6T	IN1	IN2	IN3	IN4	IN5	IN6	IN7	IN8	79RS	79CY
79LO	CLOSE	CF	RCSF	50P32	OUT1	OUT2	OUT3	OUT 4	OUT5	OUT6	OUT7
OUT8	OUT9	OUT10	OUT11	ALARM	67P2S	67N25	67G2S	67Q2S	PDEM	NDEM	GDEM

Tabla 4.3.2: Bits de palabra del relevador digital multifunción SEL-351.

4.4 MEDICIÓN Y MONITOREO.

El Relevador digital multifunción SEL-351 nos proporciona los siguientes parámetros:

Cantidades	Descripción
Corrientes $I_{A, B, C, N}, I_G$	Corrientes de entrada, corriente de tierra residual ($I_G = 3I_0 = I_A + I_B + I_C$)
Voltajes $V_{A, B, C}$	Voltajes conectados en estrella
Voltajes $V_{AB, BC, CA}$	Voltajes de entrada conectados en delta
Voltaje V_S	Entrada de chequeo de sincronismo o entrada de voltaje en delta abierta
Potencias $MW_{A, B, C, 3P}, MVA_{A, B, C, 3P}$	Mega VARS y Mega WATTS trifásicos o de fase
Energía $MWh_{A, B, C, 3P}, MVAh_{A, B, C, 3P}$	Mega VARS-hora y Mega WATTS-hora trifásicos o de fase
Factor de potencia $FP_{A, B, C, 3P}$	Factor de Potencia trifásico o de fase adelantado o atrasado
Secuencia $I_1, 3I_2, 3I_0, V_1, V_2, 3V_0$	Voltajes y corrientes de secuencia negativa, positiva y cero
Frecuencia $FREQ$ (Hz)	Frecuencia instantánea del sistema (monitoreada en canal A)

Tabla 4.4.1: Parámetros eléctricos del relevador digital multifunción SEL-351.

Este relevador despliega las mediciones realizadas en unidades fundamentales, como el Ampere y el kilo Volt.

Cuando la conexión es en delta, las cantidades $V_{A, B, C}$, MW/MVAR, MWh/MVARh y el factor de potencia no están disponibles.

4.5 PERFIL DE CARGA.

Este relevador realiza el registro de un perfil de carga (RPC), el cual puede registrar hasta 15 cantidades de medición en memoria no volátil en intervalos de tiempo previamente definidos. Esto nos permite conservar por varios días, incluso semanas, dependiendo del ajuste, la información recopilada.

4.6 REPORTE DE EVENTOS Y REGISTRO SECUENCIAL DE EVENTOS (SER).

El Reporte de Eventos y el Registro Secuencial de Eventos (SER) simplifican enormemente el análisis post-falla y ayudan a entender las operaciones simples y complejas del esquema de protección. De acuerdo al ajuste elegido por el usuario, el voltaje, corriente, frecuencia y lo elementos de información de estados contenida en cada reporte de eventos confirma el esquema del relevador y su funcionamiento para cada falla. El operador decide qué tanto detalle se requiere en cada reporte de eventos. Este relevador almacena los últimos 11 eventos para 30 ciclos ó 23 eventos para 15 ciclos en memoria no volátil.

Los siguientes formatos de información analógica están disponibles:

- Resolución de $\frac{1}{4}$ de ciclo ó $\frac{1}{16}$ de ciclo.
- Información analógica directa o filtrada.
- ASCII o ASCII comprimido.

El SER del relevador almacena las últimas 512 entradas, esto se utiliza para tener una perspectiva general del esquema. La entrada del SER nos ayuda a monitorear entradas/salidas, cambios de estado, elementos de funcionamiento, caída y aumento de voltaje, y reportes de interrupción.

El relevador realiza un monitoreo automático de disturbios en el voltaje para sistemas trifásicos. El elemento de registro SSI (caída/aumento/interrupción) por sus siglas en inglés usa los Bits de Palabra del Relevador para determinar cuando empezar (disparo) o cuando finalizar de registrar. El SSI no utiliza memoria volátil, por tanto, al desenergizar el relevador, no se pierde la información almacenada.

La información registrada está disponible en el Reporte SSI, que incluye hora, fecha, voltaje y el estado del elemento de Voltaje Caída/Aumento/Interrupción durante los disturbios, de acuerdo a los ajustes programados (VINT, VSAG, VSWELL). Cuando el relevador registra un disturbio, lo datos de dicho disturbio entran al reporte SSI automáticamente a una tasa de:

- Una por $\frac{1}{4}$ de ciclo
- Una por ciclo
- Una por 64 ciclos
- Una por día

4.7 ALARMA DE LÍMITE DE DEMANDA DE CORRIENTE.

Se utilizan las alarmas de sobrecarga y desbalance de corrientes para la demanda de corriente de fase, de secuencia negativa, neutral y residual.

4.8 SOFTWARE DE LÓGICA Y AJUSTES DEL RELEVADOR.

Este programa utiliza la interfaz del sistema operativo Windows para simplificar el análisis. A través de él se pueden crear y manipular los siguientes ajustes:

- Desarrollar ajustes sin estar en línea, con ayuda de un editor inteligente de ajustes que solo admite ajustes válidos.
- Creación de ecuaciones de control con ayuda o no, del editor gráfico.
- Ayuda en línea para hacer los ajustes correctamente.
- Organización de ajustes con el controlador de la base de datos del relevador.
- Carga y recuperación de ajustes usando solamente una PC como medio de comunicación.

El software se utiliza también para verificar ajustes y analizar nuevos.

- Uso del simulador lógico para prueba de esquemas de ajuste con ayuda del Reporte de Eventos.
- Análisis de los eventos del sistema con integración de las herramientas de análisis de forma de onda y armónicas.
- La interfaz Hombre/Máquina se utiliza para monitorear datos de medición, Bits de Palabra del Relevador y estado de los contactos de salida durante las pruebas.
- Uso de interfaz de la PC (Computadora Personal por sus siglas en Inglés *Personal Computer*) para recuperar remotamente el estado del interruptor, reportes de caídas/aumentos/interrupciones y otros tipos de datos del sistema de potencia.

4.9 MONITOREO DEL DESGASTE DEL CONTACTO DEL INTERRUPTOR DEL CIRCUITO.

Se sabe que los interruptores experimentan desgaste mecánico y eléctrico cada vez que operan. Una calendarización inteligente del mantenimiento del interruptor debe tomar en cuenta la curva de desgaste proporcionada por el fabricante contra los niveles de operación y el número de aperturas y cierres.

Este relevador admite como entrada, la curva de mantenimiento del fabricante, con esta curva como dato, el relevador la compara con la corriente alterna no filtrada en el momento de la apertura del interruptor y el número de aperturas y cierres.

Cada vez que el relevador opera, integra la información de la corriente medida. Cuando el resultado de esta información excede el límite de la curva del fabricante el relevador envía una señal de alarma mediante sus contactos de salida, puerto serial o display del panel frontal. Este esquema nos permite tener un estricto control sobre el mantenimiento del interruptor.

4.10 MONITOREO DE LA BATERÍA DE LA SUBESTACIÓN.

El relevador mide y reporta el voltaje de la batería de la subestación conectada a las terminales de la fuente de voltaje. Incluye además dos comparadores de umbral programables y una lógica asociada a ellos para alarma y control. Esta alarma avisa a los operadores, antes de que el voltaje de la batería caiga debajo de niveles aceptables.

El voltaje medido se despliega en el display de medición y en la columna del V_{DC} (Voltaje de corriente directa de la batería de la subestación) del Reporte de Eventos, también puede mostrarse como una onda de voltaje en el display del relevador.

4.11 LOCALIZADOR DE FALLAS.

El SEL-351 provee un estimado muy preciso de la localización de fallas, aún durante periodos de flujos de carga estimables. El localizador de fallas utiliza como ayuda, el tipo de falla, la impedancia de la línea y las condiciones de falla para lanzar un estimado de la localización de falla, todo ello en canales de comunicación, transformadores especiales o información de pretalla. Esta información nos permite ubicar al personal de mantenimiento y mandarlos rápidamente al punto para liberar la falla. Este servicio de localización requiere entradas de voltaje trifásicos. El localizador no opera para fallas a tierra (que no tengan conexión a tierra), alta impedancia a tierra o sistemas con bobina de Petersen.

4.12 LÓGICA DE CONTROL E INTEGRACIÓN.

Este relevador nos permite la integración en estas formas:

- Reemplaza los switches tradicionales de control con solo 16 switches locales en el panel frontal. Se pueden ajustar, limpiar o pulsar los controles a través de los botones y del display. Estos switches se pueden agregar al esquema de control mediante las ecuaciones del relevador. Los switches se pueden programar para realizar tareas de pruebas de disparo o apertura/cierre de interruptores.

- Elimina el cableado de una Unidad Terminal Remota (UTR) al relevador. Este cableado se elimina debido a los 16 switches de control remoto, los cuales se comandan por el puerto serial, realizando funciones de disparo, cierre y ajustes tipo SCADA (Sistema de Comunicación y Adquisición de Datos).
- Reemplazan a los relevadores tradicionales. Reemplaza hasta 16 relevadores tradicionales a través de controles remotos habilitados. Estas funciones de cierre y apertura son programadas a través de las ecuaciones de control en memoria no volátil a través de las entradas opto aisladas, switches de control remoto, control local o cualquier control lógico programable, estas funciones se conservan aún cuando el relevador pierda su energización.
- Reemplazan luces indicadores tradicionales. Estas se reemplazan mediante 16 displays programables. Podemos también definir los mensajes del sistema para conocer las condiciones del sistema en el panel frontal.
- Eliminar temporizadores externos para protección del cliente y del esquema conteniendo 16 ecuaciones de control de propósito general. Cada temporizador tiene tiempos de retraso, de accionamiento diferentes. Se puede programar cada temporizador con un elemento a nuestro propio gusto. Por ejemplo, asignarlo a la lógica de disparo, a la transferencia de comunicaciones de disparo u otro esquema de control.
- Elimina cambios en los ajustes. Esta ventaja es muy útil cuando se tienen sistemas con condiciones muy variables que requieren actualizar el esquema de las protecciones constantemente y se desea prever cualquier contingencia.

El relevador admite 6 grupos diferentes de ajustes, después podemos seleccionar el esquema que se ajuste a través de sus entradas opto aisladas, a través de comandos u otras condiciones programables.

Algunos ejemplos de cambios en el esquema son: mantenimiento de la subestación, operación del sistema de acuerdo a la temporada, cambios en la carga a alimentar, presencia de un alimentador en paralelo.

4.13 ESTABLECIMIENTO DE COMUNICACIONES LOCALES Y REMOTAS EFICIENTES.

Este relevador está provisto con cuatro puertos seriales independientes, dos de ellos al frente y dos atrás. Este relevador no requiere software especial de comunicaciones ya que utiliza cualquier sistema que emule cualquier terminal estándar. La comunicación puede establecerse con computadoras, módems, convertidores de protocolo, impresoras y el Procesador SEL-2020 y el SEL-2030, al puerto serial de SCADA o las comunicaciones con el UTR.

Los Procesadores de Comunicación SEL-2020 y el SEL-2030 se emplean como cabina de una red de trabajo de comunicación mediante fibra óptica punto a punto o a través de conexión con cable de control desde la cabina hasta el SEL-351. Este procesador de comunicaciones soporta comunicaciones externas incluyendo las comunicaciones por teléfono de dial de acceso de los ingenieros y además conexiones a líneas privadas de comunicación del sistema SCADA.

A continuación se muestran los diferentes protocolos utilizados para establecer las comunicaciones del relevador digital multifunción SEL-351.

TIPO	DESCRIPCIÓN
ASCII Simple	Comandos simples entre máquina y hombre. Utilizados para ajustar, contar, realizar el auto-test, reporte de eventos y otras funciones simples.
ASCII Comprimido	Permite a dispositivos externos obtener información desde el relevador en un formato apropiado para vaciarlos en hojas de datos y/o bases de datos. Esta información es protegida.
Contador Rápido Extendido y de Rápida Operación	Protocolo binario para comunicación máquina-máquina. Actualiza al SEL-2020, al SEL-2030 o al UTR y los conecta con los dispositivos de otras subestaciones compartiendo información, estados de los contactos entrada/salida, elementos del relevador, comandos de cierre y apertura, banderas de tiempo y resumen del Reporte de Eventos. La información es igualmente protegida. Los protocolos binarios ASCII opera simultáneamente sobre las líneas de comunicación, por tanto, las mediciones de control de operaciones no se pierde cuando un operador realiza la transferencia del Reporte de Eventos.
Protocolo de Switch de Puerto Distribuido	Habilita múltiples dispositivos del SEL para compartir un puerto de comunicación común. Este protocolo es de bajo costo para aplicaciones de switcheo de puertos.
Protocolo Rápido SER	Direcciona los datos del Reporte de Eventos a un sistema de colección de datos. Disponible en cada puerto.
DNP 3.00 Nivel 2 Esclavo	Protocolo de Red de Trabajo Distribuida (DNP). Incluye acceso a datos de medición, elementos de protección, contactos entrada/salida, SER, resumen del Reporte de Eventos y grupos de ajustes.

Tabla 4.13.1: Protocolos utilizados para el establecimiento de comunicaciones del relevador digital multifunción SEL-351.



CAPÍTULO 5:



AJUSTES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

CAPÍTULO 5:

AJUSTES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

5.1 INTRODUCCIÓN.

En el capítulo presente se analizarán con un mayor enfoque, los criterios utilizados para el cálculo de ajustes de las protecciones en los sistemas de distribución, más que el conocimiento del funcionamiento y pruebas del relevador. Lo anterior con el fin de utilizar dichos criterios de ajustes de las protecciones en los ajustes del relevador SEL-351.

En la primera parte se considera la metodología utilizada para la recopilación de datos, modelo del sistema de distribución, cálculo de cortocircuito y análisis de interpretación e resultados, ver figura 5.1.1.

En la segunda parte se realiza una presentación de los ajustes principales del relevador SEL-351 aplicados a un alimentador de distribución, como son: comandos, habilitación de ajustes, parámetros del sistema y hojas de ajustes.

Finalmente se realiza un caso real de un cálculo de ajustes de las protecciones en un alimentador de distribución aéreo, en el que se ponen en práctica los principios básicos de la filosofía de protecciones y donde se persigue el aporte de conocimientos a los estudiantes y profesores involucrados en la especialidad de la Ingeniería de protecciones y las herramientas básicas necesarias para lograr una mejor comprensión en la operación y funcionamiento de los sistemas de protección.

5.2 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE AJUSTES.

En general, los estudios que se efectúan a los sistemas de distribución se ajustan a la secuencia mostrada en la figura 5.1.1.

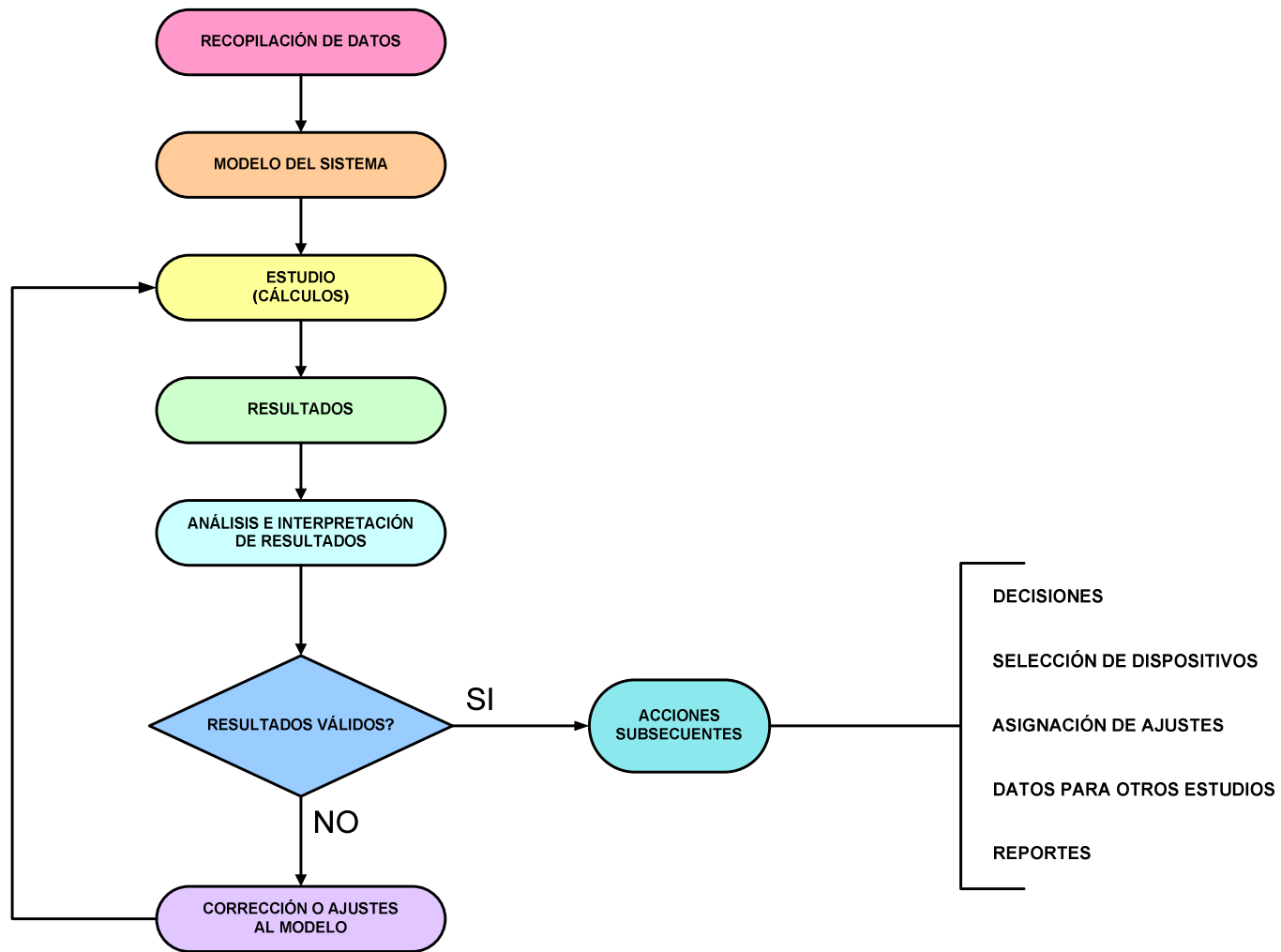


Figura 5.1.1: Metodología para el estudio del cálculo de ajustes de las protecciones, en los sistemas de distribución.

5.2.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.

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

Para nuestro caso en estudio, se define la terminología de las cantidades que intervienen, y se mencionan los datos necesarios para efectuar los cálculos y/o los estudios requeridos en la protección de los sistemas de distribución.

5.2.1.1 TIPOS DE CANTIDADES.

Para efectos de terminología, se definen dos tipos de cantidades:

- Datos
- Resultados

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

Los resultados son las cantidades obtenidas a partir de los datos. Son los resultados de cálculo realizados o procesos desarrollados.

5.2.1.2 FUENTES DE DATOS.

Las fuentes de datos son:

- Placas de datos de máquinas y equipos.
- Diagramas unifilares.
- Bases de datos físicos de tramos de líneas y cables
- Bases de datos de ajustes de dispositivos de protección
- Estadísticas de demandas de subestaciones de distribución.
- Resultados de cálculo o procesos previos.

Se recomienda que esta fuente de datos esté contenida en archivos de bases de datos para computadora personal, de manera que se puedan acceder y obtener selectivamente de acuerdo al cálculo o proceso a efectuar.

5.2.1.3 ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE DATOS.

Todos los datos deben estar contenidos en archivos de bases de datos, y deben ser verificados constantemente para garantizar que dichos datos sean los más actuales posibles, con el fin de que el sistema sea lo más parecido a la realidad.

5.2.1.4 ACTUALIZACIONES.

El grado de confianza en los resultados de los estudios, depende en gran medida de los datos en cuales están basados, por lo tanto es necesario que estos sean actualizados cada vez que existan cambios en los elementos del sistema de distribución.

5.2.1.5 DATOS NECESARIOS POR LOS CÁLCULOS Y ESTUDIOS REQUERIDOS EN LA PROTECCIÓN, DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

En la tabla 5.2.1.5.1 se indica de manera resumida, dependiendo del estudio que se requiera realizar, los datos básicos requeridos así como los resultados buscados con cada tipo de estudio o cálculo.

Por otra parte, se señala en la última columna, las acciones o estudios subsecuentes por realizar, derivados del primer cálculo o estudio desarrollado.

CÁLCULO O ESTUDIO	ELEMENTO	DATOS BÁSICOS	RESULTADOS	ACCIÓN O ESTUDIO SUBSECUENTE
REPRESENTACIÓN EN POR UNIDAD	MÁQUINAS	DATOS DE PLACA	IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
	CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	DIAGRAMA UNIFILAR		ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA
		DATOS FÍSICOS DE LOS DIVEROS TRAMOS DE LÍNEA		
CORTOCIRCUITO	MÁQUINAS, LÍNEAS, CABLES, SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	DIAGRAMA DE IMPEDANCIA EN POR UNIDAD	CORRIENTES Y VOLTAJES DE CORTOCIRCUITO EN LOS DIVERSOS PUNTOS	CÁLCULO DE AJUSTES
		IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN POR UNIDAD		VERIFICAR CAPACIDAD INTERRUPTIVA
		EQUIVALENTES DE THEVENIN DEL SISTEMA EN POR UNIDAD		ESTUDIO DE REDES DE TIERRA
		TIPO DE FALLAS		
CÁLCULO DE AJUSTES	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	MARCA, TIPO, CLASE, RTC AJUSTADA, RTC's DISPONIBLES	RTC RECOMENDADA	INDICA SI SE TIENE O NO UNA ADECUADA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
	RELEVADORES	MARCA, TIPO, CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN, AJUSTES ACTUALES Y RANGOS DISPONIBLES	AJUSTES: TAP, PALANCA INSTANTÁNEO	
	FUSIBLES	MARCA, TIPO, CAPACIDAD Y CURVA CARACTERÍSTICA	MARCA, TIPO, CAPACIDAD, CURVA DEL FUSIBLE ADECUADO	
	RESTAURADORES	MARCA, TIPO, RANGO DE CAPACIDADES, SECUENCIA DE OPERACIONES, DATOS DEL DISPOSITIVO PARA FALLAS A TIERRA	CAPACIDAD, SECUENCIA DE OPERACIONES	
	TRANSFORMADORES	MVA's NOMINALES, VOLTAJES, IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD Y CONEXIÓN	CURVA ANSI DE SOBRECARGA, CARGA FRÍA, IN RUSH	
	SECCIONADORES	MARCA, TIPO, CAPACIDAD Y AJUSTE	CAPACIDAD, SECUENCIA	
	CARGA	CARGA MÁXIMA NORMAL, CARGA MÁXIMA EMERGENCIAS	TIEMPOS DE LIBRAMIENTO DE FALLAS	
		CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN LOS PUNTOS DE INTERÉS		
		CRITERIOS DE COORDINACIÓN		

Tabla 5.2.1.5.1: Datos necesarios para los cálculos y estudios requeridos en la protección, de los sistemas de distribución.

5.2.2 MODELO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Para modelar un sistema de distribución se debe definir la forma de representar cada componente del sistema, de tal manera que puedan llevarse a cabo los estudios requeridos para la protección de los sistemas de distribución, además se deben mencionar las expresiones matemáticas que describen el comportamiento del sistema, tal que puedan ser cuantificadas sistemáticamente y usadas en programas de computadora.

5.2.2.1 REPRESENTACIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Debe ser representado por medio de un diagrama unifilar en el cual se muestre la conectividad que existe entre los diversos componentes del sistema.

5.2.2.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS.

El método de componentes simétricas permite calcular la respuesta a cualquier condición de desbalance en un sistema trifásico por medio de un artificio que descompone al sistema desbalanceado en tres sistemas desbalanceados, siendo la solución, la suma de las respuestas de los tres sistemas balanceados, ver figura 5.2.2.2.1.

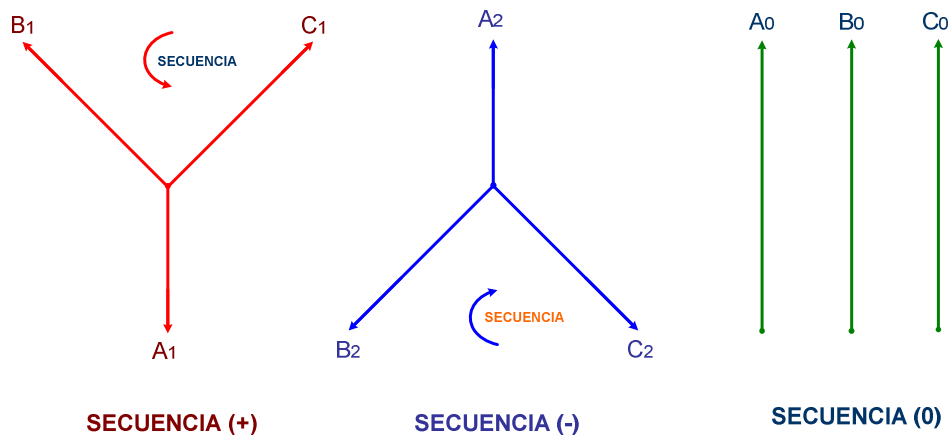


Figura 5.2.2.2.1: Diagrama de componentes simétricas.

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

5.2.2.3 MÉTODO POR UNIDAD.

Este es el método de representación de impedancias más conocido y utilizado universalmente.

El valor en por unidad de una cierta cantidad es una conversión de su valor a una cantidad más pequeña para simplificar los cálculos, en donde tanto la impedancia equivalente del sistema como de las impedancias de los demás componentes son convertidas a una base común de MVA.

Esto nos permite la combinación de elementos de circuitos en una red donde pueden estar presentes diferentes niveles de voltaje, eliminando la necesidad de hacer las conversiones de unidades para los parámetros obtenidos en cada nivel de voltaje.

También las impedancias de equipos eléctricos usualmente son dadas por los fabricantes en por unidad o en por ciento.

$$cantidad_{p.u.} = \frac{cantidad_{actual}}{cantidad_{base}}$$

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

Hay cuatro cantidades base en el sistema de *por unidad*:

MVA, kV, Ohms y Amperes, y están relacionados de tal forma que la selección de dos de ellos determinan los valores base de las otras dos.

5.2.2.4 MODELOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA.

Son tres los modelos de componentes de los sistemas de distribución que se utilizan principalmente y estos son:

- Transformadores de potencia
- Líneas aéreas
- Cables subterráneos

5.2.2.4.1 MODELO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

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

1.- Representación en redes de secuencia: Para esto se requiere conocer el tipo de conexión de los devanados del transformador.

2.- Cálculo de los parámetros: Básicamente lo que se necesita conocer es la impedancia equivalente o reactancia.

La representación de la impedancia del transformador de potencia en redes de secuencia se obtiene de la figura 5.2.2.4.1.1.

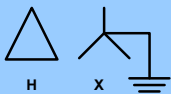
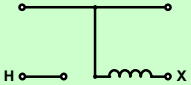
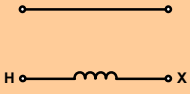
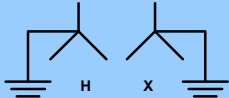
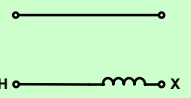

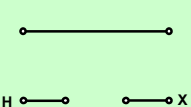
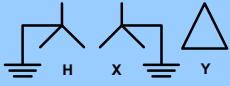
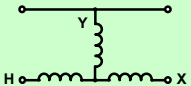
CONEXIONES	SEC. CERO	SEC. (+) Y (-)
		
		
		
		

Figura 5.2.2.4.1.1: Diagrama de circuitos equivalentes de secuencias de transformadores de potencia.

5.2.2.4.2 MODELO DE LÍNEAS AÉREAS.

Existen cuatro parámetros que afectan el comportamiento de una línea aérea:

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

Para propósitos de representación de líneas aéreas en los estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones, solamente se consideran los parámetros correspondientes a la impedancia serie, entonces se modela la línea si conocemos la impedancia serie de ella para las secuencias positiva negativa y cero.

5.2.2.4.3 MODELO DE CABLES SUBTERRÁNEOS.

Las expresiones matemáticas para el cálculo de impedancias de cables subterráneos son muy similares a las indicadas para líneas aéreas, y los factores que se enlistan a continuación son los que afectan el valor de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero:

- **Aislamiento:** Espesor, tipo y temperatura de operación máxima.
- **Conductor:** Sólidos o dispuesto en diferentes formas; concéntrico circular, circular compacto, sectorial, anular o segmental.
- **Forma de construcción de conductores:** Multipolares o unipolares.
- **Forma de instalación:** Directamente enterrados o en ductos, profundidad, separación y disposición de los cables.
- **Pantalla metálica:** Conductor concéntrico sobre el aislamiento de material no magnético.

La función principal de determinar el valor de las impedancias de secuencia positiva (Z_1), secuencia negativa (Z_2) y secuencia cero (Z_0) en líneas aéreas y cables subterráneos en la red de distribución, es que permite la realización de análisis de caídas de voltaje, estudio de cortocircuito de sistemas de distribución de energía eléctrica, comportamiento del cable en regímenes transitorios, pruebas y mantenimiento correspondiente.

5.2.3 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.

Con los estudios de cortocircuito, se determinan las corrientes de fallas, aportaciones y voltajes en los diversos puntos del sistema de distribución.

La evaluación de las corrientes de cortocircuito en las diferentes partes del sistema de distribución nos permite determinar lo siguiente:

1. Conocimiento de los valores de corriente de falla a través de cualquier elemento del sistema para analizar su comportamiento bajo esas condiciones.
2. Verificar que la capacidad interruptiva de los interruptores, restauradores seccionadores y cortocircuitos es la adecuada.
3. Seleccionar los ajustes apropiados de los dispositivos de protección como relevadores, fusibles y restauradores.
4. Dimensionar los conductores de la red de tierras de la subestación para minimizar los riesgos del personal, que puedan estar en contacto con aparatos y equipos conectados con dicha red, durante la ocurrencia de fallas de fase a tierra.

Las etapas finales de los estudios de cortocircuito involucran la determinación de las magnitudes de corriente de falla en cada uno de los nodos seleccionados. La interpretación y aplicación de los resultados es asegurar la selectividad en la operación de los dispositivos de protección, siendo necesario para ello, llevar a cabo el estudio de coordinación de protecciones.

5.2.4 ESTUDIO DE CÁLCULO DE AJUSTES.

El objetivo principal de este estudio es determinar las características, capacidad y ajustes de los dispositivos de protección por sobrecorriente del sistema para optimizar su funcionamiento, aumentando de esta manera la confiabilidad del sistema. En la figura 5.2.4.1 se muestra un mapa conceptual para efectuar un estudio de cálculo de ajustes de las protecciones, de un sistema de distribución.

Este estudio consiste de un análisis ordenado de las características tiempo-corriente de todos los dispositivos de protección en serie, desde el final de la carga hasta la subestación de distribución. Además se comparan los tiempos de operación de los diversos dispositivos de protección para ciertos niveles de corriente de cortocircuito que circulan a través de ellos; para diferentes tipos de fallas. Existen dos formas básicas de llevar a cabo el cálculo de ajustes de las protecciones por sobrecorriente:

- Coordinación por magnitud de corriente.
- Coordinación por tiempo.

5.2.5 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

Los resultados de un estudio de cálculo de ajustes de las protecciones nos indican si con los ajustes y características proporcionadas a los dispositivos de protección, se tiene una adecuada selectividad en su operación para las corrientes de cortocircuito que se consideraron en los puntos de interés.

En caso de que se analice que no existe la adecuada operación de estos dispositivos, se tienen que tomar acciones como: cambio de ajustes, cambio de dispositivos (tipo o característica), u otra, según el caso de estudio.

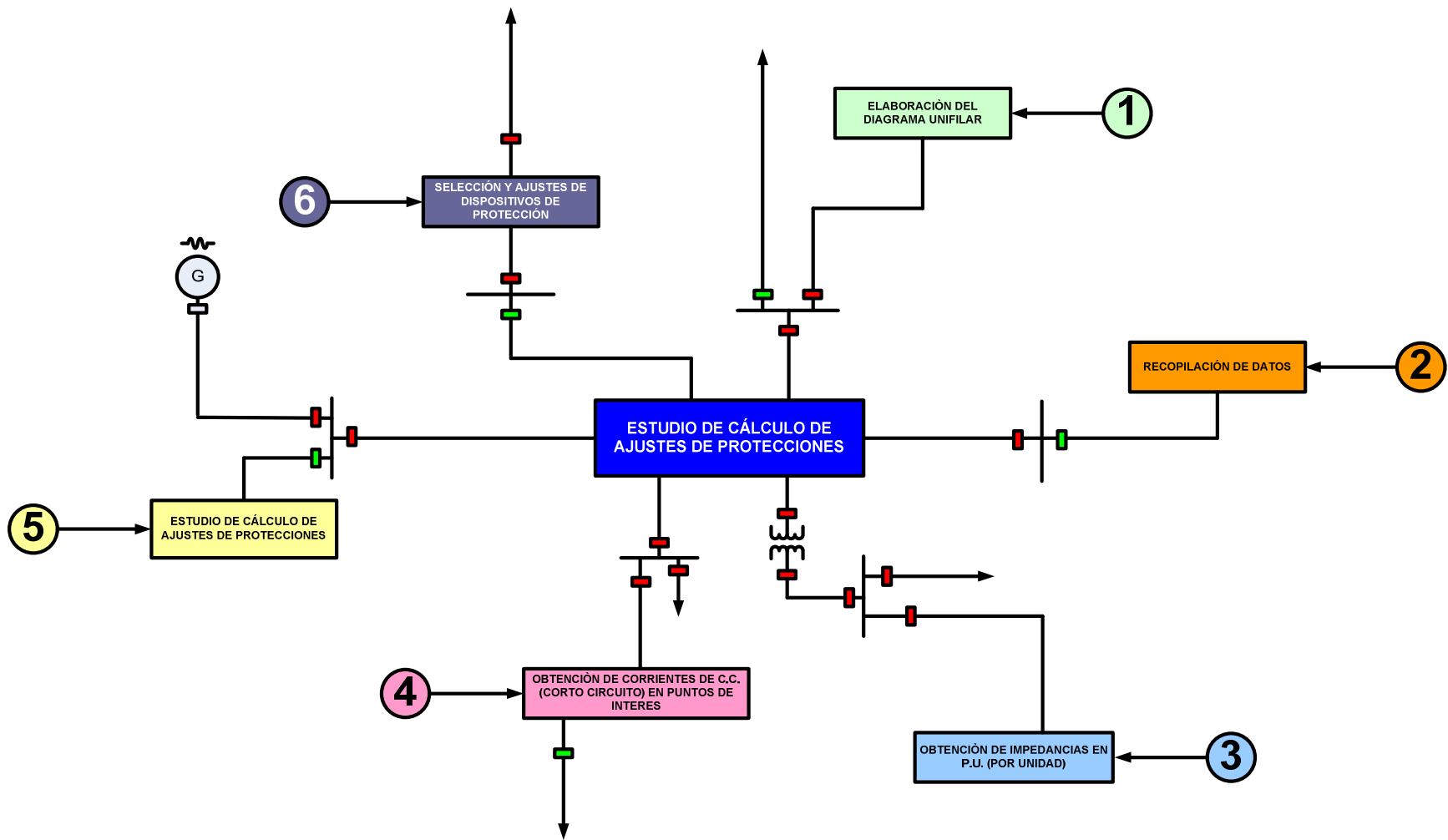


Figura5.2.4.1: Mapa conceptual para el estudio de cálculo de ajustes de las protecciones, de un sistema de distribución.

5.3 AJUSTES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

El relevador SEL-351, cuenta con un gran número de ajustes debido a sus características multifuncionales que cubren por completo las necesidades de protección de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

El objetivo fundamental de este subcapítulo es proporcionar un panorama general de los ajustes principales del relevador SEL-351, aplicados a los sistemas de distribución y en especial para un alimentador de distribución aéreo.

5.3.1 GRUPOS DE AJUSTES MÚLTIPLES.

El relevador SEL-351 cuenta con seis grupos de ajustes independientes. Cada grupo de ajustes abarca un relevador completo (sobrecorriente, recierre, frecuencia, etc.), y sus respectivos ajustes de la ecuación de control *SELogic*.

Los ajustes de la ecuación de control *SELogic* consisten de los bits del Relay Word o Palabra del Relevador y los símbolos de las funciones lógicas *AND* (*), *OR* (+), *NOT* (!) flanco ascendente (/), flanco descendente (\) y paréntesis (). A continuación se enuncia un ejemplo:

$$\mathbf{TR = 51PT + 51 GT + 50 PI + 50G1}$$

Los ajustes de esta ecuación de control también pueden ser ajustados directamente a (“1” lógico) o (“0” lógico).

En la tabla 5.3.1.1 se muestran las definiciones para la indicación del grupo de ajustes activo.

Bit Relay Word	Definición	Aplicación
SG1	Grupo de Ajustes 1 Activo	Indicación
SG2	Grupo de Ajustes 2 Activo	
SG3	Grupo de Ajustes 3 Activo	
SG4	Grupo de Ajustes 4 Activo	
SG5	Grupo de Ajustes 5 Activo	
SG6	Grupo de Ajustes 6 Activo	

Tabla 5.3.1.1: Definiciones para la Indicación del grupo de ajustes *ACTIVO* de los bits del Relay Word o Palabra del Relevador SG1 al SG6.

*Solo un grupo de ajustes puede ser activado a la vez.

Por ejemplo, si el grupo de ajustes 1 es el que se activa, el bit del Relay Word o Palabra del Relevador SG1 se afirma a (“1” lógico), y los otros bits SG2, SG3, SG4, SG5, y SG6 quedan desafirmados a (“0” lógico).

La selección del grupo de ajustes activo se realiza con:

- Ajustes de la ecuación de control *SELogic* SS1 al SS6
- EL comando GROUP del puerto serie
- El botón de presión del panel frontal (GROUP)

Los ajustes de la ecuación de control *SELogic* SS1 al SS6 tienen prioridad sobre los dos anteriores.

5.3.2 COMANDOS SET DEL PUERTO SERIE.

Los comandos del puerto serie SET (ajuste) y SHOWSET (mostrar ajuste) y el botón SET del panel frontal se utilizan para ver o cambiar los ajustes del relevador.

En la tabla 5.3.2.1 mostrada a continuación se enuncian los diferentes tipos de comandos SET del puerto serie.

Comando	Tipo de Ajustes	Descripción
SETn	Relay	Elementos de Sobrecorriente y Voltaje, recierre del relevador, temporizadores, etc., para el grupo de ajustes n (n= 1, 2, 3, 4, 5, 6)
SET Ln	Logic	Ecuaciones de Control SELlogic para el grupo de ajustes n (n= 1, 2, 3, 4, 5, 6)
SET G	Global	Monitoreo de la Batería e interruptor, temporizadores del filtrado de entradas optoaisladas, etc.
SET R	SER	Condiciones de arranque del registrador de eventos Secuenciales
SET T	Text	Pantalla por default del panel-frontal y texto de control local.
SET P n	Port	Ajustes del puerto serie para el Puerto Serie n (n = 1, 2, 3)

Tabla 5.3.2.1: Comandos SET del puerto serie.

5.3.3 AJUSTES DIVERSOS.

El relevador SEL-351, tiene dos etiquetas de identificación.

El identificador del relevador (RID) o tipo de esquema de protección y el identificador Terminal (TID) que incluye una abreviatura del nombre de la subestación y la terminal de línea.

Los ajustes RID y TID incluyen los caracteres siguientes: (0-9), (A-Z), (-), (/), (·), (espacio).

5.3.3.2 RELACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y POTENCIAL.

Las relaciones de los transformadores de corriente de fases y de neutro son ajustables independientemente.

Si In esta conectado residualmente con Ia, Ib e Ic, entonces la relación de ajuste CTR y CTRN son iguales.

Se tienen dos relaciones de transformación para los transformadores de potencial.

La relación del transformador de potencial de fases (PTR) y la relación de potencial para el voltaje de sincronismo (PTRS).

5.3.3.3 AJUSTES DE LA LÍNEA.

Los ajustes de impedancia de secuencia positiva, y cero de la línea (Z_1MAG , Z_1ANG , Z_0MAG y Z_0ANG) son de utilidad para el localizador de fallas.

El ajuste de la longitud de la línea (LL) es también utilizado en el localizador de fallas.

Los ajustes de la impedancia de la línea Z_1MAG , Z_1ANG , Z_0MAG y Z_0ANG son ajustados en Ohms (Ω) secundarios.

La impedancia de la línea (Ω primarios) es convertida en Ω secundarios en la forma siguiente:

$$\Omega_{SECUNDARIOS} = \frac{CTR}{PTR}$$

Donde:

CTR: Relación de transformación de corriente de fase.

PTR: Relación de transformación de potencial de fase.

5.3.3.4 AJUSTES DE HABILITACIÓN.

El relevador proporciona ajustes para habilitar y deshabilitar los elementos del relevador y sus funciones.

Cuando estos ajustes de habilitación son ajustados a N (ninguno), por ejemplo: E50P = N, el relevador deshabilita todos los elementos asociados con el ajuste habilitado.

5.3.3.5 AJUSTES DE PARÁMETROS DEL SISTEMA.

El ajuste NFRE es igual a la frecuencia nominal del sistema de potencia, ya sea 50 ó 60 Hz.

El ajuste PHROT es igual a la rotación de fase del sistema de potencia, ya sea ABC o ACB.

El ajuste DATE_F se utiliza para formatear la fecha desplegada en los reportes del relevador y el display del panel frontal.

5.3.3.6 HOJAS DE AJUSTE.

Las hojas de ajustes que se comentan a continuación incluyen la definición, rango de ajuste, y ajuste específico de la función del relevador que se está utilizando, principalmente las funciones que se utilizan para protección de alimentadores de distribución.

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351
AJUSTES DEL RELEVADOR (COMANDO SET DEL PUERTO SERIE Y PANEL FRONTAL)

Etiqueta Identificadora

Identificador de Relevador (30 caracteres)
Identificador Terminal (30 caracteres)

RID = _____
TID = _____

Relación de Transformadores de Corriente y Potencial

Relación del Transformador de Corriente fase (IA, IB, IC) (1-6000)
Relación del Transformador de Corriente neutral (IN) (1-6000)
Relación del Transformador de Potencial fase (VA, VB, BC) (1-10000)
Relación del Transformador de Potencial Voltaje de Sincronismo (VS) (1-10000)

CTR = _____
CTRN = _____
PTR = _____
PTRS = _____

Ajustes de la Línea de distribución

Magnitud de la impedancia de la línea de secuencia-positiva
(0.05-255.00Ω secundarios {5 A nom.})
Ángulo de impedancia de la línea secuencia-positiva (40.00-90.00 grados)
Magnitud de la impedancia de la línea de secuencia-cero
(0.05-255.00Ωsec. {5 A nom.})
Ángulo de impedancia de la línea secuencia-cero (40.00-90.00 grados)
Longitud de la Línea (0.10-999.00, sin unidades)

Z1MAG = _____
Z1ANG = _____

Z0MAG = _____
Z0ANG = _____
LL = _____

Ajustes de Habilitación de Sobrecorriente Instantáneo

Niveles de los elementos de Fases (N, 1-6)
Niveles de los elementos de tierra neutral-canal IN (N, 1-6)
Niveles de los elementos de tierra residual (N, 1-6)
Niveles de los elementos de secuencia negativa (N, 1-6)

E50P = _____
E50N = _____
E50G = _____
E50Q = _____

Ajustes de Habilitación de Sobrecorriente de Tiempo

Elementos de fase (N, 1, 2)
Elementos de tierra Neutral-Canal IN (Y, N)
Elementos de tierra residual (Y, N)
Elementos de Secuencia Negativa (Y, N)

E51P = _____
E51N = _____
E51G = _____
E51Q = _____

Otros Ajustes de Habilitación

Control Direccional (Y, AUTO, N)
Invasión de Carga (Y, N)
Cierre-bajo-falla (Y, N)
Elementos de Voltaje (Y, N)
Verificación de Sincronismo (Y, N)

E32 = _____
ELOAD = _____
ESOFT = _____
EVOLT = _____
E25 = _____

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351
AJUSTES DEL RELEVADOR (COMANDO SET DEL PUERTO SERIE Y PANEL FRONTAL)

Localizador de falla (Y, N)	EFLOC = _____
Pérdida de potencial (Y, N)	ELOP = _____
Esquema de disparo de comunicaciones-asistidas (N, DCB, POTT, DCUB1, DCUB2)	ECOMM = _____
Elementos de frecuencia (N, 1-6)	E81 = _____
Recierre (N, 1-4)	E79 = _____
Temporizadores Variables de la Ecuación de Control SELogic (N, 1-16)	ESV = _____
Medición de la Demanda (THM = Térmica, ROL = Rolada)	EDEM = _____

Elementos de Sobrecorriente Instantánea de Fases

Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P1P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P2P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P3P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P4P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P5P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P6P = _____

Temporizadores de los elementos de Sobrecorriente Instantánea de Fases

Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67P1D = _____
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67P2D = _____
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67P3D = _____
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67P4D = _____

Elementos de Sobrecorriente Instantánea de Tierra Neutral-Canal IN

Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N1P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N2P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N3P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N4P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N5P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N6P = _____

Temporizadores de los elementos de Sobrecorriente Instantánea de tierra Neutral

Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67N1D = _____
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67N2D = _____
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67N3D = _____
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67N4D = _____

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351
AJUSTES DEL RELEVADOR (COMANDO SET DEL PUERTO SERIE Y PANEL FRONTAL)

Elementos de Sobrecorriente Instantánea de Tierra Residual

Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G1P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G2P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G3P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G4P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G5P = _____
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G6P = _____

Temporizadores de los elementos de Sobrecorriente

Instantánea de Tierra Residual

Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67G1D = _____
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67G2D = _____
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67G3D = _____
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67G4D = _____

Elemento de Sobrecorriente de Tiempo de Fase

Pick up (OFF, 0.50-16.00 A {5 A nom.})	51PP = _____
Curva (U1-U5, C1-C5)	51PC = _____
Tiempo-Dial (0.50-15.00 para curvas U1-U5, 0.05-1.00 para curvas C1-C5)	51PTD = _____
Restablecimiento electromecánico (Y, N)	51PRS = _____

Elemento de Sobrecorriente de Tiempo de Tierra Neutral-Canal IN

Pick up (OFF, 0.50-16.00 A {5 A nom.})	51NP = _____
Curva (U1-U5, C1-C5)	51NC = _____
Tiempo-Dial (0.50-15.00 para curvas U1-U5, 0.05-1.00 para curvas C1-C5)	51NTD = _____
Restablecimiento electromecánico (Y, N)	51NRS = _____

Elemento de Sobrecorriente de Tiempo de Tierra Residual

Pick up (OFF, 0.50-16.00 A {5 A nom.})	51GP = _____
Curva (U1-U5, C1-C5)	51GC = _____
Tiempo-Dial (0.50-15.00 para curvas U1-U5, 0.05-1.00 para curvas C1-C5)	51GTD = _____
Restablecimiento electromecánico (Y, N)	51GRS = _____

Elementos de Frecuencia

Bloqueo de bajo voltaje de fase (20.0-150.0 V secundarios)	27B81P = _____
Pick up Nivel 1 (OFF, 40.10-65.0 Hz)	81D1P = _____
Retardo de Tiempo Nivel 1 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D1D = _____
Pick up Nivel 2 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D2P = _____
Retardo de Tiempo Nivel 2 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D2D = _____
Pick up Nivel 3 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D3P = _____
Retardo de Tiempo Nivel 3 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D3D = _____
Pick up Nivel 4 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D4P = _____
Retardo de Tiempo Nivel 4 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D4D = _____
Pick up Nivel 5 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D5P = _____
Retardo de Tiempo Nivel 5 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D5D = _____
Pick up Nivel 6 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D6P = _____
Retardo de Tiempo Nivel 6 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D6D = _____

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351
AJUSTES DEL RELEVADOR (COMANDO SET DEL PUERTO SERIE Y PANEL FRONTAL)

Elementos de Voltaje

Pick up de bajo voltaje de fase (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	27P1P = _____
Pick up de bajo voltaje de fase (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	27P2P = _____
Pick up de sobre voltaje de fase (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59P1P = _____
Pick up de sobre voltaje de fase (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59P2P = _____
Pick up de sobre voltaje de secuencia cero (3VO) (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59N1P = _____
Pick up de sobre voltaje de secuencia cero (3VO) (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59N2P = _____
Pick up de sobre voltaje de secuencia negativa (V2) (OFF, 0.0-100.0 V secundarios)	59QP = _____
Pick up de sobre voltaje de secuencia positiva (V1) (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59V1P = _____
Pick up de bajo voltaje del canal VS (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	27SP = _____
Pick up de sobre voltaje del canal VS (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59S1P = _____
Pick up de sobre voltaje del canal VS (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59S2P = _____
Pick up de bajo voltaje fase a fase (OFF, 0.0-260.0 V secundarios)	27PP = _____
Pick up de sobre voltaje fase a fase (OFF, 0.0-260.0 V secundarios)	59PP = _____

Recierre de Relevador

Tiempo del intervalo abierto 1 (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79O11 = _____
Tiempo del intervalo abierto 2 (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79O12 = _____
Tiempo del intervalo abierto 3 (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79O13 = _____
Tiempo del intervalo abierto 4 (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79O14 = _____
Tiempo de restablecimiento del ciclo de recierre (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79RDS = _____
Tiempo de reestablecimiento del bloqueo (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79RSLD = _____
Límite del tiempo de supervisión de recierre (OFF, 0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 coclios) (ajuste 79 CLSD = 0.00 para la mayoría de las aplicaciones)	79CLSD = _____

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351
AJUSTES DE LA ECUACIÓN DE CONTROL SELogic (COMANDO DEL PUERTO SERIE SET L)

Ecuaciones de la Lógica de Disparo

Otras condiciones de disparo	TR = _____
Condiciones de disparo de las Comunicaciones-asistidas	TRCOMM = _____
Condiciones de disparo de Cierre-bajo-falla	TRSOFT = _____
Condiciones de disparo de Disparo Transferido directo	DTT = _____
Condiciones de desollado del disparo	ULTR = _____

Ecuaciones de la Lógica de Cierre

Estado del interruptor	52A = _____
Condiciones de cierre (aparte del recierre automático o comando CLOSE)	CL = _____
Condiciones de desollado del cierre	ULCL = _____

Ecuaciones de Recierre del Relevador

Inicio del recierre	79RI = _____
Supervisión del inicio del recierre	79RIS = _____
Conducir-a-bloqueo	79DTL = _____
Conducir a último pulso del recierre	79DLS = _____
Brincarse un paso del recierre	79SKP = _____
Paro del proceso del intervalo	79STL = _____
Proceso del Restablecimiento del bloqueo	79BRS = _____
Coordinación de la secuencia	79SEQ = _____
Supervisión del recierre	79CLS = _____

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351
AJUSTES GLOBALES (COMANDO DEL PUERTO SERIE SET G Y PANEL FRONTAL)

Configuración del Sistema de Potencia y Formato de Fecha

Frecuencia Nominal (50 Hz, 60 Hz)	NFREQ = _____
Rotación de Fases (ABC, ACB)	PHROT = _____
Formato de Fecha (MDY, YMD)	DATE_F = _____

5.4 DESARROLLO DE UN CASO PRÁCTICO.

En el análisis de este subcapítulo, para fines prácticos se aplica la metodología desarrollada en el subcapítulo 5.2, para realizar el cálculo de ajustes de las protecciones del relevador SEL-351, aplicado a un alimentador de distribución de 23 kV aéreo.

Los pasos que se deben realizar para desarrollar la metodología propuesta, se indican a continuación:

5.4.1 ELABORACIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR.

El sistema de distribución adoptado, pertenece a una subestación de distribución que esta compuesta por dos transformadores de potencia con arreglo de doble barra en 230 kV y arreglo de doble anillo en 23 kV, integrado por ocho alimentadores. El alimentador 27 es el que se eligió para nuestro caso en estudio y pertenece al transformador de potencia T221-A, ver figura 5.4.1.1.

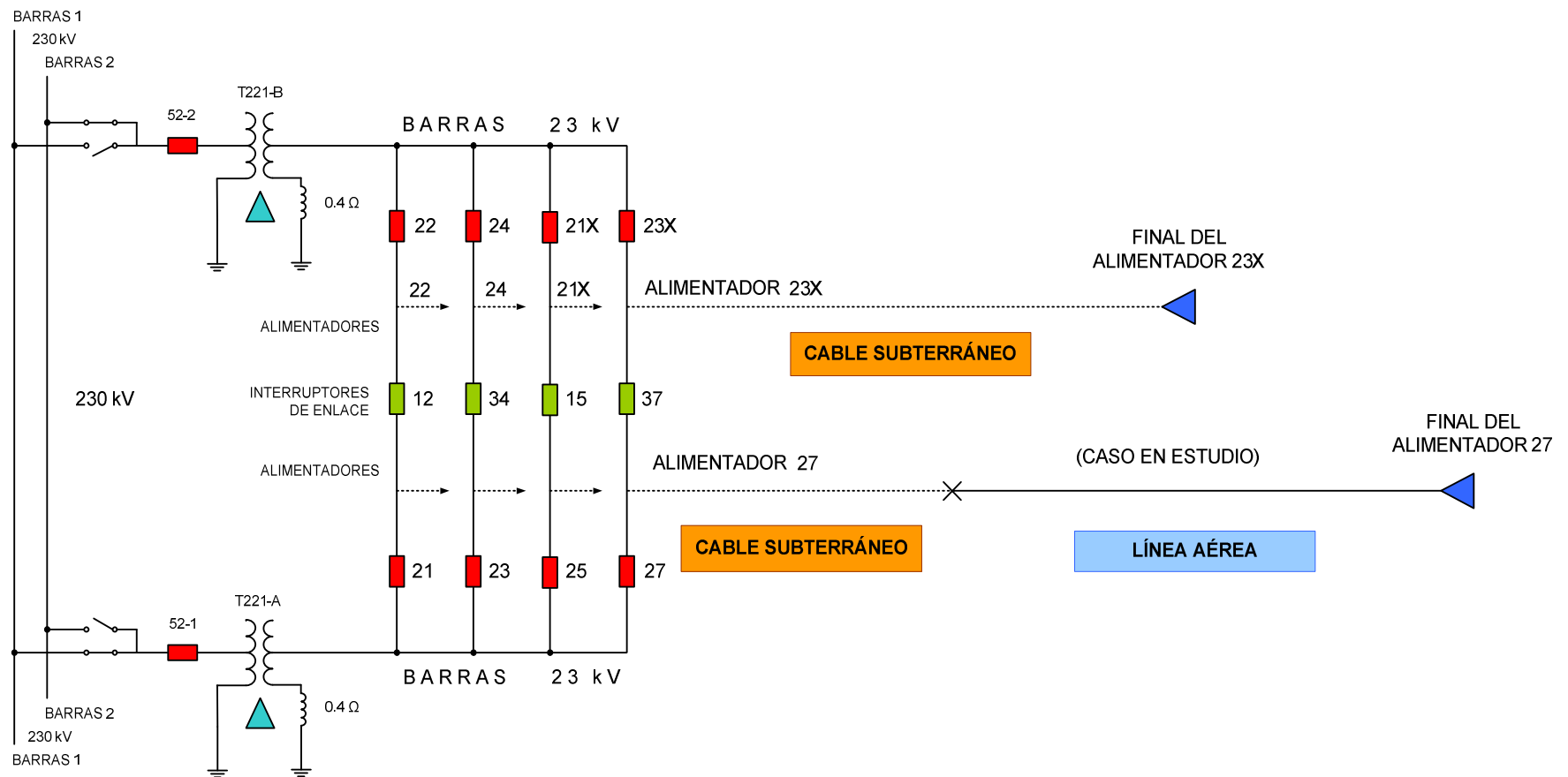


Figura 5.4.1.1: Diagrama unifilar de la subestación de distribución propuesta, bajo estudio.

5.4.2 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE 230/23 kV.

Las características generales de la subestación son las siguientes:

5.4.2.1 CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INSTALADA Y FIRME.

La capacidad instalada de los transformadores de potencia es de 120 MVA por subestación, con dos transformadores trifásicos de 60 MVA, lo que da una capacidad firme de 72 MVA, aceptando una sobrecarga de 20% en uno de los transformadores, cuando el otro esta fuera de servicio.

5.4.2.2 CARGA CONECTADA.

Los subestación de distribución esta diseñada con dos transformadores trifásicos de 60 MVA, para alimentar una carga constituida por ocho alimentadores de 23 kV, con una capacidad de 9 MVA cada uno, lo que da una carga total máxima de 72 MVA.

- Capacidad instalada = 2 transformadores de 60 MVA cada uno = 120MVA
- Capacidad firme = 60 MVA x 1.2 = 72 MVA (por transformador)
- 8 Alimentadores x 9 MVA = 72 MVA (dos transformadores)
- 4 Alimentadores x 9 MVA = 36 MVA (un transformador)

El equipo e instalaciones de la sección de 23 kV, tiene capacidad suficiente para soportar una carga de 12 MVA por alimentador.

5.4.2.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Las características de los transformadores de potencia instalados en estas subestaciones son las siguientes:

Transformador de Potencia:	Trifásico
Capacidad:	36 / 45 / 60 MVA
Clase de Enfriamiento:	OA / FA / FOA
Número de Devanados:	3
Niveles de Tensión:	Primario - Secuendario - Terciario
Conexión:	Primario - Secuendario - Terciario
Impedancia en %:	Primario - Secuendario (ZPS) Primario - Terciario (ZPT) Secuendario - Terciario (ZST)

Tabla 5.4.2.3.1: Resumen de datos de placa del transformador de potencia T221-A.

5.4.2.4 CÁLCULO DE LAS IMPEDANCIAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Estos cálculos se efectúan, aplicando las ecuaciones establecidas para el cálculo de impedancias de un transformador de potencia de tres devanados y los resultados se obtienen en las cantidades siguientes.

- Impedancias en % (%Z).
- Impedancias en *p.u.*

En la tabla 5.4.2.4.1 se muestran los resultados del cálculo de impedancias del transformador de potencia T221-A.

AJUSTES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

TRANFORMADOR DE POTENCIA	TENSIÓN NOMINAL KV			POTENCIA NOMINAL MVA			CONEXIÓN			% DE IMPEDANCIA (%Z)		
				PRIMARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO						
	PRIMARIO	SECUNDARIO	TERCIARIO	SECUNDARIO	TERCIARIO	TERCIARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	TERCIARIO	ZPS	ZPT	ZST
	P	S	T	PS	PT	ST	P	S	T			
T221-A	220	23	13.5	60	60	60				17.02	29.7	7.30

Tabla 5.4.2.3.1: Resumen de los datos de placa del transformador de potencia T221-A

% Z A 100 MVA Y TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA			IMPEDANCIA (Z) EN POR UNIDAD A 100 MVA Y TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA (CONSIDERANDO UN ÁNGULO DE 87.14°)								
ZPS	ZPT	ZST	ZPS	ZPT	ZST	ZP	ZS	ZT			
26.00	45.29	12.17	0.1295 + j 0.2592	0.0226 + j 0.4523	0.006071 + j 0.12152	0.014738 + j 0.295013	0.007859 + j 0.157315	-0.001788 - j 0.0358			

Tabla 5.4.2.4.1: Resultados del cálculo de impedancias del transformador de potencia T221-A

5.4.2.5 REACTOR LIMITADOR DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Debido a que el valor de cortocircuito de fase a tierra en las barras de 23 kV de la subestación de distribución es muy alto, se conecta un reactor en el neutro del transformador del lado de 23 kV, para limitar la corriente de fase a tierra durante condiciones de falla.

Es importante señalar que este reactor no conduce corriente en condiciones normales de operación.

Las características técnicas del reactor son las siguientes.

Tipo de Reactor:	Reactor Límitador de Corriente
Aplicación:	Intemperie
Norma:	IEC
Número de fases:	Monofásico
Frecuencia nominal:	60 ciclos
Voltaje nominal:	23 kV
Reactancia:	0,4 Ω
Tipo de Aislamiento:	Alta contaminación

Tabla 5.4.2.5.1: Datos de placa del reactor limitador de corriente.

5.4.2.6 ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.

Los alimentadores de distribución de 23 kV, que suministran el servicio de energía eléctrica a los usuarios pueden estar contruidos de la forma siguiente:

- Línea aérea con cable desnudo
- Línea aérea con cable tipo cubierto
- Línea aérea con cable semiaislado
- Cable subterráneo
- Cable subterráneo y línea aérea desnuda.

Debido a que los alimentadores de distribución aéreos desnudos son los que se encuentran sometidos a un mayor numero de fallas, además de que se justifica el uso del recierre automático, se eligió el alimentador 27 como caso en estudio.

En la figura 5.4.2.6.1 se muestra el diagrama unifilar de los alimentadores de 23 kV.

5.4.2.6.1 ALIMENTADOR 27 (CASO EN ESTUDIO).

El alimentador 27 tiene una longitud total de 3.3 kilómetros y esta construido por los tipos de conductores siguientes:

- Cable subterráneo (23PTI x 240) de 0.3 kilómetros de longitud.
- Línea aérea desnuda (ALD 336) de 3.0 kilómetros de longitud.

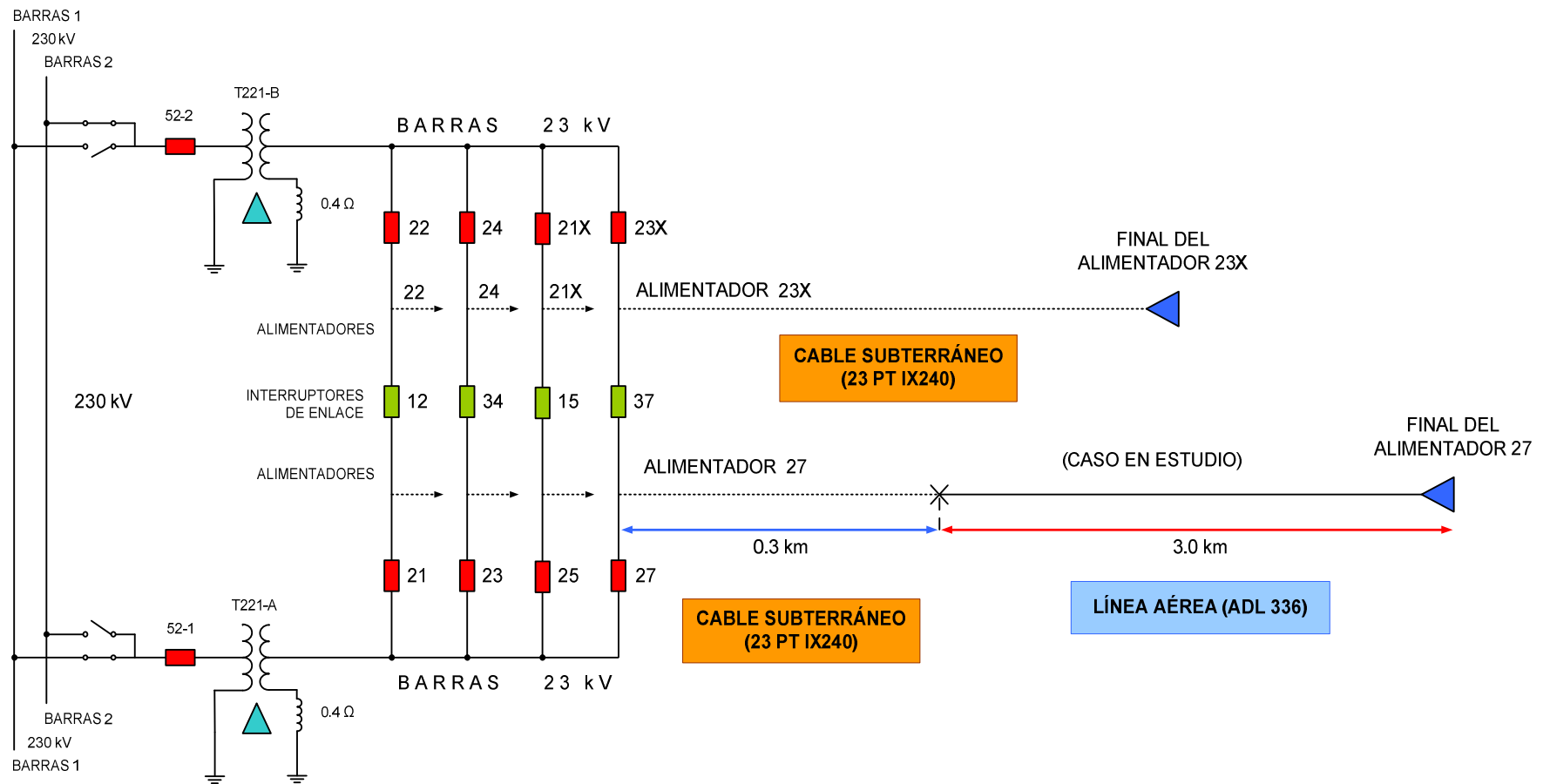


Figura 5.4.2.6.1: Diagrama unifilar de los alimentadores de distribución de 23 kV.

■ Cable subterráneo 23 PT1X 240.

Las características principales del cable 23 PT1X 240 se muestran a continuación:

- ☑ -Temperatura de operación normal del conductor a 75°C
- ☑ -Cable monopolar
- ☑ -Conductor redondo normal de cobre suave, clase B
- ☑ -Cinta de papel semiconductor
- ☑ -Aislamiento de papel impregnado en aceite
- ☑ -Cinta de papel intercalada con una cinta de cobre
- ☑ -Pantalla de plomo
- ☑ -Cubierta exterior de polietileno (PE) o policloruro de vinilo (PVC) negra.

En las figuras 5.4.2.6.1.2.A, 5.4.2.6.1.2.B y en la tabla 5.4.2.6.1.1; se muestran las características dimensionales del cable monopolar de 23 kV con aislamiento de papel impregnado en aceite 23 PT1X 240.

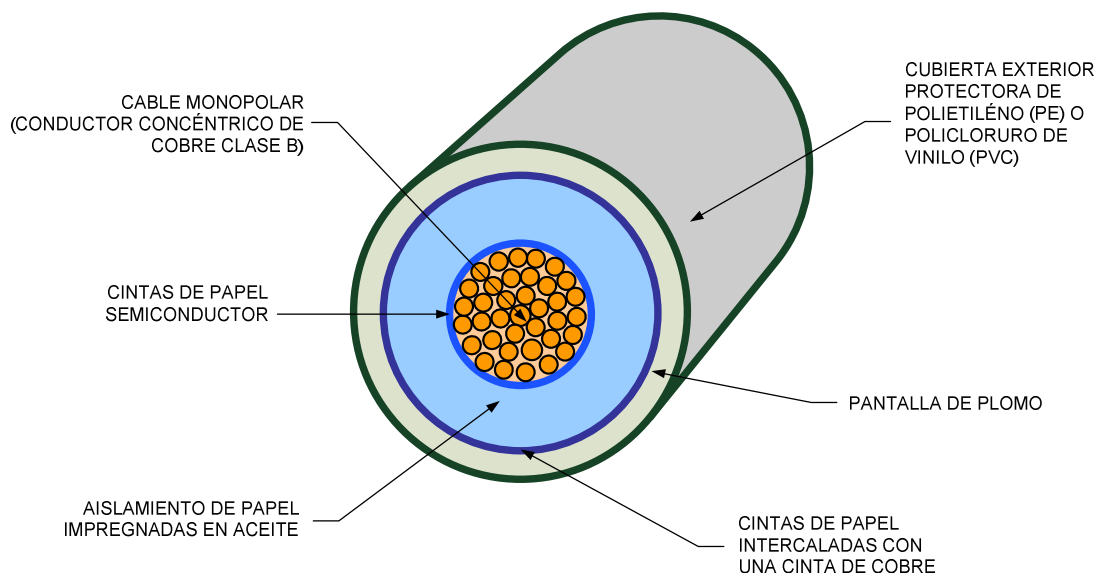


Figura 5.4.2.6.1.2.A: Características dimensionales de los cables 23 PT1X 240.

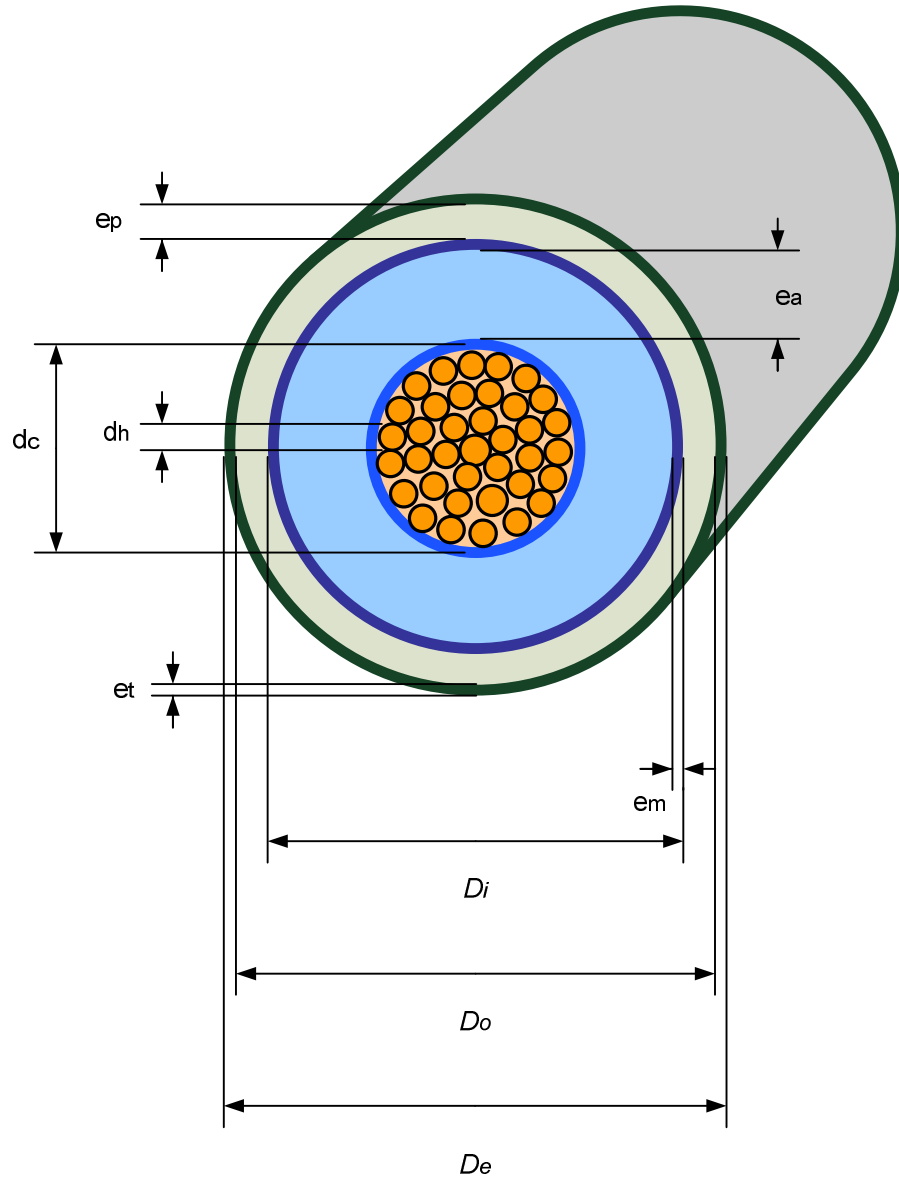


Figura 5.4.2.6.1.2.B: Características dimensionales de los cables 23 PT1X 240.

Símbolo	Característica	Unidad	1 X 240
A	Sección transversal del conductor	[mm ²]	240,00
N	Número de hilos	[]	37,00
d _c	Diámetro del conductor	[mm]	20,11
d _h	Diámetro de cada hilo	[mm]	2,87
e _a	Espesor del aislamiento	[mm]	5,72
e _m	Espesor de la cinta de cobre	[mm]	0,08
e _p	Espesor de la cubierta de plomo	[mm]	2,16
e _t	Espesor de cubierta exterior termoplástica	[mm]	2,03
D _o	Diámetro exterior de la cubierta de plomo	[mm]	36,03
D _i	Diámetro interior de la cubierta de plomo	[mm]	31,71
d _s	Diámetro medio de la cubierta de plomo	[mm]	33,87
r _o	Radio exterior de la cubierta de plomo	[mm]	18,01
r _i	Radio interior de la cubierta de plomo	[mm]	15,85
D _e	Diámetro exterior del cable	[mm]	40,09

Tabla 5.4.2.6.1.1: Características dimensionales de los cables 23 PT1X 240.

Los elementos característicos que originan variación en los valores de impedancia son los siguientes:

- **Aislamiento:** Tipo, espesor, y temperatura de operación.
- **Conductor:** Tipo, cableado y número de hilos.
- **Forma de construcción:** Monopolares y tripolares
- **Forma de instalación:** Separación y disposición de los cables
- **Pantalla metálica:** Cubierta de plomo, alambres, cintas planas o corrugadas.

En la tabla 5.4.2.6.1.2 se indican los valores calculados de impedancias de secuencia positiva (Z_1), secuencia negativa (Z_2), secuencia cero (Z_0) del cable subterráneo 23 PT1X 240.

AJUSTES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

TIPO DE CONDUCTOR (MONOPOLAR)	RESISTENCIA DE C.A. A 75° C Ohm / Km (1) r_c	RESISTENCIA DE PANTALLA A 65° C Ohm / Km (2) r_s	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO mm RMG	REACTANCIA DEL CONDUCTOR Ohm / Km (3) X_L	REACTANCIA MUTUA CONDUCTOR Y PANTALLA X_m
IX240	0.0912	1.1478	7.7222	0.2266	0.1674

IMPEDANCIA (Z)							
SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA Z1=Z2		SECUENCIA CERO Z0: Regreso de la corriente 3I ₀ por:					
		Tierra y Pantalla (en paralelo)		Únicamente por Pantalla		Únicamente por Tierra	
Resistencia Ohm / Km	Reactancia Ohm / Km	Resistencia Ohm / Km (4)	Resistencia Ohm / Km (4)	Resistencia Ohm / Km	Resistencia Ohm / Km	Resistencia Ohm / Km (4)	Resistencia Ohm / Km (4)
0.1151	0.2231	0.9585	0.5064	14.170	0.0592	0.2692	2.1734

- (1) Temperatura normal del conductor
- (2) La temperatura de la pantalla se considera 10°C debajo de la temperatura del conductor
- (3) La forma de instalación en ducto de un circuito: 4 vías (DMG=156.022 mm)
- (4) Regreso de corriente SEC(0) utilizando los valores de $\rho_c = 100$ Ohm/metro; $D_c = 8.53 \times 105$ mm, $r_c = 0.178$ Ohm/km

Tabla 5.4.2.6.1.2: Valores de impedancia del cable subterráneo 23 PT1X 240.

■ Línea aérea desnuda ALD 336.

Las principales características de los conductores de aluminio con cableado concéntrico (ALD o AAC) son los siguientes:

- ☑ -ALD 336 (conductor de aluminio).
- ☑ -Temperatura de operación 75°C
- ☑ -19 hilos de aluminio de 3.38 mm. de diámetro.
- ☑ -Diámetro exterior del conductor 16.90 mm.

En la figura 5.4.2.6.1.3 y en la tabla 5.4.2.1.3 se muestran las principales características de los conductores de aluminio ALD 336.

La tabla 5.4.2.6.1.4 indica la corrección de la resistencia de C.D. a diferentes temperaturas en C.A. del conductor aéreo ALD 336.

Los factores que afectan los valores de las impedancias de secuencia de una línea aérea se mencionan a continuación:

- Características físicas del conductor (Z_1 , Z_2 , y Z_0).
- Disposición con respecto a otros conductores del sistema trifásico (Z_1 , Z_2 , y Z_0).
- Propiedades del terreno (Z_0)
- Número de hilos de guarda (Z_0)

En la tabla 5.4.2.6.1.5 se indican los valores calculados de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del conductor aéreo ALD 336.

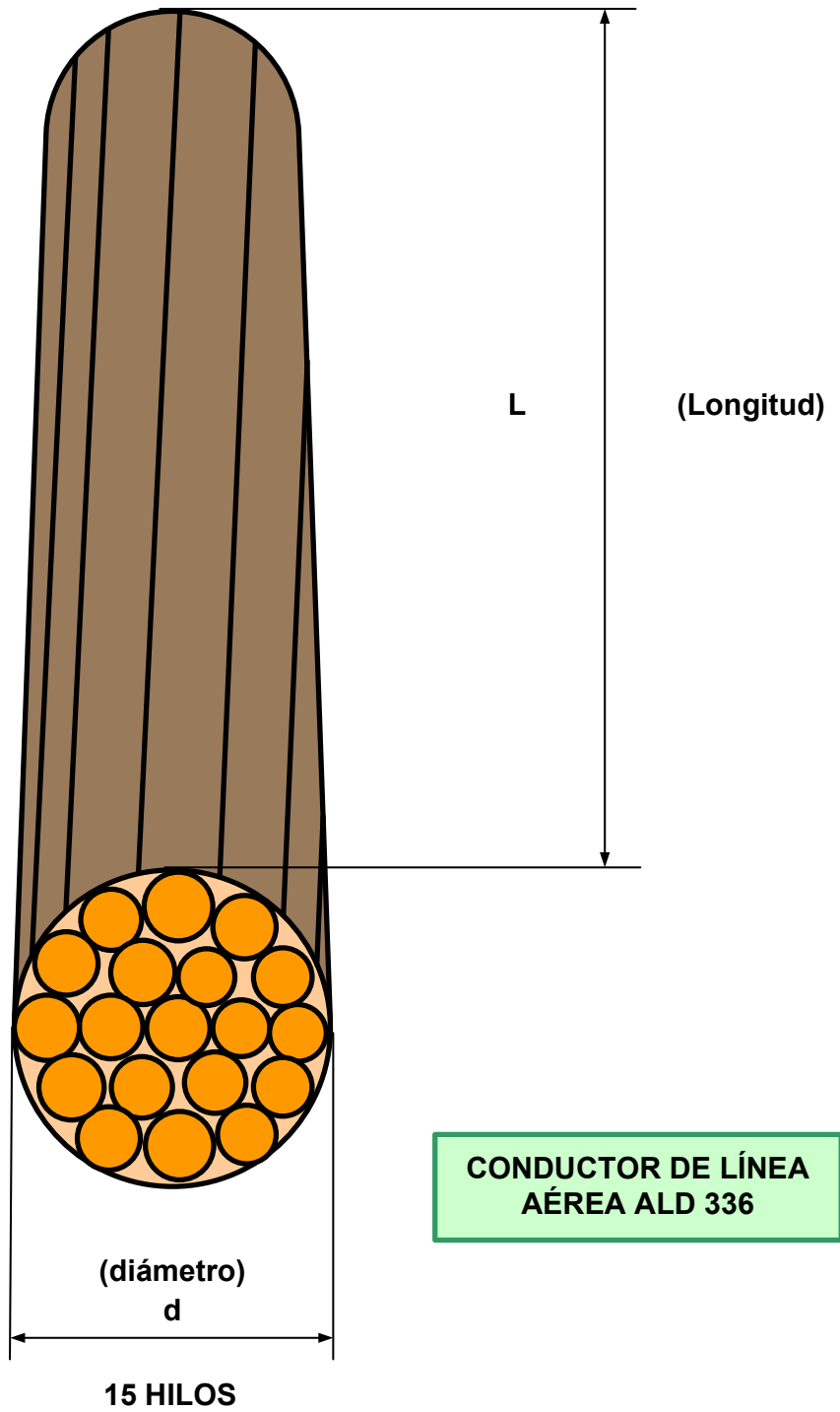


Figura 5.4.2.6.1.3: Principales características del conductor de aluminio ALD 336.

DESIGNACIÓN DEL CONDUCTOR		CONDUCTORES DE ALUMINIO		DIÁMETRO EXTERIOR (d) DEL CABLE mm	RESISTENCIA DE C.D. A 20° C Ohm / Km
AWG O KCM	ÁREA EN mm ²	NÚMERO DE HILOS	DIÁMETRO EN mm		
336	170.5	19	3.380	16.90	0.169

***Temperatura de operación normal del conductor a 75°C.**

Tabla 5.4.2.6.1.3: Principales características del conductor de aluminio ALD 336.

CONDUCTOR	RESISTENCIA DE C.D. A 20° C Ohm / Km	RESISTENCIA DE C.D. A 75° C Ohm / Km	FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA RESISTENCIA A C.A. (k)	RESISTENCIA C.A. A 75° C rd A 60 Hz EN Ohm / Km
ALD 336	0.1690*	0.2064	1.0040	0.2070

*Normas Mexicanas *NMX-J-027. *NMX-J-032.

Tabla 5.4.2.6.1.4: Corrección de la resistencia a la temperatura normal del conductor de aluminio de línea aérea ALD 336 a partir de la resistencia de C.D. a 20°C correspondientes a la Norma mexicana NMX.

AJUSTES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

TENSIÓN DEL CONDUCTOR	CALIBRE DEL CONDUCTOR	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO mm RMG	DISTANCIA MEDIA GEOMÉTRICA mm (1) DMG	REACTANCIA INDIVIDUAL DEL CONDUCTOR Ohm / Km X_a	REACTANCIA MUTUA DEL CONDUCTOR Ohm / Km X_d
23 Kv	ALD 336	6.4051	1,082.908	0.2912	0.0956

IMPEDANCIA (Z)			
SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA Z ₁ = Z ₂		SECUENCIA CERO Z ₀	
RESISTENCIA DE C.A. A 75° C Ohm / Km (2) r_c	REACTANCIA DEL CONDUCTOR Ohm / Km X_L = X_a + X_d	RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO Ohm / Km (3) r_c + r_e	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO Ohm / Km (3) X_a + X_e - 2X_d
0.2070	0.3868	0.3850	1.900

- (1) Considerando las Normas de materiales de LyFC 2.629 Cruceta 43 para 23 kV y 2.0642 Cruceta 44 para 6 kV
 (2) Temperatura Normal del conductor
 (3) Regreso de Corriente SEC (0) utilizando los valores de $\rho_c = 100$ Ohm/metro, $D_c = 8.53 \times 105$ mm, $r_c = 0.178$ Ohm/km

Tabla 5.4.2.6.1.5: Valores de impedancia del conductor de aluminio aéreo ALD 336.

5.4.3 ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

En estos estudios se determinan los valores de corrientes de falla trifásica (3Φ) y de fase a tierra ($1\Phi t$), impedancias equivalentes de Thévenin (impedancias de secuencia (+) y (0)), relaciones X/R en las partes siguientes:

- Sistema de transmisión de 230 kV
- Sistema de distribución de 23 kV

Las tablas 5.4.3.1 y 5.4.3.2 muestran el resumen de estos estudios.

La figura 5.4.3.1 indica los datos del alimentador 27 y los valores de corriente de cortocircuito trifásico (3Φ) y de fase a tierra ($1\Phi t$) en los puntos siguientes:

- Barras de 230 kV (punto de falla A)
- Barras de 23 kV (punto de falla 1)
- Al final de cable 23 PT1X 240 (punto de falla 2)
- Al 60% de la longitud total del alimentador 27 (punto de falla 3)
- Al final del alimentador 27 (punto de falla 4)

SUBESTACIÓN	FALLA 3Φ		FALLA 1ΦT		C.C. 1ΦT/ C.C. 3Φ	IMPEDANCIAS SEC. (+) EN POR UNIDAD		X1 / R1	IMPEDANCIAS SEC. (0) EN POR UNIDAD		X0 / R0	X0 / R1
	MVA	KA	MVA	KA		R1	X1		R0	X0		
EN ESTUDIO	4763.69	11.96	3856.64	9.68	0.8096	0.00214	0.02088	9.755	0.00664	0.03529	5.311	1.6901

Tabla 5.4.3.1: Resumen del estudio de cortocircuito del sistema de transmisión de 230 kV.

SUBESTACIÓN	FALLA 3Φ		FALLA 1ΦT		C.C. 1ΦT/ C.C. 3Φ	IMPEDANCIAS SEC. (+) EN POR UNIDAD		X1 / R1	IMPEDANCIAS SEC. (0) EN POR UNIDAD		X0 / R0	X0 / R1
	MVA	KA	MVA	KA		R1	X1		R0	X0		
EN ESTUDIO	356.32	8.94	347.52	8.72	0.9753	0.0096	0.2805	29.0950	0.0017	0.3021	178.9260	1.0770

Tabla 5.4.3.2: Resumen del estudio de cortocircuito del sistema de distribución de 23 kV.

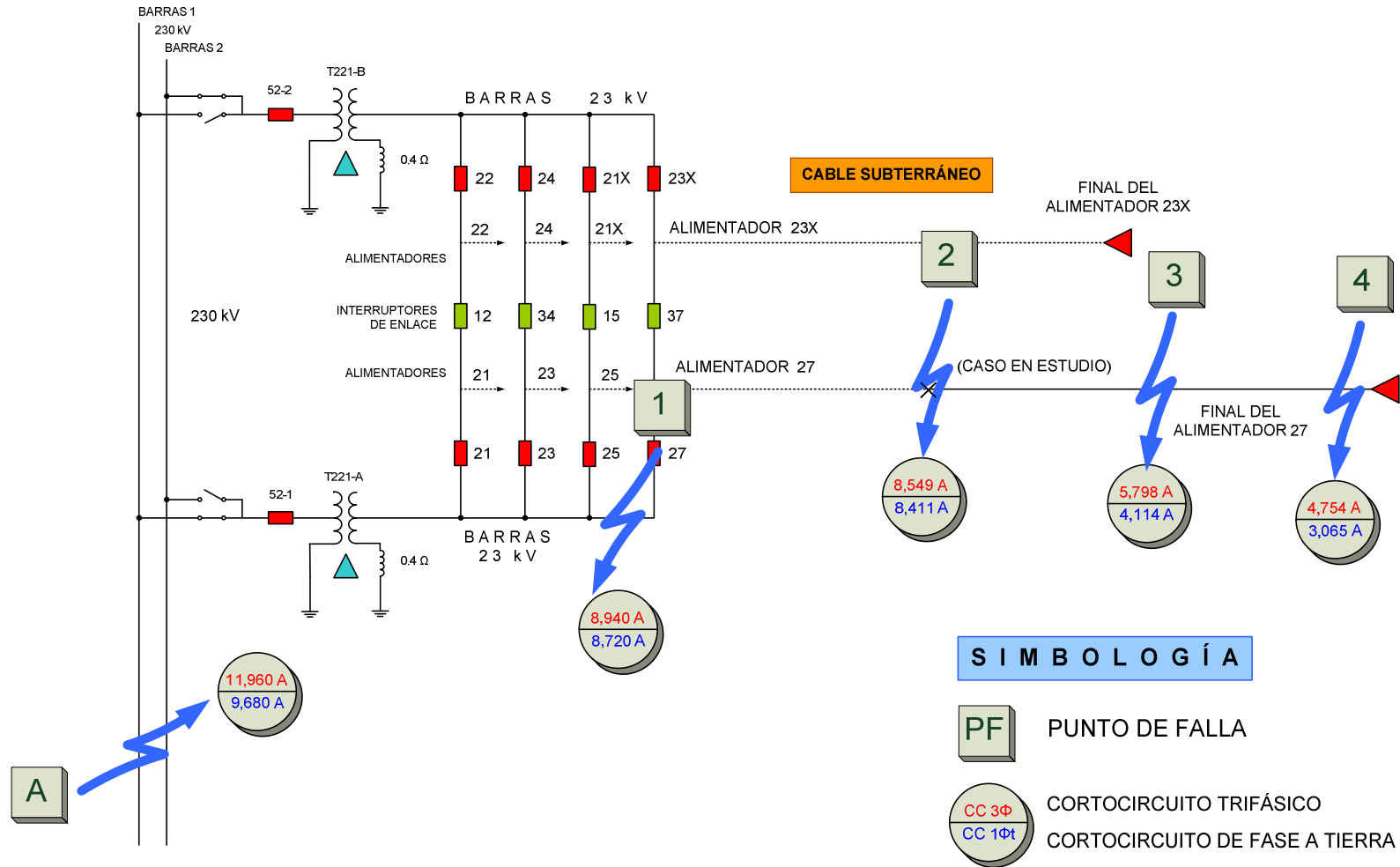


Figura 5.4.3.1: Diagrama unifilar con los valores de corrientes de cortocircuito trifásicos y de fase a tierra del sistema bajo estudio.

5.4.4 DESARROLLO DEL ESTUDIO DE CÁLCULO DE AJUSTES DEL RELEVADOR SEL-351.

En la figura 5.4.4.1, se muestra el diagrama esquemático del Alimentador 27, propuesto para el cálculo de ajustes del relevador digital multifunción SEL-351.

Este estudio está basado en los valores de corrientes de cortocircuito trifásico y de fase a tierra mostrados en la figura 5.4.3.1.

El orden en que se realiza el cálculo de ajustes es el siguiente:

- Ajustes del relevador de sobrecorriente de fases (50P1P) y (51PP).
- Ajustes del relevador de sobrecorriente de tierra residual (50G1P) y (51GP).
- Ajustes del relevador de recierre (79).
- Ajustes del relevador de baja frecuencia (81).
- Hojas de ajuste para el relevador SEL-351.

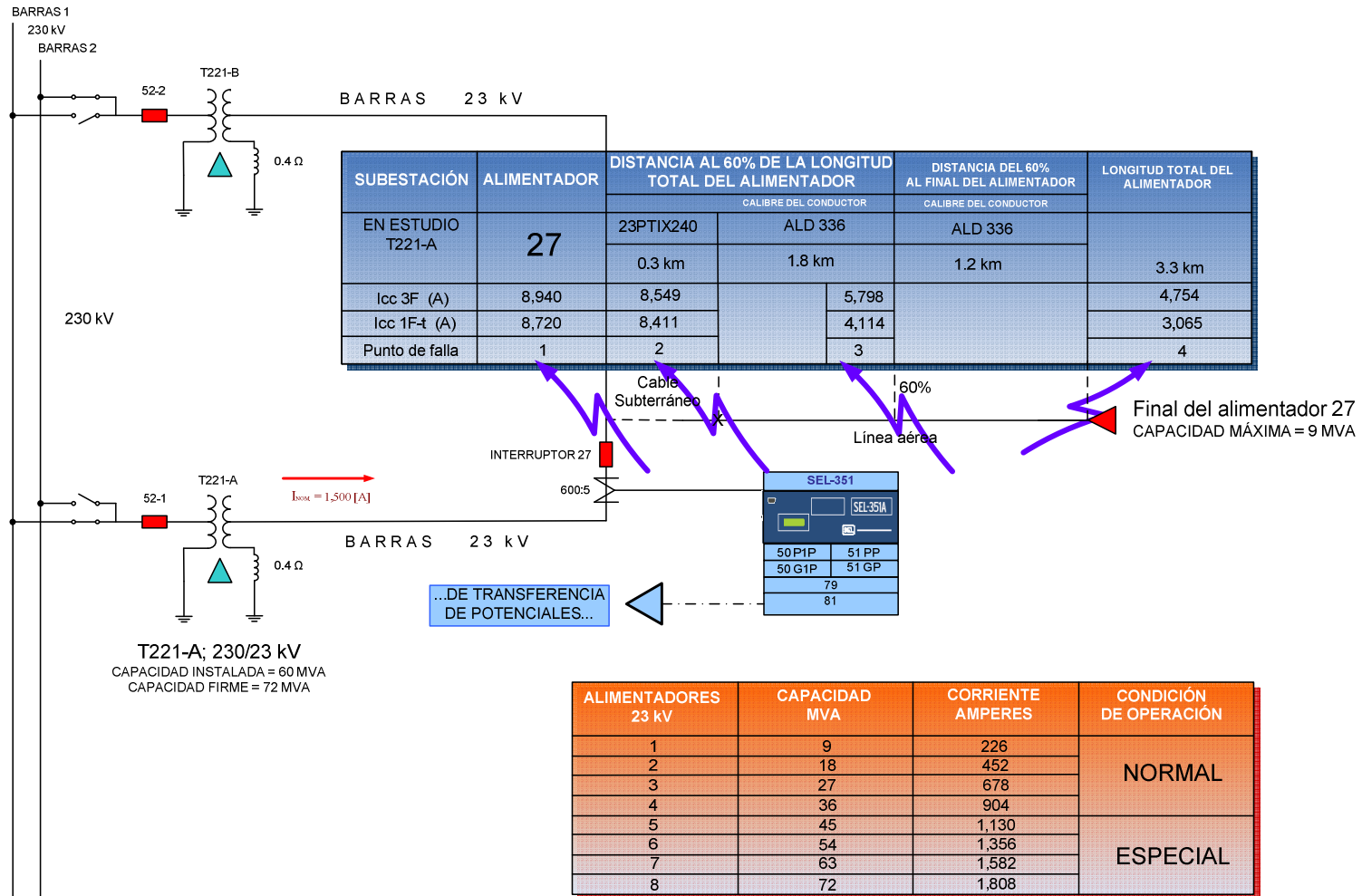


Figura 5.4.4.1: Diagrama esquemático y datos del alimentador 27, con valores de corrientes de cortocircuito trifásico y de fase a tierra (Caso en estudio).

5.4.4.1 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE FASES (50P1P) Y (51PP).

El desarrollo teórico de este relevador se realizó en los subcapítulos 4.2.1 y 4.2.4 respectivamente, por lo cual, para cualquier aclaración se recomienda referirse a éstos para una mayor comprensión en el análisis del cálculo de ajustes.

5.4.4.1.1 AJUSTES DEL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE FASES (50P1P).

1.- DATOS:

- Nivel Seleccionado: Nivel 1 (N1)
- Rangos de Ajuste:
 - Pickup (50P1P): 0.25 – 100 A secundarios
 - Temporizador (67P1D): 0.00 – 16,000 ciclos
- Relación del transformador de corriente (RTC): 600:5 A
- Constante de Transformación del TC (KTC): 120:1

2.- CÁLCULOS:

Se calcula el valor de la Corriente Instantánea (CI) del 50P1P, para una falla trifásica al 60% de la longitud total del Alimentador 27 (punto de falla 3(PF3)), de la forma siguiente:

$$CI(PF3) = \frac{I_{CC3\phi}(PF3)}{KTC} = \frac{5,798 \text{ A}}{120} = 48.32 \text{ A}_{SEC.}$$

Elegimos el valor de 48 Amperes secundarios, para ajustar el elemento de sobrecorriente instantánea de fases y que opere en un tiempo lo más rápido posible, por lo que los ajustes propuestos son:

3.- AJUSTES:

Pickup; 50P1P = 48 A

Tiempo de operación; 67P1D = 0.00 Ciclos

5.4.4.1.2 AJUSTE DEL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE FASES (51PP).

1.- DATOS:

- Nivel Seleccionado: Nivel 1 (N1)
- Rangos de Ajuste:
 - Pickup (51PP): 0.5 – 16 A secundarios
 - Tipo de Curva (51PC): U1 – U5
 - Dial del tiempo (51PTD): 0.15 – 15
- RTC: 600:5 A
- KTC: 120:1

2.- CÁLCULOS:

Se calcula el valor de la corriente de arranque (Pickup) del 51PP, considerando la carga máxima del Alimentador 27, en la siguiente forma:

$$\text{Pickup}(51PP) = \frac{\text{Corriente Carga Máxima Alimentador 27}}{\text{KTC}} = \frac{226 \text{ A}}{120} = 1.88 \text{ A}$$

Por lo que para seleccionar el valor de ajuste, elegimos un valor cerrado de 2 Amperes, y por lo tanto el ajuste es:

$$\text{Pickup}(51PP) = 2 \text{ Amperes secundarios}$$

- ☑ Para calcular el Dial del Tiempo (51PTD), se considera la falla trifásica al final del Alimentador 27 (Punto de falla 4 (PF4)) y así obtenemos un múltiplo de Pickup (MP) de la corriente de arranque, en la forma siguiente:

$$MP = \frac{I_{CC3\phi}(PF4)}{Pickup(51PP)*KTC} = \frac{4754 \text{ A}}{2*120} = 19.8 \text{ Veces}$$

$$\therefore MP = 19.8 \text{ Veces}$$

A continuación, seleccionamos el tipo de curva moderadamente inversa (51PC = U1) del relevador; con el valor calculado de MP = 19.8 veces, y un tiempo de operación de 0.6 segundos, obtenemos en forma gráfica y aproximada el valor de 3.1 para el dial de tiempo de fases (51PTD) (ver figura 5.4.4.1.1), por lo que el ajuste seleccionado queda:

$$51PTD = 3.1$$

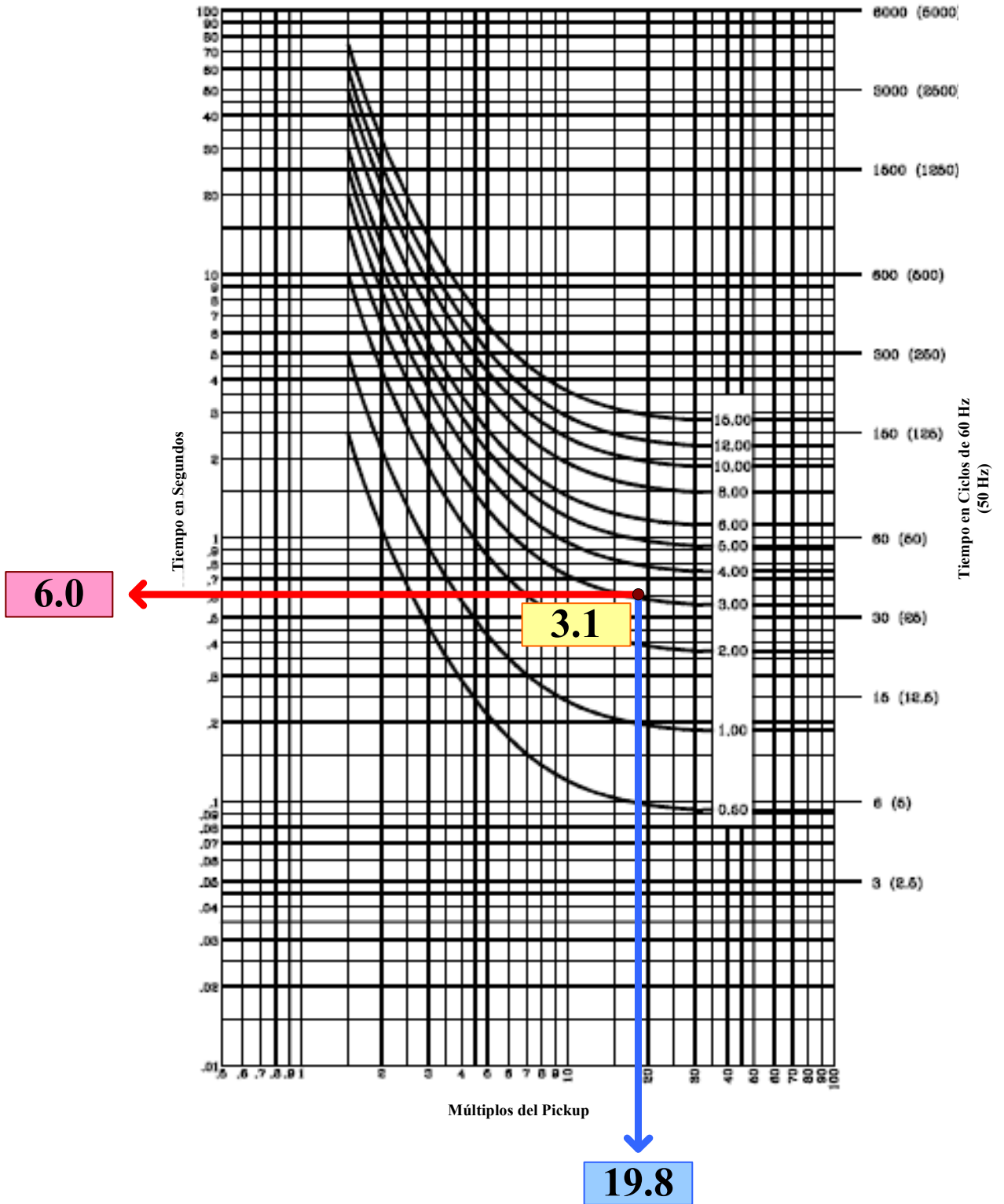


Figura 5.4.4.1.1: Curva Moderadamente Inversa (U1), para ajustar el Dial de Tiempo de fases (51PTD).

5.4.4.2 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA RESIDUAL (50G1P) y (51GP).

El desarrollo teórico de este relevador se realizó en los subcapítulos 4.2.3 y 4.2.5 respectivamente, por lo que, para cualquier aclaración se recomienda referirse a éstos para una mayor comprensión en el análisis del cálculo de ajustes que a continuación se desarrolla.

5.4.4.2.1 AJUSTE DE ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE TIERRA RESIDUAL (50G1P).

1.- DATOS:

- Nivel seleccionado: Nivel 1 (N1)
- Rangos de ajuste:
 - Pickup (50G1P): 0.25-100 A secundarios
 - Temporizador (67G1D): 0.00-16,000 ciclos
- RTC; 600:5 A
- KTC; 120:1

2.- CÁLCULOS:

Se calcula el valor de la Corriente Instantánea (C1) del OG1P, para una falla de fase a tierra al 60% de la longitud total del Alimentador 27 (Punto de Falla 3 (PF3)) de la forma siguiente:

$$CI(PF3) = \frac{I_{CCt} (PF3)}{KTC} = \frac{4,114 \text{ A}}{120} = 34.28 \text{ A}_{SEC.}$$

Se elige el valor de 34 amperes secundarios, para ajustar el elemento de sobrecorriente instantánea de tierra residual y que opere en un tiempo lo más rápido posible, por lo que los ajustes propuestos son:

3.- AJUSTES:

Pickup; 50G1P = 34 A sec.

Tiempo de operación; 67G1D = 0.00 ciclos

5.4.4.2.2 AJUSTE DEL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DE TIERRA RESIDUAL (51GP).

1.- DATOS:

- Nivel seleccionado: Nivel 1 (N1)
- Rangos de Ajuste:
 - Pickup (51GP): 0.15-16 A secundarios
 - Tipo de curva (51GC):U1-U5
 - Dial de tiempo (51GTD): 0.15-15
- RTC; 600:5 A
- KTC; 120:1

2.- CÁLCULOS:

Se calcula el valor de la corriente de arranque (Pickup) del 51GT, considerando un desbalanceo del 15%, con respecto al valor del 51PP.

$$\text{Pickup (51GT)} = 0.15 \times \text{Pickup (51PP)} = 0.15 \times 2 = 0.3$$

Por lo que el ajuste propuesto es:

$$\text{Pickup (51GP)} = 0.3 \text{ A secundarios}$$

- ☑ Para calcular el Dial de Tiempo (51GTD), se considera la falla de fase a tierra al final del Alimentador 27 (punto de falla 4 (PF4)) y así obtenemos un Múltiplo de Pickup (MP), de la corriente de arranque, como sigue:

$$MP = \frac{I_{CC\phi t}}{\text{Pickup (51GT)} * KTC} = \frac{3065 \text{ A}}{0.3 * 120} = 85 \text{ veces}$$

$$\therefore MP = 85 \text{ veces}$$

A continuación se selecciona el tipo de curva moderadamente inversa (51GC = U1) del relevador; con el valor calculado de MP = 85 veces, y considerando un tiempo de operación de 0.3 segundos, se obtiene en forma gráfica y aproximada el valor de 1.8 para el Dial de Tiempo de tierra residual (51GTD) (ver figura 5.4.4.2.2), por lo que el ajuste seleccionado es.

$$51GTP = 1.8$$

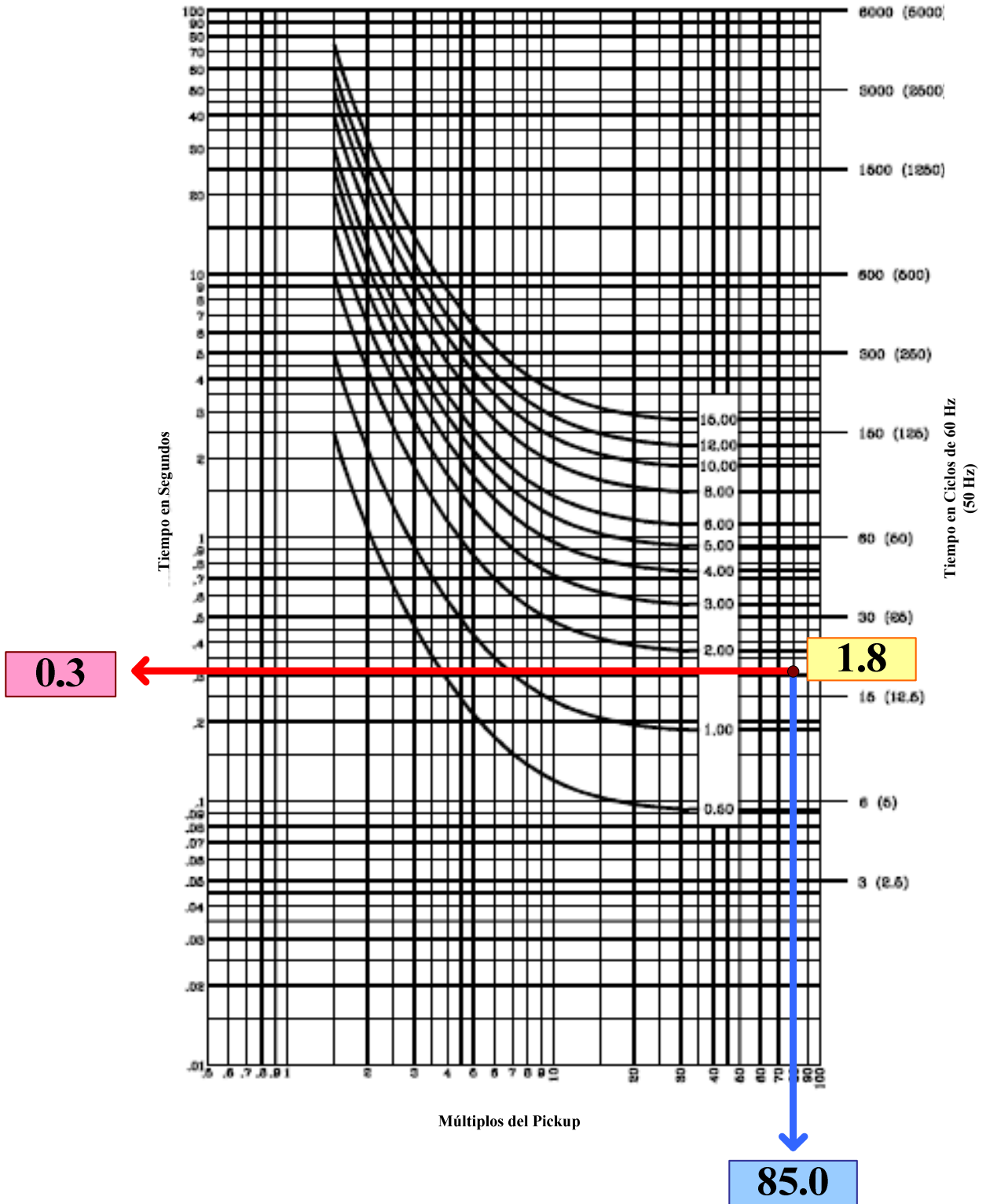


Figura 5.4.4.2.2: Curva Moderadamente Inversa (U1), para ajustar el Dial de Tiempo de tierra residual (51GTD)

5.4.4.2.3 RELEVADOR DE RECIERRE (79).

Este relevador, tiene la misión de discriminar las fallas que son temporales y las que son permanentes, para restablecer el servicio en la parte sana del alimentador.

En cuanto a los tiempos de recierre el relevador SEL-351, ofrece un amplio rango de tiempo de intervalo de recierre, su elección depende de la aplicación del relevador. Es importante resaltar que los tiempos cortos (instantáneos), si bien son útiles para mantener la carga de motores industriales o sistemas de irrigación, pueden no proveer suficiente tiempo para librar fallas, como ramas de árboles sobre líneas o líneas que entran en contacto por acción del viento.

Para nuestro caso en estudio, que es el alimentador 27, se seleccionan tres recierres con intervalos de tiempo; instantáneo, 15 y 30 segundos.

5.4.4.3.1 AJUSTE DEL RECIERRE DEL RELEVADOR (79OI1, 79OI2 y 79OI3).

1.- DATOS:

- Rangos de Ajuste
Tiempo del intervalo abierto 1,2 y 3 (0.00-999999.00 ciclos)

2.- CÁLCULOS:

Considerando que 1 segundo = 60 ciclos, se tiene:

- 1er. Recierre; instantáneo (0 segundos) = 0.00 ciclos
- 2do. Recierre; 15 segundos = 900.00 ciclos
- 3er. Recierre; 30 segundos) = 1,800.00 ciclos

3.- AJUSTES:

En base a los intervalos de tiempo seleccionados, los ajustes de los tres recierres son los siguientes:

- 79OI1 = 0.00 ciclos
- 79OI2 = 900.00 ciclos
- 79OI3 = 1,800.00 ciclos

5.4.4.4 RELEVADOR DE BAJA FRECUENCIA (81).

El relevador se utiliza, previendo la posibilidad que en el sistema de potencia, ocurran fallas parciales de generación en momentos de carga pico, originando que la frecuencia del sistema descienda.

Su forma de operación es desconectar en tres pasos, grupos de alimentadores que se ajustan a diferentes valores de frecuencia y tiempo de operación.

5.4.4.4.1 AJUSTE DEL RELEVADOR DE BAJA FRECUENCIA (89).

1.- DATOS:

- Rangos de ajuste
 - Pickup Nivel 1, 2, 3 y 4 (OFF; 40.10-65.0 Hz)
 - Retardo de tiempo Nivel 1, 2, 3 y 4 (2.00-16,000.00 ciclos)

3.- AJUSTES:

Pickup Nivel 1 (81D1P) = 59.9 Hz

Pickup Nivel 2 (81D2P) = 59.8 Hz

Pickup Nivel 3 (81D3P) = 59.6 Hz

Retardo de tiempo Nivel 1 (81D1D) = 0.00 ciclos

Retardo de tiempo Nivel 2 (81D2D) = 900.00 ciclos

Retardo de tiempo Nivel 3 (81D3D) = 1,800.00 ciclos

5.4.4.5 HOJAS DE AJUSTE DEL RELEVADOR SEL-351.

A continuación se anexan las hojas de ajuste del relevador SEL-351, con los resultados obtenidos para el ejemplo utilizado como caso en estudio.

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351
AJUSTES DEL RELEVADOR (COMANDO SET DEL PUERTO SERIE Y PANEL FRONTAL)

Etiqueta Identificadora

Identificador de Relevador (30 caracteres)
 Identificador Terminal (30 caracteres)

RID = ALIMENTADOR 27
 TID = S.E. EN ESTUDIO

Relación de Transformadores de Corriente y Potencial

Relación del Transformador de Corriente fase (IA, IB, IC) (1-6000)
 Relación del Transformador de Corriente neutral (IN) (1-6000)
 Relación del Transformador de Potencial fase (VA, VB, BC) (1-10000)
 Relación del Transformador de Potencial Voltaje de Sincronismo (VS) (1-10000)

CTR = 120
 CTRN = -----
 PTR = 120
 PTRS = -----

Ajustes de la Línea de distribución

Magnitud de la impedancia de la línea de secuencia-positiva
 (0.05-255.00Ω secundarios {5 A nom.})
 Ángulo de impedancia de la línea secuencia-positiva (40.00-90.00 grados)
 Magnitud de la impedancia de la línea de secuencia-cero
 (0.05-255.00Ωsec. {5 A nom.})
 Ángulo de impedancia de la línea secuencia-cero (40.00-90.00 grados)
 Longitud de la Línea (0.10-999.00, sin unidades)

Z1MAG = 14.847
 Z1ANG = 88.04
 Z0MAG = 1.598
 Z0ANG = 89.68
 LL = 3.3

Ajustes de Habilitación de Sobrecorriente Instantáneo

Niveles de los elementos de Fases (N, 1-6)
 Niveles de los elementos de tierra neutral-canal IN (N, 1-6)
 Niveles de los elementos de tierra residual (N, 1-6)
 Niveles de los elementos de secuencia negativa (N, 1-6)

E50P = 1
 E50N = N
 E50G = 1
 E50Q = N

Ajustes de Habilitación de Sobrecorriente de Tiempo

Elementos de fase (N, 1, 2)
 Elementos de tierra Neutral-Canal IN (Y, N)
 Elementos de tierra residual (Y, N)
 Elementos de Secuencia Negativa (Y, N)

E51P = 1
 E51N = N
 E51G = Y
 E51Q = N

Otros Ajustes de Habilitación

Control Direccional (Y, AUTO, N)
 Invasión de Carga (Y, N)
 Cierre-bajo-falla (Y, N)
 Elementos de Voltaje (Y, N)
 Verificación de Sincronismo (Y, N)

E32 = N
 ELOAD = N
 ESOF = N
 EVOLT = N
 E25 = N

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351 AJUSTES DEL RELEVADOR (COMANDO SET DEL PUERTO SERIE Y PANEL FRONTAL)

Localizador de falla (Y, N)	EFLOC = <u>Y</u>
Pérdida de potencial (Y, N)	ELOP = <u>N</u>
Esquema de disparo de comunicaciones-asistidas (N, DCB, POTT, DCUB1, DCUB2)	ECOMM = <u>N</u>
Elementos de frecuencia (N, 1-6)	E81 = <u>3</u>
Recierre (N, 1-4)	E79 = <u>3</u>
Temporizadores Variables de la Ecuación de Control SELogic (N, 1-16)	ESV = <u>1</u>
Medición de la Demanda (THM = Térmica, ROL = Rolada)	EDEM = <u>THM</u>

Elementos de Sobrecorriente Instantánea de Fases

Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P1P = <u>48</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P2P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P3P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P4P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P5P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A) (5 A nom.)	50P6P = <u>OFF</u>

Temporizadores de los elementos de Sobrecorriente Instantánea de Fases

Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67P1D = <u>0.00</u>
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67P2D = <u>16000</u>
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67P3D = <u>16000</u>
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67P4D = <u>16000</u>

Elementos de Sobrecorriente Instantánea de Tierra Neutral-Canal IN

Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N1P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N2P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N3P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N4P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N5P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50N6P = <u>OFF</u>

Temporizadores de los elementos de Sobrecorriente Instantánea de tierra Neutral

Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67N1D = <u>16000</u>
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67N2D = <u>16000</u>
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67N3D = <u>16000</u>
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67N4D = <u>16000</u>

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351
AJUSTES DEL RELEVADOR (COMANDO SET DEL PUERTO SERIE Y PANEL FRONTAL)

Elementos de Sobrecorriente Instantánea de Tierra Residual

Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G1P = <u>34</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G2P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G3P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G4P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G5P = <u>OFF</u>
Pick up (OFF, 0.25-100.00 A {5 A nom.})	50G6P = <u>OFF</u>

Temporizadores de los elementos de Sobrecorriente Instantánea de Tierra Residual

Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67G1D = <u>0.00</u>
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67G2D = <u>16000</u>
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67G3D = <u>16000</u>
Retardo de Tiempo (0.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	67G4D = <u>16000</u>

Elemento de Sobrecorriente de Tiempo de Fase

Pick up (OFF, 0.50-16.00 A {5 A nom.})	51PP = <u>2</u>
Curva (U1-U5, C1-C5)	51PC = <u>U1</u>
Tiempo-Dial (0.50-15.00 para curvas U1-U5, 0.05-1.00 para curvas C1-C5)	51PTD = <u>3.1</u>
Restablecimiento electromecánico (Y, N)	51PRS = <u>N</u>

Elemento de Sobrecorriente de Tiempo de Tierra Neutral-Canal IN

Pick up (OFF, 0.50-16.00 A {5 A nom.})	51NP = <u>OFF</u>
Curva (U1-U5, C1-C5)	51NC = <u>-----</u>
Tiempo-Dial (0.50-15.00 para curvas U1-U5, 0.05-1.00 para curvas C1-C5)	51NTD = <u>-----</u>
Restablecimiento electromecánico (Y, N)	51NRS = <u>-----</u>

Elemento de Sobrecorriente de Tiempo de Tierra Residual

Pick up (OFF, 0.50-16.00 A {5 A nom.})	51GP = <u>0.3</u>
Curva (U1-U5, C1-C5)	51GC = <u>U1</u>
Tiempo-Dial (0.50-15.00 para curvas U1-U5, 0.05-1.00 para curvas C1-C5)	51GTD = <u>1.8</u>
Restablecimiento electromecánico (Y, N)	51GRS = <u>N</u>

Elementos de Frecuencia

Bloqueo de bajo voltaje de fase (20.0-150.0 V secundarios)	27B81P = <u>-----</u>
Pick up Nivel 1 (OFF, 40.10-65.0 Hz)	81D1P = <u>59.9</u>
Retardo de Tiempo Nivel 1 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D1D = <u>0.00</u>
Pick up Nivel 2 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D2P = <u>59.8</u>
Retardo de Tiempo Nivel 2 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D2D = <u>900</u>
Pick up Nivel 3 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D3P = <u>59.6</u>
Retardo de Tiempo Nivel 3 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D3D = <u>1800</u>
Pick up Nivel 4 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D4P = <u>OFF</u>
Retardo de Tiempo Nivel 4 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D4D = <u>16000</u>
Pick up Nivel 5 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D5P = <u>OFF</u>
Retardo de Tiempo Nivel 5 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D5D = <u>16000</u>
Pick up Nivel 6 (OFF, 40.10-65.00 Hz)	81D6P = <u>OFF</u>
Retardo de Tiempo Nivel 6 (2.00-16000.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	81D6D = <u>16000</u>

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351 AJUSTES DEL RELEVADOR (COMANDO SET DEL PUERTO SERIE Y PANEL FRONTAL)

Elementos de Voltaje

Pick up de bajo voltaje de fase (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	27P1P = <u>OFF</u>
Pick up de bajo voltaje de fase (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	27P2P = <u>OFF</u>
Pick up de sobre voltaje de fase (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59P1P = <u>OFF</u>
Pick up de sobre voltaje de fase (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59P2P = <u>OFF</u>
Pick up de sobre voltaje de secuencia cero (3VO) (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59N1P = <u>OFF</u>
Pick up de sobre voltaje de secuencia cero (3VO) (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59N2P = <u>OFF</u>
Pick up de sobre voltaje de secuencia negativa (V2) (OFF, 0.0-100.0 V secundarios)	59QP = <u>OFF</u>
Pick up de sobre voltaje de secuencia positiva (V1) (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59V1P = <u>OFF</u>
Pick up de bajo voltaje del canal VS (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	27SP = <u>OFF</u>
Pick up de sobre voltaje del canal VS (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59S1P = <u>OFF</u>
Pick up de sobre voltaje del canal VS (OFF, 0.0-150.0 V secundarios)	59S2P = <u>OFF</u>
Pick up de bajo voltaje fase a fase (OFF, 0.0-260.0 V secundarios)	27PP = <u>OFF</u>
Pick up de sobre voltaje fase a fase (OFF, 0.0-260.0 V secundarios)	59PP = <u>OFF</u>

Recierre de Relevador

Tiempo del intervalo abierto 1 (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79O11 = <u>0.00</u>
Tiempo del intervalo abierto 2 (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79O12 = <u>900.00</u>
Tiempo del intervalo abierto 3 (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79O13 = <u>1800.00</u>
Tiempo del intervalo abierto 4 (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79O14 = <u>-----</u>
Tiempo de restablecimiento del ciclo de recierre (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79RDS = <u>3000.00</u>
Tiempo de reestablecimiento del bloqueo (0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 ciclos)	79RSLD = <u>300.00</u>
Límite del tiempo de supervisión de recierre (OFF, 0.00-999999.00 ciclos en pasos de 0.25 coclios) (ajuste 79 CLSD = 0.00 para la mayoría de las aplicaciones)	79CLSD = <u>OFF</u>

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351 AJUSTES DE LA ECUACIÓN DE CONTROL SELogic (COMANDO DEL PUERTO SERIE SET L)

Ecuaciones de la Lógica de Disparo

Otras condiciones de disparo
 Condiciones de disparo de las Comunicaciones-asistidas
 Condiciones de disparo de Cierre-bajo-falla
 Condiciones de disparo de Disparo Transferido directo
 Condiciones de desollado del disparo

TR = 51PT + 51GT + 50P1 + 50G1
 TRCOMM = -----
 TRSOFT = -----
 DTT = -----
 ULTR = -----

Ecuaciones de la Lógica de Cierre

Estado del interruptor
 Condiciones de cierre (aparte del recierre automático o comando CLOSE)
 Condiciones de desollado del cierre

52A = -----
 CL = -----
 ULCL = 50P1 + 50G1

Ecuaciones de Recierre del Relevador

Inicio del recierre
 Supervisión del inicio del recierre
 Conducir-a-bloqueo
 Conducir a último pulso del recierre
 Brincarse un paso del recierre
 Paro del proceso del intervalo
 Proceso del Restablecimiento del bloqueo
 Coordinación de la secuencia
 Supervisión del recierre

79RI = 51PT + 51GT
 79RIS = IN101
 79DTL = 50P1 + 50G1 + IN3 + !IN2
 79DLS = 79L0
 79SKP = 0
 79STL = 0
 79BRS = 0
 79SEQ = 0
 79CLS = 0

HOJAS DE AJUSTES PARA EL RELEVADOR SEL-351 AJUSTES GLOBALES (COMANDO DEL PUERTO SERIE SET G Y PANEL FRONTAL)

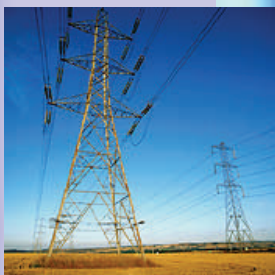
Configuración del Sistema de Potencia y Formato de Fecha

Frecuencia Nominal (50 Hz, 60 Hz)
 Rotación de Fases (ABC, ACB)
 Formato de Fecha (MDY, YMD)

NFREQ = 60
 PHROT = ABC
 DATE_F = MDY



CAPÍTULO 6:



**CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES.**

CAPÍTULO 6:

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1 CONCLUSIONES.

- ☑ El diseño de los alimentadores aéreos de distribución con alta disponibilidad, es una necesidad para los sistemas eléctricos modernos, en donde los clientes cada vez tienen mayores requerimientos de calidad en el suministro de energía eléctrica

- ☑ Los alimentadores aéreos de distribución se ven expuestos a un mayor número de fallas por cortocircuito en comparación con otros elementos primarios del sistema de protección, además, las fallas de fase a tierra, son las fallas que tienen mayor probabilidad de ocurrencia, por lo que los relevadores digitales de sobrecorriente juegan un papel muy importante como protección de los alimentadores aéreos.

- ☑ El relevador digital multifunción SEL-351, ofrece las ventajas de rapidez, flexibilidad y mayor confiabilidad, ya que debido a las técnicas de computación, permite la realización directa de funciones múltiples de protección, y la supervisión y análisis del comportamiento de las protecciones a partir de la información en tiempo real.

- ☑ La técnica de protección digital es un área de investigación activa por parte de los fabricantes de equipos de protección, empresas de servicio eléctrico, institutos de investigación y universidades.

- ☑ La actividad de investigación en la protección de los sistemas eléctricos de potencia es muy intensa; cubriendo el estudio de los sistemas de distribución y sus elementos desde el ángulo de protección, el modelado de los sistemas de protección y el desarrollo de nuevos principios y sistemas de protección.

- ☑ La tecnología de prueba a los relevadores digitales multifunción ha experimentado un desarrollo considerable, que unido a la capacidad de autodiagnóstico de los relevadores, elevan la confiabilidad de la protección. Los avances en el registro dinámico de variables y en la localización de fallas permiten disponer de valiosa información en tiempo real para evaluar el comportamiento de las protecciones, lo que prácticamente elimina la necesidad de provocar fallas reales en el sistema de distribución para fines de prueba.
- ☑ La tecnología digital cambia constantemente, y el ingeniero, debe adaptarse a estos cambios. Ello implica conocimientos de electrónica digital, técnicas de computación, comunicaciones, electrónica de potencia, procesamiento digital de señales y calidad de la energía.

6.2 RECOMENDACIONES.

- ☑ En la Universidad, se requiere lograr una formación de perfil amplio, que cubra todas las áreas de la licenciatura en Ingeniería Eléctrica Electrónica, con una preparación sólida en las ciencias básicas, conocimiento de dirección, economía y habilidad de comunicación.
- ☑ La formación de personal en protección de sistemas eléctricos de potencia, es una tarea de gran complejidad, que demanda la formación de ingenieros de perfil amplio y actualización continua, mediante programas de capacitación adecuados. La integración de las universidades y empresas eléctricas en esta actividad, es indispensable para formar y capacitar ingenieros capaces de enfrentar el reto que impone la tecnología de punta.
- ☑ Finalmente, el apoyo de las universidades a los planes de capacitación de las empresas eléctricas, es una necesidad de primer orden, que además, retroalimenta al personal académico sobre los problemas reales del sistema eléctrico de potencia.



APÉNDICES:



APÉNDICE A:
NÚMEROS ANSI Y FUNCIÓN DE DISPOSITIVOS.

A continuación se muestra en forma progresiva, los números de la norma ANSI, con los cuales se designan en forma convencional, los relevadores más utilizados en las subestaciones y líneas alimentadoras, así como la función principal a la cual mejor se adaptan.

NÚMERO ANSI	FUNCIÓN
1	Elemento maestro
2	Relevador de arranque o cierre, con retardo
3	Relevador de comprobación o de interbloqueo
4	Contacto maestro
5	Dispositivo de paro
6	Interruptor o contacto de arranque
7	Interruptor de ánodo
8	Interruptor del circuito de control
9	Dispositivo inversor
10	Interruptor de secuencia de unidad
12	Dispositivo de sobrevelocidad
13	Dispositivo de velocidad síncrona
14	Dispositivo de baja velocidad
15	Dispositivo comparador de velocidad
17	Interruptor o contacto de descarga
18	Dispositivos acelerador o desacelerador
19	Contactador o relevador de transición de arranque o marcha
20	Válvula operada eléctricamente
21	Relevador de distancia
22	Interruptor o contactor compensador
23	Relevador Volts/Hertz
24	Dispositivo regulador de temperatura
25	Dispositivo de sincronización o de comprobación de sincronismo.

NÚMERO ANSI	FUNCIÓN
26	Dispositivo térmico de aparatos
27	Relevador de bajo voltaje
28	Detector de flama
29	Contactador de desconexión
30	Relevador indicador
31	Dispositivo para excitación separada
32	Relevador direccional de potencia o de potencia inversa
33	Contacto de posición
34	Dispositivo maestro de secuencia
35	Dispositivo para operar escobillas o para poner en cortocircuito anillos colectores
36	Dispositivo de voltaje o de polarización
37	Relevador de baja potencia o de baja corriente
38	Dispositivo de protección de chumaceras
39	Monitor de condiciones mecánicas
40	Relevador de pérdida de campo
41	Interruptor o contactador de campo
42	Interruptor o contactador de marcha
43	Dispositivo o selector manual de transferencia
44	Relevador de iniciación de secuencia de la unidad
45	Monitor de condiciones atmosféricas
46	Relevador de sobrecorriente de secuencia negativa
47	Relevador de secuencia de fases (voltaje)
48	Relevador de secuencia incompleta
49	Relevador térmico o de temperatura de máquinas o transformadores
50	Relevador de sobrecorriente instantáneo
50FI	Relevador de falla de interruptor
51	Relevador de sobrecorriente de tiempo (C.A.)
52	Interruptor de potencia de C.A.
53	Relevador de generador de C.D. o de excitador
55	Relevador de factor de potencia
56	Relevador de aplicación de campo

NÚMERO ANSI	FUNCIÓN
57	Dispositivo de puesta en cortocircuito o a tierra
58	Relevador de falla de rectificación
59	Relevador de sobrevoltaje
59N	Relevador de sobrevoltaje del neutro
60	Relevador de voltajes o corrientes balanceadas
62	Relevador con retardo de tiempo (temporizador)
63	Interruptor de presión (de líquido o de gas) o de vacío
64	Relevador detector de tierra
65	Regulador de velocidad
66	Dispositivo para contar impulsos o de ajuste fino de posición
67	Relevador de sobrecorriente direccional (C.A.)
68	Relevador de bloqueo de oscilaciones
69	Dispositivo de control condicionado
70	Reóstato
71	Interruptor de nivel de líquido o gas
72	Interruptor de circuito de C.D.
73	Contactador de resistencia de carga
74	Relevador de alarma
75	Mecanismo cambiador de posiciones
76	Relevador de sobrecorriente de C.D.
77	Transmisor de pulsos
78	Relevador de protección que mide desplazamientos angulares
79	Relevador de recierre de C.A.
80	Interruptor de flujo de líquido o gas
81	Relevador de frecuencia
82	Relevador de recierre de C.D.
83	Relevador automático de transferencia o de control selectivo
84	Mecanismo de operación
85	Relevador receptor de onda portadora o para hilo piloto
86	Relevador auxiliar de disparo o de bloqueo definitivo
87	Relevador de protección diferencial

NÚMERO ANSI	FUNCIÓN
88	Motor o generador auxiliar
89	Cuchilla desconectadora
90	Dispositivo de regulación
91	Relevador direccional de voltaje
92	Relevador direccional de voltaje o de potencia
93	Contacto cambiador de campo
94	Relevador de disparo o de disparo libre

Tabla A.1: Nomenclatura de Relevadores Norma ANSI.

[*]ANSI: El Instituto Nacional Americano de Normas/Normalización (por sus siglas en ingles, American National Standards Institute) es una organización sin ánimo de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos de América y en el mundo.

APÉNDICE B:

HOJA TÉCNICA DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

B.1 ESPECIFICACIONES GENERALES.

Las especificaciones técnicas generales del Relevador Digital Multifunción SEL-351, se enuncian a continuación:

Terminales de conexión:

Terminales o conductores de cobre multihebra. Se recomienda el uso de terminales tipo anillo. Temperatura mínima 105°C.

Torque de apriete:

Block de terminales:

Mínimo: 8-lb/pulgada (0.9 Nm).

Máximo: 12- lb/pulgada (1.4 Nm).

Conectorizado:

Mínimo: 4.4- lb/pulgada (0.5 Nm).

Máximo: 8.8- lb/pulgada (1.0 Nm).

Entradas de Voltaje AC:

150 V_{L-N}, tres fases, conexión en cuatro alambres (estrella) ó **150 V_{L-L}**, tres fases, conexión en tres alambres (delta abierta) (cuando está disponible, mediante ajuste PTCNN=DELTA).

150 V permanentes (conecte cualquier voltaje de 0 a 150 Vac).

365 Vac por 10 segundos.

Carga: 0.13 VA @ 67 V; 0.45 VA @ 120 V.

300 V_{L-N}, tres fases, conexión en cuatro alambres (estrella) ó **300 V_{L-L}**, tres fases, conexión en tres alambres (delta abierta) (cuando está disponible, mediante ajuste PTCNN=DELTA).

300 V permanentes (conecte cualquier voltaje de 0 a 150 Vac).

600 Vac por 10 segundos.

Carga: 0.03 VA @ 67 V; 0.06 VA @ 120 V; 0.8 VA @ 300 V.

Entradas de Corriente AC:

IA, IB, IC y canal de neutro IN

5 A nominal: 15 A permanentes, 500 A por 1 segundo, lineal para 100 A simétricos.
1,250 A por 1 ciclo.

Carga: 0.27 VA @ 5 A, 2.51 VA @ 15 A.

1 A nominal: 3 A permanentes, 100 A por 1 segundo, lineal para 20 A simétricos.
250 A por 1 ciclo.

Carga: 0.13 VA @ 1 A, 1.31 VA @ 3 A.

Opciones adicionales de canal de neutro IN

Entrada de corriente de canal de neutro (IN) de 0.2 A nominal, 15 A permanentes,
500 A por 1 segundo, lineal para 5.5 A simétrico. 1250 A por 1 ciclo.

Carga: 0.002 VA @ 0.2 A, 1.28 VA @ 15 A.

Entrada de corriente de canal de neutro (IN) de 0.05 A nominal, 1.5 A permanentes,
20 A por 1 segundo, lineal para 1.5 A simétricos. 100 A por 1 ciclo.

Carga: 0.0004 VA @ 0.05 A, 0.36 VA @ 1.5 A.

La opción de canal de neutro IN de 0.2 A nominal se usa para control direccional en sistemas aterrizados de baja impedancia, sistemas aterrizados mediante bobina Petersen y sistemas no aterrizados/ aterrizados de alta impedancia. El canal de 0.2 A nominal también puede proveer protección sensitiva de falla a tierra (SEF) no direccional.

La opción de canal de neutro IN de 0.05 A nominal corresponde a la opción tradicional SEF no direccional.

Fuente de Poder:

Valor nominal: 125/250 Vdc o Vac.

Rango: 85–350 Vdc ó 85–264 Vac.

Carga: < 25 W.

Valor nominal: 48/125 Vdc ó 125 Vac.

Rango: 38–200 Vdc or 85–140 Vac.

Carga: < 25 W.

Valor nominal: 24/48 Vdc.

Rango: 18–60 Vdc requiere polaridad.

Carga: < 25 W.

Frecuencia y Rotación:

Frecuencia 60/50 Hz y rotación de fases ABC/ACB, seleccionable por el usuario.
Rango de seguimiento de frecuencia: 40.1-65 Hz (V_A o V_1 [voltaje de secuencia positiva] requerido para seguimiento de frecuencia; el seguimiento se conmuta a V_1 si $V_A < 20$ V para entradas de voltaje de 300 V_{L-N} [o $V_A < 10$ V para entradas de voltaje de 150 V_{L-N}]).

Contactos de salida Estándar:

30 A de cierre momentáneo (make), según IEEE 37.90: 1989.
6 A permanentes (continuous carry) a 70°C; 4 A permanentes (continuous carry) a 85°C.
50 A por un segundo.
Protección MOV: 270 Vac, 360 Vdc, 40 J;
Tiempo de operación: menor que 5 ms.
Tiempo de reposición: menor que 5 ms, típico.

Capacidad de interrupción (10,000 operaciones):

24 V 0.75 A L/R = 40 ms.
48 V 0.50 A L/R = 40 ms.
125 V 0.30 A L/R = 40 ms.
250 V 0.20 A L/R = 40 ms.

Capacidad cíclica (2.5 ciclos/segundo):

24 V 0.75 A L/R = 40 ms.
48 V 0.50 A L/R = 40 ms.
125 V 0.30 A L/R = 40 ms.
250 V 0.20 A L/R = 40 ms..

Opción Alta Corriente de Interrupción para tarjeta adicional de entradas/salidas:

30 A de cierre momentáneo (make), según IEEE 37.90: 1989
6 A permanentes (continuous carry) a 70°C; 4 A permanentes (continuous carry) a 85°C.
50 A por un segundo.
Protección MOV: 330 Vdc, 130 J;
Tiempo de operación: menor que 5 ms.
Tiempo de reposición: menor que 8 ms, típico.
Capacidad de interrupción (10,000 operaciones):
24 V 10 A L/R = 40 ms.
48 V 10 A L/R = 40 ms.
125 V 10 A L/R = 40 ms.
250 V 10 A L/R = 20 ms.

Capacidad cíclica (4 ciclos en 1 segundo, seguido de 2 minutos de reposo para disipación térmica):

24 V 10 A L/R = 40 ms.

48 V 10 A L/R = 40 ms.

125 V 10 A L/R = 40 ms.

250 V 10 A L/R = 20 ms.

Rango de operación entradas optoaisladas:

Cuando son usadas con señales de control de dc:

250 Vdc: activas (on) para 200–300 Vdc; inactivas (off) bajo 150 Vdc.

220 Vdc: activas (on) para 176–264 Vdc; inactivas (off) bajo 132 Vdc.

125 Vdc: activas (on) para 105–150 Vdc; inactivas (off) bajo 75 Vdc.

110 Vdc: activas (on) para 88–132 Vdc; inactivas (off) bajo 66 Vdc.

48 Vdc: activas (on) para 38.4–60 Vdc; inactivas (off) bajo 28.8 Vdc.

24 Vdc: activas (on) para 15–30 Vdc.

Cuando son usadas con señales de control de ac:

250 Vdc: activas (on) para 170.6–300.0 Vac; inactivas (off) bajo 106.0 Vac.

220 Vdc: activas (on) para 150.3–264.0 Vac; inactivas (off) bajo 93.2 Vac.

125 Vdc: activas (on) para 89.6–150.0 Vac; inactivas (off) bajo 53.0 Vac.

110 Vdc: activas (on) para 75.1–132.0 Vac; inactivas (off) bajo 46.6 Vac.

48 Vdc: activas (on) para 32.8–60.0 Vac; inactivas (off) bajo 20.3 Vac.

24 Vdc: activas (on) para 12.8–30.0 Vac.

El Modo AC es seleccionable en cada entrada vía Ajustes Globales IN101D–IN106D; IN201D–IN208D. Tiempo de retardo en el reconocimiento de una entrada AC, desde el momento del cambio de estado: operación 0.75 ciclos máximo; reposición 1.25 ciclos máximo.

Nota: Las entradas optoaisladas de 24, 48, 125 y 250 Vdc drenan aproximadamente. 5 mA, las de 110 Vdc drenan aproximadamente 0.8 mA. Las corrientes se señalan para entradas operando a voltaje nominal.

Entrada codificada de tiempo:

El relé acepta entrada codificada de tiempo IRIG-B demodulada en puerto 2. La hora del relé es sincronizada entre ± 5 ms de la fuente de entrada de tiempo.

Comunicaciones seriales:

Dos puertos seriales de comunicación EIA-232 en panel posterior y uno en panel frontal. Un puerto serial de comunicación EIA-485 en panel posterior, con 2100 Vdc de aislación.

Rango de selección por puerto: 300, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400 Baud.

Dimensiones:

Ver Figura B.1.3.1 para mayor información.

Peso:

13 lbs (5.92 kg) — Relés de altura 2U rack.

16 lbs (7.24 kg) — Relés de altura 3U.

Rutina de ensayos Dieléctricos:

Entradas de corriente: 2,500 Vac por 10 segundos.

Fuente de poder, entradas optoaisladas y contactos de salida: 3100 Vdc por 10 segundos.

Los siguientes ensayos *IEC 60255-5 Dielectric Tests: 1977* se efectúan en todas las unidades rotuladas CE:

2200 Vdc por 1 segundo en puerto de comunicación EIA-485.

2500 Vac por 1 segundo en contactos de entradas, contactos de salida y entradas análogas.

3100 Vdc por 1 segundo en la fuente de poder.

Temperatura de operación:

-40° a 185°F (-40° a +85°C) (prueba tipo).

(El contraste del LCD se deteriora para temperaturas inferiores a -20°C).

IEC 60068-2-1: 1990 Environmental testing procedures, Part 2: Tests - Test Ad: Cold (type test).

IEC 60068-2-2: 1974 Environmental testing procedures, Part 2: Tests - Test Bd: Dry Heat (type test).

Medio ambiente:

IEC 60068-2-30: 1980 Environmental testing procedures, Part 2: Tests, Test Db and guidance: Damp heat, cyclic (12 + 12-hour cycle), (six-day type test).

IEC 60529: 1989-11 Degrees of Protection Provided by Enclosures -

IP30, IP54 from the front panel using the SEL-9103 Front Cover Dust and Splash Protection (type test).

RFI y Pruebas de Interferencia:

IEEE C37.90.1 - 1989 IEEE SWC Tests for Protective Relays and Relay Systems (4 kV at 2.5 kHz oscillatory, 5 kV fast transient) (type test).

IEEE C37.90.2 – 1995 IEEE standard for withstand capability of relay systems to radiated electromagnetic interference from transceivers.

Severity Level 35 V/m (type test).

IEC 60255-22-1: 1988 Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment, Part 1: 1 MHz burst disturbance tests. Severity

Level 3 (2.5 kV peak common mode, 2.5 kV peak differential) (type test).

IEC 60255-22-3: 2000 Electrical relays, Section 3: Radiated electromagnetic field disturbance tests, Severity Level 3 (10 V/m) (type test).

IEC 60255-22-4: 1992 Electrical disturbance tests for measuring relays and protection equipment, Section 4 - Fast transient disturbance test. Severity Level 4 kV at 2.5 kHz and 5 kHz (type test).

Pruebas de Impulso:

IEC 60255-5: 1977 Electrical relays, Part 5: Insulation tests for electrical relays, Section 6: Dielectric Tests, Series C (2500 Vac on analog inputs; 3000 Vdc on power supply, contact inputs, and contact outputs). Section 8: Impulse Voltage Tests, 0.5 Joule 5 kV (type test).

Pruebas de vibración e impacto:

IEC 60255-21-1: 1988 Electrical relays, Part 21: Vibration, shock, bump, and seismic tests on measuring relays and protection equipment, Section One - Vibration tests (sinusoidal), Class 1 (type test).

IEC 60255-21-2: 1988 Electrical relays, Part 21: Vibration, shock, bump, and seismic tests on measuring relays and protection equipment, Section Two - Shock and bump tests, Class 1 (type test).

IEC 60255-21-3: 1993 Electrical relays, Part 21: Vibration, shock, bump, and seismic tests on measuring relays and protection equipment, Section Three - Seismic tests, Class 2 (type test).

Pruebas ESD:

IEC 60255-22-2: 1996 Electrical disturbance tests for measuring relays and protective equipment, Section 2: Electrostatic discharge tests, Severity Level 4 (Equipment is tested at both polarities at levels 1, 2, 3, 4) (type test).

Certificaciones:

ISO: El relé está diseñado y fabricado bajo programa de calidad certificada ISO-9001.

UL/CSA: reconocimiento UL para los requerimientos *UL-508*; *CSA C22.2, N.14 para equipos de control industrial*; y *UL-1053*, equipos sensores de falla a tierra y relés.

CE: CE Mark.

B.1.1 ESPECIFICACIONES DE PROCESAMIENTO.

Entradas de AC de Voltaje y Corriente:

16 muestras por ciclo, filtro pasabajas de 3 db con frecuencia de corte 560 Hz.

Filtraje Digital:

Coseno, un ciclo después de filtraje análogo pasabajos. Red de filtraje (análogo más digital) rechaza dc y todas las armónicas mayores que la fundamental.

Filtraje Digital:

4 veces por ciclo del sistema de potencia.

B.1.2 RANGOS DE OPERACIÓN Y EXACTITUD DE ELEMENTOS DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

Elementos de Sobrecorriente Instantáneos/Tiempo Definido:

Rango de Operación:

0.25–100.00 A, en pasos de 0.01 A (5 A nominal).

1.00–170.00 A, en pasos de 0.01 A (5 A nominal – para elementos fase-fase).

0.050–100.000 A, en pasos de 0.010 A (5 A nominal – para elementos residuales).

0.05–20.00 A, en pasos de 0.01 A (1 A nominal).

0.20–34.00 A, en pasos de 0.01 A (1 A para elementos fase – fase).

0.010–20.000 A, en pasos de 0.002 A (1 A nominal – para elementos residuales).

0.005–2.500 A, en pasos de 0.001 A (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.2 A nominal).

0.005–1.500 A, en pasos de 0.001 A (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.05 A nominal).

Exactitud de operación en régimen permanente:

± 0.05 A y $\pm 3\%$ del ajuste (5 A nominal).

± 0.01 A y $\pm 3\%$ del ajuste (1 A nominal).

± 0.001 A y $\pm 3\%$ del ajuste (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.2 A nominal).

± 0.001 A y $\pm 5\%$ del ajuste (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.05 A nominal).

Sobre alcance transiente:
 $\pm 5\%$ del pickup.

Tiempo de retardo:
0.00–16,000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos.

Exactitud del temporizador:
 ± 0.25 ciclos y $\pm 0.1\%$ del ajuste.

Elementos temporizados de sobrecorriente:

Elementos temporizados de sobrecorriente:
0.25–16.00 A, en pasos de 0.01 A (5 A nominal).
0.10–16.00 A, en pasos de 0.01 A (5 A nominal – para elementos residuales).
0.05–3.20 A, en pasos de 0.01 A (1 A nominal).
0.02–3.20 A, en pasos de 0.01 A (1 A nominal – para elementos residuales).
0.005–0.640 A, en pasos de 0.001 A (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.2 A nominal).
0.005–0.160 A, en pasos de 0.001 A (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.05 A nominal).

Exactitud de operación en régimen permanente:
 ± 0.05 A y $\pm 3\%$ del ajuste (5 A nominal).
 ± 0.01 A y $\pm 3\%$ del ajuste (1 A nominal).
 ± 0.005 A y $\pm 3\%$ del ajuste (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.2 A nominal).
 ± 0.001 A y $\pm 5\%$ del ajuste (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.05 A nominal).

Rango de temporización del Dial:
0.50–15.00, en pasos de 0.01 (US).
0.05–1.00, en pasos de 0.01 (IEC).

Exactitud de las curvas temporizadas:
 ± 1.50 ciclos y $\pm 4\%$ de la curva de tiempo, para corriente entre 2 y 30 veces el pickup.

± 3.50 ciclos y $\pm 4\%$ de la curva de tiempo, para corriente entre 2 y 30 veces el pickup, para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.05 A nominal.

Elementos de Bajo y Sobrevoltaje:

Rangos de Operación:

Conexión estrella (Ajuste Global PTCNN=WYE):

0.00–100.00 V, en pasos de 0.01 V (elementos de secuencia negativa) {entradas 150V}.

0.00–200.00 V, en pasos de 0.01 V (V (elementos de secuencia negativa) {entradas 300V}.

0.00–150.00 V, en pasos de 0.01 V (varios elementos) {entradas 150V}.

0.00–300.00 V, en pasos de 0.01 V ó 0.02 V (varios elementos) {entradas 300V}.

0.00–260.00 V, en pasos de 0.01 V (elementos fase-fase) {entradas 150V}.

0.00–520.00 V, en pasos de 0.02 V (elementos fase-fase) {entradas 300V}.

Conexión delta abierta

(cuando está disponible, con ajuste global PTCNN=DELTA):

0.00–60.00 V, en pasos de 0.01 V (elementos de secuencia negativa) {entradas 150V}.

0.00–120.00 V, en pasos de 0.01 V (elementos de secuencia negativa) {entradas 300V}.

0.00–85.00 V, en pasos de 0.01 V (elemento de secuencia positiva) {entradas 150V}.

0.00–170.00 V, en pasos de 0.01 V (elemento de secuencia positiva) {entradas 300V}.

0.00–150.00 V, en pasos de 0.01 V (varios elementos) {entradas 150V}.

0.00–300.00 V, en pasos de 0.01 V (varios elementos) {entradas 300V}.

Exactitud de operación en régimen permanente:

±1 V y ±2% del ajuste {entradas de voltaje 150 V} (elementos de fase y sincronización).

±2 V y ±2% del ajuste {entradas de voltaje 300 V} (elementos de fase y sincronización).

±1 V y ±4% del ajuste {entradas de voltaje 150 V} (elementos de secuencia negativa, positiva y cero, elementos fase-fase).

±2 V y ±4% del ajuste {entradas de voltaje 300 V} (elementos de secuencia negativa, positiva y cero, elementos fase-fase).

Sobre alcance Transiente: ±5% del pickup.

Elementos de secuencia negativa, positiva y cero, elementos fase-fase

Rango de operación de deslizamiento de Frecuencia:

0.005–0.500 Hz, en pasos de 0.001 Hz.

Exactitud de operación de deslizamiento de Frecuencia:
 ± 0.003 Hz.

Rango de ángulo de fase:
0–80°, en pasos de 1°.

Exactitud de ángulo de fase:
 $\pm 4^\circ$.

Elementos de Baja y Sobrefrecuencia.

Rango de operación: 40.10–65.00 Hz, en pasos de 0.01 Hz.

Sobre alcance de régimen permanente más transiente: ± 0.01 Hz.

Tiempo de retardo: 2.00–16,000.00 ciclos, en pasos de 0.25 ciclos.

Exactitud del Temporizador: ± 0.25 ciclos y $\pm 0.1\%$ del ajuste.

Rango del elemento de bloqueo de frecuencia por bajo voltaje:
12.50–150.00 VLN (estrella) o VLL (delta abierta) {entradas 150 V}.
25.00–300.00 VLN (estrella) o VLL (delta abierta) {entradas 300 V}.

Temporizadores.

Rangos de operación: 0.00–999,999.00 ciclos, pasos de 0.25-ciclos (relevador de recierre y algunos temporizadores programables).

0.00–16,000.00 ciclos, pasos de 0.25–ciclos (algunos temporizadores programables y otros varios temporizadores).

Exactitud de operación y reposición para todos los temporizadores:
 ± 0.25 ciclos y $\pm 0.1\%$ del ajuste.

Monitor de voltaje de Batería de la Subestación.

Rango de operación: 20–300 Vdc, pasos de 1 Vdc.

Rango de operación: $\pm 2\%$ del ajuste, ± 2 Vdc.

Exactitud de la medida.

Las exactitudes están especificadas a 20°C y a frecuencia nominal, a menos que se indique algo distinto.

Voltajes V_A , V_B , V_C .

$\pm 0.1\%$ (33.5–150 V; conexión estrella) entradas de voltaje 150 V).

$\pm 0.2\%$ (67.0–300 V; conexión estrella) {entradas de voltaje 300 V}.

Voltajes V_{AB} , V_{BC} , V_{CA} .

$\pm 0.2\%$ (33.5–150 V; conexión delta) {entradas de voltaje 150 V}.

$\pm 0.4\%$ (67.0–300 V; conexión delta) {entradas de voltaje 300 V}.

Voltaje V_s .

$\pm 0.1\%$ (33.5–150 V) {entradas de voltaje 150 V}.

$\pm 0.2\%$ (67.0–300 V) {entradas de voltaje 300 V}.

Voltajes $3V_0$, V_1 , V_2 .

[$3V_0$ no está disponible con entradas conectadas en delta].

$\pm 0.3\%$ (33.5–150 V) {entradas de voltaje 150 V}.

$\pm 0.6\%$ (67.0–300 V) {entradas de voltaje 300 V}.

Corrientes I_A , I_B , I_C .

± 2 mA y $\pm 0.1\%$ (0.5–100 A) (5 A nominal).

± 0.5 mA y $\pm 0.1\%$ (0.1–20 A) (1 A nominal).

Corriente I_N .

± 0.05 A y $\pm 3\%$ (0.5–100 A) (5 A nominal).

± 0.01 A y $\pm 3\%$ (0.1–20 A) (1 A nominal).

± 0.08 mA y $\pm 0.1\%$ (0.005–4.5 A) (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.2 A nominal).

± 1 mA y C (0.01–1.5 A) (para entrada de corriente canal de neutro (IN) de 0.05 A nominal).

Corrientes I_1 , $3I_0$, $3I_2$.

± 0.05 A y $\pm 3\%$ (0.5–100 A) (5 A nominal).

± 0.01 A y $\pm 3\%$ (0.1–20 A) (1 A nominal).

Exactitud de ángulo de fase: $\pm 0.5^\circ$.

MW / MVAR.

(A, B, C, y trifásico; 5 A nominal; voltajes conectados en estrella).

MW / MVAR.

(Trifásico; 5 A nominal; voltajes conectados en delta abierta, condiciones balanceadas).

Exactitud.

(MW / MVAR) a ángulo de carga para 0.5 A sec. \leq corriente de fase < 1.0 A sec.:

0.70% / - 0° ó 180° (factor de potencia unitario).

0.75% / 6.50% $\pm 8^\circ$ ó $\pm 172^\circ$.

1.00% / 2.00% $\pm 30^\circ$ ó $\pm 150^\circ$.

1.50% / 1.50% $\pm 45^\circ$ ó $\pm 135^\circ$.

2.00% / 1.00% $\pm 60^\circ$ ó $\pm 120^\circ$.

6.50% / 0.75% $\pm 82^\circ$ ó $\pm 98^\circ$.

- / 0.70% $\pm 90^\circ$ (f. de potencia = 0).

MW / MVAR para corriente de fase ≥ 1.0 A sec.:

0.35% / - 0° ó 180° (factor de potencia unitario).

0.40% / 6.00% ± 8 ó $\pm 172^\circ$.

0.75% / 1.50% $\pm 30^\circ$ ó $\pm 150^\circ$.

1.00% / 1.00% $\pm 45^\circ$ ó $\pm 135^\circ$.

1.50% / 0.75% $\pm 60^\circ$ ó $\pm 120^\circ$.

6.00% / 0.40% $\pm 82^\circ$ ó $\pm 98^\circ$.

- / 0.35% $\pm 90^\circ$ (f. potencia = 0).

El ejemplo de cálculo de exactitud de las corrientes I_A , I_B e I_C se basa en el coeficiente de temperatura establecido precedentemente:

Para temperatura de 40°C, el error adicional para corrientes I_A , I_B e I_C es:

$$[(0.0002\%)/(^{\circ}\text{C})^2] \cdot (40^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C})^2 = 0.08\%$$

Exactitud de elementos de potencia.

Elementos de potencia monofásicos:

Pickup: ± 0.005 A • (voltaje secundario L-N) y $\pm 5\%$ del ajuste a factor de potencia unitario {1 A nominal}.

± 0.025 A • (voltaje secundario L-N) y $\pm 5\%$ del ajuste a factor de potencia unitario {5 A nominal}.

Elementos de potencia trifásicos:

Pickup: Ajuste de pickup.

1–6 VA {5 A nominal}, 0.2–1 VA {1 A nominal}:

± 0.01 A • (voltaje secundario L-L) y $\pm 10\%$ del ajuste a factor de potencia unitario, para elementos de potencia y factor de potencia cero para elemento de potencia reactiva {1 A nominal}.

± 0.05 A • (voltaje secundario L-L) y $\pm 10\%$ del ajuste a factor de potencia unitario, para elementos de potencia y factor de potencia cero para elemento de potencia activa {5 A nominal}.

Ajuste de pickup.

6–39000 VA {5 A nominal}, 1–7800 VA {1 A nominal}:

± 0.005 A • (voltaje secundario L-L) y $\pm 5\%$ del ajuste a factor de potencia unitario, para elementos de potencia y factor de potencia cero para elemento de potencia reactiva {1 A nominal}.

± 0.025 A • (voltaje secundario L-L) y $\pm 10\%$ del ajuste a factor de potencia unitario, para elementos de potencia y factor de potencia cero para elemento de potencia reactiva {5 A nominal}.

Las especificaciones de exactitud de elementos de potencia son aplicables como sigue:

- Voltajes conectados en estrella (PTCONN = WYE): cualquier condición
- Voltajes conectados en delta abierta (PTCONN = DELTA), con conexión configurada apropiadamente para “broken delta” 3V0 (VSCONN = 3V0): cualquier condición
- Voltajes conectados en delta abierta, *sin* conexión “broken delta” 3V0 (VSCONN = VS): sólo condiciones balanceadas.

B.1.3 DIAGRAMAS Y MODELOS GENERALES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

A continuación se muestra el diagrama de dimensiones del relevador digital multifunción SEL-351, para el montaje en rack y en panel.

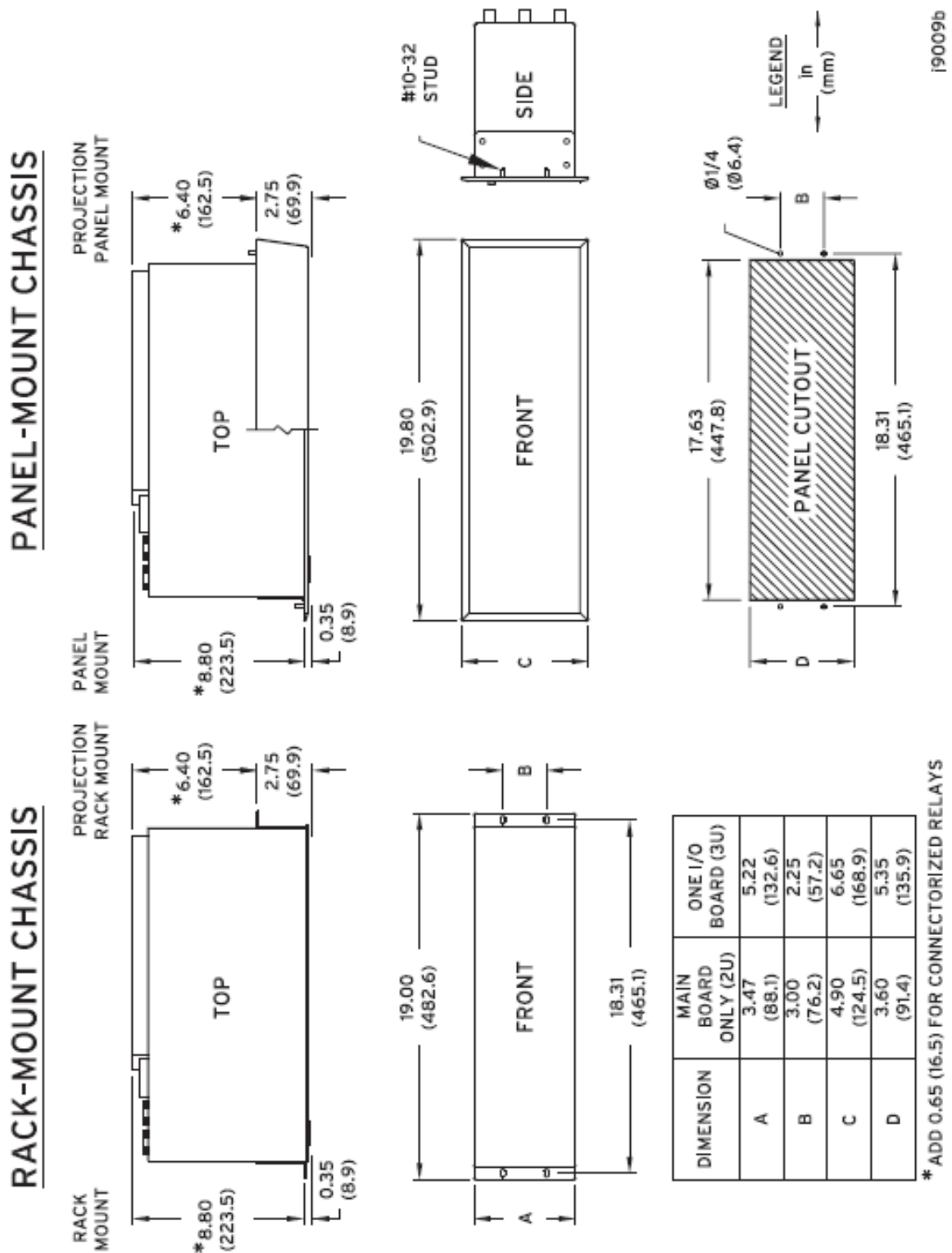


Figura B.1.3.1: Dimensiones para el montaje en rack y en panel del relevador SEL-351.

En la figura siguiente se muestra el diagrama general del panel frontal y posterior del relevador digital multifunción SEL-351.

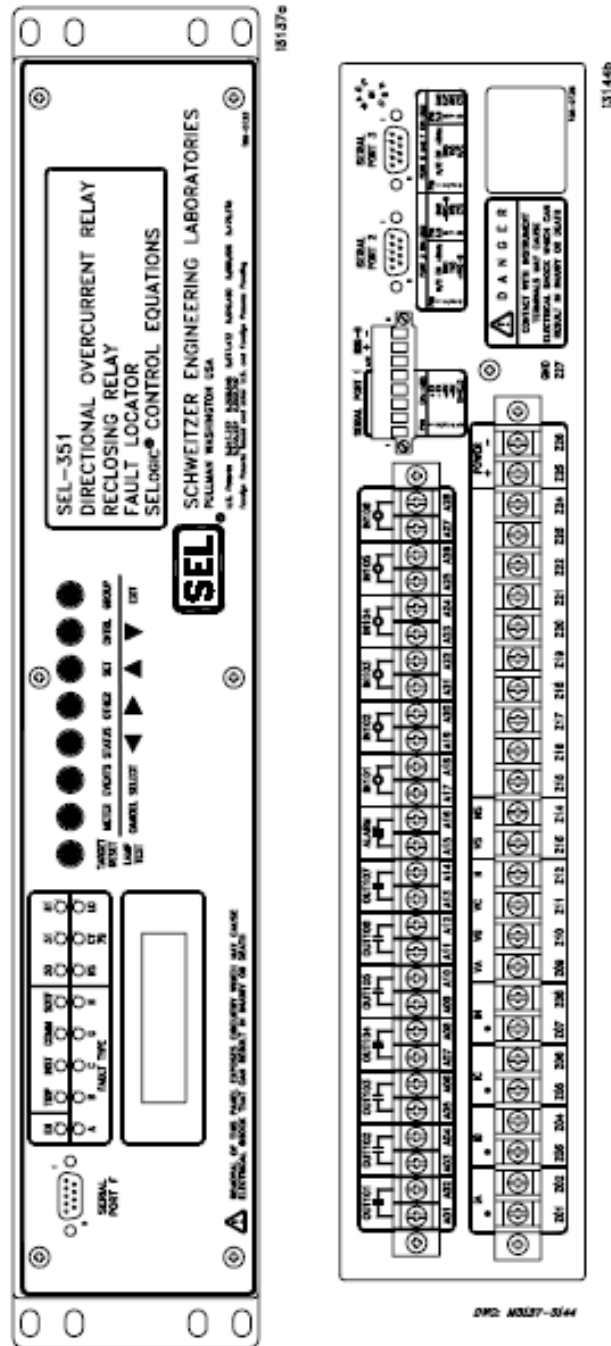


Figura B.1.3.2: Diagrama del panel frontal y posterior del relevador SEL-351.

Es importante señalar que la intención principal de este trabajo de tesis, no es profundizar en el relevador digital multifunción SEL-351, sino mas bien conocer la filosofía de protecciones en alimentadores de distribución con relevador digital multifunción SEL-351 por lo cual, para mayor información sugerimos consultar el manual del relevador SEL-351.

En las siguientes tablas B.1.3.3 y B.1.3.4, se muestran los modelos existentes en el mercado, del relevador digital multifunción SEL-351, así como las versiones disponibles del firmware.

NÚMERO DE MODELO	ALTURA RACK UNITS	NÚMERO DE ENTRADAS AISLADAS	NÚMERO DE CONTACTOS DE SALIDA	TIPO DE CONEXIÓN PANEL POSTERIOR	TIPO DE CONTACTO DE SALIDA	TIPO DE CONTACTO DE SALIDA	DISPONIBILIDAD VERTICAL HORIZONTAL
0351X0	2U	6	8	BLOCK DE TERMINALES ATORNILLADOS	ESTÁNDAR	1.2, 2.2, 7.1, 7.27	HORIZONTAL
0351X1	3U	6	8	BLOCK DE TERMINALES ATORNILLADOS	ESTÁNDAR	1.2, 2.3, 2.4, 7.1, 7.27	HORIZONTAL Y VERTICAL
		8	12	BLOCK DE TERMINALES ATORNILLADOS	ESTÁNDAR O ALTA CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN	1.4, 2.3, 2.4, 7.2, 7.28	
0351XY	3U	6	8	CONECTORES ENCHUFABLES	ESTÁNDAR	1.2, 1.3, 2.3, 2.4, 2.5, 7.1, 7.2, 7.27, 7.28	HORIZONTAL Y VERTICAL
		8	12	CONECTORES ENCHUFABLES	ESTÁNDAR O ALTA CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN		

*EL CAMPO "X" INDICA LA VERSIÓN DEL FIRMWARE (VER TABLA B.2).

**LA DISPOSICIÓN VERTICAL SOLO ESTA DISPONIBLE PARA MODELOS 0351X1 Y 0351XY.

Figura B.1.3.3: Modelos del relevador digital multifunción SEL-351.

NÚMERO DE MODELO	VERSIÓN DE FIRMWARE	CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR
03515Z	5	CARACTERÍSTICAS ESTÁNDAR
03516Z	6	CARACTERÍSTICAS ESTÁNDAR MÁS MİRRORED BITS* Y PERFIL DE CARGA
03517Z	7	INCLUYE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA VERSIÓN DE FIRMWARE 6, ADEMÁS DE ELEMENTOS DE POTENCIA Y ELEMENTOS SAG/SWELLS/INTERRUPCIONES

Figura B.1.3.4: Versiones del firmware del relevador digital multifunción SEL-351.

APÉNDICE C:

COMANDOS DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN SEL-351.

A continuación se presenta, en forma progresiva un resumen de comandos del relevador digital multifunción SEL-351, así como una breve descripción.

RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR SEL-351.	
Comando del Nivel de Acceso 0	El acceso al nivel 0 es el nivel inicial de acceso del relé. El relé retorna automáticamente al nivel de acceso 0 cuando expira el tiempo de time-out del puerto serial o después de un comando QUIT. El cursor de la pantalla es: =
ACC	Acceso al Nivel 1. Si el puente interior del password no está instalado, el relé solicita el password de acceso al nivel 1, antes de autorizar el ingreso a dicho nivel.
Comandos del Nivel Acceso 1	Los comandos del Nivel de Acceso 1 permiten al usuario ver la información de ajustes pero no cambiarlos; extraer y reponer eventos, registros e información de medida. El cursor de la pantalla es: =>
2AC	Acceso al Nivel 2. Si el puente interior del password de la tarjeta principal no está instalado, el relé solicita el password de acceso al Nivel 2, antes de autorizar el ingreso a dicho nivel.
BAC	Acceso a nivel Breaker (Nivel Interruptor) (Nivel de Acceso B). Si el puente interior de password de la tarjeta principal no esta instalado, el relé solicita el password de acceso al nivel B.
BRE	Despliega información del monitor de interruptor (disparos, corriente interrumpida, desgaste).
COM p	Muestra un reporte-resumen de comunicaciones (reporte COM) del canal p de MIRRORED BITS (donde p= A o B), usando todos los registros en los cálculos del canal.
COM p n	Muestra un reporte COM para el canal p MIRRORED BITS, usando los últimos n registros de falla (n= 1-512, donde 1 es la entrada más reciente)
COM p n m	Muestra un reporte COM para el canal p de MIRRORED BITS, usando los registros m a n (m =1-512).
COM p d1	Muestra un reporte COM para el canal p de MIRRORED BITS, usando las fallas registradas en la fecha d1 (ver formato de fecha en comando DAT).
COM p d1 d2	Muestra un reporte COM para el canal p de MIRRORED BITS usando las fallas registradas entre la fecha d1 y d2 inclusive.

RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR SEL-351.	
COM ... L	Para todos los comandos COM, L hace que los registros del reporte COM especificados, sean listos después del resumen.
COM p C	Borra los registros de comunicación del canal p de MIRRORED BITS (o de ambos canales si p no esta especificado, comando COM C).
DAT	Muestra la fecha.
DAT mm/dd/yy	Ingresa la fecha de esta forma si el ajuste global del formato DATE_F, esta ajustado MDY.
DAT yy/mm/dd	Ingresa la fecha de esta forma si el ajuste global del formato DATE_F, esta ajustado YMD.
EVE n	Muestra el reporte de evento n con 4 muestras por ciclo (n= 1 hasta el evento de mayor numeración, donde 1 es el reporte más reciente: ver comando HIS). Si n es omitido, (comando EVE) se despliega el reporte más reciente.
EVE n R	Muestra el reporte de evento n en formato "raw" (no filtrado), con resolución de 16 muestras por ciclo.
EVE n C	Muestra el reporte de evento n en formato ASCII comprimido, para uso con SEL-5601 Analytic Assistant.
EVE n A	Muestra el reporte de evento n con la sección análoga solamente.
EVE n D	Muestra el reporte de evento n con la sección digital solamente.
EVE n M	Muestra el reporte de evento n con la sección de comunicaciones solamente.
EVE n Sx	Muestra el reporte de evento n con x muestras por ciclo (x= 4 ó 16).
EVE n Ly	Muestra los primeros ciclos del reporte de eventos n (y= 1 hasta el ajuste global LER).
EVE n L	Muestra el reporte de evento n con 16 muestras por ciclo (similar a EVE n S16).
EVE n V	Muestra el reporte de evento n con escalonamiento de valores variable.
GRO	Despliega el número de grupo activo.
HIS n	Muestra un breve resumen de los últimos reportes de evento, donde 1 es la entrada más reciente. Si n no es especificado, (comando HIS), se despliegan todos los resúmenes de evento.
HIS C	Borra todos los reportes de evento de la memoria no volátil.
IRI	Fuerza al reloj interno del relé a intentar sincronización con entrada codificada de tiempo IRIG-B.
LDP	Muestra el reporte completo de perfil de carga (Load Profile, LDP).
LDP n	Muestra las últimas n filas del reporte LDP (n= 1 a varios miles, donde 1 es la entrada más reciente).
LDP m n	Muestra las filas m a n del reporte LDP (m= 1 a varios miles).

RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR SEL-351.	
LDP d1	Muestra todas las filas del reporte LDP registradas en la fecha especificada (ver formato de fecha en comando DAT).
LDP d1 d2	Muestra todas las filas del reporte LDP registradas entre las fechas d1 y d2 , inclusive.
LDP D	Despliega el número de días de capacidad de almacenamiento de LDP, antes que se produzca la sobre-escritura.
LDP C	Borra el reporte LDP desde la memoria no volátil.
MET k	Despliega información de medida instantánea. Ingrese k para repetir la acción k veces (k= 1-32767, si no es especificado, por defecto es 1).
MET X k	Despliega la misma información que el comando MET, con voltajes fase-fase y V (base). Ingrese k para repetir la acción k veces (k= 1-32767, si no es especificado, por defecto es 1).
MET D	Despliega información de demanda y demanda máxima. Seleccione MET RD o MET RP para reponer.
MET E	Despliega información de medida de energía. Seleccione MET RE para reponer.
MET M	Despliega información de medida de máximos/mínimos. Seleccione MET RM para reponer.
QUI	Quit. Retorna al nivel de acceso 0 .Termina la conexión SEL Distributed Port Switch Protocol (LMD).
SER	Muestra el reporte del Registrador Secuencial de Eventos (SER) completo
SER n	Muestra las últimas n filas del reporte SER (n= 1-512, donde 1 es la entrada más reciente).
SER m n	Muestra las filas m a n del reporte SER (m= 1-512).
SER d1	Muestra todas las filas del reporte SER registradas en la fecha especificada (ver formato de fecha en comando DAT).
SER d1 d2	Muestra todas las filas de reporte SER registradas entre las fechas d1 y d2, inclusive.
SER C	Borra el reporte SER desde la memoria no volátil.
SHO n	Muestra los ajustes del relé (sobrecorriente, recierre, temporizadores, etc.) del grupo n (n= 1-6, si no es especificado, por defecto es el grupo de ajustes activo).
SHO n L	Muestra los ajustes de las ecuaciones de control SELogic del grupo n (n= 1-6, si no es especificado, por defecto son las ecuaciones de control SELogic del grupo de ajustes activo).
SHO G	Muestra los ajustes globales.

RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR SEL-351.	
SHO R	Muestra los ajustes SER y del Registrador LDP.
SHO T	Muestra los ajustes de los rótulos de texto.
SHO P p	Muestra los ajustes del puerto serial p, (p= 1, 2, 3 o F; sino es especificado, por defecto es el puerto activo).
SHO ... name	Para todos los comandos SHO, salta el ajuste especificado en "name".
SSI	Muestra el reporte de swg/ swell/ interrupciones (SSI) de voltaje completo.
SSI n	Muestra las últimas n filas del reporte SSI (n= 1 a varios miles, donde 1 es la entrada más reciente).
SSI n m	Muestra las filas m a n del reporte SSI (m= 1 a varios miles).
SSI d1	Muestra todas las filas del reporte del registrador SSI, registradas en la fecha especificada (ver formato de fecha en comando DAT).
SSI d1 d2	Muestra todas las filas del reporte del registrador SSI, registradas entre las fechas d1 y d2, inclusive.
SSI C	Borra los reportes SSI desde la memoria no volatil.
SSI R	Efectúa reposición del elemento V (base). Vea Inicialización V (base).
SS T	Gatilla del registrador SSI.
STA	Muestra el estado de autocombprobación del relé.
TAR R	Efectúa la reposición de la señalización del primer panel frontal.
TAR n k	Despliega una fila de Relay Word. Si n es el nombre de un elemento (ejemplo 50A1) despliega la fila que contiene el elemento n. Integrese k para repetir la acción k veces (k= 1-32,767, si no es especificado por defecto es 1).
TAR LIST	Muestra todos los Relay Words de todas las filas.
TAR ROW ...	Muestra el número de fila del Relay Word al principio de cada línea, agregada a otros comandos Target descritos anteriormente tales como n, "name", k y LIST.
TIM	Muestra o ajusta la hora (reloj de 24 horas). Muestra la hora actual ingresando TIM. Ajuste la hora, ingresando TIM seguido de la hora deseada (ejemplo: ajuste la hora 22:47:36 ingresando TIM 22:47:36).
TRI	Gatilla un reporte de evento.

RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR SEL-351.	
Comandos del Nivel de Acceso B	Los Comandos de Nivel de Acceso B permiten que principalmente el usuario opere el interruptor y los contactos de salida. Todos los comandos del Nivel de Acceso 1 pueden también ser ejecutados desde el Nivel de Acceso B. El cursor de pantalla es: ==>.
BRE n	Ingrese BRE W para precargar desgaste del interruptor. Ingrese BRE R, para reponer la información del monitor interruptor.
CLO	Cierra el interruptor (Activa el Relay Word bit cc).
GRO n	Cambia el grupo activo de ajustes al grupo n (n= 1-6).
OPE	Abre el interruptor (Activa el Relay Word bit OC).
PUL n k	Pulsa el contacto de salida n (donde n es uno de ALARM, OUT101-OUT107, OUT201-OUT212) durante k segundos. Especifique el parámetro n; k= 1-30 segundos; si no es especificado, por defecto es 1).
Comandos del Nivel de Acceso 2	Los comandos de acceso del nivel 2 permiten acceso ilimitado a los ajustes, parámetros y contactos de salida del relé. Todos los comandos del Nivel de Acceso 1 y Nivel de Acceso B están disponibles desde el Nivel de Acceso 2, el cursor de la pantalla es: ==>>
CON n	Controla el Relay Word bit RBn (Remote bit n; n= 1-16). Ejecute CONn y el relé responde: CONTROL RBn, luego, responda con una de las siguientes opciones: SRB n (set remote bit n, activa el RBn), CBR n (clear remote bit n, desactiva el RBn), PRB n (pulsa remote bit n, activa el RBn por 1/4 de ciclo).
COP m n	Copia los ajustes del relé y lógicos desde el grupo m al grupo n (m y n son números del 1-6).
LOO p t	Ajusta el puerto p del MIRRORRED BITS para loopback (p= A o B). Los elementos MIRRORRED BITS recibidos son forzados a sus valores por defecto, durante la prueba de loopback, t especifica la duración del loopback en minutos (t= 1-5,000, por defecto es 5).
LOO p DATA	Ajusta el puerto p del MIRRORRED BITS para loopback. DATA permite que los elementos recibidos del MIRRORRED BITS cambien durante la prueba de loopback.
PAS 1	Cambia el password de Acceso al Nivel 1.
PAS B	Cambia el password de Acceso al Nivel B.
PAS 2	Cambia el password de Acceso al Nivel 2. Ingrese DISABLE como password, para deshabilitar el requerimiento de password para el nivel de acceso especificado.
SET n	Cambia ajustes del relé (sobrecorriente, recierre, temporizadores, etc..) del grupo n (n= 1-6, si no es especificado, por defecto es el grupo activo).
SET n L	Cambia ajustes de ecuaciones de control SELogic del grupo n (n= 1-6 si no es especificado, por defecto son las ecuaciones de control SELogic del grupo de ajustes activo).

RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR SEL-351.	
SET G	Cambia ajustes globales.
SET R	Cambia los ajustes SER y del registrador LDP.
SET T	Cambia los ajustes de rótulos de texto.
SET P p	Cambia ajustes del puerto serial p (p= 1, 2, 3 ó F; si no es especificado, por defecto es el puerto activo).
SET ... name	Para todos los comandos SET, salta al ajuste especificado en "name".
SET ... TERSE	Para todos los comandos SET, TERSE deshabilita el comando automático SHO posterior a la entrada de ajustes.
STA C	Efectúa reposición de las advertencias/ fallas de autocomprobación y reinicia el relé.
VER	Muestra la configuración del relé y su versión del firmware.
HERRAMIENTAS DE COMANDO.	
Ctrl - Q	Envía un comando XON para restaurar la comunicación de un puerto de comunicación previamente interrumpido por XOFF.
Ctrl - S	Envía un comando XOFF para realizar una pausa en la salida del puerto de comunicación.
Ctrl - X	Envía un comando CANCEL, para abortar el comando en curso y volver al cursor del nivel de acceso actual.
HERRAMIENTAS DE COMANDO CUANDO SE USA EL COMANDO SET.	
<ENTER>	Retiene el ajuste y se mueve al siguiente ajuste.
^ <ENTER>	Retorna al ajuste previo.
<<ENTER>	Retorna a la sección de ajustes anteriores.
>>ENTER>	Salta a la siguiente sección de ajustes.
END <ENTER>	Abandona la sesión de edición de ajustes y avisa que se salven los ajustes.
Ctrl - X	Aborta la sesión de edición de ajustes sin salvar los cambios.

Tabla C.1: Resumen de comandos del relevador digital multifunción SEL-351.



GLOSARIO DE TÉRMINOS:



GLOSARIO DE TÉRMINOS.

A

ADC: Convertidor analógico digital (de sus siglas en inglés Analog to Digital Converter). Dispositivo electrónico capaz de convertir un voltaje determinado en un valor binario, en otras palabras, este se encarga de transformar señales análogas a digitales.

Aislador: Pieza de material aislante que sirve para soportar o sujetar un conductor eléctrico.

Algoritmo: Conjunto ordenado y finito de operaciones que permite hallar la solución de un problema.

ANSI: Instituto Nacional Estadounidense de Normalización (de sus siglas en inglés American National Standards Institute). Es una organización sin ánimo de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos. ANSI es miembro de la Organización Internacional para la Estandarización (ISO) y de la Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission, IEC). La organización también coordina estándares del país estadounidense con estándares internacionales, de tal modo que los productos de dicho país puedan usarse en todo el mundo.

B

Bifásico: Se dice de un sistema de dos corrientes eléctricas alternas iguales, procedentes del mismo generador y desplazadas un semiperíodo la una respecto de la otra.

Bobina Petersen: La bobina Petersen es un componente eléctrico representado por un inductor, inventado por el alemán Waldemar Petersen. Su tarea es lograr la condición de resonancia en un sistema eléctrico. En virtud de esta condición, cualquier falla a tierra debida a sobrecorrientes, pueden eliminarse automáticamente y con una muy breve interrupción en el servicio continuo.

C

CA: Se denomina corriente alterna (abreviada CA en español y AC en inglés) a la corriente eléctrica en la que la magnitud y dirección varían cíclicamente. La forma de onda de la corriente alterna más comúnmente utilizada es la de una onda senoidal, puesto que se consigue una transmisión más eficiente de la energía.

CD: La corriente continua (CC en español, en inglés DC, de Direct Current) es el flujo continuo de electrones a través de un conductor entre dos puntos de distinto potencial. A diferencia de la corriente alterna (CA en español, AC en inglés), en la corriente continua las cargas eléctricas circulan siempre en la misma dirección desde el punto de mayor potencial al de menor. Aunque comúnmente se identifica la corriente continúa con la corriente constante (por ejemplo la suministrada por una batería), es continua toda corriente que mantenga siempre la misma polaridad.

Capacitancia: Impedancia ofrecida por un condensador al paso de una corriente eléctrica.

Contingencia: Posibilidad de que algo suceda o no suceda.

Corriente: Magnitud física que expresa la cantidad de electricidad que fluye por un conductor en la unidad de tiempo. Su unidad en el Sistema Internacional es el ampere [A].

D

Diagrama: Dibujo en el que se muestran las relaciones entre las diferentes partes de un conjunto o sistema.

E

EEPROM: Memoria de solo lectura eléctricamente borrable. EEPROM son las siglas de electrically-erasable programmable read-only memory (ROM programable y borrable eléctricamente). Es un tipo de memoria ROM que puede ser programado, borrado y reprogramado eléctricamente. Aunque una EEPROM puede ser leída un número ilimitado de veces, sólo puede ser borrada y reprogramada entre 100.000 y 1.000.000 de veces.

F

Fibra óptica: La fibra óptica es un conductor de ondas en forma de filamento, generalmente de vidrio, aunque también puede ser de materiales plásticos. La fibra óptica es capaz de dirigir la luz a lo largo de su longitud usando la reflexión total interna.

Las fibras son ampliamente utilizadas en telecomunicaciones, ya que permiten enviar gran cantidad de datos a gran velocidad, mayor que las comunicaciones de radio y cable. También se utilizan para redes locales. Son el medio de transmisión inmune a las interferencias por excelencia.

Filtro: Dispositivo que elimina o selecciona ciertas frecuencias de un espectro eléctrico, acústico, óptico o mecánico, como las vibraciones.

Frecuencia: Número de veces que se repite un proceso periódico por unidad de tiempo.

Fusible: Hilo o chapa metálica, fácil de fundirse, que se coloca en algunas partes de las instalaciones eléctricas, para que, cuando la corriente sea excesiva, la interrumpa fundiéndose.

I

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (por sus siglas en inglés The Institute of Electrical and Electronics Engineers. Este instituto es una asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización, entre otras cosas. Es la mayor asociación internacional sin fines de lucro formada por profesionales de las nuevas tecnologías, como ingenieros eléctricos, ingenieros en electrónica, científicos de la computación e ingenieros en telecomunicación.

Impedancia: Relación entre la tensión alterna aplicada a un circuito y la intensidad de la corriente producida. Se mide en Ohms [Ω].

Inductancia: Relación entre la fuerza electromotriz producida en una bobina y la variación de la corriente. Se mide en Henrios [H].

L

LPF: Filtro Paso Bajas (por sus siglas en inglés Low Pass Filter). Un filtro paso bajo corresponde a un filtro caracterizado por permitir el paso de las frecuencias más bajas y atenuar las frecuencias más altas.

M

Microcontrolador: Un microcontrolador es un circuito integrado o chip que incluye en su interior las tres unidades funcionales de una computadora: CPU (Unidad de Procesamiento Central), Memoria y Unidades de Entradas y Salidas, es decir, se trata de un computador completo en un solo circuito integrado.

Microelectrónica: La microelectrónica es la aplicación de la ciencia electrónica a componentes y circuitos de dimensiones muy pequeñas, microscópicas y hasta de nivel molecular para producir dispositivos y equipos electrónicos de dimensiones reducidas pero altamente funcionales.

Microprocesador: El microprocesador es un circuito integrado que contiene todos los elementos de una "unidad central de procesamiento" o CPU (por sus siglas en inglés; Central Process Unit). En la actualidad en el interior de este componente electrónico existen millones de transistores integrados. Suelen tener forma de prisma chato, y se instalan sobre un elemento llamado zócalo (en inglés, *socket*). El microprocesador está compuesto por: registros, la Unidad de control, la Unidad aritmético-lógica, y dependiendo del procesador, una unidad en coma flotante.

MÓDEM: Aparato que convierte las señales digitales en analógicas para su transmisión, o a la inversa. Un módem es un equipo que sirve para modular y demodular (en amplitud, frecuencia, fase u otro sistema) una señal llamada portadora mediante otra señal de entrada llamada moduladora

Monofásico: Se dice de la corriente eléctrica alterna que circula por dos conductores, y también de los aparatos que se alimentan con esta clase de corriente.

O

Optoelectrónica: La optoelectrónica es el nexo de unión entre los sistemas ópticos y los sistemas electrónicos. Los componentes optoelectrónicos son aquellos cuyo funcionamiento está relacionado directamente con la luz.

P

PGA: Amplificador de ganancia programable (de sus siglas en inglés Programmable Gain Amplifier es un dispositivo que, mediante la utilización de energía externa, magnifica la amplitud o intensidad de un fenómeno físico programadamente.

Puente: Elemento para interconectar dos terminales de manera temporal sin tener que efectuar una operación que requiera herramienta adicional, dicha unión de terminales cierra el circuito eléctrico del que forma parte.

R

RAM: Memoria de acceso aleatorio. La memoria RAM, se compone de uno o más chips y se utiliza como memoria de trabajo para programas y datos. Es un tipo de memoria temporal que pierde sus datos cuando se queda sin energía. Es el acrónimo inglés de Random Access Memory Module (memoria de acceso aleatorio). Se trata de una memoria de semiconductor en la que se puede tanto leer como escribir información. Se utiliza normalmente como memoria temporal para almacenar resultados intermedios y datos similares no permanentes. Se dicen "de acceso aleatorio" o "de acceso directo" porque los diferentes accesos son independientes entre sí.

Relevador: Es un dispositivo que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico.

Resistencia: Dificultad que opone un circuito al paso de una corriente Su unidad en el Sistema Internacional es el Ohm [Ω].

ROM: Memoria de acceso exclusivo. ROM son las siglas de read-only memory, que significa "memoria de sólo lectura": una memoria de semiconductor destinada a ser leída y no destructible, es decir, que no se puede escribir sobre ella y que conserva intacta la información almacenada, incluso en el caso de que se interrumpa la corriente (memoria no volátil). La ROM suele almacenar la configuración del sistema o el programa de arranque de la computadora.

S

SCADA: Acrónimo de Supervisory Control and Data Acquisition (en español, Control supervisor y adquisición de datos). Comprende todas aquellas soluciones de aplicación para referirse a la captura de información de un proceso o planta industrial, para que, con esta información, sea posible realizar una serie de análisis o estudios con los que se pueden obtener valiosos indicadores que permitan una retroalimentación sobre un operador o sobre el propio proceso.

Un sistema SCADA incluye un hardware de señal de entrada y salida, controladores, interfaz hombre-máquina, redes, comunicaciones, base de datos y software.

El termino SCADA usualmente se refiere a un sistema central que monitorea y controla un sitio completo o un sistema que se extiende sobre una gran distancia (kilómetros / millas).

La mayor parte del control del sitio es en realidad realizada automáticamente por una Unidad Terminal Remota (UTR) o por un Controlador Lógico Programable (PLC).

Las funciones de control del servidor están casi siempre restringidas a reajustes básicos del sitio o capacidades de nivel de supervisión. La realimentación del lazo de control es cerrada a través del UTR el PLC; el sistema SCADA monitorea el desempeño general de dicho lazo.

SEL: Acrónimo de Schweitzer Engineering Laboratories. Los Laboratorios de Ingeniería Schweitzer son los dueños de la marca y desarrollo de los relevadores digitales multifunción SEL, para este caso de estudio, del relevador digital multifunción SEL-351.

T

TC: Transformador de Corriente. Son aparatos en donde la corriente secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Tensión: Es una magnitud física que impulsa a los electrones a lo largo de un conductor en un circuito cerrado. La tensión entre dos puntos de un campo eléctrico es igual al trabajo

que realiza dicha unidad de carga positiva para transportarla desde el punto A al punto B. Igual que el potencial, en el Sistema Internacional de Unidades la diferencia de potencial se mide en voltios o Volts [V].

Tierra: Masa conductora de la tierra, o todo conductor unido a ella por una impedancia despreciable.

TP: Transformador de potencial. Son aparatos en donde la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Transductor: Un transductor es un dispositivo capaz de transformar o convertir un determinado tipo de energía de entrada, en otra diferente de salida. El nombre del transductor ya nos indica cual es la transformación que realiza, aunque no necesariamente la dirección de la misma. Es un dispositivo usado principalmente en las ciencias eléctricas para obtener la información de entornos físicos y conseguir (a partir de esta información) señales o impulsos eléctricos o viceversa.

Transformador: Aparato eléctrico para convertir la corriente alterna de alta tensión y débil intensidad en otra de baja tensión y gran intensidad, o viceversa.

Trifásico: Se dice de un sistema de tres corrientes eléctricas alternas iguales, desfasadas entre sí en un tercio de período

U

UTR: Unidad Terminal Remota es un acrónimo que define a un dispositivo basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese. Generalmente este sitio remoto es una sala de control donde se encuentra un sistema central SCADA el cual permite visualizar las variables enviadas por la UTR. Las Unidades de terminales remotas, en la actualidad han sido reemplazadas por Controladores lógicos Programables quienes han fortalecido sus facilidades de comunicación a través de protocolos para sistemas de control (MODBUS, DNP3, IEC-101, IEC -105 etc..).

REFERENCIAS.

R.1 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

[1] Raúll Martín, José. Diseño de subestaciones eléctricas, México, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2^a. ed., 2000, 545 p.

[2] Espinosa y Lara, Roberto. Sistemas de distribución, México, Editorial Limusa, 1^a. ed., 1990, 531 p.

[3] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Manual de instrucción SEL-351, Estados Unidos, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 1^a. ed., 1997.

[4] Robles Gaytán, Jorge. Manual de procedimientos para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución, México, Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Distribución, Tomo 1, 1997, 545 p.

[5] Grainer, John y Stevenson, William. Análisis de sistemas de potencia, México, Mc Graw Hill, 1^a. ed., 2004, 740 p.

[6] Altuve Ferrer, Héctor. Protección de sistemas eléctricos de potencia, Cuba, Comisión Federal de Electricidad, Centro Nacional de Control de Energía, 395 p.

[7] Boylestad, Robert y Nashelsky, Louis. Electrónica: teoría de circuitos y dispositivos electrónicos, México, Person Education, 8^a. ed., 2003, 1,040 p.

R.2 REFERENCIAS ELECTRÓNICAS.

[8] SEL Literature. SEL Home Page, 2007. [Consultada en 2005 y 2006]. Disponible en World Wide Web: <<http://www.selinc.com> >

[9] Company Products. SEL Home Page, 2007. [Consultada en 2005 y 2006]. Disponible en World Wide Web: <<http://www.selinc.com> >

[10] Productos y Servicios. SEL en México Home Page, 2007. [Consultada en 2005 y 2006]. Disponible en World Wide Web: <<http://www.selinc.com.mx> >

[11] Folletos, Catálogos y Manuales. SEL en México Home Page, 2007. [Consultada en 2005 y 2006]. Disponible en World Wide Web: <<http://www.selinc.com.mx> >

[12] Buscar. Wikipedia. Wikimedia Foundation, Inc. Home Page, 2007. [Consultada en 2006 y 2007]. Disponible en World Wide Web: <<http://es.wikipedia.org>. >